

AUTORIZZAZIONE UNICA Ex D. LGS. N. 387/2003



PROGETTO DEFINITIVO PARCO EOLICO LARINO

Titolo elaborato:

RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA DEL PROGETTO

LT	GD	WPD	EMISSIONE	04/07/22	0	0
REDATTO	CONTR.	APPROV.	DESCRIZIONE REVISIONE DOCUMENTO	DATA	REV	

PROPONENTE



WPD FRENTANI S.R.L.
CORSO D'ITALIA N. 83
00198 ROMA

CONSULENZA



GE.CO.D'OR S.R.L.
VIA G. GARIBALDI N. 15
74023 GROTTAGLIE (TA)

PROGETTISTA

ING. GAETANO D'ORONZIO
VIA GOITO 14 – COLOBRARO (MT)

Codice LAREG002		Formato A4	Scala /	Foglio 1 di 67
--------------------	--	---------------	------------	-------------------

Sommarario

1. INTRODUZIONE	4
2. DESCRIZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO	5
3. CRITERI DI PROGETTAZIONE	8
3.1. L'approccio WPD – la creazione di valore condiviso	8
3.2. Impianti socialmente inclusivi	11
3.3. Possibili Compensazioni Ambientali	12
3.4. Esempi di “best practices” svolte	14
4. FINALITÀ DEL PROGETTO	14
4.1. Diminuzione delle emissioni in atmosfera di anidride carbonica	15
5. INSERIMENTO SUL TERRITORIO	16
6. CRITERI E SCELTE PROGETTUALI	20
7. CRITERI DI PROGETTAZIONE STRUTTURE E IMPIANTI	22
8. SICUREZZA DELL'IMPIANTO	23
8.1. Effetti di shadow-flickering	24
8.2. Impatto acustico	24
8.3. Impatto elettromagnetico	25
8.4. Rottura accidentale di organi rotanti	25
9. CARATTERISTICHE PRINCIPALI DEL PARCO EOLICO	26
9.1. Caratteristiche tecniche dell'aerogeneratore	27
9.2. Viabilità e piazzole	29
9.3. Descrizione opere elettriche	31
9.3.1. Aerogeneratori	31
9.3.2. Linee a 36 kV di collegamento alla RTN	32
9.3.3. Linee elettriche di collegamento a 36 kV	32
9.3.4. Sistema di terra	34
10. DESCRIZIONE GENERALE COSTRUZIONE, ESERCIZIO E DISMISSIONE IMPIANTO	35
10.1. Costruzione	35
10.1.1. Opere civili	35
10.1.2. Opere Elettriche e di telecomunicazione	36
10.1.3. Installazione aerogeneratori	36
10.2. Esercizio e manutenzione	36
10.3. Dismissione dell'impianto	37

11.	INQUADRAMENTO DELL'AREA DI PROGETTO	37
11.1.	Caratteristiche di ventosità dell'area d'impianto	37
11.2.	Caratteristiche Geologiche dell'area d'intervento	39
11.2.1.	Classificazione sismica	41
11.3.	Caratteristiche Idrologiche dell'area d'intervento	43
11.4.	Infrastrutture viarie presenti	45
11.5.	Opere presenti interferenti	45
12.	VINCOLISTICA DI NATURA AMBIENTALE E PAESAGGISTICA	46
13.	INQUADRAMENTO NORMATIVO ED AUTORIZZATIVO	55
13.1.	Normativa di riferimento	55
13.2.	Procedimento autorizzativo	60
14.	REPORT FOTOGRAFICO STATO DEI LUOGHI	61

1. INTRODUZIONE

Il Gruppo Wpd nasce in Germania, a Brema, nel 1996 e da oltre 20 anni opera nel settore delle energie rinnovabili, in particolare da fonte eolica. Ad oggi il Gruppo Wpd ha installato oltre 2.200 torri eoliche con una capacità totale di circa 4,4 GW. Inoltre, Wpd è direttamente responsabile del funzionamento e della gestione di 355 parchi eolici, equivalenti a 4 GW di potenza installata.

Il Gruppo Wpd, in continuo sviluppo, è presente con le sue società controllate in 21 paesi (Europa, Asia, America del nord) ed in Italia opera con la sua controllata Wpd Italia s.r.l. dal 2006.

Nell'anno 2006 Wpd fa il suo ingresso di fatto nel mercato italiano delle energie rinnovabili iniziando la progettazione di 3 impianti solari fotovoltaici, 2 in Calabria nel Comune di Lamezia Terme (CZ) ed 1 nel Lazio nel Comune di Minturno (LT) ognuno della potenza di 1 MW che sono stati tra i primi impianti autorizzati di grande taglia ad aver goduto della tariffa incentivante del Primo Conto Energia. Gli impianti sono in esercizio dal 2008. Ag oggi Wpd Italia ha autorizzato 3 parchi eolici per un totale di 72 MW ed ha in sviluppo una pipeline di nuovi impianti eolici per una potenza complessiva di circa 1.500 MW.

Nell'ambito delle suddette attività di sviluppo, Wpd ha conferito incarico alla società **Ge.co.D'Or s.r.l.** di progettare un parco eolico in Molise denominato "**Parco Eolico Larino**", nel territorio dei Comuni di Larino e San Martino in Pensilis (Provincia di Campobasso), costituito da 14 aerogeneratori, di potenza nominale pari a 6 MW, per una potenza totale di immissione pari ad 84 MW, con punto di connessione alla sezione 36 kV della stazione elettrica esistente SE RTN Terna Larino in corrispondenza del futuro ampliamento SE 380/36 kV .

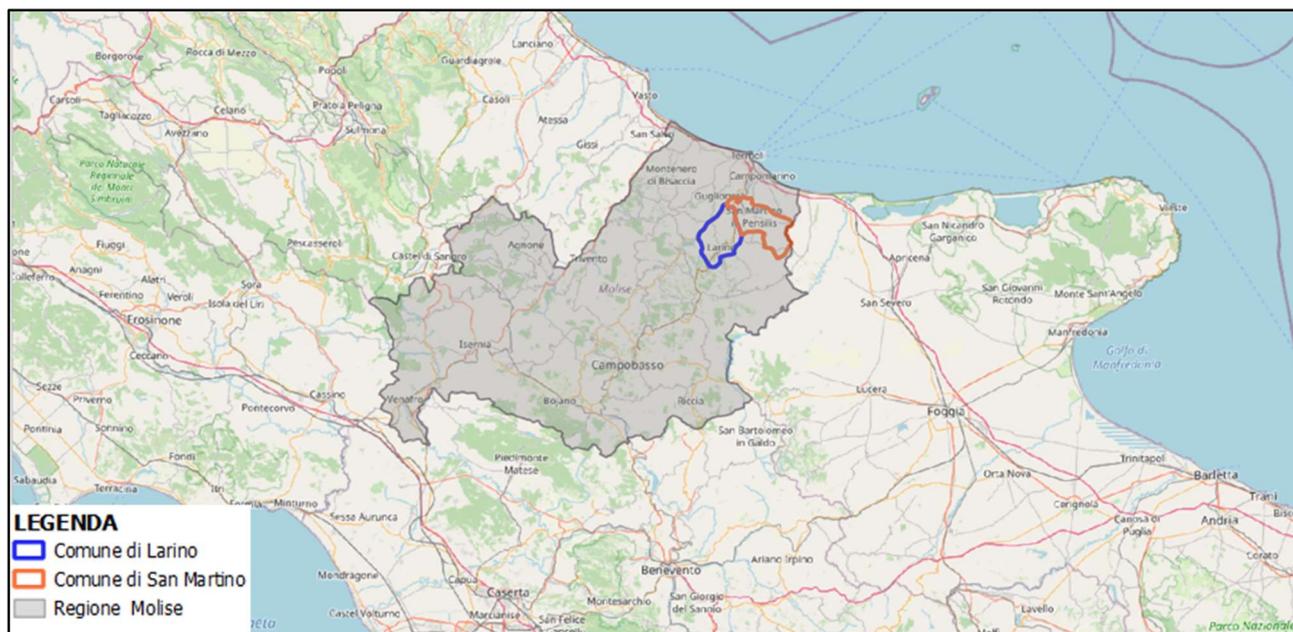


Figura 1.1: Localizzazione Impianto eolico Larino

2. DESCRIZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO

L'impianto eolico presenta una potenza nominale totale pari a 84 MWp ed è costituito da n. 14 aerogeneratori di potenza pari a 6.0 MWp, altezza torre pari a 165 m e rotore pari a 170 m, collegati tra loro mediante un sistema di cavidotti interrati da 36 kV, opportunamente dimensionati, che si collega alla stazione elettrica (SE) della RTN 380/150/36 kV di Larino, previo ampliamento della stessa.

L'impianto si colloca all'interno di un'area di circa 2.500 ettari ed interessa prevalentemente il Comune di Larino, ove ricadono 12 aerogeneratori e le opere di connessione alla RTN, e il Comune di San Martino in Pensilis, ove ricadono 2 aerogeneratori.

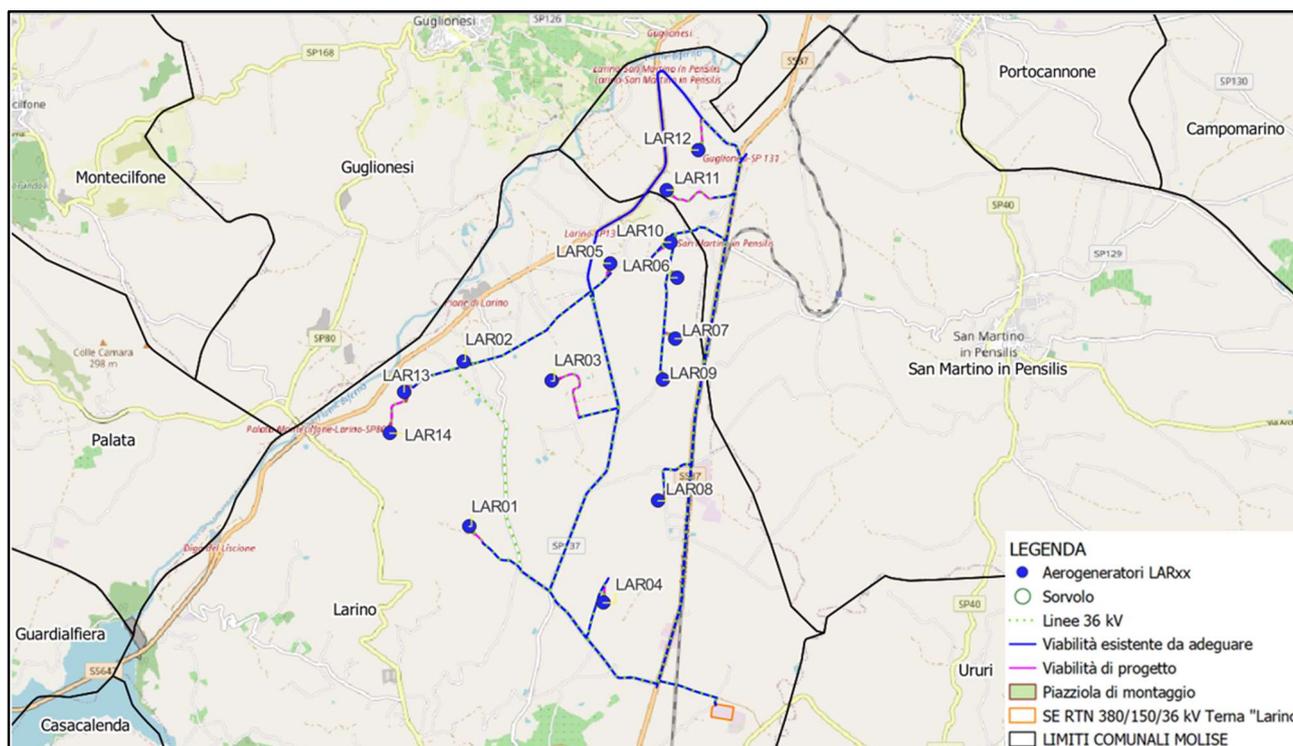


Figura 2.1: Inquadramento territoriale - Limiti amministrativi comuni interessati

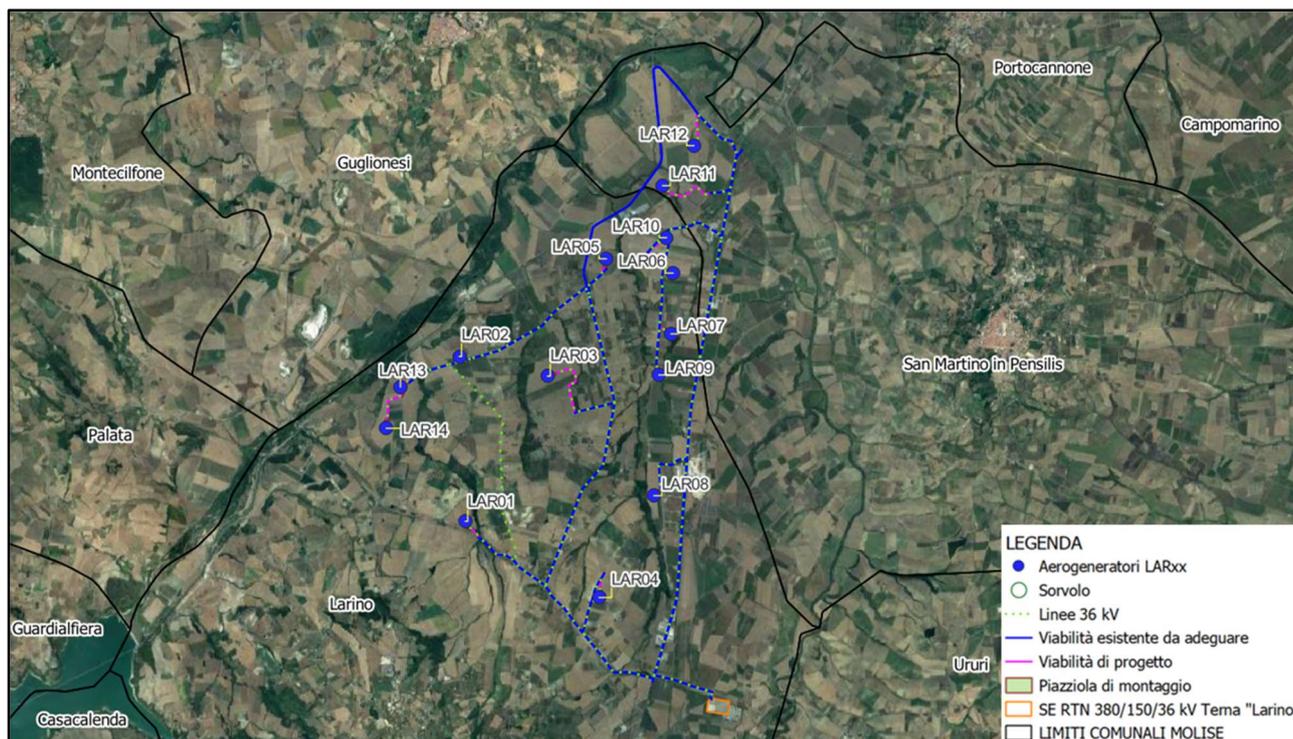


Figura 2.2: Layout d’impianto su immagine satellitare

L’impianto è collegato in antenna a 36 kV con una nuova sezione a 36 kV della stazione elettrica di trasformazione della RTN 380/150/36 kV di Larino, previa realizzazione degli interventi previsti nell’ambito del Piano di Sviluppo Terna, in accordo alla STMG (*Soluzione Tecnica Minima Generale*) CP 202101917 Terna.

“Ai sensi dell’allegato A alla deliberazione Arg/elt 99/08 e s.m.i. dell’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente, l’elettrodotto in antenna a 36 kV per il collegamento della Vs. centrale alla citata stazione di Larino costituisce impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo arrivo produttore a 36 kV nella medesima stazione costituisce impianto di rete per la connessione.

Le turbine eoliche verranno collegate attraverso un sistema di linee elettriche interrato a 36 kV allocate prevalentemente in corrispondenza del sistema di viabilità interna che servirà per la costruzione e la gestione futura dell’impianto. Tale sistema di viabilità verrà realizzato prevalentemente adeguando il sistema viario esistente e realizzando nuovi tratti di raccordo per consentire il transito dei mezzi eccezionali.

Il collegamento tra il parco eolico e la sezione a 36 kV della stazione elettrica di trasformazione della RTN Terna 380/150/36 kV nel Comune di Larino (CB) avverrà attraverso le suddette linee elettriche a 36 kV.

La **Figura 2.3** mostra il collegamento dalle linee interrrate a 36 kV alla nuova sezione 36 kV della stazione elettrica SE RTN 380/150/36 kV nel Comune di Larino (CB).



Figura 2.3: Arrivo delle linee elettriche a 36 kV in corrispondenza della nuova sezione a 36 kV della SE RTN 380/150/36 kV su ortofoto

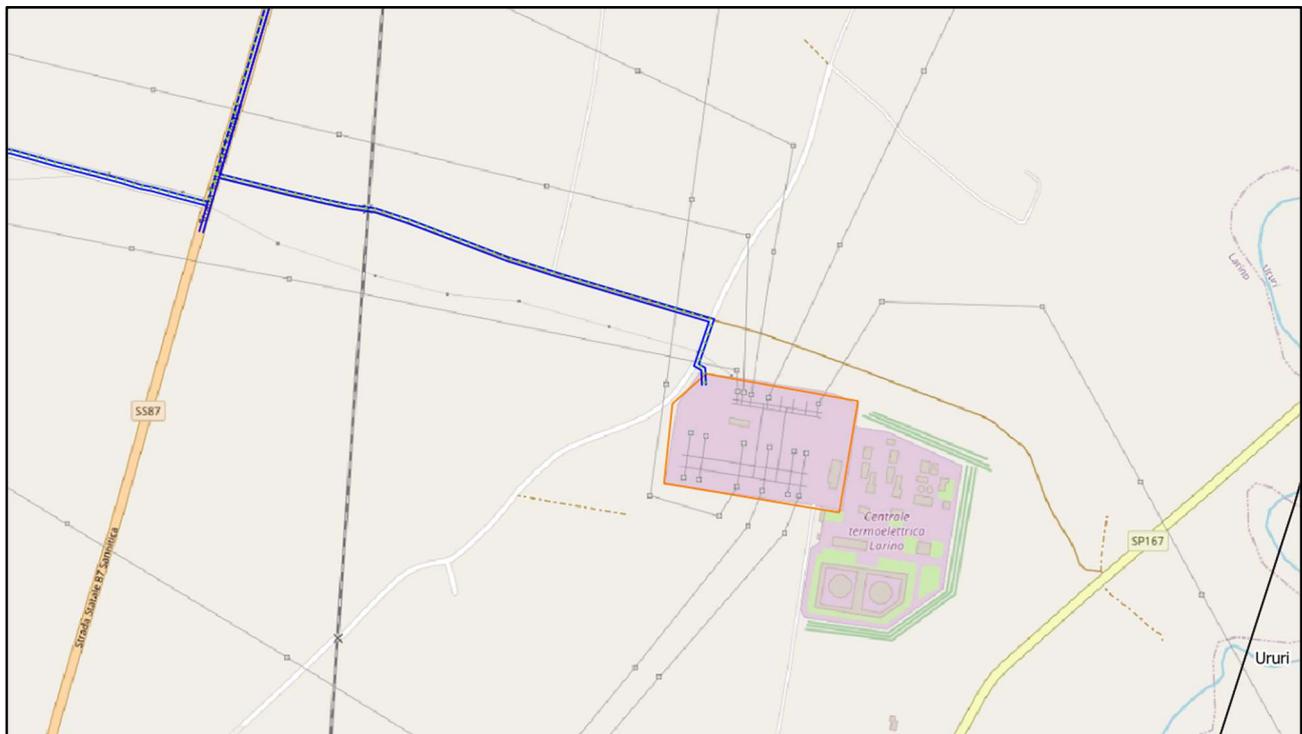


Figura 2.4: Arrivo delle linee elettriche a 36 kV in corrispondenza della nuova sezione a 36 kV della SE RTN Tema Larino

L'area di progetto è servita dalla SS 87, SS 647 e da un sistema di viabilità esistente e capillare che non richiede la realizzazione di molti nuovi tratti di viabilità in quanto verranno utilizzate prevalentemente

le strade provinciali e strade interpoderali e/o comunali, opportunamente adeguate e migliorate per il transito dei mezzi eccezionali da utilizzare al fine consegnare in sito i componenti degli aerogeneratori, da cui si dirameranno i nuovi tratti di viabilità per giungere alle posizioni degli aerogeneratori e che verranno utilizzati per la costruzione e la manutenzione dell'impianto eolico.

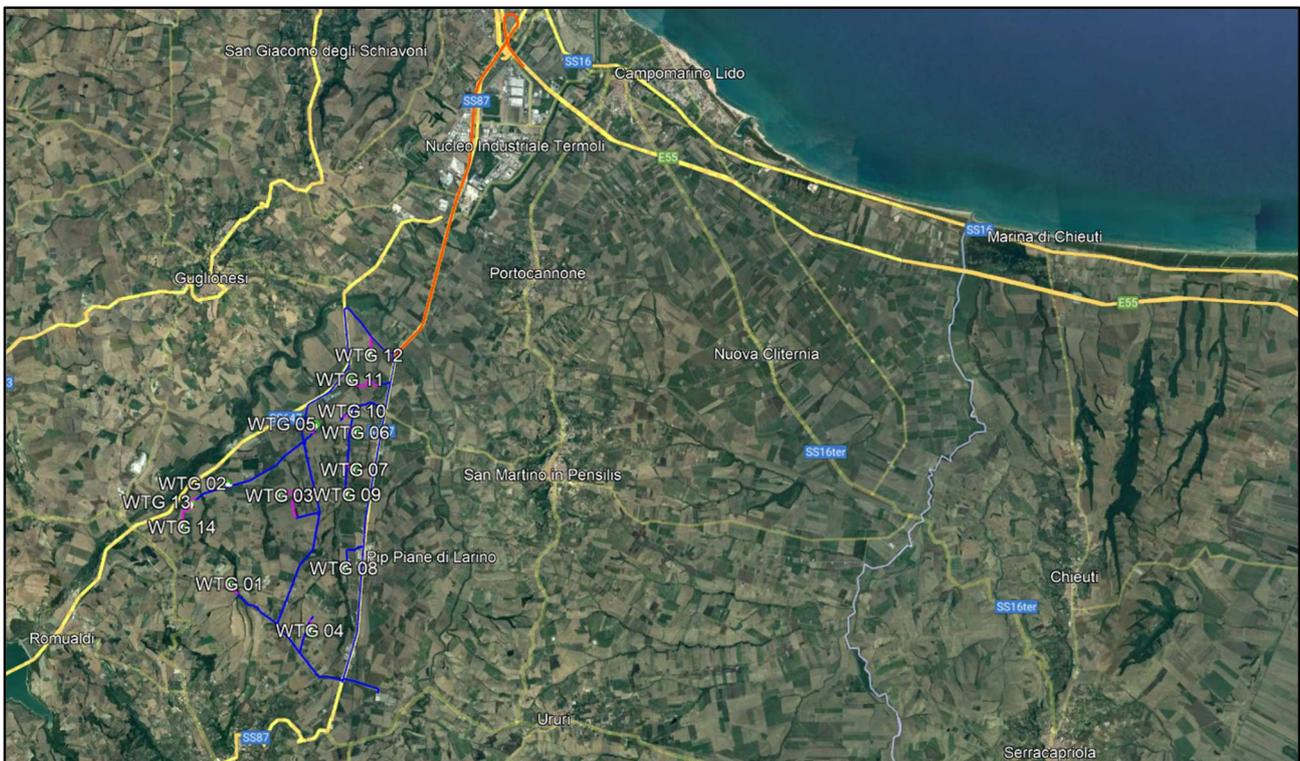


Figura 2.5: Layout d'impianto con sistema di viabilità esistente su immagine satellitare

3. CRITERI DI PROGETTAZIONE

3.1. L'approccio WPD – la creazione di valore condiviso

Il presente paragrafo nasce dalla centralità e dalla interpretazione che WPD assegna al tema dell'accettabilità sociale, riconoscendo a questo tema la funzione di fattore chiave per il successo del Progetto in tutte le sue fasi, da quella progettuale fino a quella dell'impianto a regime.

