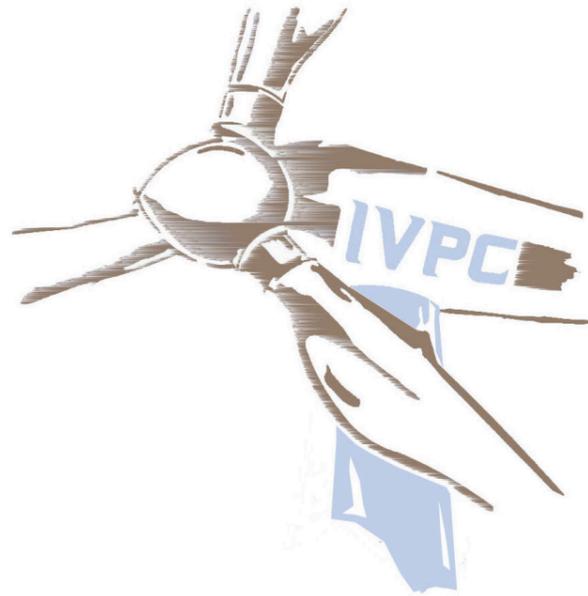


**REGIONE CAMPANIA**

**Provincia di Benevento**

**COMUNI DI :**

**SAN GIORGIO LA MOLARA, MOLINARA,  
SAN MARCO DEI CAVOTI, BASELICE E FOIANO DI VAL FORTORE**



**PROGETTO PER IL RIFACIMENTO E POTENZIAMENTO DI UN PARCO EOLICO**

**SIA R01 Relazione SIA sez.I SEZIONE PROGRAMMATICA E PIANIFICATORIA**

PROPONENTE



**I.V.P.C. S.r.l.**  
Vico Santa Maria a Cappella Vecchia, 11  
80121 Napoli  
PIVA: 01895480646  
*Antes*

IVPC S.r.l.  
Sede legale : Vico Santa Maria a Cappella Vecchia 11-80121 Napoli  
Sede Operativa: Via Circumvallazione 108 - 83100 Avellino

PROGETTISTI



IVPC EolicaS.r.l.  
Sede legale : Vico Santa Maria a Cappella Vecchia 11-80121 Napoli  
Sede Operativa: Via Circumvallazione 108 - 83100 Avellino



**Sommario**

1	PREMESSA.....	3	6.9	Le emissioni di CO2.....	36
2	Il Gruppo e la Società proponente.....	13	6.10	Le Fonti Rinnovabili .....	38
3	Lo Studio di Impatto Ambientale .....	18	6.11	La SEN – Strategia Energetica Nazionale .....	38
3.1	Struttura dello Studio di Valutazione Impatto Ambientale .....	18	6.12	Le risorse Rinnovabili .....	39
3.2	Metodologia della Valutazione Ambientale .....	20	6.13	Energia rinnovabile, sostenibile e fonti alternative .....	39
3.3	Identificazione delle Componenti Ambientali.....	20	6.14	Energia solare .....	40
5	La Valutazione di Impatto Ambientale .....	22	6.15	Solare Fotovoltaico.....	40
5.1	Origini.....	22	6.16	Solare Termico .....	41
5.2	La formalizzazione della Valutazione Ambientale.....	23	6.17	Energia Eolica .....	41
5.3	La Valutazione Ambientale in Europa .....	24	6.18	Energia Idroelettrica.....	42
5.4	La Direttiva Europea sulla Valutazione di Impatto Ambientale di Progetti .....	24	6.19	Energia Geotermica.....	42
5.5	La Valutazione di Impatto Ambientale in Italia .....	24	6.20	Energia da Biomasse .....	43
5.6	Le prime esperienze regionali.....	26	6.21	Energia Marina.....	43
6	Energia e Sostenibilità Ambientale .....	28	6.22	L'Energia del Vento.....	44
6.1	Lo scenario internazionale .....	28	6.23	Lo sviluppo eolico nel mondo .....	44
6.2	Analisi della domanda di energia.....	28	6.24	Lo sviluppo eolico in Europa .....	44
6.3	Scenari evolutivi: situazione globale .....	29	6.25	Lo sviluppo eolico in Italia .....	45
6.4	Scenari evolutivi in materia di energia: l'Europa .....	31	7	Le Normative Nazionali di Riferimento.....	48
6.5	Scenari evolutivi in materia di energia: l'Italia .....	32	7.1	Il D.LGS 387/2003.....	48
6.6	La Strategia Energetica Nazionale (SEN 2017).....	33	7.2	Le linee guida per gli Impianti alimentati da fonti rinnovabili - D.M. 10 settembre 2010....	48
6.7	Il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR).....	34	7.3	DLgs 152/2006 e ss.mm.ii .....	48
6.8	Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC).....	36	7.4	Il Decreto Legislativo 22 gennaio 2004, n. 42 recante il "Codice dei beni culturali e del paesaggio" .....	49
			8	Pianificazione Territoriale Paesistica e Ambientale .....	51



8.1	Piano Territoriale Regionale (PTR) .....	51
8.2	Piano Paesaggistico Regionale (PPR) Preliminare .....	53
8.3	Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale Benevento (PTCP) .....	53
8.4	Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale Avellino (PTCP) .....	57
8.5	Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale di Campobasso (PTCP) .....	57
8.6	Pianificazione in materia di aree naturali protette (SIC, ZPS, Parchi, Riserve) .....	58
8.7	Pianificazione Urbanistica Comunale .....	59
8.8	Pianificazione in materia di assetto idrogeologico .....	60
8.7	Vincolo Idrogeologico .....	69
8.9	Piano Regionale Attività Estrattive P.R.A.E. ....	71

## 1 PREMESSA

L'iniziativa progettuale proposta all'interno di questo Studio di Impatto Ambientale, rientra tra le azioni che la IVPC S.r.l. ha deciso di intraprendere nei prossimi anni, perseguendo una logica di sviluppo tesa all'ottimizzazione e al miglioramento degli impianti esistenti in territori già fortemente connotati da punto di vista infrastrutturale, attraverso la sensibile diminuzione del numero delle macchine attualmente installate a fronte di un netto avanzamento tecnologico, un incremento della produzione di energia da fonte rinnovabile, una progressiva riduzione delle emissioni nocive, e dunque un generale miglioramento degli impatti ambientali. In linea con questa logica, la IVPC ha già presentato presso la Regione Campania un progetto di rifacimento di un impianto eolico sito in Montefalcone di Val Fortore (BN), che sta seguendo un proprio iter autorizzativo PAUR e di cui è stato tenuto conto nell'ambito della Valutazione degli Impatti cumulativi.

La strategia aziendale che la IVPC S.r.l. ha inteso perseguire, trova giusta collocazione in uno scenario europeo e nazionale in linea con i contenuti del **Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR)** - che si inserisce all'interno del programma Next Generation EU (NGEU) ed è stato approvato in via definitiva con *Decisione di esecuzione del Consiglio dell'unione Europea il 13 luglio 2021* - con particolare riferimento all'asse strategico della Transizione ecologica e a una delle 6 missioni individuate dal piano, che è quella 2 denominata "Rivoluzione verde e transizione ecologica".

Nell'ambito della missione 2 del **PNRR**, si prevede un incremento della quota di energia prodotta da fonti di energia rinnovabile (FER) nel sistema, in linea con gli obiettivi nazionali ed europei di decarbonizzazione, oltre che il potenziamento delle infrastrutture di rete per accogliere l'aumento di produzione da FER ed aumentare la resilienza a fenomeni climatici estremi.

Inoltre, la scelta preferenziale del gruppo IVPC di puntare sull'ammodernamento e potenziamento dei propri impianti eolici esistenti, è perfettamente in linea con gli obiettivi e i traguardi nazionali al 2030 sull'efficienza energetica, sulle fonti rinnovabili e sulla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> descritti all'interno del **Piano Nazionale Integrato per l'energia e il Clima – PNIEC**, pubblicato e inviato dal MISE alla Commissione Europea il 21 gennaio del 2020, all'interno del quale al paragrafo 2.1.2 dove si legge in particolare che:

*"Per il raggiungimento degli obiettivi rinnovabili al 2030 sarà necessario non solo stimolare nuova produzione, ma anche preservare quella esistente e anzi, laddove possibile, incrementarla promuovendo il revamping e repowering di impianti. In particolare, l'opportunità di favorire investimenti di revamping e repowering dell'eolico esistente con macchine più evolute ed efficienti, sfruttando la*

*buona ventosità di siti già conosciuti e utilizzati, consentirà anche di limitare l'impatto sul consumo del suolo."*

In relazione alla logica di sviluppo aziendale coerente con quelle europee e nazionali, oggetto del presente Studio di Impatto Ambientale -S.I.A. è il **Progetto di Rifacimento e Potenziamento di un Parco Eolico** esistente e ricadente nei Comuni di Baselice, Foiano di Val Fortore, San Marco dei Cavoti, Molinara e San Giorgio La Molara, tutti in provincia di Benevento in Regione Campania.

In particolare, **l'impianto esistente è composto da n. 97 aerogeneratori tripala** con torre tralicciata, di cui n. 23 modello Vestas V42 e n. 74 modello Vestas V44, tutte **di potenza nominale pari a 0,60 MW**, per una **potenza complessiva di 58,20 MW**. L'impianto è collegato tramite cavidotti interrati alla Sottostazione elettrica di trasformazione 150/30 kv esistente di Foiano di Val Fortore (BN).

**Il nuovo impianto**, che sostituirà quello attualmente esistente, **sarà costituito da n. 24 aerogeneratori tripala con torre tubolare** più moderni, avente un diametro del rotore pari a 158 mt. e **di potenza nominale pari a 6,1 MW**, per una **potenza complessiva di 146, 40 MW**. Esso sarà collegato sempre tramite cavidotti interrati, il cui tracciato seguirà principalmente quello dei cavi esistenti, e confluirà nella medesima Sottostazione Terna nel Comune di Foiano di Valfortore (BN), per la quale non sarà realizzata alcuna modifica in termini di volumetria e superficie aggiuntiva, ma saranno predisposti adeguamenti dei locali della Sottostazione al fine di conformare le apparecchiature e i trasformatori all'incremento di potenza che sarà immessa in rete.

L'impianto esistente da dismettere è di proprietà della società IVPC S.r.l., la stessa che ne ha commissionato il progetto di rifacimento e potenziamento.

In sintesi, le principali opere di progetto consisteranno nella:

- **Dismissione delle 97 torri eoliche esistenti**, di cui n. 23 modello Vestas V42 e n. 74 modello Vestas V44, con potenza unitaria di **600kW** per un totale di **58,20 MW**.
- **Messa in opera di n. 24 aerogeneratori** complessivi, ciascuno dei quali aventi potenza unitaria di **6,10 MW**, per una potenza complessiva di **146,40 MW**.
- **Sostituzione dei cavidotti esistenti** con nuove tipologie di cavi, adeguati ai nuovi aerogeneratori ed alla relativa potenza. I tracciati dei cavidotti interrati di progetto seguiranno per la maggior parte i tracciati di quelli esistenti da dismettere.
- Per la connessione alla RTN del nuovo impianto, si prevedono opere di tipo elettromeccanico, con la sostituzione delle vecchie apparecchiature già installate nella medesima Sottostazione Terna esistente nel Comune di Foiano di Valfortore (BN) con quelle nuove e con tensione lato MT pari a 30 Kv e lato AT pari a 150 kV, nonché opere civili consistenti nella demolizione dei fabbricati esistenti e la loro sostituzione con la realizzazione di edifici shelter che non comporteranno aumento né di



**PROGETTO PER IL RIFACIMENTO E IL POTENZIAMENTO  
DI UN PARCO EOLICO**

**Comuni di Baselice, Foiano di Val Fortore, San Marco dei Cavoti, Molinara e San Giorgio La Molara – Provincia Di Benevento**

*Relazione SIA – Sezione Programmatica e Pianificatoria*

superficie né di volumetria rispetto a quella attualmente occupata dai locali esistenti. Per la descrizione delle opere da realizzare in Sottostazione, si rimanda agli specifici elaborati progettuali specifici.

In quest'ottica, attraverso la proposta di Rifacimento e Potenziamento dell'Impianto Eolico esistente, la IVPC S.r.l. si pone come obiettivo principale quello di far convergere azioni di miglioramento in ambito territoriale e ambientale, con quelle di incremento della capacità produttiva dell'impianto attraverso la sostituzione dei vecchi aerogeneratori e l'ammodernamento della rete infrastrutturale .

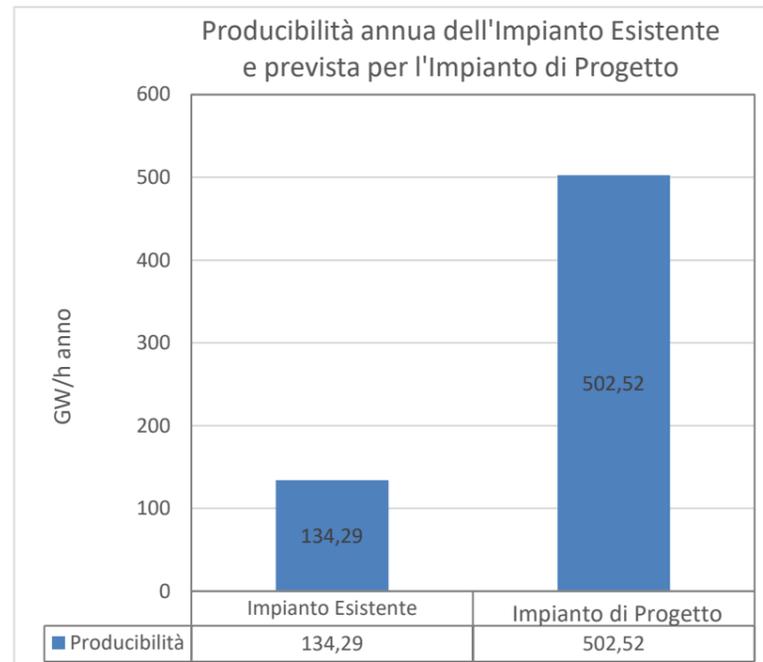
La proposta progettuale si propone quindi di apportare significativi benefici dovuti alla dismissione di strutture ormai obsolete con conseguente diminuzione del carico infrastrutturale in un contesto territoriale già interessato da diversi impianti eolici esistenti: allo stato attuale infatti gli aerogeneratori già presenti nell'area si susseguono quasi senza soluzione di continuità nel territorio collinare tra Benevento e Foggia, connotando l'area come un grande polo energetico sviluppatosi negli ultimi vent'anni a cavallo tra Campania, Puglia e Basilicata.

La dismissione degli aerogeneratori e di parte delle strutture connesse non più utili al nuovo impianto potrà apportare significativi miglioramenti a fronte di un nuovo inserimento estremamente ridotto. Le aree che saranno liberate dalla presenza dei vecchi aerogeneratori, saranno ripristinate e riportate agli usi naturali del suolo.

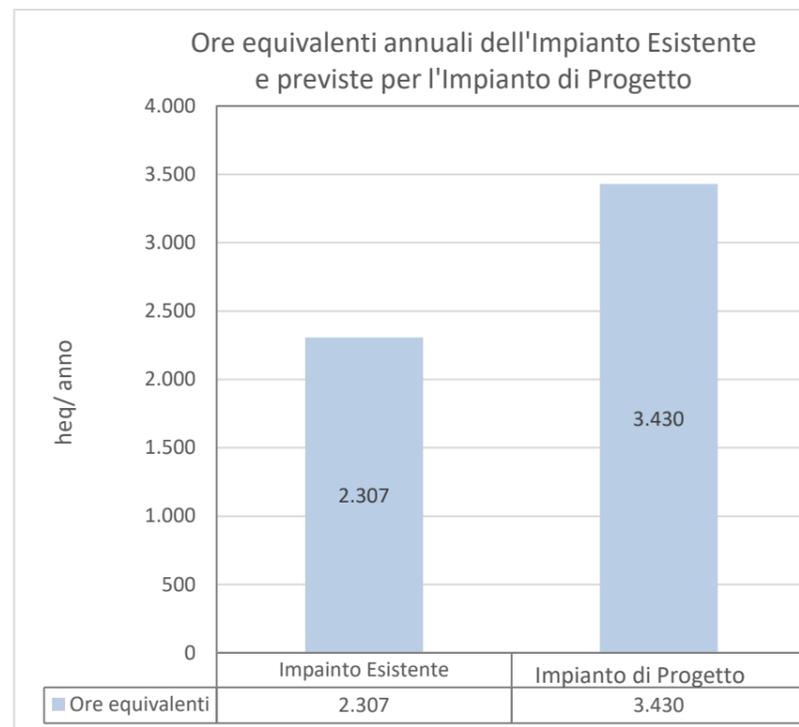
Dal punto di vista tecnologico, i nuovi aerogeneratori sono molto più potenti e performanti rispetto agli esistenti ed in funzione delle caratteristiche anemologiche dell'area hanno un rendimento maggiore in termini di ore di produzione, oltre ad essere compatibili con il territorio e con i maggiori aspetti di sensibilità ambientale presenti nel contesto di riferimento, come si evince anche dalle valutazioni specialistiche effettuati nell'ambito del presente studio.

PARAMETRO	IMPIANTO DA DISMETTERE	IMPIANTO DI PROGETTO	DIFFERENZA
<b>Territorio Comunale di localizzazione degli aerogeneratori</b>	San Marco dei Cavoti (BN)	San Marco dei Cavoti (BN)	=
	Baselice- Foiano di V.F. (BN)	Baselice- Foiano di V.F. (BN)	
	Molinara (BN)	Molinara (BN)	
	San Giorgio La Molara (BN)	San Giorgio La Molara (BN)	
<b>Numero aerogeneratori</b>	97	24	<b>- 73</b>
<b>Potenza nominale massima singolo aerogeneratore</b>	0,60 MW	6,10 MW	<b>+ 5,5 MW</b>
<b>Potenza complessiva Parco Eolico</b>	58,20 MW	146,40 MW	<b>+ 88,20 MW</b>
<b>Localizzazione opere connessione utente</b>	Sottostazione di Foiano di Val Fortore	Sottostazione di Foiano di Val Fortore	=
<b>Generazione elettrica</b>	134,29 GWh/anno	502,52 GWh/anno	<b>+ 368, 23 GWh/anno</b>
<b>Numero di ore equivalenti</b>	2.307 heq/anno	3.430 heq/anno	<b>+ 1.123 heq/anno</b>
<b>Altezza massima mozzo aerogeneratore</b>	50 m	101 m	<b>+ 51 m</b>
<b>Altezza massima aerogeneratore</b>	71 m (V42) e 72 m (V44)	180 m	<b>+ 108 m rispetto a V44 + 109 m rispetto a V42</b>
<b>Diametro massimo rotore</b>	42 m (V42) e 44 m (V44)	158 m	<b>+ 116 m rispetto V42 + 114 m rispetto V44</b>
<b>Area spazzata massima singolo aerogeneratore</b>	1.384,74 mq (V42) e 1.519,76 mq (V44)	19.596,7 mq	<b>+18.211,96 mq rispetto a V42 +18.076,94 mq rispetto V44</b>
<b>Area spazzata complessiva impianto</b>	145. 931,50 mq19	470.320,8 mq	<b>+ 324.389,3 mq</b>
<b>Distanza minima tra le torri</b>	78,50 m (tra J06 – J07)	307 m (tra MOL05 – MOL07)	<b>+ 228, 50 m</b>
<b>Elettrodotto a 30 kV di collegamento alla sottostazione</b>	23 Km circa	20,40 Km circa ( di cui 16,865 Km circa coincidente con il tracciato esistente)	<b>- 2,60 Km circa</b>

Confronto tra Impianto Esistente da dismettere e Impianto di Progetto in relazione agli aerogeneratori e al tracciato cavidotti



Confronto tra la producibilità annua dell'Impianto Esistente da dismettere e quella attesa per l'Impianto di Progetto, pari ad **un incremento di circa il 274%**



Confronto tra le ore equivalenti annuali dell'Impianto Esistente da dismettere e quelle attese per l'Impianto di Progetto, pari ad **un incremento di circa il 49%**

Il progetto di Rifacimento e Potenziamento dell'Impianto Eolico produrrà un notevole incremento del risparmio di costi esterni negativi evitati alla collettività. Il principale aspetto positivo legato alla realizzazione di un impianto eolico infatti è la produzione di energia elettrica che si ottiene senza che vi siano emissioni di inquinanti, pertanto il rifacimento e potenziamento di un impianto eolico di vecchia generazione con uno che utilizza una tecnologia più moderna, non potrà che incrementare i benefici a vantaggio della collettività, oltre che contribuire in modo sostanziale al raggiungimento degli obiettivi nazionali ed europei di decarbonizzazione.

Prendendo come riferimento le emissioni nocive in atmosfera di una comune centrale termoelettrica alimentata da combustibili fossili, si stima che per ogni Kw/h di energia prodotta comporta l'emissione in atmosfera di gas serra (*anidride carbonica*) e gas inquinanti in misura di:

- 483 g/kWh di CO<sub>2</sub> (*anidride carbonica*);
- 1,4 g/kWh di SO<sub>2</sub> (*anidride solforosa*);
- 1,9 g/kWh di NO<sub>x</sub> (*ossido di azoto*)

Questo significa che per ogni anno di vita utile del nuovo Impianto Eolico che andrà a sostituire quello attualmente esistente e per la quale si stima una produzione annuale non inferiore ai **502,52 GWh/anno**, una centrale tradizionale produrrebbe:

- circa 242.717 tonnellate di CO<sub>2</sub> (*anidride carbonica*);
- circa 703 tonnellate di SO<sub>2</sub> (*anidride solforosa*);
- circa 955 tonnellate di NO<sub>x</sub> (*ossido di azoto*)

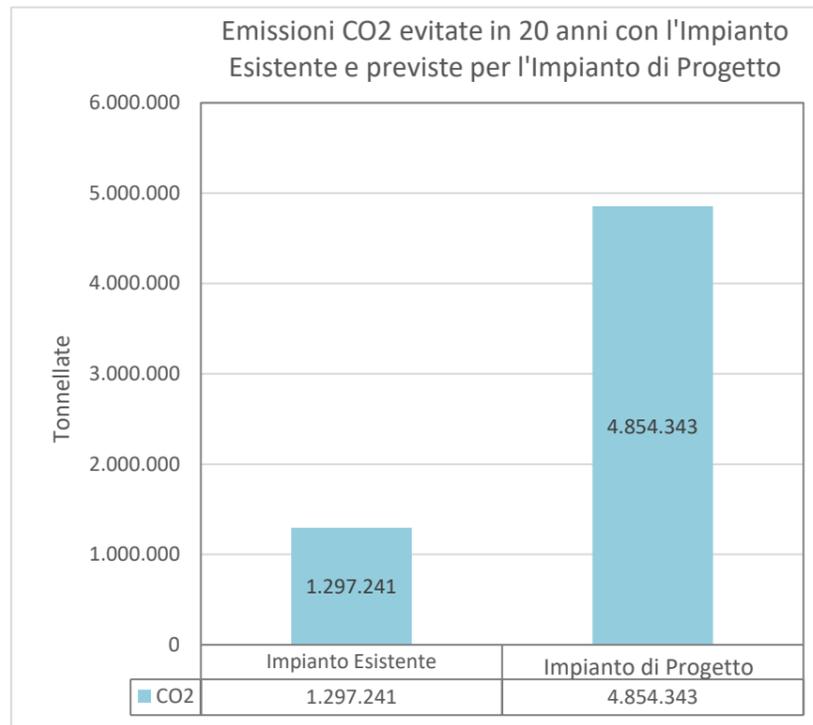
Inoltre, facendo una valutazione in termini di risparmio di energia fossile – petrolio - in un anno, assumendo come equivalente 1 MWh = 0,187 TEP – Tonnellata di Petrolio (*così come indicato nella Delibera EEN 3/08*), stante la produzione stimata dell'Impianto Eolico di Progetto in **502,52 GWh/anno**, avremo **evitato un consumo annuale di combustibile pari a 93.971,24 tonnellate di petrolio**, che in termini economici – considerando che 1 TEP corrisponde a circa 6,841 barili di petrolio - significa circa **642.857 barili di petrolio**.

In sintesi del confronto tra Impianto Esistente in dismissione e quello di Progetto, calcolando le emissioni risparmiate su una durata media dell'impianto pari a 20 anni si verifica che:

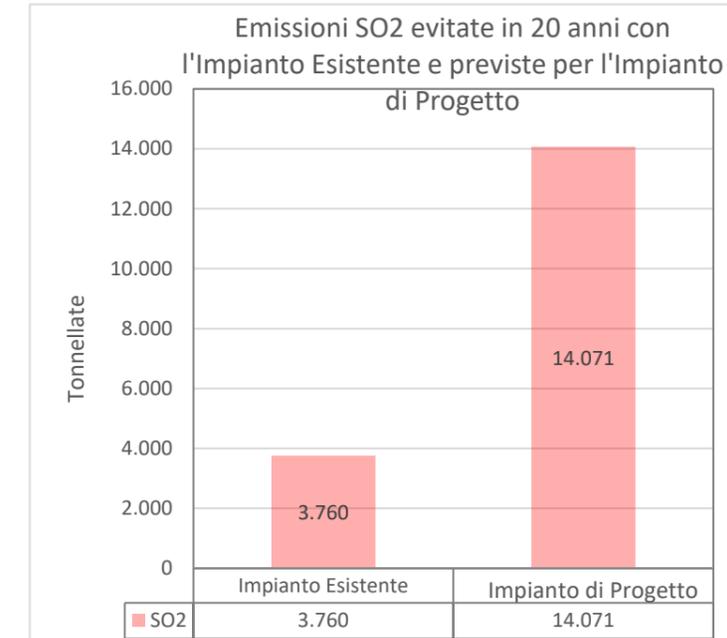


Impianto Esistente	
134,29	GWh/anno
2.307	heq/anno
1.297.241	Tonnellate di CO2
3.760	Tonnellate di SO2
5.103	Tonnellate di Nox
502.244	Tonnellate di Petrolio
3.435.851	Barili di Petrolio

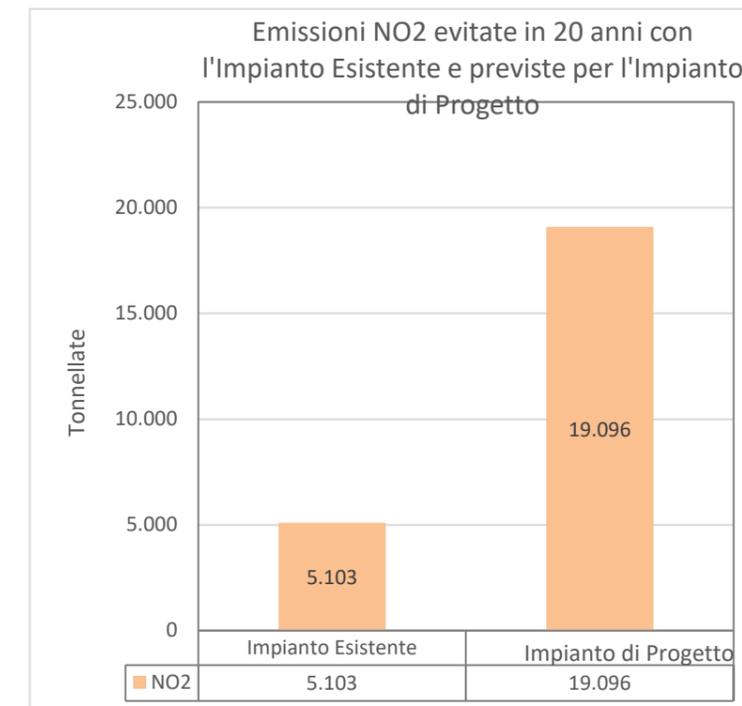
Impianto di Progetto	
502,52	GWh/anno
3.430	heq/anno
4 854 340	Tonnellate di CO2
14.070	Tonnellate di SO2
19.096	Tonnellate di Nox
1.879.425	Tonnellate di Petrolio
12.857.140	Barili di Petrolio



Confronto tra le stime di emissioni di CO2 evitate in 20 anni dell'Impianto Esistente da dismettere e di quelle che si eviteranno per l'Impianto di Progetto, pari ad un incremento di circa il 274%



Confronto tra le stime di emissioni di SO2 evitate in 20 anni dell'Impianto Esistente da dismettere e di quelle che si eviteranno per l'Impianto di Progetto, pari ad un incremento di circa il 274%

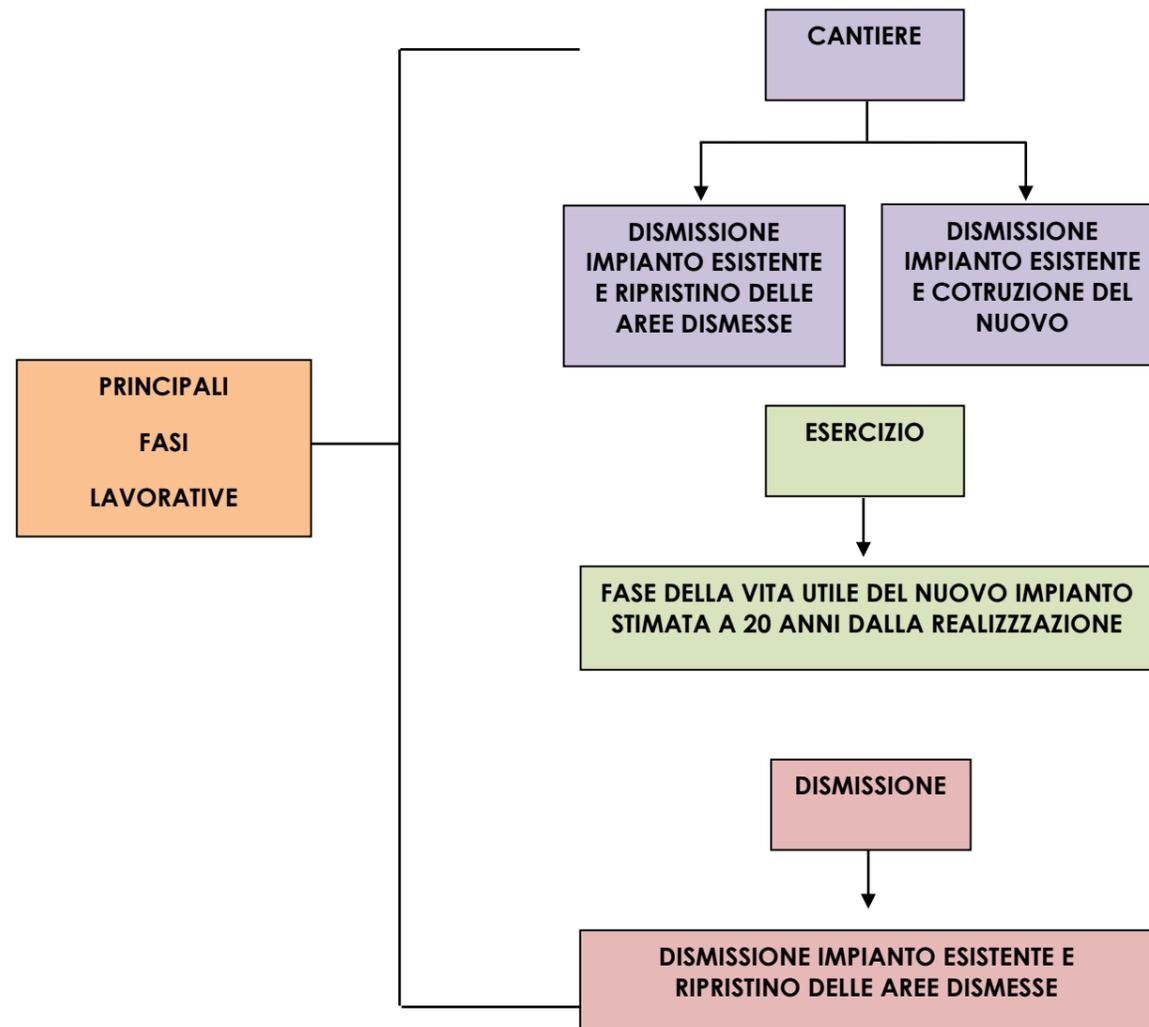


Confronto tra le stime di consumo di petrolio evitate in 20 anni dell'Impianto Esistente da dismettere e di quelle che si eviteranno per l'Impianto di Progetto, pari ad un incremento di circa il 274%

In relazione all'ubicazione dei nuovi aerogeneratori, gli stessi saranno installati nelle medesime aree di interesse degli aerogeneratori esistenti o nelle immediate e più prossime vicinanze ad essi, inoltre molte aree dove attualmente insistono gli aerogeneratori che saranno dismessi, non saranno più occupate.

All'interno del progetto di rifacimento e potenziamento infatti, sono state previste opere di dismissione finalizzate sia all'installazione dei nuovi aerogeneratori e all'alloggiamento dei nuovi cavidotti, sia al ripristino delle aree interessate ad una condizione ante operam, ovvero restituite agli usi naturali, prevalentemente agricoli.

Nello schema che segue, sono riportate le principali fasi lavorative, secondo cui è stata sviluppata la stessa Analisi di Impatto Ambientale per ciascuna delle componenti ambientali considerate.

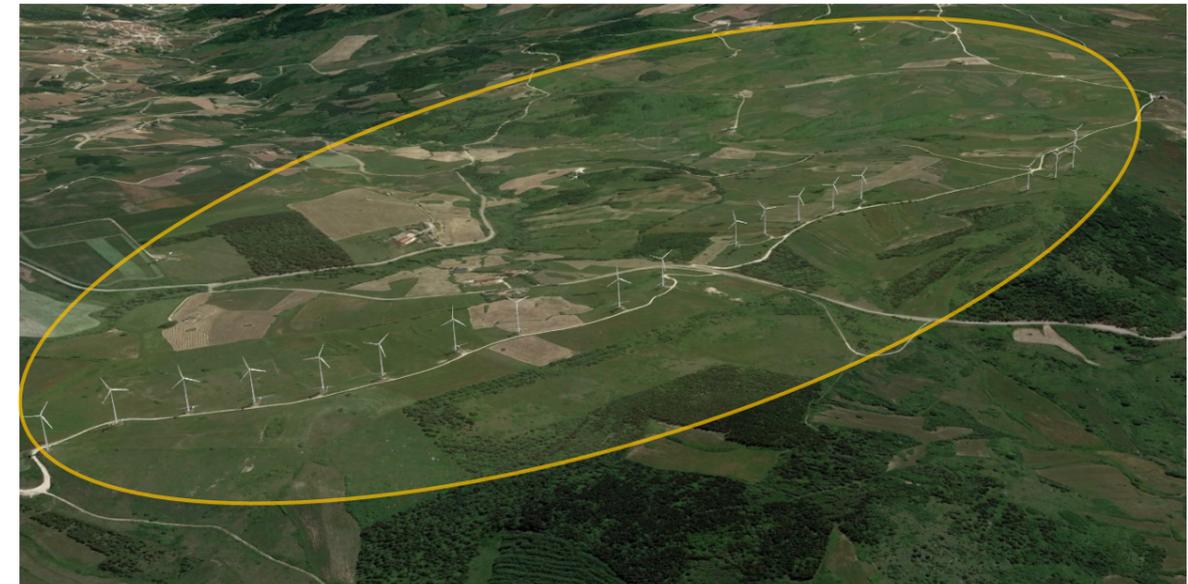


PARAMETRO	IMPIANTO DA DISMETTERE	IMPIANTO DI PROGETTO	DIFFERENZA
Aree temporaneamente occupate dai lavori di Dismissione e successivamente ripristinate con terreno vegetale	0	52.768 mq circa	+ 52.768 mq circa
Aree temporaneamente occupate dai lavori di Costruzione dell'Impianto e successivamente ripristinate ante operam e restituite agli usi naturali del suolo (agricoli)	0	137.221 mq circa	+ 137.221 mq circa
Aree utilizzate in fase di Costruzione dell'Impianto e successivamente oggetto di interventi di mitigazione (copertura con strato di terreno vegetale)	0	57.508 mq circa	+ 57.508 mq circa
Occupazione suolo opere definitive (Piazzole aerogeneratori visibili e Nuove Strade) N.B. Per l'impianto di progetto è stata considerata la superficie al netto delle scarpate	24.967 mq circa	17.812 mq circa	- 7.155 mq circa
Aree definitivamente liberate dalle strutture esistenti al termine dei lavori di Dismissione e restituite agli usi naturali del suolo (agricoli)	0	24.967 mq circa	+ 24.967 mq circa
Rapporto generazione elettrica/superficie di suolo occupata (Piazzole e nuove strade) N.B. Per l'impianto di progetto è stata considerata la superficie al netto delle scarpate	53,79 GWh/anno per Ettaro	66,72 GWh/anno per Ettaro	+ 12,93 GWh/anno per Ettaro

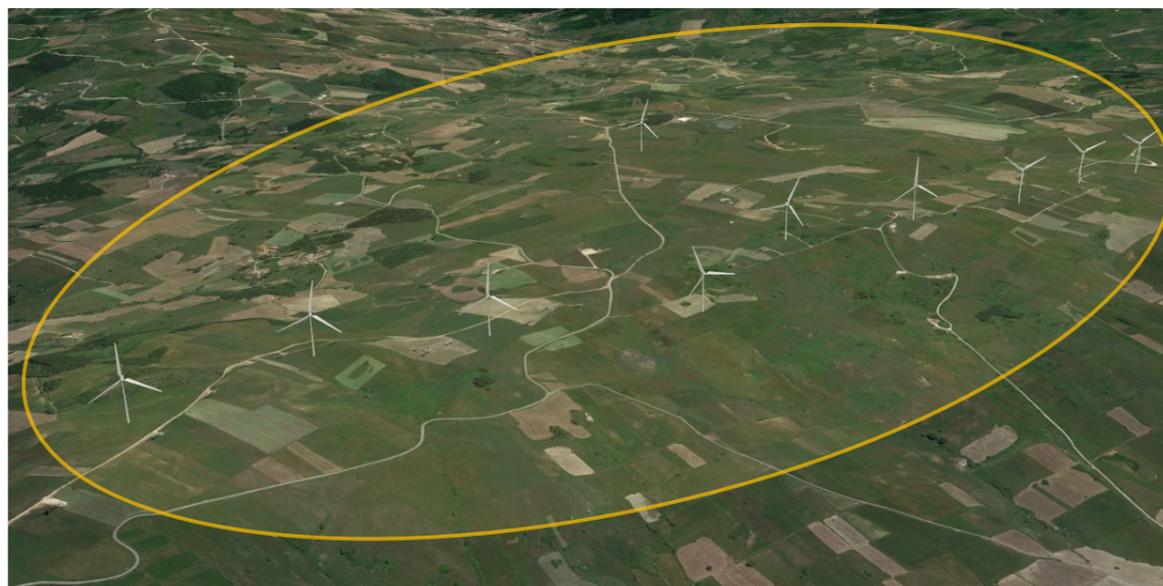
Confronto tra Impianto Esistente da dismettere e Impianto di Progetto in relazione alle superfici occupate in fase di cantiere e in fase di esercizio



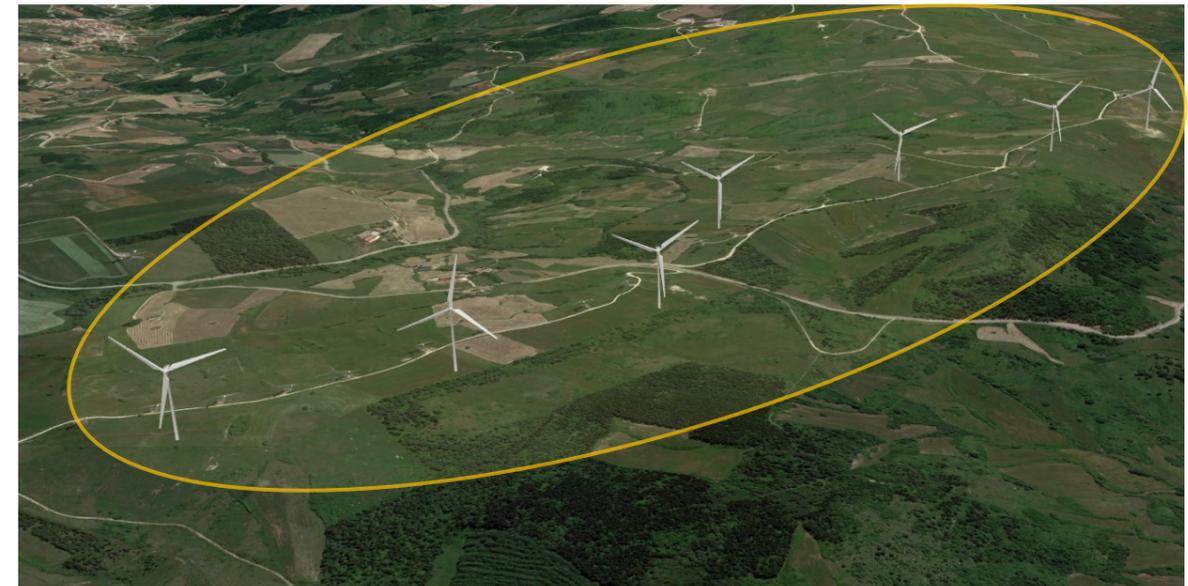
Stralcio Google Earth delle aree dei territori comunali di Baselice, Foiano di Val Fortore e San Marco dei Cavoti interessate dal Progetto - Individuazione aerogeneratori esistenti



Stralcio Google Earth delle aree dei territori comunali di San Marco dei Cavoti, Molina, San Giorgio La Molar interessate dal Progetto - Individuazione aerogeneratori esistenti



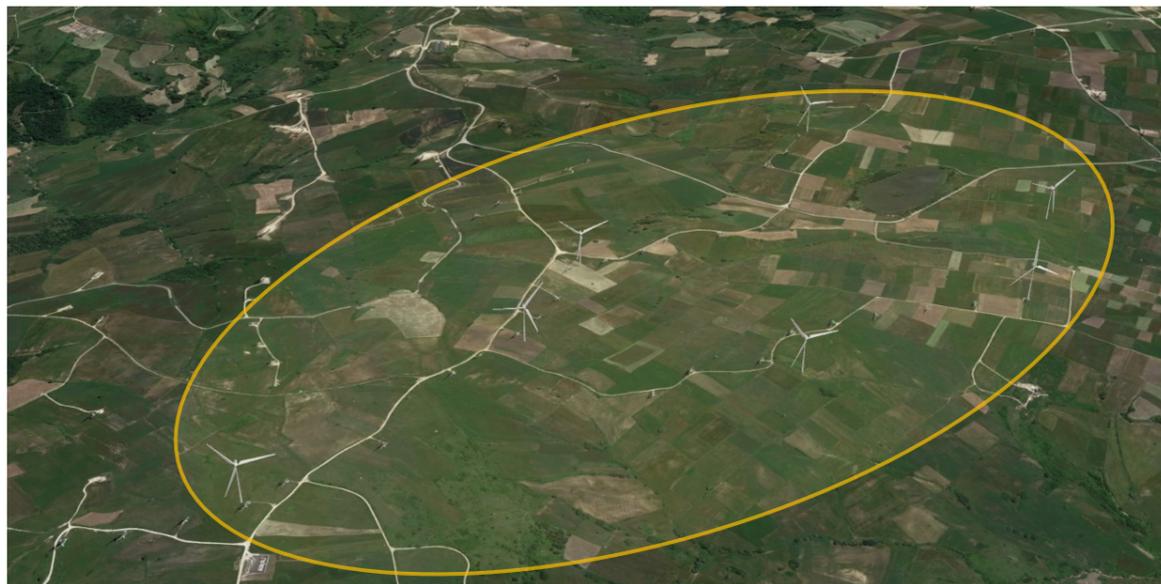
Stralcio Google Earth delle aree dei territori comunali di Baselice, Foiano di Val Fortore e San Marco dei Cavoti interessate dal Progetto - Individuazione aerogeneratori da progetto



Stralcio Google Earth delle aree dei territori comunali di San Marco dei Cavoti, Molina, San Giorgio La Molar interessate dal Progetto - Individuazione aerogeneratori di Progetto



Stralcio Google Earth delle aree dei territori comunali di Molina, San Giorgio La Molarata interessate dal Progetto - Individuazione aerogeneratori esistenti



Stralcio Google Earth delle aree dei territori comunali di Molina, San Giorgio La Molarata interessate dal Progetto - Individuazione aerogeneratori di Progetto

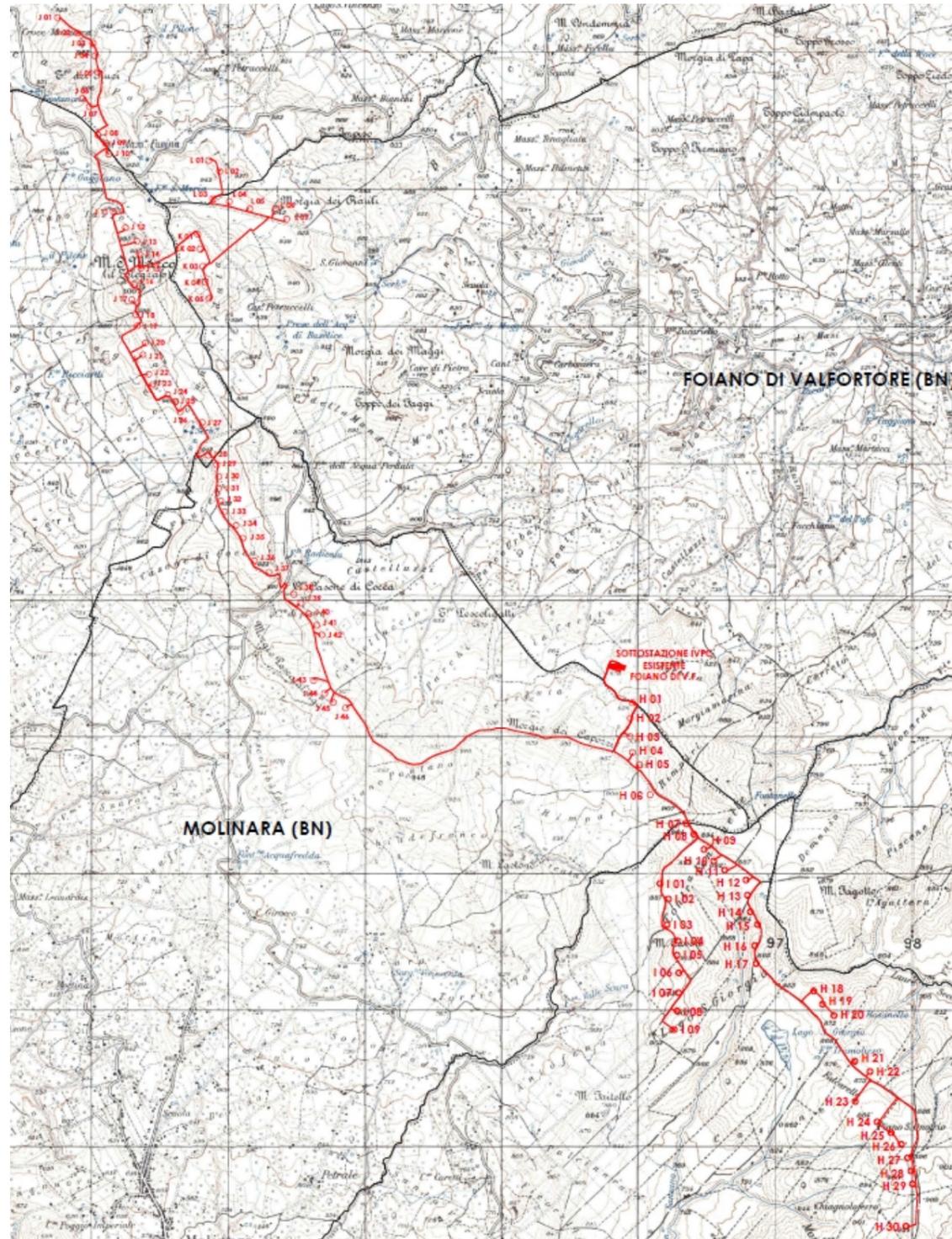
La riduzione delle aree di insistenza dell'Impianto Esistente di cui è prevista la Dismissione rispetto a quello di Progetto, non potrà che rappresentare un enorme beneficio a vantaggio del territorio in termini di occupazione di suolo e a livello percettivo e paesaggistico: la **notevole riduzione del numero di aerogeneratori**, da **97 a 24**, comporterà un enorme vantaggio in termini di visibilità sia in senso verticale, perché non sarà più percepito il cosiddetto *effetto selva*, sia in senso orizzontale, perché saranno maggiori le porzioni di territorio liberate dall'ingombro delle piazzole, delle cabine di trasformazione e delle altre opere accessorie all'impianto.

Il progetto di Rifacimento e Potenziamento dell'Impianto Eolico che sarà analizzato in questo Studio di Impatto Ambientale, rientra tra gli Impianti industriali per la produzione di energia mediante lo sfruttamento del vento siano sottoposti alla procedura di Valutazione di Impatto Ambientale di competenza nazionale, per il quale il Ministero della transizione ecologica volge il ruolo di soggetto competente in materia, qualora i suddetti impianti per la produzione di energia elettrica sulla terraferma presentino una potenza complessiva superiore ai 30 MW.

