

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



PROGETTO DEFINITIVO PARCO EOLICO MONTENERO

Titolo elaborato:

RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA DEL PROGETTO

GD	LT	GD	EMMISSIONE	25/07/22	0	0
REDATTO	CONTR.	APPROV.	DESCRIZIONE REVISIONE DOCUMENTO	DATA	REV	

PROPONENTE



NATURAL PRIME S.R.L.

VIA G. GARIBALDI N. 15
74023 GROTTAGLIE (TA)

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
MNEG002

Formato
A4

Scala
/

Foglio
1 di 60

Sommarario

1. INTRODUZIONE	4
2. DESCRIZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO	4
2.1. Caratteristiche tecniche dell'aerogeneratore	7
2.2. Viabilità e piazzole	9
2.3. Descrizione opere elettriche	11
2.3.1. Aerogeneratori	11
2.3.2. Linee elettriche di collegamento a 36 kV	12
2.3.3. Opere di connessione alla RTN	13
2.3.4. Sistema di terra	16
3. DESCRIZIONE GENERALE COSTRUZIONE, ESERCIZIO E DISMISSIONE IMPIANTO	16
3.1. Costruzione	17
3.1.1. Opere civili	17
3.1.2. Opere Elettriche e di telecomunicazione	17
3.1.3. Installazione aerogeneratori	18
3.2. Esercizio e manutenzione	18
3.3. Dismissione dell'impianto	19
4. PROPOSTA PIANO DI COMPENSAZIONE AMBIENTALE	19
5. FINALITÀ DEL PROGETTO	20
5.1. Diminuzione delle emissioni in atmosfera di anidride carbonica	20
6. INSERIMENTO SUL TERRITORIO	21
7. CRITERI E SCELTE PROGETTUALI	26
8. CRITERI DI PROGETTAZIONE STRUTTURE E IMPIANTI	27
9. SICUREZZA DELL'IMPIANTO	29
9.1. Effetti di shadow-flickering	29
9.2. Impatto acustico	30
9.3. Impatto elettromagnetico	31
9.4. Rottura accidentale di organi rotanti	31
10. INQUADRAMENTO DELL'AREA DI PROGETTO	31
10.1. Caratteristiche di ventosità dell'area d'impianto	31
10.2. Caratteristiche Geologiche dell'area d'intervento	33
10.3. Classificazione sismica	35
10.4. Caratteristiche Idrologiche dell'area d'intervento	37

10.5.	Infrastrutture viarie presenti	39
10.6.	Opere presenti interferenti	39
11.	VINCOLISTICA DI NATURA AMBIENTALE E PAESAGGISTICA	40
12.	INQUADRAMENTO NORMATIVO ED AUTORIZZATIVO	48
12.1.	Normativa di riferimento	48
12.2.	Procedimento autorizzativo	53
13.	REPORT FOTOGRAFICO STATO DEI LUOGHI	54

1. INTRODUZIONE

La **Natural Prime s.r.l.** è una società costituita per realizzare un impianto eolico in Molise, denominato **“Parco Eolico Montenero”**, nel territorio del Comune di Montenero di Bisaccia, Guglionesi e Montecilfone (Provincia di Campobasso) con punto di connessione a 36 kV in corrispondenza della stazione elettrica RTN Terna 380/150/36 kV Montecilfone di futura realizzazione.

A tale scopo, la Ge.co.D’Or. s.r.l., società italiana impegnata nello sviluppo di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili con particolare focus nel settore dell’eolico e proprietaria della suddetta Natural Prime s.r.l., si è occupata della progettazione definitiva per la richiesta di Autorizzazione Unica (AU) alla costruzione e l’esercizio del suddetto impianto eolico e della relativa Valutazione d’Impatto Ambientale (VIA).

L’impianto eolico presenta una potenza nominale totale in immissione pari a 36 MWp ed è costituito da n. 6 aerogeneratori di potenza nominale pari a 6.0 MWp con altezza torre pari a 135 m e rotore pari a 170 m.