L'intento di WPD è di coinvolgere - nel processo che porterà alla costruzione dell'impianto - la comunità economica oltre che quella amministrativa e dei cittadini in modo che il parco eolico diventi una occasione di sviluppo e di crescita per il tessuto produttivo ed economico del luogo e che la crescita sia condivisa così da creare vantaggi per tutti coloro che saranno coinvolti dalla costruzione del parco eolico.

L'ipotesi della costruzione di un grande impianto FER comporta quasi "automaticamente" da parte dei cittadini del territorio interessati reazioni che vanno dalla diffidenza alla contrarietà. Nell'approccio di WPD affrontare queste reazioni:

- non significa semplicemente "convincere ad accettare";

- significa invece “**confrontarsi, coinvolgere e condividere**”.

L’obiettivo non è quindi l’accettazione passiva di qualcosa che è vissuto come estraneo al territorio ma la **valorizzazione collettiva e condivisa** di una opportunità che può diventare fattore di sviluppo e qualificazione del territorio.

I valori impliciti nell’impianto (crescita di energie naturali e rinnovabili, lotta ai fattori climalteranti, salvaguardia del pianeta) non devono essere contrapposti ma integrati con i valori specifici del territorio (vivibilità, sviluppo, sicurezza etc.) espressi attraverso la voce dei suoi protagonisti istituzionali e civili.

Potrebbe essere sintetizzato nell’espressione “**da nimby a pymby**” (**da not in mybackyard a please in mybackyard**): dalla **negazione** alla “**desiderabilità**”. Passare quindi dal concetto di compensazione, ovvero qualcosa che compensa un danno, al concetto di valorizzazione, ovvero qualcosa da cui nasce, appunto, un valore condiviso.

Nel corso dello svolgimento delle sue attività WPD ha trovato riscontro delle proprie scelte nel progetto **Europeo Horizon 2020 “Win Wind”** (per informazioni e approfondimenti <https://winwind-project.eu/home/>) che mira a promuovere lo sviluppo di un mercato dell’energia eolica sostenibile e socialmente inclusivo aumentando l’accettabilità sociale nelle regioni con limitatosviluppo di energia eolica. Gli obiettivi specifici sono: selezionare, analizzare, discutere, replicare, testare e disseminare soluzioni realizzabili per aumentare l’accettazione sociale e quindi l’adozione dell’eolico.

Il progetto – a cui per l’Italia hanno partecipato l’ENEA ed Ecoazioni - ha preso l’avvio da una serie di linee guida che sono state applicate in Germania, e che sono definite le **Linee Guida di Turingia** (per informazioni e approfondimenti:

<https://ec.europa.eu/research/participants/documents/downloadPublic?documentIds=080166e5cba781ad&appId=PPGMS>).

In accordo con esse, WPD lavora per coinvolgere, sin dai primi passi della pianificazione dell’impianto eolico, la popolazione locale attraverso **incontri e assemblee pubbliche** per spiegare il progetto e i benefici sia in termini economici che occupazionali che di creazione di valore condiviso attraverso le compensazioni ambientali.

Coerentemente con quanto fin qui esposto, la società prevede un **articolato piano di comunicazione e di coinvolgimento attivo del territorio e della sua popolazione**.

Il metodo. Il piano di comunicazione si incentra su più fattori interconnessi e complementari. Tutti i fattori sono funzionali ad una metodologia imperniata sul concetto di comunicazione sociale circolare. L’obiettivo non è solo quello di trasmettere (informazioni, conoscenze) ma anche quello di ricevere, e quindi di costruire attraverso gli strumenti della comunicazione sociale un “sentire comune” basato sul reciproco ascolto e sulla condivisione di un percorso conoscitivo che si ponga alla base di un percorso partecipativo. Con questo approccio la comunicazione diventa in sé una parte attiva

dell'intero progetto e un'opportunità di crescita, ponendo al centro la socialità intesa come interazione tra interesse del singolo e interesse della comunità territoriale in una logica di consapevolezza. Ciò significa anche un potenziale arricchimento:

- dei processi e dei comportamenti partecipativi, in quanto crea un'opportunità di scambio (idee, proposte, priorità, aspirazioni etc.);
- del concetto di "comunità" come prassi civile;
- del livello di consapevolezza condivisa sui temi del territorio e della costruzione del suo futuro.

Perché la comunicazione sociale circolare sia possibile è necessario fornire una base informativa corretta, completa, capace di dare strumenti valutativi e conoscitivi. Tale informazione riguarda sia il progetto sia la realtà composita del territorio, delle sue problematiche, delle sue necessità, delle sue aspirazioni. È quindi un'informazione a due vie, dove ogni attore potrà acquisire un bagaglio in progress di conoscenza e dove ogni scambio diventa motore di crescita.

Gli strumenti. Lo spettro degli strumenti abbraccerà sia l'universo dell'*on line* sia quello dell'*off line*. Se l'on line permette uno scambio permanente e *just in time* di informazioni, opinioni, proposte anche attraverso lo schema dei gruppi, l'*off line* è fondamentale e complementare per più ragioni.

In particolare:

- consente il coinvolgimento anche di fasce di popolazione meno avvezze all'uso delle tecnologie digitali;
- permette una comunicazione "in profondità", più coinvolgente, "calda" e partecipativa;
- sollecita il senso di comunità;
- stimola il confronto come processo sociale.

Rientrano nell'ambito dell'on line: newsletter, social network, siti web.

Rientrano nell'ambito dell'off line: incontri con la società civile, incontri con gruppi di cittadini e/o associazioni, presentazioni pubbliche e così via.

Target. Considerando come target primario l'intera comunità di cittadini del territorio, verrà data attenzione anche a target specifici. Oltre a quello naturale delle istituzioni locali, a partire dal Comune, consideriamo come particolarmente rilevanti:

- il mondo delle associazioni (economiche, imprenditoriali, ambientaliste, culturali, sociali, sportive, di volontariato etc.);
- le scuole (con particolare riferimento agli insegnanti);
- la comunità religiosa;
- i sindacati.

La stampa. Un aspetto specifico che è parte del progetto di comunicazione riguarda il mondo dei media. In questo ambito rientra tutta la stampa locale, intesa come carta stampata, televisioni, radio, web. Il rapporto con la stampa locale sarà caratterizzato da tempestività ed esaustività delle informazioni fornite

sul progetto e sul suo stato di avanzamento e, quando possibile, dicoinvolgimento degli organi di informazione come piattaforma costante per lo scambio di opinioni, idee, proposte.

3.2. Impianti socialmente inclusivi

Com'è noto in Italia la legge che disciplina gli impianti alimentati da fonti rinnovabili prevede interventi di compensazione in misura non superiore del 3% dei proventi dell'impianto (Decreto-Legge del 10/09/2010 "Linee guida per l'autorizzazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili". Allegato 2).

Il che significa che in termini normativi l'aspetto economico potrebbe essere interpretato come esaustivo rispetto al rapporto con il territorio.

Al contrario l'approccio di WPD, in linea con le tendenze legislative sia europee che italiane, va al di là della compensazione economica ed è imperniato sul concetto di creazione di valore condiviso.

Un impianto eolico genera valore economico e altri vantaggi sul territorio di cui non si è sempre consapevoli.

L'immediato vantaggio offerto dall'esercizio dell'impianto di produzione di energia proposto è quello di non produrre inquinamento locale, dando un contributo al rispetto degli impegni nazionali per la riduzione delle emissioni di gas climalteranti.

Ma ci sono effetti economici più direttamente percepibili dal territorio e dalla comunità locale, come:

- aumento dell'occupazione nelle attività connesse all'installazione e manutenzione degli impianti;
- azioni compensative da concordare tra proponente e amministrazione locale.

Per quanto riguarda i risvolti occupazionali dell'iniziativa, la realizzazione dell'impianto e la sua gestione, coinvolgerà operatori di svariati settori: costruzioni, movimenti terra, impiantistica industriale, elettronica, trasporti. L'impianto a regime garantirà occupazione ad operai non specializzati per la sorveglianza e la manutenzione ordinaria dell'impianto, ed a personale qualificato per quanto riguarda le operazioni di manutenzione straordinaria alla rete interna all'area di impianto ed alle apparecchiature legate alla conversione e trasformazione dell'energia elettrica.

Nell'ambito delle attività lavorative indotte dall'inserimento dell'impianto eolico si sottolinea il prevalente coinvolgimento di personale e ditte del posto nelle fasi costruttive dell'impianto.

Infine, grazie al 3% della produzione annua dell'impianto, sarà possibile realizzare progetti voluti dai cittadini e dagli stakeholders in accordo con le autorità locali per un valore annuo che, in funzione della reale produzione dell'impianto e del prezzo di vendita dell'energia, potrà aggirarsi intorno ai 25.000,00 €/aerogeneratore installato, considerando aerogeneratori della potenza di 6.2 MW. Inoltre, perché l'impianto non risulti essere qualcosa di sganciato e/o estraneo al territorio, WPD vuole

realizzare degli interventi di compensazione che rendano l'impianto parte integrante del territorio. In altri progetti già presentati per la Valutazione di Impatto Ambientale – Parco Eolico Triolo (per informazioni e approfondimenti: <https://va.minambiente.it/it-IT/Oggetti/Info/7357>), Comune di San Severo (FG) e Parco Eolico Borgo Mezzanone (per informazioni e approfondimenti <https://va.minambiente.it/it-IT/Oggetti/Info/7142>), Comune di Manfredonia (FG) – WPD, ad esempio, ha proposto dei percorsi di **mobilità dolce** all'interno del parco in modo che lo stesso non sia avulso dal luogo in cui è presente ma sia anzi **integrato e vissuto** dalla municipalità.

3.3. Possibili Compensazioni Ambientali

Al di là dei progetti qui sotto accennati, preme sottolineare alcuni vantaggi che verranno realizzati a prescindere dagli importi delle compensazioni ambientali a favore della mobilità del luogo. Grazie al parco, infatti, sarà possibile rinnovare e risistemare alcune strade presenti all'interno dell'area d'impianto in modo da rendere la mobilità locale più fluida.

Si riportano qui di seguito alcune idee per la eventuale realizzazione di progetti che la Società valuterà di proporre a titolo volontario a seguito della realizzazione del parco eolico, nell'ottica di una condivisione di valore con il territorio che ospita il parco stesso.

- IL PARCO INTESO COME POLO ENERGETICO E DI STUDIO DELLE FONTI RINNOVABILI

Il parco potrebbe essere l'occasione per approfondire la conoscenza delle fonti rinnovabili attraverso il coinvolgimento delle scuole e /o visite guidate sul territorio per avvicinare la popolazione all'energia pulita

- IL PARCO E IL SOSTEGNO PER UNA MOBILITÀ SOSTENIBILE E/O MOBILITÀ DOLCE
Si potrebbe creare un servizio di autobus che possa effettuare un servizio di trasporto da e per il mare (durante l'estate) o verso centri abitati più grandi in modo da permettere una gestione più sostenibile dei trasporti da e per il Comune. La realizzazione di questo servizio permetterebbe inoltre la creazione di nuovi posti di lavoro.

In alternativa si potrebbero creare dei percorsi di mobilità dolce con piste ciclabili che permettano di accedere ad aree naturalistiche in modo da incrementare così il turismo slow che da qualche tempo sta prendendo piede in Italia.

- IL PARCO COME POLO PER IL LAVORO

Creazione di competenze specifiche per il possibile inserimento lavorativo nel settore delle rinnovabili, ad esempio attraverso la creazione di cooperative per il lavoro, rivolte ai giovani, che erogano corsi di formazione sul territorio. Wpd potrebbe sostenere l'agricoltura del territorio

attraverso la creazione di sistemi per l'irrigazione e la coltivazione congrui con l'inserimento del parco.

- IL PARCO COME SOSTEGNO ALLE COMUNITÀ LOCALI ATTRAVERSO LE COMUNITÀ ENERGETICHE

Si potrebbero avviare dei percorsi per la costituzione di comunità energetiche in modo da sostenere i consumi delle popolazioni locali.

- IL PARCO COME SOSTEGNO PER LA TUTELA DEL TORRENTE CIGNO (AREA SIC)

Gli introiti legati alle compensazioni ambientali del parco potrebbero essere di sostegno alla tutela dell'area SIC del torrente Cigno.

- IL PARCO COME SOSTEGNO PER LA TUTELA DEL BOSCO TINASSI (AREA SIC)

Gli introiti legati alle compensazioni ambientali del parco potrebbero essere di sostegno alla tutela dell'area SIC del Bosco Tinassi.

- IL PARCO COME SOSTEGNO PER LA CREAZIONE DI AREE VERDI PER LA MITIGAZIONE DELL'IMPATTO VISIVO

Per mitigare l'impatto visivo dell'impianto si potrebbero realizzare dei giardini all'ingresso dei centri abitati coinvolti dall'impianto che potrebbero essere fruibili dagli abitanti del luogo.

- IL PARCO A SOSTEGNO DELLA COLTIVAZIONE DEL GIRASOLE E DELL'AGRICOLTURA BIOLOGICA

Attraverso gli introiti delle compensazioni si potrebbero incrementare e valorizzare la coltivazione dei girasoli e più in generale l'agricoltura biologica.

- UN ALBERO PER OGNI TURBINA

Infine, Wpd propone di piantare un albero accanto ad ogni turbina così da ridurre la CO2 emessa per la costruzione del parco eolico. L'albero ovviamente resterà accanto alla turbina per tutta la vita utile dell'impianto.

Oltre le sopracitate idee per la condivisione di valori, la Società si è resa disponibile a realizzare opere di compensazione prettamente ambientale, che saranno valutate in sede di VIA Nazionale, così come previsto dalla normativa vigente.

In quest'ottica, wpd ha proposto la creazione di "un'oasi della biodiversità", attraverso la realizzazione di un apiario di idonee dimensioni unito alla piantumazione di piante mellifere coerenti con le essenze

specifiche della zona territoriale. Il tutto in collaborazione con una Società specializzata del settore, dotata di tecnologie capaci di sviluppare sistemi intelligenti di monitoraggio e diagnostica per la salute delle api. Il progetto avrà molteplici risvolti positivi dal punto di vista ambientale e territoriale, contribuendo in maniera specifica alla riduzione annuale di CO2 e rispondendo pienamente ai SDGs definiti dall'Organizzazione delle Nazioni Unite nell'Agenda 2030.

Si tratta chiaramente di esempi e proposte che saranno oggetto di dibattito e confronto con i cittadini perché il percorso sia condiviso il più possibile con tutti gli attori coinvolti nel processo decisionale ma che esprime la volontà della società di rendere gli impianti socialmente inclusivi.

3.4. Esempi di “best practices” svolte

Si riportano di seguito alcuni esempi di attività svolte da WPD in collaborazione con i territori, sedi degli impianti FER. Si ricorda che WPD opera in 20 paesi oltre l'Italia. In tutti i paesi dove è presente, WPD lavora a stretto contatto con le comunità locali per le compensazioni ambientali. Tra i tanti esempi abbiamo la Francia, la Germania, la Finlandia e Taiwan. In particolare, a Thouarsais, in Vandea (Paesi della Loira) la società ha realizzato un impianto partecipato anche dai cittadini del luogo (turbina di comunità). Il progetto si è rivolto, oltre ai cittadini di Thouarsais, anche agli abitanti dell'area di Nuova Aquitania, i Paesi della Loira e Centro- Valle della Loira. Ottantaquattro investitori locali hanno finanziato il progetto per 157.075€ e in cambio riceveranno interessi finanziari dalla produzione annua dell'impianto. Visto il successo della campagna, WPD sta pianificando di ripetere questa operazione anche in altre località della Francia.

A Sondershausen, nel lander della Turingia (Germania) la compensazione ambientale ha previsto, tra le altre cose, la realizzazione di un sentiero con siepi di rose ed un frutteto. Tutto il progetto è stato realizzato in collaborazione con la comunità locale. La manutenzione dell'area è a carico di WPD.

In Finlandia, invece, WPD lavora in stretta collaborazione con le comunità locali attraverso la sponsorizzazione di eventi sul territorio dedicati allo sport e promuovendo iniziative come maratone o tornei di calcio.

Infine, a Taiwan l'impianto di Guanyin si trova in un'area in cui si è insediata una colonia di sterne; WPD ha piantumato diversi alberi e arbusti nell'area e chiude alcune strade di accesso al parco eolico una volta l'anno durante il periodo in cui le sterne nidificano.

4. FINALITÀ DEL PROGETTO

L'impianto eolico consentirà di conseguire i seguenti risultati:

- immissione nella rete dell'energia prodotta tramite fonti rinnovabili quale il vento;

- impatto ambientale relativo all'emissioni atmosferiche locale nullo, in relazione alla totale assenza di emissioni inquinanti, contribuendo così alla riduzione delle emissioni di gas climalteranti in accordo con quanto ratificato a livello nazionale all'interno del Protocollo di Kyoto;
- sensibilità della committenza sia ai problemi ambientali che all'utilizzo di nuove tecnologie ecocompatibili;
- miglioramento della qualità ambientale e paesaggistica del contesto territoriale su cui ricade il progetto.

Gli impianti eolici, alla luce del continuo sviluppo di nuove tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili, rappresentano oggi una realtà concreta in termini di disponibilità di energia elettrica soprattutto in aree geografiche come quella interessata dal progetto in trattazione che, grazie alla propria particolare vocazione, sono in grado di garantire una sensibile diminuzione del regime di produzione delle centrali termoelettriche tradizionali, il cui funzionamento prevede l'utilizzo di combustibile di tipo tradizionale (gasolio, gas o combustibili fossili).

4.1. Diminuzione delle emissioni in atmosfera di anidride carbonica

Pertanto, il servizio offerto dall'impianto proposto nel progetto in esame consiste nell'aumento della quota di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile e nella conseguente diminuzione delle emissioni in atmosfera di anidride carbonica dovute ai processi delle centrali termoelettriche tradizionali.

Per valutare quantitativamente la natura del servizio offerto, possono essere considerati i valori specifici delle principali emissioni associate alla generazione elettrica tradizionale (fonte IEA):

CO ₂ (anidride carbonica)	496 g/kWh
S ₀₂ (anidride solforosa)	0,93 g/kWh
NO ₂ (ossidi di azoto)	0,58 g/kWh
Polveri	0.029 g/kWh

Tabella 4.1.1 - Valori specifici delle emissioni associate alla generazione elettrica tradizionale - *Fonte IEA*

Sulla scorta di tali valori ed alla luce della producibilità prevista per l'impianto proposto, è possibile riassumere come di seguito le prestazioni associabili al parco eolico in progetto:

DATI		SERVIZIO OFFERTO DALL'IMPIANTO	
Potenza nominale impianto [kW]	84000	INSERIRE PRODUZIONE TOTALE ANNUA [kWh/anno]	271123800
Emissioni CO ₂ [g/kWh] - Anidride carbonica	496	Riduzione emissioni Anidride carbonica [t/anno]	134477,4048
Emissioni S ₀₂ [g/kWh] - Anidride solforosa	0,93	Riduzione emissioni Anidride solforosa [t/anno]	252,145134
Emissioni NO ₂ [g/kWh] - Ossido di azoto	0,58	Riduzione emissioni Ossido di azoto [t/anno]	157,251804

Polveri [g/kWh]	0,029	Riduzione emissioni Polveri [t/anno]	7,8625902
Consumo medio annuo utenza familiare [kWh]	1800	Numero utenze familiari servibili all'anno	150624,3333

Tabella 4.1.2: Valore dei benefici attesi dalla produzione di energia eolica

Data la previsione di immettere in rete l'energia generata dall'impianto in progetto, risulta significativo quantificare la copertura offerta della domanda energetica in termini di utenze familiari servibili, considerando per quest'ultime un consumo medio annuo di 1.800 kWh.

Quindi, essendo la producibilità stimata per l'impianto in progetto, pari a 271.126.800 **kWh/anno**, è possibile prevedere il soddisfacimento del fabbisogno energetico di circa 150624 famiglie.

Tale risultato consente di confermare l'importanza del contributo offerto dal progetto alla lotta contro i cambiamenti climatici e alla transazione ecologica.

La realizzazione del progetto risulta avere, inoltre, impatti positivi sul territorio interessato sia a breve che a lungo termine.

In primis va evidenziato il positivo impatto sul livello occupazionale dell'area sia in fase di realizzazione a breve termine che in fase di esercizio a lungo termine.

In secondo luogo, le infrastrutture viarie a servizio del parco eolico subiranno un miglioramento grazie agli interventi di adeguamento previsti da cui la popolazione locale trarrà benefici a lungo termine.

5. INSERIMENTO SUL TERRITORIO

Per il corretto inserimento del parco eolico si è tenuto conto di quanto riportato nelle Linee Guida Nazionali di cui al D.M. 30.09.2010, delle Linee Guida Regionali di cui alla D.G.R. n.621 del 4 agosto 2011, del P.E.A.R. della regione Molise approvato con il D.C.R. n.133 del luglio 2017 e nella L.R. n.23 del 16 dicembre 2014, così come aggiornata dalla L.R. n.4 del maggio 2016, per quanto attiene i criteri di localizzazione dell'area di impianto.

In particolare, il D.G.R. 624/2011 della Regione Molise prevede i seguenti criteri per la corretta localizzazione degli impianti eolici:

“6.1 Per la localizzazione degli impianti occorre rispettare i seguenti criteri:

- a) per i soli impianti eolici, fascia di rispetto non inferiore a 2 Km misurata dal perimetro dei complessi monumentali, 1 Km dal perimetro dei parchi archeologici, 500 metri dal perimetro delle aree archeologiche, come definiti al comma 2 dell'articolo 101 del D.lgs. n. 42/2004 per non snaturare le modalità di utilizzo tipiche di luoghi storici, cambiando in modo radicale il paesaggio circostante;*
- b) per i soli impianti eolici, fascia di rispetto non inferiore a 300 mt più sei volte l'altezza massima*

dell'aerogeneratore dai centri abitati come individuati dallo strumento urbanistico comunale vigente al fine di preservare le zone a ridosso dei centri stessi e comunque nel rispetto dei limiti indicati nel Dpcm del 14 novembre 1997 e s.m.i.;

- c) per i soli impianti eolici, la distanza dai fabbricati adibiti a civile abitazione al momento della presentazione della richiesta di autorizzazione unica non può essere inferiore a 400 metri e deve rispettare i limiti di legge vigenti in materia acustica, con la precisazione che i limiti per la "normale tollerabilità" di cui all'art. 884 del Codice Civile, per gli impianti eolici, sono quelli indicati dall'art. 4 del D.P.C.M. 14.11.1997, e posto che, comunque, il rispetto di tali limiti può essere conseguito anche mediante la realizzazione di opere di mitigazione direttamente sul ricettore, purché tali interventi siano interamente a carico del proponente, previo assenso del proprietario;*
- d) al fine di evitare perturbazioni aereodinamiche dovute all'effetto scia, una fascia non inferiore a cinque diametri del rotore nella direzione dei venti dominanti dagli aerogeneratori di impianti eolici esistenti. È consentita deroga a detta distanza per gli ammodernamenti degli impianti eolici esistenti, anche se ricadenti su aree appartenenti a comuni limitrofi, proposti dalle stessa società o da società controllata;*
- e) per i soli impianti eolici distanza non inferiore a 200 metri dalle autostrade, 150 metri dalle strade nazionali e provinciali, 20 metri dalle strade comunali, come definite dal "Nuovo codice della strada" di cui al D.lgs. 30.04.1992 n°285 e s.m.i.. Per gli impianti fotovoltaici distanza non inferiore a 20 metri dalle autostrade e 10 metri dalle strade sopra indicate. Limitatamente alle strade interpoderali e vicinali di proprietà del Comune, previo consenso del comune, è possibile derogare ai predetti limiti nel caso in cui le strade esistenti possano essere utilizzate come viabilità di servizio dell'impianto medesimo.*
- f) Fascia di rispetto di 3000 metri lineari dalla costa verso l'interno della regione per gli impianti eolici; fascia di rispetto di 1500 metri lineari dalla costa verso l'interno della regione per gli impianti fotovoltaici. Tali limiti sono giustificati dalla forte pressione antropica già esistente su tali fasce di territorio;*
- g) Per i soli impianti eolici, fascia di rispetto di 200 metri dalle sponde di fiumi e torrenti, nonché dalla linea di battigia di laghi e dighe artificiali e dal limite esterno delle zone umide, di importanza regionale, nazionale e comunitaria. Per gli impianti fotovoltaici si applicano i vincoli e le fasce di rispetto previste dall'art. 142 del D.lgs. 22.01.2004, n°42;"*

In merito alla L.R. 23/2014 riteniamo opportuno riportare quanto segue:

"Al fine di tutelare la biodiversità, con particolare riferimento alle specie di avifauna e di mammiferi

tutelate a livello comunitario e soggette a mortalità aggiuntiva derivante dagli impatti con aerogeneratori, nonché al fine di tutelare i tratti identitari del territorio molisano e delle produzioni agricole di pregio, è precipuamente richiesta, tra l'altro, in sede di istruttoria per il rilascio dell'autorizzazione all'installazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili e nel rispetto dei tempi di chiusura del procedimento, la verifica della compatibilità tra l'installazione di aerogeneratori o gruppi di aerogeneratori aventi potenza singola o complessiva superiore a 300 kW e le specificità proprie dell'area di insediamento in particolare se compresa nelle seguenti:

- *important bird areas;*
- *buffer di area di 2 Km attorno al perimetro dei SIC;*
- *buffer di area di 4 Km attorno al perimetro delle ZPS;*
- *aree tratturali, comprensive della sede del percorso tratturale e di una fascia di rispetto estesa per un chilometro per ciascun lato del tratturo;*
- *siti o zone di interesse archeologico, sottoposti a vincolo ovvero perimetrati ai sensi del decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, nonché aree o siti riconosciuti di importante interesse storico-artistico ovvero architettonico ai sensi dello stesso decreto legislativo n. 42/2004;*
- *paesaggi agrari storicizzati o caratterizzati da produzioni agricolo-alimentari di qualità (produzioni biologiche, produzioni relative a vigneti ovvero uliveti certificate IGP, DOP, STG, DOC, DOCG);*
- *aree naturali protette ed inserite nell'Elenco Ufficiale delle Aree Naturali Protette, nonché zone individuate ai sensi dell'articolo 142 del decreto legislativo n. 42 del 2004 recanti particolari caratteristiche per le quali va verificata la compatibilità con la realizzazione degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili;*
- *aree caratterizzate da situazioni di dissesto e/o rischio idrogeologico perimetrati nei Piani di Assetto Idrogeologico adottati dalle competenti Autorità di Bacino”.*

In merito al "Codice dei beni culturali e del paesaggio emanato con Decreto Legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, in attuazione dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137", a tutela dei beni culturali e paesaggistici, tutti gli aerogeneratori sono ubicati all'esterno di aree vincolate ai sensi degli artt. 136 e 142 del D.Lgs. n.42/04 e dalle relative fasce di tutela, come la gran parte delle opere dell'impianto. Solo tratti del cavidotto attraversano corsi d'acqua con relativa fascia dei 150 m tutelati.