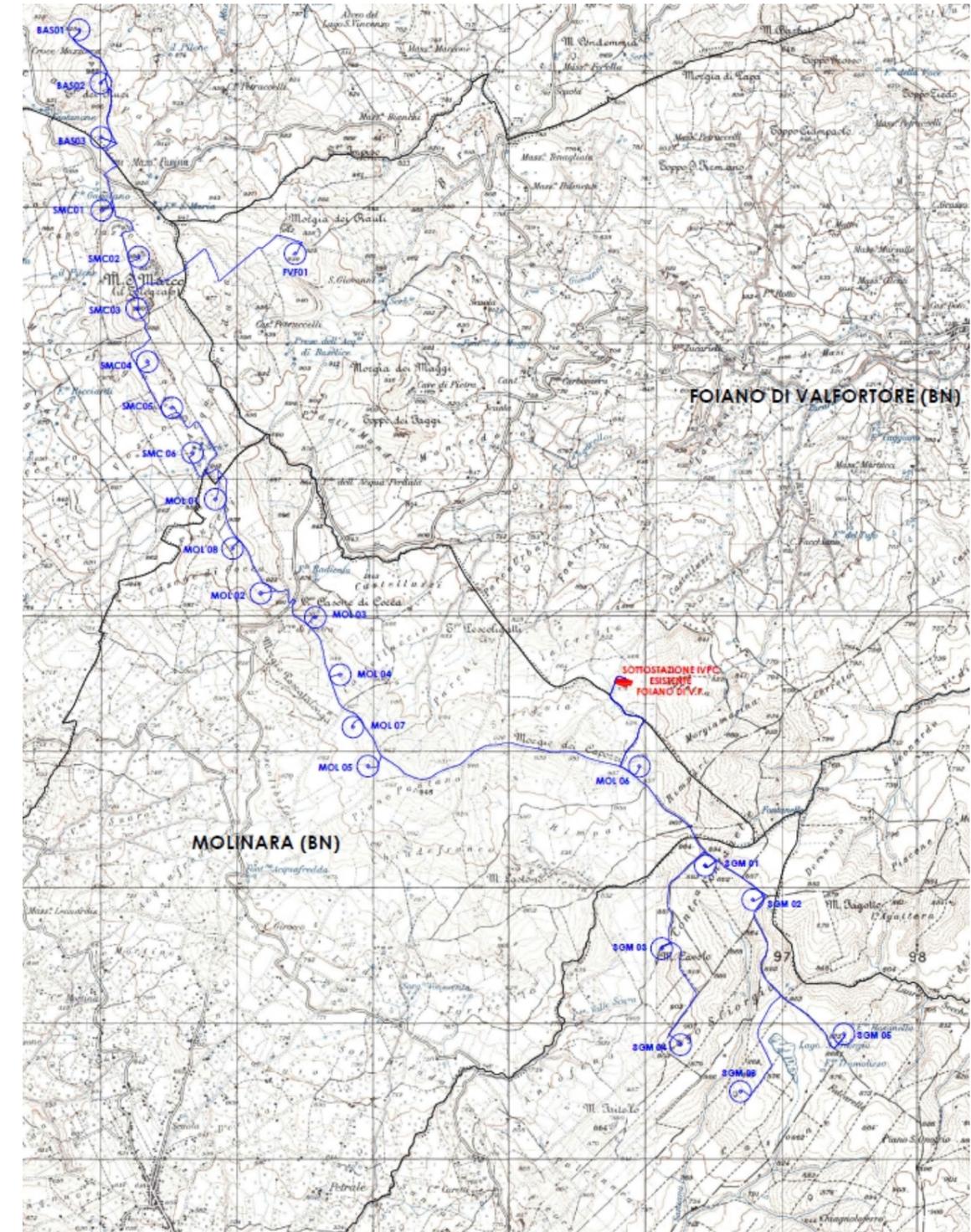
Tale Studio è stato redatto ai sensi del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., (così come aggiornato dal D.Lgs. 104/2017 e modificato, da ultimo, dalla Legge 120/2020) ed è stato strutturato in linea con le indicazioni riportate nell'**Allegato VII della Parte II del D.Lgs. 152/2006** e i contenuti minimi richiesti dall'articolo 22 del medesimo decreto.

Tutta la documentazione contenente le informazioni richieste ai fini della valutazione degli impatti correlati con la realizzazione dell'impianto di progetto, è stata suddivisa in una parte grafica che descrittiva.

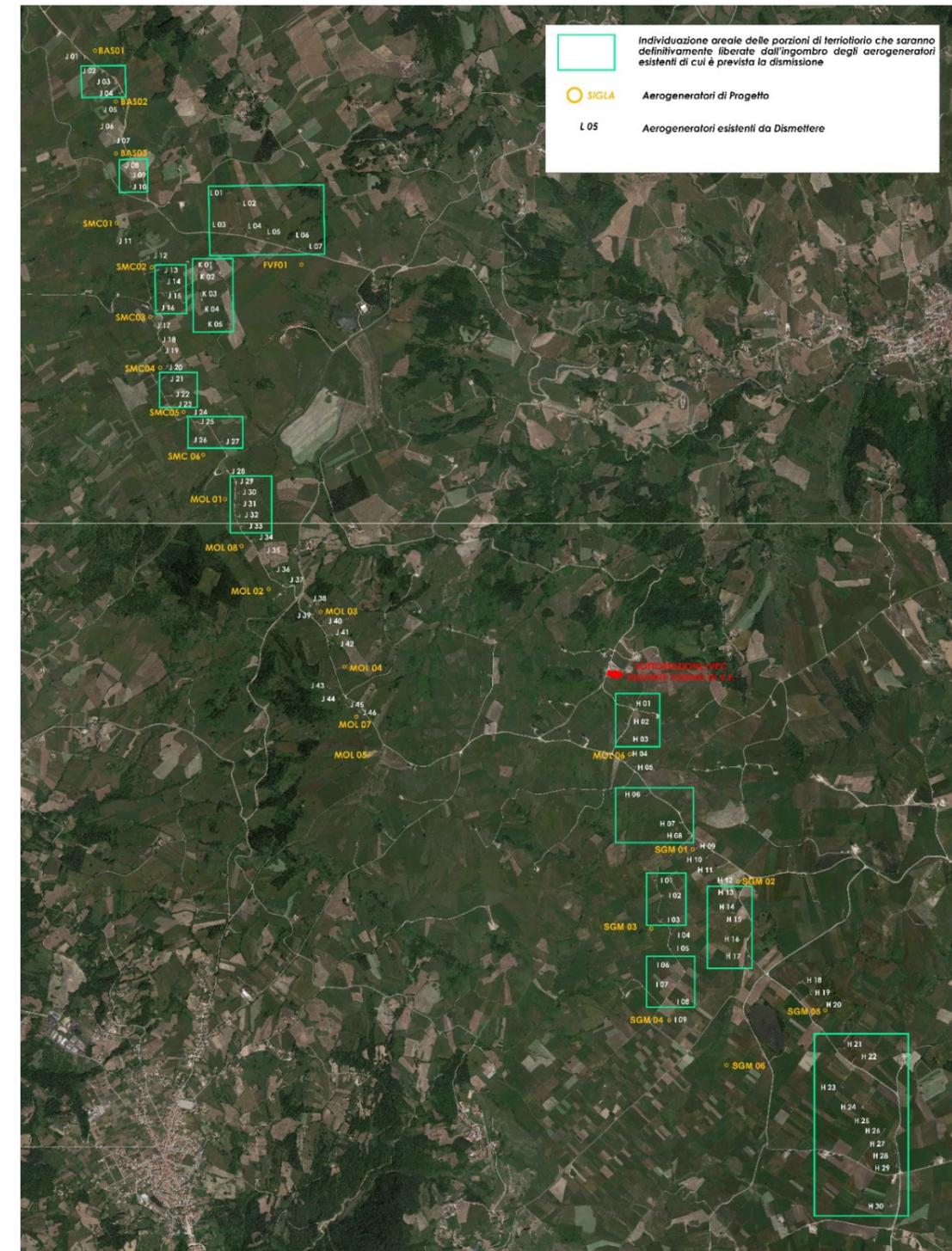
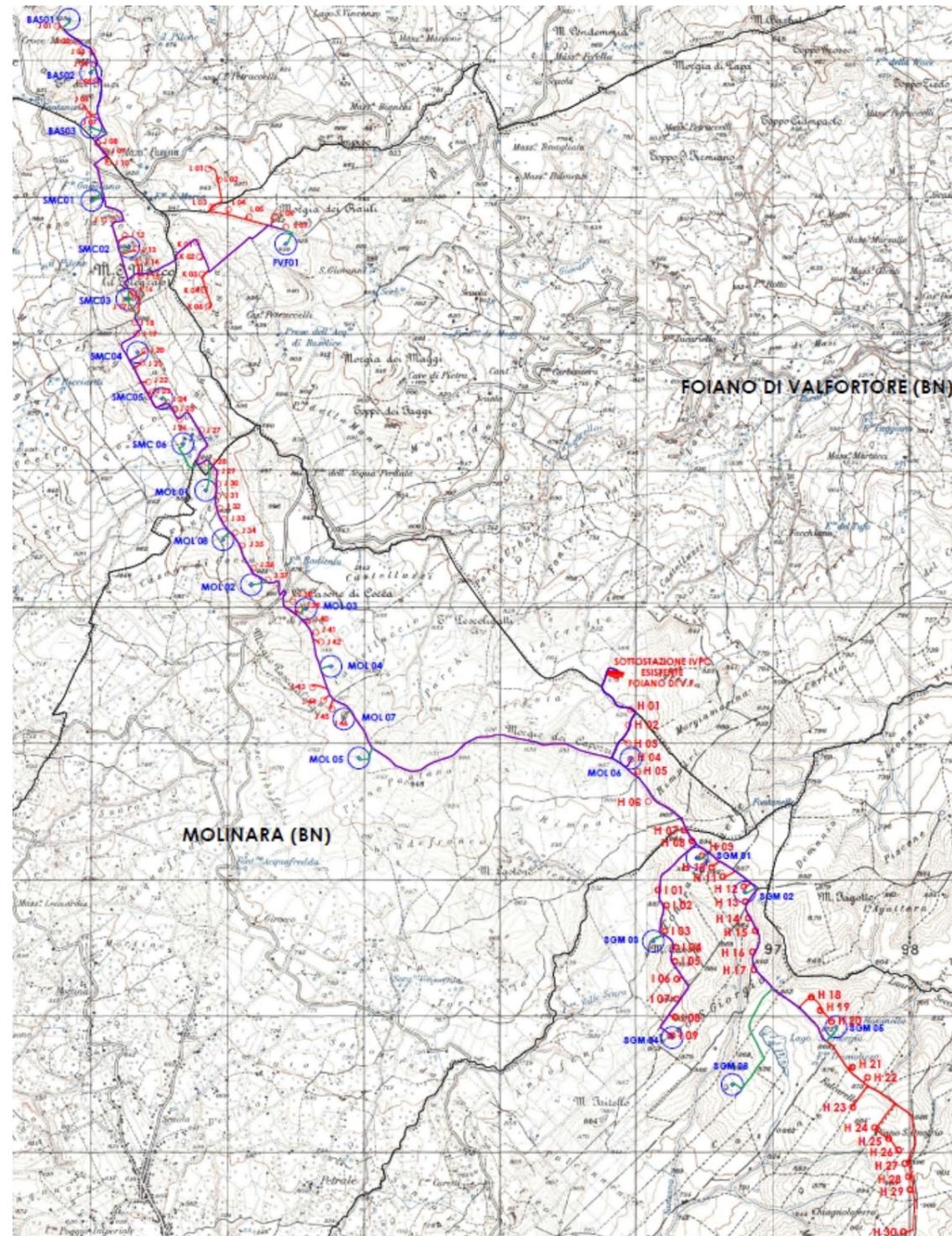
**Nei paragrafi successivi, si specificherà più nel dettaglio come è stato strutturato lo Studio di Impatto Ambientale e chi sono le professionalità che compongono il gruppo di progettazione che ha redatto, secondo le specifiche competenze, tale studio.**



Planimetria dell'impianto esistente da dismettere su carta IGM



Layout impianto di progetto su carta IGM



Sovrapposizione dei due impianti: in rosso l'esistente da dismettere, in blu quello di progetto

Stralcio ortofoto con la sovrapposizione tra il Layout degli aerogeneratori da dismettere e quello degli aerogeneratori di Progetto



Il progetto di rifacimento e potenziamento dell'Impianto proposto, avrà degli effetti migliorativi a medio e lungo termine anche sulle attività di manutenzione ordinaria e straordinaria dell'impianto stesso, in quanto l'utilizzo di aerogeneratori più moderni che hanno raggiunto livelli di affidabilità, nonché di silenziosità, estremamente avanzate, riduce la frequenza di interventi di manutenzione ordinaria e/o straordinaria, e dunque il rischio di possibili incidenti che possano avere ricadute sull'ambiente (il rischio di sversamento accidentale degli oli nel corso delle operazioni di pulizia e di ingrassaggio degli organi meccanici, ad esempio) o di operazioni straordinarie che comportino la temporanea occupazione e sistemazione di porzioni di suolo ai fini dell'alloggiamento di gru o mezzi meccanici.

Inoltre, come abbiamo già accennato nel paragrafo precedente, i nuovi aerogeneratori hanno raggiunto livelli di silenziosità di gran lunga maggiori rispetto a quelli installati sul territorio più di venti anni fa, come è il caso dell'impianto che andremo a dismettere: i moderni macchinari posti all'interno della navicella dei nuovi aerogeneratori sono estremamente silenziosi a differenza di quelli ad oggi in uso, l'unico potenziale impatto acustico che sarà da considerare, e per il quale è stata effettuata un'apposita valutazione all'interno di questo studio, sarà imputabile al solo attrito dell'aria con le pale e con la torre di sostegno.

Infine, in relazione alle valutazioni delle possibili alternative progettuali rispetto a quella presentata, la metodologia seguita nella definizione del Layout definitivo è stata fortemente condizionata dallo sviluppo dell'Impianto da dismettere, trattandosi appunto di un Progetto di Rifacimento e Potenziamento di un Impianto già esistente, nonché del rispetto delle attuali norme vigenti in merito ai progetti relativi alle fonti rinnovabili.

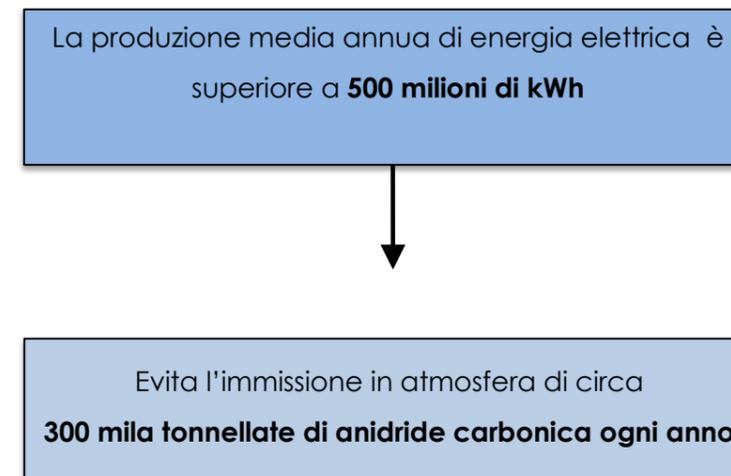
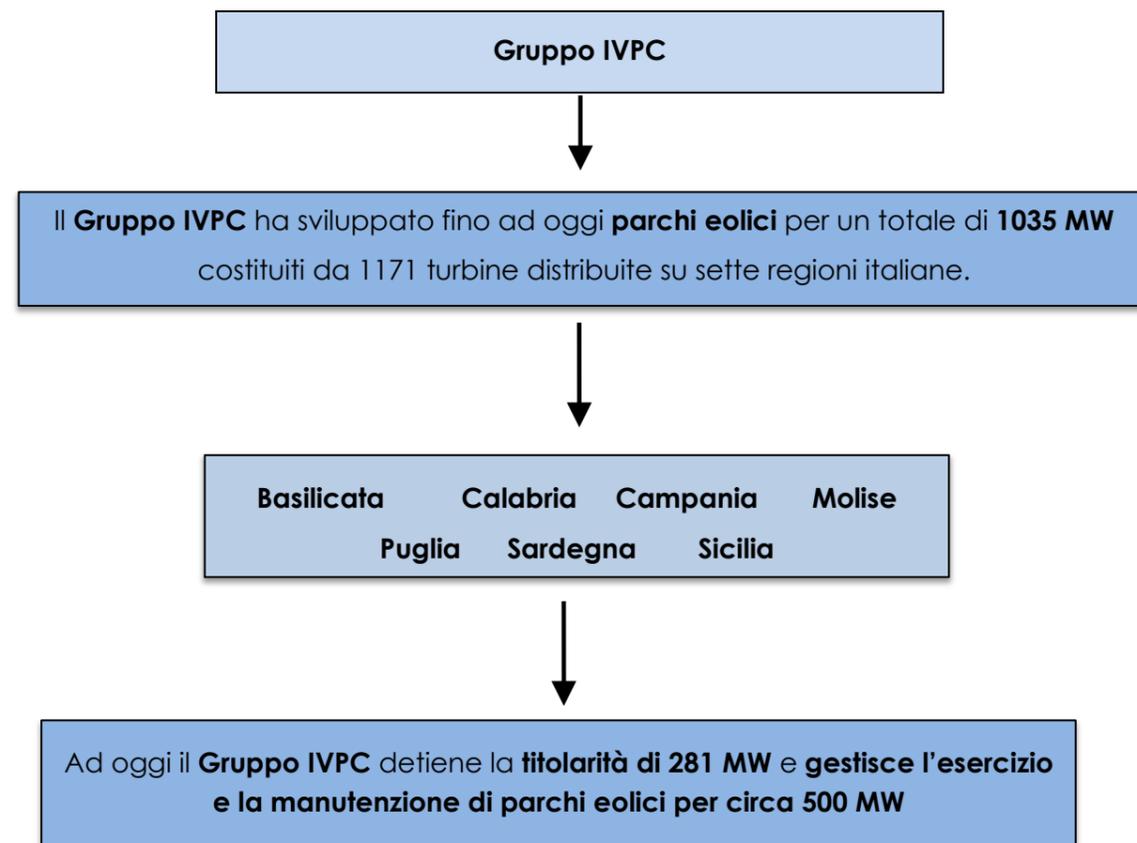
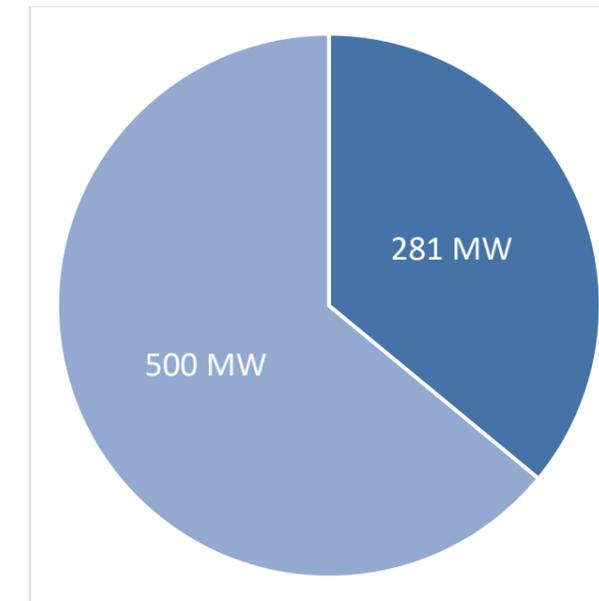
In particolare, superata l'ipotesi dell'alternativa zero, che nei fatti consisterebbe nella rinuncia alla realizzazione di quanto previsto da progetto lasciando inalterato lo stato dei luoghi e che di fatto si tradurrebbe in un minor utilizzo del potenziale energetico dell'area e alla rinuncia di una riduzione del numero di aerogeneratori sul territorio, le diverse alternative progettuali valutate in fase preliminare, hanno riguardato sia la possibilità di una diversa localizzazione degli aerogeneratori sul territorio, sia la quantità degli stessi. Tra le alternative progettuali valutate, sono state considerate ipotesi di Layout in cui gli aerogeneratori erano in numero maggiore e dislocati in porzioni di territorio non prossime a quelle del sito, e che comportavano un'immissione di potenza in rete tale da prevedere consistenti interventi di modifica della Sottostazione Elettrica individuata come punto di consegna e trasformazione dell'Energia Elettrica, anche in termini di incremento di volumetrie e superfici interessate.

Tra le varie alternative possibili si è scelto quindi di preferire quella proposta, in cui è stato favorito il massimo riutilizzo delle aree già occupate da infrastrutture e opere già presenti sul territorio e che comportasse interventi di adeguamento della Sottostazione esistente più limitati e senza incremento di volumetria rispetto a quella attualmente esistente.

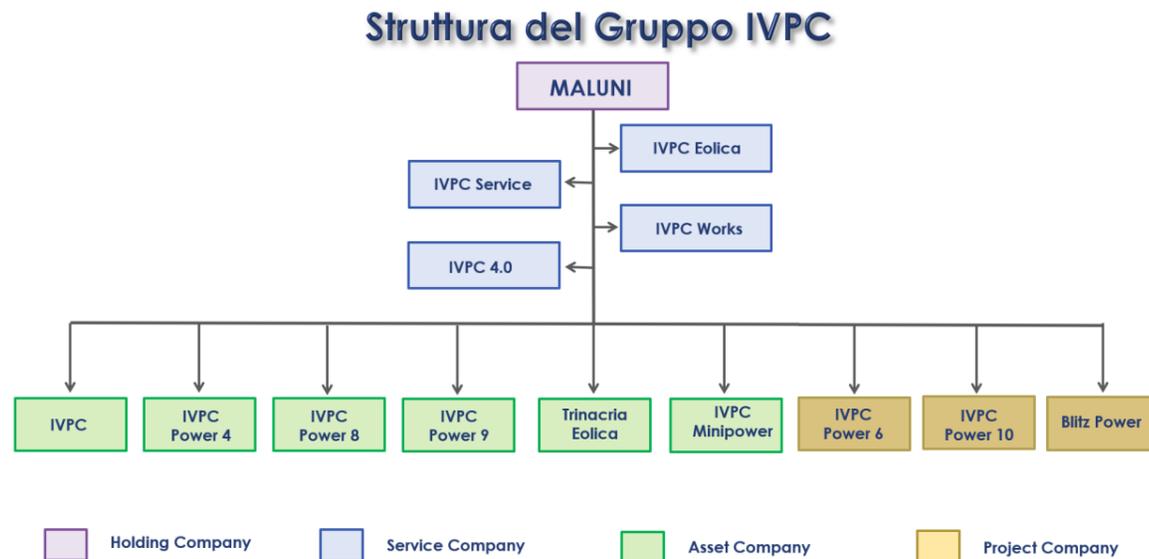
## 2 Il Gruppo e la Società proponente

**Committente :** IVPC S.r.l., sede legale Vico Santa Maria a Cappella Vecchia n.11, 80121 Napoli.  
 Sede operativa Via Circumvallazione n.108, 83100 Avellino, tel.082538741.  
 Indirizzo email [ivpc@pec.com](mailto:ivpc@pec.com)  
 P.I. 01895480646  
 Presidente Consiglio Amministrazione : Avv. Vigorito Oreste

La IVPC S.r.l. è una società del gruppo IVPC, uno dei principali gruppi a livello nazionale nel settore delle energie rinnovabili, che vanta un'esperienza ventennale nel settore delle energie rinnovabili e nello sviluppo, progettazione, costruzione, gestione e manutenzione di parchi eolici e fotovoltaici. Il Gruppo ha fin dalla sua nascita adottato una politica di crescita basata sulla formazione del personale e sulla acquisizione di know-how e tecnologia all'avanguardia; ciò ha permesso di raggiungere i livelli di eccellenza odierni.



Il Gruppo ha oggi una struttura ben organizzata, capace di offrire servizi di qualità e flessibili. È proprio in virtù di detta esperienza che il marchio IVPC è divenuto un brand internazionalmente riconosciuto che caratterizza oggi un articolato gruppo industriale, strutturato in 14 società, come da schema:



**Holding company:**

**MALUNI:**, proprietaria e socio di riferimento dell'intero Gruppo

**Service Company:**

**IVPC Service, IVPC Eolica, IVPC Works, IVPC 4.0:** società di service a vario titolo impegnate nelle attività di sviluppo, costruzione, gestione e manutenzione degli impianti, nonché nella fornitura di servizi di efficientamento energetico;

**Asset Company:**

**IVPC, IVPC Power 4, IVPC Power 8, IVPC Power 9, IVPC Minipower e Trinacria Eolica:** società di asset, proprietarie dei parchi eolici e produttrici di energia elettrica da fonte eolica:

**IVPC S.r.l.:** 169 MW

- 140 WTG Vestas V42, V44 per un totale di 84.00 MW in Campania – Montefalcone, San Marco dei Cavoti, Molinara, Foiano, Baselice e San Giorgio la Molara - ingresso in esercizio 04/1996-01/99;
- 142 WTG Vestas V42, V44 per un totale di 85.20 MW in Puglia – Alberona, Sant'Agata di Puglia, Anzano di Puglia e Monteleone di Puglia – ingresso in esercizio 04/96 - 01/00;

**IVPC POWER 8 S.p.A.:** 25,85 MW

- 21 WTG Vestas V90, V52 in Campania – San Marco dei Cavoti e Greci – ingresso in esercizio 07/07 – 05/08;

**IVPC POWER 4 S.r.l.:** 12.75 MW

- 15 WTG Vestas V52 in Calabria – Marcellinara, Caraffa, Settingiano – ingresso in esercizio 06/08 – 10/08;

**IVPC POWER 9 S.r.l.:** 18.40 MW

- 9 WTG Vestas V90-3, V52 in Calabria – San Floro, Caraffa – ingresso in esercizio 01/09 – 05/09;

**TRINACRIA EOLICA S.r.l.:** 45.6 MW

- 18 WTG Vestas V90 in Sicilia – Giarratana e Licodia Eubea – ingresso in esercizio 07/09 – 09/09;

**IVPC MINIPOWER S.r.l.:** 120 kW

- 2 WTG Northern Power NPS60-23 in Campania – Molinara e Foiano di Valfortore – ingresso in esercizio 05/14;

**IVPC POWER 6 S.r.l.:** 300 kW

- 1 WTG Northern Power NPS60-23 per 0.06 MW in Campania – Baselice – ingresso in esercizio 04/14;
- 1 WTG IVPC 60-18 per 0.06 MW in Campania – Aquilonia – ingresso in esercizio 04/16;
- 1 WTG Northern Power NPS60-23 per 0.06 MW in Basilicata – Forenza – ingresso in esercizio 07/14;
- 2 WTG Northern Power NPS60-23 per 0.12 MW in Calabria – Amato e Borgia – ingresso in esercizio 12/14 – 07/15.

**Project Company:**

**IVC Power 6, IVPC Power 10** società titolari di progetti eolici in fase di sviluppo e **Blitz Power** società dedicata allo sviluppo di progetti di mobilità elettrica.



La qualità del modello di sviluppo del Gruppo IVPC è riconosciuta da Organismi Terzi a livello internazionale attraverso le certificazioni ISO90001, ISO14001, OHSAS18001 ed è sinonimo di garanzia del rispetto e della tutela che il Gruppo pone nei confronti di tutte le popolazioni interessate dalla sua presenza sul territorio e dei suoi stessi lavoratori.

#### **CERTIFICATO ISO 9001**

Certificazione ottenuta in prima emissione il 17/10/2000. E' lo standard di riferimento internazionalmente riconosciuto per la gestione della Qualità di qualsiasi organizzazione che intenda rispondere contemporaneamente all'esigenza dell'aumento dell'efficacia ed efficienza dei processi interni –quale strumento di organizzazione per raggiungere i propri obiettivi; alla crescente competitività nei mercati attraverso il miglioramento della soddisfazione e della fidelizzazione dei clienti. Perseguiamo la soddisfazione dei nostri clienti ed assicuriamo il mantenimento ed il miglioramento nel tempo della qualità dei nostri beni e servizi.

#### **CERTIFICATO ISO 14001**

Certificazione ottenuta in prima emissione l'1/08/2003. È una norma internazionale ad adesione volontaria, applicabile a qualsiasi tipologia di organizzazione pubblica o privata, che specifica i requisiti di un sistema di gestione ambientale. Un sistema di gestione ambientale certificato che ci consente il controllo ed il mantenimento della conformità legislativa e il monitoraggio delle prestazioni ambientali; la riduzione degli sprechi (consumi idrici, risorse energetiche, ecc.) e la garanzia di un approccio sistematico e preordinato alle emergenze ambientali.

#### **CERTIFICATO OHSAS 18001**

Certificazione ottenuta in data 03/12/2015. Lo standard OHSAS 18001 specifica i requisiti per un Sistema di Gestione della Salute e della Sicurezza del Lavoro, per consentire ad una organizzazione di controllare i suoi rischi di SSL e migliorare le sue performance. Per Salute e Sicurezza del Lavoro si intendono: "Condizioni e fattori che influenzano o possono influenzare la salute e la sicurezza dei lavoratori dipendenti o degli altri lavoratori (inclusi i lavoratori temporanei e il personale dei contraffattori), i visitatori ed ogni altra persona nell'ambiente di lavoro".

#### **CERTIFICATO GWO**

Certificazione ottenuta in data 31/03/2016. A corredo della certificazione OHSAS 18001 e nel costante perseguimento della tutela dei propri lavoratori, IVPC Service ottiene dalla Global Wind Organisation (GWO) la certificazione per i moduli "Movimentazione Manuale dei Carichi" e "Consapevolezza in caso di incendi". Costituita da un gruppo di aziende leader nel mercato eolico, privati e produttori di turbine, la GWO è un'associazione no-profit che si prefigge di creare un ambiente di lavoro sicuro e privo di infortuni tramite l'individuazione di standard comuni di formazione sulla sicurezza e procedure di emergenza. Il conseguimento di tale certificazione concede inoltre la possibilità di istruire e formare i lavoratori attivi nell'industria eolica in conformità ai più elevati standard di sicurezza.

#### **CERTIFICATO GWO PRIMO SOCCORSO**

La I.V.P.C. Service ha ottenuto in data 27/07/16 dalla GWO - Global Wind Organisation - l'estensione della Certificazione per un ulteriore modulo, il "Primo Soccorso" che va ad aggiungersi ai moduli "Movimentazione Manuale dei Carichi" e "Consapevolezza in caso di Incendi". Tutte le certificazioni GWO attestano la priorità che il nostro Gruppo riconosce alla sicurezza delle attività di service. I nostri dipendenti sono la risorsa più preziosa.

#### **UNI CEI 11352:2014**

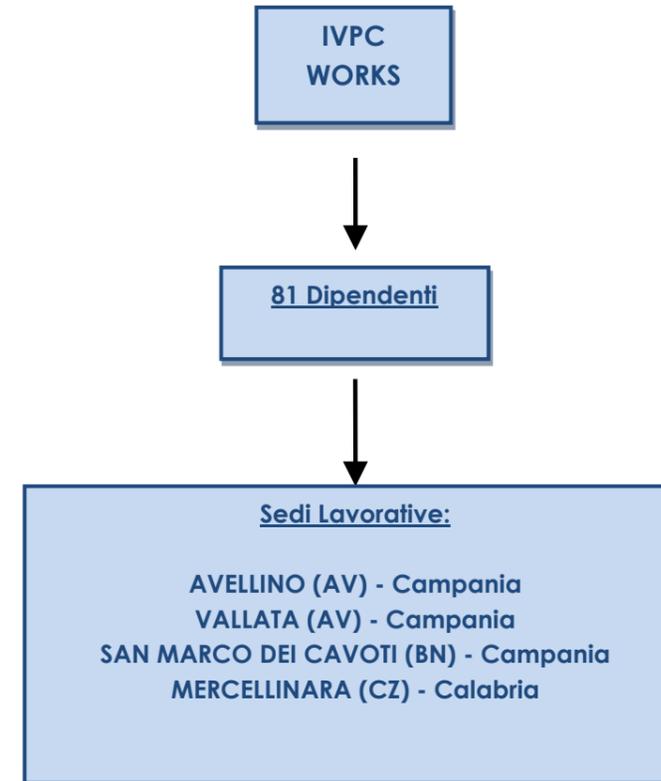
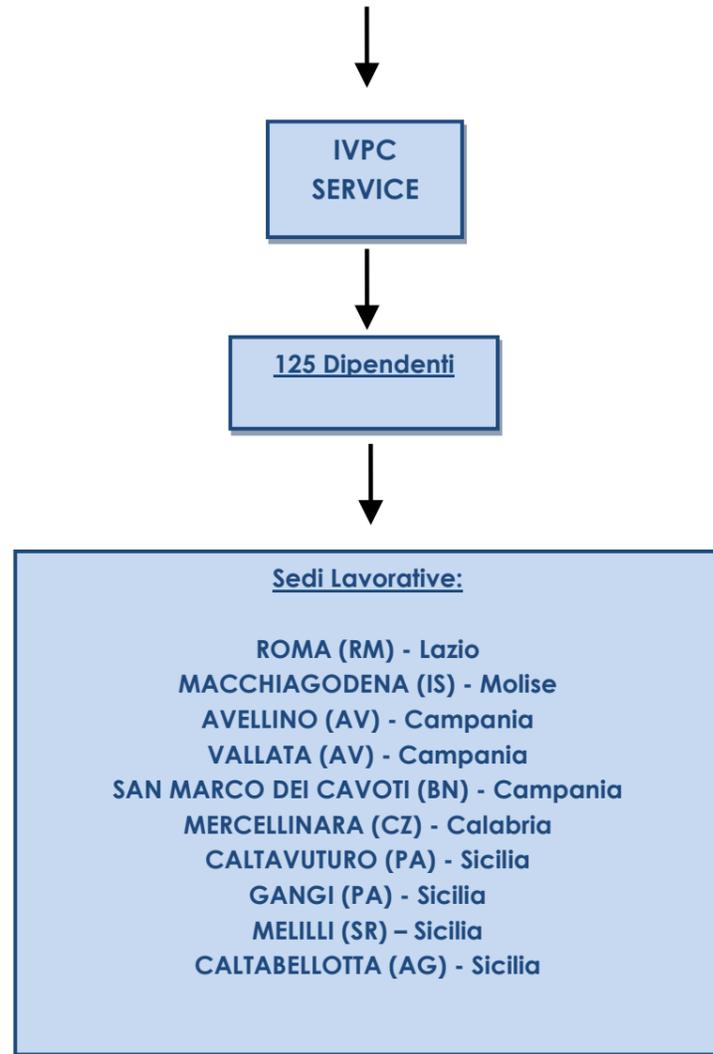
Certificazione ottenuta in prima emissione il 30/03/17 - La norma UNI CEI 11352:2014 completa il quadro normativo rappresentato dalla UNI CEI EN ISO 50001 e si configura come uno strumento di supporto per le politiche energetiche nazionali. In particolare, descrive i requisiti generali e le capacità (organizzativa, diagnostica, progettuale, gestionale, economica e finanziaria) che una ESCo deve possedere per poter offrire i servizi di efficienza energetica presso i propri clienti.

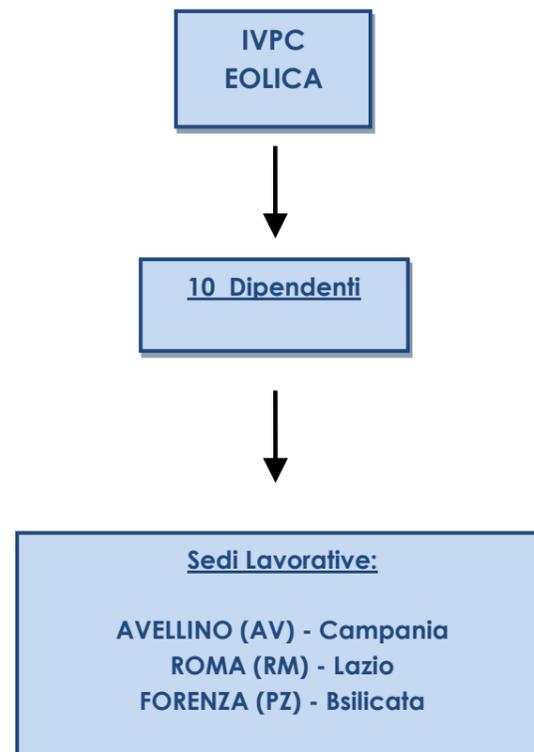
#### **ISO 50001:2011**

Certificazione ottenuta in prima emissione il 06/04/17 - La norma **ISO 50001:2011** "Sistemi di gestione dell'energia - Requisiti con orientamento all'uso" specifica i requisiti per creare, avviare, mantenere e migliorare un sistema di gestione dell'energia. L'obiettivo di tale sistema è di consentire che un'organizzazione persegua, con un approccio sistematico, il miglioramento continuo della propria prestazione energetica comprendendo in questa l'efficienza energetica nonché il consumo e l'uso dell'energia.



Gruppo IVPC : Numero di Occupati e Sedi Lavorative





Riconoscimento e conseguente corresponsione a favore dei Comuni di una liberalità annua sul fatturato, quale onere di compensazione ambientale e che molte realtà territoriali, hanno utilizzato per finanziare progetti e programmi di investimento nonché per fare fronte alle spese correnti di gestione della finanza pubblica.

Coinvolgimento delle maestranze e del tessuto imprenditoriale locale per tutte quelle attività riferite alla costruzione degli impianti, con particolare riguardo alle opere civili e stradali; coinvolgimento che, esaurita la fase di costruzione, continua attraverso le diverse attività di manutenzione necessarie a garantire la corretta funzionalità degli spazi necessari alla gestione dell'iniziativa.

Assunzione di personale reclutato tra i giovani in possesso di adeguata formazione scolastica che, previa verifica delle attitudini e delle capacità nonché successivamente a formazione specifica di settore, sono avviati alle attività di manutenzione degli impianti in esercizio.

Interazione con il tessuto sociale attraverso attività di sostegno e cofinanziamento di varie iniziative da quelle ludico-ricreative a quelle culturali, da quelle di sostegno ad iniziative nell'ambito dei servizi sociali destinati alla cura fino alla valorizzazione ed alla tutela dei soggetti più deboli. (Numerose le iniziative già realizzate in ambito sociale con donazioni di mezzi di soccorso, scuolabus, veicoli destinati al trasporto di soggetti portatori di handicap, arredi per case di riposo o centri di aggregazione, sostegno e sponsorizzazioni di manifestazioni sportive in ambito dilettantistico, sostegno per pubblicazioni di testi di promozione territoriali e di valorizzazione delle tipicità autoctone, ecc.)

Ricorso alla sottoscrizione di accordi bonari con i proprietari dei suoli sui quali insistono gli impianti con riconoscimento e valorizzazione della proprietà privata attraverso canoni annui per la cessione dei diritti necessari, in sostituzione degli importi previsti dalle procedure espropriative e che, stante la loro ripetibilità annua, costituiscono sostegno e concorrono alla determinazione del reddito derivante dalla coltivazione degli stessi fondi agricoli.

Tutte attività ed iniziative che saranno opportunamente mutate e replicate anche nelle realtà interessate dalla proposta progettuale in questione, atteso che il soggetto proponente ha già in essere accordi quadro con le amministrazioni locali interessate, regolanti i rapporti nascenti.

Il gruppo IVPC, operante nel settore da oltre vent'anni, ha da sempre attuato e favorito una politica di coinvolgimento del territorio nel quale si trova ad operare attraverso una serie di attività che hanno favorito e contribuiscono tutt'ora, ad interessanti ricadute sociali ed economiche del tessuto sociale.

In particolare,

### 3 Lo Studio di Impatto Ambientale

Questo Studio di Impatto Ambientale è stato predisposto e redatto secondo *l'Allegato VII alla Parte Seconda del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.* così come aggiornato dal D.Lgs. 104/2017, che descrive i contenuti della documentazione prevista per tale studio secondo *l'articolo 22 del D.Lgs.152/2006.*

Con lo Studio di Impatto Ambientale -SIA si intendono stabilire, stimare e valutare gli impatti associati al Progetto di Rifacimento e Potenziamento dell'Impianto Eolico, sia nella fase di dismissione dell'impianto esistente che di realizzazione e di funzionamento del nuovo impianto di progetto, sulla base di una conoscenza esaustiva dell'ambiente interessato.

Il presente lavoro è stato corredato da elaborati grafici con lo scopo di ottenere tutte quelle informazioni utili per la verifica della compatibilità ambientale del progetto proposto. In definitiva, in questo studio sono state raccolte tutte le informazioni disponibili sullo stato delle componenti ambientali relative all'ambito territoriale interessato dalla realizzazione dell'impianto e sono stati analizzati gli eventuali impatti che la realizzazione della intera iniziativa potrebbe comportare sulle stesse, a tal fine sono state proposte delle misure di mitigazione e/o compensazione necessarie.

#### 3.1 Struttura dello Studio di Valutazione Impatto Ambientale

Così come già anticipato precedentemente lo Studio ambientale è stato redatto secondo *l'Allegato VII alla Parte Seconda del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.* così come aggiornato dal D.Lgs. 104/2017, che descrive i contenuti della documentazione prevista per tale studio secondo *l'articolo 22 del D.Lgs.152/2006.*

Il Decreto Legislativo 16 giugno 2017 n. 104 (nuovo Decreto VIA), pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale il 6 luglio 2017 ed in vigore dal 21 luglio 2017, norma le nuove disposizioni per la procedura di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) su territorio nazionale. Il testo costituisce il recepimento della nuova Direttiva Comunitaria VIA 2014/52/UE e apporta significative modifiche alla Parte Seconda del Testo Unico sull'Ambiente D.L. 152/06 (TUA).

Rispetto alle indicazioni normative del TUA che rimandava ad una suddivisione dello Studio di Impatto Ambientale in tre parti fondamentali: il Quadro Programmatico, il Quadro Ambientale e il Quadro Progettuale, il nuovo Decreto VIA, non prevede necessariamente questa suddivisione ma la necessità di rispondere a punti specifici e relativi contenuti, così come individuati nei 12 punti descritti nell'Allegato VII del D.Lgs 104/2017 (*Contenuti dello Studio di Impatto Ambientale di cui all'articolo 22*).

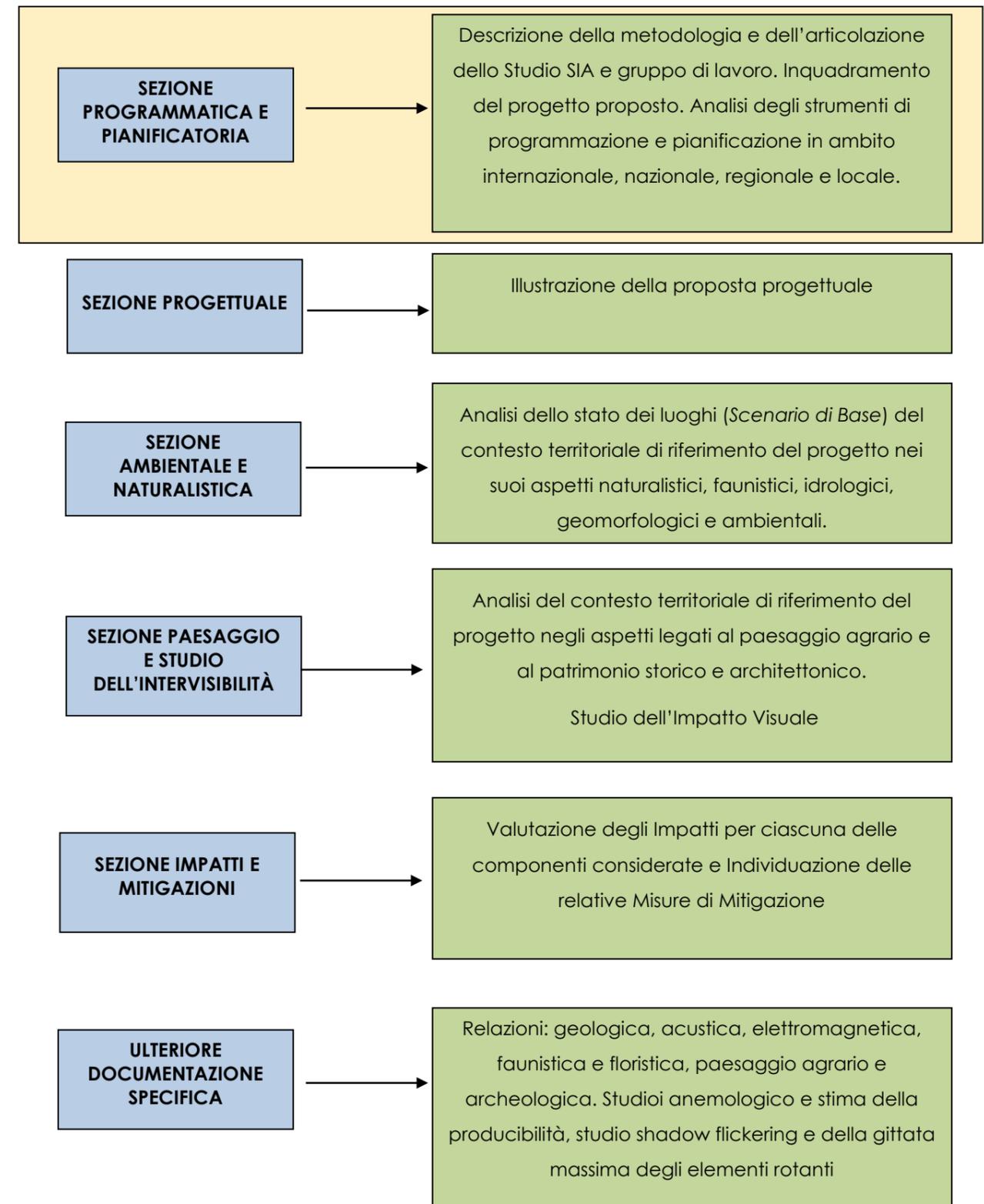
Di seguito si riporta la sintesi di ciascuno dei suddetti punti e dove essi trovano riscontro all'interno di questo studio SIA:

1. Descrizione del progetto, comprese in particolare: la descrizione dell'ubicazione del progetto, anche in riferimento alle tutele e ai vincoli presenti; delle sue caratteristiche fisiche dei lavori di demolizione necessari, nonché delle esigenze di utilizzo del suolo durante le fasi di costruzione e di funzionamento; una valutazione del tipo e della quantità dei residui e delle emissioni previsti, e della quantità e della tipologia di rifiuti prodotti durante le fasi di costruzione e di funzionamento; una descrizione della tecnica prescelta per prevenire le emissioni degli impianti e per ridurre l'utilizzo delle risorse naturali, confrontando le tecniche prescelte con le migliori tecniche disponibili. **I contenuti di questo punto sono stati analizzati nella Sezione Progettuale e nella Sezione Impatti e Mitigazioni**
2. Una descrizione delle principali alternative ragionevoli del progetto prese in esame dal proponente, compresa l'alternativa zero, adeguate al progetto proposto e alle sue caratteristiche specifiche, con indicazione delle principali motivazioni della scelta, sotto il profilo dell'impatto ambientale, con una descrizione delle alternative prese in esame e loro comparazione con il progetto presentato. **I contenuti di questo punto sono stati analizzati nella Sezione Progettuale**
3. La descrizione degli aspetti pertinenti dello stato attuale dell'ambiente (*scenario di base*) e una descrizione generale della sua probabile evoluzione in caso di mancata attuazione del progetto, nella misura in cui i cambiamenti naturali rispetto allo scenario di base possano essere valutati con uno sforzo ragionevole in funzione della disponibilità di informazioni ambientali e conoscenze scientifiche. **I contenuti di questo punto sono stati analizzati nella Sezione Progettuale e nella Sezione Ambientale e Naturalistica**
4. Una descrizione dei fattori (*componenti ambientali*) potenzialmente soggetti a impatti ambientali dal progetto proposto, nonché all'interazione tra questi vari fattori. **I contenuti di questo punto sono stati analizzati nella Sezione Ambientale e Naturalistica e nella Sezione Paesaggio e Studio dell'Intervisibilità**
5. Una descrizione dei probabili impatti ambientali rilevanti del progetto proposto, dovuti, tra l'altro: alla costruzione e all'esercizio del progetto, all'utilizzazione delle risorse naturali, all'emissione di inquinanti, rumori, vibrazioni, luce, calore, radiazioni, alla creazione di sostanze nocive e allo smaltimento dei rifiuti, ai rischi per la salute umana, il patrimonio culturale, il paesaggio o l'ambiente; al cumulo con gli effetti derivanti da altri progetti esistenti e/o approvati, tenendo conto di eventuali criticità ambientali esistenti, relative all'uso delle risorse naturali e/o ad aree di particolare sensibilità ambientale suscettibili di risentire degli effetti derivanti dal progetto; all'impatto del progetto sul clima e alla vulnerabilità del progetto al cambiamento climatico; alle tecnologie e alle sostanze utilizzate. **I contenuti di questo punto sono stati analizzati nella Sezione Impatti e Mitigazioni**

6. La descrizione da parte del proponente dei metodi di previsione utilizzati per individuare e valutare gli impatti ambientali significativi del progetto, incluse informazioni dettagliate sulle difficoltà incontrate nel raccogliere i dati richiesti nonché sulle principali incertezze riscontrate. **I contenuti di questo punto sono stati analizzati nella Sezione Impatti e Mitigazioni.**
7. Una descrizione delle misure previste per evitare, prevenire, ridurre o, se possibile, compensare gli impatti ambientali significativi e negativi identificati del progetto e, ove pertinenti, delle eventuali disposizioni di monitoraggio. **I contenuti di questo punto sono stati analizzati nella Sezione Impatti e Mitigazioni.**
8. La descrizione degli elementi e dei beni culturali e paesaggistici eventualmente presenti, nonché dell'impatto del progetto su di essi, delle trasformazioni proposte e delle misure di mitigazione e compensazione eventualmente necessarie. **I contenuti di questo punto sono stati analizzati nella Sezione Impatti e Mitigazioni.**
9. Una descrizione dei previsti impatti ambientali significativi e negativi del progetto, derivanti dalla vulnerabilità del progetto ai rischi di gravi incidenti e/o calamità che sono pertinenti per il progetto in questione. **I contenuti di questo punto sono stati analizzati nella Sezione Impatti e Mitigazioni.**
10. Un riassunto non tecnico delle informazioni trasmesse sulla base dei punti precedenti. **I contenuti di questo punto sono stati analizzati in un documento separato allegato al presente Studio e identificato come Sintesi Non Tecnica – SNT.**
11. Un elenco di riferimenti che specifichi le fonti utilizzate per le descrizioni e le valutazioni incluse nello Studio di Impatto Ambientale. **I contenuti di questo punto sono stati analizzati nella Sezione Ambientale e Naturalistica e nella Sezione Paesaggio e Studio dell'Intervisibilità.**
12. Un sommario delle eventuali difficoltà, quali lacune tecniche o mancanza di conoscenze, incontrate dal proponente nella raccolta dei dati richiesti e nella previsione degli impatti. **I contenuti di questo punto sono stati analizzati nella Sezione Impatti e Mitigazioni.**

Pertanto lo Studio di Impatto Ambientale è stato articolato secondo la suddivisione del D.Lgs. 152/2006 integrato e approfondito secondo i punti individuati dall'aggiornamento normativo del D.Lgs. 104/2017, così come precedentemente evidenziato.

Le sezioni tematiche analizzate sono composte da relazioni descrittive ed elaborati grafici specifici e sono suddivise secondo lo schema seguente



Nella prima parte dello Studio, che è costituito dal presente elaborato – Sezione Programmatica e Pianificatoria, è stata illustrata la metodologia di lavoro finalizzata allo Studio di Impatto Ambientale e si è proceduto ad inquadrare il progetto in ambito territoriale e in relazione agli strumenti di programmazione e pianificazione internazionale, nazionale, regionale e locale, tenendo in considerazione anche le indicazioni del Piano Paesistico Regionale Preliminare della Regione Campania, fino ad arrivare ai livelli di pianificazione comunale passando per l'inquadramento in relazione ai Piani di Coordinamento Provinciali. Inoltre sono stati studiati gli effetti del progetto con eventuali piani specifici e/o di settore, come gli strumenti di Pianificazione in materia di assetto idrogeologico, e il Piano Regionale delle Attività Estrattive.