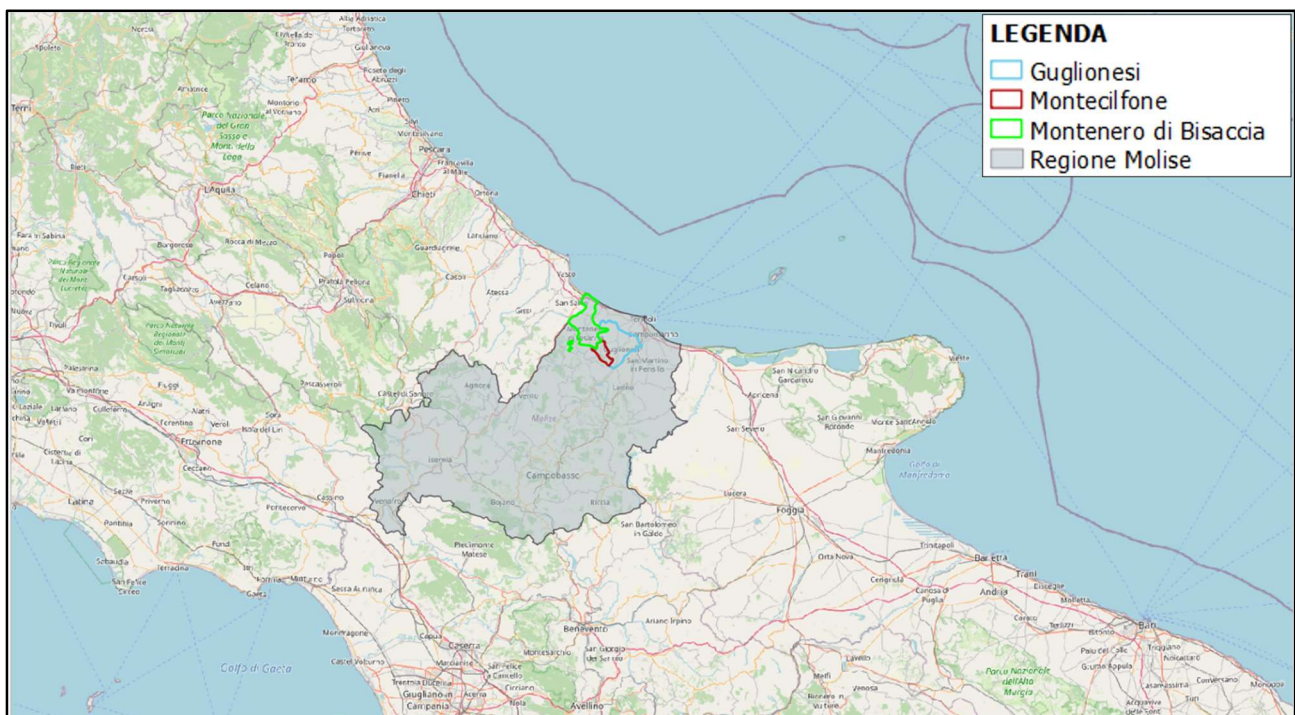


Figura 1.1: Localizzazione Impianto Eolico Montenero

2. DESCRIZIONE GENERALE DELL’IMPIANTO

L’impianto eolico presenta una potenza nominale totale pari a 36 MWp ed è costituito da n. 6 aerogeneratori di potenza pari a 6.0 MWp, altezza torre pari a 135 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 di trasformazione (SE) della RTN 380/36 kV di Montecilfone prevista in realizzazione.

L'impianto si colloca in Molise, provincia di Campobasso, all'interno di un'area di circa 1.400 ettari ed interessa prevalentemente il Comune di Montenero di Bisaccia, ove ricadono 2 aerogeneratori, il Comune di Guglionesi, ove ricadono 2 aerogeneratori, e il Comune di Montecilfone, dove ricadono 2 aerogeneratori e le opere di connessione alla RTN.