In merito al P.E.A.R. della Regione Molise approvato con il D.C.R. n.133 del luglio 2017, di seguito si riporta un estratto delle prescrizioni di cui si è tenuto conto nella progettazione dell'impianto eolico per

un corretto inserimento nel territorio e di cui nella presente relazione si è dato riscontro.

Pertanto, il layout definitivo dell'impianto eolico è quello che risulta più adeguato in virtù dei criteri analizzati.

“7.7.1.1 Impatto sull'avifauna

Una valutazione particolarmente accurata dell'impatto sulla fauna dovrà essere condotta nelle aree sensibili per l'avifauna e cioè:

- zone di protezione speciale, individuate ai sensi della Direttiva 79/409/CE nelle quali siano considerate specie per le quali la presenza di impianti eolici potrebbe costituire un pericolo;*
- siti di importanza comunitaria, individuati ai sensi della direttiva 92/43/CE, nei quali siano censite specie per le quali la presenza di impianti eolici potrebbe costituire un pericolo;*
- aree di nidificazione e di caccia di rapaci o altri uccelli rari che utilizzano pareti rocciose;*
- aree prossime a grotte utilizzate da popolazioni di chiroterteri;*
- aree corridoio per l'avifauna migratoria, interessate a flussi costanti e rilevanti di uccelli nei periodi primaverili e autunnali, come valichi, estuari e zone umide.*

Compatibilmente con le esigenze di mitigazione degli altri elementi di impatto, debbono essere adottate misure di salvaguardia dell'avifauna dall'impatto diretto degli impianti quali:

- utilizzo di torri tubolari oppure a traliccio; per queste ultime deve essere dimostrata, attraverso un apposito studio, la compatibilità ambientale;*
- accorgimenti per rendere visibili le macchine;*
- utilizzo di generatori a bassa velocità di rotazione delle pale;*
- interrimento dei cavidotti a media e bassa tensione, propri dell'impianto e di collegamento alla rete elettrica.*

7.7.1.2 Impatto sul territorio e la flora

Per minimizzare l'impatto sul territorio e sulla flora (e quindi indirettamente sull'habitat della fauna ivi presente) – occorre:

- adottare soluzioni idonee ad evitare fenomeni di erosione laddove la stabilità dei pendii possa essere a rischio per effetto delle pendenze e delle caratteristiche dei suoli;*
- minimizzare le modifiche dell'habitat in fase di cantiere e di esercizio;*
- utilizzare percorsi di accesso presenti se tecnicamente possibile ed adeguare i nuovi eventualmente necessari alle tipologie esistenti se pienamente integrate nel paesaggio;*

7.7.1.3 Impatto visivo e paesaggistico

Nelle zone in cui la pianificazione paesistica non esclude la presenza di impianti eolici, una volta minimizzati tutti gli altri impatti, è comunque necessario valutare il grado di integrabilità dell'impianto nel paesaggio attraverso:

- *la mitigazione dell'interferenza visivo-paesaggistica;*
- *la modifica consapevole di una porzione del paesaggio, arricchita di un nuovo elemento culturale antropico.*

Le misure di mitigazione dell'impatto visivo dovranno contemplare:

- *superficie occupata da tutti gli impianti di produzione di energia eolica e densità della potenza nominale installata in linea con le prescrizioni nazionali (ove esistenti) e nelle medie delle installazioni nazionale;*
- *distanza minima tra i singoli aerogeneratori all'interno dello stesso impianto pari ad almeno sei volte la misura del raggio dei rotor;*
- *distanza minima di ciascun aerogeneratore da unità abitative munite di abitabilità non inferiore a 400 m più il rispetto della normativa acustica;*
- *distanza minima di ciascuno degli aerogeneratori da insediamenti abitativi regolarmente censiti con almeno cinque nuclei familiari residenti stabilmente compatibile con i vincoli imposti dalla legislazione vigente anche sull'inquinamento acustico;*
- *utilizzo di soluzioni cromatiche neutre e di vernici antiriflettenti;*
- *ove necessarie le segnalazioni per ragioni di sicurezza del volo a bassa quota, queste siano limitate, alle macchine più esposte (per esempio quelle terminali del campo eolico o quelle più in alto), se compatibile con le prioritarie esigenze di sicurezza;*
- *viabilità di servizio non finita con pavimentazione stradale bituminosa, ma resa transitabile esclusivamente con materiali drenanti naturali."*

6. CRITERI E SCELTE PROGETTUALI

In accordo al D. Lgs 152/2006 e s.m.i., è stata effettuata l'analisi delle principali alternative ragionevoli, al fine di confrontarne i potenziali impatti con quelli determinati dall'intervento proposto; mediante tale analisi è stato possibile valutare le alternative con riferimento a:

- alternative strategiche, individuazione di misure diverse per realizzare lo stesso obiettivo;
- alternative di localizzazione, in base alla conoscenza dell'ambiente, all'individuazione di potenzialità d'uso dei suoli e ai limiti rappresentati da aree critiche e sensibili;
- alternative di processo o strutturali, esame di differenti tecnologie e processi e di materie prime da utilizzare;

- alternative di compensazione o di mitigazione degli effetti negativi che consistono nella ricerca di contropartite nonché in accorgimenti vari per limitare gli impatti negativi non eliminabili;
- alternativa zero, rinuncia alla realizzazione del progetto;

Avendo già analizzato al punto precedente l'ottimizzazione del layout di progetto, circa gli aspetti attinenti all'impatto ambientale, paesaggistico, la trasformazione antropica del suolo, la producibilità e l'affidabilità, tenendo anche conto dell'Allegato 4 "elementi per il corretto inserimento nel paesaggio e sul territorio" del D.M.10/09/10 "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili", nel paragrafo in esame ci si concentrerà sulla valutazione dell'alternativa zero, ovvero sulla rinuncia alla realizzazione del progetto.

Quest'ultima prevede la non realizzazione dell'Impianto, mantenendo lo status quo dell'ambiente. Tuttavia, ciò comporterebbe il mancato beneficio degli effetti positivi del progetto sulla comunità.

Non realizzando il parco, infatti, si rinunciarebbe alla produzione di energia elettrica pari a **271.123.800 kWh/anno** che contribuirebbero a:

- risparmiare in termini di emissioni in atmosfera di composti inquinanti e di gas serra che sarebbero, di fatto, emessi da un altro impianto di tipo convenzionale;
- incrementare in maniera importante la produzione da Fonti Energetiche Rinnovabili, favorendo il raggiungimento degli obiettivi previsti dal Pacchetto Clima-Energia;

Inoltre, si perderebbero anche gli effetti positivi che si avrebbero dal punto di vista socioeconomico, con la creazione di un indotto occupazionale in aree che vivono in maniera importante il fenomeno della disoccupazione. L'iniziativa in progetto in un contesto così depresso potrebbe essere volano di sviluppo di nuove professionalità e assicurare un ritorno equo ai conduttori dei lotti su cui si andranno ad inserire gli aerogeneratori senza tuttavia precludergli la possibilità di continuare ad utilizzare tali terreni per le attività agricole. Inoltre, durante la fase di costruzione/ dismissione, figure altamente specializzate potranno utilizzare le strutture ricettive dell'area e gli operai e gli operatori di cantiere si serviranno dei servizi di ristorazione, generando un indotto economico nell'area locale. Anche la fase d'esercizio dell'impianto, seppur in misura più limitata rispetto alla fase di costruzione/ dismissione, comporterà l'impiego di professionalità per le attività di manutenzione preventiva.

Va inoltre ricordato che si effettueranno interventi sia per l'adeguamento della viabilità esistente, sia per la realizzazione dei brevi nuovi tratti stradali per l'accesso alle singole piazzole attualmente non servite da viabilità alcuna. Fermo restando il carattere necessariamente provvisorio degli interventi maggiormente impattanti sullo stato attuale di alcuni luoghi e tratti della viabilità esistente, si prende

atto del fatto che la maggioranza degli interventi risultano percepibili come utili forme di adeguamento permanente della viabilità, a tutto vantaggio dell'attività agricola attualmente in essere in vaste aree dell'ambito territoriale interessate dal progetto, dell'attività di prevenzione e gestione degli incendi, nonché della maggiore accessibilità e migliore fruibilità di aree di futura accresciuta attrattività.

Inoltre, la presenza dell'impianto potrà diventare un'attrattiva turistica se potenziata con accorgimenti opportuni, come l'organizzazione di visite guidate per scolaresche o gruppi, ai quali si mostrerà l'importanza delle energie rinnovabili ai fini di uno sviluppo sostenibile.

Si evince che la considerazione dell'alternativa zero, sebbene non produca azioni impattanti sull'ambiente, compromette i principi della direttiva comunitaria a vantaggio della promozione energetica da fonti rinnovabili, oltre che precludere la possibilità di generare nuovo reddito e nuova occupazione.

Pertanto, tali circostanze dimostrano che l'alternativa zero rispetto agli scenari che prevedono la realizzazione dell'intervento non sono auspicabili per il contesto in cui si debbono inserire.

7. CRITERI DI PROGETTAZIONE STRUTTURE E IMPIANTI

La progettazione degli aerogeneratori è stata sviluppata con riferimento alla normativa internazionale IEC 61400-1 "Design requirements" al fine di assicurarne l'integrità tecnica e, quindi, un adeguato livello di protezione di persone, animali e cose contro tutti i pericoli di danneggiamento che possono accadere nel corso del ciclo di vita degli stessi. Si deve sottolineare che tutte le prescrizioni della serie di norme IEC 61400 non sono obbligatorie; è chiaro, d'altro canto, che i modelli di aerogeneratori che vengono prodotti secondo gli standard in essa contenuti possono ben definirsi come quelli più sicuri sul mercato. Si precisa che la progettazione e le verifiche di una struttura in Italia sono effettuate, ai sensi del D.M. 17 gennaio 2018 del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti (G.U. 20 febbraio 2018 n. 8 - Suppl. Ord.) "Norme tecniche per le Costruzioni" (di seguito NTC2018) e della Circolare 21 gennaio 2019 n. 7 del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti (G.U. 11 febbraio 2019 n.5-Suppl.Ord.) "Istruzioni per l'applicazione dell' Aggiornamento delle Norme Tecniche delle Costruzioni" di cui al D.M. 17 gennaio 2018".

Per quanto non diversamente specificato nella suddetta norma, per quanto riportato al capitolo 12 delle NTC 2018, si intendono coerenti con i principi alla base della stessa, le indicazioni riportate nei seguenti documenti:

- Eurocodici strutturali pubblicati dal CEN, con le precisazioni riportate nelle Appendici Nazionali;
- Norme UNI EN armonizzate i cui riferimenti siano pubblicati su Gazzetta Ufficiale

dell'Unione Europea;

- Norme per prove su materiali e prodotti pubblicate da UNI.

Inoltre, a integrazione delle presenti norme e per quanto con esse non in contrasto, possono essere utilizzati i documenti di seguito indicati che costituiscono riferimenti di comprovata validità:

- Istruzioni del Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici;
- Linee Guida del Servizio Tecnico Centrale del Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici;
- Linee Guida per la valutazione e riduzione del rischio sismico del patrimonio culturale e successive modificazioni del Ministero per i Beni e le Attività Culturali, previo parere del Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici sul documento stesso;
- Istruzioni e documenti tecnici del Consiglio Nazionale delle Ricerche (C.N.R.).

Per quanto non trattato nella presente norma o nei documenti di comprovata validità sopra elencati, possono essere utilizzati anche altri codici internazionali; è responsabilità del progettista garantire espressamente livelli di sicurezza coerenti con quelli delle presenti Norme tecniche.

In ultimo, per il posizionamento di ogni aerogeneratore ha tenuto conto della direzione prevalente del vento in si è adottato il criterio base di progettazione rispettando una distanza pari a 3 D (non inferiore a 450) e 6 D rispettivamente secondo la direzione ortogonale alla direzione prevalente del vento e la direzione prevalente del vento.

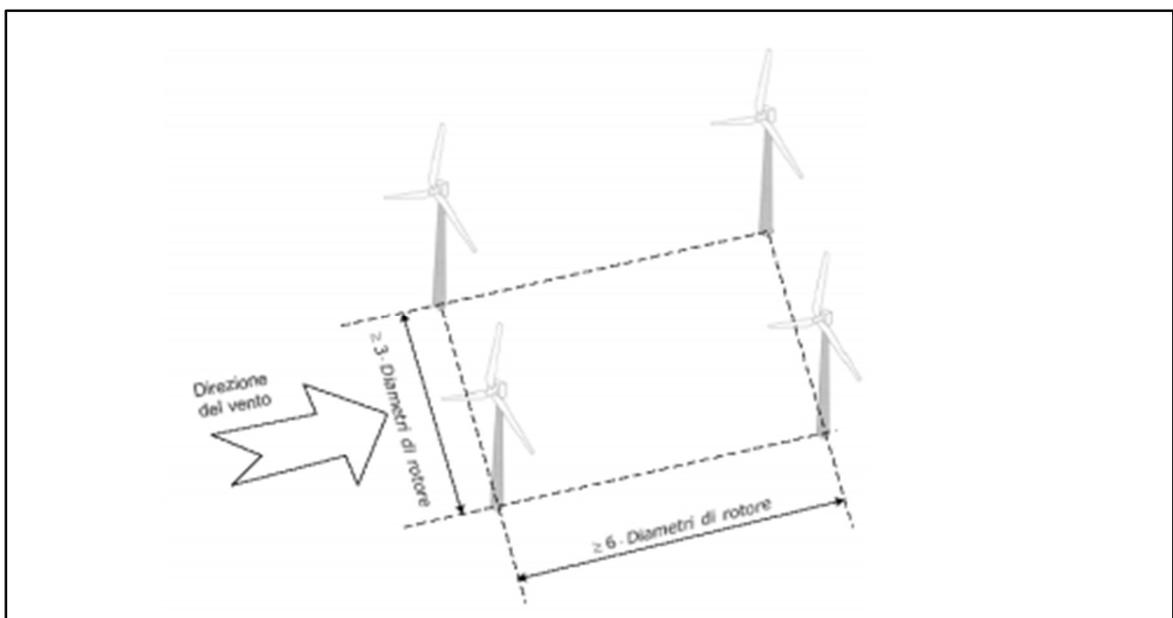


Figura 7.1: Criterio di progettazione per definizione layout

8. SICUREZZA DELL'IMPIANTO

In merito alla valutazione della sicurezza dell'impianto sono stati presi in considerazione gli effetti di:

- shadow-flickering;

- impatto acustico;
- impatto elettromagnetico;
- rottura accidentale di organi rotanti.

8.1. Effetti di shadow-flickering

Lo shadow - flickering indica l'effetto di lampeggiamento che si verifica quando le pale del rotore in movimento interferiscono con la luce solare in maniera intermittente. Tale variazione alternata di intensità luminosa, a lungo andare, può provocare fastidio alle persone che vivono nelle abitazioni le cui finestre risultano esposte al fenomeno stesso. La possibilità e la durata di tali effetti dipendono, dunque, da queste condizioni ambientali: la posizione del sole, l'ora del giorno, il giorno dell'anno, le condizioni atmosferiche ambientali e la posizione della turbina eolica rispetto ad un recettore sensibile.

Il potenziale impatto generato dallo Shadow Flickering è studiato utilizzando il software di calcolo WINDPRO e analizzato nel dettaglio nel seguente documento tecnico, a cui si rimanda per approfondimenti: LARSA106 Studio sugli effetti dello shadow flickering.

In particolare, alla luce di quanto descritto nel suddetto documento, considerando una stima cautelativa in quanto non si è tenuto conto degli effetti mitigativi dovuti al piano di rotazione delle pale non sempre ortogonale alla direttrice sole-finestra, all'eventuale presenza di ostacoli e/o vegetazione interposti tra il sole e la finestra e all'ipotesi assunta di "green house" (ovvero le finestre delle abitazioni attenzionate non orientate in una particolare direzione ma omnidirezionali) il fenomeno dello shadow flickering è stato analizzato su 83 ipotetici ricettori sensibili incidendo in maniera molto limitata, in quanto il valore atteso è per tutti i recettori inferiore alle 30 ore l'anno, a meno di 3 abitazioni per le quali tale valore risulta di poco superiore al suddetto valore.

Va altresì sottolineato che:

- la velocità di rotazione delle turbine previste in progetto (SIEMENS-GAMESA SG 6.0-170) è nettamente inferiore a 60 rpm, frequenza massima raccomandata al fine di ridurre al minimo i fastidi e soddisfare le condizioni di benessere;
- le turbine in progetto che causano il fenomeno dell'ombreggiamento sono molto distanti dai ricettori. In tali circostanze l'effetto dell'ombra è trascurabile poiché il rapporto tra lo spessore della pala e la distanza dal recettore è molto ridotto.

8.2. Impatto acustico

La descrizione dell'impatto acustico generato dall'impianto è approfondita nell'ambito della Relazione previsionale di impatto acustico, a cui si rimanda alla Relazioni previsionale di impatto

acustico.

In particolare, al fine di simulare l'impatto acustico delle pale eoliche sull'ambiente sono stati effettuati rilevamenti fonometrici ante operam per individuare il rumore di fondo presente prima dell'installazione del parco eolico. Successivamente è stata effettuata una previsione dell'alterazione del campo sonoro prodotto dall'impianto in progetto.

Dall'analisi svolta nello specifico documento tecnico si evince quanto segue.

Le zone del territorio in cui è superato il livello di emissione di rumore di 45 dB(A) previsto dalla normativa vigente non includono alcun ricettore sensibile.

Il livello di emissione /immissione presso i ricettori sensibili e la verifica del livello differenziale sono rispettati.

Pertanto, alla luce delle misurazioni effettuate e relativi calcoli previsionali, si evince che il parco eolico in progetto non produce inquinamento acustico, essendo le emissioni previste conformi ai limiti imposti dalla legislazione vigente e rispettando i limiti del piano di zonizzazione acustica.

8.3. Impatto elettromagnetico

L'analisi completa delle emissioni elettromagnetiche associate alla realizzazione di un impianto per la produzione di energia elettrica tramite lo sfruttamento del vento, dovute potenzialmente al cavo d'alta tensione 36 kV, è stata effettuata nella specifica Relazione sull'impatto elettromagnetico redatta ai sensi del D.P.C.M. 08/07/03 e D.M 29/05/08 a cui si rimanda per i dettagli: "LARSA103 Relazione impatto elettromagnetico".

In particolare, alla luce di quanto analizzato in questo documento, si evince che nell'area in esame non sussistono condizioni tali da lasciar presupporre la presenza di radiazioni al di fuori della norma. L'analisi degli impatti ha infatti concluso questi essere NON SIGNIFICATIVI sulla popolazione.

Inoltre, poiché gli unici potenziali ricettori, durante le tre fasi di costruzione, esercizio e dismissione, sono gli operatori di campo, la loro esposizione ai campi elettromagnetici sarà gestita in accordo con la legislazione sulla sicurezza dei lavoratori applicabile (D.lgs. 81/2008 e s.m.i.).

8.4. Rottura accidentale di organi rotanti

Lo studio della rottura degli organi rotanti è stato svolto mediante il calcolo della traiettoria di una pala del rotore in caso di rottura dell'attacco bullonato che unisce la pala al mozzo, secondo i principi della balistica, nella specifica Relazione di calcolo della gittata, a cui si rimanda per gli approfondimenti: "LARSA105 Analisi degli effetti della rottura degli organi rotanti".

In particolare, alla luce di quanto analizzato in questo documento, si evince che in un intorno di ampiezza

pari a 278 m, che rappresenta il valore di gittata reale stimato, non ricade nessun punto sensibile.

Tale valore ad ogni modo è stato ottenuto in base alle ipotesi viste, non considerando il moto rotazionale complesso della pala nel caso di eventuale distacco; tuttavia, come discusso in precedenza, il valore della gittata massima nel caso teorico è superiore rispetto a quello che si otterrebbe nel caso in cui si prendessero in considerazione le forze di attrito viscoso.

9. CARATTERISTICHE PRINCIPALI DEL PARCO EOLICO

L'impianto eolico sarà costituito essenzialmente da 14 aerogeneratori la cui posizione è stata stabilita a seguito di valutazioni che riguardano diversi aspetti, tra cui l'esposizione a tutti i settori della rosa dei venti, la morfologia del territorio, la distanza da fabbricati e strade esistenti utilizzate da un elevato numero di veicoli, distanza dal centro abitato e da beni monumentali presenti nell'area oltre agli aspetti legati alla sicurezza e a minimizzare l'impatto sull'ambiente:

1. ottemperare alle previsioni della normativa vigente e delle linee guida sia nazionali che regionali;
2. minimizzare l'impatto visivo;
3. migliorare in sistema viario esistente al fine di migliorare l'accessibilità ai terreni per lo sviluppo dell'agricoltura e dell'allevamento di animali;
4. ottimizzare il progetto della viabilità di servizio al parco;
5. disposizione delle macchine ad una distanza reciproca minima pari ad almeno pari a 500 m atta a minimizzare l'effetto scia, l'effetto selva e l'impatto sull'avifauna;
6. condizioni di massima sicurezza, sia in fase di installazione che di esercizio.

La disposizione finale del parco è stata verificata e confermata in seguito ad uno studio di fattibilità, condotto sulla base delle informazioni sugli aspetti vincolistici da punto di vista ambientale e paesaggistico, e sulla base dei sopralluoghi svolti sul posto per verificare le interferenze presenti in sito e la fattibilità di realizzazione delle opere.

Si riportano di seguito le coordinate delle posizioni scelte per l'installazione degli aerogeneratori.