Lo studio si è poi soffermato, nella Sezione Progettuale sulla descrizione del progetto di Rifacimento e Potenziamento dell'Impianto Eolico in ogni sua fase di sviluppo e a livello di progettazione dell'opera, partendo dalle attività di cantiere relative alla dismissione dell'Impianto Esistente finalizzate in parte al ripristino dei luoghi e alla loro restituzione agli usi originali (agricoli), e in parte alla realizzazione del nuovo Impianto di Progetto e delle opere ad esso connesse, fino a quelle previste per la messa in esercizio del nuovo Impianto Eolico proposto distinguendo tra le opere temporanee e accessorie rispetto a quelle definitive (*viabilità di accesso, piazzole*)

Nella Sezione Ambientale e Naturalistica sono state analizzate tutte quelle tematiche che riguardano e descrivono l'aspetto ambientale del contesto territoriale su cui insisterà l'Impianto di progetto. Sono stati quindi analizzati gli aspetti geologici e idro geomorfologici, si è proceduto ad una dettagliata analisi vegetazionale e di uso del suolo, allo studio delle aree naturali protette, alla descrizione delle componenti paesaggistiche, sia a scala di dettaglio che in Area Vasta, allo scopo di raccogliere tutte quelle informazioni necessarie per la successiva valutazione degli impatti potenziali sull'ambiente del progetto dell'Impianto Eolico proposto. In questa sezione sono state individuate le principali componenti ambientali, e in funzione delle quali si è proceduto ad effettuare la successiva valutazione di impatto ambientale del progetto.

Nella Sezione Paesaggio e Studio dell'intervisibilità, è stata approfonditamente analizzata la componente paesaggio nelle sue diverse sub componenti: Paesaggio agrario, Patrimonio storico architettonico e archeologico, studio dell'impatto visuale. In funzione anche di questa componente si è proceduto alla valutazione di impatto nella successiva sezione dedicata.

Nella Sezione Impatti e Mitigazioni, è stata effettuata la valutazione circa gli impatti potenziali, derivanti dalla realizzazione del progetto di Rifacimento e Potenziamento dell'Impianto Eolico e delle opere ad esso connesse, sulle varie componenti ambientali precedentemente individuate, differenziandole per le tre distinte fasi: fase di cantiere, fase di esercizio e fase di dismissione dell'Impianto.

In questa sezione, così come previsto dall'Allegato VII del decreto D. Lgs. 152/2006, abbiamo altresì redatto uno studio specifico sugli impatti cumulativi con altre opere analoghe.

Infine, tra gli elaborati testuali e grafici dello Studio di Impatto Ambientale, sono stati inseriti diversi documenti specialistici, nella parte denominata Ulteriore Documentazione Specialistica, che riguardano, ad esempio, gli aspetti acustici, elettromagnetici, di shadow flickering, archeologici, faunistici.

### 3.2 Metodologia della Valutazione Ambientale

All'interno dello Studio di Impatto Ambientale, si identificheranno e valuteranno le potenziali interferenze che il Progetto di Rifacimento e Potenziamento dell'Impianto Eolico proposto e delle opere ad esso connesse, produrranno sul relativo contesto ambientale in cui esso si inserisce.

La metodologia che sarà seguita per la valutazione di queste potenziali interferenze, si articolerà secondo tre principali fasi:

1. identificazione delle principali componenti ambientali;
2. individuazione e caratterizzazione del contesto ambientale di riferimento;
3. analisi delle componenti ambientali;
4. stima e valutazione degli impatti.

Il contesto ambientale di riferimento, lo *Scenario di Base*, sarà considerato come il potenziale oggetto di impatti diretti o indiretti derivanti dagli interventi di rifacimento e potenziamento dell'impianto proposto. L'individuazione dell'ambito di indagine, avrà estensione diversa in base alla tipologia della componente ambientale analizzata.

Le caratteristiche del contesto di riferimento sono state desunte sia dall'analisi dei documenti e delle cartografie accessibili in rete e/o raccolte presso gli uffici degli Enti Pubblici che operano sul territorio a scala comunale, sovracomunale e regionale, sia da materiale bibliografico di settore (in particolare per gli aspetti naturalistici) nonché da sopralluoghi in situ.

### 3.3 Identificazione delle Componenti Ambientali

All'interno del presente Studio sono state analizzate e valutate le seguenti componenti ambientali:

- **Atmosfera** (*qualità dell'aria e clima*);

- **Suolo e sottosuolo** (alterazioni geomorfologiche, perdita o alterazione delle proprietà litologiche, perdita o alterazione di suolo);
- **Ambiente idrico** (idrografia e idrogeologia);
- **Salute Pubblica** (rumore e vibrazioni, campi elettromagnetici – radiazioni ionizzanti e non ionizzanti)
- **Ecosistemi e biodiversità** (flora, vegetazione e fauna)
- **Paesaggio e beni culturali** (paesaggio agrario, percezione visiva, patrimonio architettonico e archeologico)

Per ciascuna delle componenti ambientali precedentemente elencate, si procederà in un primo momento all'analisi dello stato attuale delle componenti stesse (situazione ante operam) e successivamente saranno individuati i potenziali impatti che la realizzazione del progetto di rifacimento potrà generare in fase di cantiere, esercizio e dismissione dell'impianto eolico di progetto. Infine per ciascuna delle componenti ambientali analizzate, qualora se ne valutasse la necessità, saranno individuate adeguate misure di mitigazione e/o compensazione.

#### 4 Il Gruppo di Lavoro

Il team di professionisti che ha composto il gruppo di progettazione e che ha redatto, secondo le specifiche competenze, tale studio è indicato come segue:  
specifiche competenze tale studio è Il seguente:

- **Progetto architettonico definitivo**
- **Studio Paesaggistico**
- **Studio dell'Intervisibilità**

Per tali argomenti la documentazione è stata redatta dalla società **IVPC Eolica S.r.L.** nelle figure professionali degli **architetti Beniamino Nazzaro e Paolo Pisani**

- **Studi Anemologici**

Per tale argomento la documentazione è stata redatta dallo **Studio IDNAMIC**

- **Calcolo della Gittata**
- **Progettazione Elettrica**

Per tali argomenti la documentazione è stata redatta dallo Studio Mezzina nella figura professionale dell'**Ingegnere Antonio Mezzina**

- **Shadow Flickering**

Per tale argomento la documentazione è stata redatta dallo **dott. Antonio Demaio**

- **Studi geologici**

Per tali argomenti la documentazione è stata redatta dal professionista **geologo dott. Vito La Banca**

- **Studi Naturalistici**
- **Studi Vegetazionali**
- **Studi Pedo-Agronomici**
- **Studi Faunistici**

Per tali argomenti la documentazione è stata redatta dallo **Studio SYNTAS** e **DRYPIS** nelle figure rispettivamente della dott.ssa **Paolo Galli** e del dott. **Luiqi Paradisi** e per gli aspetti faunistici dal dott. **Andrea Brusaferrò**

- **Impatto Acustico**
- **Impatto Elettromagnetico**

Per tali argomenti la documentazione è stata redatta dallo Studio Tecnico Elettra nella figura dell'ingegnere Carmine Iandolo.

- **Progettazione Preliminare Strutturale;**

Per tale argomento la documentazione è stata redatta dall'ingegnere Tommaso Monaco

- **Studi preliminari Archeologici;**

Per tale argomento la documentazione è stata redatta dallo Studio Nostoi S.r.L. nella persona della dott.ssa Maria Grazia Liseno.

- **Studi Faunistici;**

Per tali argomenti la documentazione è stata redatta dallo Studio SYNTAS e DRYPIS nelle figure rispettivamente della dott.ssa Paolo Galli e del dott. Luigi Paradisi e dallo Studio Naturalistico Hyla nelle persone della dott.ssa Silvia Carletti e dal dott. Egidio Fulco

- **Rilievi Topografici;**

Per tale argomento la documentazione è stata redatta dal Geom. Mario Antonio Vicario

## 5 La Valutazione di Impatto Ambientale

Il concetto di Valutazione Ambientale (*Environmental Assessment*) non è recente è piuttosto vecchio, ma i parametri di riferimento variano con il cambiare dei tempi, con il mutare dei bisogni, delle problematiche e dei valori ritenuti importanti dalla società nel periodo storico di riferimento. Sebbene diversi paesi industrializzati introdussero controlli ambientali fin dal '800, il diritto ambientale ha cominciato a svilupparsi, come branca a sé stante del diritto, dagli anni '60 del '900. In Nord America ed Europa le prime norme sull'ambiente tendevano a seguire il tradizionale approccio *command and control*, una forma di regolamentazione basata su una visione della protezione ambientale centralizzata sullo stato: un governo generalmente stabilisce livelli e standard di inquinamento e permette ai cittadini di avere "licenze" di utilizzo di questi standard. Come suggerito dal nome stesso, uno strumento di c. and c. si compone di due ambiti. Il primo – *il comando* – attiene alla fissazione di obblighi o divieti stabiliti dal legislatore o dall'amministrazione, per indirizzare un utilizzo efficiente delle risorse ambientali. Tale aspetto si traduce nella fissazione di standard qualitativi o quantitativi, calibrati sulla differente sensibilità ambientale del settore considerato. Il secondo – *il controllo* – attiene invece all'effettivo monitoraggio delle attività svolte dai soggetti regolamentati, ovvero alla verifica del rispetto degli standard.

### 5.1 Origini

Un momento importante nello sviluppo del concetto e delle procedure di Valutazione Ambientale si ha quando, nel 1548, in Gran Bretagna, venne costituita una Commissione per esaminare gli effetti che la costruzione di fornaci nel Sussex e nel Kent avrebbe avuto sull'economia della regione. In questo caso, parametro di valutazione non erano i valori e gli interessi di tutela ambientale (che solo negli ultimi decenni del '900 hanno acquisito un peso rilevante nella definizione degli obiettivi di politica), quanto i costi e i vantaggi più specificamente economici e sociali (es. costo del materiale, prezzo del ferro, incremento dei posti di lavoro). Ciononostante, già in quella circostanza le modalità con cui la Commissione si trovò ad operare erano molto simili a quelle odierne, infatti la natura essenzialmente tecnica della Commissione, il coinvolgimento del pubblico in forma associata, la previsione di misure volte a contrastare gli effetti negativi che l'implementazione delle fornaci avrebbe causato, sono esempi di principi già allora riconosciuti fondamentali. E' evidente in questo caso che l'aspetto fondamentale della valutazione era l'economia, mentre la considerazione della componente ambientale nel processo di valutazione degli effetti causati dall'implementazione di una determinata manifestazione di 'sviluppo' è un fenomeno relativamente recente che ha cominciato a concretizzarsi soltanto nel momento in cui l'opinione pubblica e il mondo politico sono stati costretti a prendere atto delle gravi condizioni dell'ambiente e a fronteggiare

la minaccia dell'esaurimento delle risorse naturali. Sottolineando il fatto che questa presa di coscienza è avvenuta su due fronti, l'opinione pubblica e il mondo politico, e che questi due fronti si sono reciprocamente influenzati e condizionati, si può ritenere che la prima spinta a sollevare l'attenzione sul problema ambientale sia venuta dall'opera di alcuni autori che a partire dagli anni Sessanta, rispolverando le tematiche ambientaliste di scrittori e filosofi come Walt Whitman e Ralph Waldo Emerson negli USA e William Morris in Europa e anticipando gli odierni movimenti ecologisti, hanno contribuito a sviluppare l'interesse e la preoccupazione dell'opinione pubblica su questioni quali il consumo delle risorse naturali, l'inquinamento ambientale e, per i suoi effetti sulla salute umana, l'introduzione di sostanze chimiche potenzialmente tossiche nei processi produttivi agricoli. O'Riordan identifica quattro motivazioni che spiegano la nascita della Valutazione Ambientale tra gli anni '60 e '70:

1. le maggiori conoscenze scientifiche e la pubblicità hanno consentito una larga diffusione delle notizie relative ai danni ambientali prodotti dall'incremento dello sviluppo e delle attività tecnologiche;
2. la diffusione delle attività dei gruppi di pressione sull'opinione pubblica e sulle forze di governo, prima di tutto negli USA e nel Regno Unito grazie anche al sostegno dei media che hanno consentito di portare alla luce nuovi temi ambientali, come la minaccia del nucleare e la lotta alla caccia e all'estinzione delle balene;
3. il massiccio incremento nell'impiego di certe risorse e dalla previsione di scenari preoccupanti relativamente al ridursi della capacità di riproduzione di determinate risorse (i settori che suscitavano maggiore preoccupazione erano quello energetico, con la crisi petrolifera degli anni Settanta, il settore minerario e le risorse forestali);
4. l'insieme dei precedenti fattori, che hanno contribuito a rendere gli Stati sviluppati occidentali più attenti nel rispondere alle pressioni dell'opinione pubblica, portando quindi ad un dibattito acceso ed integrato sui temi indicati.

I tempi sono quindi maturi per un maggiore impegno politico a difesa dell'ambiente, come dimostra la crescente pressione dell'opinione pubblica sulle autorità perché preveda dei meccanismi di controllo sull'inquinamento e lo sfruttamento finora indiscriminato delle risorse. Ed è infatti in questo contesto storico che negli Stati Uniti vengono adottati una serie di provvedimenti cruciali.

## 5.2 La formalizzazione della Valutazione Ambientale

Il 31 dicembre 1969 viene adottato negli Stati Uniti il National Environmental Policy Act (NEPA), l'atto con il quale viene tradizionalmente indicata la nascita della 'moderna' valutazione ambientale (sia nella forma semplice che in quella strategica, visto che l'atto si riferisce anche alle proposte di legge).

La section 102 del NEPA, oltre ad obbligare le amministrazioni federali a prendere in considerazione per le loro attività di pianificazione e decisione tutte le conoscenze disponibili per verificare le ripercussioni che dette attività possono avere sull'ambiente ed a sviluppare adeguate metodologie e procedure che assicurino la considerazione degli aspetti ambientali accanto a quelli tecnici ed Economici, instaura un meccanismo penetrante che incide in modo sostanziale nel processo decisionale delle stesse amministrazioni costringendole ad introiettare a fianco delle loro finalità istituzionali, anche valori di ordine ambientale. L'istituto giuridico del NEPA diventa operativo nel 1970 con l'istituzione del Council for Environmental Quality (CEQ) e dell'Environmental Protection Agency (EPA con un ruolo amministrativo di controllo). Il CEQ è un organo di consulenza e coordinamento composto da 3 membri e un presidente e affiancato da uno staff tecnico di circa 40 persone, con il compito di emanare direttive alle agenzie federali. Viene formulato il principio della obbligatorietà della valutazione preventiva degli effetti sull'ambiente di un determinato progetto. Obiettivo era quello di garantire che la risorsa ambiente fosse inserita tra le priorità tecniche e socio economiche per ogni opera. Stabilisce infatti l'obbligo di includere in ogni proposta legislativa o in ogni altra rilevante azione federale che abbia effetti significativi sulla qualità dell'ambiente umano una dichiarazione dettagliata (Environmental Impact Statement, EIS) concernente l'impatto ambientale dell'azione proposta, gli altri effetti che l'implementazione della stessa non potrebbe evitare, le alternative possibili e le risorse che dovrebbero essere impiegate in caso di attuazione dell'azione proposta. L'EIS (o EIA Environmental Impact Assessment) introduce le prime forme di controllo sulle attività interagenti con l'ambiente (sia in modo diretto che indiretto), mediante strumenti e procedure finalizzate a prevedere e valutare le conseguenze di determinati interventi. Il tutto per evitare, ridurre e mitigare gli impatti. Inizialmente queste direttive si sono incentrate sulla procedura che le agenzie dovevano adottare ed hanno consentito di sviluppare una metodologia sulla Valutazione Ambientale che ha largamente influenzato i Paesi Europei che successivamente si sono affacciati a questo istituto. Le prime direttive del CEQ (1971-1973) non erano vincolanti (come invece le direttive emanate dal 1979, che hanno regolato gli eventuali conflitti di competenza tra le agenzie) ed era concepito come strumento operativo a fini decisionali. La VIA vede in breve una notevole diffusione in tutti gli Stati sviluppati. Richieste formali in materia di Valutazione di Impatto Ambientale furono presto introdotte in: Giappone (1972); Hong Kong (1972); Canada (1973, Cabinet Directive on the Environmental Assessment Review Process), dove viene emanato il Environmental Assessment Review Process, una norma specifica riguardante le valutazioni di impatto ambientale, sulla falsariga dei provvedimenti statunitensi. Nel 1977 vengono apportate delle modifiche all'impianto legislativo ma, nella sostanza, rimane pressochè invariato: la VIA si applica a progetti pubblici o a progetti accedenti a finanziamento pubblico; Australia (1974, Environmental Protection - Impact of Proposals - Act); Colombia (1974); Venezuela (1976); Filippine (1977); Taiwan (1979); Nuova Zelanda (nel 1973, la Commissione per l'Ambiente elabora le procedure EIA per i principali progetti pubblici

con conseguenze ambientali che confluiscono nel National Development Act del 1979); Cina (1979) [Gilpin 1995]. Nel 1978 viene approvato il Regulations for implementing the Procedural Previsions of NEPA, un regolamento attuativo del NEPA che dispone l'obbligo della procedura di VIA per tutti i progetti pubblici o comunque che accedono a finanziamento pubblico.

Lo studio di impatto ambientale è predisposto direttamente dall'autorità competente al rilascio dell'autorizzazione finale ed è prevista l'emanazione di due atti distinti: uno relativo alla valutazione di impatto ambientale e uno relativo all'autorizzazione finale per la realizzazione dell'opera.

### 5.3 La Valutazione Ambientale in Europa

La Direttiva 85/377/EEC è probabilmente la più importante direttiva in campo ambientale "in parte perché ha annunciato e diffuso l'uso di procedure per la protezione ambientale a livello europeo, ma anche perché fu la prima direttiva a integrare la tutela ambientale con i processi decisionali, una pietra miliare nello sviluppo sostenibile. Il fatto che la direttiva è stata, tra tutte le misure ambientali europee, quella oggetto del maggior numero di critiche ed interesse per la sua non implementazione, è un chiaro indicatore del suo impatto". La Direttiva 85/337/CEE, modificata dalla Direttiva 97/11/CE richiede che gli Stati Membri assicurino che i progetti che hanno una certa probabilità di avere "effetti significativi" sull'ambiente non abbiano l'autorizzazione a procedere fino a che gli impatti ambientali non siano stati completamente analizzati. I progetti possono essere sia pubblici che privati e viene fatta una distinzione (allegato I e allegato II) tra i progetti che devono essere obbligatoriamente sottoposti a procedura di VIA e quelli lasciati alla discrezione dello Stato Membro.

Nell'Allegato I sono elencati progetti di grandi dimensioni come raffinerie, impianti nucleari, aeroporti, autostrade, cave al di sopra dei 25 ettari. La lista dell'allegato II è notevolmente più lunga e comprende bonifiche di aree marine, cave al disotto dei 25 ettari, parchi eolici, fabbriche di automobili, centri commerciali, aree di servizio per autostrade, campi da golf, parcheggi per caravan e parchi tematici. Generalmente l'allegato II specifica soglie dimensionali, ad es. i campi da golf e i parcheggi per caravan al di sotto di 1 ha di superficie sono esclusi dalla procedura di VIA. Gli Stati Membri hanno un margine di discrezione per i progetti dell'allegato II, ma quanto deve essere questa discrezionalità?

Gli Stati sono liberi di identificare progetti da sottoporre a VIA stabilendo soglie dimensionali caso per caso (ad esempio soglie di superficie o di quantità produttive) (articolo 4).

L'allegato III fornisce alcune linee guide secondo tre criteri di selezione:

- le caratteristiche del progetto (dimensione, uso delle risorse naturali, produzione di rifiuti);
- la localizzazione del progetto (aree sensibili o di interesse conservazionistico);
- la caratteristica degli impatti potenziali (dimensione, complessità e durata).

Se un progetto necessita della VIA il proponente deve predisporre uno studio da sottoporre all'autorità competente. Lo studio (SIA Studio di Impatto Ambientale) deve contenere una serie di elementi essenziali definiti nell'Allegato IV tra cui: la descrizione del progetto, le alternative considerate dal proponente, una descrizione degli aspetti ambientali che possono essere significativamente influenzati dal progetto, le misure di prevenzione e di mitigazione, una sintesi non tecnica. Il diritto alla partecipazione pubblica, già presente nella direttiva, è stato successivamente sottolineato dalla Direttiva 2003/35/CE

In Europa i primi paesi ad introdurre richieste di VIA furono:

la Repubblica Federale Tedesca (1976, con una decisione del Gabinetto Federale che introduce un esame di compatibilità ambientale delle misure pubbliche prese dalle autorità, incluse proposte di legge, regolamenti, atti amministrativi, programmi e progetti);

in Francia il 10 luglio 1976 viene emanata la legge n. 76-629 "relative à la protection de la nature". Tale legge ha la caratteristica di introdurre tre diversi livelli di valutazione: etudes d'environnement, notices d'impact e etudes d'impact. Si pongono così le basi per l'introduzione della VIA anche in ambito europeo.

### 5.4 La Direttiva Europea sulla Valutazione di Impatto Ambientale di Progetti

Alla proposta di una direttiva sulla VIA da parte della Comunità Europea nel Second Action Programme on the Environment (1977), iniziarono forti opposizioni che portarono ad un dibattito di 8 anni fino al 27 giugno 1985 quando la proposta viene recepita dal Consiglio e la Comunità Europea emana la Direttiva 85/337/CEE "Concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati". Questo è il primo tentativo europeo di introdurre una disciplina il più organica possibile sulla scia del modello americano (iniziato negli anni '70 e sistemato nel corso del tempo).

I concetti basilari sono pubblicità, informazione e partecipazione, viene data una definizione di impatto ambientale, vi è la distinzione in interventi pubblici e privati, degli effetti diretti e indiretti. Questa direttiva propone un lungo elenco di opere da sottoporre a VIA con due livelli di importanza: nell'allegato I le opere per le quali la VIA è obbligatoria in tutta la Comunità, nell'allegato II sono elencati quei progetti per i quali gli stati membri devono stabilire delle soglie di applicabilità. La direttiva 337/85 è stata modificata con la Direttiva 97/11/CE che, pur non imponendo nuovi obblighi, amplia gli elenchi dei progetti da sottoporre a VIA: per le opere comprese nell'allegato I passano da 9 a 20; relativamente per le opere comprese nell'allegato II la nuova direttiva introduce una selezione preliminare e viene lasciata libertà agli Stati membri di optare o per un criterio automatico basato su soglie dimensionali oltre le quali scatta la procedura, o un esame caso per caso dei progetti.

### 5.5 La Valutazione di Impatto Ambientale in Italia

I primi dibattiti pubblici sull'esperienza americana ebbero luogo in Italia nella seconda metà degli anni '70 e fin da subito si è parlato di un rapporto tra valutazione di progetti e valutazione di piani, tema rimasto

ricorrente di tutti i dibattiti sulla introduzione della metodologia in Italia. In questo periodo hanno origine due diverse correnti di pensiero. Da un lato coloro che volevano applicare gli studi di impatto agli indirizzi amministrativi esistenti. Tale tesi mascherava in realtà la difesa di posizioni di potere (relative alla pianificazione territoriale) e il rifiuto dei nuovi rapporti tra cittadino e amministrazione e si trattava di una superflua intrusione di una moda statunitense, un fenomeno cui era "obbligatorio" adeguarsi, ma cercando di limitare i danni il più possibile.

Dall'altro canto, coloro che vedevano negli studi di impatto un'insperata occasione di risolvere, contemporaneamente, tre problemi: la cattiva qualità ambientale della progettazione, l'urgente necessità di una riforma della pubblica amministrazione e il riequilibrio dei rapporti tra cittadino, amministrazione e sistema tecnologico. Per questi si trattava di uno strumento indispensabile per il governo sistemico e partecipato del territorio richiesto dalla società postindustriale. Ma lo strumento di valutazione dei piani, si rivelò (e si rivela ancora oggi) di difficile impiego nel contesto italiano perché nato in un quadro giuridico e amministrativo profondamente diverso.

L'approvazione della direttiva comunitaria 85/337/CEE del 27 giugno 1985, rallentò l'attività delle regioni in attesa dell'emanazione della direttiva nazionale, la quale rappresentò il punto di arrivo di un lungo ed aspro dibattito parlamentare durato più di cinque anni. Ciò fu dovuto a due cause principali:

1. le forti pressioni, strutturalmente contrapposte, delle lobby ambientale e industriale;
2. le disomogeneità delle norme interne degli stati membri che ritardarono l'emanazione di un pacchetto legislativo univoco e coerente.

Il primo pronunciamento legislativo italiano risale alla Legge 349/1986 (la legge istitutiva del Ministero dell'Ambiente), il cui articolo 6 fu interpretato come stralcio per una serie di provvedimenti "ponte" relativi ad una serie di adempimenti VIA, in attesa che venisse varata la legge di accoglimento della direttiva CEE. Dal punto di vista delle soluzioni procedurali, si è scelta una fase di avvio centralizzata presso il Ministero dell'Ambiente, che però aveva ben poco a che vedere con i principi ispiratori della direttiva. Questa infatti è essenzialmente una procedura che introduce nell'ordinamento comunitario il principio della partecipazione del pubblico, in forma strutturata, alle decisioni autorizzative relative a progetti pubblici e privati che possono avere un forte impatto sull'ambiente fisico e umano. Non si tratta tanto, cioè, di un modo per introdurre nella progettazione delle grandi opere l'attenzione alle questioni ambientali, ma di una procedura di verifica del fatto che queste cautele siano state introdotte e che sia stata prescelta la soluzione che minimizza l'impatto.

La procedura è cioè finalizzata a:

- ✓ dimostrare a tutti i soggetti potenzialmente interessati i metodi di analisi degli impatti, la valutazione delle alternative e le soluzioni per minimizzare gli impatti stessi;

- ✓ consentire ai soggetti di intervenire nella procedura.

I due DPCM successivi, il DPCM 377/1988 e il DPCM 27 dicembre 1998, hanno invece inteso la direttiva come una nuova procedura autorizzativa essenzialmente interna alla pubblica amministrazione e ne hanno fatto una sorta di pratica burocratica aggiuntiva alla già cospicua documentazione richiesta per l'iter autorizzativo di un progetto. Un altro aspetto dubbio dei DPCM suddetti è relativo alle innovazioni che introducono rispetto alle procedure e metodologie di VIA che si sono consolidate nei paesi che già le realizzano e che sono state almeno in parte codificate nella direttiva CEE. Forse per evitare confusioni con la valutazione di impatto ambientale come dovrebbe configurarsi "a regime" si è regolamentata la dichiarazione di "compatibilità ambientale" in modo nettamente diverso dalla prassi consolidata. Infine, sono stati totalmente cancellati dal giudizio di compatibilità ambientale gli impatti socio-economici. La scelta è stata per lo più giustificata con la necessità (discutibile) d'impedire che l'assenza di una legislazione nazionale portasse a differenze di comportamento tra le varie regioni, dando però origine a numerosi inconvenienti, quali:

- ✓ rallentamento della diffusione dello strumento, in particolare frenando i contributi che le regioni avrebbero potuto dare alla definizione di una prassi operativa saldamente ancorata nella realtà territoriale e socioculturale del Paese;
- ✓ attribuire un'importanza secondaria alla partecipazione, riducendo la VIA a uno strumento essenzialmente tecnico per di più a carattere discrezionale;
- ✓ ridurre la VIA a una nuova autorizzazione da aggiungere alle numerose già esistenti, evitando di scegliere tra le due alternative realmente utili: farne un'autorizzazione riassuntiva oppure, come nell'originale statunitense, un percorso precisamente definito per giungere ad una valutazione conclusiva;

Ma la principale criticità del DPCM 377/1988 fu che la VIA veniva prevista solo per i progetti di cui all'allegato I della Direttiva 85/337/CEE, e senza troppi pudori il 377 non fa cenno alcuno ai progetti di cui all'allegato II. In sintesi, la normativa nazionale, invece di diffondere l'impiego generalizzato della VIA, come cardine di una cultura moderna della gestione del territorio, ne fece uno strumento elitario e centralizzato, riservato a poche attività eccezionali.

Dalla procedura di infrazione al DPR 12 aprile 1996 Per i motivi suddetti, tra la fine degli anni '80 e l'inizio degli anni '90, la UE avvia nei confronti dell'Italia (ma anche altri stati membri inadempienti) una procedura di infrazione per non aver individuato i progetti dell'allegato 2 (come previsto dalla direttiva europea). Per le perduranti inadempienze nel nostro paese la procedura di infrazione si tramutò in un ricorso presentato alla Corte di Giustizia Europea. A sbloccare la situazione nella quale la normativa italiana stagnava, concorsero la contemporaneità di diversi fattori, quali:

- ✓ le pressioni della Commissione della UE che, dopo aver elencato l'Italia tra gli stati membri meno aderenti allo spirito della direttiva del 1985, aveva aperto nel febbraio 1992 una procedura di infrazione contro il nostro paese per non aver applicato l'allegato II della direttiva;
- ✓ le riforme strutturali in corso relativamente alle autonomie locali;
- ✓ l'affermarsi dell'utile ruolo degli studi di impatto al fine del superamento delle difficoltà sociali nella realizzazione delle grandi opere pubbliche, e ciò in base ad un diverso rapporto tra progetto, territorio e abitanti al cui interno la procedura di VIA poteva assumere aspetti innovativi;
- ✓ il formarsi di una cultura nazionale degli studi di impatto per il crescente numero di indagini eseguite sia in accordo alle norme statali e regionali, sia indipendentemente da ogni regolamentazione formale;
- ✓ gli sviluppi delle attività della UE che evidenziano la necessità di impegnarsi a fondo per non rimanere arretrati rispetto agli altri paesi dell'Unione.

La svolta verso un nuovo periodo iniziò con l'emanazione del DPR 12 aprile 1996, il cosiddetto *Atto di indirizzo e coordinamento*, che rimosse due ostacoli fondamentali all'affermarsi degli studi di impatto ambientale in Italia: definì le condizioni, i criteri e le norme tecniche per l'applicazione dell'allegato II della direttiva del 1985; promosse gli indirizzi fondamentali per l'attività delle regioni in genere e delle province autonome, cui vennero concessi 9 mesi per adeguarsi alla nuova normativa. Di fatto, con il DPR 12 aprile 1996 viene conferito alle regioni ed alle province autonome il compito di attuare la Direttiva 85/337/CEE per tutte quelle categorie di opere, elencate in due allegati, A e B, non comprese nella normativa statale, ma previste dalla direttiva comunitaria. Le opere dell'allegato A sono sottoposte a VIA regionale obbligatoria (se queste sono localizzate in un parco, ai sensi della Legge 394/1991, la soglia dimensionale è dimezzata); le opere dell'allegato B sono sottoposte a VIA regionale obbligatoria, con soglie dimezzate, solo nelle aree a parco, al di fuori dei parchi sono sottoposte ad una fase di verifica per stabilire se bisogna fare la VIA oppure no. Il 27 dicembre 1999 è entrato in vigore il DPCM 3 settembre 1999 in tema di VIA Regionale, il quale introduce nuove opere (e ne modifica altre) da sottoporre alla procedura valutativa locale. Il provvedimento modifica gli allegati A e B del DPR 12 aprile 1996 introducendo 12 nuove categorie di opere. Ai principali riferimenti legislativi sopraesposti se ne aggiungono altri, sempre di livello nazionale, volti a regolare specifici aspetti della VIA:

- Circolare del Ministero dell'ambiente 11 agosto 1989, pubblicità degli atti riguardanti la richiesta di pronuncia di compatibilità ambientale di cui all'art.6 della L. 8 luglio 1986; modalità dell'annuncio sui quotidiani; successivamente integrato dalle circolari ministeriale del 23 febbraio 1990 e del 21 giugno 1991.

- Circolare del Ministero dell'ambiente 30 marzo 1990, assoggettabilità alla procedura di impatto ambientale dei progetti riguardanti i porti di seconda categoria classi II, III, e IV, ed in particolare, i "porti turistici". Art. 6 comma 2, della legge 8 luglio 1986, n. 349 e DPCM 10 agosto 1988, n. 377.
- DPR 27 aprile 1992, regolamentazione delle procedure di compatibilità ambientale e norme tecniche per la redazione degli studi di impatto ambientale e la formulazione del giudizio di compatibilità per gli elettrodotti aerei esterni.
- Circolare del Ministero dell'Ambiente 1 dicembre 1992, assoggettabilità alla procedura di impatto ambientale dei progetti riguardanti le vie rapide di comunicazione. Art. 6 comma 2, della legge 8 luglio 1986, n. 349 e successivi DPCM attuativi.
- DPR 18 aprile 1994, regolamento recante norme per disciplinare la valutazione dell'impatto ambientale relativa alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi.
- Legge n. 640 del 3 novembre 1994, ratifica ed esecuzione della Convenzione sulla valutazione di impatto ambientale in contesto transfrontaliero.
- Circolare del Ministero dell'Ambiente del 15 febbraio 1996, Integrazioni delle circolari 11 agosto 1989 e 23 febbraio 1990 concernenti "Pubblicità degli atti riguardanti la richiesta di pronuncia di compatibilità ambientale di cui all'art. 6 della legge 8 luglio 1986 . N. 349; modalità di annuncio sui quotidiani".
- Circolare del Ministero dell'Ambiente 7 ottobre 1996, procedure di valutazione di impatto ambientale.
- Circolare del Ministero dell'Ambiente 8 ottobre 1996, principi e criteri di massima della valutazione di impatto ambientale.
- DPR 11 febbraio 1998, disposizioni integrative del DPCM 377/88 in materia di disciplina delle procedure di compatibilità ambientale di cui alla Legge 8 luglio 1986, n. 349, art. 6 DPR 3 luglio 1998, termini e modalità dello svolgimento dalla procedura di valutazione di impatto ambientale per gli interporti di rilevanza nazionale.
- Direttiva del Presidente del Consiglio dei Ministri del 4 agosto 1999, Applicazione della procedura di valutazione di impatto ambientale alle dighe di ritenuta.

## 5.6 Le prime esperienze regionali

Partendo da queste posizioni, nella prima metà degli anni '80 molto si discusse e si operò in attesa della imminente approvazione della direttiva comunitaria. In questo periodo molte regioni svilupparono diversi progetti di legge per regolare autonomamente gli studi di impatto e alcune introdussero lo strumento in legislazioni di settore procedendo ad applicazioni sperimentali. Citiamo alcuni esempi:

- la legge lombarda n° 33 del 22 marzo 1980 che introduce la dichiarazione di compatibilità ambientale nei 46 comuni del Parco Lombardo della Valle del Ticino;
- la legge piemontese n° 61 del 6 dicembre 1984 che richiede lo studio di impatto ambientale tra gli elaborati del progetto territoriale operativo;
- la legge veneta n° 33 del 16 aprile 1985 che destina l'intero Capo III all'impatto ambientale;
- la legge lombarda n° 50 del 24 maggio 1985 che, trattando del piano generale della viabilità, richiede la valutazione degli effetti degli interventi sulle componenti ambientali e l'indicazione delle misure di controllo adeguate;
- la legge della Regione Friuli-Venezia Giulia n° 22 del 20 maggio 1985 che, trattando del Piano regionale delle opere di viabilità, destina il Capo IV alla valutazione di impatto ambientale;
- Il Decreto legislativo 152/2006 e ss. mm. ii.

Il 3 aprile 2006 dopo anni di attesa e tra polemiche di tipo sia politico che tecnico, è entrato in vigore il Decreto Legislativo 152/2006 "Norme in materia ambientale" (Gazzetta Ufficiale n. 88 del 14 aprile 2006). Ma le polemiche non si placano ed interviene subito il cosiddetto "Decreto Milleproroghe" (entrato in vigore, con la legge n. 17 del 26 febbraio 2007 che reca "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 28 dicembre 2006, n. 300) il quale reca proroga di termini previsti da disposizioni legislative. All'articolo 5, comma 2, proroga al 31 luglio 2007 la parte II del decreto legislativo 152/2006 sulle norme in materia ambientale, riguardante le procedure per la valutazione ambientale strategica (VAS), per la valutazione di impatto ambientale (VIA) e per l'autorizzazione ambientale integrata (IPPC).

Dopo un dibattito di due anni, il 152 viene sostituito dal D. Lgs. 4/2008, il cosiddetto "Correttivo unificato", che ha introdotto nel 152 diverse novità. Trattiamo di seguito solamente le modifiche in materia di valutazione ambientale:

#### **1) Principi generali (Parte Prima del D. Lgs. 152/2006).**

Il D.Lgs. 4/2008 introduce nella Prima Parte del D.Lgs. 152/2006 alcuni principi fondamentali, ossia:

- principio sulla "produzione del diritto ambientale", in base al quale le disposizioni generali ex D.Lgs. 152/2006 sono "principi fondamentali" e "norme fondamentali di riforma economico-sociale" che, in conformità al Titolo V della Costituzione, limitano la potestà legislativa di Regioni ordinarie ed Enti ad autonomia speciale;- principio dello "sviluppo sostenibile", in base al quale la P.a. deve dare priorità alla tutela ambientale; principio di "prevenzione" e principio di "precauzione", in base ai quali occorre prima di tutto evitare di creare rischi per l'ambiente, e solo in subordine cercare di limitare quelli esistenti;
- principio del "chi inquina paga", che obbliga all'integrale ripristino dello "status quo ante" dell'ambiente;

- principio di "sussidiarietà", in base al quale lo Stato interviene solo per inefficacia delle azioni poste a livello inferiore; principio del libero "accesso alle informazioni ambientali" senza necessità di un interesse giuridicamente rilevante.

#### **2) VIA/VAS (Parte Seconda del D. Lgs 152/2006 e ss. mm. ii.)**

Il provvedimento prevede la totale riscrittura delle norme sulla Valutazione di impatto ambientale e sulla Valutazione ambientale strategica contenute nel D. lgs 152/2006 al fine di accogliere le censure avanzate dall'Unione europea in merito alla non corretta trasposizione nazionale delle regole comunitarie. Le principali novità previste dal decreto legislativo di riscrittura coincidono con: la riformulazione delle procedure di VIA e VAS per garantire loro piena autonomia; l'allargamento del campo di applicazione della procedura VAS;

L'inclusione dei "piani e programmi relativi agli interventi di telefonia mobile" nella procedura di valutazione ambientale; l'obbligo di integrare ed aggiornare la valutazione ambientale per le opere strategiche in relazione alle quali il progetto definitivo si discosta notevolmente da quello preliminare; un più netto confine tra le competenze statali e quelle regionali, prevedendo al contempo una uniformazione delle procedure per evitare inutili discrasie tra Stato e Regioni;

Riduzione a 150 giorni del termine massimo per l'espressione del parere della Commissione Via, ad eccezione delle opere particolarmente complesse per le quali si potrà arrivare a 12 mesi.

Recentemente è entrato in vigore il Decreto Legislativo 16/06/2017, n. 104 che ha modificato la Parte II e i relativi allegati del D. Lgs. n. 152/2006 per adeguare la normativa nazionale alla Direttiva n. 2014/52/UE. Quest'ultima, a sua volta, ha modificato la Direttiva n. 2011/92/UE al fine, tra l'altro, di rafforzare la qualità della procedura di valutazione d'impatto ambientale, allineare tale procedura ai principi della regolamentazione intelligente (smart regulation), rafforzare la coerenza e le sinergie con altre normative e politiche dell'Unione, garantire il miglioramento della protezione ambientale e l'accesso del pubblico alle informazioni attraverso la disponibilità delle stesse anche in formato elettronico (considerando nn. 3 e 18). In linea con tali obiettivi il decreto di attuazione introduce nuove norme che rendono maggiormente efficienti le procedure sia di verifica di assoggettabilità a valutazione di impatto ambientale sia della valutazione stessa, che incrementano i livelli di tutela ambientale e che contribuiscono a rilanciare la crescita sostenibile.

Inoltre il Decreto sostituisce l'articolo 14 della Legge n. 241/1990 in tema di Conferenza dei servizi relativa a progetti sottoposti a VIA e l'articolo 26 del D. Lgs. n. 42/2004 (Codice dei beni culturali e del paesaggio) che disciplina il ruolo del Ministero dei beni e delle attività culturali e del turismo nel procedimento di VIA. Ai sensi dell'articolo 2 della Direttiva, il recepimento doveva avvenire entro il 16/05/2017.

## 6 Energia e Sostenibilità Ambientale

### 6.1 Lo scenario internazionale

L'analisi dei dati storici e degli scenari tendenziali sviluppati dall'International Energy Agency e dall'Energy Information Administration (IEA) indica come il sistema energetico internazionale si stia muovendo su un sentiero di sviluppo non sostenibile e come sia quindi necessario prevedere degli interventi di policy che favoriscano lo sviluppo di una vasta gamma di tecnologie energetiche innovative. L'IEA sottolinea da tempo come sia necessaria una rivoluzione energetica, basata sulla diffusione su scala mondiale di tecnologie a basso contenuto di carbonio. Questo processo – così come descritto dallo scenario di accelerazione tecnologica (BLUE Map) dell'Energy Technology Perspectives 2010 (ETP 2010) – dovrebbe inizialmente comportare elevati costi di investimento, ma nel lungo termine essi dovrebbero essere più che compensati dai benefici ottenuti, in termini di riduzione degli effetti sul clima, miglioramento del livello di sicurezza energetica e sostegno allo sviluppo economico.

Al fine di contenere il surriscaldamento globale medio tra i 2 °C e i 2,4 °C, il Comitato Intergovernativo delle Nazioni Unite sul Cambiamento Climatico (IPCC) prospetta la necessità entro il 2050 di una riduzione delle emissioni globali di CO<sub>2</sub> di almeno il 50% rispetto ai livelli del 2000, valore suscettibile di variazioni a seconda dell'andamento cumulato delle emissioni e della loro concentrazione. In ogni caso, il sistema energetico internazionale non mostra segnali promettenti in questo senso. In particolare, il contributo di origine energetica alla crescita delle emissioni è dato da due tendenze: l'aumento della domanda di energia nelle economie basate sul carbone e delle centrali elettriche alimentate a carbone, in risposta alla crescita dei prezzi di petrolio e gas. Dal 2000 al 2007 il tasso di crescita annua delle emissioni è salito al 3% (ETP 2010), e per diminuire del 50% al 2050 le emissioni dovrebbero raggiungere il picco al 2020 e poi iniziare un declino: se questo non dovesse avvenire l'obiettivo del dimezzamento diventerebbe molto più costoso.

La crescente dipendenza dai combustibili fossili continuerebbe a sostenere non solo le emissioni di CO<sub>2</sub> ma anche i prezzi degli stessi combustibili. In particolare si prevede un aumento della domanda di carbone, e considerato anche il lungo ciclo di vita delle centrali a carbone, il sistema energetico internazionale risulterebbe vincolato su uno sviluppo ad alta intensità di carbonio. Anche la domanda di gas e petrolio dovrebbe aumentare, e se i paesi dell'Organization of the Petroleum Exporting Countries (OPEC) e la Russia non realizzeranno consistenti investimenti, i prezzi di petrolio e gas sono destinati ad avere un trend crescente. La crescente dipendenza dai combustibili fossili contribuirà anche a rendere i paesi importatori di petrolio e gas sempre più dipendenti da importazioni di combustibili provenienti da un ristretto numero di paesi, aumentando il livello di rischio energetico e la stabilità della crescita economica.

La crisi finanziaria del 2008/2009 ha rafforzato il timore che elevati prezzi dell'energia possano compromettere la crescita economica.

### 6.2 Analisi della domanda di energia

Secondo l'ultima edizione del WEO, per il primo anno dopo il 1981, il 2009 ha visto una diminuzione della domanda di energia primaria, causata dalla crisi economica, e i mercati energetici si sono modificati in maniera consistente. La crisi si è riflessa in una riduzione della domanda di energia dai settori industriale e domestico, prezzi più bassi, e un rallentamento negli investimenti. Il WEO 2009 indica come la caduta della domanda di energia primaria sia stata particolarmente rilevante nei paesi OCSE. Negli USA la domanda di energia primaria nei primi sei mesi del 2009 è stata del 6% minore rispetto all'anno precedente, con una diminuzione del consumo di petrolio dell'8%. Anche in Europa si è osservata una diminuzione nella prima metà del 2009.

Il petrolio è al primo posto come contributo al soddisfacimento della domanda di energia primaria mondiale, con una quota pari al 33% nel 2008 (Renewable Energy Information 2010). L'Oil Market Report indica che la domanda mondiale di petrolio è scesa del 3,3% e del 2,7% nei primi due trimestri del 2009 (rispetto all'anno precedente), per poi mostrare una diminuzione più lieve nel terzo trimestre (-0,6%) e una ripresa nell'ultimo trimestre (0,8%). Gli investimenti nel settore upstream per petrolio e gas sono stati tagliati del 19% rispetto al 2008, una riduzione pari a 90 miliardi di dollari, e un analogo impatto può essere osservato per gli investimenti nel settore elettrico (World Energy Outlook 2009). Il carbone è, dopo il petrolio, il combustibile più importante nella domanda di energia primaria mondiale, con una quota pari al 27% nel 2008. La quota dei paesi OCSE nella domanda mondiale di carbone è diminuita in modo consistente dal 1980 al 2008, dal 54% al 34%. Nel 2009 le prime stime sugli investimenti nel settore del carbone indicano un forte calo rispetto ai livelli particolarmente elevati raggiunti nel 2007-2008 (World Energy Outlook 2009).

Il gas ha una quota pari al 21% nella domanda di energia primaria mondiale. Nonostante il 2009 sia stato l'inverno più freddo degli ultimi 20 anni, il World Energy Outlook 2009 indica una diminuzione della domanda di gas in Europa, del 9% rispetto all'anno precedente, in particolare in Italia, Spagna e Regno Unito (rispettivamente -14%, -13% e -11%). Il nucleare, infine, contribuisce per il 6% al soddisfacimento della domanda di energia primaria mondiale. Dati preliminari dell'IEA sui consumi di energia primaria del 2009 indicano che la Cina, con un valore pari a 2.252 Mtep, ha superato gli USA, con un consumo di 2170 Mtep. Secondo le statistiche dell'Energy Information Administration (EIA-DOE), la Cina è stata nel 2008 il secondo consumatore di petrolio al mondo, dopo gli USA. Negli ultimi dieci anni la Cina ha raddoppiato i suoi consumi di petrolio, arrivando ad un valore pari a 7.831 migliaia di barili al giorno nel 2008, che rimane per ora ancora inferiore alla metà dei consumi statunitensi (19.497 migliaia di barili al giorno).

La Cina è anche il paese con il maggiore consumo di carbone al mondo (nel 2008 2.567 milioni di tonnellate): da sola consuma un quantitativo di poco maggiore rispetto agli altri sei principali Paesi consumatori messi insieme (USA, India, Germania, Russia, Giappone e Sud Africa). Per quanto riguarda i consumi di energia elettrica, la Cina nell'ultimo decennio ha triplicato i suoi consumi di energia elettrica,

con una crescita più che quadrupla rispetto alla media mondiale (nel 2007 2.834 miliardi di kWh). Le fonti di energia rinnovabile (FER) sono cresciute dal 1990 ad oggi ad un tasso medio annuo (1,9%) pari a quello dell'offerta mondiale di energia primaria alla quale hanno contribuito nel 2008 per una quota pari al 12,8% del totale, essenzialmente attraverso la biomassa solida (9,1%). L'apporto delle rinnovabili alla produzione elettrica mondiale nel 2008 corrisponde invece al 18,5% del totale di cui la gran parte proveniente dall'idroelettrico (15,9%). In UE i consumi di energia primaria da FER nel 2008 sono arrivati a quota 8,2% del totale con la biomassa solida che anche in questo caso è la fonte principale (66,1% totale FER), mentre nel settore elettrico le rinnovabili incidono per una quota pari al 16,4% del consumo lordo, soprattutto grazie all'idroelettrico (59,5%). Il 2008 e il 2009 sono stati due anni che hanno segnato un fatto molto importante per le rinnovabili, per due anni consecutivi la nuova capacità installata da FER è stata superiore al 50% del totale delle nuove installazioni in UE, superando quindi quella delle fonti tradizionali. Nel 2009 questa quota è stata del 61% aumentando dal 14% nel 1995.

### 6.3 Scenari evolutivi: situazione globale

Le proiezioni IMF indicano un ruolo di traino delle economie emergenti per la ripresa dalla crisi economica, e della Cina in particolare: la crescita economica a livello mondiale sarà circa pari al 4% negli anni 2010 e 2011, e circa del 6,5% per economie emergenti, con aumenti pari al 10% per la Cina.

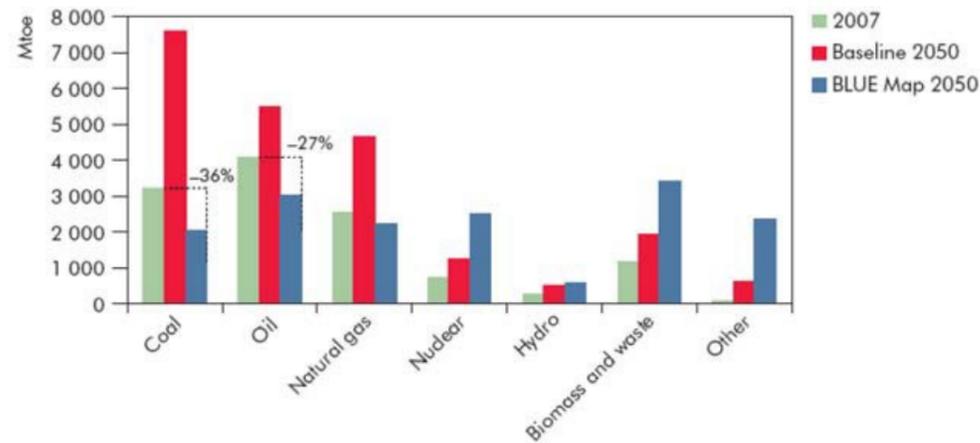
Secondo lo scenario tendenziale del WEO 2009, la domanda di energia dovrebbe crescere del 40% tra il 2007 e il 2030, con il maggiore incremento nei paesi non OCSE e in particolare in Asia (aumento della loro quota nella domanda totale dal 52% al 63%).