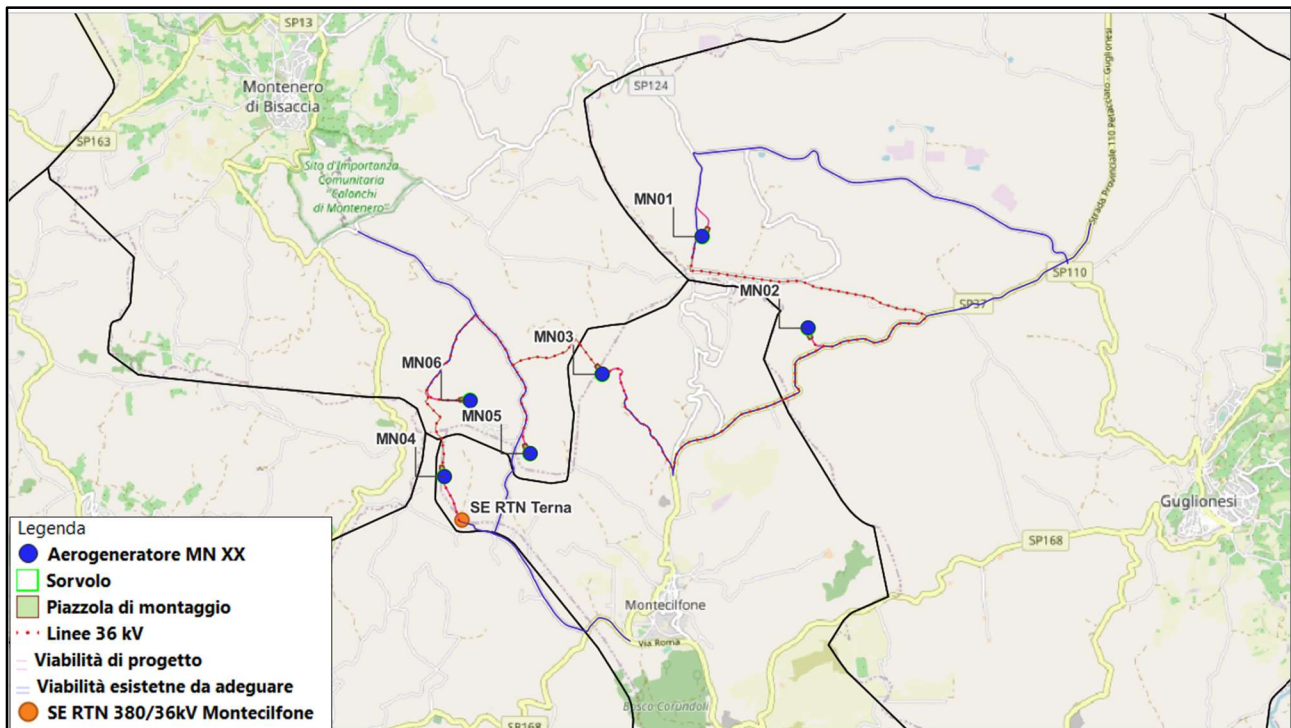


Figura 2.1: Inquadramento territoriale - Limiti amministrativi comuni interessati