WTG	Comune	Foglio	Particella	D rotore	Hhub	H tot	Coordinate UTM- WGS84 T33	
				m	m	m	E [m]	N [m]
LAR 01	Larino	12	9	170	165	250	493204.97	4632658.64
LAR 02	Larino	5	13	170	165	250	493114.60	4635127.67
LAR 03	Larino	2	31	170	165	250	494426.77	4634833.42
LAR 04	Larino	31	26	170	165	250	495196.51	4631516.56
LAR 05	Larino	1	275	170	165	250	495300.24	4636592.17
LAR 06	Larino	1	113	170	165	250	496293.97	4636378.26
LAR 07	Larino	4	109	170	165	250	496265.03	4635466.81

LAR 08	Larino	15	355	170	165	250	496010.95	4633043.65
LAR 09	Larino	4	122	170	165	250	496085.50	4634850.97
LAR 10	Larino	1	104	170	165	250	496196.69	4636907.72
LAR 11	San Martino in Pensilis	1	3	170	165	250	496138.70	4637688.19
LAR 12	San Martino in Pensilis	2	101	170	165	250	496604.95	4638286.76
LAR 13	Larino	7	277	170	165	250	492237.76	4634672.08
LAR 14	Larino	7	24	170	165	250	492028.56	4634053.39

Tabella 9.1: Localizzazione planimetrica e catastale degli aerogeneratori di progetto

Il progetto prevede l'adeguamento di tratti di strada esistenti, in particolare strade comunali, e la realizzazione di nuovi e brevi tratti viabilità a servizio degli aerogeneratori in progetto.

La disponibilità delle aree, per l'installazione degli aerogeneratori e per le tutte le relative opere connesse, è garantita grazie alla Dichiarazione di Pubblica utilità ai sensi degli artt. 52-quater "Disposizioni generali in materia di conformità urbanistica, apposizione del vincolo preordinato all'esproprio e pubblica utilità" e 52-quinquies "Disposizioni particolari per le infrastrutture lineari energetiche facenti parte delle reti energetiche nazionali" D.P.R. 327/2001 a conclusione del procedimento autorizzatorio di cui all'art.12, d.lgs. 387/2003 e gli effetti dell'Autorizzazione Unica ottenuta dopo opportuna conferenza di servizi.

Tutte le aree oggetto interessate dal progetto sono riportate nello specifico elaborato di progetto "Piano Particella di esproprio".

9.1. Caratteristiche tecniche dell'aerogeneratore

L'aerogeneratore è una macchina rotante che trasforma l'energia cinetica del vento in energia elettrica ed è essenzialmente costituito da una torre (suddivisa in più parti), dalla navicella, dal Drive Train, dall'Hub e tre pale che costituiscono il rotore.

Per il presente progetto una delle possibili macchine che verrà installata è il modello Siemens Gamesa SG 170 di potenza nominale pari a 6.0 MW, altezza torre all'hub pari a 165 m e diametro del rotore 170 m (**Figura 9.1.1**).

Oltre ai componenti su elencati, vi è un sistema di controllo che esegue, il controllo della potenza ruotando le pale intorno al loro asse principale, ed il controllo dell'orientamento della navicella, detto controllo dell'imbardata, che permette l'allineamento della macchina rispetto alla direzione del vento.

Il rotore è a passo variabile in resina epossidica rinforzata con fibra di vetro di diametro pari a 170 metri, posto sopravvento al sostegno, con mozzo rigido in acciaio. Altre caratteristiche salienti sono riassunte nella **Tabella n. 9.1.1**.

Le caratteristiche dell'aerogeneratore su descritto sono quelle ritenute idonee in base a quanto disponibile oggi sul mercato, in futuro potrà essere possibile cambiare il modello dell'aerogeneratore

Rotor		Grid Terminals (LV)	
Type.....	3-bladed, horizontal axis	Baseline nominal power...	6.0MW/6.2 MW
Position.....	Upwind	Voltage.....	690 V
Diameter.....	170 m	Frequency.....	50 Hz or 60 Hz
Swept area.....	22,698 m ²	Yaw System	
Power regulation.....	Pitch & torque regulation with variable speed	Type.....	Active
Rotor tilt.....	6 degrees	Yaw bearing.....	Externally geared
Blade		Yaw drive.....	Electric gear motors
Type.....	Self-supporting	Yaw brake.....	Active friction brake
Single piece blade length	83,3 m	Controller	
Segmented blade length:		Type.....	Siemens Integrated Control System (SICS)
Inboard module.....	68,33 m	SCADA system.....	Consolidated SCADA (CSSS)
Outboard module.....	15,04 m	Tower	
Max chord.....	4.5 m	Type.....	Tubular steel / Hybrid
Aerodynamic profile.....	Siemens Gamesa proprietary airfoils	Hub height.....	100m to 165 m and site- specific
Material.....	G (Glassfiber) – CRP (Carbon Reinforced Plastic)	Corrosion protection.....	
Surface gloss.....	Semi-gloss, < 30 / ISO2813	Surface gloss.....	Painted
Surface color.....	White, RAL 9018	Color.....	Semi-gloss, <30 / ISO-2813 Light grey, RAL 7035 or White, RAL 9018
Aerodynamic Brake		Operational Data	
Type.....	Full span pitching	Cut-in wind speed.....	3 m/s
Activation.....	Active, hydraulic	Rated wind speed.....	11.0 m/s (steady wind without turbulence, as defined by IEC61400-1)
Load-Supporting Parts		Cut-out wind speed.....	25 m/s
Hub.....	Nodular cast iron	Restart wind speed.....	22 m/s
Main shaft.....	Nodular cast iron	Weight	
Nacelle bed frame.....	Nodular cast iron	Modular approach.....	Different modules depending on restriction
Mechanical Brake			
Type.....	Hydraulic disc brake		
Position.....	Gearbox rear end		
Nacelle Cover			
Type.....	Totally enclosed		
Surface gloss.....	Semi-gloss, <30 / ISO2813		
Color.....	Light Grey, RAL 7035 or White, RAL 9018		
Generator			
Type.....	Asynchronous, DFIG		

Tabella 9.1.1: Specifiche tecniche aerogeneratore

9.2. Viabilità e piazzole

La viabilità e le piazzole del parco eolico sono elementi progettati considerando la fase di costruzione e la fase di esercizio dell'impianto eolico.

In merito alla viabilità, come detto sopra, si è cercato di utilizzare il sistema viario esistente adeguandolo al passaggio dei mezzi eccezionali. Tale indirizzo progettuale ha consentito di minimizzare l'impatto sul territorio e di ripristinare tratti di viabilità comunale che si trovano in stato di dissesto migliorando l'accessibilità dei luoghi anche alla popolazione locale.

Nel caso questo non sia stato possibile, sono stati progettati tratti di nuova viabilità seguendo il profilo

naturale del terreno senza interferire con il reticolo idrografico presente in sito.

Nella **Figura 9.2.1** riportiamo una sezione stradale tipo di riferimento per i tratti di viabilità da adeguare e quelli di nuova realizzazione.

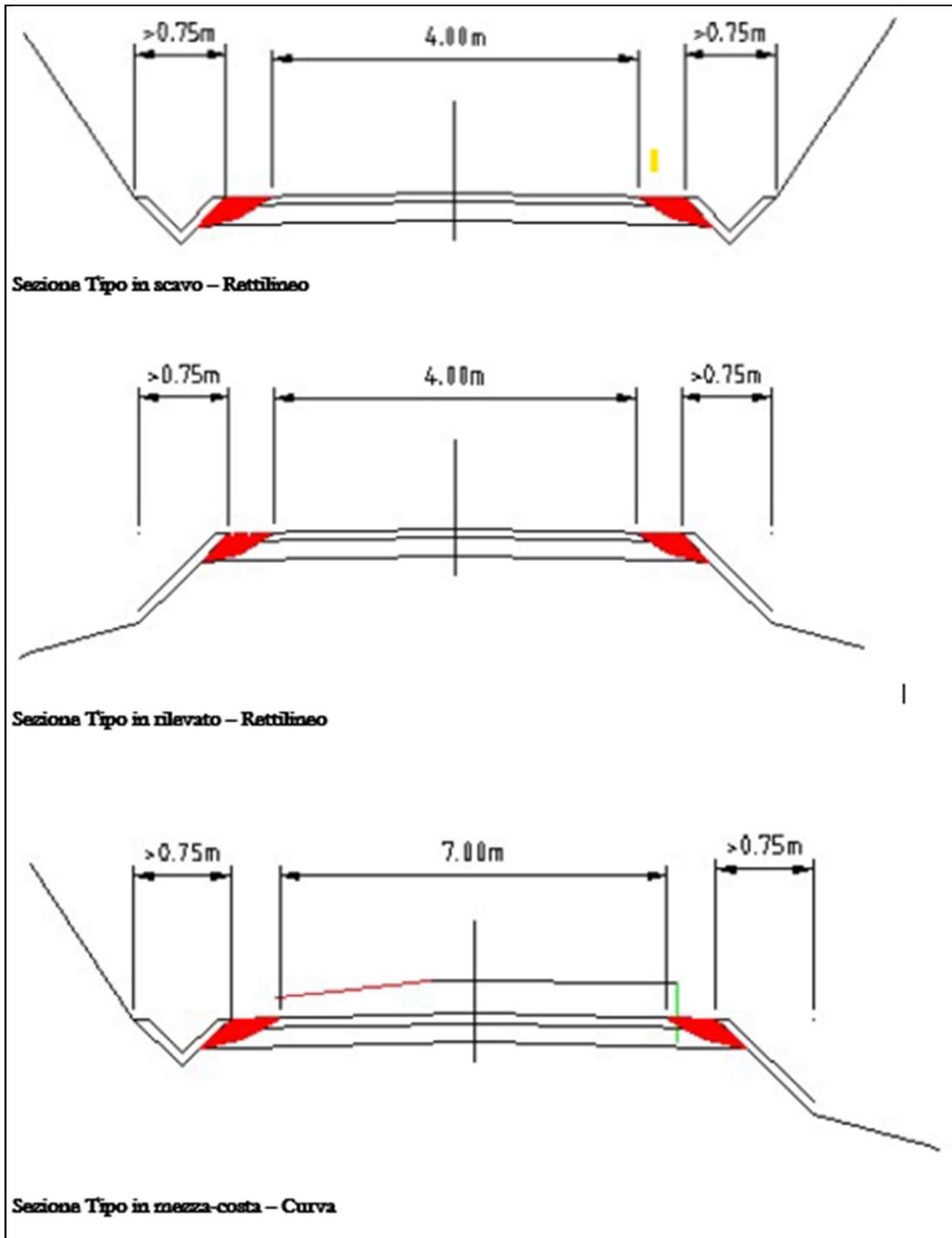


Figura 9.2.1: Sezioni tipo viabilità parco eolico

La progettazione delle piazzole da realizzare per l'installazione di ogni aerogeneratore prevede due configurazioni, la prima necessaria all'installazione dell'aerogeneratore e la seconda, a seguito di opere di dismissione parziale, per la fase di esercizio e manutenzione dell'impianto (**Figura 9.2.2**).

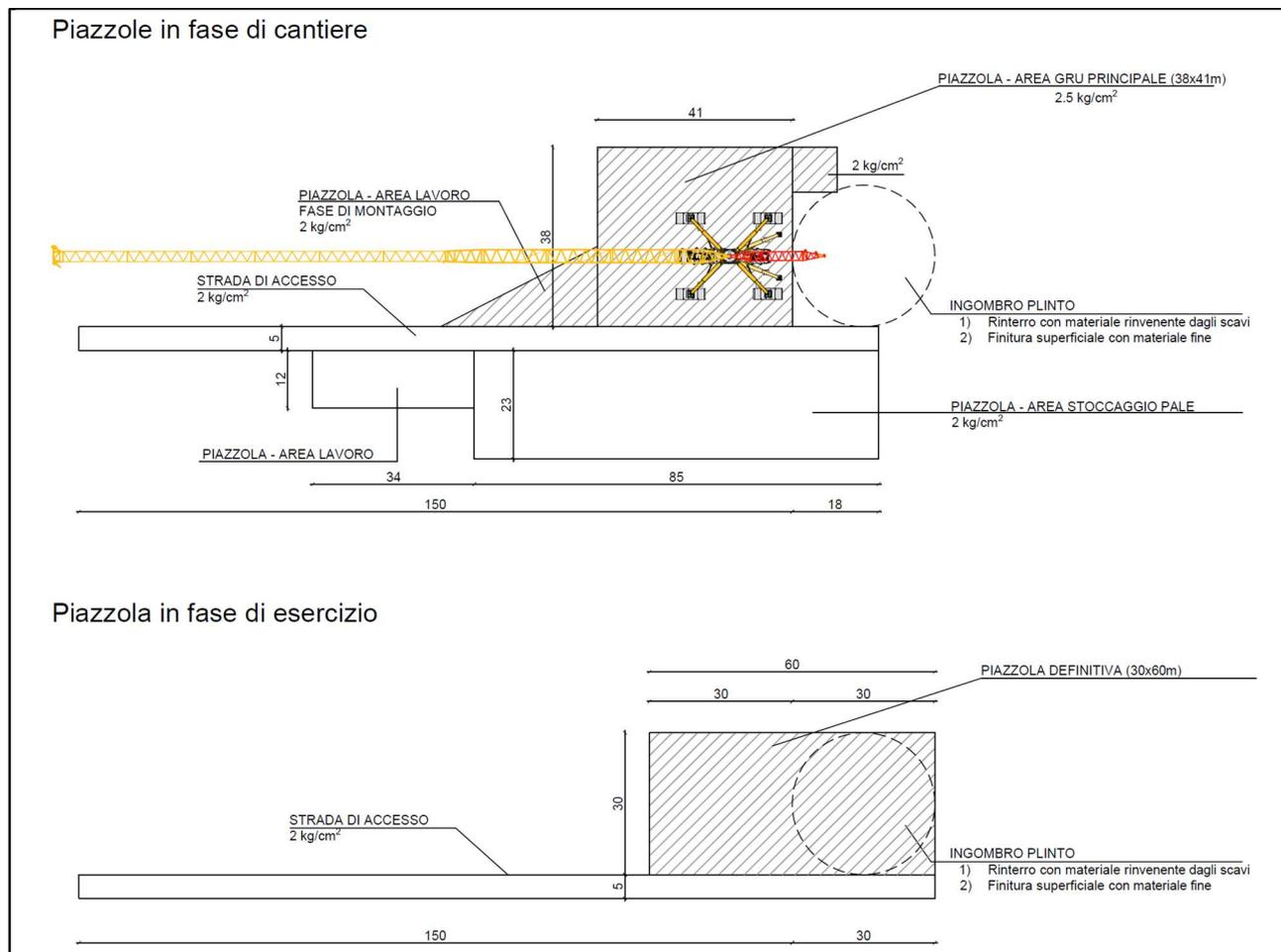


Figura 9.2.2: Planimetria piazzola tipo per la fase di installazione e fase di esercizio e manutenzione

9.3. Descrizione opere elettriche

9.3.1. Aerogeneratori

L'impianto eolico è composto da 14 aerogeneratori di potenza nominale pari a 6,0 MWp, opportunamente disposti e collegati in relazione alla disposizione dell'impianto, dotati di generatori asincroni trifasi. Ogni generatore è topograficamente, strutturalmente ed elettricamente indipendente dagli altri anche dal punto di vista delle funzioni di controllo e protezione.

Gli aerogeneratori sono collegati fra loro e a loro volta si connettono al nuovo stallo della stazione elettrica di trasformazione 380/150/36 kV di Larino tramite un cavidotto interrato a 36 kV.

All'interno della torre saranno installati:

- l'arrivo cavo BT (690 V) dal generatore eolico al trasformatore;
- il trasformatore MT-BT (0,69/36 kV);

- il sistema di rifasamento del trasformatore;
- la cella a 36 kV di arrivo linea e di protezione del trasformatore;
- il quadro di BT (690 V) di alimentazione dei servizi ausiliari;
- quadro di controllo locale.

9.3.2. Linee a 36 kV di collegamento alla RTN

Il parco eolico in progetto convoglierà l'energia prodotta verso nuovo stallo della stazione elettrica di trasformazione 380/150/36 kV di Larino.



Figura 9.3.2.1: Collegamento delle turbine eoliche alla RTN in linea interrata a 36 kV

9.3.3. Linee elettriche di collegamento a 36 kV

Il parco eolico avrà una potenza complessiva di 84 MWp, data dalla somma delle potenze elettriche di 14 aerogeneratori da 6 MWp ciascuno. Dal punto di vista elettrico, gli aerogeneratori sono collegati fra loro in n. 4 gruppi (sottocampi) da 3 oppure 4 aerogeneratori ciascuno, come riportato nella tabella sottostante.

Sottocampo o Circuito	Aerogeneratori	Potenza totale [MW]
CIRCUITO A	LAR 14 – LAR 13 – LAR 02 – LAR 01	24
CIRCUITO B	LAR 05 – LAR 03 – LAR 04	18
CIRCUITO C	LAR 12 – LAR 11 – LAR 10	18
CIRCUITO D	LAR 09 – LAR 07 – LAR 06 – LAR 08	24

Tabella 9.3.3.1: Sottocampi degli aerogeneratori

Coerentemente con la suddivisione in sottocampi di cui sopra, l'intero sistema di distribuzione

dell'energia dagli aerogeneratori verso il nuovo stallo della stazione elettrica di trasformazione 380/150/36 kV di Larino è articolato in 4 distinte linee elettriche, una per ciascun sottocampo, con un livello di tensione pari a 36 kV e che confluiscono sui quadri generali a 36 kV dell'edificio a 36 kV in prossimità dello stallo di cui sopra.

Dall'aerogeneratore capofila di ciascun sottocampo, infatti, si diparte una linea elettrica di vettoriamento in cavo interrato a 36 kV, di sezione pari a 500 mm² (circuiti B e C) o 630 mm² (circuiti A e D). Analogamente, gli aerogeneratori di ciascun sottocampo sono collegati fra loro in entra-esce o fine linea con una linea elettrica in cavo interrato a 36 kV, di sezione crescente dal primo all'ultimo aerogeneratore. Tutti i cavi di cui si farà utilizzo, sia per il collegamento interno dei sottocampi che per la connessione alla stazione elettrica di trasformazione della RTN 380/150/36 kV di Larino, saranno del tipo schermato a filo di rame rosso, con conduttore a corda rotonda compatta di rame rosso, semiconduttore esterno elastomerico estruso e guaina in PVC.

In generale, per tutte le linee elettriche, si prevede la posa a trifoglio direttamente interrata dei cavi, ad una profondità di 1,50 m dal piano del suolo e l'utilizzo di una lastra protettiva che ne assicuri la protezione meccanica. In caso di particolari attraversamenti o di risoluzione puntuale di interferenze, le modalità di posa potranno essere modificate in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 11-17 e dagli eventuali regolamenti vigenti relativi alle opere interferite, mantenendo comunque un grado di protezione delle linee non inferiore a quanto garantito dalle normali condizioni di posa.

La figura seguente, nella quale le misure sono espresse in mm, mostra la modalità di posa sopra indicate; maggiori dettagli sono apprezzabili nell'elaborato di progetto "LAROE065 Schema unifilare impianto utente".

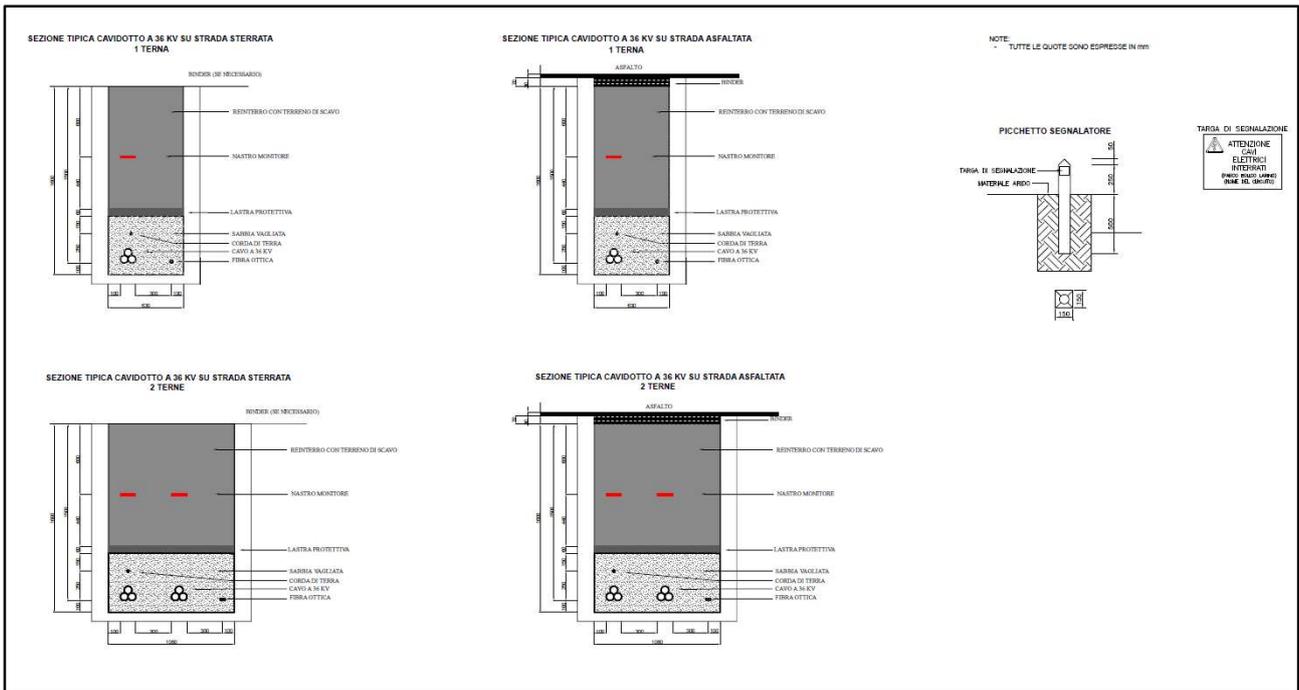


Figura 9.3.3.1: Sezioni tipiche delle trincee caavidotto per una o due terne di cavi in parallelo

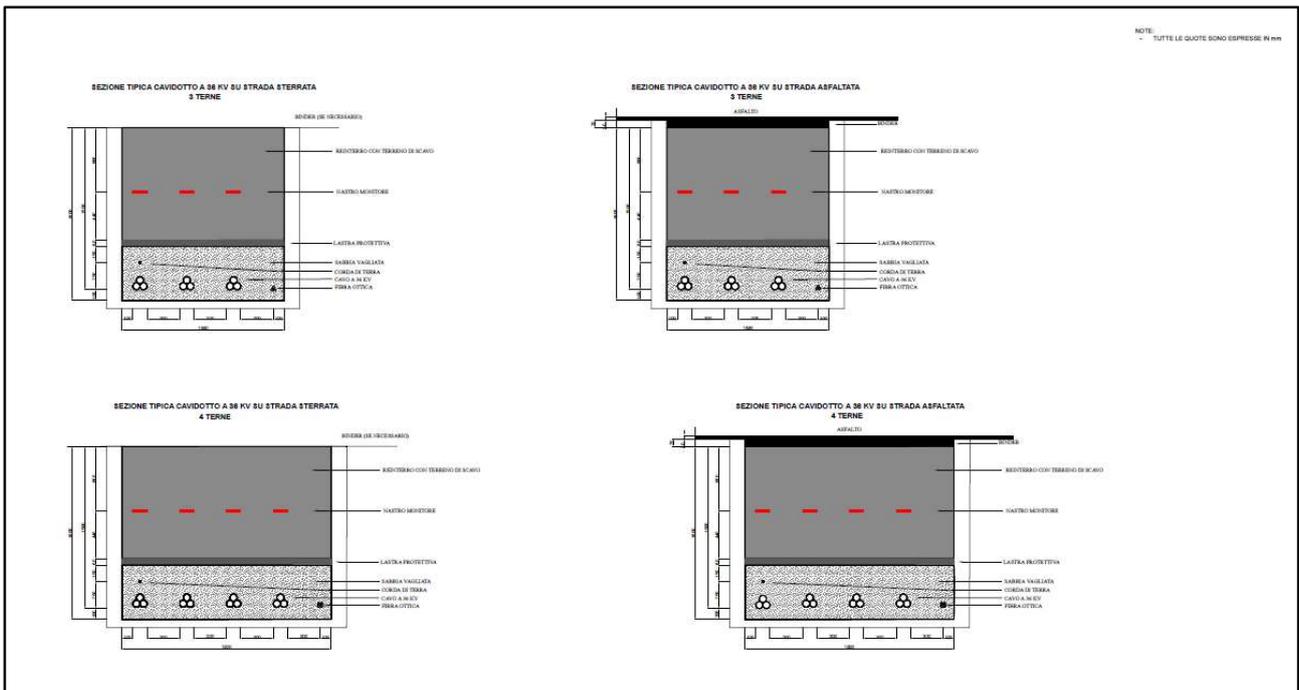


Figura 9.3.3.2: Sezioni tipiche delle trincee caavidotto per 3 o 4 terne di cavi in parallelo

9.3.4. Sistema di terra

Il sistema di terra del parco eolico è costituito da una maglia di terra formata dai sistemi di dispersori dei singoli aerogeneratori e dal conduttore di corda nuda che li collega. La maglia complessiva che si viene così a creare consente di ottenere un valore di resistenza di terra tale da garantire un sufficiente margine di sicurezza, adeguato alla normativa vigente. Il sistema di terra di ciascun aerogeneratore consisterà in più anelli dispersori concentrici, collegati radialmente fra loro, e collegati in più punti anche all'armatura

del plinto di fondazione.