Cina e India sarebbero i principali responsabili della crescita della domanda di energia, rispettivamente con un contributo del 39% e del 15%. Queste proiezioni sono in linea anche con quelle EIA-DOE, secondo le quali l'aumento della domanda di energia primaria dovrebbe essere pari al 49% al 2035, con un 84% nei paesi non OCSE. In particolare, nel 2030 l'industria cinese potrebbe consumare quasi un terzo dell'energia usata dal settore industriale a livello mondiale. Secondo la stima del WEO 2009 i combustibili fossili dovrebbero rimanere la fonte dominante per il soddisfacimento della domanda di energia primaria mondiale: il carbone presenterebbe la maggiore crescita in termini assoluti, mentre il petrolio rimarrebbe il combustibile più importante nel mix di energia primaria.

Anche le stime EIA-DOE sottolineano come, in assenza di politiche nazionali per la riduzione delle emissioni e/o di un accordo internazionale vincolante, il consumo di carbone potrebbe crescere dell'1,6% annuo, in maggioranza nei paesi asiatici non OCSE, nei quali dovrebbe aver luogo il 95% dell'aumento. Il ruolo del nucleare nella generazione di elettricità, potrebbe far diminuire la domanda di carbone e gas. Secondo lo scenario tendenziale del WEO 2009 la generazione di elettricità da nucleare dovrebbe crescere del 35% dal 2007 al 2030. La maggior parte dell'aumento della generazione di energia elettrica da nucleare

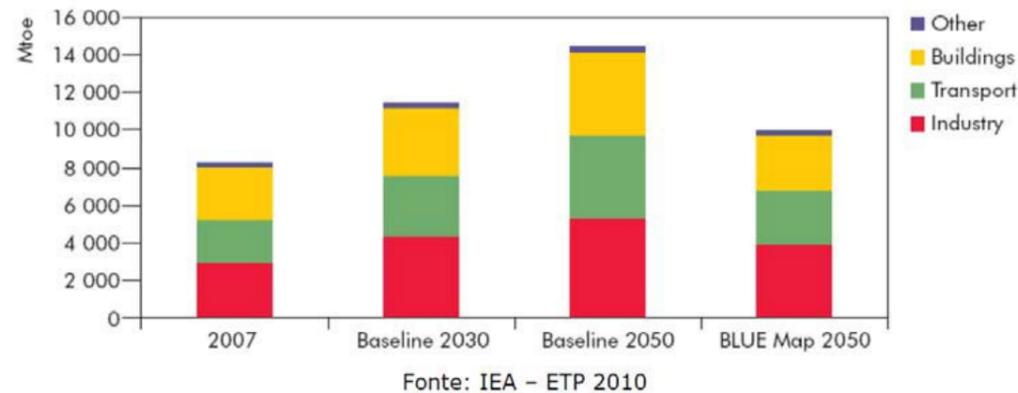
dovrebbe aver luogo in Cina, dove il contributo sul totale passerebbe dal 2% al 6%; si dovrebbero registrare aumenti anche in Giappone, India e USA, mentre nell'Unione Europea il contributo del nucleare dovrebbe diminuire considerevolmente (dal 28% al 19% del totale). L'International Energy Outlook 2010 dell'EIA-DOE indica una diminuzione della quota del petrolio nel soddisfacimento della domanda di energia primaria, che passerebbe dal 35% nel 2007 al 30% nel 2035: gli elevati prezzi del petrolio confermano la sostituzione di questo combustibile con altri meno costosi rilevata anche dall'IEA, eccezion fatta per il settore dei trasporti, dove – in assenza di significativi avanzamenti tecnologici – esso continuerebbe a rappresentare il combustibile prevalente. Il recente documento dell'IEA "Energy Technology Perspectives 2010" (ETP 2010) propone uno scenario tendenziale in linea con quello sviluppato nel WEO 2009, il cui orizzonte temporale risulta però esteso fino al 2050. Lo scenario tendenziale dell'ETP 2010 comporterebbe una crescita della TPES pari all'84% e un livello di emissioni nel 2050 doppio rispetto al livello nel 2007. Rispetto al 2007, la domanda di energia nel 2050 dovrebbe essere maggiore del 58% per quanto riguarda il petrolio, dell'85% per il gas e del 138% per il carbone. Il 44% della generazione di elettricità dovrebbe avvenire utilizzando carbone, valore in aumento del 42% rispetto al livello del 2007, con un notevole contributo all'aumento delle emissioni. Passando all'esame degli scenari di policy, secondo lo scenario del WEO 2009 la concentrazione dei gas serra dovrebbe rimanere stabile a 450 ppm CO2 eq. Lo scenario di accelerazione tecnologica modellato nell'ETP 2010, denominato BLUE Map, ipotizza una riduzione del 50% delle emissioni globali di CO2 legate al consumo di energia all'orizzonte 2050 (rispetto ai livelli del 2005) ed è ampiamente ottimistico rispetto allo sviluppo delle tecnologie energetiche a basso contenuto di carbonio, sia esistenti che nuove.

Secondo lo scenario BLUE Map la domanda mondiale di combustibili fossili dovrebbe diminuire del 26% rispetto ai livelli del 2007, con una riduzione per petrolio e gas rispettivamente del 27% e 12% rispetto ai livelli del 2007, generando significativi benefici in termini di sicurezza degli approvvigionamenti per i quattro paesi esaminati. Con riferimento al petrolio, negli Stati Uniti e nei paesi Europei dell'OCSE, la domanda al 2050 sarebbe inferiore ai livelli del 2007 del 62-51%.



Domanda di energia primaria per fonte e scenario

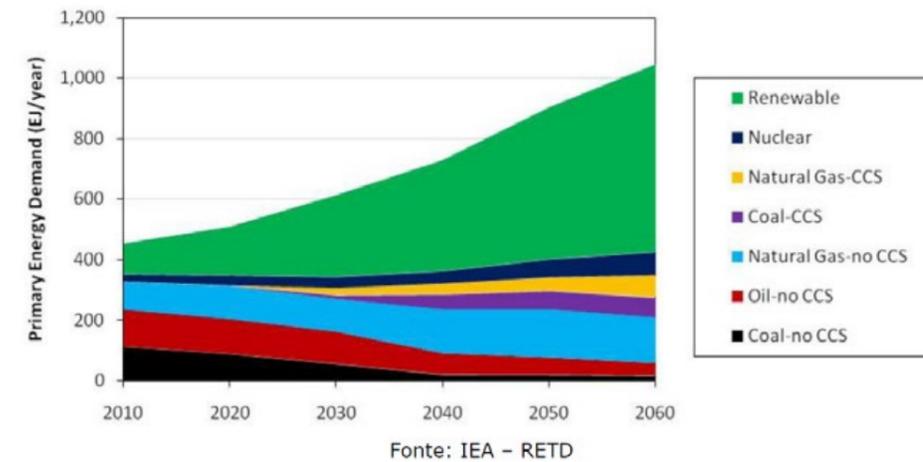
Nel BLUE Map, la domanda di elettricità risulterebbe inferiore del 13% rispetto allo scenario tendenziale. La domanda finale di energia dovrebbe essere inferiore del 31% rispetto allo scenario tendenziale, grazie ad una riduzione generalizzata dei consumi in tutti i settori di uso finale. Tuttavia la domanda di energia tra il 2007 e 2050 continuerebbe a crescere anche nello scenario BLUE Map, ad un tasso dello 0,4% annuo nei settori industria, residenziale e terziario, trasporti.



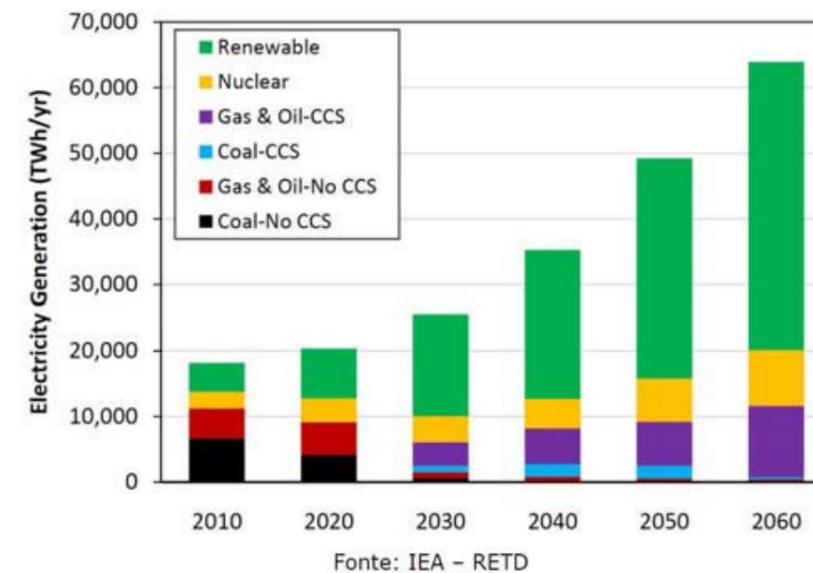
Consumi finali di energia per settore

Il documento dell'IEA "Achieving Climate Stabilization in an insecure World: Does Renewable Energy Hold the Key", dedicato in modo specifico ad analisi di scenario sullo sviluppo delle fonti rinnovabili, prospetta la possibilità di una transizione nel lungo termine del sistema energetico globale verso un modello di produzione e consumo dell'energia di tipo low-carbon. Affinché questa profonda trasformazione avvenga è necessario intervenire immediatamente per orientare il sistema verso un impiego sempre maggiore di tecnologie per le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica. Nello scenario più aggressivo (RETD ACES), coerente con il raggiungimento di una concentrazione in atmosfera di gas serra fino a 400 ppm di CO<sub>2</sub>-eq

al 2100, si mostra come nel corso del decennio 2030-2040 le rinnovabili potrebbero arrivare a coprire oltre il 50% della domanda di energia primaria, diventando quindi la principale fonte di approvvigionamento energetico. Nel settore elettrico, grazie soprattutto al contributo dell'eolico e delle biomasse, le rinnovabili avrebbero un ruolo predominante rispetto alle altre fonti prima del 2030 e in tale anno la quota di copertura dei consumi elettrici salirebbe a quota 61% dal 22% nel 2007.



Domanda di energia primaria nello scenario RETD ACES al 2060



Produzione elettrica nello scenario RETD ACES al 2060

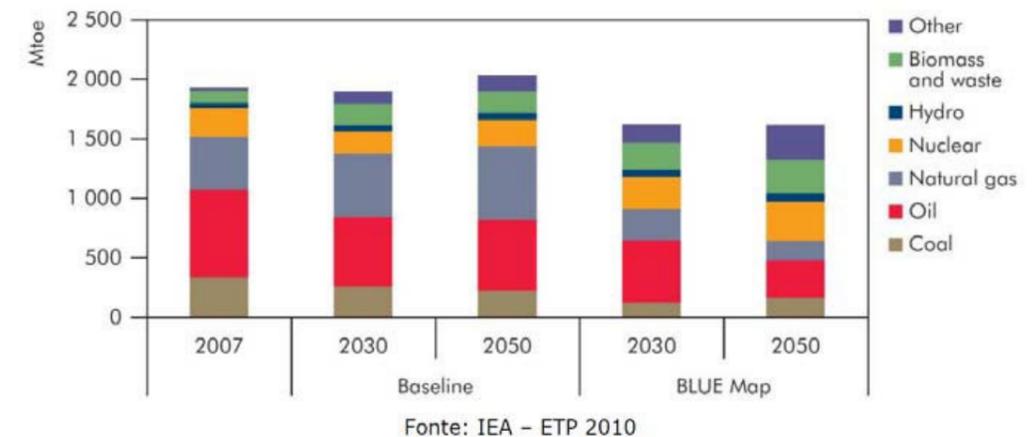
Nel 2060 consumi energetici totali nello scenario RETD ACES rimarrebbero inferiori del 22% rispetto all'evoluzione tendenziale grazie a interventi di efficienza energetica nella fase di trasformazione e consumo, prezzi più elevati dell'energia e introduzione delle tecnologie Smart Grid. Le fonti rinnovabili avranno un ruolo centrale anche dal punto di vista della capacità di ridurre il livello di emissioni totali in atmosfera. Come mostrato infatti nelle analisi di scenario contenute nell'ultimo WEO21 dell'IEA, nel 2030 attraverso una evoluzione del sistema energetico in linea con lo scenario di intervento (450 ppm) sarebbe possibile ottenere una riduzione complessiva delle emissioni di CO<sub>2</sub> da uso energetico di 13,8 Gt rispetto allo scenario di riferimento, di cui quasi il 60% per mezzo di interventi di efficienza energetica e il 20% grazie alle rinnovabili.

#### 6.4 Scenari evolutivi in materia di energia: l'Europa

Secondo lo scenario tendenziale dell'ETP 2010 la TPES dei paesi OCSE europei dovrebbe crescere ad un tasso annuale dello 0,1% dal 2007 al 2050. Nello scenario BLUE Map i paesi OCSE europei dovrebbero ridurre le proprie emissioni di circa il 3%: poiché questo dovrebbe avvenire prevalentemente attraverso il ricorso alle FER, questo scenario comporterebbe rilevanti benefici anche dal lato della sicurezza energetica. La TPES nel 2050 risulterebbe minore del 16% rispetto al 2007 e del 20% rispetto allo scenario tendenziale. In altri termini, lo scenario di accelerazione tecnologia produrrebbe un dimezzamento dell'uso di energia primaria per unità di PIL rispetto al 2007. I combustibili fossili peserebbero per il 40% nella TPES, un contributo dimezzato rispetto al 2007. Anche rispetto allo scenario tendenziale al 2050, si osserva una diminuzione consistente dei consumi di gas e petrolio, con probabili ripercussioni positive sulla dipendenza energetica europea. Il contributo del nucleare nella TPES sarebbe pari al 21%. La domanda totale di energia elettrica aumenterebbe del 57% nello scenario tendenziale, tuttavia il contributo dei combustibili fossili diminuirebbe dal 54% nel 2007 al 44% nel 2050. Confrontando l'Europa (OCSE) con altre regioni prese in esame nell'ETP 2010, è evidente come il proseguimento dell'ETS dopo il 2012 continuerebbe a costituire un vincolo relativamente all'uso dei combustibili fossili. Il contributo del nucleare subirebbe a sua volta una diminuzione, dal 26% nel 2007 al 17% nel 2050. Chiaramente le tendenze in diminuzione fin qui delineate sono accompagnate da un aumento del contributo delle fonti rinnovabili, le quali giocherebbero un ruolo fondamentale nello scenario tendenziale e ancor di più nello scenario di accelerazione tecnologica. Il forte sviluppo delle fonti rinnovabili avvenuto in Europa nell'ultimo decennio è stato favorito dai diversi sistemi di incentivazione adottati nei vari paesi e dalla politica dell'Unione Europea in materia di fonti rinnovabili che, attraverso la recente approvazione del pacchetto clima energia (20-20-20), ha fissato per ogni Stato membro obiettivi vincolanti al 2020. Con riferimento al ruolo delle rinnovabili negli scenari considerati dal punto di vista della copertura del fabbisogno energetico e abbattimento delle emissioni di CO<sub>2</sub> nei paesi OCSE europei, emergono importanti differenze tra il caso base e quello di accelerazione tecnologica.

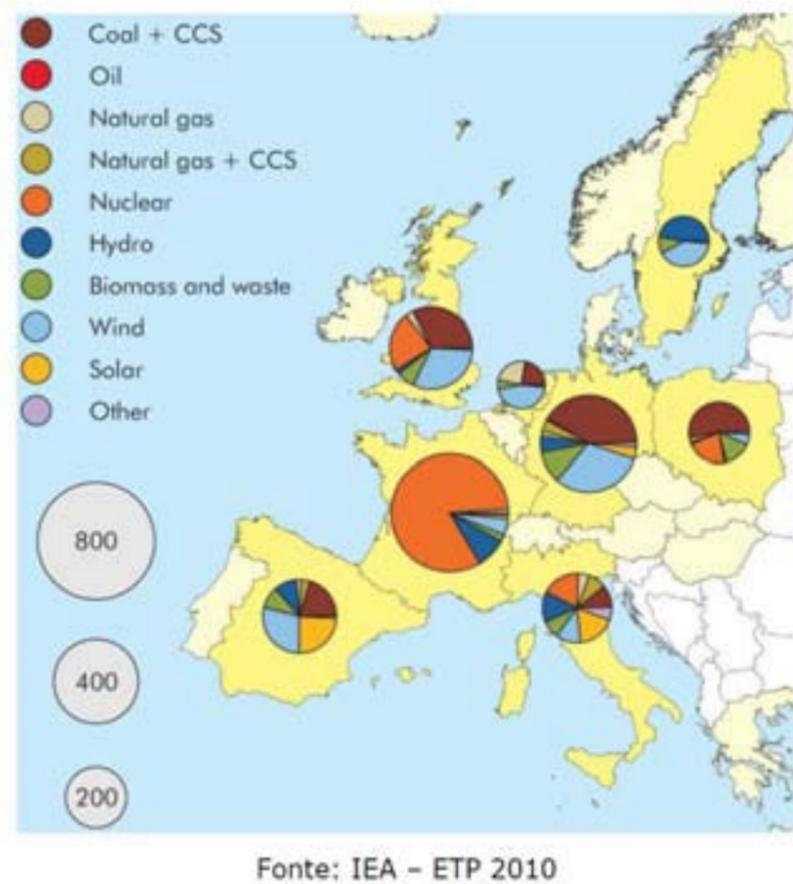
Nell'anno di riferimento, il 2007, la quota di offerta di energia primaria coperta attraverso le rinnovabili corrisponde al 9% del totale.

L'evoluzione tendenziale delineata nello scenario Baseline porterebbe invece nel 2050 questa quota a circa il doppio (18%) mentre lo scenario BLUE Map, grazie all'introduzione accelerata di tecnologie, consentirebbe di raggiungere un valore circa cinque volte più grande e pari al 40% dell'offerta totale di energia.



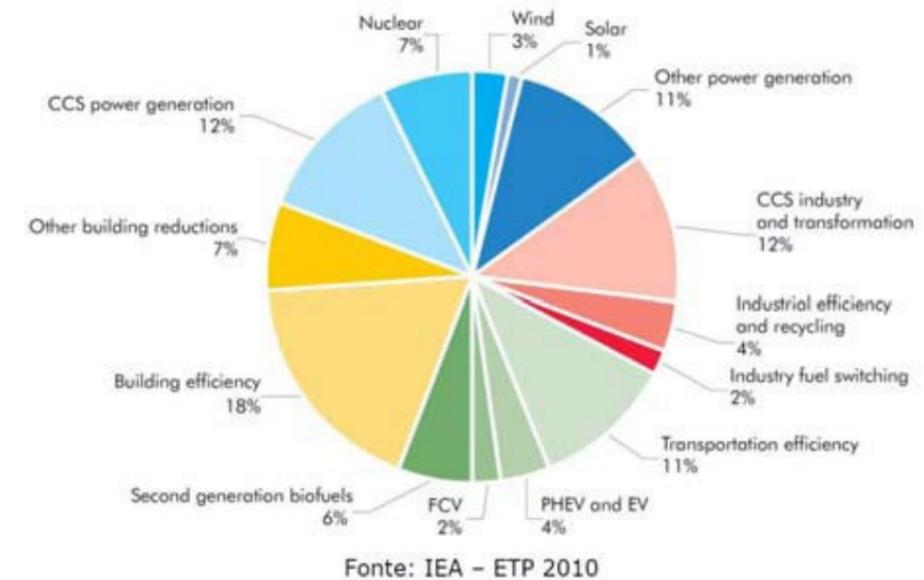
Offerta totale di energia primaria per fonte in Europa (OCSE)

Nel settore elettrico il peso delle fonti rinnovabili sulla produzione di energia elettrica totale crescerebbe dal 20% nel 2007 al 40% nel 2050 nello scenario Baseline e quasi triplicherebbe invece in quello BLUE Map (55%). In quest'ultimo scenario il settore elettrico, seppur con evidenti differenze da paese a paese nel mix di fonti utilizzate, risulta complessivamente dominato da tecnologie low-carbon. In Italia, ad esempio, si arriverebbe nel 2050 a una copertura del fabbisogno elettrico tramite rinnovabili del 60%, prevalentemente grazie, tra le "nuove" tecnologie, ad eolico e solare.



*Produzione elettrica per fonte nei principali paesi europei al 2050 nello Scenario BLUE Map*

Il contributo delle rinnovabili alla riduzione totale delle emissioni (2,9 Gt) nel 2050 che si determinerebbe nello scenario di accelerazione tecnologica rispetto al caso tendenziale sarebbe del 21%, dopo quelli derivanti dall'efficienza negli usi finali dei combustibili e dell'elettricità e dalla tecnologia CCS, pari rispettivamente al 33% e al 24%. Nello scenario BLUE Map il contributo alla riduzione delle emissioni sarebbe chiaramente differenziato a seconda del settore e della tecnologia. I settori di consumo finale contribuiscono al 66% della riduzione, i trasporti al 23%, residenziale e terziario al 25%, industria e CCS nella trasformazione al 18% e il settore elettrico al 34%.



*Riduzione delle emissioni di CO2 per tecnologia nello scenario BLUE Map in Europa (OCSE) al 2050*

### 6.5 Scenari evolutivi in materia di energia: l'Italia

Per quanto concerne gli scenari futuri si è fatto riferimento a quanto riportato da ENEA che analizza due orizzonti temporali indicati dal Strategic Energy Technology Plan della Commissione Europea:

- un orizzonte di breve/medio periodo, con l'interesse primario di valutare raggiungibilità, costi e benefici degli obiettivi europei su energia e clima (cosiddetti 20-20-20);
- un orizzonte di lungo periodo, che, seguendo la filosofia degli scenari Energy Technology Perspectives 2010 dell'Agencia Internazionale dell'Energia, è finalizzato a valutare la realizzabilità di una transizione del sistema italiano verso una economia a basso tenore di carbonio, in linea con le valutazioni in atto da tempo nei principali paesi industrializzati, e sintetizzabili in una riduzione delle emissioni globali di gas serra dell'ordine di almeno il 50% entro il 2050.

La dinamica della crescita economica è uno dei fattori di maggiore rilievo per l'evoluzione futura del sistema energetico. Nel quinquennio 2005-2010 si è registrato un tasso di crescita m. a. (medio annuo) negativo, pari a -0,5%. Per i periodi successivi sono stati ipotizzati due tassi di crescita, uno "ottimista" (+2% m. a. nel prossimo quinquennio, progressivamente più ridotto nel medio lungo periodo, fino allo 0,8% m. a.), l'altro "pessimista" (l'1,7% nel prossimo quinquennio, nel medio lungo-periodo ridotto allo 0,4%).

Si tratta di due traiettorie di sviluppo costruite intorno alle ipotesi di crescita del sistema economico italiano adottate nei recenti scenari Primes.

In linea generale, la richiesta di servizi energetici nei diversi settori finali cresce seguendo le evoluzioni dei fattori economici e demografici, quali appunto PIL, popolazione, valore aggiunto ecc. a cui sono legate. Per i servizi per cui esistano dei riferimenti o studi settoriali specifici l'evoluzione è stata invece considerata indipendente da tali variabili ed assegnata in maniera causale. È questo il caso delle richieste di climatizzazione e di usi elettrici obbligati (lavaggio biancheria e stoviglie, illuminazione, servizi per gli uffici) nei settori domestico e commerciale, che seguono le evoluzioni ipotizzate dal PAEE 2007, o della domanda di spostamento passeggeri e merci nei trasporti, in linea con le ipotesi della Commissione Europea nel "Primes 2009".

Gli studi ENEA prendono in considerazione due scenari di riferimento, quello evolutivo (o BAU HG) e quello Stazionario (o BAU LG), che rappresentano l'evoluzione tendenziale del sistema in assenza di nuovi interventi di politica energetica e ambientale ipotizzando una sostanziale continuazione delle tendenze in atto in ambito demografico, tecnologico ed economico. Tali scenari presuppongono un'evoluzione del quadro energetico mondiale nel quale anche nel lungo periodo non viene raggiunto un accordo internazionale sul clima tale da limitare il riscaldamento globale a meno di 2 °C.

Dal punto di vista delle politiche energetiche e ambientali, gli scenari di riferimento tengono conto solo delle misure pienamente attuate alla fine del 2009. Una parziale eccezione riguarda il sistema di incentivazione delle fonti rinnovabili elettriche, di cui è stata ipotizzata l'estensione al 2020 in tutti gli scenari, con successivo progressivo azzeramento degli incentivi nel 2030. Il massimo potenziale di produzione da FER corrisponde alle stime del Position Paper 2007 del governo italiano. La prosecuzione degli impegni attuali di mitigazione dei cambiamenti climatici è invece rappresentata da un moderato incremento dei prezzi dei permessi di emissione di gas serra, in linea con le recenti valutazioni effettuate per conto della Commissione Europea mediante il modello Primes (EC, 2010).

I cambiamenti in atto nel mondo dell'energia e dell'energia elettrica in particolare sono rapidissimi e nel nostro Paese, con lo sviluppo delle rinnovabili, i protagonisti della generazione elettrica sono passati in meno di 20 anni da poche decine a oltre 600.000.

## 6.6 La Strategia Energetica Nazionale (SEN 2017)

La **Strategia Energetica Nazionale 2017 (SEN 2017)** è il documento di indirizzo e programmazione nel settore energetico del Governo Italiano per trasformare il sistema energetico nazionale necessario per raggiungere gli obiettivi climatico-energetici al 2030. Adottato con Decreto Interministeriale del 10 novembre 2017 emesso dall'allora Ministero dello Sviluppo Economico e dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Mare, è un documento di indirizzo e programmazione nel settore energetico che si muove nel quadro degli obiettivi di politica energetica delineati a livello europeo.

I macro-obiettivi della politica energetica previsti dalla **SEN 2017** sono:

- migliorare la **competitività** del Paese, al fine di ridurre il gap di prezzo ed il costo dell'energia rispetto alla UE, assicurando che la transizione energetica di più lungo periodo (2030-2050) non comprometta il sistema industriale italiano ed europeo in favore di quello extra-UE;
- raggiungere in modo sostenibile gli obiettivi di **de-carbonizzazione** al 2030 definiti a livello europeo. A livello nazionale lo scenario che si propone è il phase-out degli impianti termoelettrici italiani a carbone entro il 2030;
- continuare a migliorare la **sicurezza di approvvigionamento** e la flessibilità e sicurezza dei sistemi e delle infrastrutture.

Sulla base dei precedenti obiettivi, sono individuate le seguenti **priorità di azione**:

- **lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili.**

Per le fonti energetiche rinnovabili, gli specifici obiettivi sono così individuati:

- raggiungere il 28% di rinnovabili sui consumi complessivi al 2030 rispetto al 17,5% del 2015;
- rinnovabili elettriche al 55% al 2030 rispetto al 33,5% del 2015;
- rinnovabili termiche al 30% al 2030 rispetto al 19,2% del 2015;
- rinnovabili trasporti al 21% al 2030 rispetto al 6,4% del 2015.

- **l'efficienza energetica.**

Per l'efficienza energetica, gli obiettivi sono così individuati:

- riduzione dei consumi finali (10 Mtep/anno nel 2030 rispetto al tendenziale);
- cambio di mix settoriale per favorire il raggiungimento del target di riduzione CO2 non-ETS, con focus su residenziale e trasporti.

- **sicurezza energetica.**

La nuova **SEN** si propone di continuare a migliorare sicurezza e adeguatezza dei sistemi energetici e flessibilità delle reti gas ed elettrica così da:

- o integrare quantità crescenti di rinnovabili elettriche, anche distribuite, e nuovi player, potenziando e facendo evolvere le reti e i mercati verso configurazioni smart, flessibili e resilienti;
- o gestire la variabilità dei flussi e le punte di domanda gas e diversificare le fonti e le rotte di approvvigionamento nel complesso quadro geopolitico dei paesi da cui importiamo gas e di crescente integrazione dei mercati europei;
- o aumentare l'efficienza della spesa energetica grazie all'innovazione tecnologica.

- **competitività dei mercati energetici.**

In particolare, il documento si propone di azzerare il gap di costo tra il gas italiano e quello del

nord Europa, nel 2016 pari a circa 2 €/MWh, e di ridurre il gap sui prezzi dell'elettricità rispetto alla media UE, pari a circa 35 €/MWh nel 2015 per la famiglia media e intorno al 25% in media per le imprese;

- l'accelerazione nella **decarbonizzazione** del sistema: il phase-out dal carbone.  
Si prevede in particolare una accelerazione della chiusura della produzione elettrica degli impianti termoelettrici a carbone al 2025, da realizzarsi tramite un puntuale e piano di interventi infrastrutturali.
- **tecnologia, ricerca e innovazione.**  
La nuova SEN pianifica di raddoppiare gli investimenti in ricerca e sviluppo tecnologico clean energy: da 222 Milioni nel 2013 a 444 Milioni nel 2021.

La **SEN 2017** ha costituito la base programmatica e politica per la successiva adozione del **Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)**, avvenuta a gennaio 2020.

Dalla lettura di quanto sopra si evince l'importanza che la **SEN** attribuisce alla decarbonizzazione del sistema energetico italiano, con particolare attenzione all'incremento dell'energia prodotta da FER, Fonti Energetiche Rinnovabili. Dall'analisi del capitolo 5 della SEN (relativo alla Sicurezza Energetica) si evince che in tutta Europa negli ultimi 10 anni si è assistito a un progressivo aumento della generazione da rinnovabili a discapito della generazione termoelettrica e nucleare. In questo contesto, l'Italia presenta una penetrazione delle rinnovabili sulla produzione elettrica nazionale di circa il 39% rispetto al 30% in Germania, 26% in UK e 16% in Francia.

Lo sviluppo delle fonti rinnovabili sta comportando un cambio d'uso del parco termoelettrico, che da fonte di generazione ad alto tasso d'utilizzo svolge sempre più funzioni di flessibilità, complementarietà e back-up al sistema. Tale fenomeno è destinato ad intensificarsi con l'ulteriore crescita delle fonti rinnovabili al 2030. La dismissione di ulteriore capacità termica dovrà essere compensata, per non compromettere l'adeguatezza del sistema elettrico, dallo sviluppo di nuova capacità rinnovabile, di nuova capacità di accumulo o da impianti termici a gas più efficienti e con prestazioni dinamiche più coerenti con un sistema elettrico caratterizzato da una sempre maggiore penetrazione di fonti rinnovabili non programmabili. La stessa **SEN** assegna un ruolo prioritario al rilancio e potenziamento delle installazioni rinnovabili esistenti, il cui apporto è giudicato indispensabile per centrare gli obiettivi di decarbonizzazione al 2030.

L'aumento delle rinnovabili, se da un lato permette di raggiungere gli obiettivi di sostenibilità ambientale, dall'altro lato, quando non adeguatamente accompagnato da un'evoluzione e ammodernamento delle reti di trasmissione e di distribuzione nonché dei mercati elettrici, può generare squilibri nel sistema elettrico, quali ad esempio fenomeni di *overgeneration* e congestioni inter e intra-zonali con conseguente aumento del costo dei servizi.

Gli interventi da fare sulla rete, già avviati da diversi anni, sono finalizzati a garantire un'integrazione "strutturale" delle rinnovabili nel mercato dei servizi e a favorire uno sviluppo della rete elettrica funzionale a risolvere le congestioni accelerando il processo di innovazione delle reti e di evoluzione delle regole di mercato sul dispacciamento, in modo tale che risorse distribuite e domanda partecipino attivamente all'equilibrio del sistema e contribuiscano a fornire la flessibilità necessaria.

A fronte di una penetrazione delle fonti rinnovabili elettriche fino al 55% al 2030, la società TERNA ha effettuato opportuna analisi con il risultato che l'obiettivo risulta raggiungibile attraverso nuovi investimenti in sicurezza e flessibilità. TERNA ha, quindi, individuato un piano minimo di opere indispensabili, in buona parte già comprese nel Piano di sviluppo 2017 e nel Piano di difesa 2017, altre che saranno sviluppate nei successivi Piani annuali, da realizzare al 2025 e poi ancora al 2030.

Per quel che concerne lo sviluppo della rete elettrica dovranno essere realizzati ulteriori rinforzi di rete – rispetto a quelli già pianificati nel Piano di Sviluppo 2017 - tra le zone Nord-Centro Nord e Centro Sud, tesi a ridurre il numero di ore di congestione tra queste sezioni. Il Piano di Sviluppo 2018 dovrà sviluppare inoltre la realizzazione di un rinforzo della dorsale adriatica per migliorare le condizioni di adeguatezza. Tra le infrastrutture di rete necessarie per incrementare l'efficienza della Rete di Trasmissione Nazionale (oltre all'Allegato II che parla di un tema centrale della politica energetica Nazionale come la "metanizzazione della Sardegna") l'Allegato III alla **SEN 2017** riporta le seguenti:

- Centro-Sardegna – Elettrodotto 150 kV SE S. Teresa – Buddusò – la cui finalità è la riduzione delle congestioni, incrementare la sicurezza di esercizio e incrementare la qualità del servizio;
- Sardegna-Centro Nord – Interconnessione HVDC Sardegna-Corsica-Italia – la cui finalità è l'incremento dei limiti di scambio favorendo la produzione degli impianti da fonti rinnovabili ed incrementare l'adeguatezza della rete in regione Sardegna;
- Sardegna – Compensatori per 250 MVar – la cui finalità è la regolazione di tensione e la stabilità dinamica.

Tutti gli interventi programmati perseguono l'obiettivo della eliminazione graduale dell'impiego del carbone nella produzione dell'energia elettrica, procedura che viene definita phase out dal carbone.

In questa prospettiva, l'impianto che si intende realizzare contribuirà certamente alla richiamata penetrazione delle fonti rinnovabili elettriche al 55% entro il 2030

## 6.7 Il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR)

Il **Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR)** si inserisce all'interno del programma **Next Generation EU (NGEU)**, il pacchetto da 750 miliardi di euro, costituito per circa la metà da sovvenzioni, concordato

dall'Unione Europea in risposta alla crisi pandemica dell'ultimo anno e mezzo che ha avuto pesanti ripercussioni anche dal punto di vista economico e finanziario. La principale componente del programma NGEU è il Dispositivo per la Ripresa e Resilienza (*Recovery and Resilience Facility*, RRF), che ha una durata di sei anni, dal 2021 al 2026, e una dimensione totale di 672,5 miliardi di euro (312,5 sovvenzioni, i restanti 360 miliardi prestati a tassi agevolati). Il **PNRR** presentato dall'Italia, è stato approvato in via definitiva con Decisione di esecuzione del Consiglio dell'unione Europea il 13 luglio 2021, e si sviluppa intorno a tre assi strategici condivisi a livello europeo: digitalizzazione e innovazione, transizione ecologica, inclusione sociale. Si tratta di un intervento che intende riparare i danni economici e sociali della crisi pandemica, contribuire a risolvere le debolezze strutturali dell'economia italiana, e accompagnare il Paese su un percorso di transizione ecologica e ambientale. Il PNRR contribuirà in modo sostanziale a ridurre i divari territoriali, quelli generazionali e di genere.

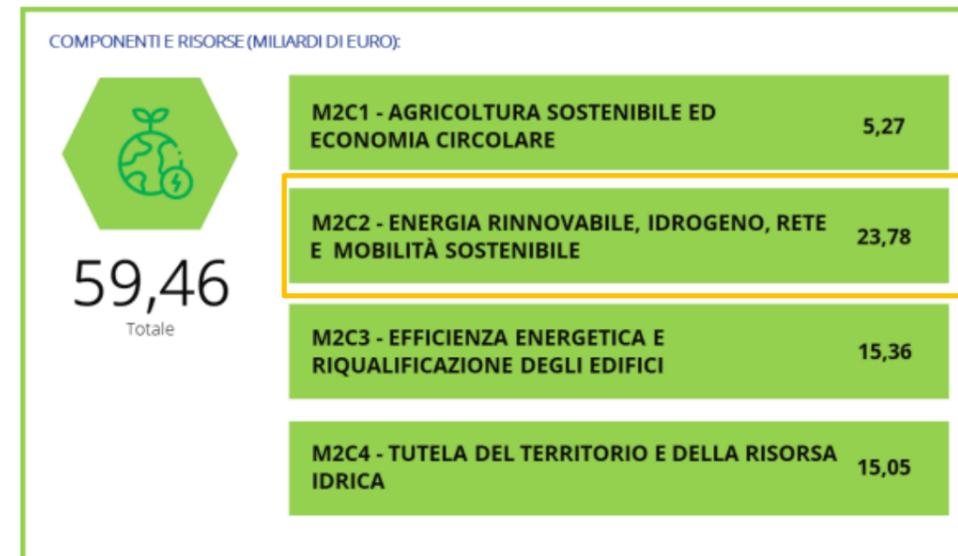
Il Piano si sviluppa lungo sei missioni:

5. "Digitalizzazione, Innovazione, Competitività, Cultura": stanziamento complessivamente oltre 49 miliardi (di cui 40,3 miliardi dal Dispositivo per la Ripresa e la Resilienza e 8,7 dal Fondo complementare) con l'obiettivo di promuovere la trasformazione digitale del Paese, sostenere l'innovazione del sistema produttivo, e investire in due settori chiave per l'Italia, turismo e cultura.
6. "Rivoluzione Verde e Transizione Ecologica": stanziamento complessivi 68,6 miliardi (59,5 miliardi dal Dispositivo RRF e 9,1 dal Fondo) con gli obiettivi principali di migliorare la sostenibilità e la resilienza del sistema economico e assicurare una transizione ambientale equa e inclusiva.
7. "Infrastrutture per una Mobilità Sostenibile": dall'importo complessivo di 31,5 miliardi (25,4 miliardi dal Dispositivo RRF e 6,1 dal Fondo). Il suo obiettivo primario è lo sviluppo di un'infrastruttura di trasporto moderna, sostenibile ed estesa a tutte le aree del Paese.
8. "Istruzione e Ricerca": stanziamento complessivamente 31,9 miliardi di euro (30,9 miliardi dal Dispositivo RRF e 1 dal Fondo) con l'obiettivo di rafforzare il sistema educativo, le competenze digitali e tecnico-scientifiche, la ricerca e il trasferimento tecnologico.
9. "Inclusione e Coesione": prevede uno stanziamento complessivo di 22,6 miliardi (di cui 19,8 miliardi dal Dispositivo RRF e 2,8 dal Fondo) per facilitare la partecipazione al mercato del lavoro, anche attraverso la formazione, rafforzare le politiche attive del lavoro e favorire l'inclusione sociale.
10. "Salute": stanziamento complessivamente 18,5 miliardi (15,6 miliardi dal Dispositivo RRF e 2,9 dal Fondo) con l'obiettivo di rafforzare la prevenzione e i servizi sanitari sul territorio, modernizzare e digitalizzare il sistema sanitario e garantire equità di accesso alle cure.

In particolare, con riferimento all'asse strategico della Transizione ecologica e alla missione n.2 individuata dal piano, "Rivoluzione verde e transizione ecologica", si prevede un incremento della quota di energia

prodotta da fonti di energia rinnovabile (FER) nel sistema, in linea con gli obiettivi nazionali ed europei di decarbonizzazione, oltre che il potenziamento delle infrastrutture di rete per accogliere l'aumento di produzione da FER ed aumentare la resilienza a fenomeni climatici estremi.

## MISSIONE 2: RIVOLUZIONE VERDE E TRANSIZIONE ECOLOGICA



### M2C2: ENERGIA RINNOVABILE, IDROGENO, RETE E MOBILITÀ SOSTENIBILE



Stralcio del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza – Luglio 2021

## 6.8 Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)

Il Ministero dello Sviluppo Economico ha pubblicato il testo definitivo del **Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima**, predisposto con il Ministero dell'Ambiente e il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, che recepisce le novità contenute nel Decreto Legge sul Clima nonché quelle sugli investimenti per il Green New Deal previste nella Legge di Bilancio 2020.

Il PNIEC è stato inviato alla Commissione europea in attuazione del Regolamento (UE) 2018/1999, completando così il percorso avviato nel dicembre 2018, nel corso del quale il Piano è stato oggetto di un proficuo confronto tra le istituzioni coinvolte, i cittadini e tutti gli stakeholder.

Con il **PNIEC** vengono stabiliti gli obiettivi nazionali al 2030 sull'efficienza energetica, sulle fonti rinnovabili e sulla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>, nonché gli obiettivi in tema di sicurezza energetica, interconnessioni, mercato unico dell'energia e competitività, sviluppo e mobilità sostenibile, delineando per ciascuno di essi le misure che saranno attuate per assicurarne il raggiungimento.

L'attuazione del Piano è stata assicurata dai decreti legislativi di recepimento delle direttive europee in materia di efficienza energetica, di fonti rinnovabili e di mercati dell'elettricità e del gas, emanati nel corso del 2020.

La prima parte del **Piano Nazionale Energia Clima 2030** tratta del target che l'Italia si prefigge di raggiungere sul fronte delle **energie rinnovabili**, delle **emissioni** e dell'**efficienza energetica**.

Le previsioni sono incoraggianti: secondo gli esperti consultati, infatti, **ben il 30% di Consumi Finali Lordi sarà coperto da fonti rinnovabili entro il 2030**. I settori industriali contribuiranno in modo diverso al conseguimento dell'obiettivo. Nel segmento elettrico si raggiungerà quota 55,4%, nei trasporti il 21,6% e nel termico il 33%. Altro tema trattato nel PNIEC è quello dell'**efficienza energetica**. In questo caso gli specialisti hanno stimato una **riduzione dei consumi di energia primaria del 43% e dell'energia finale del 39,7%** rispetto a quanto riportato nel piano energetico PRIMES 2007.

Il **Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima** per il periodo 2021-2030 tratta anche il tema **emissioni**. In questo caso, il traguardo prefissato è una **riduzione dei gas serra pari al 33%** per tutti i settori che non rientrano nell'ETS (Enti del Terzo Settore).

Il **PNIEC** è uno strumento, vincolante, che dovrà definire la traiettoria delle politiche in tutti i settori della nostra economia nei prossimi anni. Infatti è uno strumento fondamentale che segna l'inizio di un importante cambiamento nella politica energetica e ambientale del nostro Paese verso la decarbonizzazione.

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.

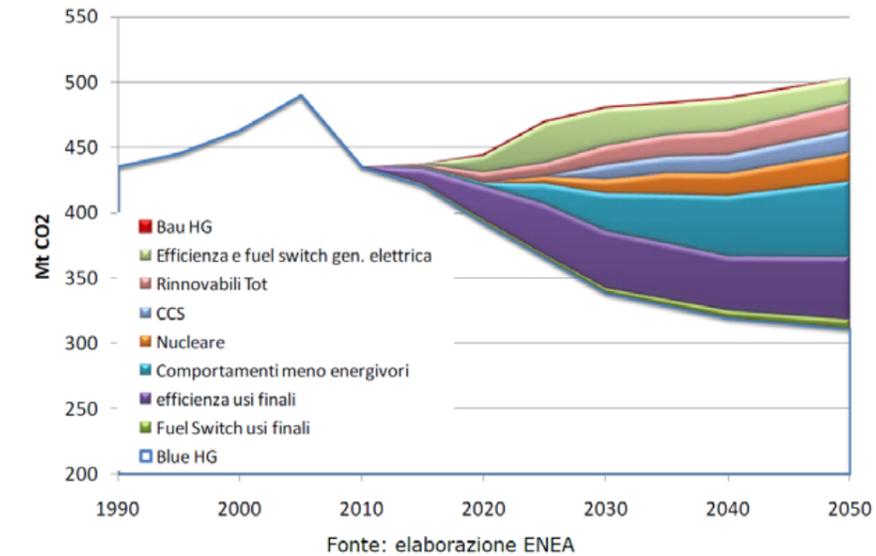
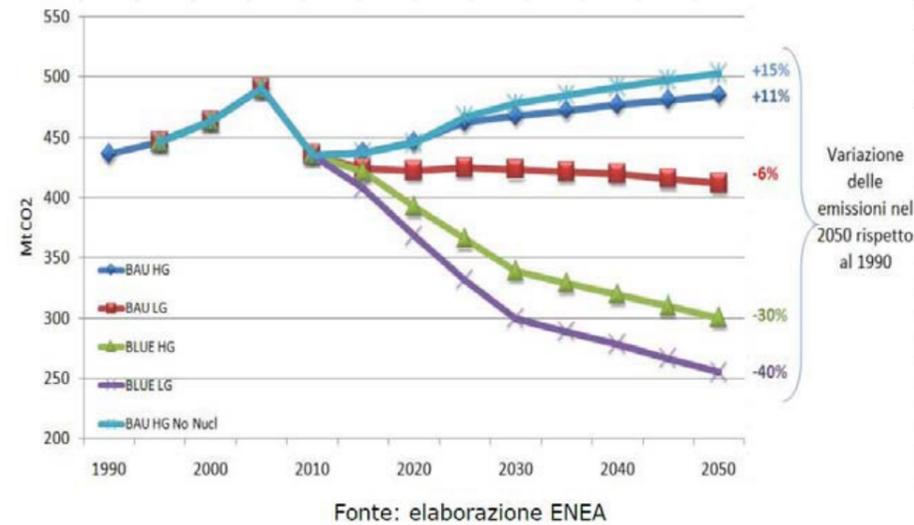
L'obiettivo è quello di realizzare una nuova politica energetica che assicuri la piena sostenibilità ambientale, sociale ed economica del territorio nazionale e accompagni tale transizione.

Il **PNIEC** intende concorrere a un'ampia trasformazione dell'economia, nella quale la decarbonizzazione, l'economia circolare, l'efficienza e l'uso razionale ed equo delle risorse naturali rappresentano insieme obiettivi e strumenti per un'economia più rispettosa delle persone e dell'ambiente, in un quadro di integrazione dei mercati energetici nazionale nel mercato unico e con adeguata attenzione all'accessibilità dei prezzi e alla sicurezza degli approvvigionamenti e delle forniture.

## 6.9 Le emissioni di CO2

Per effetto della crisi economica in un solo anno le emissioni sono diminuite del 6,9% (nel 2009 rispetto al 2008). Per l'Italia sembra ora meno lontano mantenere l'impegno del Protocollo di Kyoto, che imponeva di ridurre nel quinquennio 2008-2012 le emissioni medie di gas serra del 6,5% rispetto al 1990. Tuttavia gli scenari ENEA mostrano come queste tendenze decrescenti siano temporanee in assenza di interventi in grado di indurre cambiamenti strutturali del sistema energetico.

Con un sistema energetico che evolve in modo "tendenziale", le emissioni di CO<sub>2</sub> riprendono ad aumentare già nel breve periodo nello scenario di riferimento alto, BAU HG



Emissioni di CO2 negli scenari ENEA (MtCO2) e riduzione % nel 2050 rispetto al 1990. Anni 1990-2050

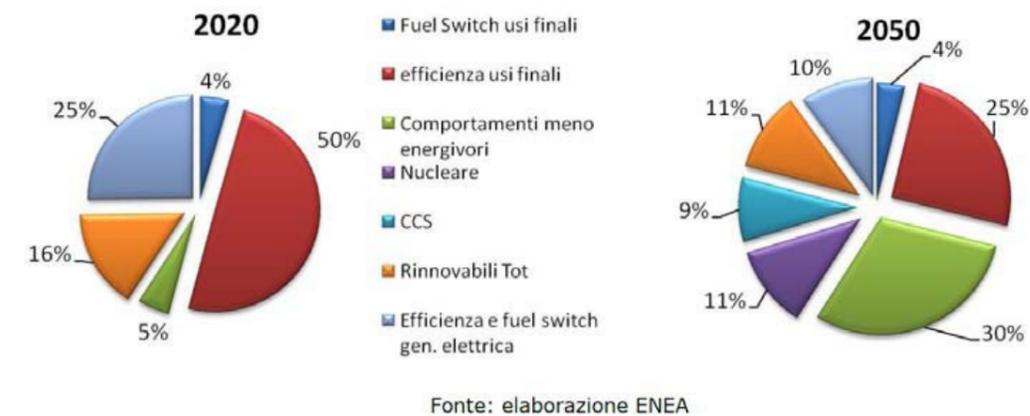
Contributo all'abbattimento delle emissioni di CO2 negli scenari di crescita economica alta per gruppo di tecnologie (MtCO2)

Nel BAU LG le emissioni tendono invece ad un progressivo assestamento sui livelli attuali. In entrambi gli scenari la crescita delle emissioni è comunque frenata da diversi fattori, tra i quali la robusta produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili per effetto dell'ipotesi di estensione dell'attuale sistema di incentivazione fino al 2020, e l'entrata in vigore di impianti nucleari già a partire dal 2025.

Il quadro cambia in maniera sostanziale negli scenari di intervento. Nello scenario BLUE HG la riduzione delle emissioni di anidride carbonica rispetto al corrispondente scenario di riferimento è di circa 55 Mt nel 2020, di quasi 175 Mt nel 2050. Il livello di emissioni arriva quindi a ridursi di oltre un terzo (il 36%) rispetto al caso di riferimento.

Rispetto ai valori del 1990, in questo scenario la riduzione delle emissioni di CO2 è dell'11% nel 2020, di oltre il 30% nel 2050. Un dato di rilievo viene dal confronto con il picco del 2005: in questo caso la riduzione delle emissioni di CO2 nel 2020 è poco più del 20%.

Nello scenario BLUE LG la riduzione rispetto al 1990 è pari al 16% nel 2020, a oltre il 40% nel 2050. La riduzione nel 2020 si avvicina invece al 25% se rapportata al dato 2005. L'inversione di tendenza che caratterizza gli scenari di intervento è l'effetto combinato di diversi fattori, che vanno dal graduale processo di decarbonizzazione del parco di generazione elettrica, per l'aumento di produzione elettrica da rinnovabili, CCS e nucleare, alla riduzione della domanda di energia nei settori finali, conseguenza dell'incremento di efficienza tecnologica e di un uso più razionale dell'energia, ad un differente mix di combustibili, per l'aumento delle fonti rinnovabili termiche.



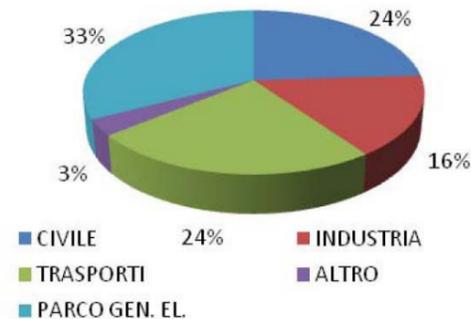
Riduzione di emissioni di CO2 per famiglia di tecnologie nello scenario BLUE HG nell'anno 2020 e 2050)

L'analisi mostra come varia, nell'orizzonte temporale di riferimento, il contributo di ciascuno dei "fattori" appena citati. Nel breve periodo, infatti, la principale opzione tecnologica è rappresentata dall'efficienza energetica: quasi il 50% della riduzione è imputabile ad interventi di efficienza nei settori di uso finale. Nel lungo periodo, invece, diviene necessario il pieno sviluppo di tecnologie ancora in fase di sviluppo (CCS e rinnovabili) e assume grande importanza, oltre alla decarbonizzazione del parco di generazione elettrica, anche un uso più razionale dell'energia da parte dei consumatori finali.