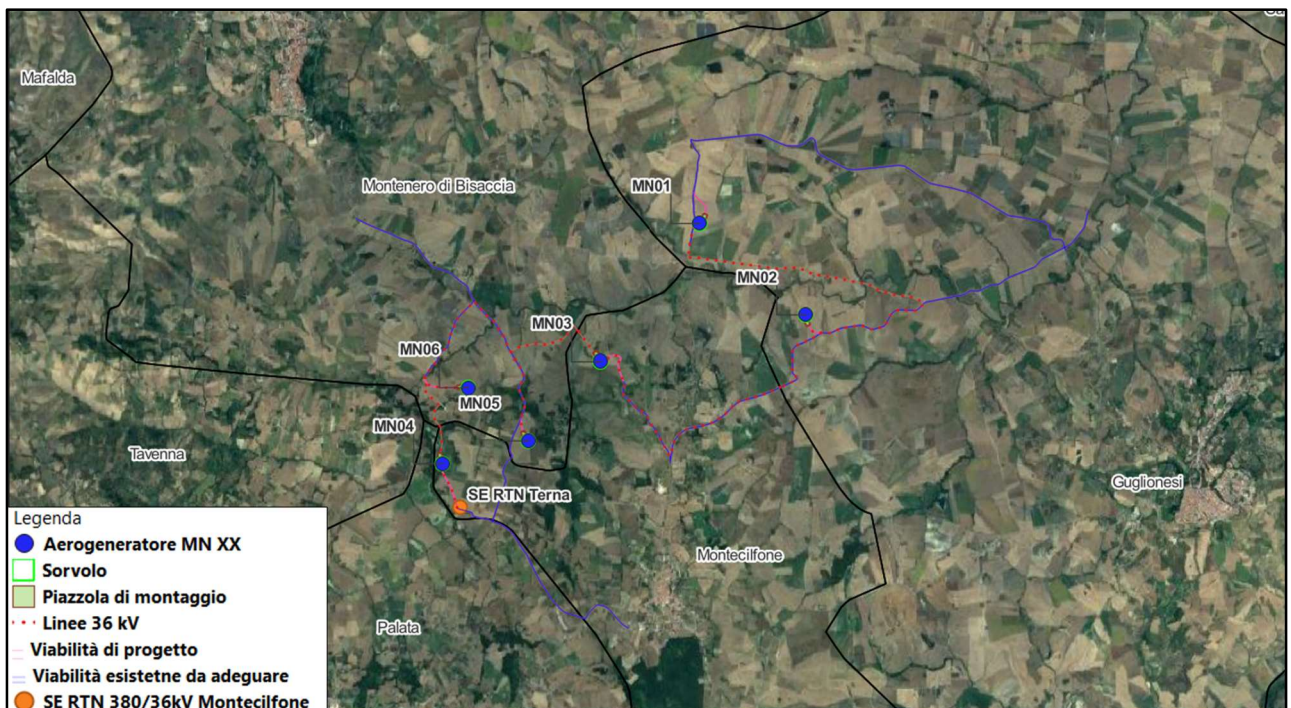


Figura 2.2: Layout d'impianto su immagine satellitare

Lo schema di allacciamento alla RTN prevede che l'impianto eolico venga collegato in antenna a 36 kV con una nuova stazione di trasformazione 380/150/36 kV della RTN da inserire in entra - esce sulla linea RTN a 380 kV "Larino - Gissi" nel Comune di Montecilfone, in accordo alla STMG (Soluzione Tecnica Minima Generale) CP 202102693 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, il nuovo elettrodotto in antenna a 36 kV per il collegamento dell'impianto eolico alla citata SE costituisce impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo arrivo produttore a 36 kV nella suddetta stazione costituisce impianto di rete per la connessione.

Le turbine eoliche verranno collegate alla suddetta SE di trasformazione della RTN attraverso un sistema di linee elettriche interrate 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, nei casi necessari anche per evitare di interessare aree vincolate, realizzando nuovi tratti di viabilità.

L'area di progetto è servita dalle seguenti strade E55, SS 87, SS 709, SP 113, che consentiranno l'accesso all'area di progetto, e da un sistema di viabilità provinciale, comunale ed interpodereale, che opportunamente adeguato, consentirà il transito dei mezzi eccezionali da utilizzare al fine di consegnare in sito i componenti degli aerogeneratori.