10. DESCRIZIONE GENERALE COSTRUZIONE, ESERCIZIO E DISMISSIONE IMPIANTO

L'impianto eolico avrà una vita di circa 30 anni che inizierà con le opere di approntamento di cantiere fino alla dismissione dello stesso e il ripristino dello stesso con il ripristino dei luoghi. Si prevedono pertanto tre fasi:

- a) Costruzione;
- b) Esercizio e manutenzione;
- c) Dismissione.

10.1. Costruzione

Le opere di costruzioni possono essere distinte in tre parti distinte, le opere civili, opere elettriche e le opere di installazione elettromeccaniche degli aerogeneratori e relativa procedura di collaudo e avviamento.

10.1.1. Opere civili

Le opere civili riguardano il movimento terra per la realizzazione di strade e piazzole necessarie per la consegna in sito dei vari componenti dell'aerogeneratore e la successiva installazione.

Le strade esistenti che verranno adeguate e quelle di nuova realizzazione avranno una larghezza minima di 5 m e le piazzole per le attività di stoccaggio avranno una dimensione pari a circa 10.000 mq come riportato nell'elaborato *"LAROC034 Relazione tecnica descrittiva delle opere civili"*.

La consegna in sito delle pale e delle torri avverrà mediante l'utilizzo di mezzi di trasporto eccezionale che giungeranno in sito percorrendo la SS87 Sannitica.

La turbina eolica verrà installata su di una fondazione in cemento armato del tipo diretto o indiretto su pali. La connessione tra la torre in acciaio e la fondazione avverrà attraverso una gabbia di tirafondi opportunamente dimensionati al fine di trasmettere i carichi alla fondazione e resistere al fenomeno della fatica per effetto della rotazione ciclica delle pale. La progettazione preliminare delle fondazioni è stata effettuato sulla base della relazione geologica e in conformità alla normativa vigente.

I carichi dovuti al peso della struttura in elevazione, al sisma e al vento, in funzione delle caratteristiche di amplificazione sismica locale e delle caratteristiche geotecniche puntuali del sito consentiranno la progettazione esecutiva delle fondazioni affinché il terreno di fondazione possa sopportare i carichi trasmessi dalla struttura in elevazione.

In funzione della relazione geologica e dei carichi trasmessi in fondazione dall'aerogeneratore, in questa fase si è ipotizzata una fondazione di forma tronco-conica di diametro alla base pari a ca. 25.5 m su n. 12

pali del diametro pari 110 cm e della lunghezza di 27 m.

10.1.2. Opere Elettriche e di telecomunicazione

Le opere relative alla rete elettrica interna al parco eolico, oggetto del presente lavoro, possono essere così suddivise:

- opere elettriche di collegamento elettrico fra aerogeneratori;
- opere di collegamento alla Rete di Trasmissione Nazionale;
- fibra ottica di collegamento tra gli aerogeneratori e la sottostazione di trasformazione.

I collegamenti tra il parco eolico e la Stazione Utente avverranno tramite linee interrato esercite a 36 kV, ubicate lungo la rete stradale esistente e sui tratti di strada di nuova realizzazione che verranno poi utilizzati nelle fasi di manutenzione.

L'energia prodotta dai singoli aerogeneratori del parco eolico verrà trasportata in corrispondenza dell'Edificio 36 kV Terna e, successivamente, verrà eseguito il collegamento e la trasformazione alla tensione 380 kV in corrispondenza della stazione elettrica SE RTN 380/36 kV Larino previa ampliamento a seguito della realizzazione degli interventi previsti nell'ambito del Piano di Sviluppo Terna.

All'interno del parco eolico verrà realizzata una rete in fibra ottica per collegare tutte le turbine eoliche ad una sala di controllo, posizionata in una cabina prossima al suddetto edificio, attraverso cui, mediante il collegamento a internet, sarà possibile monitorare e gestire il parco da remoto. Tale rete di fibra ottica verrà posata all'interno dello scavo che verrà realizzato per la posa in opere delle linee di collegamento elettrico.

10.1.3. Installazione aerogeneratori

La terza fase della costruzione consiste nel trasporto e montaggio degli aerogeneratori. È stato previsto di raggiungere ogni piazzola di montaggio per scaricare i componenti, installare i primi due tronchi di torre direttamente sulla fondazione (dopo che quest'ultima avrà superato i 28 giorni di maturazione del calcestruzzo e i test sui materiali hanno avuto esito positivo) e stoccare in piazzola i restanti componenti per essere installati successivamente con una gru di capacità maggiore.

Completata l'installazione di tutti i componenti, si passerà successivamente al montaggio elettromeccanico interno alla torre affinché l'aerogeneratore possa essere connesso alla Rete Elettrica e, dopo opportune attività di commissioning e test, possa iniziare la produzione di energia elettrica.

10.2. Esercizio e manutenzione

La fase di gestione dell'impianto prevede interventi di manutenzione ordinaria e straordinaria. Le torri eoliche sono dotate di telecontrollo; durante la fase di esercizio sarà possibile controllare da remoto il

funzionamento delle parti meccaniche ed elettriche. In caso di malfunzionamento o di guasto, saranno eseguiti interventi di manutenzione straordinaria.

Gli interventi di manutenzione ordinaria, effettuati con cadenza semestrale, saranno eseguiti sulle parti elettriche e meccaniche all'interno della navicella e del quadro di Media tensione posto a base della torre. Inoltre, sarà previsto un piano di manutenzione della viabilità e delle piazzole al fine di garantire sempre il raggiungimento degli aerogeneratori ed il corretto deflusso delle acque in corrispondenza dei nuovi tratti di viabilità.

10.3. Dismissione dell'impianto

La vita media di un parco eolico è generalmente pari ad almeno 30 anni, trascorsi i quali è comunque possibile, dopo un'attenta revisione di tutti i componenti, prolungare ulteriormente l'attività dell'impianto e conseguentemente la produzione di energia. In ogni caso, una delle caratteristiche dell'energia eolica che contribuisce a caratterizzare questa fonte come effettivamente "sostenibile" è la quasi totale reversibilità degli interventi di modifica del territorio necessari a realizzare gli impianti di produzione. Una volta esaurita la vita utile dell'impianto è cioè possibile programmare lo smantellamento dell'intero impianto e la riqualificazione del sito di progetto, che può essere ricondotto alle condizioni ante operam a costi accettabili come esplicitato nel "Piano di dismissione".

11. INQUADRAMENTO DELL'AREA DI PROGETTO

11.1. Caratteristiche di ventosità dell'area d'impianto

Il progetto è stato studiato su un'area che presenta un quadro anemologico idoneo all'istallazione di un impianto eolico in quanto offre una elevata risorsa eolica come è possibile rilevare dalla presenza di altri impianti eolici storici presenti in un'area circolare di raggio 10 km dall'impianto oggetto della presente relazione. Nella figura seguente riportiamo una mappa di ventosità dell'area con la rappresentazione del vento ad un'altezza dal suolo pari a 100 m.

Nell'ambito del processo di progettazione di un impianto eolico e, più in generale, nelle fasi dello sviluppo del sito è necessario conoscere con una buona affidabilità la consistenza della risorsa eolica disponibile e quindi della sua produzione attesa. Ciò è garantito da idonee rilevazioni in sito delle grandezze di velocità e di direzione del vento per un periodo di alcuni anni. È possibile giungere ad una valutazione utile della risorsa eolica grazie a calcoli e confronti con dati di stazioni anemometriche ritenute storiche perché con un periodo di rilevazione di 10 anni e oltre.

Tramite serie storiche di riferimento è stato quindi possibile calcolare la statistica media del vento a lungo termine ed è stato calcolato che il vento a 165 m, ha una velocità media di 7 m/s ed una direzione

prevalente Ovest-Sud Ovest.

Sulla base delle suddette informazioni è stato sviluppato il layout di progetto e, utilizzando il software WINDPRO, è stata estrapolata la statistica del vento nella posizione di ogni aerogeneratore e a partire da questa è stata calcolata la produzione totale del parco eolico. Per maggiori dettagli si fa riferimento all'elaborato "LAREG009 Valutazione risorsa eolica ed analisi di producibilità".

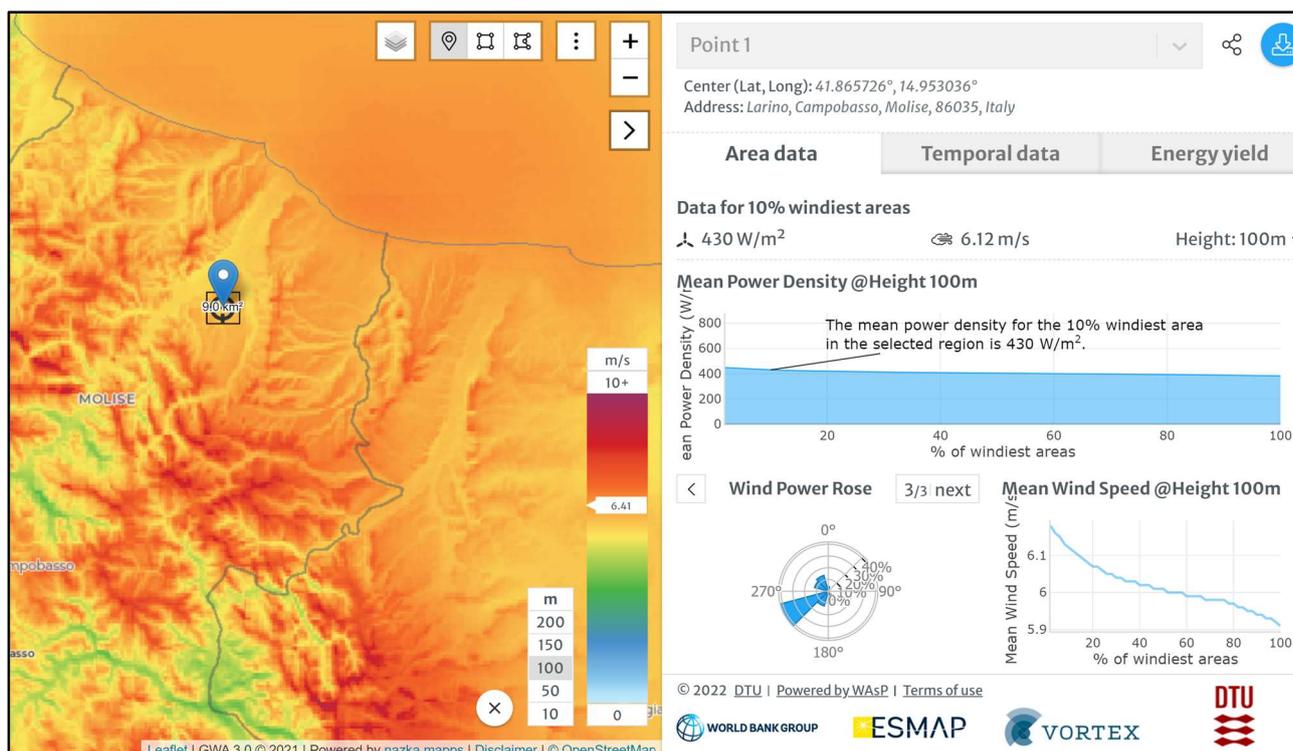


Figura 11.1.1: mappa di ventosità dell'area di progetto e rosa dei venti

Le valutazioni di producibilità sono state effettuate considerando il modello di WTG Siemens Gamesa SG170 - HH 165 m con potenza nominale pari a 6.0 MW.

Si può affermare che i risultati delle stime della ventosità, pur considerando le tipiche incertezze del calcolo, che sono state opportunamente e cautelativamente stimate, indicano che l'entità della risorsa disponibile rientra tra quelle di interesse per la realizzazione di un impianto eolico.

Come meglio riportato nello Studio Anemologico allegato al progetto, il valore di produzione energetica annuale atteso è pari a 271 GWh/anno, corrispondente a circa 3.228 ore equivalenti nette di operatività alla massima potenza.

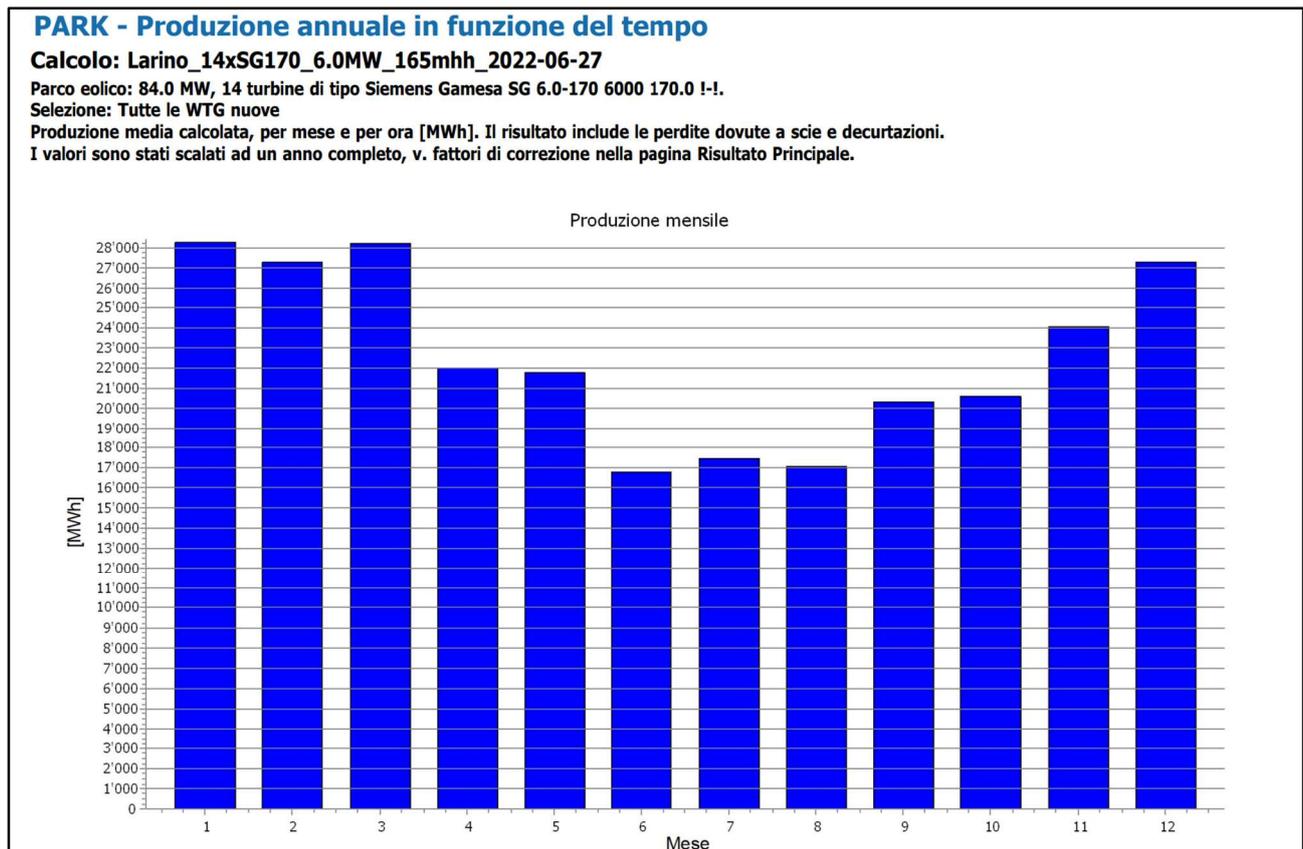


Grafico 11.1.1: Produzione media calcolata per mese e per ora (MWh).

11.2. Caratteristiche Geologiche dell'area d'intervento

La zona comprendente l'area dove verrà realizzato il "Parco Eolico Larino" appartiene all'unità strutturale della Catena Sud-Appenninica (**Figura 11.2.1**).

L'Appennino molisano è parte di una più ampia catena (la catena appenninica meridionale) caratterizzata da una struttura a falde di ricoprimento di tipo "thrust and fold belt", tipica delle catene monovergenti, con direzione del trasporto orogenetico verso i quadranti nordorientali.

Tale catena deriva dalla deformazione compressiva, realizzatasi durante il Miocene ed il Pliocene, del margine continentale apulo-adriatico sviluppatosi a partire dal Trias e costituito da un'alternanza di piattaforme carbonatiche e bacini profondi.

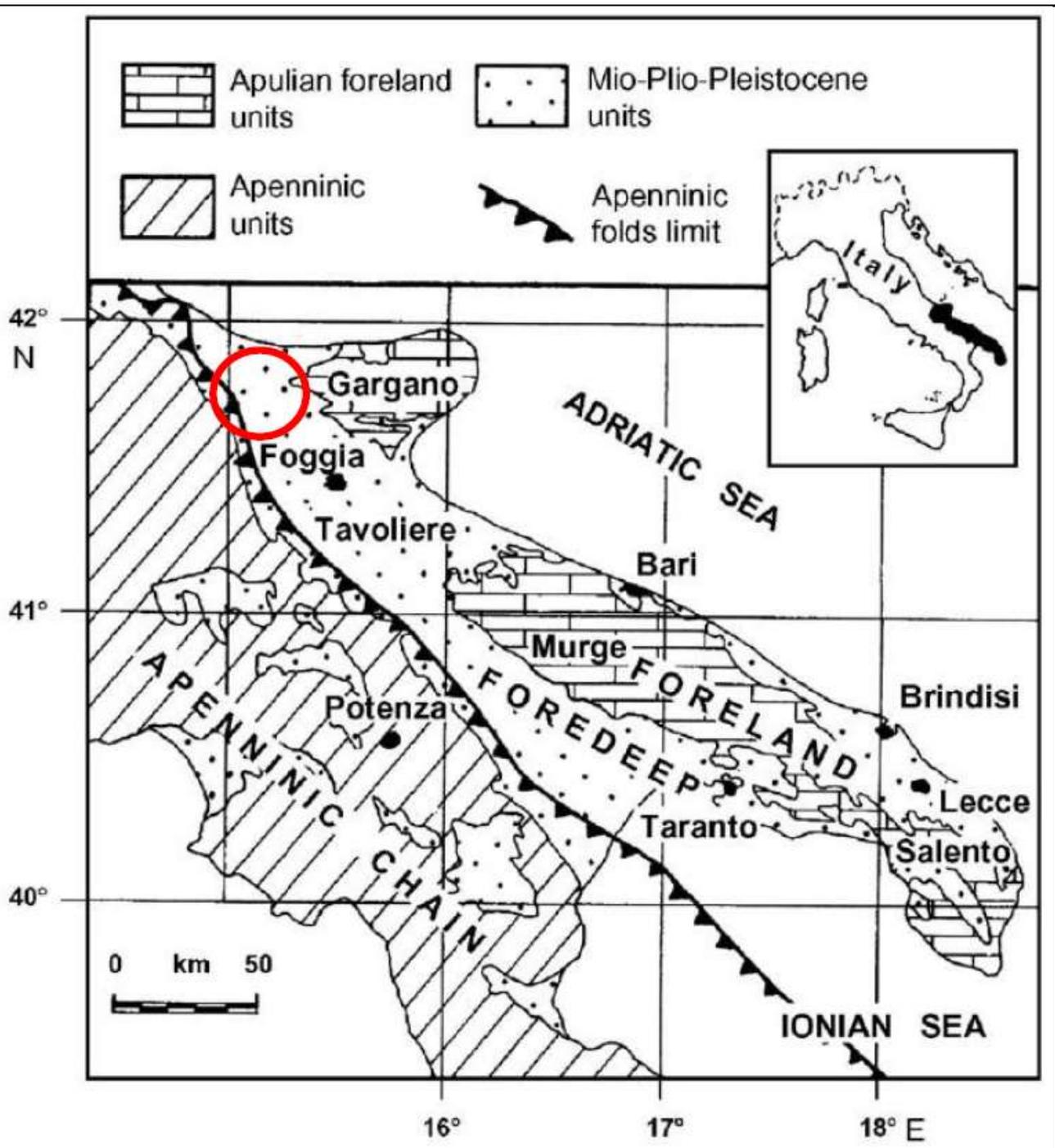


Figura 11.2.1: Sistema Catena-Fossa-Avampaese Apulo

Le unità tettoniche (o stratigrafico-strutturali) che compongono l'Appennino molisano sono le seguenti:

- l'Unità della piattaforma carbonatica laziale-abruzzese;
- le Unità molisane (falde molisane);
- la Falda sannitica;
- la Formazione di San Bartolomeo;
- i cicli pliocenici;

- il Ciclo Pliocene superiore p.p. – Pleistocene.

Nell'area in oggetto affiorano i membri dei cicli pliocenici e pleistocenici.

La quasi totalità del Parco Eolico, interessa i depositi dell'avanfossa plio pleistocenica a composizione sabbioso-ghiaioso-conglomeratica appartenenti al terrazzo di IV° e III° ordine, generato dall'attività erosivo-sedimentaria del Fiume Biferno.

Nel dettaglio, (si veda elaborato LAREG018 – Carta geologica) tranne gli aerogeneratori LAR_01 e LAR_04, poste nelle zona più a Sud del parco e che interessano le sabbie giallastre plioceniche, gli altri aerogeneratori sono ubicati in località Piane di Larino, dove la superficie topografica è tipica delle valli alluvionali, con andamento sub-pianeggiante e blanda pendenza verso l'alveo attuale del Fiume Biferno, ed i terreni in affioramento sono caratterizzati dai depositi alluvionali depositati dall'azione erosivo-sedimentaria del fiume stesso; il materasso alluvionale, caratterizzato da alternanze di ghiaie, sabbie e limi presenta spessori compresi tra 5 e 15 metri (fonte: indagini reperite Microzonazione Sismica Larino).

Come detto, tutti gli aerogeneratori, appartengono al bacino idrografico del Fiume Biferno; la piana alluvionale, risulta solcato da una serie di valloni, più o meno incisi, che sono tributari in destra orografica del Fiume Biferno.

Complessivamente il rilevamento geomorfologico di superficie ha evidenziato per gran parte dell'area buone condizioni di equilibrio, dovute soprattutto alla morfologia sub-pianeggiante della zona.

11.2.1. Classificazione sismica

Dal punto di vista sismico i territori dei Comuni di Larino e San Martino in Pensilis vengono classificati come Zona sismica di II categoria, a seguito Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3519 del 2006 e dell'ulteriore riclassificazione sismica approvata con Delibera del Consiglio Regionale n.194 del 20 settembre 2006.

Le seguenti figure mostrano le mappe di pericolosità sismica del territorio regionale e del territorio dei comuni interessati dal Parco Eolico Larino.