Un altro dato di rilievo è il contributo dei diversi settori alla riduzione complessiva di emissioni, scenario BLUE HG rispetto a BAU HG). Il settore civile contribuisce nel 2050 al 24% della riduzione totale, con oltre 40 milioni

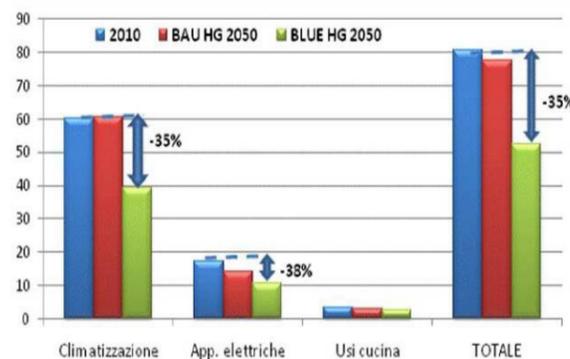
di tonnellate di CO<sub>2</sub> evitate. Il motivo è da attribuire in primo luogo ad un parco tecnologico più performante rispetto allo scenario base, ma anche ad un mix di combustibili in cui hanno sempre maggior peso l'elettricità (a minor contenuto di carbonio) le biomasse ed il solare.

Negli scenari di intervento le tecnologie che utilizzano tali fonti energetiche sono infatti rese maggiormente competitive dalla penalizzazione delle emissioni di CO<sub>2</sub>, in costante aumento lungo l'orizzonte temporale.



Riduzione percentuale di CO<sub>2</sub> per settore nello scenario BLUE HG rispetto al BAU HG, anno 2050 (%) –  
FONTE ENEA)

La figura di seguito riportata illustra più in dettaglio i cambiamenti nel settore residenziale per effetto della diffusione di tecnologie a bassi consumi energetici.



Emissioni di CO<sub>2</sub> nel settore residenziale per tipo di servizio energetico negli scenari di alta crescita (MtCO)

I trasporti contribuiscono al 24% della riduzione totale delle emissioni del 2050 (rispetto all'evoluzione di riferimento), per effetto di un maggior ricorso ai biocarburanti (2,5 Mtep contro 1,6 dello scenario base nel 2020) e all'elettricità (quasi 20 TWh nel 2020, circa il 4% dei consumi complessivi del settore, contro il 2% dello scenario base), insieme ad un parco veicolare più performante.

Nell'industria sono circa 28 milioni le tonnellate di CO<sub>2</sub> evitate nell'anno 2050, circa il 16% dell'abbattimento complessivo dello scenario BLUE HG rispetto al BAU HG. Tale risultato è principalmente conseguenza della considerevole riduzione di consumi energetici del settore, che passano dai 44 del BAU HG a poco più di 36 Mtep del BLUE HG nel 2050. Un ulteriore contributo è dato da un minor utilizzo dei combustibili fossili e dall'incremento del consumo diretto di biomasse. In particolare il carbone nello scenario di intervento arriva quasi a dimezzarsi nel lungo periodo e aumenta la cogenerazione a discapito delle classiche caldaie.

Un contributo rilevante all'abbattimento delle emissioni viene anche dalle opzioni di riduzione della domanda di servizi energetici dovuta all'attenzione dei cittadini al risparmio energetico e ai problemi ambientali: quasi il 30% sul totale della riduzione di CO<sub>2</sub> nel 2050.

### 6.10 Le Fonti Rinnovabili

Con il termine *energie rinnovabili* si intendono forme di energia che si rigenerano in tempi brevi se confrontati con i tempi caratteristici della storia umana. Le fonti di tali forme di energia sono dette risorse energetiche rinnovabili.

Alcune sono considerate "inesauribili", nel senso che si rigenerano almeno alla stessa velocità con cui vengono consumate oppure non sono "esauribili" nella scala dei tempi di "ere geologiche".

Fanno eccezione alcune risorse energetiche che pur essendo rinnovabili sono esauribili; ad esempio le foreste sono considerate rinnovabili ma possono esaurirsi a causa di un eccessivo sfruttamento di tali risorse da parte dell'uomo. Le energie rinnovabili, assieme all'energia nucleare, sono dunque forme di energia alternative alle tradizionali fonti fossili (che sono invece considerate energie non rinnovabili) e molte di esse hanno la peculiarità di essere "energie pulite", ovvero di non immettere nell'atmosfera sostanze inquinanti e/o climalteranti (quali ad esempio la CO<sub>2</sub>). Per tale motivo, sono alla base della cosiddetta "politica verde". Inoltre le energie rinnovabili permettono l'uso di metodi sostenibili per il loro sfruttamento; in tal caso, il loro utilizzo non pregiudica le stesse risorse naturali per le generazioni future.

### 6.11 La SEN – Strategia Energetica Nazionale

Nel 2017 è stata varata la Strategia energetica nazionale (SEN) che definisce la politica energetica italiana per i prossimi dieci anni. Il documento prevede la chiusura di tutte le centrali a carbone entro il 2025, il 28% dei consumi energetici coperti da fonti rinnovabili, di questi il 55% riguarda l'elettricità. In termini di efficienza energetica la Sen prevede una riduzione del 30% dei consumi entro il 2030. Tra gli obiettivi anche il rafforzamento della sicurezza di approvvigionamento, la riduzione dei gap di prezzo dell'energia e la

promozione della mobilità pubblica e dei carburanti sostenibili. Un percorso che entro il 2050 prevede, in linea con la strategia europea, la riduzione di almeno l'80 per cento delle emissioni rispetto al 1990, per contrastare i cambiamenti climatici. In particolare, gli 8 gigawatt di potenza coperta da centrali a carbone dovranno uscire dal mix energetico nazionale entro il 2025, con cinque anni di anticipo rispetto alla prima versione la SEN che prevedeva la chiusura di tutte le centrali a carbone entro il 2030. Perché questo avvenga l'effetto nimby dovrà essere annullato, i cittadini dovranno essere consapevoli della di accettare nuovi impianti a fonti rinnovabili e di ridurre i consumi. Servirà, soprattutto, la collaborazione delle amministrazioni locali che non potranno mettere alcun veto sulla realizzazione di nuovi impianti a fonti rinnovabili. Il documento fissa il 28% di rinnovabili sui consumi complessivi al 2030 rispetto al 17,5% del 2015. Nel dettaglio, si dovrà arrivare al 2030 con il 55% dei consumi elettrici di energia prodotta da rinnovabili e del 30% per i consumi termici.

#### 6.12 Le risorse Rinnovabili

Le risorse rinnovabili, siano esse materiali o energetiche, sono risorse naturali che, per caratteristiche naturali o per effetto della coltivazione dell'uomo, si rinnovano nel tempo e possono essere considerate inesauribili, ovvero possono risultare disponibili per l'utilizzo da parte dell'uomo pressoché indefinitamente.

Per quanto attiene alle risorse "coltivabili" (foreste, pascoli e generalmente suoli agricoli), il mantenimento delle caratteristiche di rinnovabilità può dipendere anche dalle tecniche di coltivazione e dal tasso di sfruttamento del suolo.

Una risorsa rinnovabile si dice anche "sostenibile", se il tasso di rigenerazione della medesima è uguale o superiore a quello di utilizzo. Tale concetto implica la necessità di un uso razionale delle risorse rinnovabili ed è particolarmente importante per quelle risorse - quali, ad esempio, le forestali - per le quali la disponibilità non è indefinita, rispetto ai tempi d'evoluzione della civiltà umana sulla Terra, quali invece, ad esempio, le fonti solari o eoliche. Le risorse rinnovabili presentano numerosi vantaggi, di cui i maggiori sono senza dubbio l'assenza di emissioni inquinanti durante il loro utilizzo (fatta eccezione per le biomasse) e la loro inesauribilità (nella maggioranza dei casi). L'utilizzo di queste fonti non ne pregiudica dunque la disponibilità nel futuro e sono preziose per ottenere energia riducendo al minimo l'impatto ambientale.

Per quanto riguarda le fonti rinnovabili di tipo energetico, si considerano tali:

- **l'irraggiamento solare** (per produrre energia chimica, energia termica ed energia elettrica);
- **il vento** (fonte di energia meccanica ed energia elettrica);

- **le biomasse** (combustione, in appositi impianti per generazione termica cogenerazione di calore ed elettricità);
- **le maree** e le correnti marine in genere;
- **le precipitazioni** utilizzabili tramite il dislivello di acque (fonte idroelettrica). In senso lato, si possono considerare "fonti" rinnovabili anche i "pozzi" termici utilizzabili per il raffrescamento passivo degli edifici: aria (se a temperatura inferiore a quella dell'ambiente da raffrescare - raffrescamento microclimatico); terreno (raffrescamento geotermico); acqua nebulizzata (raffrescamento evaporativo); cielo notturno (raffrescamento radiativo). Le fonti di energia rinnovabili associate a tali risorse sono l'energia idroelettrica, solare, eolica, marina e geotermica.

L'utilizzo di tali fonti è spesso sostenibile. Al contrario, le energie "non rinnovabili" (in particolare fonti fossili quali petrolio, carbone, gas naturale) possono esaurirsi nel giro di poche generazioni umane, da una parte a causa dei lunghi periodi di formazione e dall'altra parte a causa dell'elevata velocità alla quale vengono consumati. È utile sottolineare come le forme di energia presenti sul nostro pianeta (ad eccezione l'energia nucleare, l'energia geotermica e quella delle maree) hanno quasi tutte origine dall'irraggiamento solare, infatti: senza il Sole non esisterebbe il vento, che è causato dal non uniforme riscaldamento delle masse d'aria, e con esso l'energia eolica; l'energia delle biomasse può essere considerata energia solare immagazzinata chimicamente, attraverso il processo della fotosintesi clorofilliana; l'energia idroelettrica, che sfrutta le cadute d'acqua, non esisterebbe senza il ciclo dell'acqua dall'evaporazione alla pioggia, innescato dal Sole; i combustibili fossili (carbone, petrolio e gas naturale) derivano dall'energia del sole immagazzinata nella biomassa milioni di anni fa attraverso il processo della fotosintesi clorofilliana.

#### 6.13 Energia rinnovabile, sostenibile e fonti alternative

Se la definizione in senso stretto di "energia rinnovabile" è quella sopra enunciata, spesso vengono usate come sinonimi anche le locuzioni "energia sostenibile" e "fonti alternative di energia". Esistono tuttavia delle sottili differenze:

Energia sostenibile: è una modalità di produzione ed uso dell'energia che permette uno sviluppo sostenibile: ricomprende dunque anche l'aspetto dell'efficienza degli usi energetici.

Fonti alternative di energia: sono in genere fonti di energia alternative a fossili e nucleari da fissione; rientra tra queste, anche l'energia nucleare da fusione, considerata alternativa all'uso di idrocarburi e carbone, ed all'uso di fonti energetiche che sfruttano la fissione nucleare. Comprendono dunque anche le energie rinnovabili.

La normativa europea (Direttiva 2009/28/CE) ha provveduto a fare chiarezza circa quali fonti siano effettivamente considerate rinnovabili, in modo da evitare classificazioni opinabili o poco scientifiche.

La legge italiana ha recepito, attraverso il Decreto Legislativo 28 del 03/03/2011, i contenuti della Direttiva 2009/28/CE, compresa la parte relativa alle definizioni. A tutti gli effetti di legge quindi, anche in Italia le fonti di energia rinnovabile sono: l'energia eolica, solare, aerotermica, geotermica, idrotermica e oceanica, idraulica, biomassa, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas.

Rientrerebbero in questo campo dunque:

- energia solare
- solare termico e termodinamico
- solare fotovoltaico
- energia eolica
- energia idroelettrica
- energia geotermica
- energia da biomasse (o agroenergie)
- biocarburanti, gassificazione, biogas
- oli vegetali;
- olio di alghe;
- cippato;
- energia marina
- energia delle correnti marine;

Il mercato per le tecnologie delle nuove fonti di energia rinnovabile (o NFER) è forte e in crescita principalmente in paesi come la Germania, la Spagna, gli Stati Uniti e il Giappone. La sfida è allargare le basi di mercato per una crescita continuativa in tutto il mondo. La diffusione strategica in un paese non solo riduce i costi della tecnologia per gli utenti locali, ma anche per quelli negli altri paesi, contribuendo a una riduzione generale dei costi e al miglioramento delle prestazioni.

Le tecnologie che sono ancora in corso di sviluppo includono la gassificazione avanzata delle biomasse, le tecnologie di bioraffinazione, le centrali solari termodinamiche, l'energia geotermica da rocce calde e asciutte (Hot-dry-rocks) e lo sfruttamento dell'energia oceanica. Tali tecnologie non sono ancora completamente testate o hanno una commercializzazione limitata. Molte sono all'orizzonte e potrebbero avere un potenziale comparabile alle altre forme energetiche rinnovabili, ma dipendono ancora dal dover attrarre adeguati investimenti in ricerca e sviluppo.

#### 6.14 Energia solare

L'energia solare ha molti vantaggi poiché è inesauribile, è una risorsa d'immediata reperibilità, è pulita perché ci arriva attraverso i raggi del sole. La quantità di energia solare che arriva sul suolo terrestre è enorme, circa diecimila volte superiore a tutta l'energia usata dall'umanità nel suo complesso. L'energia solare può essere utilizzata per generare elettricità (fotovoltaico) o per generare calore (Il solare termico).

#### 6.15 Solare Fotovoltaico

Negli anni ottanta e nei primi anni novanta la maggior parte dei moduli fotovoltaici fornivano energia elettrica soltanto per le regioni isolate (non raggiungibili dalla rete elettrica), ma circa dal 1995 gli sforzi industriali si sono concentrati in modo considerevole sullo sviluppo di pannelli fotovoltaici integrati negli edifici e centrali allacciate alla rete elettrica. Attualmente la centrale fotovoltaica più grande del mondo si trova in Germania (Waldpolenz) con 30 MW di picco e un progetto di estensione a 40 MW[10], mentre quella più grande del nord America si trova presso la Nellis Air Force Base (15 MW). Ci sono proposte per la costruzione di una centrale solare nel Victoria in Australia, che diverrebbe la più grande al mondo con una capacità produttiva di 154 MW. Altre grosse centrali fotovoltaiche, progettate o in costruzione, includono la centrale elettrica "Girrasol" (da 62 MW), e il "Parco Solare di Waldpolenz" in Germania (da 40 MW).

L'Italia ha sinora sostenuto un considerevole sforzo pubblico per alimentare il mercato degli impianti fotovoltaici. Tale sforzo ha riguardato, in buona parte, gli impianti di media-grande taglia (dell'ordine del centinaio di kW e fino a qualche MW) connessi alla rete elettrica. L'evoluzione della tecnologia, tuttavia, non è stata tale da dischiudere nuove opportunità per questo tipo di applicazione, la cui praticabilità riguarda il lungo periodo ed è subordinata ai risultati della ricerca, in termini di ampio incremento dell'efficienza dei componenti e riduzione dei costi.

Un caso di promozione di quei settori di mercato nei quali siano possibili sinergie positive tra le caratteristiche tecniche e di modularità del fotovoltaico e le esigenze di altri settori di ampia ricettività potenziale è quello dell'integrazione del fotovoltaico nell'edilizia, ritenuto un connubio molto interessante da diversi paesi, tra cui Giappone, Stati Uniti e Germania, per la possibilità di realizzare facciate, tetti, pensiline "fotovoltaiche". Gli obiettivi, dunque, più che di natura energetica, sono di sviluppo e promozione, almeno finché i costi non si saranno fortemente ridotti.

I pannelli solari che usano la nanotecnologia, che può costruire circuiti a partire da singole molecole di silicio, potrebbero costare la metà delle tradizionali celle fotovoltaiche, secondo quanto dicono i dirigenti e gli investitori coinvolti nello sviluppo dei prodotti.

### 6.16 Solare Termico

I sistemi di riscaldamento solare sono tecnologie di seconda generazione che consistono di collettori termici solari, che hanno lo scopo di raccogliere l'energia radiante proveniente dai raggi solari, e un serbatoio o una cisterna, che ha il compito di accumulare l'energia termica raccolta dai collettori in modo da mantenere la temperatura dell'acqua elevata per tempi più lunghi. Tali sistemi possono essere usati per riscaldare l'acqua domestica, quella delle piscine o per riscaldare ambienti. L'acqua calda così prodotta può essere usata anche per applicazioni industriali o come sorgente energetica per altri usi, come ad esempio nei dispositivi di raffreddamento.

Il solare termico per la produzione di acqua calda sanitaria è ormai prossimo alla competitività in diverse applicazioni, soprattutto ove è in grado di sostituire non solo combustibile ma anche impianti convenzionali. Tale tecnologia, a livello internazionale sufficientemente matura, trova in Italia condizioni particolarmente favorevoli, quali l'esposizione climatica, l'idoneità della maggioranza degli edifici ad uso residenziale (che è caratterizzata da una o due unità abitative), la prevalenza nel riscaldamento dell'acqua sanitaria dell'uso dell'elettricità (10.000.000 di scaldabagni elettrici). In molte zone climatiche un sistema di riscaldamento solare può fornire una percentuale molto alta (dal 50 al 75%) dell'energia necessaria a riscaldare l'acqua domestica.

La prima centrale solare termodinamica venne realizzata sulla base delle teorie di Giovanni Francia pubblicate a partire dal 1965 sulla rivista scientifica Sapere. Francia realizzerà i suoi primi prototipi sperimentali a Sant'Ilario di Genova a partire dal 1967, pubblicandoli sulla rivista internazionale Solar Energy Journal. Nove anni più tardi, uno specifico gruppo di lavoro della Commissione Europea incaricato di condurre uno studio preliminare, preventivò tre anni per la costruzione e il montaggio di un impianto funzionante denominato Eurelios, iniziato di fatto nel 1977 e concluso nel 1980 ad Adrano, in provincia di Catania, entrato in attività nel 1981 e rimasto in esercizio fino al 1991, scartato dall'ENEL nonostante il potenziale, per via della scarsa resa produttiva. Il pionieristico progetto di sfruttamento del sole per la produzione energetica di Francia e gli studi pubblicati, ritenuti ancora validi nonostante l'insuccesso siciliano, fecero da base ai successivi impianti statunitensi realizzati in California. Al 1981 risale quindi il completamento del progetto Solar-1, costruito nel deserto del Mojave, a est di Barstow in California. Solar-1 fu operativo dal 1982 sino al 1986. Fu distrutto da un incendio che mandò a fuoco l'olio che scorreva come fluido di trasferimento del calore all'interno dei tubi assorbenti su cui i raggi del sole venivano concentrati. Seguì Solar-2 sempre in California. Dal 1985, il cosiddetto SEGS è operativo in California; è costituito da 9 impianti per una capacità totale di 350 MW. Nel 2007 è entrato in servizio Nevada Solar One, con una potenza di 64 MWe. A partire dal 2010 la BrightSource Energy ha iniziato il cantiere dell'Ivanpah Solar Electric Generating Station (ISEGS), la più grande centrale solare al mondo a torre e campo specchi,

basata sull'impianto Eurelios e sui principi di Francia, attraverso un perfezionamento svolto nel campo sperimentale del 2008 nel deserto del Negev in Israele, con una potenza di 392.00 MW. La sua messa in esercizio, inizialmente prevista per il 2013, si procrastinò al 2014 con la denominazione di Ivanpah Solar Power Facility e. Nel gruppo di finanziatori appare anche la nota compagnia Google[19]. Altre centrali solari paraboliche proposte sono le due da 50 MW in Spagna e una da 100 MW in Israele.[21]

In Italia, oltre alla riapertura e la riconversione della suddetta struttura Eurelios nel 2011, si realizzò nel 2010 l'impianto di produzione Archimede.

### 6.17 Energia Eolica

L'energia eolica è il prodotto della trasformazione dell'energia cinetica del vento in altre forme di energia (elettrica o meccanica). Viene per lo più convertita in energia elettrica tramite centrali eoliche. Per sfruttare l'energia del vento vengono utilizzati gli aerogeneratori. Il principio è lo stesso dei vecchi mulini a vento ossia il vento che spinge le pale; in questo caso, il movimento di rotazione delle pale viene trasmesso ad un generatore che produce elettricità. Gli aerogeneratori sono diversi per forma e dimensione; il tipo più diffuso è quello medio, alto circa 50 metri con 2 o 3 pale lunghe 20 metri e in grado di erogare una potenza elettrica giornaliera di 500/600 kW (pari al fabbisogno elettrico giornaliero di 500 famiglie). I dati forniti dall'IEA (Agenzia Internazionale dell'Energia) delineano un trend sempre maggiormente crescente, tanto da far prevedere, con buona approssimazione, che essa potrà soddisfare il 20% della domanda di elettricità mondiale nel 2020 e il 50% dell'energia primaria nel 2050. L'eolico ha grossi potenziali di crescita e ha già raggiunto dei bassi costi di produzione, se confrontati con quelli delle altre fonti di energia. È certamente tra le energie rinnovabili quella più diffusa al mondo e ha fatto registrare un incremento di oltre il 30% tra il 2007 e il 2008. Alla fine del 2006 la capacità di produzione mondiale tramite generatori eolici era di 74,223 megawatt e nonostante attualmente fornisca meno dell'1% del fabbisogno mondiale, produce circa il 20% dell'elettricità in Danimarca, il 9% in Spagna e il 7% in Germania. Tuttavia esistono alcune resistenze al posizionamento delle turbine in alcune zone per ragioni estetiche o paesaggistiche. Inoltre in alcuni casi potrebbe essere difficile integrare la produzione eolica nelle reti elettriche a causa dell'"aleatorietà" dell'approvvigionamento fornito. In Italia l'eolico copre il 20% dell'energia alternativa prodotta e si prevede che avrà una crescente diffusione nei prossimi anni, grazie anche a impianti off-shore più performanti e quelli di formato più piccolo, mini e micro eolico, adatti a soddisfare le utenze medie e piccole.

### 6.18 Energia Idroelettrica

Tra le più antiche fonti rinnovabili utilizzate si trova certamente l'energia idroelettrica, che è una fonte di energia pulita e rinnovabile ricavata dalla forza delle acque. Il flusso d'acqua di un lago, un fiume o un bacino artificiale, opportunamente convogliato attraverso apposite condutture, può trasformare la sua forza in energia di pressione e cinetica. Questa energia, in seguito, alimenta un generatore che la converte in elettricità.

È stata la prima fonte rinnovabile ad essere utilizzata su larga scala, basti pensare che la prima diga della storia fu costruita dagli antichi egizi 6.000 anni fa per convogliare le acque del Nilo e dopo fu sfruttata con i mulini ad acqua. Il suo contributo alla produzione mondiale di energia elettrica è, attualmente, del 18%. L'energia prodotta da fonte idroelettrica, che ebbe un ruolo fondamentale durante la crescita delle reti elettriche nel XIX e nel XX secolo, sta sperimentando una rinascita della ricerca nel XXI secolo. Le aree con più elevata crescita nell'idroelettrico sono le economie asiatiche in forte crescita, con la Cina in testa; tuttavia anche altre nazioni asiatiche stanno installando molte centrali di questo tipo. Questa crescita è guidata dai crescenti costi energetici e il desiderio diffuso di generazione energetica "in casa", pulita, rinnovabile ed economica.

Le centrali idroelettriche hanno il vantaggio di avere lunga durata (molte delle centrali esistenti sono operative da oltre 100 anni). Inoltre le sono "pulite" in quanto producono molte meno emissioni nel loro "ciclo vitale" rispetto agli altri tipi di produzione di energia, sebbene si sia scoperto che le emissioni sono apprezzabili se associate con bacini poco profondi in località calde (tropicali). Altre critiche dirette alle grosse centrali idroelettriche a bacino includono lo spostamento degli abitanti delle zone in cui si decide di costruire gli invasi necessari alla raccolta dell'acqua e il rilascio di grosse quantità di biossido di carbonio durante la loro costruzione e l'allagamento della riserva.

In Italia, secondo i dati di Terna, l'idroelettrico produce il 12% del fabbisogno energetico totale, ed è indiscutibilmente l'energia rinnovabile più utilizzata. Le centrali idroelettriche totali sono più di duemila, di cui solo l'ENEL dispone di circa 500 impianti, per una capacità totale di 14.312 MW. Si tratta di impianti ad acqua fluente, serbatoio o a bacino e di pompaggio, presenti maggiormente nell'arco alpino e appenninico. Gli impianti sono presenti un po' in tutta Italia (1613 al Nord, 277 al Centro e 172 al Sud), e il più produttivo è a Presenzano, in provincia di Caserta, mentre la regione con più impianti è le Marche con 94 centrali. Come possiamo notare in Italia la situazione non è così negativa, e già si stanno prendendo provvedimenti per il futuro. Nell'ultimo decennio inoltre si stanno sviluppando sistemi da installare in mare, come tra l'altro avviene anche con i sistemi off-shore dell'eolico, per sfruttare il potenziale delle onde, delle maree, delle correnti marine o del gradiente di temperatura tra fondo e superficie degli oceani che hanno

una potenza di gran lunga superiore a quella che si può trovare sulla terraferma, ma che è stata per troppo tempo sprecata.

### 6.19 Energia Geotermica

L'energia geotermica è l'energia generata per mezzo di fonti geologiche che posseggono elevata temperatura e può essere considerata una forma di energia rinnovabile, se valutata in tempi brevi. Si basa sullo sfruttamento del calore naturale della Terra, prodotto naturalmente a causa di processi di decadimento nucleare di elementi radioattivi quali l'uranio, il torio e il potassio, contenuti all'interno della Terra. Questa energia viene trasferita alla superficie terrestre attraverso i movimenti convettivi del magma o tramite le acque circolanti in profondità. Le acque sotterranee, venendo a contatto con le rocce ad alte temperature, si riscaldano e in alcuni casi vaporizzano. Gli impianti geotermici possono essere usati per il riscaldamento, rinfrescamento degli edifici e produzione di acqua calda. Possono essere di due tipi:

a sonda verticale: le tubazioni vengono inserite verticalmente nel terreno fino a profondità di 150 m per il prelievo di calore dal sottosuolo;

a sonda orizzontale: le tubazioni in questo caso sono inserite in modo orizzontale nel terreno, e svolgono lo stesso ruolo delle precedenti. L'unico inconveniente è che occuperanno molto più sottosuolo rispetto all'altra tipologia di suolo. Solitamente sono inserite a 2 metri di profondità.

La geotermia è la disciplina che si rivolge alla ricerca e allo sfruttamento dell'energia di campi geotermici o di altre manifestazioni utilizzabili dal calore terrestre anche per utilizzi non collegati alla produzione di energia elettrica. Un interessante uso delle acque geotermiche a basse temperature è costituito dall'innaffiamento delle colture di serra o all'irrigazione a effetto climatizzante, in grado di garantire le produzioni agricole anche nei paesi freddi. L'energia geotermica costituisce oggi meno dell'1% della produzione mondiale di energia. È una fonte energetica a erogazione continua e indipendente da condizionamenti climatici, ma essendo il calore difficilmente trasportabile, è utilizzata per usi prevalentemente locali. Le centrali geotermiche possono funzionare 24 ore al giorno, fornendo un apporto energetico di base e nel mondo la capacità produttiva potenziale stimata per la generazione geotermica è di 85 GW per i prossimi 30 anni. Tuttavia l'energia geotermica è accessibile soltanto in aree limitate del mondo, che includono gli Stati Uniti, l'America centrale, l'Indonesia, l'Africa orientale, le Filippine e l'Italia. Il costo dell'energia geotermica è diminuito drasticamente rispetto ai sistemi costruiti negli anni settanta. La generazione di calore per il riscaldamento geotermico può essere competitiva in molti paesi in grado di produrlo, ma anche in altre regioni dove la risorsa è a una temperatura più bassa.

## 6.20 Energia da Biomasse

Da materiali di scarto di origine organica, di natura vegetale e animale, è possibile ottenere una fonte di energia pulita immediatamente utilizzabile. Ai sensi della legislazione comunitaria sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, con il termine "biomassa" deve intendersi "la frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui di origine biologica provenienti dall'agricoltura, dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, comprese la pesca e l'acquacoltura, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani". L'utilizzo delle biomasse per fini energetici non contribuisce ad aggravare il fenomeno dell'effetto serra, poiché la quantità dell'anidride carbonica pubblicata in atmosfera durante la decomposizione, sia che essa avvenga naturalmente sia che avvenga a seguito di processi di conversione energetica (anche se attraverso la combustione), è equivalente a quella assorbita durante la crescita della biomassa stessa. Quindi, se le biomasse bruciate sono rimpiazzate con nuove biomasse, non vi è alcun contributo netto all'aumento della concentrazione di CO<sub>2</sub> in atmosfera. Questo avviene tutte le volte che si utilizzano residui, ovvero che si proceda a produrre appositamente la biomassa (ad esempio colture energetiche), cioè ad estrarre materiale legnoso dai boschi secondo criteri adeguati (ad esempio potature, estrazione di materiale legnoso in eccesso per riduzione del rischio di autoincendi e altre tecniche di esbosco per protezione antincendio). L'impiego delle biomasse in Europa soddisfa una quota piuttosto marginale dei consumi di energia primaria, ma il reale potenziale energetico di tale fonte non è ancora pienamente sfruttato. Nello sfruttamento delle biomasse come fonte energetica, sono all'avanguardia i Paesi del centro-nord Europa, che hanno installato grossi impianti di cogenerazione e teleriscaldamento alimentati a biomasse. La Francia, che ha la più vasta superficie agricola in Europa, punta molto anche sulla produzione di biodiesel ed etanolo, per il cui impiego come combustibile ha adottato una politica di completa defiscalizzazione. La Gran Bretagna invece, ha sviluppato una produzione trascurabile di biocombustibili, ritenuti allo stato attuale antieconomici, e si è dedicata in particolare allo sviluppo di un vasto ed efficiente sistema di recupero del biogas dalle discariche, sia per usi termici che elettrici. Nel quadro europeo dell'utilizzo energetico delle biomasse, l'Italia è in una condizione di scarso sviluppo, nonostante l'elevato potenziale di cui dispone. Il Brasile ha uno dei più grandi programmi per l'energia rinnovabile al mondo, coinvolgendo la produzione di bioetanolo dalla canna da zucchero e l'etanolo ora fornisce il 18% del carburante automobilistico. Come risultato, assieme allo sfruttamento delle locali profonde riserve petrolifere, il Brasile, che in passato doveva importare una grande quantità di petrolio necessario al consumo interno, ha recentemente raggiunto la completa autosufficienza petrolifera. La maggior parte delle automobili usate oggi negli Stati Uniti possono utilizzare miscele fino al 10% di etanolo, e i costruttori di motori stanno già producendo veicoli progettati per utilizzare miscele con percentuali più elevate. La Ford, la Daimler AG e la General Motors sono tra le compagnie produttrici di automobili, camion e furgoni "flexible-fuel" (letteralmente a "carburante flessibile") che utilizzano miscele di benzina e etanolo

dalla benzina pura sino all'85% di etanolo (E85). Dalla metà del 2006 sono stati venduti circa sei milioni di veicoli E85 compatibili negli Stati Uniti. Secondo l'IEA, le nuove tecnologie bioenergetiche (biocarburanti) che si stanno sviluppando oggi, in particolare le bioraffinerie per l'etanolo dalla cellulosa, potrebbero permettere ai biocarburanti di giocare un ruolo molto più importante nel futuro di quanto si pensasse in precedenza. L'etanolo da cellulosa si può ottenere da materia organica di piante composta principalmente da fibre di cellulosa non commestibili che ne formano gli steli e i rami. I residui delle coltivazioni (come i gambi del mais, la paglia del grano e del riso), gli scarti di legno e i rifiuti solidi cittadini sono sorgenti potenziali di biomassa di cellulosa. Colture dedicate alla produzione energetica, come il panicum-virgatum, sono promettenti fonti di cellulosa che possono essere sostenibilmente prodotte in molte regioni degli Stati Uniti.

## 6.21 Energia Marina

Con energia marina s'intende l'energia racchiusa in varie forme nei mari e negli oceani. Può essere estratta con diverse tecnologie e, ad oggi, sono stati sperimentati diversi sistemi ed alcuni sono già in uno stadio pre commerciale. Tramite particolari tecniche, si sfruttano le potenzialità offerte dal mare quali il moto ondoso, il movimento dell'aria al di sopra delle onde, le maree o la differenza di temperatura tra il fondo e la superficie. L'impiego di questa fonte, comunque, è ancora abbastanza complicato e al momento piuttosto costoso. In termini di sfruttamento dell'energia degli oceani, un'altra delle tecnologie di terza generazione, il Portogallo ha la prima centrale a onde marine commerciale al mondo, l'Aguçadora Wave Park, in costruzione dal 2007. La centrale userà inizialmente tre macchine Pelamis P-750 in grado di generare 2,25 MW e i costi sono stimati intorno agli 8,5 milioni di euro. Nel caso si rivelasse un successo, altri 70 milioni di euro saranno investiti prima del 2009 in altre 28 macchine per generare 525 MW. Sono stati annunciati in Scozia nel febbraio del 2007 finanziamenti per una centrale a onde marine dal Governo scozzese, per un costo di oltre 4 milioni di sterline, come parte di un pacchetto di investimenti di 13 milioni di sterline per l'energia oceanica in Scozia. La centrale sarà la più grande al mondo con una capacità di 3 MW generata da quattro macchine Pelamis. Nel 2007 la prima centrale al mondo ad energia mareomotrice di concezione moderna viene installata nello stretto di Strangford Lough in Irlanda (sebbene in Francia una centrale di questo tipo, con sbarramento, fosse già in funzione negli anni sessanta). Il generatore sottomarino da 1,2 MW, parte dello schema per il finanziamento per l'ambiente e le energie rinnovabili nell'Irlanda del nord, approfitterà del veloce flusso di marea (fino a 4 metri al secondo) nel braccio di mare. Anche se ci si aspetta che il generatore produca abbastanza energia per rifornire un migliaio di case, le turbine avranno un impatto ambientale minimo, poiché saranno quasi completamente sommerse e il movimento dei rotori non costituisce un pericolo per la fauna selvatica poiché girano a una

velocità relativamente bassa. In Italia è stato recentemente sperimentato un sistema di sfruttamento dell'energia marina circa 200 metri al largo di Torre Faro, sullo Stretto di Messina dove le correnti marine raggiungono mediamente velocità di 1-3 metri al secondo. Un sistema a turbina sommersa, denominata Kobold, riesce a trasformare la corrente marina in energia elettrica per una capacità di 24-30 kW. Le turbine sono state costruite con pale ampie 5 metri, poste in bassa profondità (2-3 metri), ancorate sul fondo e ad una piattaforma superficiale.

## 6.22 L'Energia del Vento

Tra le fonti rinnovabili l'eolico risulta una delle opzioni più appetibili per la produzione di elettricità. Le relative tecnologie sono, infatti, sufficientemente mature per garantire costi di produzione contenuti ed un impatto ambientale ridotto rispetto alle altre tecnologie per la produzione di energia elettrica.

L'energia eolica è una fonte di energia pulita. Il vantaggio più importante sul piano dell'impatto ambientale è legato alla considerevole diminuzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> che è tra i maggiori responsabili dell'effetto serra e del cambiamento climatico. L'eolico risolve inoltre il problema di alcune sostanze inquinanti che sono invece associate ai combustibili fossili e allo sfruttamento dell'energia nucleare.

L'eolico inoltre porta benefici in termini economici locali, nazionali ed internazionali, supportando lo sviluppo della manodopera locale, creazione di posti di lavoro sia dal lato del produttore/ investitore sia indirettamente tramite i fornitori. Inoltre i benefici di una produzione elettrica con l'eolico consentono di risparmiare materie prime, di evitare attività invasive sul territorio, di incrementare le attività ad alta innovazione, di sfruttare una fonte pulita e inesauribile.

La tecnologia più innovativa e avanzata utilizzata oggi per la produzione di energia dal vento è estremamente silenziosa, altamente efficiente e anche grazie ai rotori a bassa velocità ha un basso impatto sulla flora e sulla fauna. La tecnologia eolica detiene la leadership tra le fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica di nuova generazione.

Con oltre 200.000 occupati nel mondo, un fatturato di oltre 18 miliardi di euro nel 2007 e una crescita maggiore del 28% negli ultimi 10 anni. La capacità globale ha superato i 90.000 MW con circa 100.000 turbine installate in oltre 70 paesi. L'Europa è l'area leader nella produzione di energia eolica, con il 65% della capacità installata e la presenza dei principali produttori mondiali di turbine. Secondo l'Associazione europea dell'energia eolica (EWEA), in Europa, gli impieghi nel settore sono destinati a raddoppiare entro il 2020, quando saranno presenti 325.000 persone che lavorano nel campo dell'energia del vento, rispetto ai 154.000 (di cui 108 mila impieghi direttamente nel settore e il resto nell'indotto) di fine 2007. Per il 2030 le previsioni dell'EWEA arrivano a prospettare oltre 370.000 impieghi.

Un trend già ampiamente preannunciato negli ultimi sei anni, durante i quali l'industria del vento europea ha registrato la nascita di ben 33 nuovi lavori ogni giorno. In termini di profili professionali le maggiori richieste si trovano nella produzione di turbine che occupa circa il 37% dei posti di lavoro diretti nel settore, seguiti dai fabbricanti della componentistica (22%) e dagli sviluppatori di progetti (16%). La maggior parte dei posti di lavoro dovuti all'eolico appartengono alla Danimarca, alla Germania e alla Spagna che sono i Paesi "pionieri" per quanto concerne lo sfruttamento del vento. L'Italia, insieme con Francia e Regno Unito, sta recuperando il ritardo e consolidando la crescita sul mercato di questa fonte di energia.

## 6.23 Lo sviluppo eolico nel mondo

L'espansione dell'energia eolica nel 2009 è stata eccezionale. Le prime stime disponibili collocano la capacità eolica globale a quasi 158 GW, il che significa che circa 37 GW di capacità addizionale sono stati installati nel 2009. Il mercato asiatico ha guidato a livello mondiale, secondo GWEC (Global Wind Energy Council), con 14.639 MW installati, che hanno fatto crescere la capacità eolica installata nella regione a 38.909 MW. Anche la crescita nel mercato del Nord America è stata notevolissima con 10.872 MW addizionali, che hanno portato la capacità cumulata alla fine del 2009 a 38.478 MW, appena davanti al mercato europeo in cui i 10.102,1 MW installati hanno portato la capacità cumulata a 76.185,2 MW. L'energia eolica è ormai diventata un fenomeno globale: nel 2009, infatti, l'Europa ha contribuito solamente per il 27,3% del mercato globale, superata, nel corso dell'anno, sia dal mercato asiatico (39,5%) che da quello americano (29,4%).

Tuttavia l'Europa possiede circa la metà (48,2% nel 2009) della capacità eolica globale installata, davanti all'Asia (24,6%) e al Nord America (24,4%). Le altre regioni del Mondo con solo una quota del 2,8% sono poco rappresentative.

## 6.24 Lo sviluppo eolico in Europa

Il mercato dell'Unione Europea ha resistito bene alla crisi finanziaria. Secondo Eurobserv'ER, è cresciuto del 13,3% nel 2009 con 9.739,1 MW (8.594,5 MW nel 2008), facendo segnare un nuovo record per le installazioni annuali. Se si sottraggono le installazioni dismesse, il parco dell'Unione Europea è cresciuto a 74.800,2 MW entro la fine del 2009. Spagna e Germania hanno confermato la loro leadership nel mercato dell'energia eolica nel 2009.

La maggior parte degli altri mercati maturi come Italia, Portogallo, Svezia, Irlanda e Belgio sono stati molto attivi; mentre i mercati francese e del Regno Unito sono stati piuttosto piatti. L'eolico offshore ha portato il

mercato danese a una ripresa nel 2009, mentre un'altra buona notizia è la crescita della capacità in un certo numero di mercati dell'Europa centrale come Polonia, Ungheria, Estonia e Bulgaria. Altri mercati, in particolare Austria, Paesi Bassi, Finlandia e altri sei Stati Membri dell'UE, sono più o meno fermi. Se prendiamo come riferimento la capacità pro capite installata, i primi cinque Paesi coinvolti nell'eolico sono Danimarca, Spagna, Portogallo, Germania e Irlanda.

### 6.25 Lo sviluppo eolico in Italia

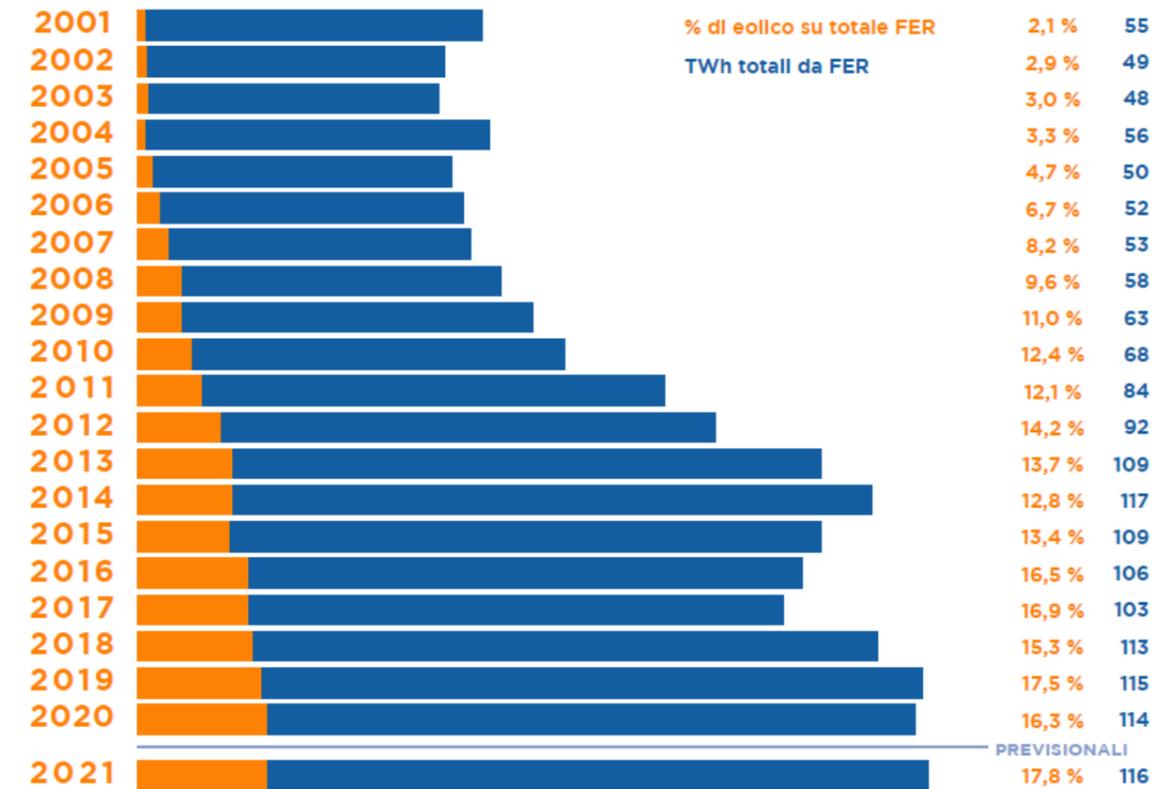
Nel 2020 l'installato eolico ha superato i 10,6 GW che hanno consentito di produrre un quantitativo di energia pulita di circa 18TWh, con un risparmio superiore ai 20 milioni di barili di petrolio e oltre 10 milioni di tonnellate di emissioni risparmiate di CO2.

I benefici derivanti dal raggiungimento degli obiettivi internazionali assunti dall'Italia comporterebbero un risparmio enorme, anche in termini economici, derivanti dal mancato utilizzo di combustibili fossili e dal mancato pagamento delle penalità. Per giungere a tale traguardo occorre, all'interno di un quadro normativo certo, dotarsi degli strumenti necessari a livello nazionale e regionale. Minore dipendenza energetica equivale ad un maggior peso nello scacchiere internazionale.

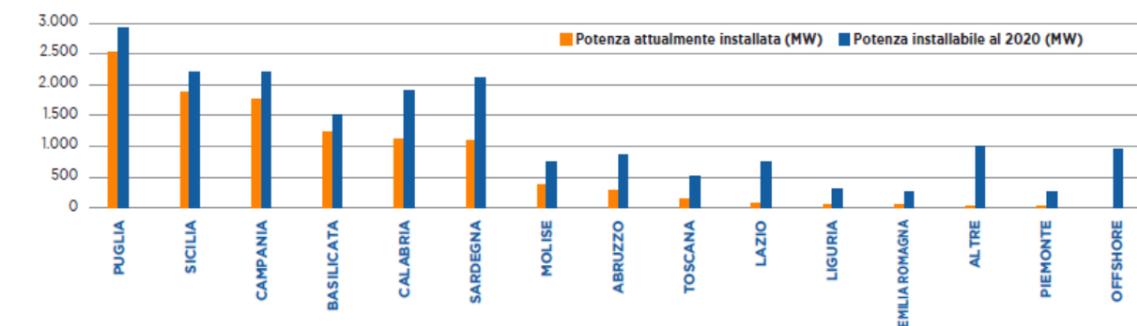
L'Italia ha già raggiunto con qualche anno di anticipo gli obiettivi rinnovabili 2020, con una penetrazione di 17,5% sui consumi complessivi al 1 2015 rispetto ad un target al 2020 di 17%. L'obiettivo identificato dal **Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC)** elaborato dal nostro Governo, da raggiungere entro il 2030, ambizioso ma perseguibile, è del 30% di rinnovabili sui consumi complessivi da declinarsi in:

- rinnovabili elettriche al 55,4% al 2030 rispetto al 34% del 2017, l'eolico dovrà contribuire a questo traguardo con 41,5 TWh al 2030
- rinnovabili termiche al 33,9% al 2030 rispetto al 20% del 2017
- rinnovabili nei trasporti al 22% al 2030 rispetto al 5,5% del

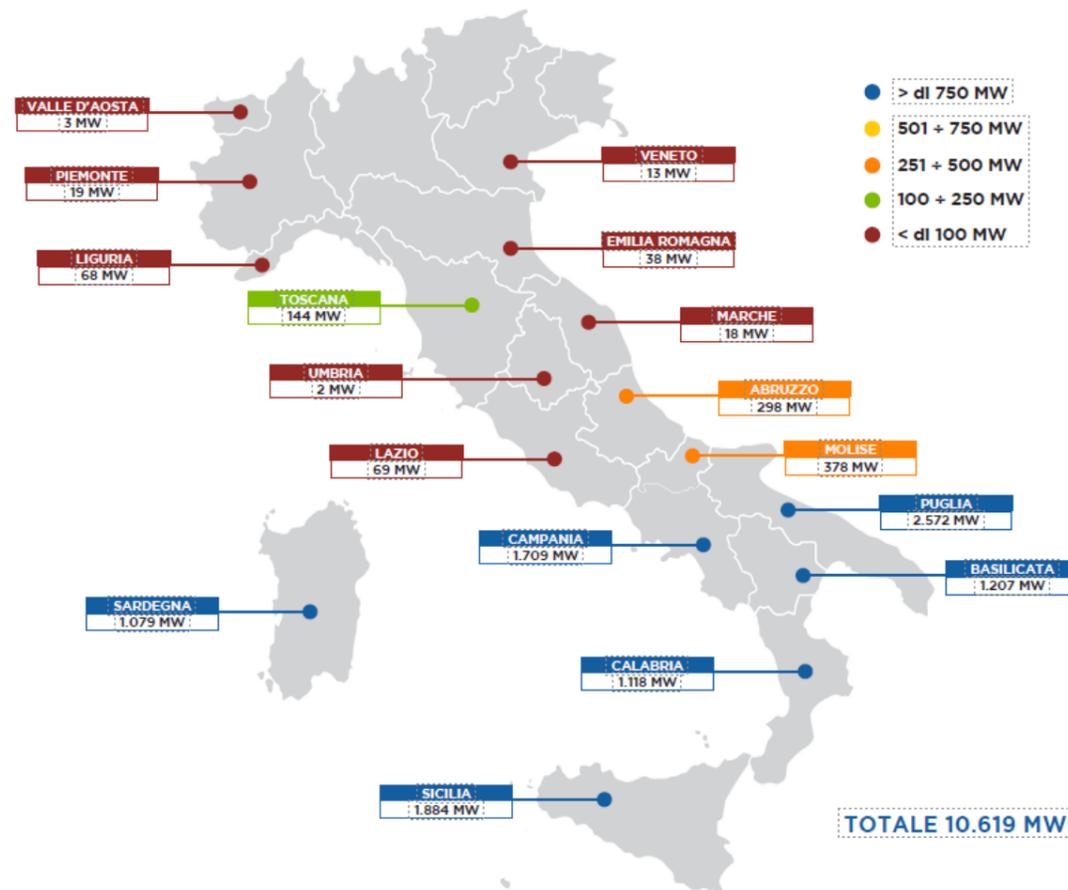
### PRODUZIONE DA FONTE EOLICA IN RAPPORTO AL TOTALE DELLE FONTI RINNOVABILI (dato storico e previsionale)



### EOLICO IN ITALIA: INSTALLATO E POTENZIALE



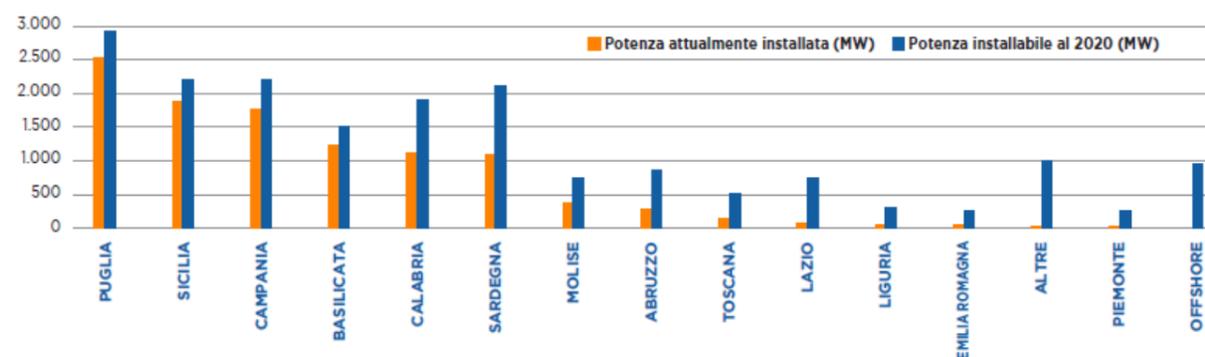
Fonte Anev – analisi dei dati fino al 2020



Sul territorio nazionale sono installati 7.137 aerogeneratori di varia taglia per un totale di potenza installata pari a 10.619 MW; la quota di energia prodotta nel 2020 è stata di circa 18,06 TWh, pari al fabbisogno di 20 milioni circa di persone.