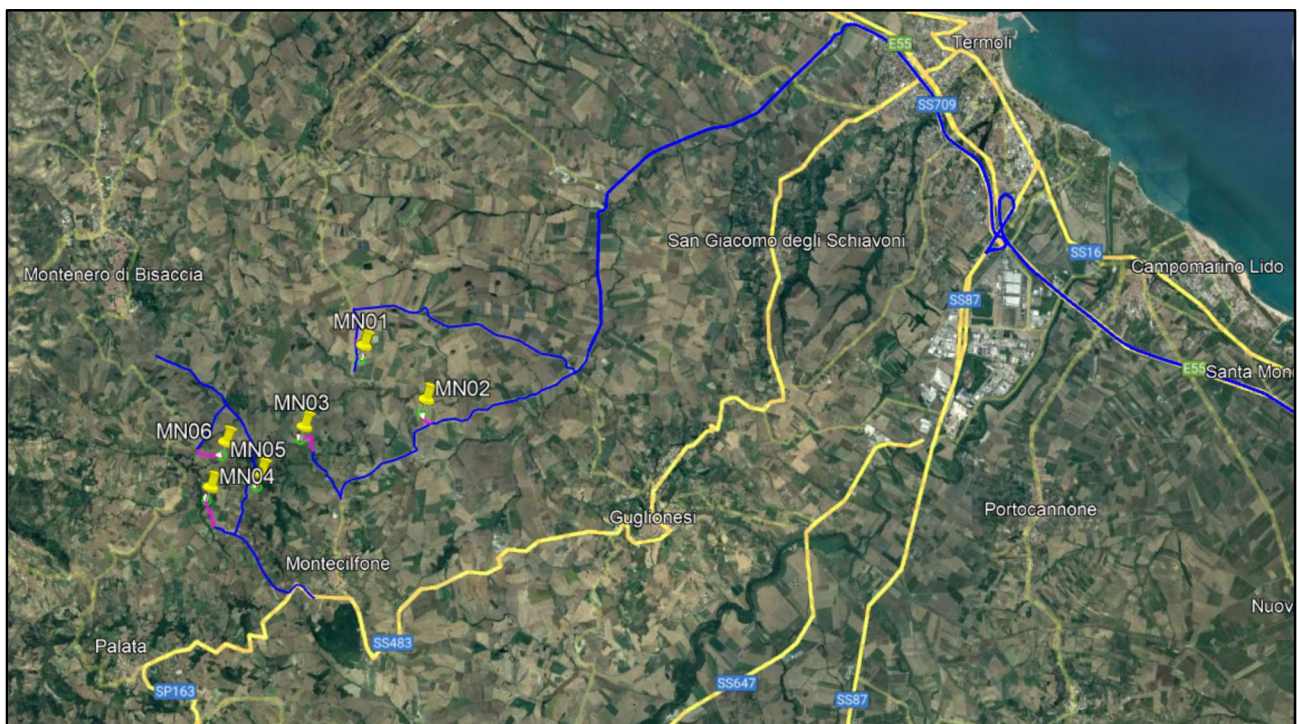


Figura 2.3: Layout d'impianto con sistema di viabilità esistente (linee blu) e di progetto (linee magenta) su immagine satellitare

Si riportano di seguito le coordinate delle posizioni scelte per l'installazione degli aerogeneratori con il relativo inquadramento catastale.

ID	Comune	Lat.	Long.	Foglio	Particella	D rotore	Hhub	H tot
MN01	Guglionesi	41.942314°	14.841643°	35	28	170	135	220
MN02	Guglionesi	41.932449°	14.857005°	51	18	170	135	220
MN03	Montecilfone	41.927420°	14.827177°	2	11	170	135	220
MN04	Montecilfone	41.916357°	14.804344°	8	25	170	135	220
MN05	Montenero di Bisaccia	41.918844°	14.816757°	80	130	170	135	220
MN06	Montenero di Bisaccia	41.924586°	14.808045°	79	107	170	135	220

Tabella 2.1: Localizzazione planimetrica e catastale degli aerogeneratori di progetto

2.1. 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 135 m e diametro del rotore 170 m (**Figura 2.1.1**).

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 2.1.1**.