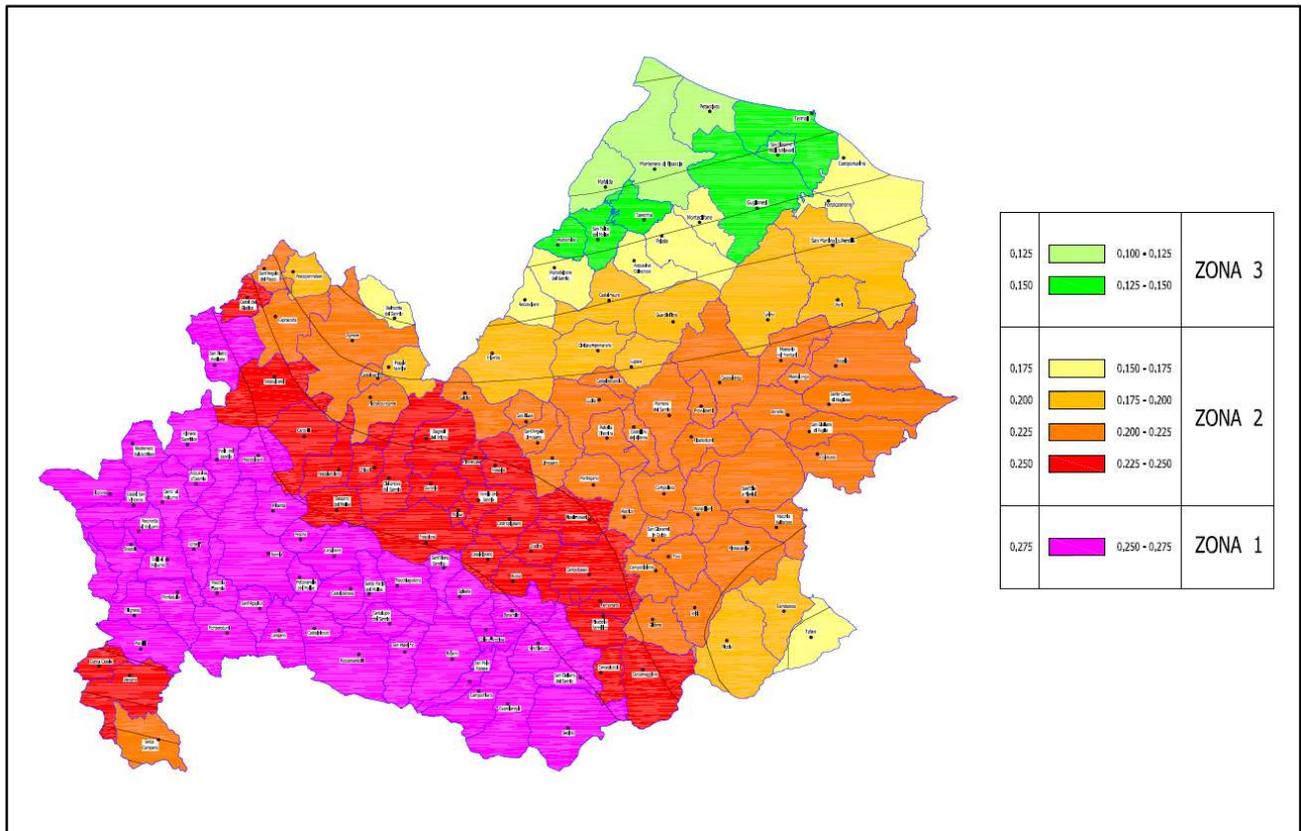


Figura 4.3.2.1: Classificazione sismica della Regione Molise (Fonte INGV)

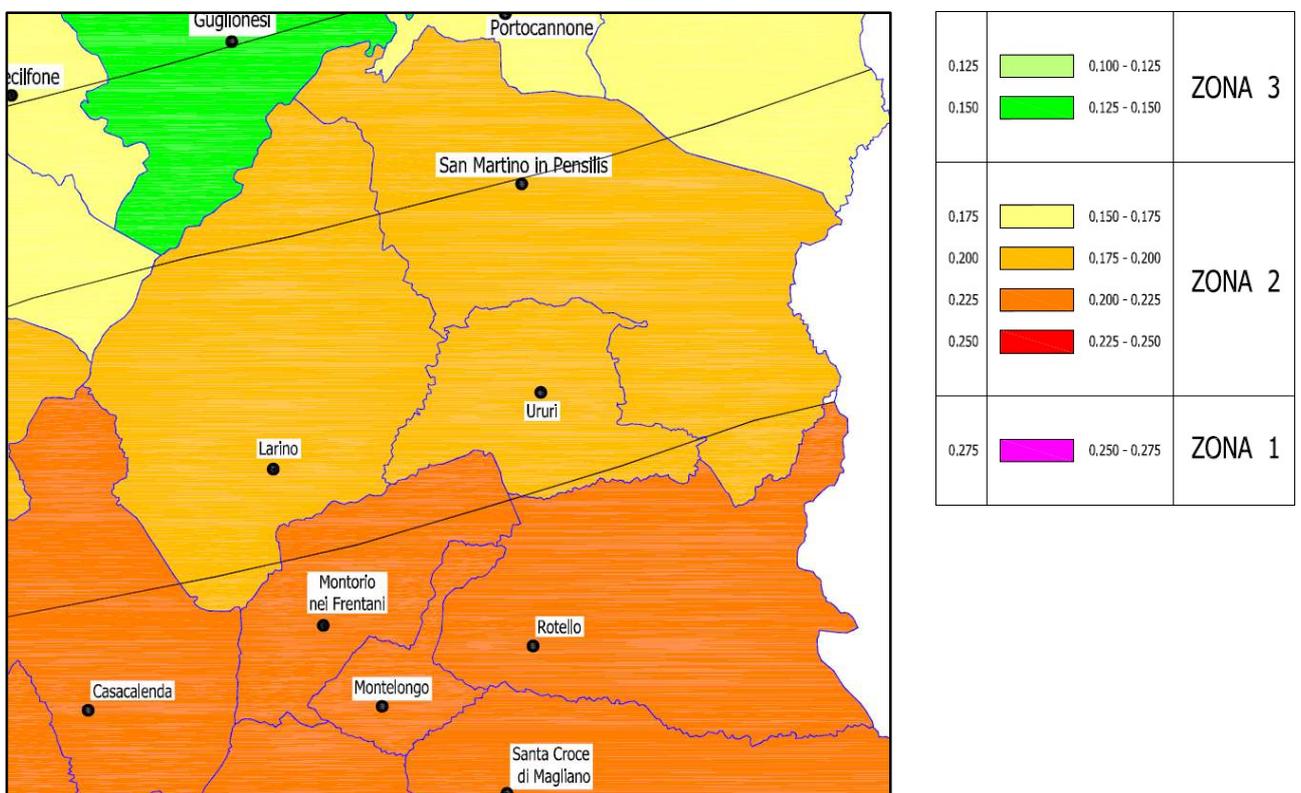


Figura 4.3.2.2: Classificazione sismica del territorio dei comuni interessati dal Parco Eolico Larino (Fonte INGV)

11.3. Caratteristiche Idrologiche dell'area d'intervento

La Regione Molise fa parte del Distretto Idrografico dell'Appennino Meridionale (D.Lgs. 152/2006).

I principali bacini idrografici del Molise sono quattro corsi d'acqua naturali a sbocco Adriatico (Fortore, Saccione, Biferno e Trigno), oltre ad una fitta rete di ordine inferiore, come mostrato dalla **Figura 11.4.1**.

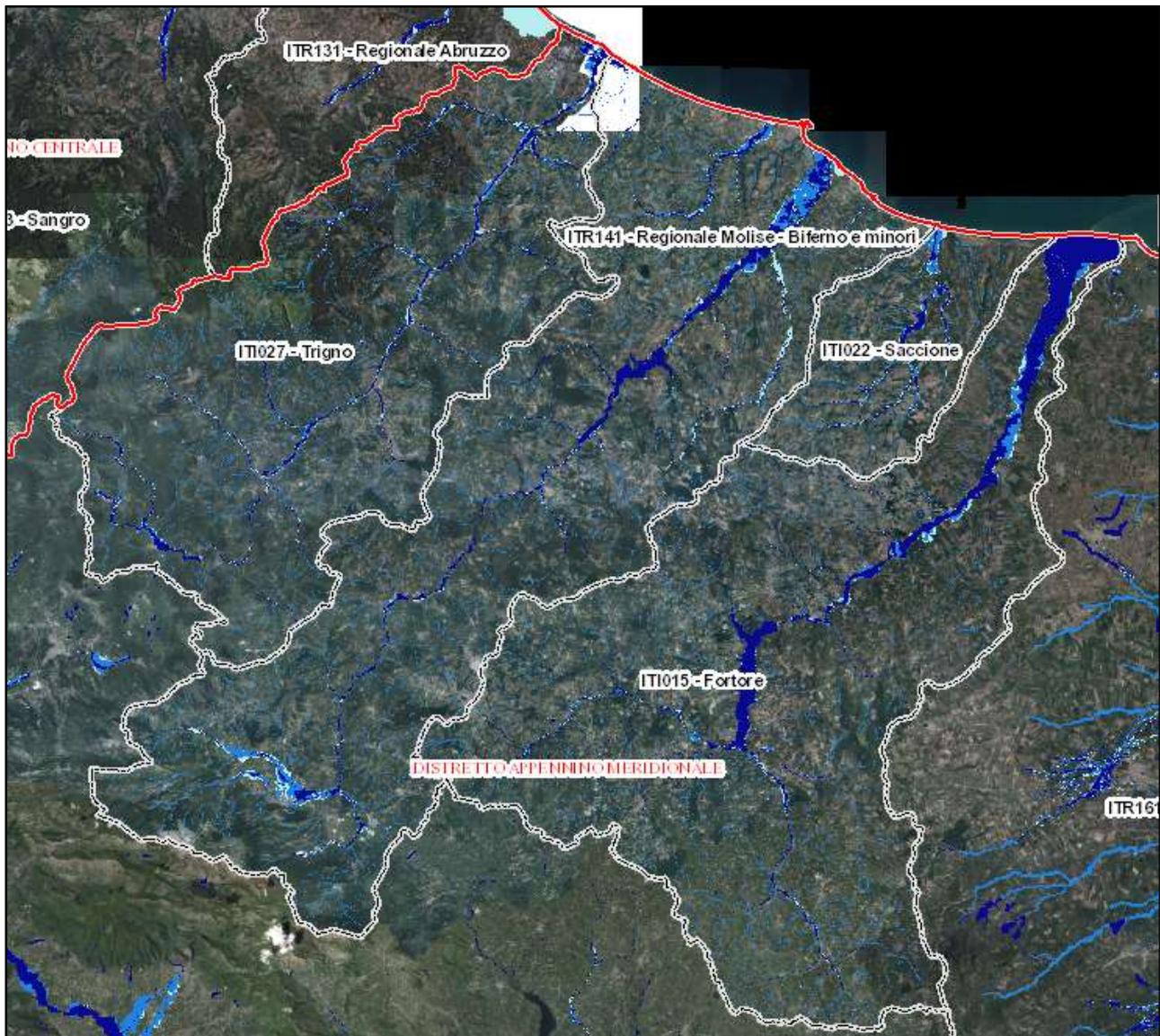


Figura 11.4.1: Bacini idrografici della Regione Molise (Fonte - Geoportale Nazionale)

L'area dove si prevede la realizzazione dell'impianto eolico si sviluppa unicamente all'interno del bacino dei Fiume Biferno e minori (**Figura 11.4.2**).

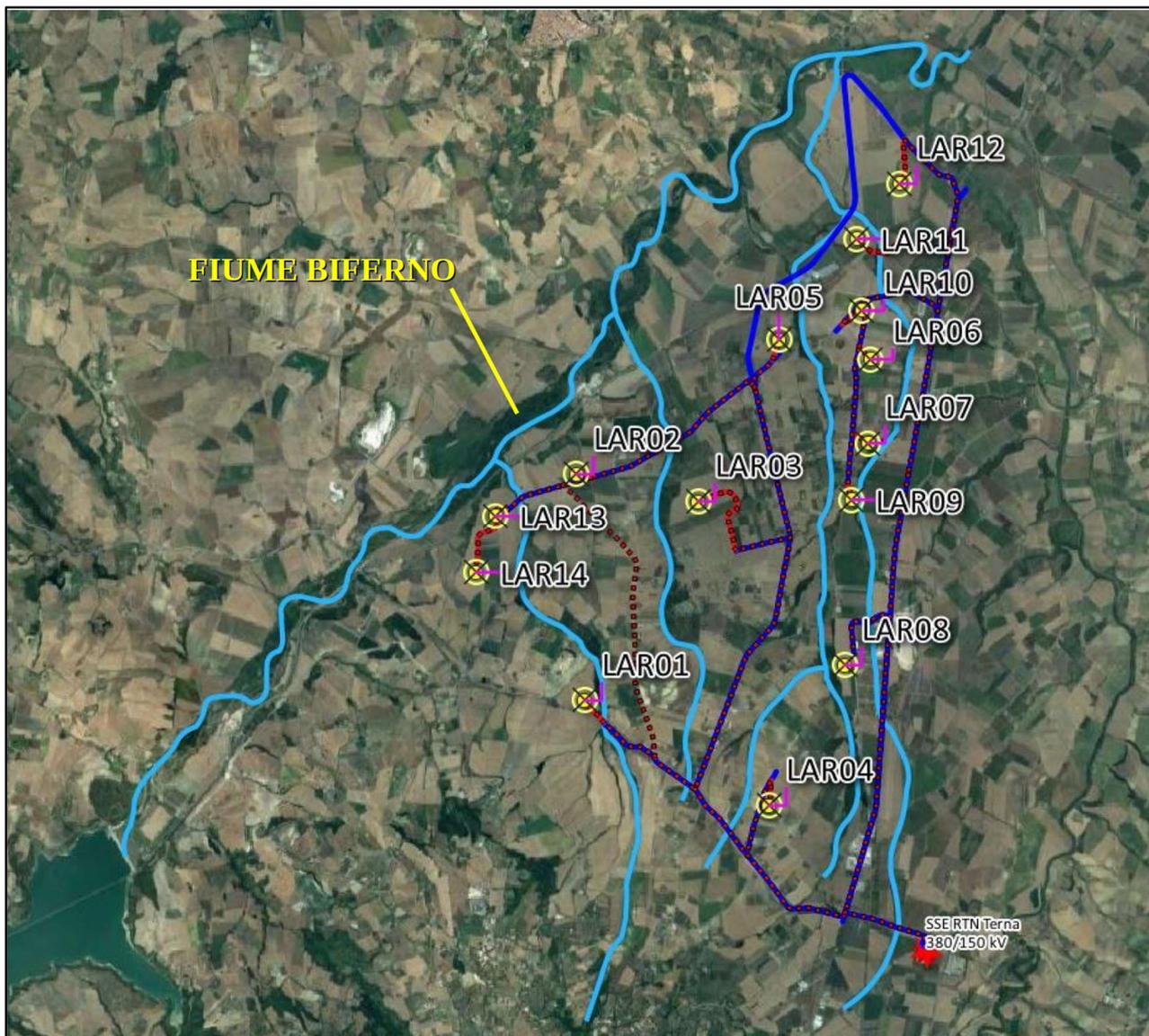


Figura 11.4.2: Ubicazione degli aerogeneratori (in giallo il bacino del fiume Biferno, in celeste il bacino del Torrente Saccione)

Il bacino idrografico dei fiumi Biferno e minori è caratterizzato da una superficie di bacino drenante di circa 1316,1 km² e da tre Unità fisiografiche: Aree Montuose Appenniniche, Aree Collinari Appenniniche e Aree di Bassa Pianura.

Il reticolo idrografico delle Aree Montuose Appenniniche è definito dai lineamenti tettonici lungo cui si sviluppa il deflusso superficiale, mentre le Aree Collinari Appenniniche presentano un reticolo dendritico, dove le formazioni geologiche (sedimentarie terrigene e molassiche) non esercitano alcun condizionamento passivo sul reticolo stesso, che si organizza liberamente nello spazio circostante.

Infine, le Aree di Bassa Pianura sono presentano un modello dendritico caratterizzato da alvei non confinati.

Il fiume Biferno scorre interamente nella regione molisana, compiendo un percorso di circa 96 km, durante il quale riceve 45 affluenti, ha origine in Pietrecadute dall'unione di più corsi d'acqua provenienti

dai Monti del Matese, confluisce nel Lago del Liscione, bacino artificiale di grandi dimensioni costruito per il fabbisogno idrico della regione; successivamente il fiume Biferno sfocia nel Mar Adriatico nella zona a Sud di Termoli.

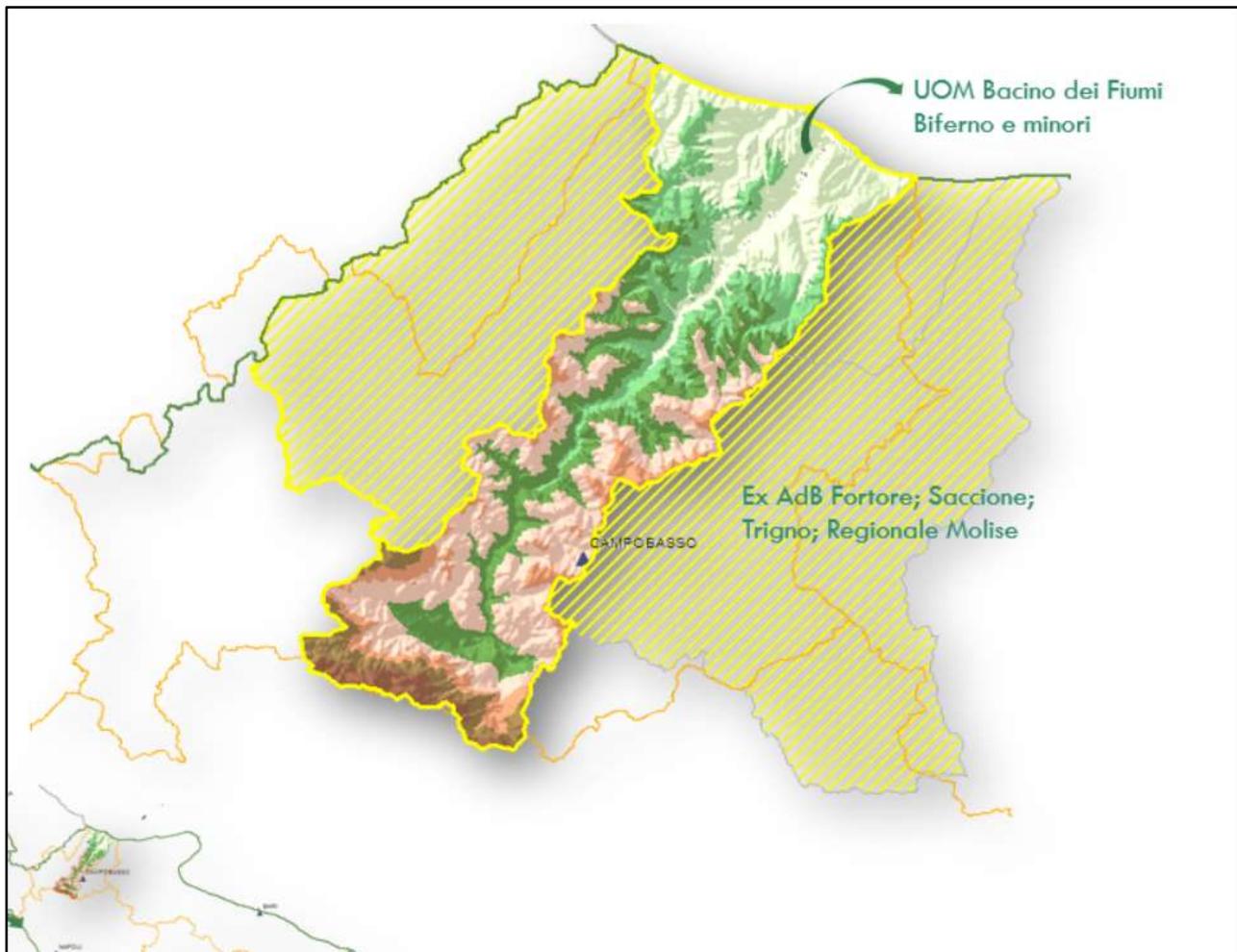


Figura 11.4.3: Bacino idrografico dei Fiumi Biferno e minori (Fonte – Autorità di Bacino Distrettuale dell'Appennino Meridionale)

11.4. Infrastrutture viarie presenti

Con riferimento all'infrastruttura viaria, si è visto che delle strade esistenti verranno adeguate in alcuni tratti per rispettare i raggi di curvatura e l'ingombro trasversale dei mezzi di trasporto dei componenti dell'aerogeneratore. Saranno poi realizzate una serie di strade e di piste di accesso che consentiranno di raggiungere agevolmente tutte le postazioni in cui verranno collocati gli aerogeneratori. Nel complesso non sono previste significative opere viarie per il raggiungimento degli aerogeneratori in progetto, essendo l'infrastruttura viaria locale mediamente articolata e dunque nel complesso idonea alla realizzazione del Progetto.

11.5. Opere presenti interferenti

Le interferenze rilevate sono essenzialmente di natura progettuale (interferenze con il percorso

dell'elettrodotto interrato) e logistica (interferenze con i trasporti). In particolare, vengono di seguito riportate le tipologie di interferenze rilevate:

- *Interferenze lungo il percorso del cavidotto di progetto:*
 - Strade provinciali, statali e Comunali (Ente gestore: Provincia di Campobasso, Comune di Montorio nei Frentani, Larino, Ururi e San Martino in nPensilis);
 - Corsi d'acqua;
 - Linee aeree Telecom;
 - Linee elettriche aeree;
- *Interferenze lungo la viabilità d'accesso dei mezzi di trasporto:*
 - Elettrodotti aerei (verificata per tutte le linee aeree la compatibilità di quota rispetto al carico);
 - Viadotti e ponti.

12. VINCOLISTICA DI NATURA AMBIENTALE E PAESAGGISTICA

Il parco eolico in progetto ricade in aree prive di vincoli di natura ambientale e paesaggistica a livello locale mentre lo scenario interessa aree protette in termini di area vasta.

Le aree interessate dall'area vasta dell'impianto eolico sono le seguenti:

1. ZPS IT7228230 Lago di Guardialfiera – Foce Fiume Biferno distante 0.2 km dalle WTG più vicina LAR12 e LAR 11 rispettivamente in corrispondenza dalla SIC IT7222254 Torrente Cigno e SIC IT7228228 Bosco Tinassi;
2. SIC IT7222214 Calanchi Pisciarellò – Macchia Manes distante 1.25 km dalla WTG più vicina LAR13;
3. SIC IT7222215 Calanchi Lamaturo distante 5 km dalla WTG più vicina LAR14;
4. SIC IT7222216 Foce Biferno – Litorale Campomarino distante 8 km dalla WTG più vicina LAR12;
5. SIC IT7222217 Saccione – Bonifica Ramitelli distante 9 km dalla WTG più vicina LAR12;
6. SIC IT7222237 Fiume Biferno (Confluenza Cigno) distante 1,5 km dalla WTG più vicina LAR12;
7. SIC IT 7222249 Lago di Guardialfiera M.Peloso distante 5 km dalla WTG più vicina LAR14;
8. SIC IT7222250 Bosco Casale – Cerro del Ruccolo distante 10.5 km dalla WTG più vicina LAR04;
9. SIC IT7222254 Torrente Cigno distante 0.2 km dalla WTG più vicina LAR11;
10. SIC IT7222258 Bosco S. Martino e S. Nazzario distante 11.4 km dalla WTG più vicina LAR14;
11. SIC IT7222266 Boschi tra Fiume Saccione e Torrente Tona distante 13 km dalla WTG più vicina LAR04;
12. SIC IT7228228 Bosco Tanassi distante 0.2 km dalla WTG più vicina LAR11;

13. SIC IT 7228229 Valle Biferno dalla Diga a Guglionesi distante 0.35 km dalla WTG più vicina LAR13.

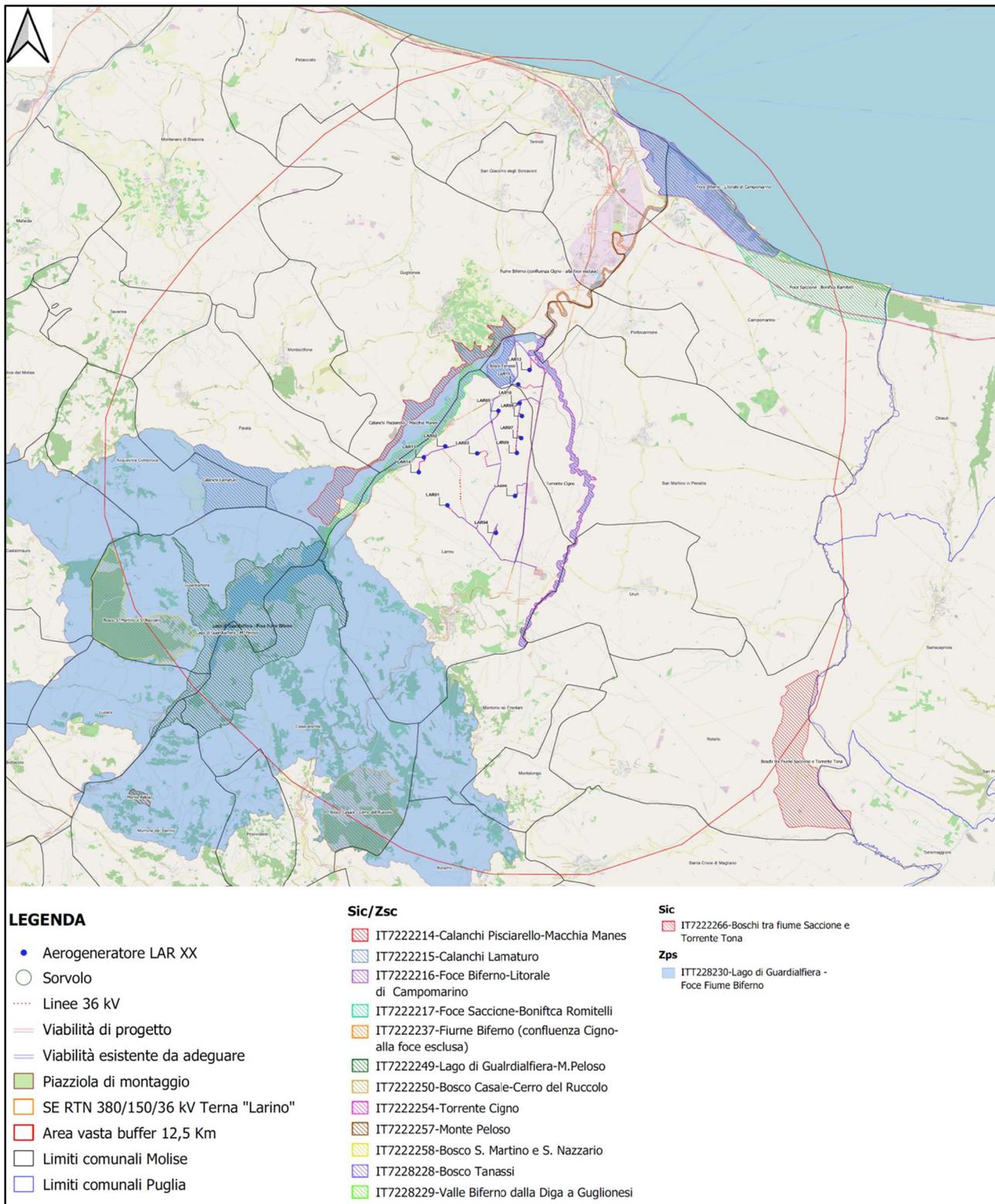


Figura 12.1: Inquadramento Zone SIC, ZSC e ZPS con perimetro area vasta (Fonte Portale Cartografico nazionale)

L'impatto in fase di cantiere e in fase di dismissione è da considerarsi trascurabile in quanto tali fasi hanno una durata breve e non continuativa nel tempo oltre ad essere totalmente esterne alle aree protette.