	AEROGENERATORI		POTENZIALE AL 2030		CRESCITA 2020 rispetto al 2019	KW	
	MW	N°	MW	N°occupati		per abitante	per Km²
PUGLIA	2.572	1.608	2.900	11.614	2,14%	0,635	131,625
SICILIA	1.885	1.537	2.200	6.800	1,04%	0,353	72,952
<b>CAMPANIA</b>	<b>1.710</b>	<b>1.136</b>	<b>2.200</b>	<b>8.638</b>	<b>0,21%</b>	<b>0,229</b>	<b>125,052</b>
BASILICATA	1.207	671	1.500	4.355	-2,08%	1,730	119,815
CALABRIA	1.118	619	1.900	4.586	1,45%	0,505	73,459
SARDEGNA	1.079	717	2.100	6.765	0,00%	0,480	44,779
MOLISE	378	313	750	3.166	0,00%	1,171	84,714
ABRUZZO	298	294	850	3.741	4,45%	0,177	27,535
TOSCANA	144	88	500	2.289	0,00%	0,033	6,245
LAZIO	69	45	750	5.548	0,00%	0,010	4,004
LIGURIA	67	50	300	1.061	14,20%	0,032	12,481
EMILIA ROMAGNA	38	29	250	771	0,00%	0,004	1,710
PIEMONTE	19	9	250	1.145	0,0%	0,004	0,729
ALTRE	35	21	1.000	5.521	0,0%	0,001	0,580
OFFSHORE	0	0	950	1.200	0,0%	-	-
<b>TOTALE</b>	<b>10.619</b>	<b>7.137</b>	<b>19.300</b>	<b>67.200</b>	<b>0,87%</b>	<b>0,210</b>	<b>30,670</b>

EOLICO IN ITALIA: INSTALLATO E POTENZIALE



Obiettivi di riduzione delle emissioni in Italia - Fonte Anev – analisi dei dati fino al 2020

Per calcolare il potenziale di potenza e produzione, oltre al potenziale **anemologico dei diversi siti** (con una velocità minima di 5,5 m/s per l'eolico on-shore e 6,5 m/s per l'off-shore a 70 metri di altezza), è stata verificata la presenza di determinati **vincoli** quali:

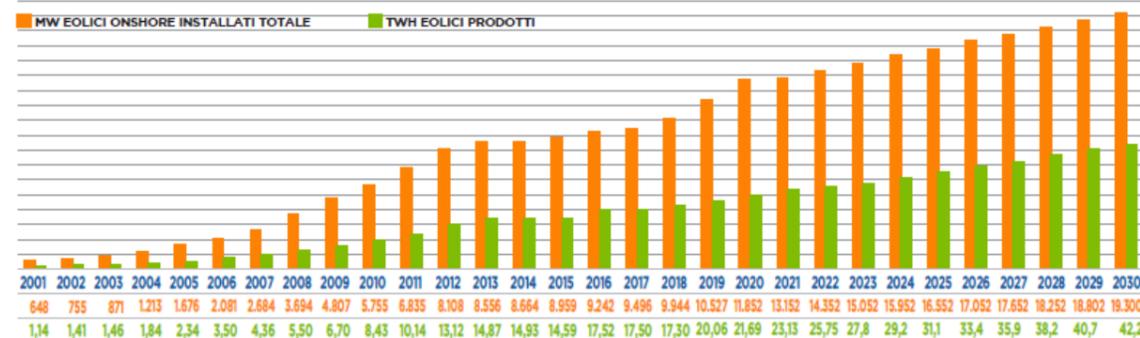
- presenza di aree naturali protette: in particolare le aree marine protette istituite dal Ministero dell'Ambiente italiano e le aree della Rete Natura 2000 (siti di importanza comunitaria, zone di protezione speciale, ecc.);
- vincoli ambientali - paesaggistici e archeologici;
- presenza di importanti rotte di navigazione per quanto riguarda l'off-shore;
- altri vincoli (servitù militari, aeronautica, ecc.).

In particolare per l'off-shore si è considerata la distanza dalla costa (imponendo un valore minimo di 4 km dalla riva), il tipo di fondali (fangoso e/o sabbioso) e la profondità dei fondali (compresa tra un minimo di 10 e un massimo di 30 m), ma anche la superficie dell'area individuata e la possibilità di connessione alla rete elettrica nazionale (nel caso di installazioni in mare tramite elettrodotti situati nelle zone costiere). In considerazione di tali vincoli la maggior parte dei siti cantierabili si concentrano lungo le coste comprese tra l'Abruzzo e la Puglia per una potenza di 550-650 MW. Altri 300 MW potrebbero essere ripartiti tra alcune zone costiere della Sardegna e della Sicilia, nel caso in cui fosse sostanzialmente riducibile il vincolo della prossimità alle rive, poiché in Sicilia e Sardegna i fondali precipitano oltre i 30 metri in genere già a poche centinaia di metri dalla costa. Un dato che viene rimarcato da ANEV è quello sulle ricadute occupazionali soprattutto per alcune Regioni del Sud che porterebbero a una quota di occupati diretti superiore ai 10mila addetti. Il raggiungimento di un simile obiettivo – spiega ANEV - consentirebbe di risparmiare quasi 50 milioni di barili di petrolio all'anno e di evitare la produzione di circa 25 milioni di tonnellate di CO2. Poi c'è tutta la partita del revamping. Uno studio pubblicato da Althesys, stimava in Italia circa 2 GW di potenza eolica installata che avevano superato i 10 anni di vita. Al 2030 il potenziale da rinnovamento potrebbe essere di 7,9 GW, corrispondente a una potenza netta installata di 4,5 GW. Sfruttare questa opportunità darebbe benefici fino a 2,1 miliardi di euro all'anno per il sistema-Paese, creando anche 7.340 nuovi posti di lavoro. Ma questa attività di revamping potrebbe non reggersi economicamente senza incentivi, ed è su questo che bisognerà lavorare: aste, incentivi diretti e detrazioni fiscali.

produttore/investitore sia indirettamente tramite i fornitori, sviluppo di una industria nazionale e miglioramento della bilancia commerciale. Inoltre dal solo comparto eolico si avrebbero ingenti investimenti con benefiche ricadute occupazionali, di rilancio dell'economia e di innovazione tecnologica. Secondo lo studio congiunto tra l'ANEV e la UIL, che aveva l'obiettivo di delineare uno scenario sul panorama occupazionale relativo al settore dell'eolico, esso si configura come un'elaborazione approfondita del reale potenziale occupazionale, verificando a fondo gli aspetti della crescita prevista del comparto industriale, delle società di sviluppo e di quelle di servizi. In particolare sono state considerate le ricadute occupazionali dirette e indotte nei seguenti settori. L'analisi del dato conclusivo relativo al potenziale eolico, trasposto in termini occupazionali dall'ANEV rispetto ai criteri utilizzati genericamente in letteratura, indica un potenziale occupazionale al 2030 in caso di realizzazione dei 19.300 MW previsti di 67.200 posti di lavoro complessivi.

Tale dato è divisibile in un terzo di occupati diretti e due terzi di occupati dell'indotto. L'applicazione della metodologia ANEV e UIL stima ad oggi circa 16.000 unità di lavoratori nel settore eolico in Italia; lo stesso valore è stato ottenuto con un'altra metodologia elaborata da Deloitte per conto di Wind Europe, confermando l'accuratezza della stima.

**PROSPETTIVE DI CRESCITA DELL'EOLICO SULLA BASE DEGLI IMPEGNI DELL'ITALIA IN SEDE COMUNITARIA**



Fonte Anev – analisi dei dati fino al 2020

Non solo benefici determinati dalla produzione di energia elettrica senza alcuna emanazione di emissioni nocive per la salute e per l'ambiente, ma anche benefici in termini economici locali, nazionali ed internazionali, come: sviluppo della manodopera locale, creazione di posti di lavoro sia dal lato del



	SERVIZI E SVILUPPO	INDUSTRIA	GESTIONE E MANUTENZIONE	TOTALE	DIRETTI	INDIRETTI
PUGLIA	35	4.271	3.843	11.614	2.463	9.151
CAMPANIA	3.192	1.873	3.573	8.638	2.246	6.392
SICILIA	2.987	1.764	2.049	6.800	2.228	4.572
SARDEGNA	3.241	1.234	229	6.765	2.111	4.654
MARCHE	987	425	1.263	2.675	965	171
CALABRIA	2.125	740	1.721	4.586	1.495	3.091
UMBRIA	987	321	806	2.114	874	124
ABRUZZO	1.758	732	1.251	3.741	1.056	2.685
LAZIO	2.487	1.097	1.964	5.548	3.145	2.403
BASILICATA	1.784	874	1.697	4.355	2.658	1.697
MOLISE	1.274	496	1.396	3.166	1.248	1.918
TOSCANA	1.142	349	798	2.289	704	1.585
LIGURIA	500	174	387	1.061	352	709
EMILIA ROMAGNA	367	128	276	771	258	513
ALTRE	300	1.253	324	1.877	211	1.666
OFFSHORE	529	203	468	1.200	548	652
<b>TOTALE</b>	<b>27.417</b>	<b>16.205</b>	<b>23.388</b>	<b>67.200</b>	<b>22.562</b>	<b>44.638</b>

Fonte Anev – analisi dei dati fino al 2020

## 7 Le Normative Nazionali di Riferimento

### 7.1 Il D.LGS 387/2003

Il Decreto Legislativo n. 387 del 29 dicembre 2003 rappresenta il recepimento da parte dello stato italiano della Direttiva europea 2001/77/CE sulla promozione delle fonti rinnovabili. Con l'entrata in vigore del D.Lgs. n. 387/2003, sono state introdotti importanti strumenti di incentivazione della produzione di energia pulita. In particolare, l'art. 12, D.Lgs. n. 387/2003 prevede che l'autorizzazione (unica) alla costruzione e all'esercizio di un impianto che utilizza fonti rinnovabili venga rilasciata a seguito di un Procedimento Unico a cui partecipano tutte le amministrazioni interessate, «svolto nel rispetto dei principi di semplificazione e con le modalità stabilite dall'art. 7 agosto 1990, n. 241, e successive modifiche e integrazioni».

L'art. 12 ribadisce inoltre che le opere per la realizzazione degli impianti alimentati a fonti rinnovabili, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli stessi impianti, sono opere di pubblica utilità indifferibili e urgenti.

Gli articoli 9, 15 e 16 del decreto legislativo 387 inoltre, recano talune disposizioni finalizzate a "creare un clima di consenso" sulle fonti rinnovabili.

Al riguardo, l'articolo 9 prevede che il Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio, sentito il Ministero delle Politiche agricole e forestali e d'intesa con la Conferenza unificata, stipuli un accordo quinquennale con l'ENEA per l'attuazione di misure a sostegno della ricerca e della diffusione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza negli usi finali dell'energia.

### 7.2 Le linee guida per gli Impianti alimentati da fonti rinnovabili - D.M. 10 settembre 2010

Le Linee Guida previste dall'articolo 12, comma 10 del D.Lgs. n. 387/2003 sono state approvate con D.M. 10 settembre 2010 e pubblicate in G.U. n. 219 del 18 settembre 2010; esse costituiscono una disciplina unica, valida su tutto il territorio nazionale, che consentirà di superare la frammentazione normativa del settore delle fonti rinnovabili. Le linee guida si compongono di una prima parte, dal titolo "Disposizioni generali", di una seconda parte dedicata al "Regime giuridico delle autorizzazioni", di una parte terza che disciplina il "Procedimento unico", di una parte quarta che si occupa dell' "Inserimento degli impianti nel paesaggio e sul territorio", nonché di una parte quinta contenente le "Disposizioni transitorie e finali". Il testo delle linee guida è corredato da una tabella che riepiloga le tipologie di regime semplificato previste per ciascun tipo di impianto, nonché da 4 allegati.

L'allegato 1 contiene l'Elenco indicativo degli atti di assenso che confluiscono nel "procedimento unico"; l'allegato 2 stabilisce i "Criteri per l'eventuale fissazione di misure compensative"; l'allegato 3 sancisce i "Criteri per l'individuazione di aree non idonee"; l'allegato 4 è dedicato agli "Impianti eolici: elementi per il corretto inserimento nel paesaggio e sul territorio".

### 7.3 DLgs 152/2006 e ss.mm.ii

Con riferimento agli impianti eolici, ai sensi del D.Lgs. 104/2017 che ha modificato il D.Lgs.152/2006 ha stabilito che gli impianti eolici per la produzione di energia elettrica sulla terraferma con potenza complessiva superiore a 30 MW e gli impianti eolici ubicati in mare rientrano nell'Allegato II alla parte seconda del DLgs 152/2006 (punto 2 e punto 7-bis) e quindi sono sottoposti a VIA statale per effetto dell'art7-bis comma 2 del D.Lgs 152/2006.

#### **7.4 Il Decreto Legislativo 22 gennaio 2004, n. 42 recante il "Codice dei beni culturali e del paesaggio"**

Codice dei beni culturali e del paesaggio è entrato in vigore il 1° maggio 2004 ed ha abrogato il "Testo Unico della legislazione in materia di beni culturali e ambientali", istituito con D. Lgs. 29 ottobre 1999, n. 490. Il Codice in oggetto è stato poi modificato ed integrato dai decreti legislativi 207/2008 e 194/2009.

In base al decreto 42/2004 e ss. mm.e ii., gli strumenti che permettono di individuare e tutelare i beni paesaggistici sono:

- la dichiarazione di notevole interesse pubblico su determinati contesti paesaggistici, effettuata con apposito decreto ministeriale ai sensi degli articoli 138 - 141;
- le aree tutelate per legge elencate nell'art. 142 che ripete l'individuazione operata dall'ex legge "Galasso" (Legge n. 431 dell'8 agosto 1985);
- i Piani Paesaggistici i cui contenuti, individuati dagli articoli 143, stabiliscono le norme di uso dell'intero territorio.

L'art. 142 del Codice elenca come sottoposte in ogni caso a vincolo paesaggistico ambientale le seguenti categorie di beni:

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

In relazione alle interferenze dell'Impianto di Progetto e le aree di cui all'art. all'art 142 del Codice Dei Beni Culturali e Del Paesaggio D.Lgs 42/2004, come si evince dal seguente stralcio della TAV SIA 24, e così come risulta dai Certificati di Destinazione Urbanistica – CDU - rilasciati dai Comuni di Baselice e Foiano di Val Fortore, San Marco dei Cavoti, Molinara e San Giorgio La Molara, su istanza del proponente ed allegati alla documentazione progettuale, si riscontrano interferenze puntuali tra alcune delle opere connesse, ed aree di cui all'art 142 del Codice Dei Beni Culturali e Del Paesaggio D.Lgs 42/2004.

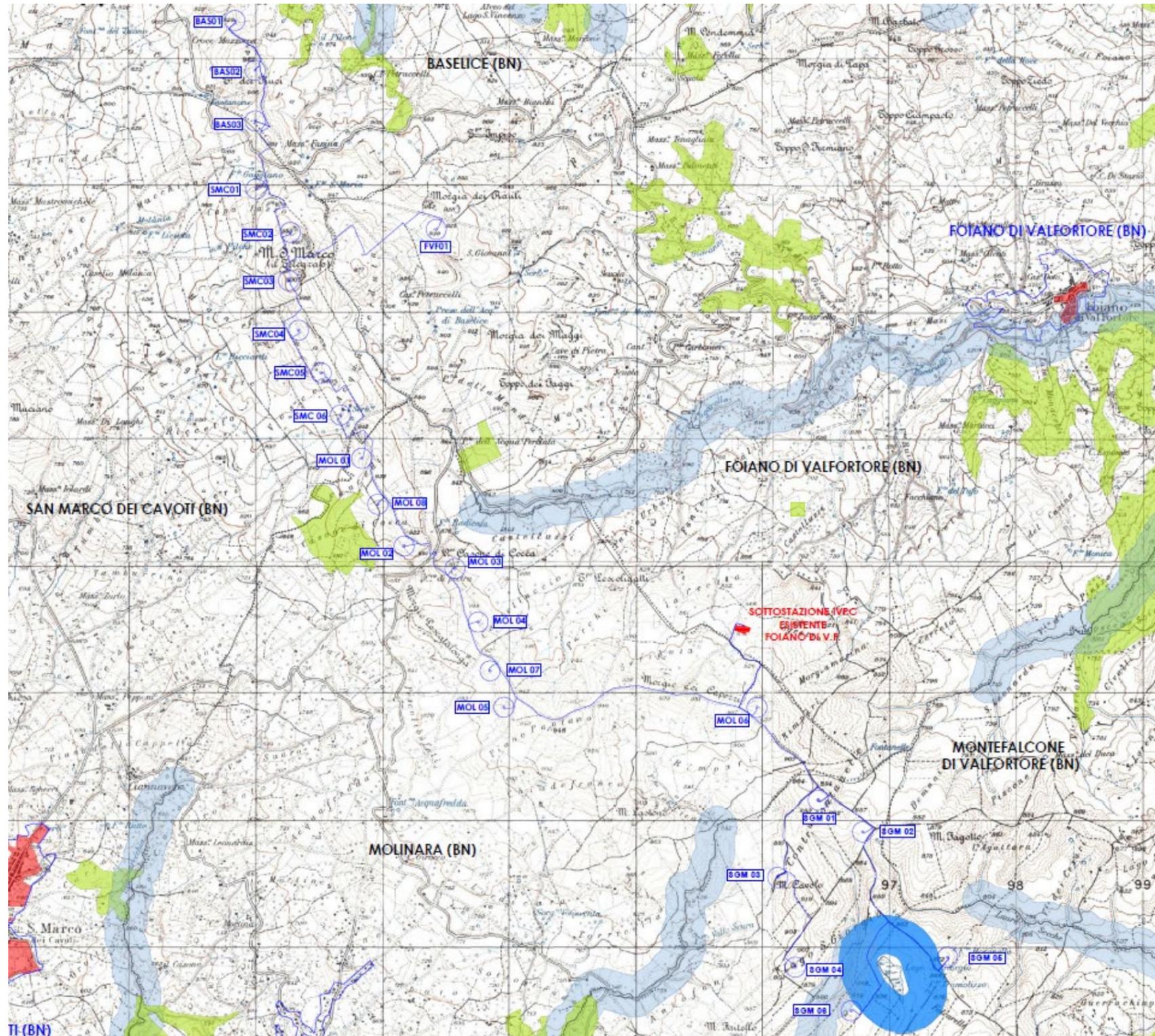
Nello specifico, per la porzione di Impianto di progetto ricadente nel territorio comunale di **San Giorgio La Molara**(BN), dai CDU rilasciati dal Comune risulta che:

<b>Foglio e Particella</b>	<b>Tipo di intervento progettuale</b>	<b>Vincolo</b>	<b>Descrizione</b>
FG.3 P.LLE 209,122,124,126, 128,130,132,134,136,138	Strada esistente da adeguare: Strada Vicinale Sanzana.  Passaggio del cavidotto MT interrato su viabilità esistente	Art. 142 lett. b) D.Lgs 42/2004 i territori contermini ai laghi compresi in una fascia della profondità di 300 metri dalla linea di battigia, anche per i territori elevati sui laghi.	Sono previsti interventi di adeguamento della Strada Vicinale Sanzana. Posa in opera del cavidotto MT interrato su viabilità esistente
FG.3 P.LLE 86,87,88,79, 91,92,93,274	Allargamento stradale temporaneo	Art. 142 lett. b) D.Lgs 42/2004 i territori contermini ai laghi compresi in una fascia della profondità di 300 metri dalla linea di battigia, anche per i territori elevati sui laghi.	Allargamento stradale temporaneo da dismettere in fase di cantiere.

Mentre per la porzione di Impianto di progetto ricadente nel territorio comunale di **San Marco dei Cavoti** (BN), dai CDU rilasciati dal Comune di San Marco dei Cavoti (BN) risulta che alcune particelle interessate dalle opere di dismissione e di progetto dell'impianto oggetto della presente relazione, sono state parzialmente percorse dal fuoco.

Tuttavia non è possibile rappresentare graficamente le perimetrazioni delle suddette aree, in quanto il Comune non ha rilasciato altra documentazione grafica a supporto di tale indicazione vincolistica.

Infine, da progetto si prevede, inoltre, la rimozione dei cavi esistenti lungo il *Tratturo Comunale Montefalcone Castelfranco* e la posa dei nuovi cavi nelle stesse aree di sedime.



Stralcio TAV. SIA 24.1

## 8 Pianificazione Territoriale Paesistica e Ambientale

### 8.1 Piano Territoriale Regionale (PTR)

Al fine di garantire la coerenza degli strumenti di pianificazione territoriale provinciale, in attuazione della legge regionale n. 16/2004, la Regione ha approvato con legge regionale n. 13/2008 il **Piano Territoriale Regionale (PTR)**, in armonia con gli obiettivi fissati dalla programmazione statale e in coerenza con i contenuti della programmazione socio-economica regionale. Attraverso il PTR la Regione, nel rispetto degli obiettivi generali di promozione dello sviluppo sostenibile e di tutela dell'integrità fisica e dell'identità culturale del territorio ed in coordinamento con gli indirizzi di salvaguardia già definiti dalle amministrazioni statali competenti e con le direttive contenute nei vigenti piani di settore statali, individua:

- gli obiettivi di assetto e le linee principali di organizzazione del territorio regionale, le strategie e le azioni volte alla loro realizzazione;
- i sistemi infrastrutturali e le attrezzature di rilevanza sovra regionale e regionale, gli impianti e gli interventi pubblici dichiarati di rilevanza regionale;
- gli indirizzi e i criteri per la elaborazione degli strumenti di pianificazione territoriale provinciale e per la cooperazione istituzionale.

Il **PTR** contiene un documento di piano suddiviso in 5 quadri territoriali di riferimento (reti, ambienti insediativi, sistemi territoriali di sviluppo, campi territoriali complessi: indirizzi per le intese intercomunali e buone pratiche di pianificazione), linee guida per il paesaggio e cartografia.

Con riferimento agli elaborati del piano (cfr. **TAV.SIA 06**), è stato rilevato che:

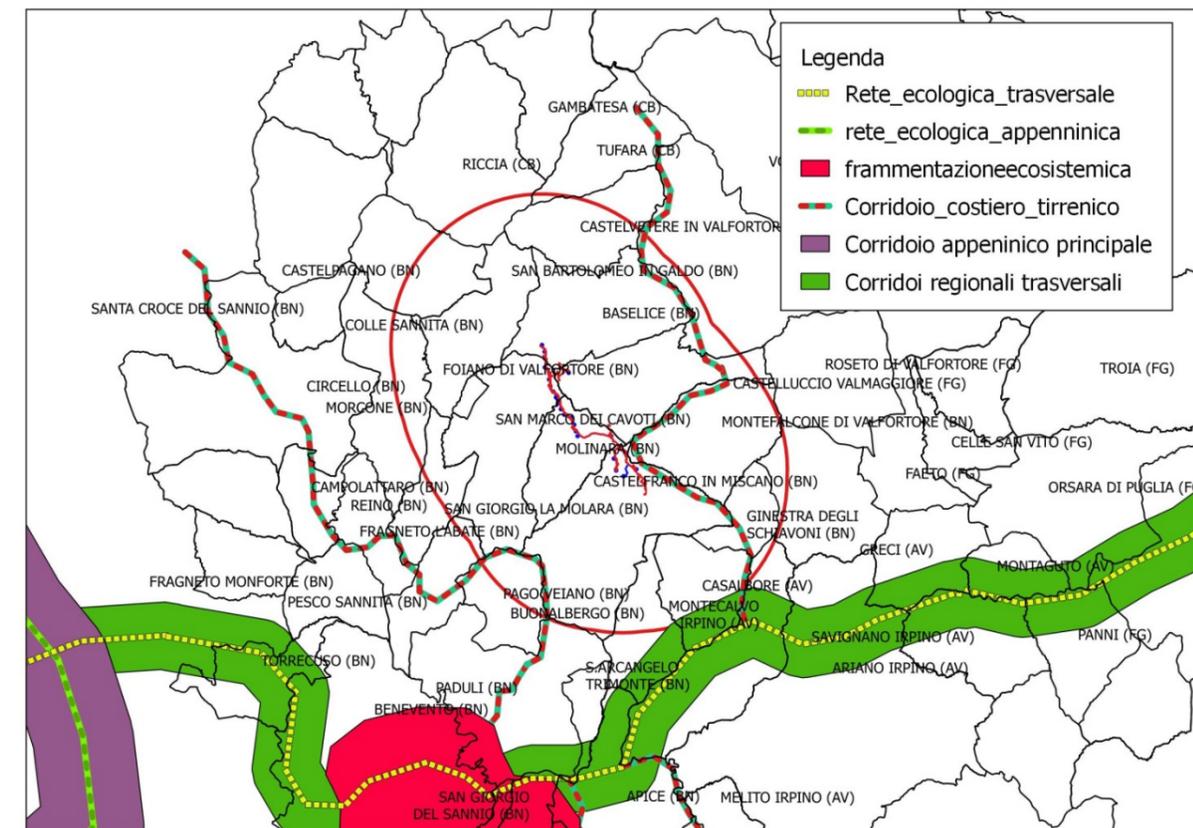
- L'area dell'impianto ricade in ambiente insediativo n°7 "Benevento".
- L'area dell'impianto ricade in ambito di paesaggio n°18 "Fortore e Tammaro".
- L'area d'impianto ricade in un ambito sorgente di rischio sismico di elevata sismicità.
- L'impianto non interferisce con Strutture Storiche Archeologiche del Paesaggio.
- L'impianto non ricade all'interno di Aree Protette.
- L'impianto non interferisce con Geositi.

In particolare in relazione al Quadro delle Reti, limitatamente alla **Rete Ecologica Regionale**, il PTR ha tra i suoi obiettivi strategici:

- Riconoscimento dell'importanza della risorsa naturale come un valore sociale non separabile da altri.
- Ricercare "forme di recupero e tutela" di territorio degradato e/o vulnerabile.

- Incentivare l'agricoltura per contribuire alla conservazione, alla tutela e alla valorizzazione dei paesaggi e dell'ambiente, favorendo la salvaguardia della biodiversità vegetazionale e faunistica, la gestione integrata dei biotopi, nonché la conservazione del suolo e della qualità delle risorse idriche.
- Valorizzare il paesaggio ed il patrimonio culturale, anche attraverso il recupero e l'implementazione della naturalità del territorio, con l'eliminazione dei detrattori ambientali.

Dall'analisi della cartografia di piano consultata, l'area di indagine NON ricade in ambiti di corridoi della rete Ecologica presenti nella Regione, tra cui i più importanti sono il "Corridoio regionale trasversale" nella direttrice est-ovest e che riguarda l'ambito del Fiume Calore e il "Corridoio Appenninico principale", della rete ecologica appenninica, nella direttrice nord sud



Rete ecologica (PTR Campania), con evidenziata l'area vasta di studio e al centro l'Area di Progetto

Si può osservare pertanto che l'opera il "Progetto di rifacimento", con la dismissione di numerose macchine (97) e sostituzione con 24 macchine di nuova concezione, attraverso le azioni di ripristino dei siti di impianto, consentirà a molte aree attualmente occupate da strade di servizio e piazzole, di tornare allo stato

originario dei luoghi, con un aumento della biodiversità locale e della qualità dell'ambiente rurale nel suo insieme.

Per quanto concerne l'analisi paesaggistica, tra gli obiettivi della Regione Campania, vi è quello della promozione della qualità del paesaggio, tale obiettivo viene realizzato attraverso la presa visione delle decisioni pubbliche di avere degli effetti diretti o indiretti sulla dimensione paesaggistica del territorio Regionale. Per la realizzazione di tale principio, vengono rispettati i seguenti principi:

- Sostenibilità;
- Qualificazione dell'ambiente di vita;
- Minor consumo del territorio e recupero del patrimonio esistente;
- Sviluppo endogeno;
- Sussidiarietà;
- Collaborazione inter-istituzionale e co pianificazione;
- Coerenza dell'adozione pubblica;
- Sensibilizzazione, formazione e educazione;
- Partecipazione e consultazione.

L'intero processo di elaborazione integrato di piano alle diverse scale, che a livello regionale viene approfondito solo alcune parti, può essere riassunto nel seguente schema:

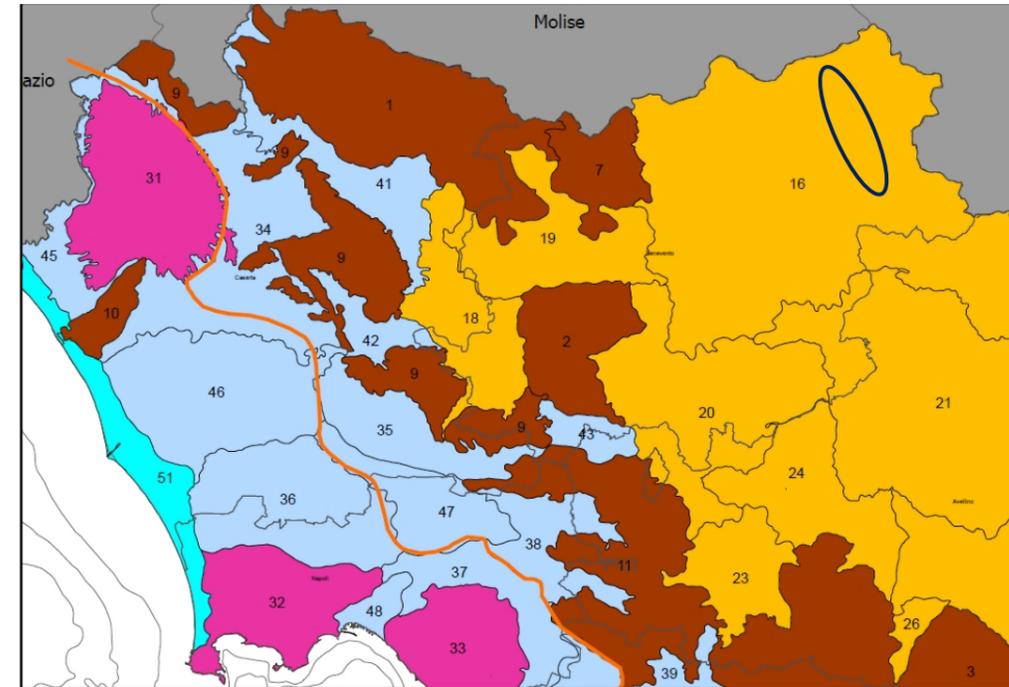
- l'inquadramento strutturale (nel sistema interdisciplinare di interpretazione);
- le elaborazioni di sintesi (tipologie e per ambiti);
- le linee strategiche e di indirizzo normativo (che riguardano sia gli aspetti generali, delle
- tipologie di beni e situazioni, che quelli specifici, degli ambiti).

Dagli elaborati di piano riferiti alla tematica della "Carta dei paesaggi della Campania- Sistemi del territorio ambiti di paesaggio" vengono distinte le seguenti zone:

- **territorio rurale e aperto** sulla base di una classificazione dei sistemi di risorse naturalistiche e agroforestali che risultano dalle grandi caratterizzazioni geomorfologiche: montagna, collina, complesso vulcanico, pianura e fascia costiera;
- **territorio prevalentemente costruito**, sulla base di categorie tipologiche di beni: il tessuto urbano, i beni extraurbani, la viabilità, i siti archeologici.

L'area di progetto rientra in "13- *Colline dell'Alto Tammaro e Fortore*", caratterizzato da un paesaggio costituito da colline a morfologia irregolarmente ondulata, con ampi pianori sommitali, delimitati da versanti da moderatamente ripidi a molto ripidi, irregolarmente ondulati, estesamente interessati da

movimenti di massa e dinamiche di erosione accelerata. L'uso dominante è a seminativo nudo con campi aperti, privi di delimitazioni con elementi vivi (siepi, filari) o inerti.



— Ambito di individuazione della fascia costiera regionale	19 - Valle Telesina	38 - Pianura Nolana, Vallo di Lauro e Bz
1 - Massiccio del Matese	20 - Colline del Sabato e del Calore Beneventano	39 - Valle del Solofrana e dell'Irno
2 - Monte Taburno-Camposauro	21 - Colline del Calore Irpino e dell'Ufita	40 - Piana del Sele
3 - Monti Picentini	22 - Colline dell'Ofanto	41 - Media Valle del Volturno
4 - Monte Marzano e dorsale della Maddalena	23 - Conca di Avellino	42 - Piana di Monteverna
5 - Massiccio degli Alburni	24 - Colline della Bassa Irpinia	43 - Valle Caudina
6 - Complesso del Cervati	25 - Colline del Tanagro e dell'Alto Sele	44 - Vallo di Diano
7 - Rilievi montani dell'alto Tammaro	26 - Conca di Montella e Bagnoli Irpino	45 - Pianura del Garigliano
8 - Monti Gelbison e Centaurino	27 - Colline di Salerno ed Eboli	46 - Pianura del Basso Volturno
9 - Monti Tifatini e Monte Maggiore	28 - Colline del Calore Lucano	47 - Pianura del Regi Lagni
10 - Monte Massico	29 - Colline costiere del Cilento	48 - Pianura del Sebeto
11 - Monti di Avella, Montevergine e Pizzo d'Alvano	30 - Colline del Cilento interno	49 - Pianura del Samo
12 - Monti Vesole e Soprano	31 - Vulcano di Roccamonfina	50 - Pianura costiera del Garigliano
13 - Rilievi della penisola Sorrentina-Amalfitana	32 - Campi Flegrei	51 - Pianura costiera del Volturno e del
14 - Monte Stella	33 - Somma-Vesuvio	52 - Pianura costiera del Samo
15 - Monte Bulgheria	34 - Pianura del Roccamonfina	53 - Pianura costiera del Sele
16 - Colline dell'Alto Tammaro e Fortore	35 - Pianura Casertana	54 - Isola di Procida
17 - Colline dell'Alta Irpinia	36 - Pianura Flegrea	55 - Isola d'Ischia
18 - Colline del Medio Volturno	37 - Pianura Vesuviana	56 - Isola di Capri

Stralcio dalla "Carta dei Sistemi del territorio rurale e aperto" (PTR Campania), con evidenziata l'area vasta di studio.

## 8.2 Piano Paesaggistico Regionale (PPR) Preliminare

Il **Piano Paesaggistico Regionale (PPR)** dovrebbe rappresentare il quadro di riferimento prescrittivo per le azioni di tutela e valorizzazione dei paesaggi campani e il quadro strategico delle politiche di trasformazione sostenibile del territorio in Campania, sempre improntate alla salvaguardia del valore paesaggistico dei luoghi.

La sinergia dei due quadri di riferimento dovrà contribuire ad una crescita intelligente, sostenibile ed equa. Ambiente, territorio e paesaggio devono rappresentare i punti di riferimento per qualsiasi politica di sviluppo e quindi pregnanti per qualunque programmazione ancorché comunitaria.

La Regione Campania e il Ministero per i Beni e le Attività Culturali hanno sottoscritto, il 14 luglio 2016, un'Intesa Istituzionale per la redazione del **Piano Paesaggistico Regionale**, così come stabilito dal Codice dei Beni Culturali, D.lgs. n. 42 del 2004. A partire da quella data le strutture regionali preposte alla elaborazione del Piano hanno avviato un complesso lavoro di ricognizione dello stato dei luoghi, di definizione dei criteri metodologici alla base delle strategie generali e specifiche, di analisi dei fattori costitutivi della "struttura del paesaggio" in relazione agli aspetti fisico-naturalistico-ambientali e a quelli antropici, alla rappresentazione delle "componenti paesaggistiche", alla delimitazione preliminare degli "ambiti di paesaggio" in vista della individuazione degli obiettivi di qualità paesaggistica e della definizione della struttura normativa del piano. L'intero impianto progettuale è stato condiviso nell'ambito del Tavolo istituito ai sensi dell'Intesa e nel corso di una prolungata attività di interlocuzione, culminata nella trasmissione della Proposta di Preliminare di PPR da parte della Regione Campania (dicembre 2018) e di recepimento della stessa da parte del MiBAC (settembre 2019). Con **Delibera 560 del 12/11/2019** la Regione Campania / Giunta Regionale ha proceduto all'approvazione del preliminare.

Con riferimento agli elaborati del piano (cfr. **TAV.SIA 07**) si è proceduto ad inquadrare le aree di progetto all'interno dei vari ambiti tematici del preliminare del PPR, così come di seguito evidenziato.

Con riferimento al "Quadro degli strumenti di salvaguardia paesaggistica e ambientale" del Preliminare di Piano si è rilevato che:

- L'impianto di progetto non ricade all'interno di Zonizzazioni di Parchi Nazionali e Regionali, Riserve Naturali, Aree Marine Protette ed Oasi.
- L'impianto di progetto non ricade all'interno di Aree SiC, ZPS, IBA.

Con riferimento alla "Lettura strutturale del paesaggio – Sistema fisico, naturalistico e ambientale" del Preliminare di Piano si è rilevato che:

- L'impianto di progetto ricade nell'Ambiente fisico-geografico collinare n°25-Alto Fortore.
- L'impianto di progetto ricade in Habitat agricoli-seminativi .
- L'impianto di progetto ricade nel Sistema Naturalistico 38.1-Praterie mesofile pascolate.
- L'impianto di progetto non ricade lungo i percorsi dei Corridoi Regionali della Rete Ecologica.

Con riferimento alla "Lettura strutturale del paesaggio – Sistema antropico" del Preliminare di Piano si è rilevato che:

- L'impianto di progetto ricade nel Sistema Rurale Aree Agricole e per un breve tratto di cavidotto (tratto di collegamento tra MOL 02 e MOL 03) nel Sistema Rurale Aree Silvo Pastorali.
- L'impianto di progetto si colloca in un'area con preesistente presenza di pale eoliche.

## 8.3 Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale Benevento (PTCP)

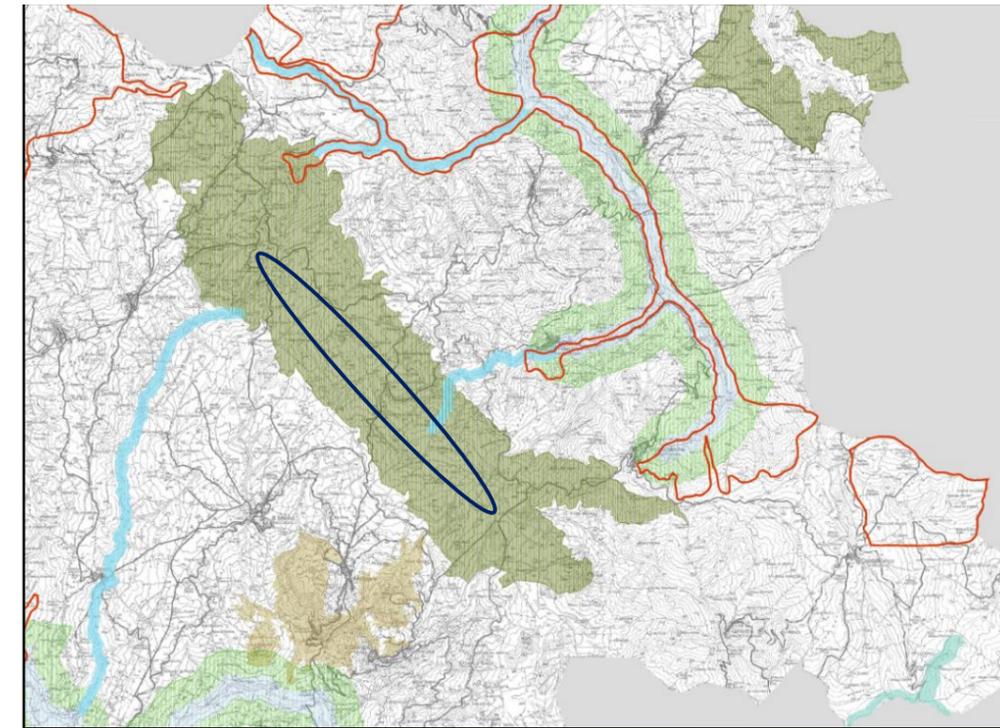
Il PTCP si compone di una parte strutturale, a sua volta articolata in un quadro conoscitivo-interpretativo e uno strategico, e di una parte programmatica. Completano gli elaborati di piano le Norme Tecniche di Attuazione e la Valutazione Ambientale Strategica e Valutazione di Incidenza.

- 1 -Parte Strutturale - Quadro conoscitivo interpretativo
- 2 - Parte Strutturale - Quadro Strategico
- 3 Parte Programmatica
- 4 - Rapporto Ambientale Definitivo e Valutazione Incidenza - Approvato
- 5 - Norme Tecniche d'Attuazione
- 6 - Atti amministrativi PTCP

Con riferimento agli elaborati ed ai tematismi del piano (cfr. **TAV.SIA 12**) è stato rilevato che:

- L'impianto di progetto non ricade all'interno di perimetrazioni di Parchi e di Piani Territoriali Paesistici.
- L'impianto di progetto ricade in territorio di competenza della Comunità Montana del Fortore.
- L'impianto di progetto ricade in parte sul confine dell'Area Naturale Strategica denominata "Bosco di Santa Barbara - Fortore", limitatamente all'ubicazione degli aerogeneratori MOL02, MOL03, MOL04, MOL05, MOL07 e MOL08 e ad un tratto di cavidotto interrato che li collega tra loro. Si rappresenta che i tracciati dei suddetti tratti di cavidotti sono previsti lungo rete stradale esistente.

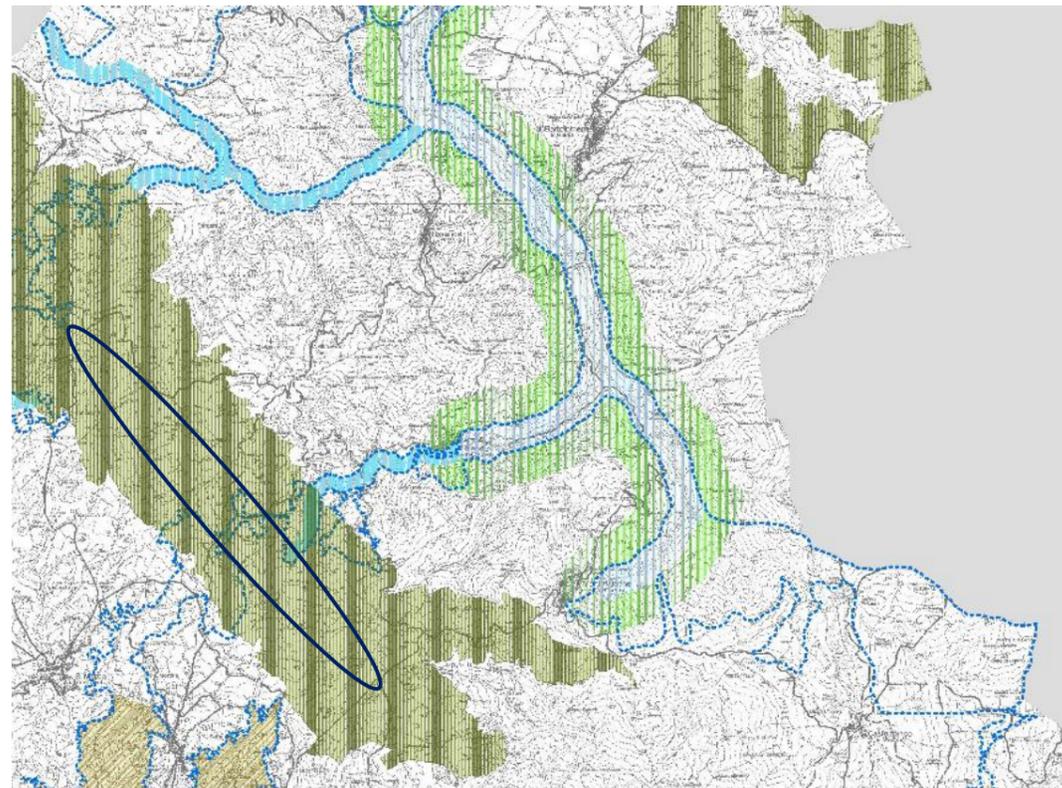
- L'impianto non ricade all'interno di aree di Notevole Interesse Pubblico (ex. L. 1497/39).
- In relazione alle Perimetrazioni del PFVP 2007/2011: Gli Istituti Faunistici, l'impianto ricade parzialmente e limitatamente agli aerogeneratori di progetto MOL01, MOL02, MOL03, MOL04, MOL05, MOL07 e MOL08, nonché ad alcuni tratti di cavidotto, in un'area definita Z.R.C – Zona di Ripopolamento e Cattura. Si rappresenta che i tracciati dei suddetti tratti di cavidotti sono previsti lungo rete stradale esistente.
- Rispetto alle perimetrazioni individuate dal P.R.A.E., larga parte dell'Impianto, sia gli aerogeneratori di progetto che tratti di cavidotto interrati che li collegano, ricadono in un'area perimetrata dal piano e classificata come *Area di Riserva*.
- Rispetto alle *Aree ad Elevata Naturalità e Biodiversità del Sistema Ambientale* (TAV. B1.2), si rileva che gli aerogeneratori BAS01, BAS02, SMC02, MOL01, MOL02, MOL03, MOL08 e parzialmente gli aerogeneratori FVF01, SMC03 e MOL 04, nonché le opere ad essi connesse e i tratti di cavidotti interrati che li collegano, ricadono nell'area definita come "*Area a pascolo naturale e praterie d'alta quota*". Si rappresenta che i tracciati dei suddetti tratti di cavidotti sono previsti lungo rete stradale esistente.
- Rispetto all'elaborato di Piano riferito ai Capisaldi Del Sistema Ambientale, di cui all'art.16 NTA PTCP Tavola B1.1, l'area di progetto rientra in aree definite come "*Riserve secondarie di naturalità (sistemi orografici minori del Casone Cocca, di Colle san Martino, di Montauro, di Monte Tairano e Monte Burano)*". Si rappresenta che allo stato dei luoghi, nelle predette aree risultano in esercizio numerosi aerogeneratori.
- L'impianto di progetto non attraversa Corridoi Ecologici individuati a scala regionale, di livello provinciale o di livello locale.
- Tutti gli aerogeneratori di progetto ricadono in aree a seminativo a meno dell'aerogeneratore SMC02 e in parte della MOL 02 e della MOL03 che ricadono in un'area definita di arbusteti termofili.



Stralcio dalla Tavola B1.1 Sistema Ambientale – Capisaldi del Sistema Ambientale (PTCP Benevento), con evidenziata l'area di progetto

	Riserve di naturalità (massicci carbonatici, sistema orografico del Matese, del Partenio del Taburno-Camposauro)
	Riserve secondarie di naturalità ( sistemi orografici minori del Casone Cocca, di Colle San Martino, di Montauro, di Monte Tairano e Monte Burrano)
	Fasce di protezione dei corridoi ecologici e delle riserve di naturalità
	Corridoi ecologici regionali del Volturmo, del Calore, del Fortore, dell'Isclero, del Sabato e del Tammaro (fascia di almeno metri 300 per lato, dalla sponda)
	Corridoi ecologici di livello provinciale del Miscano, del Tammarecchia, del Titerno e dell'Ufita (fascia di almeno metri 200 per lato, dalla sponda);
	Corridoi ecologici di livello locale del Cammarota, del Reventa, del Cervaro, del Grassano, del Lente, del Mele, del Palinferno-Serretelle, del Porcella, del Reinello, del San Nicola, del Sassinoro, del Vallone San Giovanni e dello Zucariello (fascia di almeno metri 150 per lato, dalla sponda)
	Aree puntiformi o "stepping zones" del Bosco di Ceppaloni, del Bosco di Santa Barbara, dell'Ambito della Leonessa e di Monte Acero
	Siti Natura 2000

Per quanto concerne la **Rete Ecologica provinciale**, anche gli elaborati del PTCP ripropongono quanto indicato nelle tavole del PTR. Il Piano provinciale, definisce le direttive e gli indirizzi tecnici da osservare nelle **strutture ambientali complesse "corridoi ecologici" art.17 NTA** e nella **tav B.1.6** del Piano provinciale, vengono indicati i corridoi precedentemente individuati dal PTR



Stralcio dalla Tavola B1.6 Sistema Ambientale– Rete Ecologica provinciale (PTCP Benevento), con evidenziata l'area di progetto

**LEGENDA**

-  Riserve di naturalità (massicci carbonatici, sistema orografico del Matese, del Partenio del Taburno-Camposauro)
-  Riserve secondarie di naturalità ( sistemi orografici minori del Casone Cocca, di Colle San Martino, di Montaurò, di Monte Tairano e Monte Burrano)
-  Fasce di protezione dei corridoi ecologici e delle riserve di naturalità
-  Corridoi ecologici regionali del Voltumo, del Calore, del Fortore, dell'Isclero, del Sabato e del Tammaro (fascia di almeno metri 300 per lato, dalla sponda)
-  Corridoi ecologici di livello provinciale del Miscano, del Tammarecchia, del Titemo e dell'Ufita (fascia di almeno metri 200 per lato, dalla sponda);
-  Corridoi ecologici di livello locale del Cammarota, del Reventa, del Cervaro, del Grassano, del Lente, del Mele, del Palinferno-Serretelle, del Porcella, del Reinello, del San Nicola, del Sassinoro, del Vallone San Giovanni e dello Zucariello (fascia di almeno metri 150 per lato, dalla sponda)
-  Aree puntiformi o "stepping zones" del Bosco di Ceppaloni, del Bosco di Santa Barbara, dell'Ambito della Leonessa e di Monte Acero
-  Aree naturali strategiche del Bosco di S. Barbara – Fortore, dell'Ambito delle Leonessa, del Monte Acero – Grassano, del Palinferno – Serretelle, del Calore, del Sabato – Bosco di Ceppaloni, del Lente – Tammaro, del Voltumo, del Fortore - Bosco di Castelfranco in Miscano, del Tammarecchia - Bosco di Castelpagano e del Bosco di Montefusco.

Secondo l'art 17 NTA del PTCP, tra gli obiettivi viene indicata la ricostituzione degli elementi fluviali, e altre riqualificazioni inerenti ambiti fluviali.

L'intervento in progetto non interferisce sulle fasce di continuità di tali ambienti igrofilii.