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 senza modificare in maniera sostanziale l'impatto ambientale e i limiti di sicurezza previsti.

In accordo alle disposizioni dell'ENAC (Ente Nazionale per l'Aviazione Civile), ognuna delle macchine è dotata di un sistema di segnalazione notturna per la segnalazione aerea, che prevede l'utilizzo di una luce rossa sull'estradosso della navicella.

Una segnalazione diurna, consistente nella verniciatura della parte estrema della pala con tre bande di colore rosso ciascuna di 6 m per un totale di 18 m, è prevista per gli aerogeneratori di inizio e fine tratto.

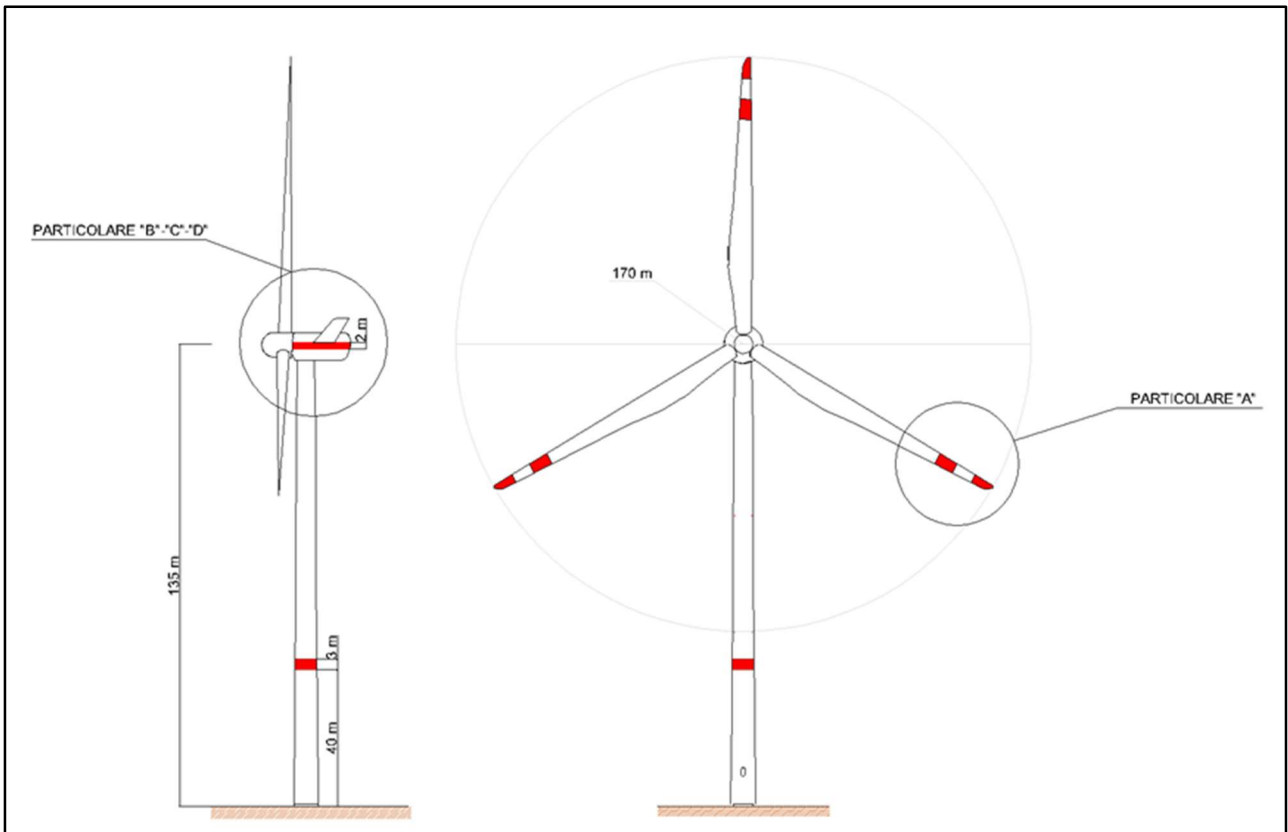


Figura 2.1.1: Profilo aerogeneratore SG170 – 6.0 MW

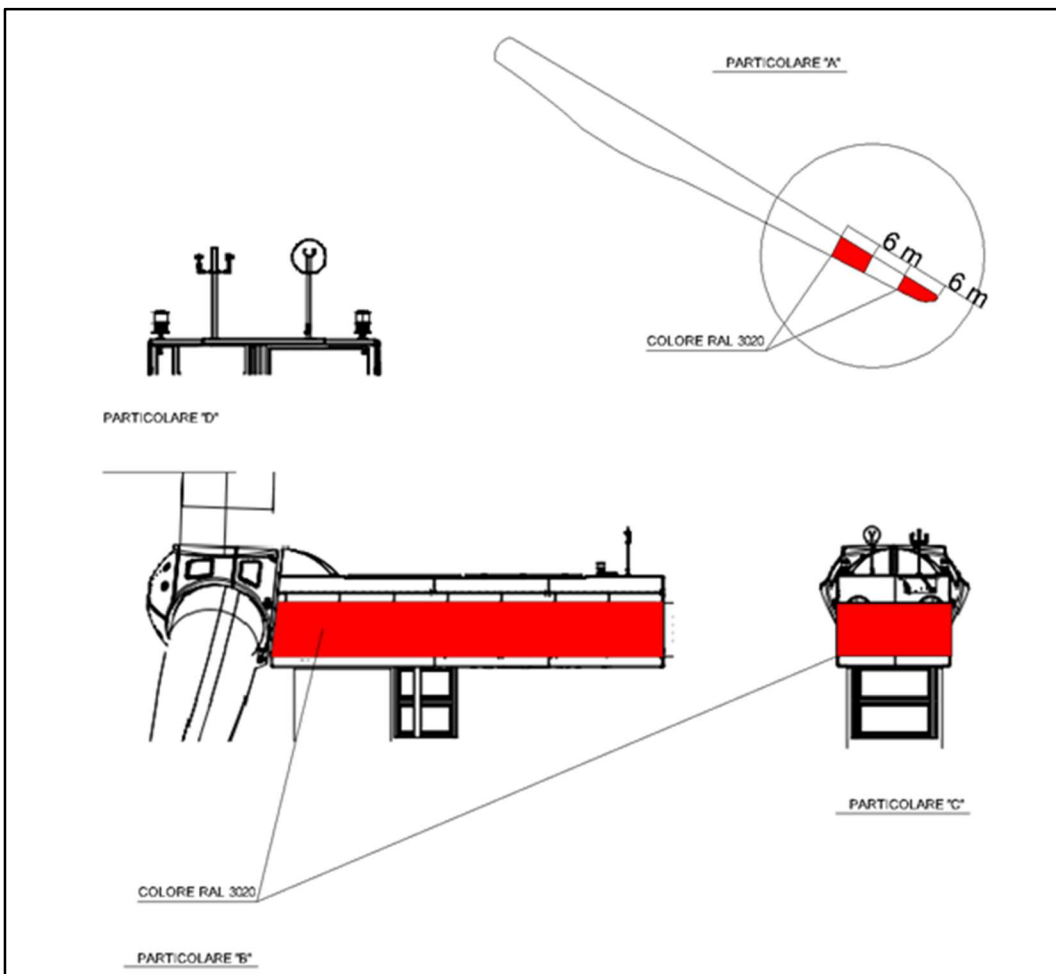


Figura 2.1.2: Particolari aerogeneratore SG170 – 6.0 MW di cui alla Figura 2.1.1

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 2.1.1: Specifiche tecniche aerogeneratore

2.2. 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 2.2.1** riportiamo una sezione stradale tipo di riferimento per i tratti di viabilità da adeguare e quelli di nuova realizzazione.