La fase di esercizio data la sua durata prolungata nel tempo ma non permanente ha un impatto sulle aree protette. Le aree dove localizzare gli aerogeneratori sono state scelte con l'obiettivo di essere al di fuori del confine di tali aree e ad una distanza e posizione tale da non alterne lo stato di conservazione.

Nella **Figura 12.2** viene rappresentate le zone SIC, ZSC e ZPS con il layout d'impianto.

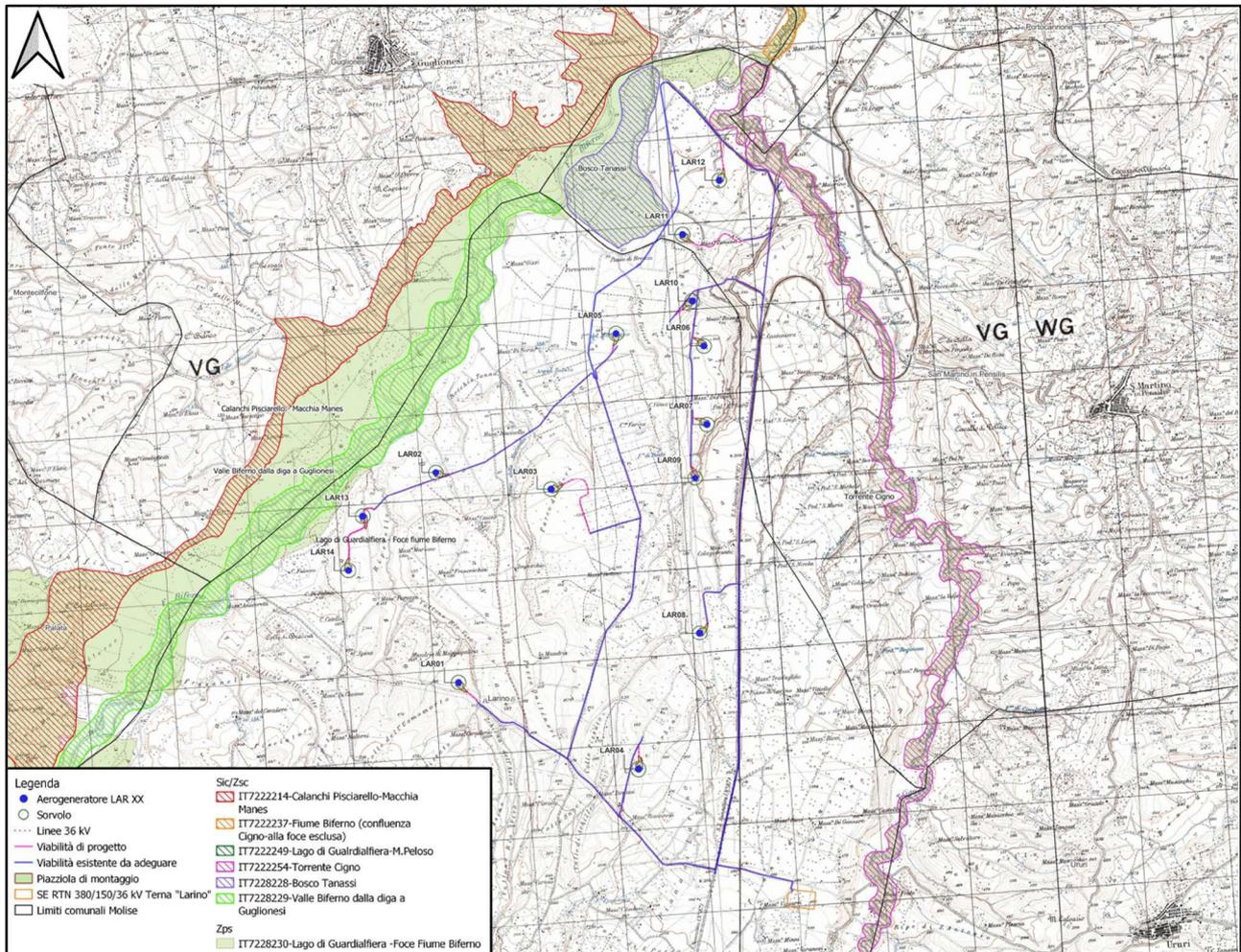


Figura 12.2: Inquadramento Zone SIC e ZPS area d'impianto (*Fonte Portale Cartografico nazionale*)

Nella figura seguente viene rappresentato l'impianto eolico, con riferimento al perimetro dell'area vasta dell'impianto rispetto alle zone IBA (**Figura 4.2.4.2**).

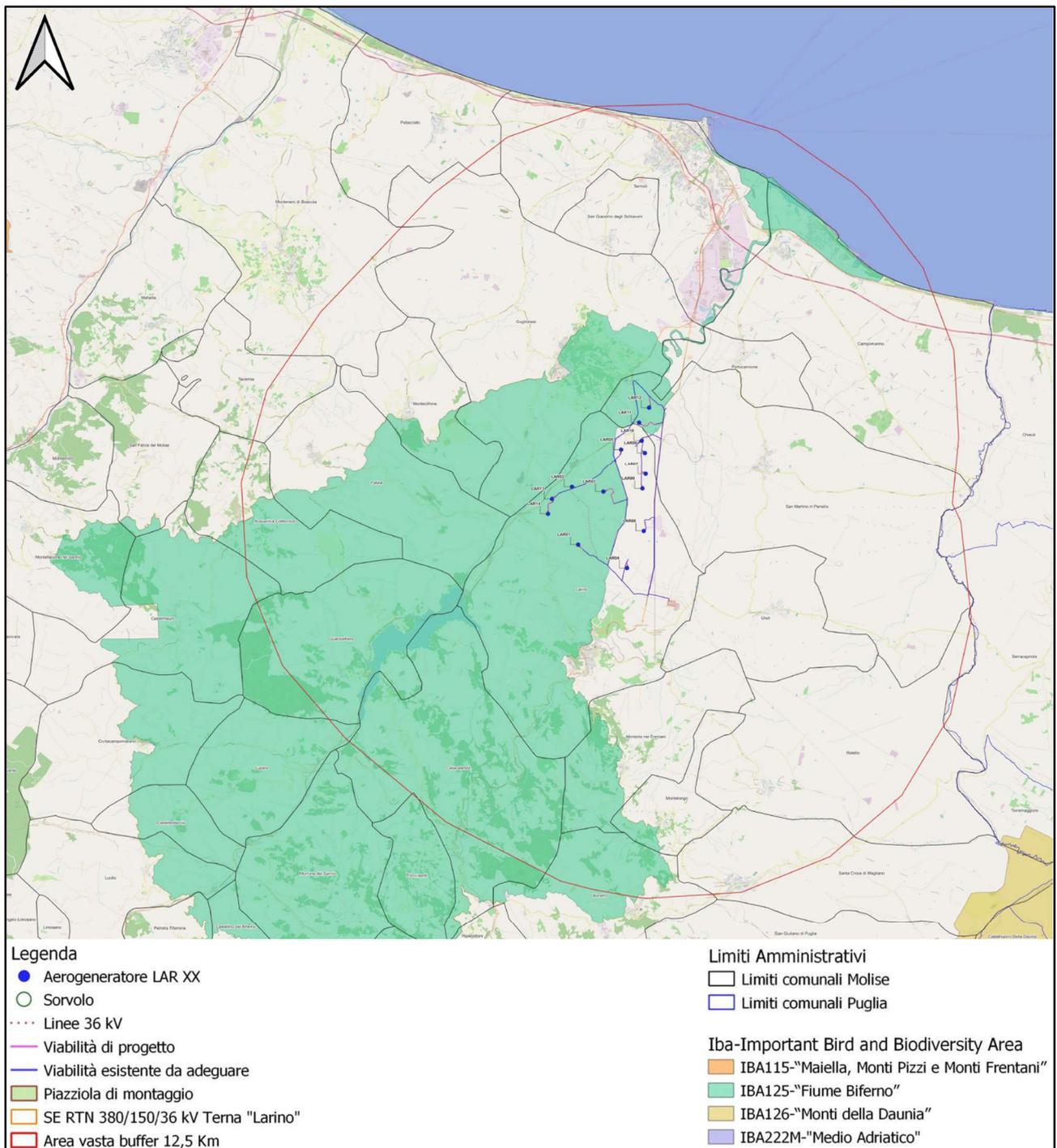


Figura 4.2.4.2: Zone IBA con perimetro area vasta

Il parco eolico interferisce soltanto con la Zone IBA125 "Fiume Biferno" in quanto all'interno di tale zona ricadono gli aerogeneratori LAR01, LAR02, LAR03, LAR11, LAR12 e LAR14.

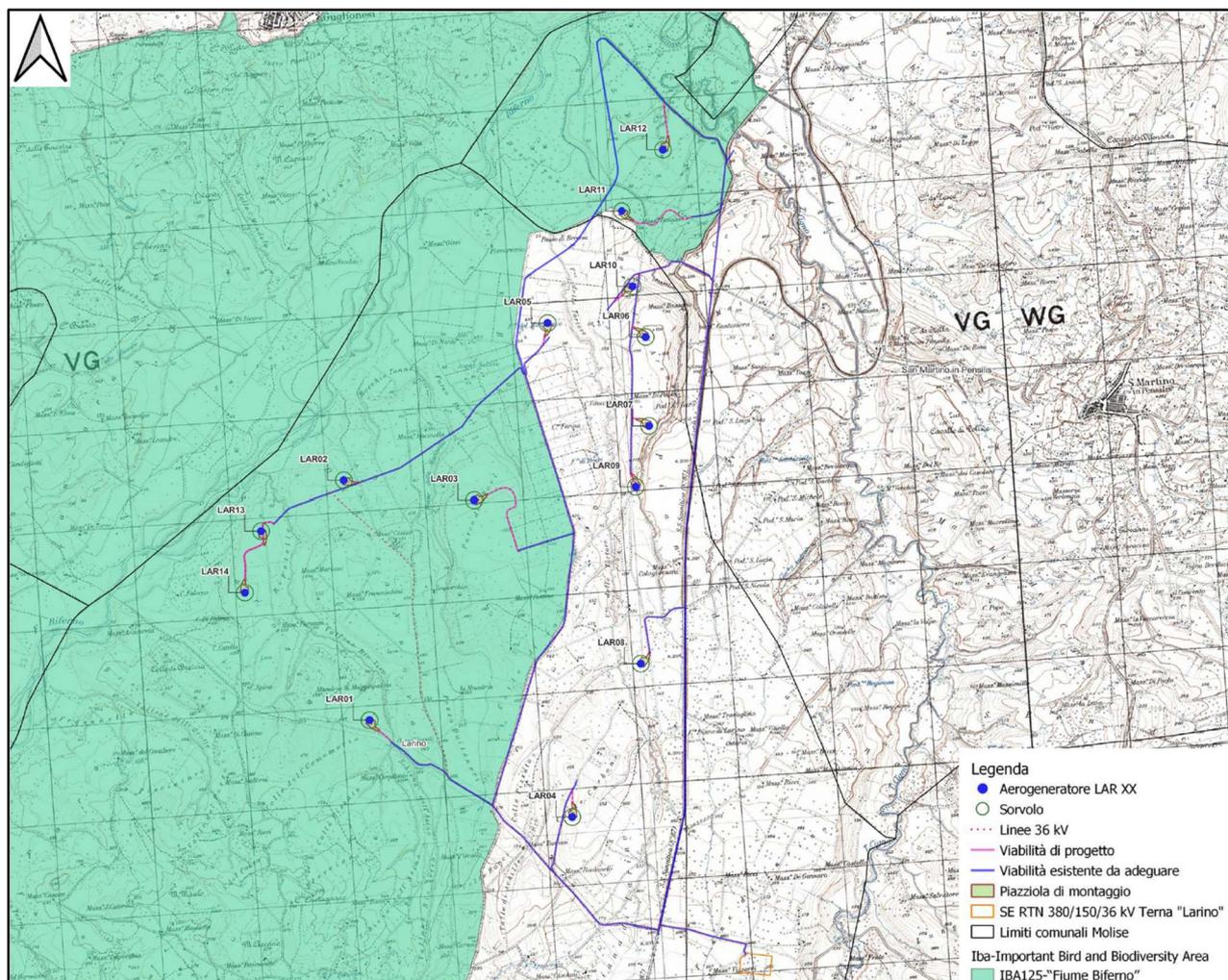


Figura 4.2.4.3: Zone IBA con area d’impianto

Il **Biferno** è il fiume più lungo presente interamente in Molise. Lungo 85 chilometri, nasce nel comune di Bojano dall’unione di corsi d’acqua provenienti dal Matese. Dopo aver attraversato un primo tratto, tra rocce e calanchi, arriva nel lago di Guardialfiera e, dopo altri 30 chilometri, sfocia nel mar Adriatico con foce a estuario tra Termoli e Campomarino. Dal lago sino alla foce del fiume la vallata si caratterizza per la presenza di colture irrigue a destinazione industriale come il girasole, frutteti e ortaggi. L’IBA 125 ha una superficie pari a 45.066 ha ed include la parte media e bassa del bacino imbrifero del fiume Biferno e la sua foce. L’area è caratterizzata da paesaggio collinare coperto da boschi, macchia mediterranea e coltivi. Il perimetro segue soprattutto strade ed include l’area compresa tra Guglionesi, Palata, Montefalcone nel Sannio, Petrella Tifernina, Ripabottoni Bonefro, Larino e Portocannone.

Nel basso corso del fiume, l’IBA corrisponde con i SIC:

- IT7282216- Foce Biferno – Litorale Campomarino;
- IT7282237- Fiume Biferno (confluenza Cigno - alla foce esclusa).

Le specie dell'IBA 125 sono riportate nella seguente tabella.

Specie	Nome scientifico	Status	Criterio
Nibbio bruno	<i>Milvus migrans</i>	B	C6
Nibbio reale	<i>Milvus milvus</i>	B	C6
Ghiandaia marina	<i>Coracias garrulus</i>	B	C6
Zigolo capinero	<i>Emberiza melanocephala</i>	B	A3

Tabella 4.2.4.1: Specie qualificanti presenti nell'IBA 125 e criteri IBA

Specie (non qualificanti) prioritarie per la gestione:

- Lanario (*Falco biarmicus*)
- Monachella (*Oenanthe hispanica*)

L'impianto eolico, per sua natura, può generare un incremento della mortalità degli uccelli e chirotteri per collisione con gli aerogeneratori. Al fine di mitigare tale impatto, in fase di progettazione il layout d'impianto è stata progettato rispettata una mutua distanza minima tra gli aerogeneratori (asse-asse) pari a 530 m – 1.200 m.

Al fine di mitigare ulteriormente l'impatto si prevede un piano di monitoraggio dell'avifauna durante la fase di esercizio dell'impianto eolico attraverso frequenti sopralluoghi in sito poter catalogare eventuali collisioni di uccelli o chirotteri da riportare agli enti competenti e prevedere, in funzione di dati emersi in fase di monitoraggio, l'eventuale installazione di un sistema di dissuasione e monitoraggio continuo dell'area in corrispondenza delle turbine eoliche prossime **in corrispondenza dalla SIC IT7222254 e SIC IT7228228**.

Tale sistema consiste in un monitoraggio automatico dell'avifauna e/o di riduzione del rischio di collisione degli uccelli e chirotteri con le turbine eoliche. Il sistema rileva automaticamente gli uccelli e, opzionalmente, può eseguire 2 azioni separate per ridurre il rischio di collisione degli uccelli con le turbine eoliche: attivare un segnale acustico e/o arrestare la turbina eolica.

Pertanto, sulla base degli accorgimenti progettuali di mitigazione e sulla base del piano di monitoraggio previsto si ritiene che l'impatto sull'avifauna sia **Medio**.

Per ulteriori dettagli si rimanda alla relazione "LARSA96 Analisi Faunistica del Sito (Bibliografica)".

La realizzazione del parco eolico nell'area descritta crea una modifica del paesaggio come qualsiasi opera che venga realizzata. La peculiarità dell'impianto eolico è dovuta principalmente all'installazione degli aerogeneratori, che per loro dimensioni si inseriscono in maniera puntuale all'interno del paesaggio esistente, e alla realizzazione di nuove strade e sottostazioni elettriche.

Tutti gli aspetti paesaggistici sono stati ampiamente trattati nella relazione paesaggistica (elaborato di progetto *“LARSA112 Relazione Paesaggistica”*).

La fase di cantiere per la costruzione e la dismissione sono caratterizzate da interventi che si inseriscono all'interno del paesaggio e nel tessuto del patrimonio culturale e dei beni materiali, in ambito di area del sito ed area vasta, di impatto pressoché nullo, in quanto di breve durata e considerando che tutte le opere provvisorie, che potrebbero modificare il paesaggio, vengono eliminate alla chiusura del cantiere.

La fase che ha un impatto sul tema oggetto di questo paragrafo è quella di esercizio, pur non essendo le opere permanenti, in quanto è previsto il ripristino dello stato dei luoghi ante-operam dopo la fine della vita utile dell'impianto.

Sostanzialmente gli elementi che hanno un impatto che richiede una valutazione, attraverso studi di intervisibilità e foto inserimenti, sono le turbine eoliche che, per le loro dimensioni, hanno un impatto visivo sul paesaggio sia a livello di area del sito che a livello di area vasta.

Le altre opere quali viabilità, cavidotto e sottostazioni elettriche hanno un impatto nullo in quanto non risultano visibili da punti di interesse paesaggistico e hanno dimensioni trascurabili rispetto all'intera area del progetto.

Come ampiamente discusso nella relazione paesaggistica, al fine di minimizzare l'impatto visivo dell'impianto sullo stato attuale dei luoghi, si sono adottate delle misure di mitigazione in fase di scelta progettuale, imponendo una distanza minima tra gli aerogeneratori di 500 m ed in generale pari a 6 volte il diametro nella direzione prevalente del vento e pari a 3 volte il diametro nella direzione ortogonale alla suddetta direzione.

Lo studio dell'impatto del parco eolico sul paesaggio ha confrontato anche le dimensioni rispetto allo stato ante-operam e alla percezione visiva rispetto alla linea dell'orizzonte dei nuovi elementi introdotti dall'uomo.

A tal fine si è riscontrato che l'area presenta già altri impianti eolici esistenti e, pertanto, l'introduzione di nuovi aerogeneratori nel rispetto delle regole di corretto inserimento funzionale, non introduce un elemento di novità nel paesaggio. Inoltre, la progettazione, al fine di mitigare ulteriormente l'impatto visivo, ha seguito i seguenti criteri:

- Utilizzo di aerogeneratori di potenza pari a 6,0 MWp, in grado di garantire un minor consumo di territorio, sfruttando al meglio la risorsa energetica disponibile del vento; grazie all'utilizzo di un numero inferiore di macchine, poste ad una distanza maggiore rispetto a quelle esistenti (minimo 500 m), si ottiene una riduzione dell'effetto derivante dall'eccessivo affollamento, a parità di potenza massima installata;

- Utilizzo di aree già interessate da impianti eolici, fermo restando un incremento quasi trascurabile degli indici di affollamento;
- Localizzazione dell'impianto in modo da non interferire con unità storiche riconosciute;
- Realizzazione di viabilità di progetto con materiali drenanti naturali;
- Interramento dei cavidotti di media e alta tensione;
- Utilizzo di soluzioni cromatiche neutre e di vernici antiriflettenti;
- Assenza di cabine di trasformazione a base torre eolica;
- Utilizzo di torri tubolari e non a traliccio;
- Riduzione al minimo di tutte le costruzioni e le strutture accessorie, limitate alla solastazione utente, ubicata all'interno del parco, in una posizione visibile soltanto in prossimità della stessa e opportunamente contornata da nuovi alberi da piantare al fine da minimizzare ulteriormente l'impatto paesaggistico su scala di area d'impianto.

Con riferimento alle aree vincolate ai sensi del D.Lgs 42/2004, come è possibile osservare dalla seguente figura, gli aerogeneratori e le relative opere connesse non occupano aree vincolate ad eccezione di alcuni tratti di linea elettrica interrata che interferiscono in corrispondenza di strade esistenti asfaltate con il buffer di 150 dall'alveo di alcuni corsi di acqua protetti e con il Tratturo Ateleta Biferno Sant'Andrea e Centurelle Montesecco.