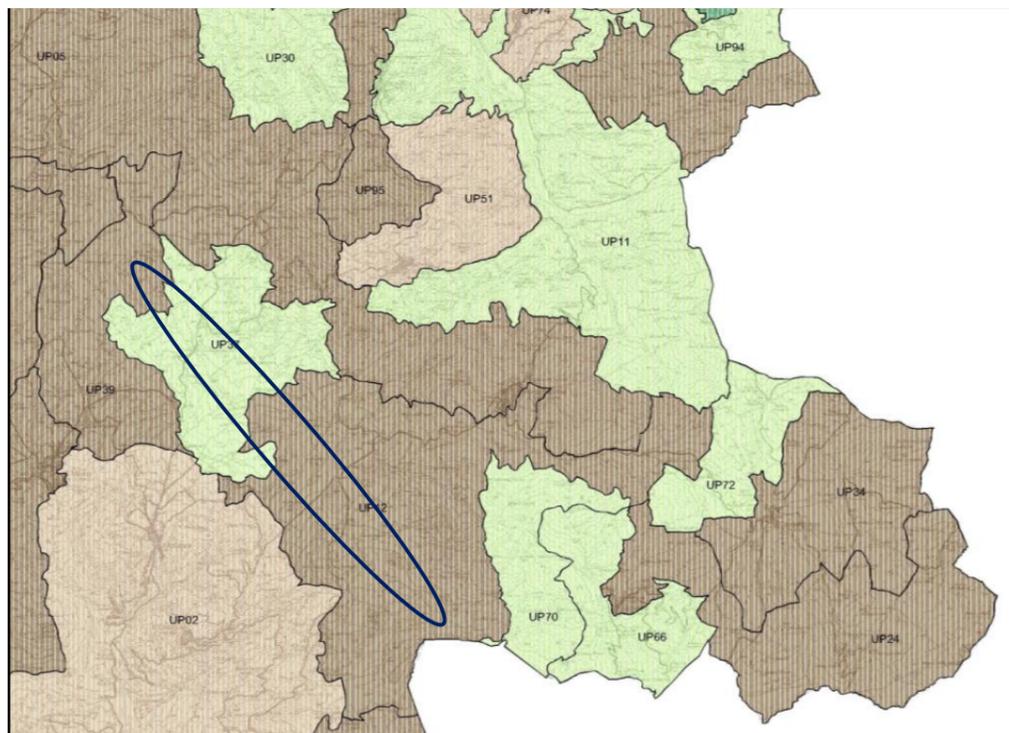
In relazione agli aspetti paesaggistici, il Piano ha tra gli obiettivi quello di tutelare e valorizzare il Sistema Storico Paesaggistico. Nello stralcio dalla Tavola B2.3.2 Categorie di paesaggio (PTCP Benevento), sono riportati i paesaggi dell'area vasta rispetto l'area di progetto

Nell'elaborato di Piano, nella Tav B2.3.2- Categorie di paesaggio, l'area di progetto rientra tra le aree di "Paesaggio agrario omogeneo C" i cui componenti del paesaggio da tutelare sono i *seminativi di grande estensione, prati stabili, aree di coltivazione agricola specializzata (art 105 NTA e tab. nelle NTA "Paesaggio agrario omogeneo")* in cui tra gli indirizzi generali di conservazione vengono indicati, il

mantenimento delle caratteristiche degli elementi costitutivi, e le morfologie del paesaggio agrario di rilevante valore prevalente; il mantenimento e valorizzazione delle vocazioni agricole; la salvaguardia della biodiversità attraverso utilizzo diversificato delle aree rurali.

Inoltre rientra nel “Paesaggio naturale ed agrario B”, caratterizzato dalla presenza di componenti naturali di alto valore paesistico, con porzioni di territorio che conservano i caratteri propri del paesaggio agrario tradizionale. La componente insediativa è integrata nel contesto morfologico e ambientale.

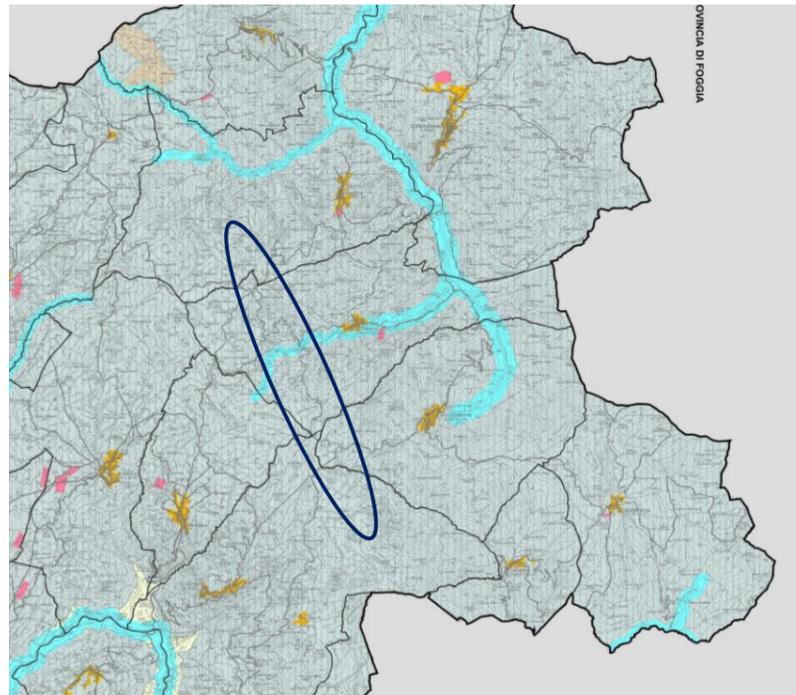
Si può ritenere che con il Progetto di Rifacimento, con la dismissione di numerose macchine eoliche, consentirà in recupero di vaste superfici attualmente occupate dagli aerogeneratori, che ritorneranno all'uso del suolo iniziale (aree coltivate), contribuendo a soddisfare gli obiettivi di tutela delle peculiarità del paesaggio.



Stralcio dalla Tavola B2.3.2 Categorie di paesaggio (PTCP Benevento), con evidenziata l'area di progetto

CATEGORIE DI PAESAGGIO	
	<b>Paesaggio Naturale (A)</b> Paesaggio naturale continuo dominato da coperture vegetali forestali naturali e seminaturali con alto grado di naturalità, eterogeneità di habitat comunitari e prioritari, alta biodiversità forestale, boschi pregiati, rari e stabili fondamentali per la rete ecologica provinciale e regionale in cui la componente insediativa è scarsamente presente.
	<b>Paesaggio naturale ed agrario (B)</b> Paesaggio caratterizzato dalla presenza di componenti naturali di elevato valore paesistico con porzioni di territorio che conservano i caratteri propri del paesaggio agrario tradizionali. La componente insediativa è integrata nel contesto morfologico e ambientale.
	<b>Paesaggio agrario omogeneo (C)</b> Paesaggio agrario continuo costituito da porzioni di territorio caratterizzate dalla naturale vocazione agricola che conservano i caratteri propri del paesaggio agrario tradizionale. Si tratta di aree caratterizzate da produzione agricola, di grande estensione, profondità e omogeneità che hanno rilevante valore paesistico per l'eccellenza dell'assetto percettivo, scenico e panoramico in cui la componente insediativa, diffusamente presente, si relaziona coerentemente con il contesto.
	<b>Paesaggio agrario eterogeneo (D)</b> Paesaggio agrario difforme e discontinuo costituito da porzioni di territorio che conservano la vocazione agricola anche se sottoposte a mutamenti fondiari e/o culturali. Si tratta di aree a prevalente funzione agricola-produttiva con colture a carattere permanente o a seminativi di media e modesta estensione ed attività di trasformazione dei prodotti agricoli in cui la componente insediativa è quasi sempre coerentemente integrata nel contesto morfologico e ambientale.
	<b>Paesaggio a insediamento urbano diffuso in evoluzione (E)</b> Paesaggio costituito da porzioni di territorio caratterizzate ancora dall'uso agricolo ma parzialmente compromesse da fenomeni di urbanizzazione diffusa o da usi diversi da quello agricolo, che costituisce margine agli insediamenti urbani e con funzione indispensabile di contenimento dell'urbanizzazione e di continuità del sistema del paesaggio agrario.
	<b>Paesaggio urbano consolidato (F)</b> Paesaggio caratterizzato da una elevata trasformazione del territorio con forte presenza di insediamenti residenziali e produttivi.

Infine per quanto riguarda i Sistemi del Territorio Rurale e aperto, il territorio di progetto ricade nel Sistema delle “Aree di Alta e media collina (Alto Tammaro, Fortore e colline di Pietrelcina)”. Anche per questi settori dovrà essere garantita la salvaguardia e l'integrità strutturale, dell'espansione e della continuità delle aree rurali e agricole (Art 43 NTA).



Stralcio dalla Tavola B2.4 Sistemi del Territorio Rurale e aperto (PTCP Benevento), con evidenziata l'area di progetto



Anche per questo Sistema, con il Progetto di Rifacimento, saranno recuperate ampie aree che saranno riportate allo stato iniziale (aree coltivate), contribuendo a soddisfare gli obiettivi di tutela delle peculiarità del paesaggio agrario dell'alta e media collina.

#### 8.4 Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale Avellino (PTCP)

L'impianto di progetto ricade interamente in territorio della provincia di Benevento, tuttavia essendo stato redatto lo studio di inserimento nel paesaggio nel rispetto dei contenuti del D.Lgs. n.387/2003, definendo un'area vasta di studio nell'intorno dell'area di progetto pari a 50 volte l'altezza massima degli aerogeneratori di progetto, l'Area individuata include anche porzioni dei territori di comuni appartenenti alla Provincia di Avellino, in particolare quello di Casalbore e un'esigua porzione del territorio comunale di Montecalvo Irpino. La consultazione degli elaborati del PTCP, in particolare di quelli conoscitivi ed interpretativi del territorio, è stata condotta col fine di raccogliere tutte le informazioni ritenuti utili alla redazione dello studio d'inserimento nel paesaggio del progetto. Rispetto alle indicazioni del PTCP di Avellino, non si rivelano particolari criticità che interferiscono in maniera diretta con l'impianto di progetto, mentre si evidenzia la presenza di un' area archeologica nel Comune di Casalbore, vincolata ai sensi dell'ex L. 1089/39, che sarà analizzata più approfonditamente negli elaborati dello Studio SIA, in relazione alla valutazione di Impatto visuale dell'Impianto dai vari luoghi sensibili individuati in Area Vasta.

#### 8.5 Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale di Campobasso (PTCP)

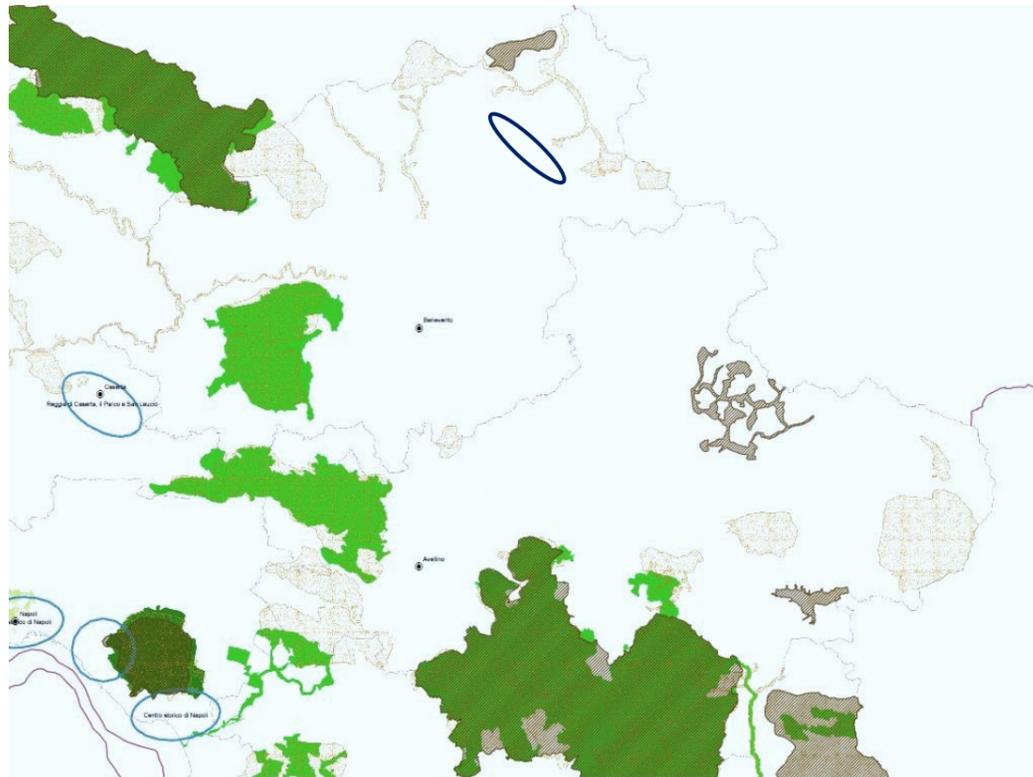
Analogamente alle considerazioni circa la relazione dell'Impianto di Progetto con il PTCP di Avellino, l'Area Vasta di Studio dell'Impianto di Progetto, comprende una piccola porzione dei territori comunali di Riccia e Tufara, in provincia di Campobasso.

Attualmente il PTCP della Provincia di Campobasso è in fase di aggiornamento e pertanto, come da indicazione del Sito Istituzionale della Provincia di Campobasso (<http://www3.provincia.campobasso.it/flex/cm/pages/ServeBLOB.php/L/IT/IDPagina/681>) tutti i documenti non possono essere presi in considerazione ai fini dell'inquadramento in ambito pianificatorio dell'Area Vasta di Studio

### 8.6 Pianificazione in materia di aree naturali protette (SIC, ZPS, Parchi, Riserve)

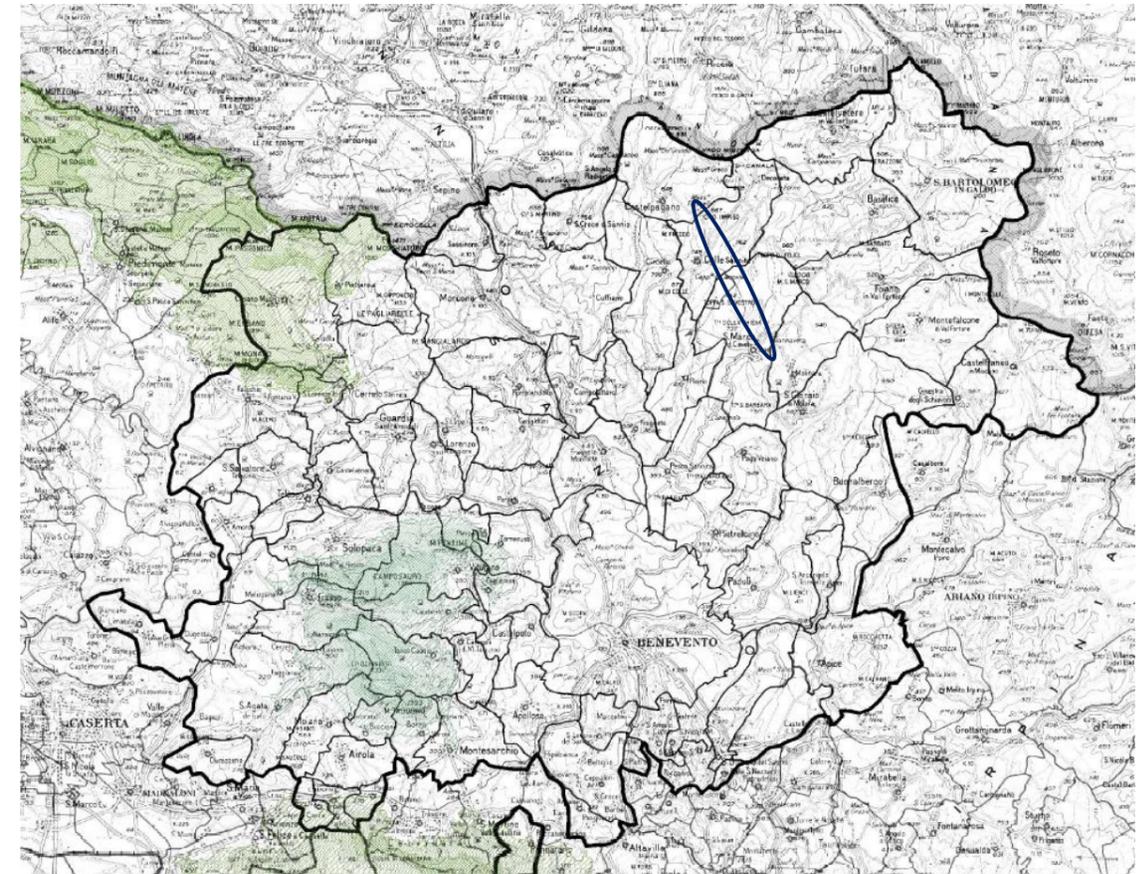
Al fine di un inquadramento relativo alla tutela ambientale di questa porzione di territorio, vengono di seguito riportati degli stralci relativi alle aree Naturali Protette (Siti Natura 2000, Parchi, Aree IBA) nella Provincia di Benevento.

Nella figura successiva sono riportate le localizzazioni dei Parchi Naturali Regionali (Parco Naturale Regionale del Matese, Parco Naturale Regionale del Taburno - Camposauro, Parco Naturale Regionale del Partenio) e le aree Siti Natura 2000 tratte dall'elaborato 4 del PTR.



Localizzazioni dei Parchi Naturali Regionali, e le aree Siti Natura 2000 con evidenziata l'area vasta di studio (fonte: elaborato 4 del PTR)

Nella figura che segue, vengono invece rappresentate solamente le perimetrazioni dei Parchi Regionali (da Tav. A.0.2 dell'elaborato Volume A5 Parte Strutturale Quadro Conoscitivo Interpretativo-Elaborati Grafici-PTCP).



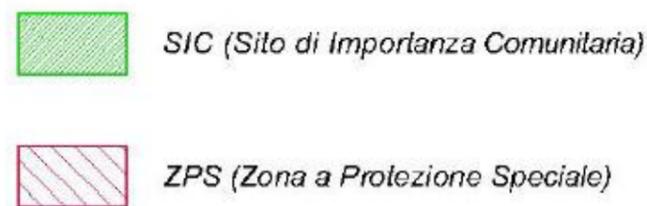
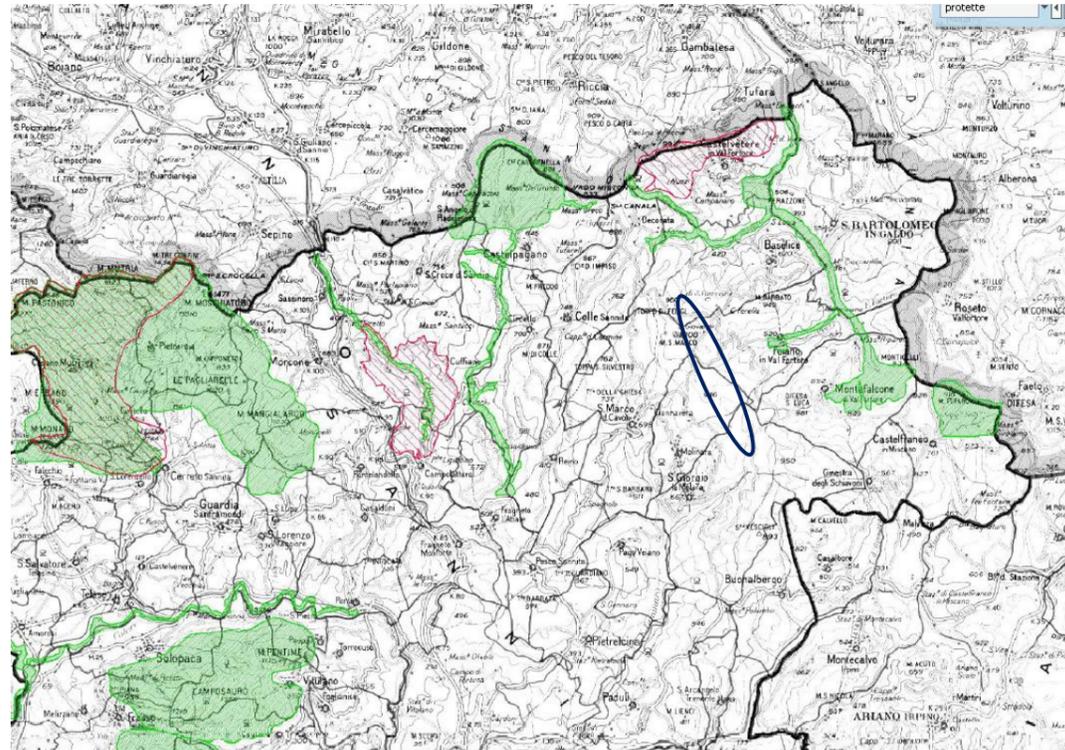
Perimetrazioni dei Parchi Regionali (Parco Naturale Regionale del Matese, Parco Naturale Regionale del Taburno-Camposauro, Parco Naturale Regionale del Partenio) con evidenziata l'area vasta di studio. (Fonte: Tav. A.0.2 dell'elaborato Volume A5 Parte Strutturale Quadro Conoscitivo Interpretativo-Elaborati Grafici-PTCP)



#### AREE PROTETTE

-  Siti unesco "patrimonio dell'umanità"
-  Zone protezione speciale - ZPS
-  Siti interesse comunitario - SIC
-  Parchi Urbani Regionali
-  Parco Nazionale
-  Parco Regionale
-  Riserva Naturale

Infine, dall'elaborato Tav A.1.9a "Le Aree Protette", sempre tratto volume A5 Parte Strutturale Quadro Conoscitivo Interpretativo-Elaborati Grafici-PTCP, vengono indicate solo le aree natura 2000



Stralcio dall'elaborato Tav A.1.9a "Le Aree Protette" (Fonte: Tav A.1.9a dell'elaborato Volume A5 Parte Strutturale Quadro Conoscitivo Interpretativo-Elaborati Grafici-PTCP) rispetto all'area di Progetto di Rifacimento

Si tratta di ambiti protetti a vario livello e localizzati anche al di fuori dell'area vasta di studio, nonché in altre Regioni confinanti. Tuttavia da quanto si può osservare si tratta di aree localizzate a molti chilometri di distanza (circa 26 km dal PNR Matese, e circa 27 km da PNR Taburno-Camposauro).

## 8.7 Pianificazione Urbanistica Comunale

In relazione agli strumenti di pianificazione urbanistica attualmente vigenti, di seguito si riportano sinteticamente le indicazioni per ciascuno dei comuni in cui l'impianto di progetto ricade.

### Comune di Foiano di Val Fortore

L'impianto di progetto rientra nel Comune di Foiano di Val Fortore per la realizzazione dei un aerogeneratore, per una parte del tracciato del cavidotto interrato di collegamento tra gli aerogeneratori e tra essi e la Sottostazione esistente.

Lo strumento urbanistico vigente nel Comune di Foiano di Val Fortore è il P.U.C. adottato con Delibera di Giunta Comunale n.02 del 10/01/2020, in relazione ad esso l'aerogeneratore di progetto è ubicato in un'area extraurbana a destinazione agricola – **Zona E - Agricola**, compatibile con la realizzazione di impianti per la produzione di energia eolica. Analogamente parte del tracciato dei cavidotti interrati di progetto ricade in zona extraurbana, e segue principalmente la viabilità esistente. (cfr. **TAV.SIA 16**)

### Comune di Baselice

Lo strumento urbanistico attualmente vigente del Comune di Baselice è il Piano Regolatore Generale. L'impianto di progetto rientra nel territorio comunale per la realizzazione di n. 3 aerogeneratori e per una parte del tracciato del cavidotto interrato di collegamento tra gli aerogeneratori stessi. (cfr. **TAV.SIA 14**)

Le particelle di ubicazione degli aerogeneratori ricadono in aree extraurbane e rientrano nella **Zona E/2 – Zona Agricola**. Conformemente a quanto disciplinato dal D. Lgs. n.387/2003, nelle suddette aree sono consentiti impianti per la produzione di energia eolica. Analogamente la parte del tracciato dei cavidotti interrati di progetto ricadenti nel territorio comunale, rientra in zona extraurbana a destinazione agricola, e segue principalmente la viabilità esistente.

### Comune di San Marco dei Cavoti

L'impianto di progetto rientra nel territorio comunale per la realizzazione di n. 6 aerogeneratori e per una parte del tracciato del cavidotto interrato di collegamento tra gli aerogeneratori stessi.

Lo strumento urbanistico vigente del comune di San Marco dei Cavoti (BN) è il Piano Regolatore Generale.

Le particelle di ubicazione degli aerogeneratori ricadono in aree agricole identificate come zone "**E2**" – **Zone agricole di salvaguardia**. Analogamente la parte del tracciato dei cavidotti interrati di progetto

ricadenti nel territorio comunale, rientra in zona extraurbana a destinazione agricola, e segue principalmente la viabilità esistente. (cfr. **TAV.SIA 15**)

Conformemente a quanto disciplinato dal D.Lgs. n.387/2003, nelle suddette aree sono consentiti impianti per la produzione di energia eolica.

Comune di Molinara

L'impianto di progetto rientra nel territorio comunale per la realizzazione di n. 8 aerogeneratori e per una parte del tracciato del cavidotto interrato di collegamento tra gli aerogeneratori stessi.

Lo strumento urbanistico vigente del comune di Molinara è il Piano Urbanistico Comunale, redatto nel 2017 e integrato il 30 ottobre 2018.

Le particelle di ubicazione degli aerogeneratori ricadono in zone agricole, così distinte: le macchine MOL02, MOL03, MOL04, MOL05, MOL06 ricadono in aree extraurbane e sono identificate come zone **“E3” – Aree della tutela e valorizzazione mirata di terzo grado**, gli aerogeneratori MOL01 e MOL07 ricadono prevalentemente nella medesima zona e in parte in quella classificata come **“E1” – Aree della tutela e valorizzazione mirata di primo grado**. (cfr. **TAV.SIA 17**)

Conformemente a quanto disciplinato dal D.Lgs. n.387/2003, nelle suddette aree sono consentiti impianti per la produzione di energia eolica.

Comune di San Giorgio La Molara

L'impianto di progetto rientra nel territorio comunale per la realizzazione di n. 6 aerogeneratori e per una parte del tracciato del cavidotto interrato di collegamento tra gli aerogeneratori stessi.

Lo strumento urbanistico vigente del comune di San Giorgio La Molara è il Piano Regolatore Generale. Le particelle di ubicazione degli aerogeneratori ricadono in aree extraurbane e sono identificate come **zone “E” - AGRICOLE**. Conformemente a quanto disciplinato dal D.Lgs. n.387/2003, nelle suddette aree sono consentiti impianti per la produzione di energia eolica.

Le particelle 86,87,88,209,122,124 e 126 del foglio 3 ricadono, ai sensi dell'art. 23 del Piano Regolatore Generale, in Zona per le attrezzature Turistico-Ricettive. Le suddette particelle vengono interessate parzialmente da un intervento di allargamento temporaneo e da interventi di adeguamento della Strada Vicinale Sanzana. (cfr. **TAV.SIA 18**)

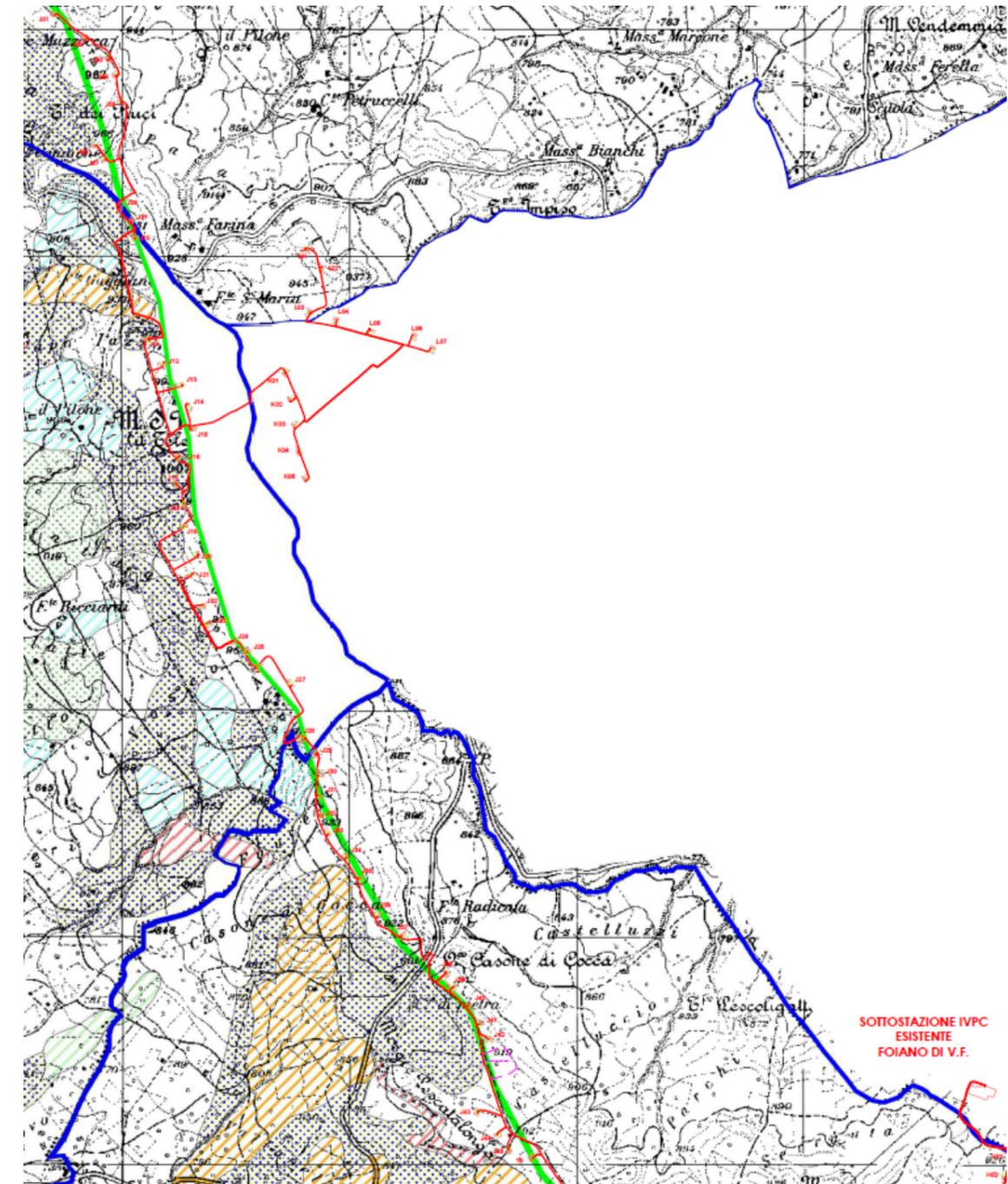
**8.8 Pianificazione in materia di assetto idrogeologico**

L'area dell'intervento progettuale (impianto da dismettere ed impianto progetto), ricade in parte in territorio di competenza dell'Autorità di Bacino dei Fiumi Trigno, Biferno e Minori, Saccione e Fortore ed in parte in territorio di competenza dell'Autorità di Bacino Distrettuale dell'Appennino Meridionale ex Autorità di Bacino Nazionale Liri-Garigliano e Volturno.

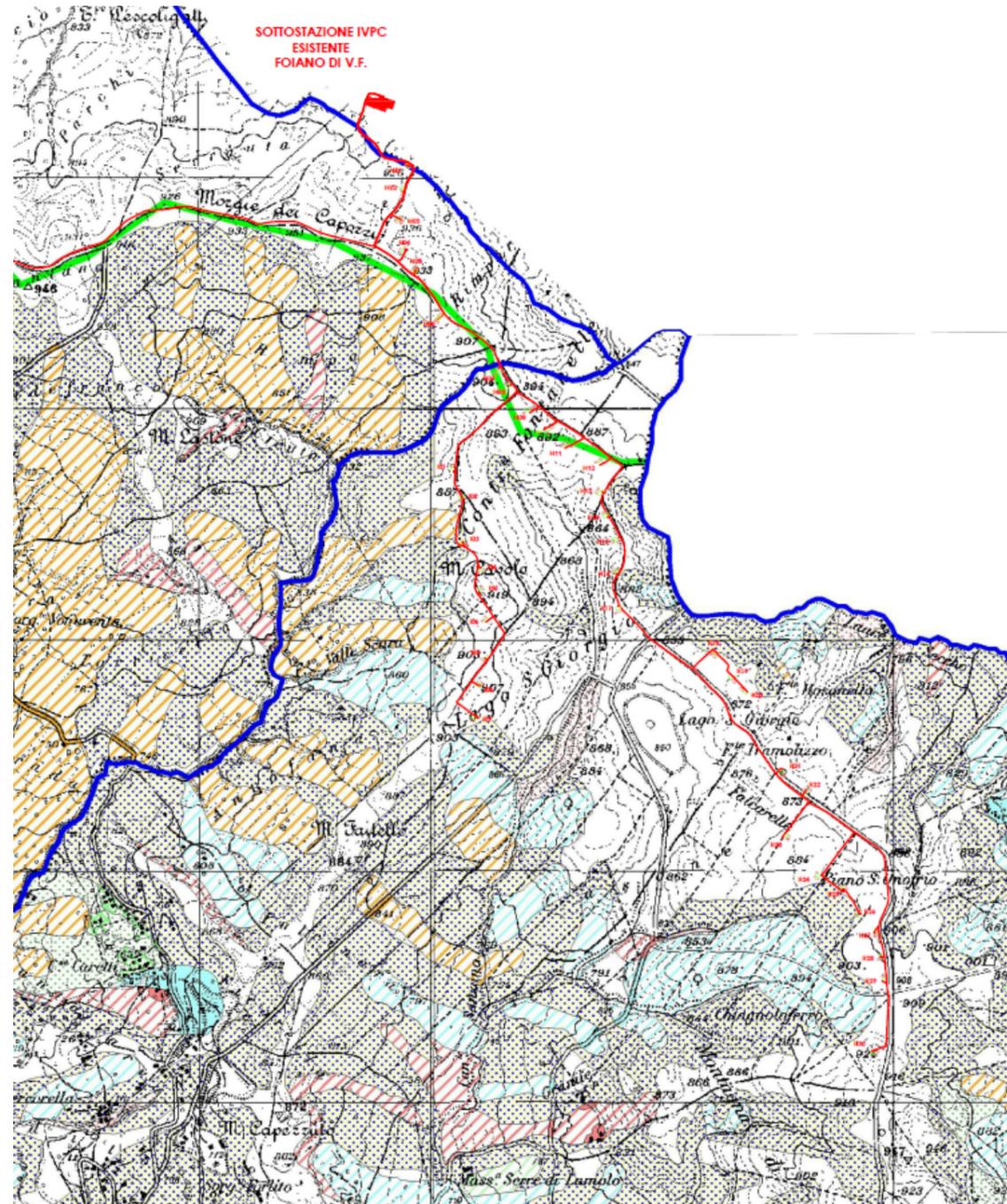
Dall'analisi del Piano Stralcio per l'Assetto Idrogeologico - Rischio di frana (PSAI – Rf) dei territori dell'ex Autorità di Bacino Liri-Garigliano e Volturno, Bacino Liri- Garigliano e Volturno, approvato D.P.C.M. del 12/12/2006 Gazzetta Ufficiale del 28/05/2007 n. 122 e successivamente con DPCM del 07/04/2011 approvato per i comuni di cui all'allegato B. Pubblicato su Gazzetta Ufficiale del 15/11/2011 n.266 si rilevano le seguenti interferenze:

<b>Interferenze opere di DISMISSIONE con aree perimetrale della carta del Rischio Frana del PSAI ex Autorità di Bacino Liri-Garigliano e Volturno, Bacino Liri- Garigliano e Volturno</b>	
<b>Parte d'opera</b>	<b>Tipologia Aree</b>
Tratto di cavidotti interrati tra gli aerogeneratori J08 e J09 su rete stradale esistente.	Attraversa un'area di possibile ampliamento dei fenomeni franosi cartografati all'interno, ovvero di fenomeni di primo distacco
Tratto di cavidotti interrati tra gli aerogeneratori J09 e K01 su rete stradale esistente.	Attraversa un'Area di Media Attenzione A2 ed un'Area di medio – alta attenzione A3
Tratto di cavidotti interrati tra gli aerogeneratori J10 e J11 su rete stradale esistente	Attraversa un'Area di medio – alta attenzione A3 e due Aree denominate come Area di possibile ampliamento dei fenomeni franosi cartografati all'interno, ovvero di fenomeni di primo distacco
Tratto di cavidotti interrati tra gli aerogeneratori J16 e J23 su rete stradale esistente.	Attraversa un'area denominata come Area di possibile ampliamento dei fenomeni franosi cartografati all'interno, ovvero di fenomeni di primo distacco
Tratto di cavidotto tra gli aerogeneratori J27 – J28 su rete stradale esistente.	Attraversa un'Area di Media Attenzione A2 e una denominata come Area di possibile ampliamento dei fenomeni franosi cartografati all'interno, ovvero di fenomeni di primo distacco
Tratto di cavidotti interrati tra gli aerogeneratori J38 ed J42 su rete stradale esistente.	Attraversa Area di possibile ampliamento dei fenomeni franosi

Interferenze opere di DISMISSIONE con aree perimetrale della carta del Rischio Frana del PSAI ex Autorità di Bacino Liri-Garigliano e Volturno, Bacino Liri- Garigliano e Volturno	
Parte d'opera	Tipologia Aree
Gli Aerogeneratori I03, H18 ed H26 e parte delle relative opere connesse.	Ricadono in Area di possibile ampliamento dei fenomeni franosi
Tratto di cavidotti interrati tra gli aerogeneratori I02 ed I03 su rete stradale esistente.	Attraversa Area di possibile ampliamento dei fenomeni franosi ed Area di Medio Alta Attenzione A3
Tratto di cavidotto che collega l'Impianto alla Sottostazione	Lambiscono un'area denominata come Area di possibile ampliamento dei fenomeni franosi cartografati all'interno, ovvero di fenomeni di primo distacco

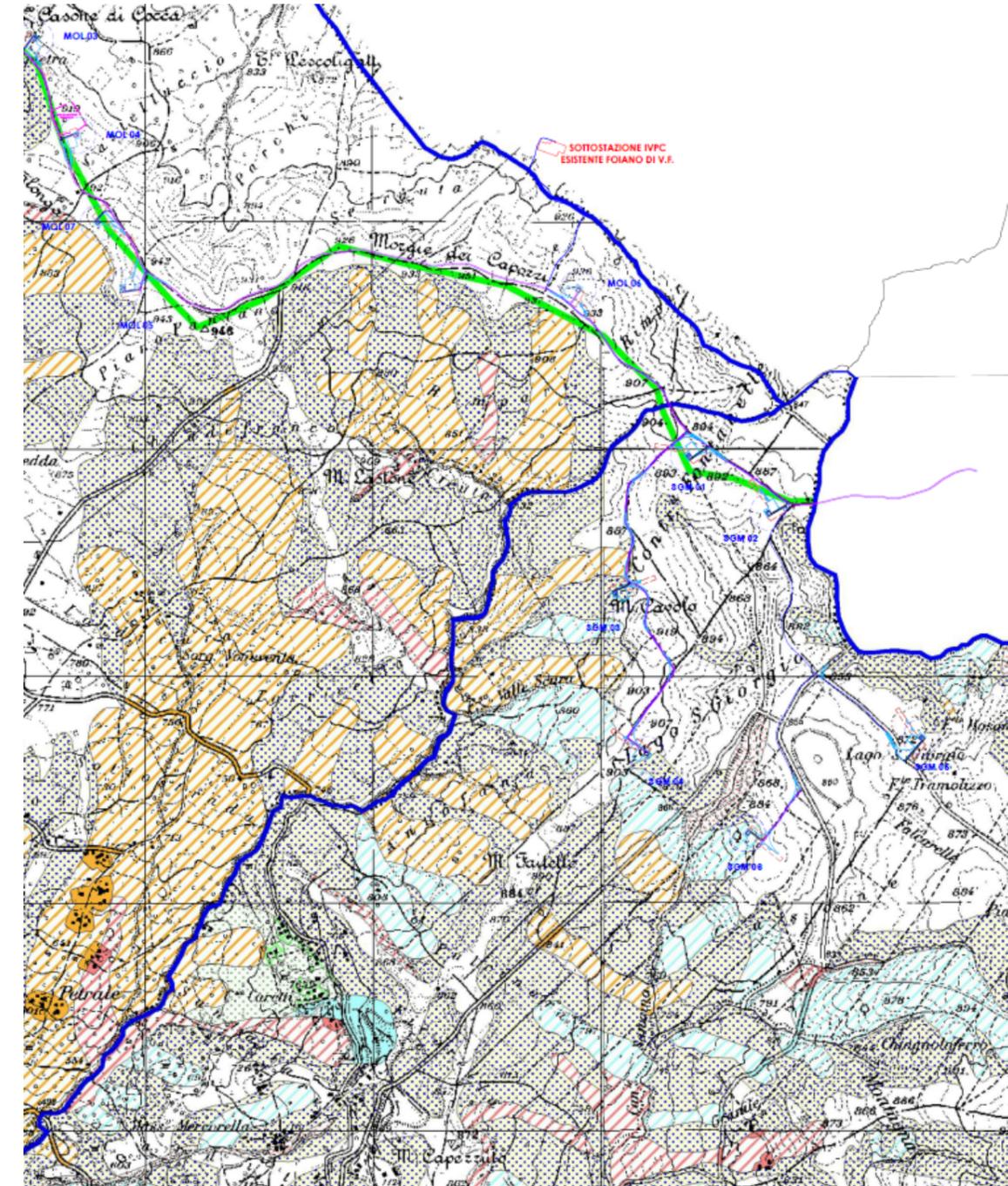
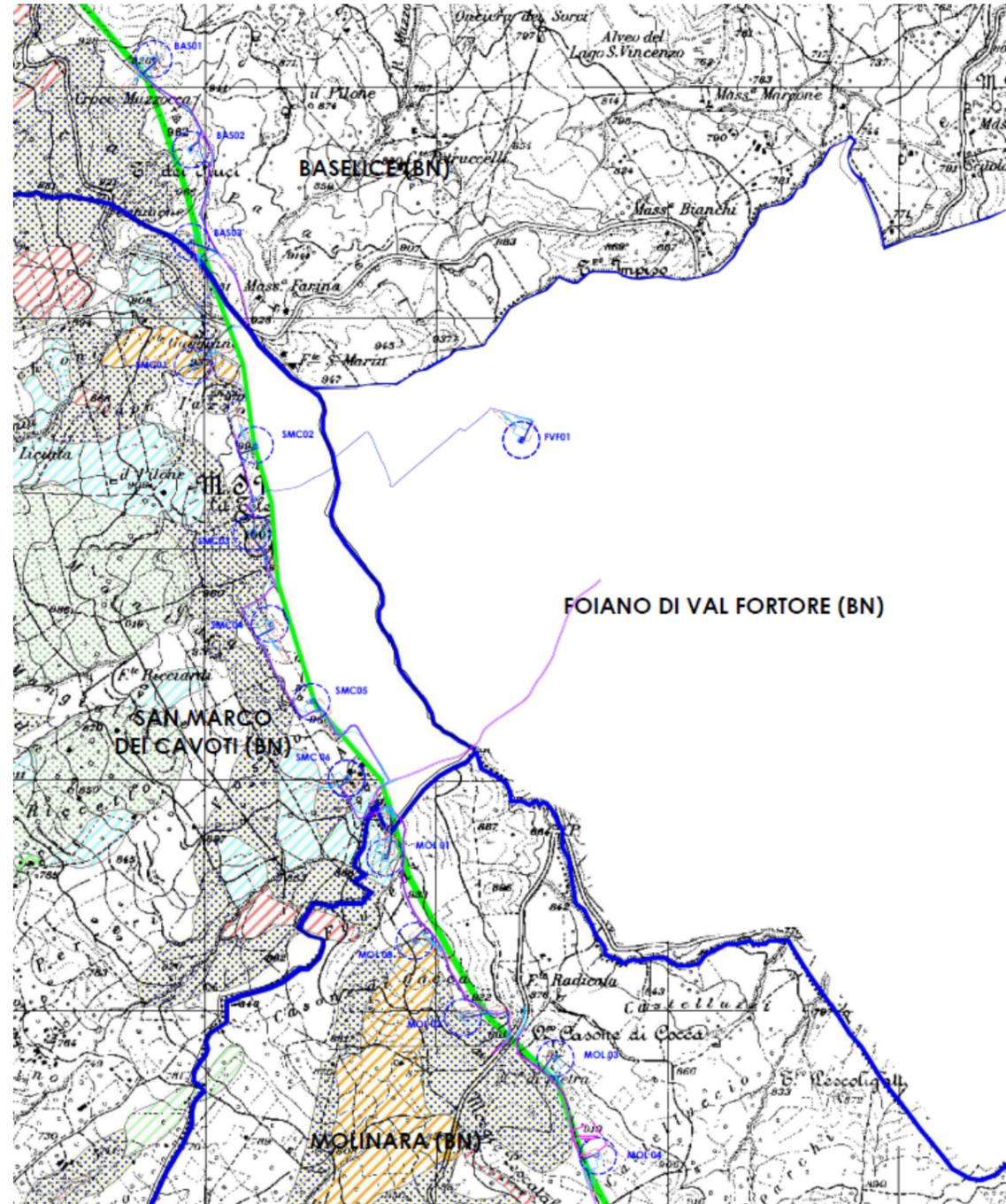


Layout impianto da dismettere carta del Rischio Frana del PSAI ex Autorità di Bacino Liri-Garigliano e Volturno, Bacino Liri- Garigliano e Volturno



Layout impianto da dismettere carta del Rischio Frana del PSAI ex Autorità di Bacino Liri-Garigliano e Volturno, Bacino Liri- Garigliano e Volturno

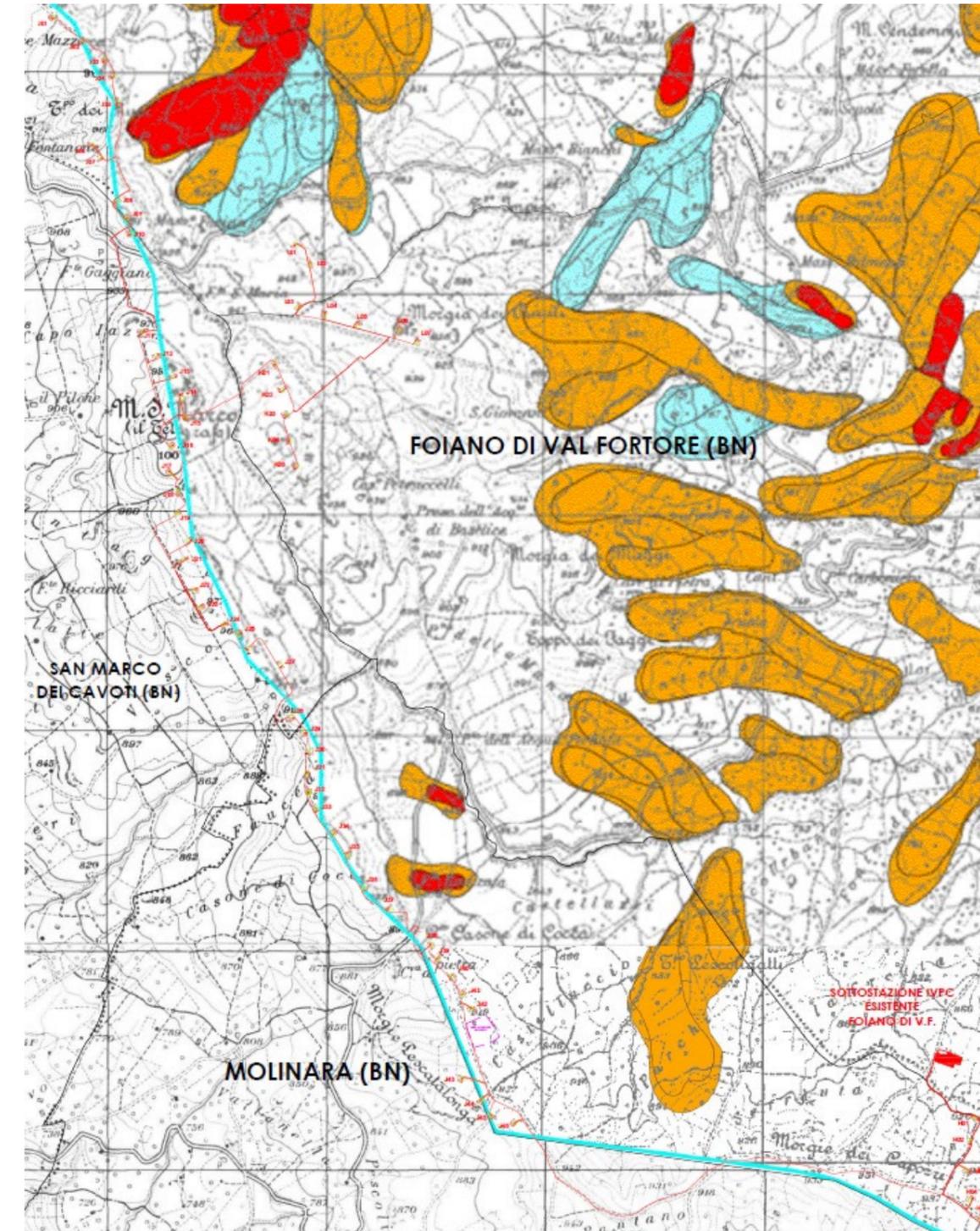
Interferenze opere di PROGETTO con aree perimetrale della carta del Rischio Frana del PSAI ex Autorità di Bacino Liri-Garigliano e Volturno, Bacino Liri- Garigliano e Volturno	
Parte d'opera Impianto da dismettere	Tipologia Aree
Aerogeneratore BAS03 e le relative opere connesse.	Ricade parzialmente in un'Area di possibile ampliamento dei fenomeni franosi cartografati all'interno, ovvero di fenomeni di primo distacco
Aerogeneratore SMC01 e le relative opere connesse.	Ricade in un'Area di medio – alta attenzione A3
Aerogeneratore SMC03 e le relative opere connesse.	Ricadono in un'Area di possibile ampliamento dei fenomeni franosi cartografati all'interno, ovvero di fenomeni di primo distacco
Parte del cavidotto interrato lungo <u>rete stradale esistente da adeguare</u> nei tratti di collegamento tra la SMC01 e SMC02, tra SMC03 e SMC05	Attraversano un' Area di possibile ampliamento dei fenomeni franosi , cartografati all'interno, ovvero di fenomeni di primo distacco
Aerogeneratore SMC06 e le relative opere connesse.	Ricadono in un'Area di possibile ampliamento dei fenomeni franosi cartografati all'interno, ovvero di fenomeni di primo distacco
Aerogeneratore MOL01 e le relative opere connesse.	Ricadono in Area di Media Attenzione A2
Aerogeneratore MOL02 e parte delle relative opere connesse.	Ricadono in un' Area di possibile ampliamento dei fenomeni franosi , cartografati all'interno, ovvero di fenomeni di primo distacco
Parte del cavidotto interrato lungo <u>rete stradale esistente da adeguare</u> nel tratto di collegamento tra la MOL02 e MOL04	Lambiscono un' Area di possibile ampliamento dei fenomeni franosi , cartografati all'interno, ovvero di fenomeni di primo distacco
Aerogeneratore MOL08 e parte delle relative opere connesse	Ricade in un'Area di medio – alta attenzione A3
Aerogeneratore SGM03 e le relative opere connesse	Ricade in Area di possibile ampliamento dei fenomeni franosi
Aerogeneratore SGM04 e parte delle relative opere connesse	Lambisce un' Area di possibile ampliamento dei fenomeni franosi
Aerogeneratore SGM06 e parte delle relative opere connesse	Ricadono in Area di Media Attenzione A2
Un tratto dei cavidotti interrati lungo <u>rete stradale esistente da adeguare</u> , in prossimità dell'aerogeneratore SGM03 esistente.	Attraversano Area di possibile ampliamento dei fenomeni franosi ed Area di Medio Alta Attenzione A3
Tratto di cavidotto che collega l'Impianto alla Sottostazione	Lambiscono un'area denominata come Area di possibile ampliamento dei fenomeni franosi cartografati all'interno, ovvero di fenomeni di primo distacco