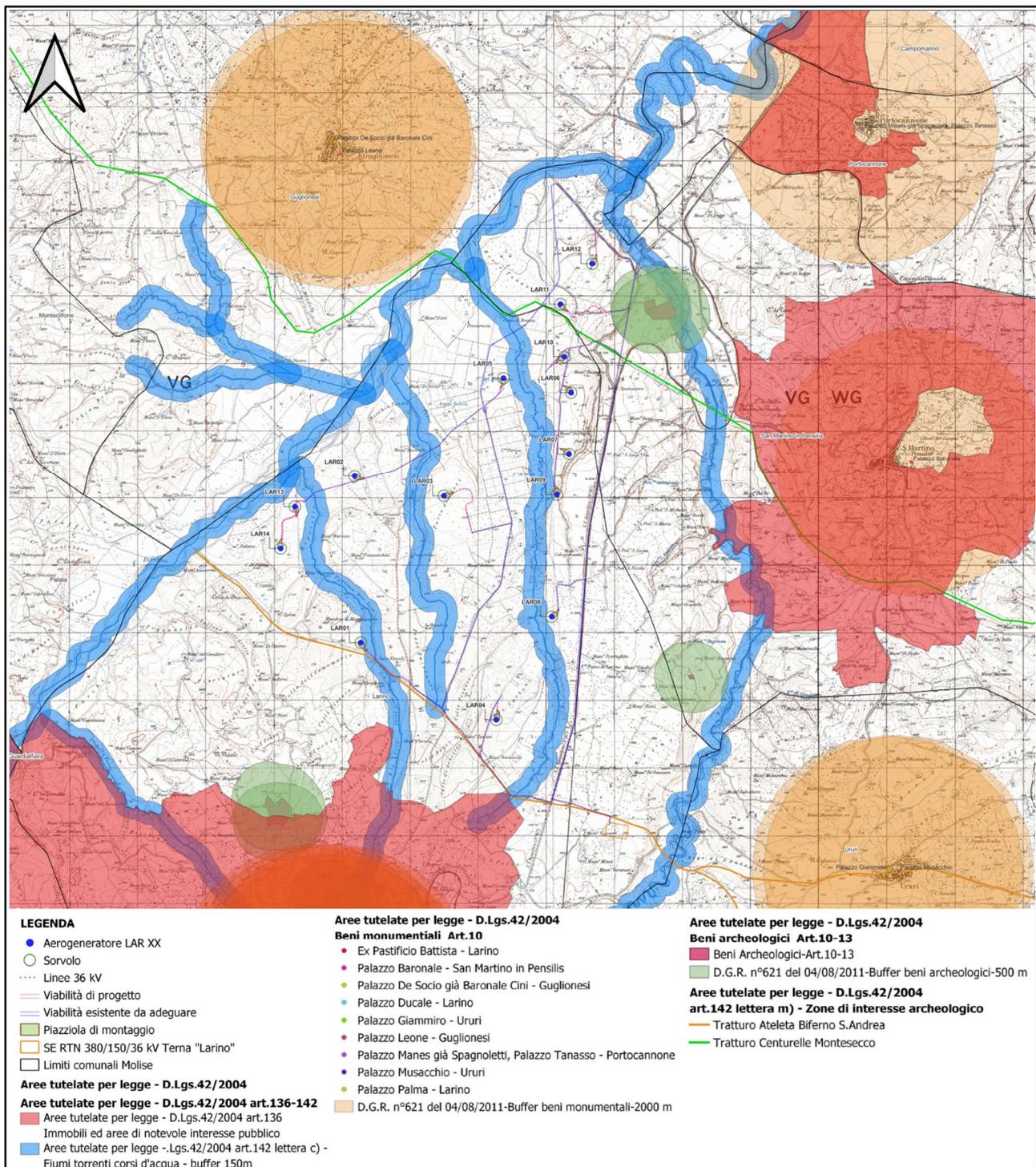


Figura 5.4.1: Carta dei vincoli paesaggistici con area d’impianto su IgM – Fonte SITAP

Le interferenze con i buffer dei corsi d’acqua verranno realizzate in corrispondenza di infrastrutture esistenti senza alterare il fondo dell’alveo.

In merito alle interferenze con i tratturi suddetti, si ritiene che i pochi tratti interessati non verranno alterati ulteriormente in quanto sede di strade provinciali e comunali asfaltate.

13. INQUADRAMENTO NORMATIVO ED AUTORIZZATIVO

Il progetto in esame è stato elaborato sulla base della normativa europea, nazionale e regionale vigente con particolare riferimento a quella della Regione Molise e si ritiene sia compatibile con tali strumenti.

I riferimenti sotto citati possono non essere esaustivi, pertanto, ulteriori disposizioni di legge e norme in materia si considerano applicate anche se non indicate.

13.1. Normativa di riferimento

Di seguito si riporta l'elenco delle norme di riferimento.

Settore energetico – Livello Nazionale:

- D.P.R. 24 maggio 1988, n.203 ("Attuazione delle direttive CEE nn. 80/779, 82/884 e 85/203 concernenti norma in materia di qualità dell'aria, relativamente a specifici agenti inquinanti, e di inquinamento prodotto dagli impianti industriali, ai sensi dell'art. 15 della L. 16 aprile 1987, n. 183");
- L. 9 gennaio 1991 n.9, concernente la parziale liberalizzazione della produzione di energia elettrica;
- L. 9 gennaio 1991 n.10, concernente la promozione del risparmio di energia e dell'impiego di fonti rinnovabili;
- delibera CIPE 126/99 del 6 agosto 1999 "Libro bianco per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili", con il quale il Governo italiano individua gli obiettivi da percorrere per ciascuna fonte;
- Decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 ("Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica");
- legge 1 giugno 2001, n.120 "Ratifica ed esecuzione del Protocollo di Kyoto alla Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici", tenutosi a Kyoto l'11 dicembre 1997";
- D.Lgs 7 febbraio 2002 contenente misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale. Tale decreto, conosciuto come "Decreto Sblocca centrali", prende avvio dalla constatata necessità di un rapido incremento della capacità nazionale di produzione di energia elettrica;
- D.Lgs 29 dicembre 2003, n. 387 e s.m.i. "Attuazione della direttiva 2001/77/CE (oggi sostituita e modificata dalla Direttiva 2009/28/CE) relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità";
- D.M. 23.6.2016, con riferimento agli impianti eolici di grossa taglia e di nuova realizzazione,

prevedeva che gli stessi potessero essere incentivati a seguito di aggiudicazione delle procedure competitive di asta al ribasso.

- L. n. 99/2009, conversione del cosiddetto DDL Sviluppo, stabilisce le "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia";
- D. Lgs 8 luglio 2010 n. 105 "Misure urgenti in materia di energia" così come modificato dalla L. 13 agosto 2010 n.129 "Conversione in legge, con modificazioni, del D.Lgs. 8 luglio 2010, n. 105, recante misure urgenti in materia di energia. Proroga di termine per l'esercizio di delega legislativa in materia di riordino del sistema degli incentivi";
- D.M. 10 settembre 2010 "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili ", in cui sono definite le linee guida nazionali per lo svolgimento del procedimento unico ex art. 12 del d.lgs. 387/2003 per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti di produzione di elettricità da fonti rinnovabili, nonché linee guida per gli impianti stessi;
- D. Lgs. 3 marzo 2011, n.28, "Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE".

A livello regionale sono stati considerati i seguenti riferimenti normativi:

- Linee Guida Regionali di cui alla D.G.R. n.621 del 4 agosto 2011;
- P.E.A.R. della regione Molise approvato con il D.C.R. n.133 del luglio 2017;
- L.R. n.23 del 16 dicembre 2014, così come aggiornata dalla L.R. n.4 del maggio 2016;
- Piano di Bacino Stralcio per l'Assetto Idrogeologico - Rischio Frane e Alluvioni (PAI) dei territori dell'ex Autorità di Bacino Interregionale Fortore, Saccione, Trigno e Regionale Molise, adottato dalla Conferenza Istituzionale permanente dell'AdB Distrettuale con Del. N. 3 del 23/05/2017, relativo al bacino del Biferno e minori, già bacini regionali, approvato con DPCM 19/06/2019 (G.U. - SG n.194 del 20/08/2019);
- Vincolo Idrogeologico ai sensi del R.D.L. 3267/23, L.R. 18/01/2000 n°6 e Deliberazione del Consiglio Regionale n.283 del 23/7/1986;

Elettrodotti, linee elettriche, sottostazioni e cabine di trasformazione:

- Regio Decreto 11 dicembre 1933, n. 1175 ("Testo unico delle disposizioni di legge sulle acque e impianti elettrici");
- Decreto del Presidente della Repubblica 18 marzo 1965, n. 342 ("Norme integrative della legge 6 dicembre 1962, n. 1643 e norme relative al coordinamento e all'esercizio delle attività elettriche esercitate da enti ed imprese diversi dall'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica");
- Legge 28 giugno 1986, n. 339 ("Nuove norme per la disciplina della costruzione e dell'esercizio

- di linee elettriche aeree esterne”);
- Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 23 aprile 1992 (“Limiti massimi di esposizione ai campi elettrico e magnetico generati alla frequenza industriale nominale (50 Hz) negli ambienti abitativi e nell’ambiente esterno”);
 - Decreto legislativo 31 marzo 1998, n. 112 (“Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle regioni ed enti locali, in attuazione del capo I della legge 15 marzo 1997, n. 59”);
 - Legge 22 febbraio 2001, n. 36 (“Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici”);
 - Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 8 luglio 2003 (“Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni a campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti”);
 - Norme CEI 11-1, Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata;
 - Norme CEI 11-17, Impianti di produzione, trasmissione, e distribuzione pubblica di energia elettrica – Linee in cavo;
 - Norme CEI 11-32, Impianti di produzione di energia elettrica connessi ai sistemi di III categoria;
 - Norme CEI 64-8, Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
 - Norme CEI 103-6, Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell’induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto;
 - CEI 211-4 “Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche”;
 - DPCM 8 luglio 2003 – “Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici generati a frequenze di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti” – G.U. n. 200 del 29/08/03;
 - Legge 22 febbraio 2001, n. 36 – “Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici” – G.U. n. 55 del 07/03/2001, e relativo regolamento attuativo;
 - Decreto Legislativo 19 novembre 2007, n. 257 – G.U. n. 9 dell’11 gennaio 2008
 - Delibera Autorità per l’Energia elettrica ed il gas 34/05, Disposizioni in merito alla vendita di energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili;
 - Delibera Autorità per l’Energia elettrica ed il gas 281/05, Disposizioni in merito alle modalità di connessioni alle reti con obbligo di connessione di terzi;

- Delibera Autorità per l'Energia elettrica ed il gas 182/06, Modificazioni della delibera 04/05 in merito ai metodi di rilevazione delle misure di energia per i punti di immissione e prelievo;
- DM 21/03/88 "Disciplina per la costruzione delle linee elettriche aeree esterne" e successive modifiche ed integrazioni;
- Circolare Ministero Ambiente e Tutela del Territorio DSA/2004/25291 del 14/11/04 in merito ai criteri per la determinazione della fascia di rispetto;
- DM 29/05/08 "Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti";
- D.M.LL.PP 21/03/88 n° 449 "Approvazione delle norme tecniche per la progettazione, l'esecuzione e l'esercizio delle linee elettriche aeree esterne";
- D.M.LL.PP 16/01/91 n° 1260 "Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e l'esercizio delle linee elettriche aeree esterne";
- D.M.LL.PP. 05/08/98 "Aggiornamento delle norme tecniche per la progettazione, esecuzione ed esercizio delle linee elettriche esterne";
- Artt. 95 e 97 del D.Lgs n° 259 del 01/08/03;
- Circola Ministeriale n. DCST/3/2/7900/42285/2940 del 18/02/82 "Protezione delle linee di telecomunicazione per perturbazioni esterne di natura elettrica – Aggiornamento delle Circolare del Mini. P.T. LCI/43505/3200 del 08/01/68;
- Circolare "Prescrizione per gli impianti di telecomunicazione allacciati alla rete pubblica, installati nelle cabine, stazioni e centrali elettriche AT", trasmessa con nota Ministeriale n. LCI/U2/2/71571/SI del 13/03/73;
- Delibera AEEG 168/03 Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- Delibera AEEG 05/04 Intimazione alle imprese distributrici ad adempiere alle disposizioni in materia di servizio di misura dell'energia elettrica in corrispondenza dei punti di immissione di cui all'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 gennaio 2004, n. 5/04;
- Delibera AEEG ARG/elt 98/08 Verifica del Codice di trasmissione e di dispacciamento in materia di condizioni per la gestione della produzione di energia elettrica da fonte eolica;
- Delibera AEEG ARG/elt 99/08 Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA);

- Delibera AEEG ARG/elt 04/10 Procedura per il miglioramento della prevedibilità delle immissioni dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili relativamente alle unità di produzione non rilevanti;
- Delibera AEEG ARG/elt 05/10 "Condizioni per il dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili";
- Codice di Rete TERNA.

Opere civili

- Legge 5 novembre 1971, n. 1086 ("Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica");
- D.M. LL.PP. 9 gennaio 1996 ("Norme tecniche per il calcolo, l'esecuzione ed il collaudo delle strutture in cemento armato, normale e precompresso e per le strutture metalliche");
- D.M. LL.PP. 16 gennaio 1996 ("Norme tecniche relative ai Criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi").
- Legge 2 febbraio 1974, n. 64 ("Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche");
- D.M. LL.PP. 16 gennaio 1996 ("Norme tecniche per le costruzioni in zone sismiche");
- Ordinanza 3431 Presidenza del Consiglio dei Ministri del 03.05.2005 Ulteriori modifiche ed integrazioni all'ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274 del 20 marzo 2003, recante "Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica".
- D.M. LL.PP. 11 marzo 1988 ("Norme tecniche riguardanti le indagini sui terreni e sulle rocce, la stabilità dei pendii naturali e delle scarpate, i criteri generali e le prescrizioni per la progettazione, l'esecuzione e il collaudo delle opere di sostegno delle terre e delle opere di fondazione" e successive istruzioni).
- Consiglio Nazionale delle Ricerche – Norme tecniche n. 78 del 28 luglio 1980, Norme sulle caratteristiche geometriche delle strade extraurbane;
- Consiglio Nazionale delle Ricerche – Norme Tecniche n° 90 del 15 aprile 1983;
- D.M. 05/11/2001 Norme funzionali e geometriche per la costruzione delle strade e successive modifiche e integrazioni (D.M. 22/04/2004);
- D.M. 19/04/2006 Norme funzionali e geometriche per la costruzione delle intersezioni stradali;
- Specifiche Tecniche del fornitore degli aerogeneratori in merito alla viabilità e alle piazzole;
- D.M. 17 Gennaio aggiornamento delle "Norme tecniche per le costruzioni").

13.2. Procedimento autorizzativo

Il rilascio dell'autorizzazione unica (art. 12 del D. Lgs. 387/2003) deve avvenire entro il termine di 180 gg. dalla domanda secondo le fasi di seguito riportate:

- I. istanza al Ministero della Transazione Ecologica e per il rilascio del Provvedimento unico in materia ambientale (art.27 D.Lgs.152/2006) che di concerto con il Ministero dei Beni e delle attività Culturali e del Turismo, trattandosi di progetto ricadente al punto 2 dell'elenco di cui all'allegato II alla Parte Seconda del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i., come modificato dal D.Lgs. n. 104/2017, "impianti eolici per la produzione di energia elettrica sulla terraferma con potenza complessiva superiore a 30 MW", deve rilasciare il provvedimento finale. Complessivamente il procedimento si deve concludere entro 225 giorni (oltre agli eventuali periodi di sospensione richiesti dal proponente o dovuti all'espressione dal Consiglio dei Ministri); in ogni caso, la conferenza di servizi deve concludersi entro 210 giorni dalla sua indizione, che a sua volta avviene entro 10 giorni dalla scadenza del termine della fase di consultazione pubblica o dalla ricezione delle eventuali integrazioni;
- II. istanza di Autorizzazione Unica ex. 387-2003 al dipartimento AA.PP.- Ufficio Energia della Regione Molise;
- III. la Regione indice conferenza dei servizi (CdS) entro 30 gg. dal ricevimento della domanda, individua gli enti interessati e non coinvolti nel procedimento di rilascio del provvedimento unico di cui al punto A. In attesa degli esiti del procedimento per il rilascio del provvedimento unico in materia ambientale, la Regione sospende i termini della procedura di A.U. ex 387-2003;
- IV. a valle degli esiti della procedura di VIA la Regione riavvia la conferenza dei servizi (CdS) ed acquisisce i pareri degli altri enti interessati dal progetto; il procedimento si chiude entro 90 gg. dal suo avvio, al netto dei tempi previsti dall'articolo 26 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e successive modificazioni, per il provvedimento di valutazione di impatto ambientale;
- V. l'autorità competente rilascia o nega l'autorizzazione con un proprio provvedimento.

Si riporta di seguito l'elenco degli Enti competenti preposti a rilasciare il proprio parere di competenza di conformità alla normativa vigente:

- Ministero della Transazione Ecologica
- Ministero per i beni e le attività culturali e per il turismo
- Ministero per i beni e le attività culturali e per il turismo – Soprintendenza Archeologia, Belle Arti e Paesaggio del Molise
- Regione Molise – Dip. Ambiente ed Energia

- Regione Molise – Dip. Infrastrutture e Mobilità – Ufficio Geologico;
- Regione Molise – Dip. Infrastrutture e Mobilità – Ufficio Difesa del Suolo;
- Regione Molise – Dip. Politiche Agricole e Forestali – Ufficio Foreste e Tutela del Territorio;
- Regione Molise – Dip. Politiche Agricole e Forestali – Ufficio sostegno alle imprese agricole, infrastrutture rurali s.p. – USI CIVICI;
- *Autorità di Bacino Distrettuale dell'Appennino Meridionale;*
- Provincia di Campobasso – Servizio Ambiente;
- Provincia di Campobasso – Servizio Trasporti;
- Comune di Montorio nei Frentani, Larino, Ururi e San Martino in Pensilis;
- Ministero dell'Interno – Comando Vigili del Fuoco di Campobasso;
- Marina Militare - Comando Marittimo;
- Aeronautica Militare;
- Ufficio Servitù Militari;
- Comando Militare Esercito Molise – Campobasso;
- ENAC;
- ENAV;
- Ministero dello Sviluppo Economico – Divisione III – Ispettorato territoriale Molise;
- Ministero dello Sviluppo Economico – Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e Georisorse – Divisione IV – Sez. UNMIG Napoli;
- Autorità di Bacino Distrettuale dell'Appennino Meridionale Sede Molise;
- ARPA Molise;
- Provincia di Campobasso;
- Anas S.p.A.;
- Consorzio di Bonifica della Molise;
- Terna Rete Italia S.p.A.
- E-distribuzione S.p.a.

14. REPORT FOTOGRAFICO STATO DEI LUOGHI

Nel presente paragrafo viene riportato un elenco di fotografie relativo allo stato dei luoghi dove sono state previste le principali opere che costituiscono il progetto.



Vista area piazzola LAR12



Viabilità di accesso alla LAR11



Vista area piazzola LAR10



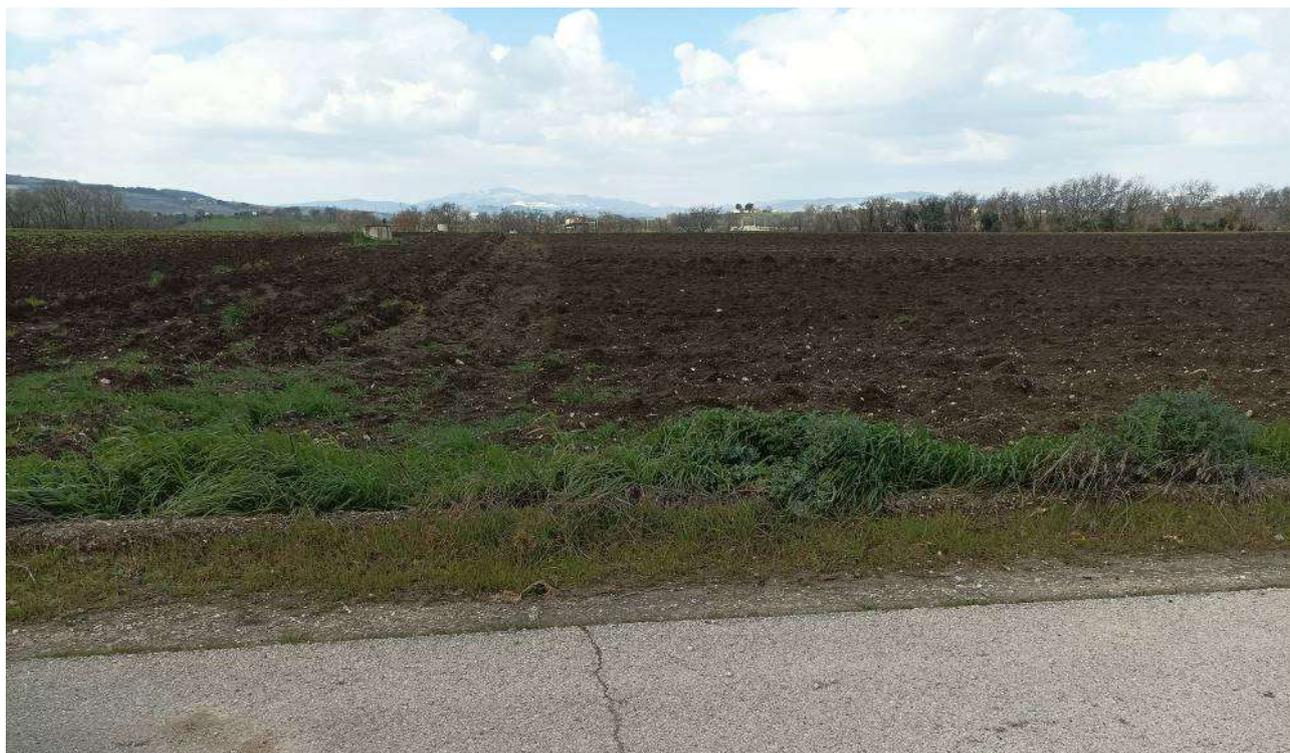
Vista area piazzola LAR06



Vista area piazzola LAR07



Vista area piazzola LAR09



Vista area piazzola LAR08



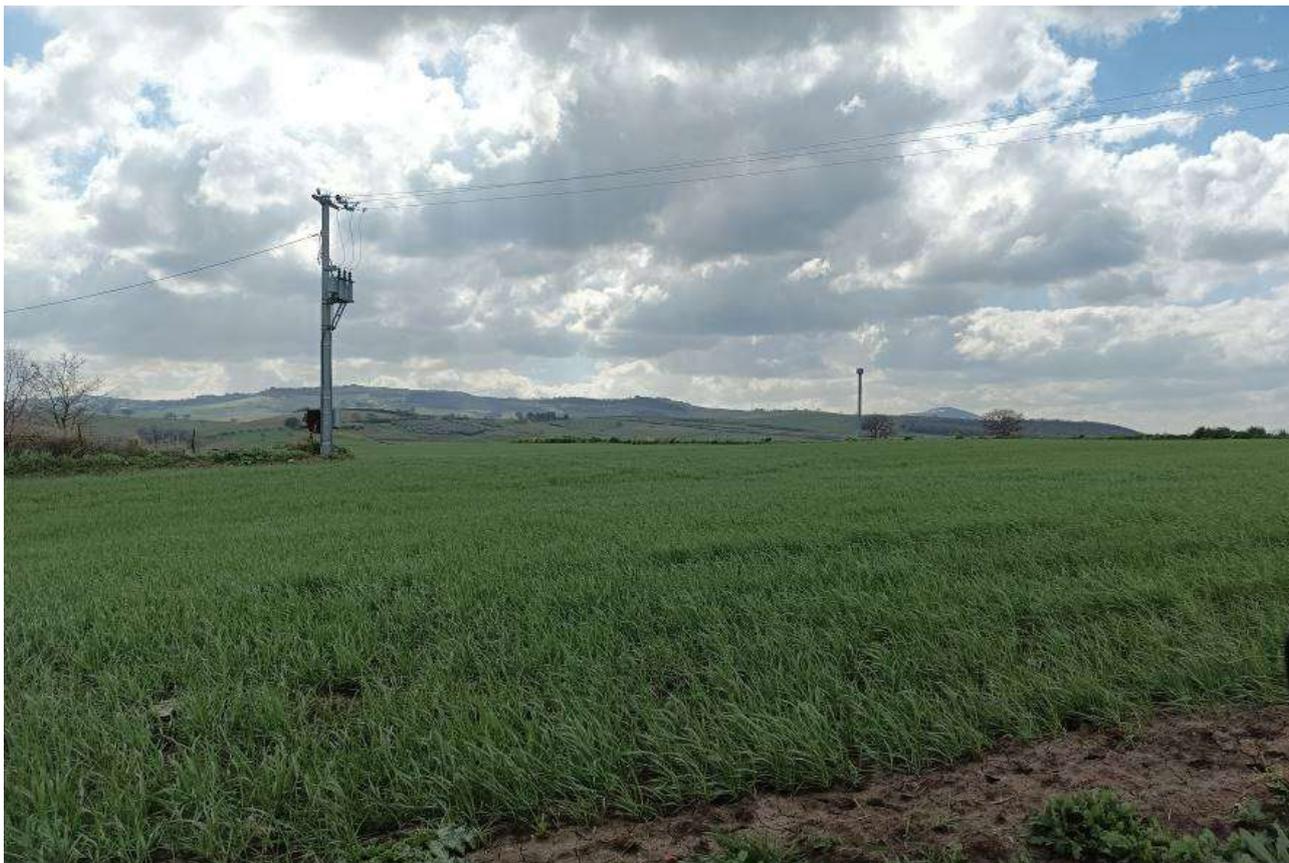
Vista area piazzola LAR04



Vista area piazzola LAR05



Vista piazzola LAR02



Vista aree piazzole LAR13 e LAR14



Vista area SE RTN TERNA 380/150 kV Larino