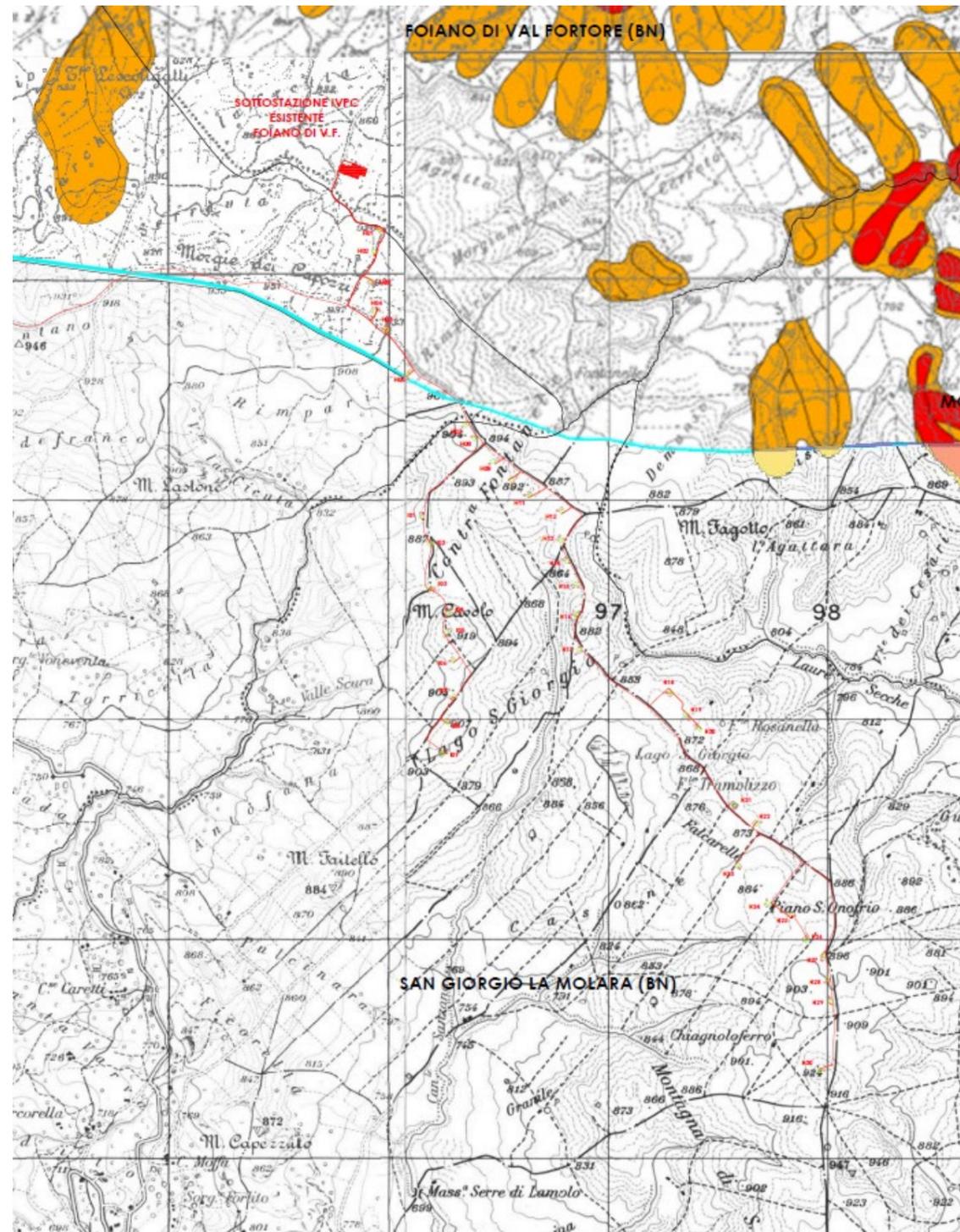
Layout impianto di progetto carta del Rischio Frana del PSAI ex Autorità di Bacino Liri-Garigliano e Volturno, Bacino Liri- Garigliano e Volturno

Layout impianto di progetto carta del Rischio Frana del PSAI ex Autorità di Bacino Liri-Garigliano e Volturno, Bacino Liri- Garigliano e Volturno

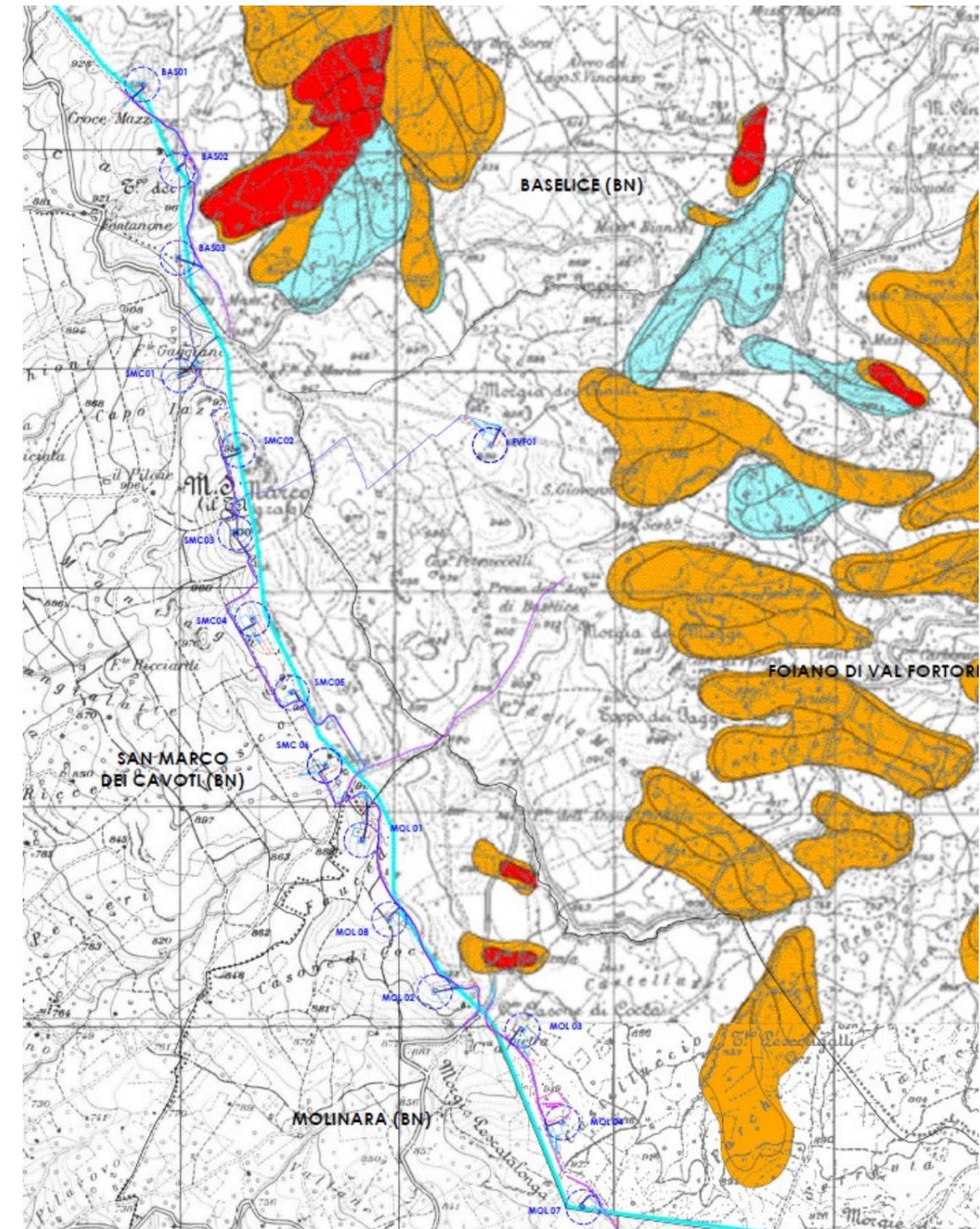
Dall'analisi del Piano Stralcio per l'Assetto Idrogeologico del Bacino Interregionale del Fiume Fortore – Carta della Pericolosità da Frana e Valanga dei territori dell'Autorità di Bacino dei Fiumi Trigno, Biferno e Minori, Saccione e Fortore non si rilevano interferenze con gli ambiti individuati dal Piano né per le opere dell'Impianto da dismettere, né per quelle dell'Impianto di Progetto, così come evidenziato dagli stralci cartografici riportati.



Layout impianto da dismettere su Carta della Pericolosità da Frana e Valanga del PAI Autorità di Bacino dei Fiumi Trigno, Biferno e Minori, Saccione e Fortore

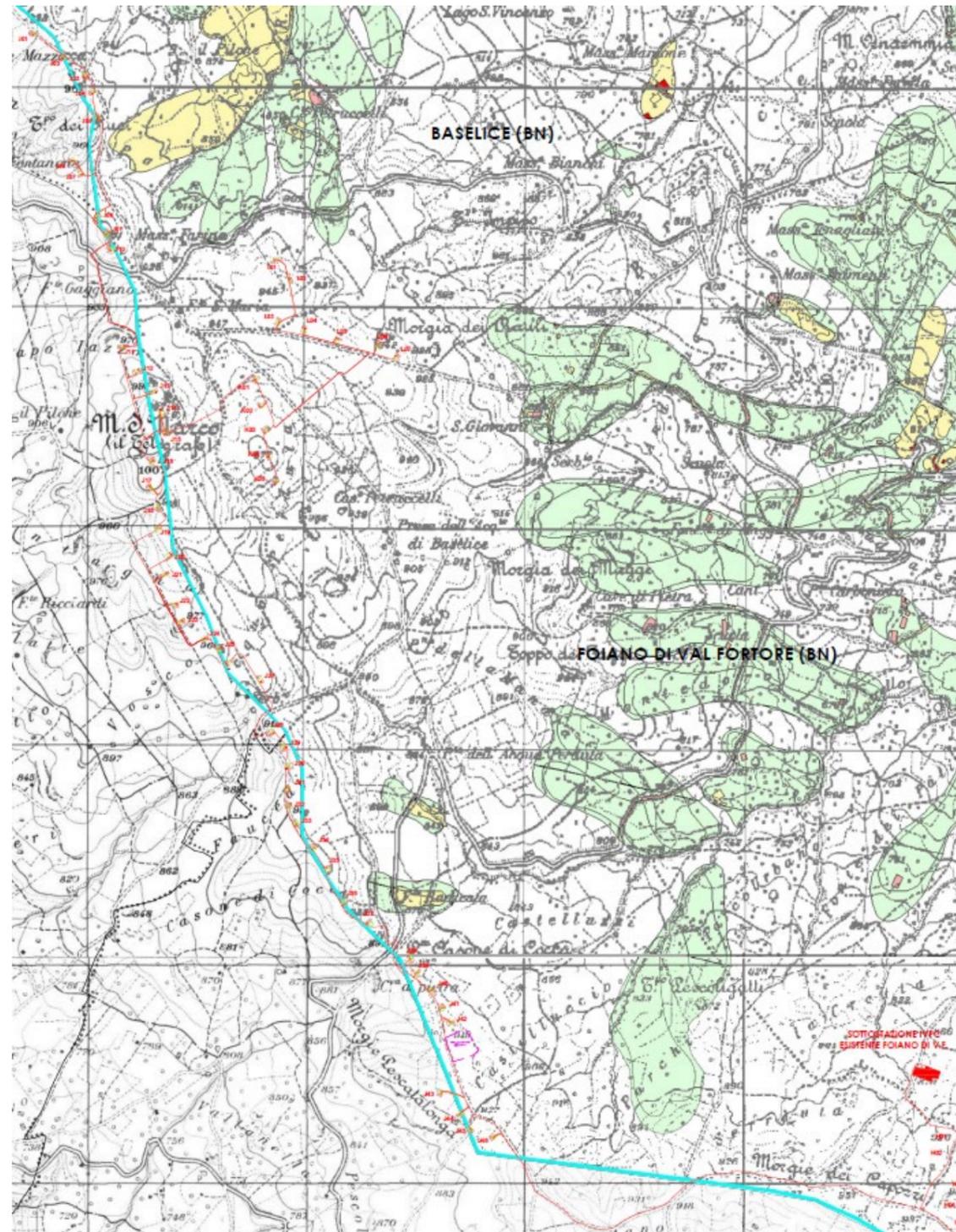


Layout impianto da dismettere su Carta della Pericolosità da Frana e Valanga del PAI Autorità di Bacino dei Fiumi Trigno, Biferno e Minori, Saccione e Fortore

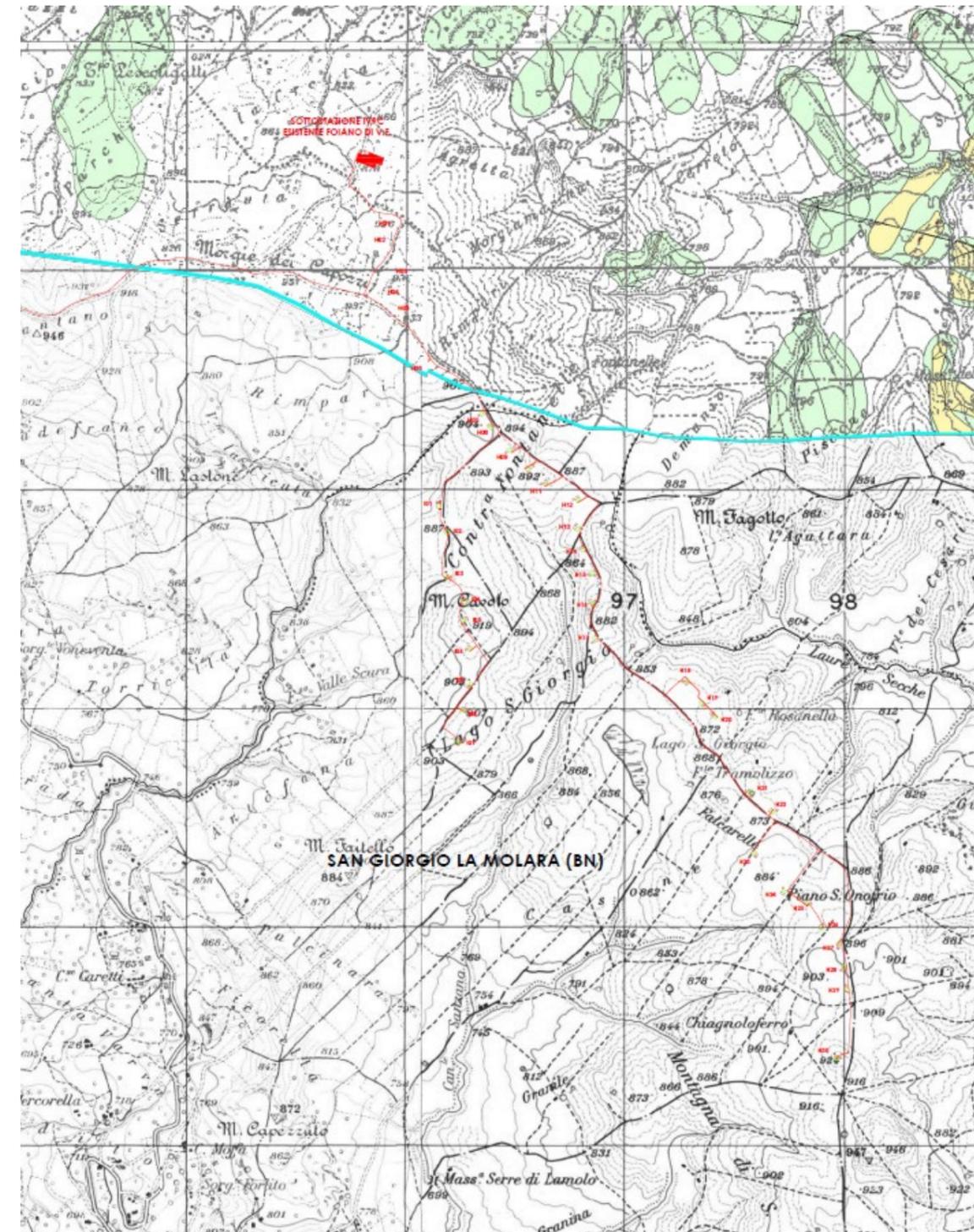


Layout impianto di progetto su Carta della Pericolosità da Frana e Valanga del PAI Autorità di Bacino dei Fiumi Trigno, Biferno e Minori, Saccione e Fortore

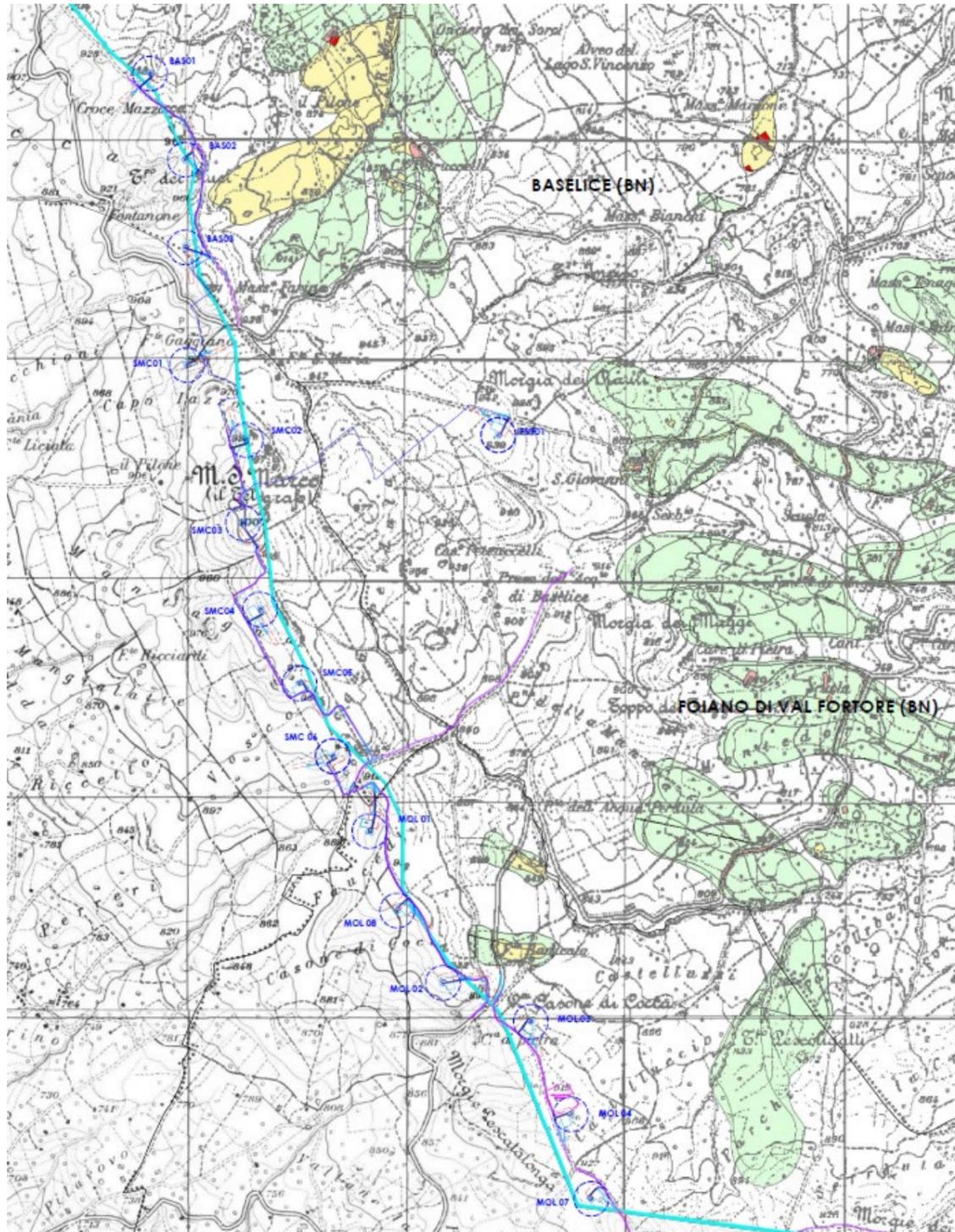




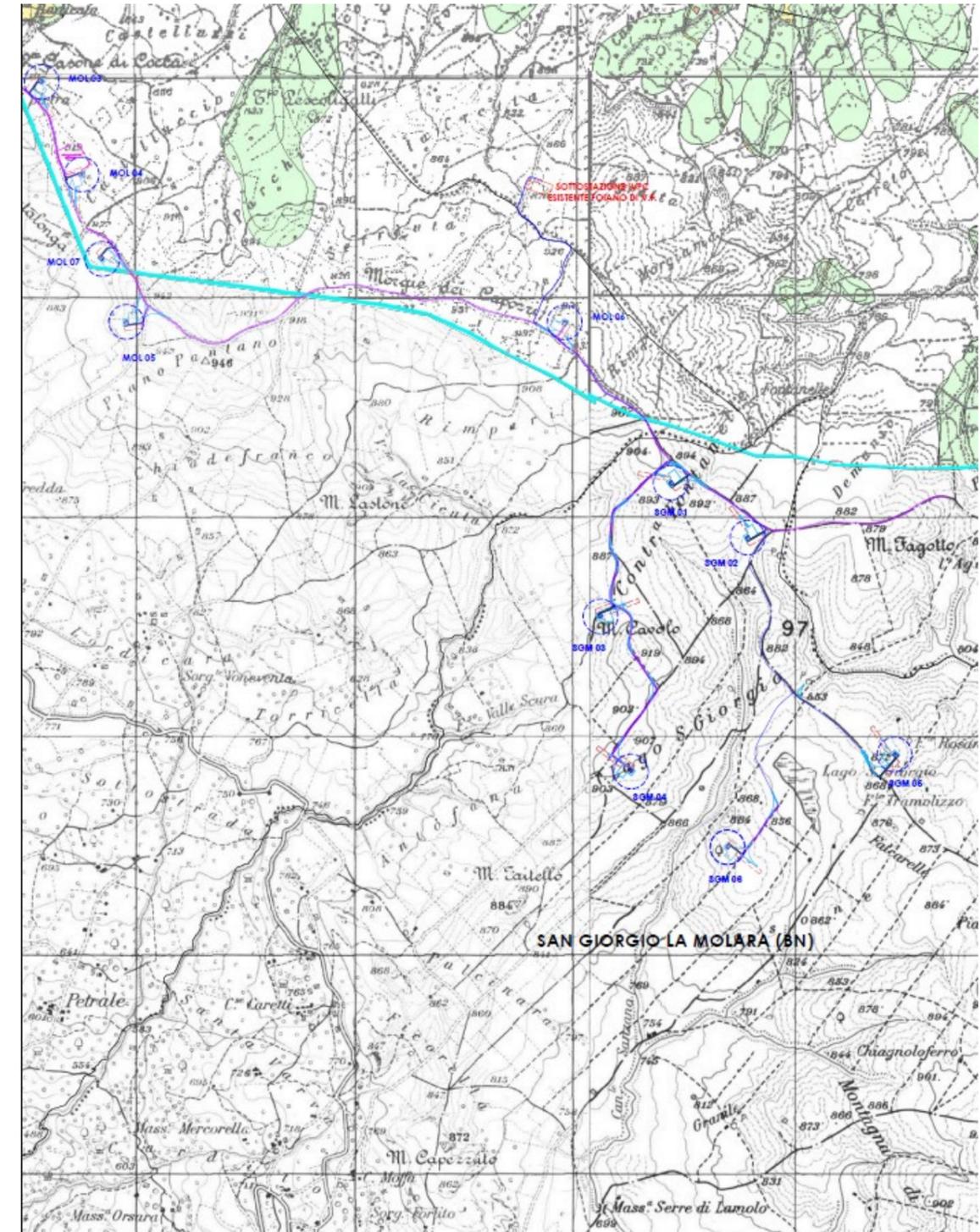
Layout impianto da dismettere su Carta del Rischio da Frana e Valanga del PAI Autorità di Bacino dei Fiumi Trigno, Biferno e Minori, Saccione e Fortore



Layout impianto da dismettere su Carta del Rischio da Frana e Valanga del PAI Autorità di Bacino dei Fiumi Trigno, Biferno e Minori, Saccione e Fortore



Layout impianto di progetto su Carta del Rischio da Frana e Valanga del PAI Autorità di Bacino dei Fiumi Trigno, Biferno e Minori, Saccione e Fortore



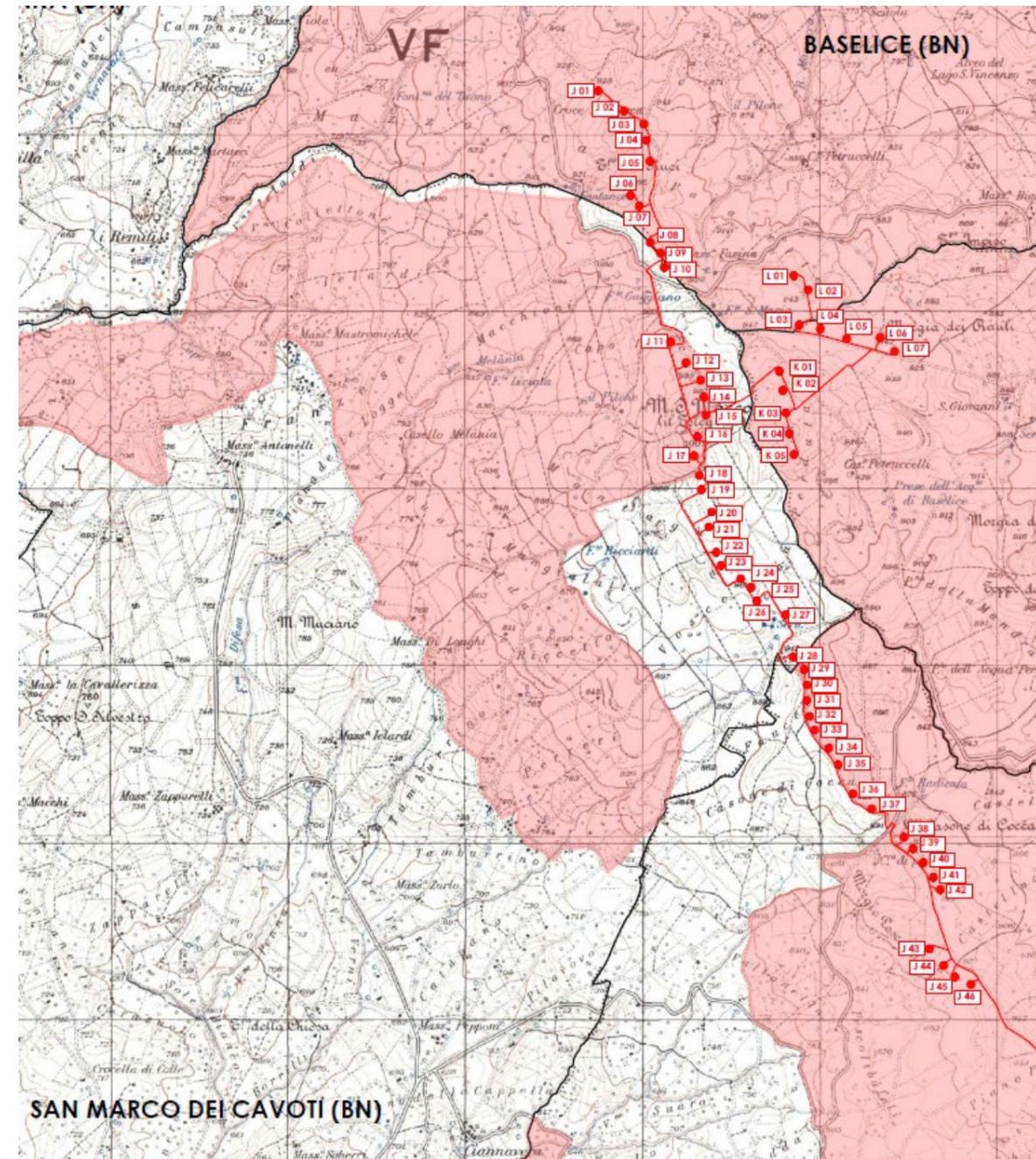
Layout impianto di progetto su Carta del Rischio da Frana e Valanga del PAI Autorità di Bacino dei Fiumi Trigno, Biferno e Minori, Saccione e Fortore

### 8.7 Vincolo Idrogeologico

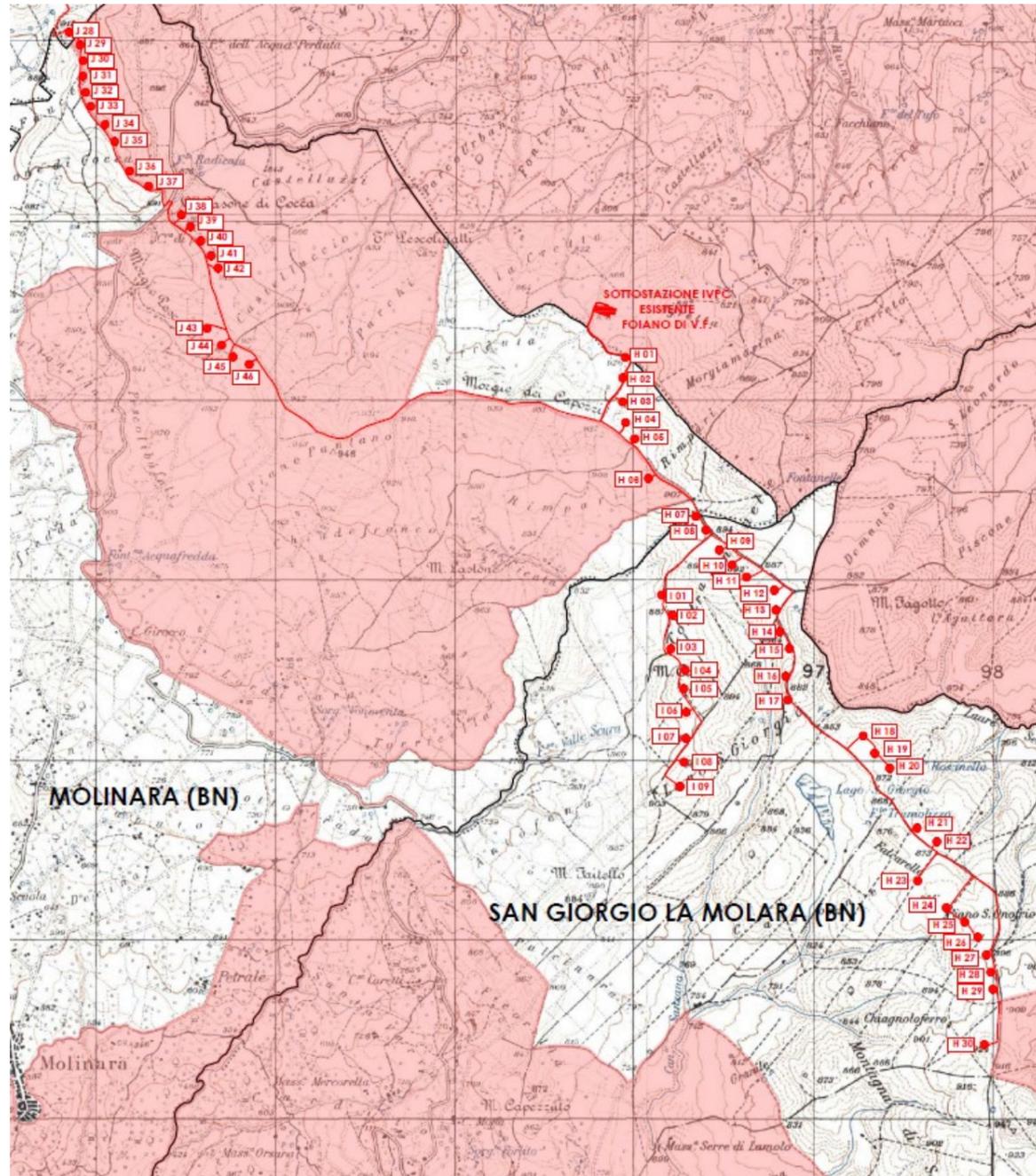
Il riferimento normativo principale è rappresentato dal R.D.L. 30 dicembre 1923 n. 3267, che istituisce il Vincolo Idrogeologico che ha come scopo principale quello di preservare l'ambiente fisico e quindi di impedire forme di utilizzazione che possano determinare denudazione, innesco di fenomeni erosivi, perdita di stabilità, turbamento del regime delle acque ecc., con possibilità di danno pubblico. Partendo da questo presupposto detto Vincolo, in generale, non preclude la possibilità di intervenire sul territorio. 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.L. 3267/23.

Per quanto riguarda l'impianto da dismettere, tutti gli aerogeneratori e le opere connesse che ricadono nella porzione di territorio comunale di Baselice e Foiano di Val Fortore rientrano in aree soggette a vincolo idrogeologico di cui al R.D.L. 30 dicembre 1923 n. 3267, così come la maggior parte degli aerogeneratori e delle opere connesse ricadenti nel territorio comunale di Molinara e una porzione dell'Impianto ricadente nel comune di San Marco dei Cavoti. Diversamente gli aerogeneratori che ubicati all'interno del territorio comunale di San Giorgio La Molara e le opere ad essi connesse, non ricadono su aree non soggette a vincolo idrogeologico di cui al R.D.L. 30 dicembre 1923 n. 3267.

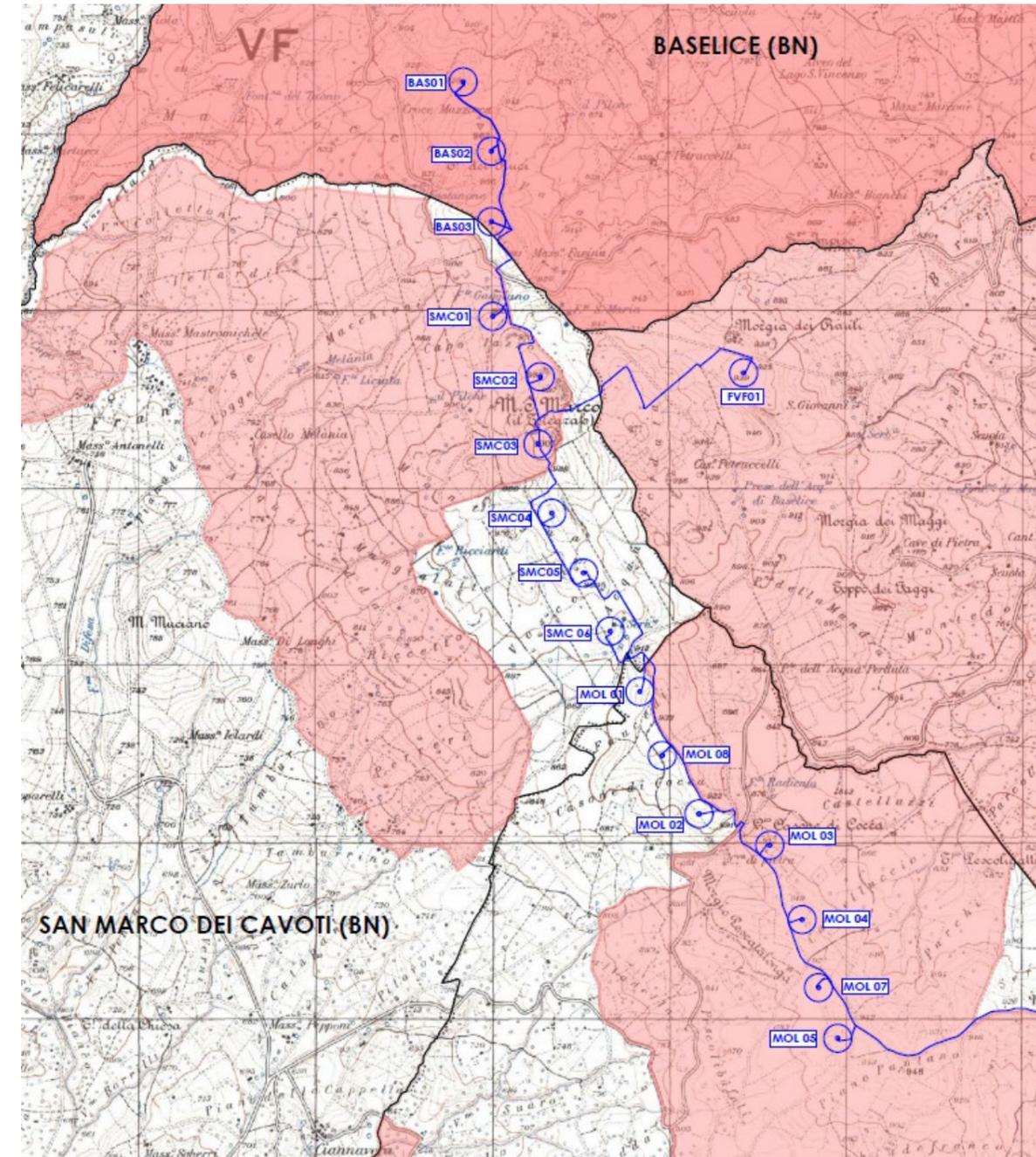
Per quanto riguarda l'impianto di progetto, esso ricade in parte all'interno di aree soggette a vincolo idrogeologico, in particolare gli aerogeneratori che saranno installati nei territori comunali di Baselice e Foiano di Val Fortore e gli aerogeneratori SMC01, SMC02, SMC03, MOL03, MOL04, MOL05 e MOL07 rientrano in aree vincolate ai sensi del R.D.L. 30 dicembre 1923 n. 3267, così come una gran parte del tracciato dei cavidotti interrati di collegamento tra gli aerogeneratori e tra essi e la sottostazione, fatta eccezione del tratto di cavidotti che si sviluppa nel territorio comunale di San Giorgio La Molara. Si precisa che il tracciato dei cavidotti di progetto si sviluppa lungo tratti di viabilità esistente e segue in gran parte il tracciato dei cavidotti in dismissione.



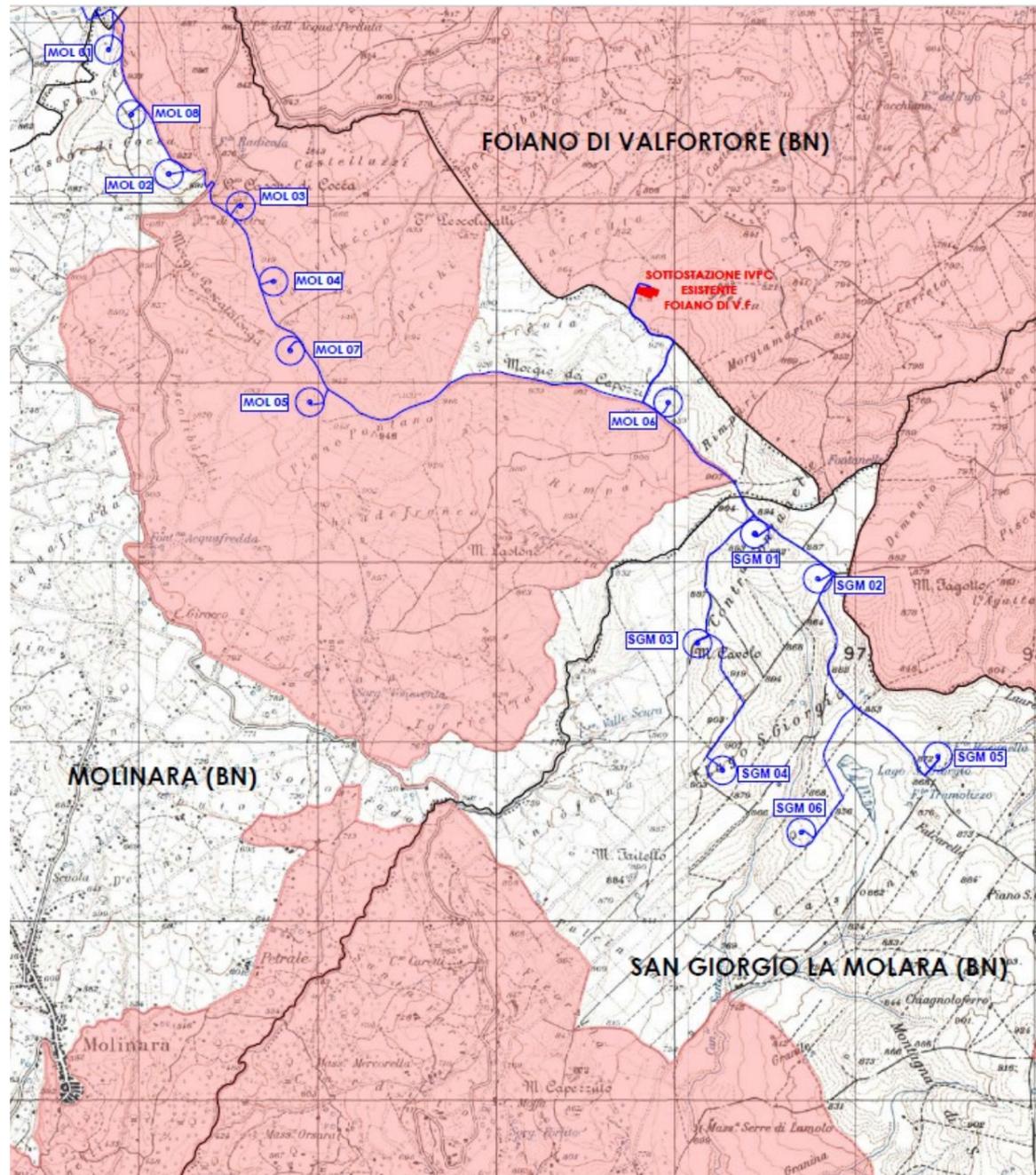
*Layout impianto esistente da dismettere su carta del vincolo idrogeologico – stralcio relativo ai territori comunali di Baselice, Foiano di Val Fortore, San Marco dei Cavoti e Molinara*



Layout impianto esistente da dismettere su carta del vincolo idrogeologico – stralcio relativo ai territori comunali di Molinara e San Giorgio La Molara



Layout impianto esistente di progetto su carta del vincolo idrogeologico – stralcio relativo ai territori comunali di Baselice, Foiano di Val Fortore, San Marco dei Cavoti e Molinara



Layout impianto esistente di progetto su carta del vincolo idrogeologico – stralcio relativo ai territori comunali di Molinara e San Giorgio La Molara

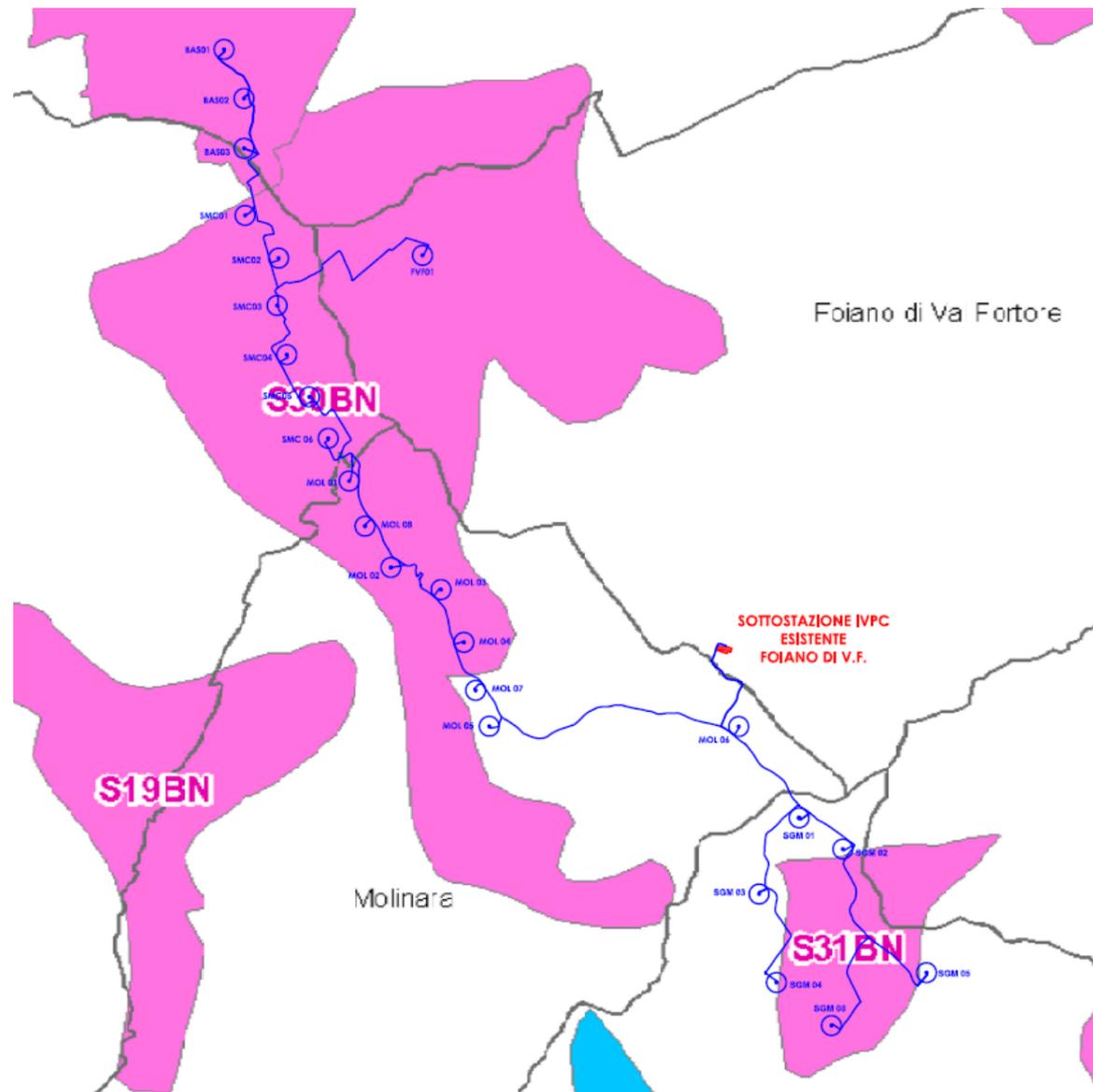
### 8.9 Piano Regionale Attività Estrattive P.R.A.E.

Il Piano Regionale delle Attività Estrattive (P.R.A.E.) della Regione Campania è stato approvato con Ordinanza n. 11 del 07 giugno 2006 del Commissario ad Acta (pubblicato sul Bollettino Ufficiale della Regione n. 27 del 19 giugno 2006). Il P.R.A.E. è l'atto di programmazione settoriale, con il quale si stabiliscono gli indirizzi, gli obiettivi per l'attività di ricerca e di coltivazione dei materiali di cava nel rispetto dei vincoli ambientali, paesaggistici, archeologici, infrastrutturali, idrogeologici ecc. nell'ambito della programmazione socio-economica. Il Piano persegue il fine del corretto utilizzo delle risorse naturali compatibile con la salvaguardia dell'ambiente, del territorio nelle sue componenti fisiche, biologiche, paesaggistiche, monumentali.

Rispetto alle perimetrazioni individuate dal P.R.A.E. si rileva che la maggior parte degli aerogeneratori di progetto ed parte del tracciato dei cavidotti interrati, ricadono in un'area perimetrata dal piano e classificata come Area di Riserva S30 BN, e Area di Riserva S31BN. (cfr. TAV.SIA 08)

Le aree di riserva sono le porzioni del territorio che costituiscono le riserve estrattive della regione Campania e sono porzioni del territorio, che per caratteristiche geomorfologiche e per la presenza di litotipi d'interesse economico, sono destinate all'attività estrattiva. Possono essere riclassificate in aree suscettibili di nuove estrazioni. La coltivazione nelle aree di riserva delimitate in comparti è avviata, fatti salvi i casi tassativamente indicati dal P.R.A.E, quando le cave in attività non sono in grado di soddisfare il fabbisogno provinciale e non vi è la possibilità di avviare ulteriori attività estrattive nelle aree suscettibili di nuove estrazioni, secondo i criteri cronologici e prioritari di coltivazione delle singole aree di riserva e dei singoli comparti, previa approvazione del progetto unitario di gestione produttiva del comparto. Secondo quanto contenuto nella Relazione Integrativa del Commissario ad Acta (tra i documenti in allegato A) il comma 3 dell'art. 5 delle Norme di Attuazione, prevede che le previsioni e le destinazioni del P.R.A.E. per le aree di riserva, non sono efficaci ai sensi e per gli effetti dell'art. 2 comma 9 e 10 della L.R. n.54/1985 e s.m.i. fino a quando la Regione non determinerà le superfici nette delle aree di riserva e non provvederà a redigere una nuova cartografia, analogamente a quanto sopra riportato è previsto per le aree suscettibili di nuove estrazioni. I Comuni dovranno adeguare la strumentazione urbanistica vigente alle previsioni del piano regionale estrattivo, solo dopo che la Regione avrà provveduto ad individuare le superfici nette delle aree di riserve e delle aree suscettibili di nuove estrazioni, nell'ambito della formazione dei relativi comparti.

Da sopralluoghi in sito non risulta che ad oggi siano in corso attività di coltivazione nelle suddette aree.



Layout dell'impianto di progetto su PRAE