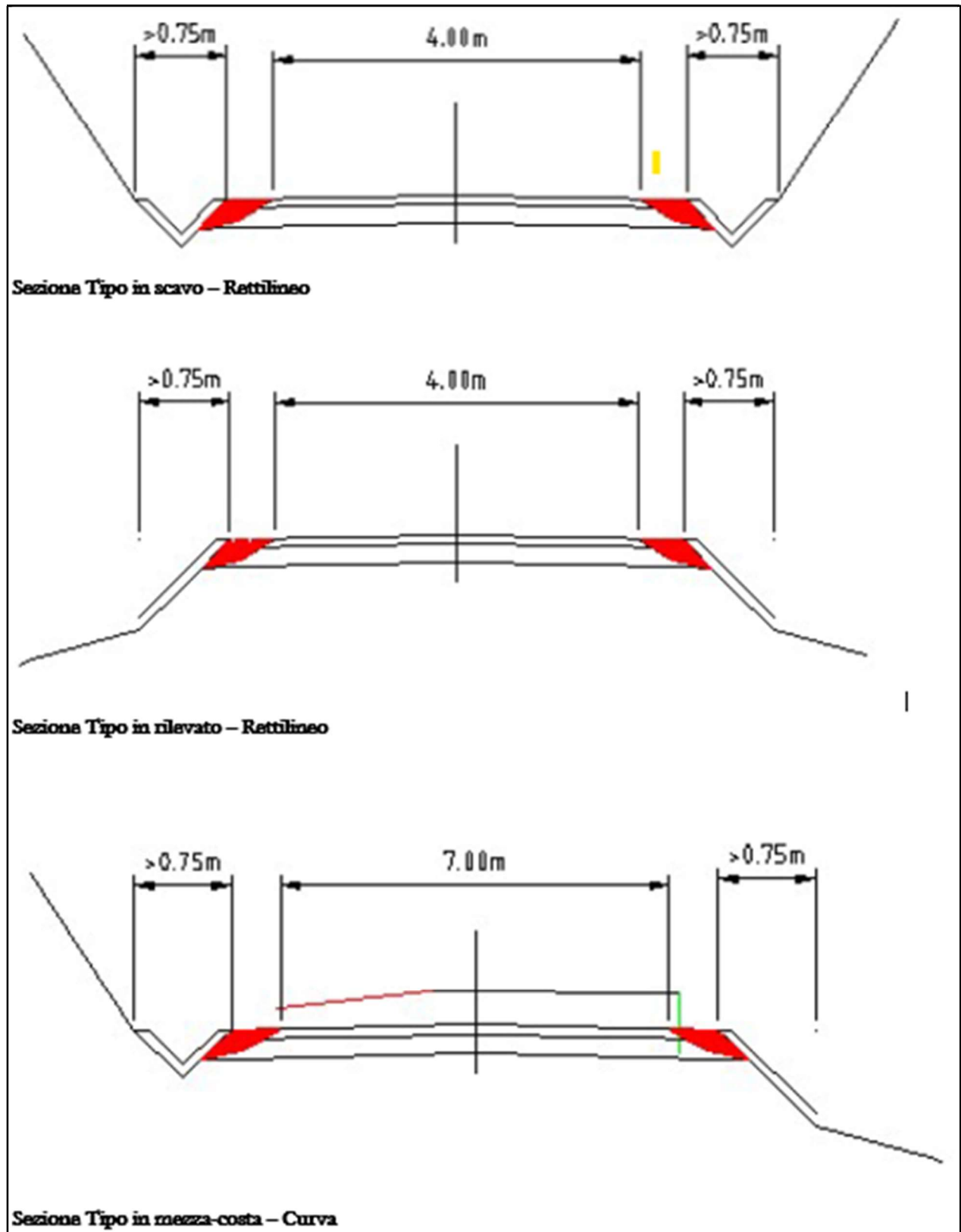


Figura 2.2.1: Sezioni tipo viabilità parco eolico

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 2.2.2**).

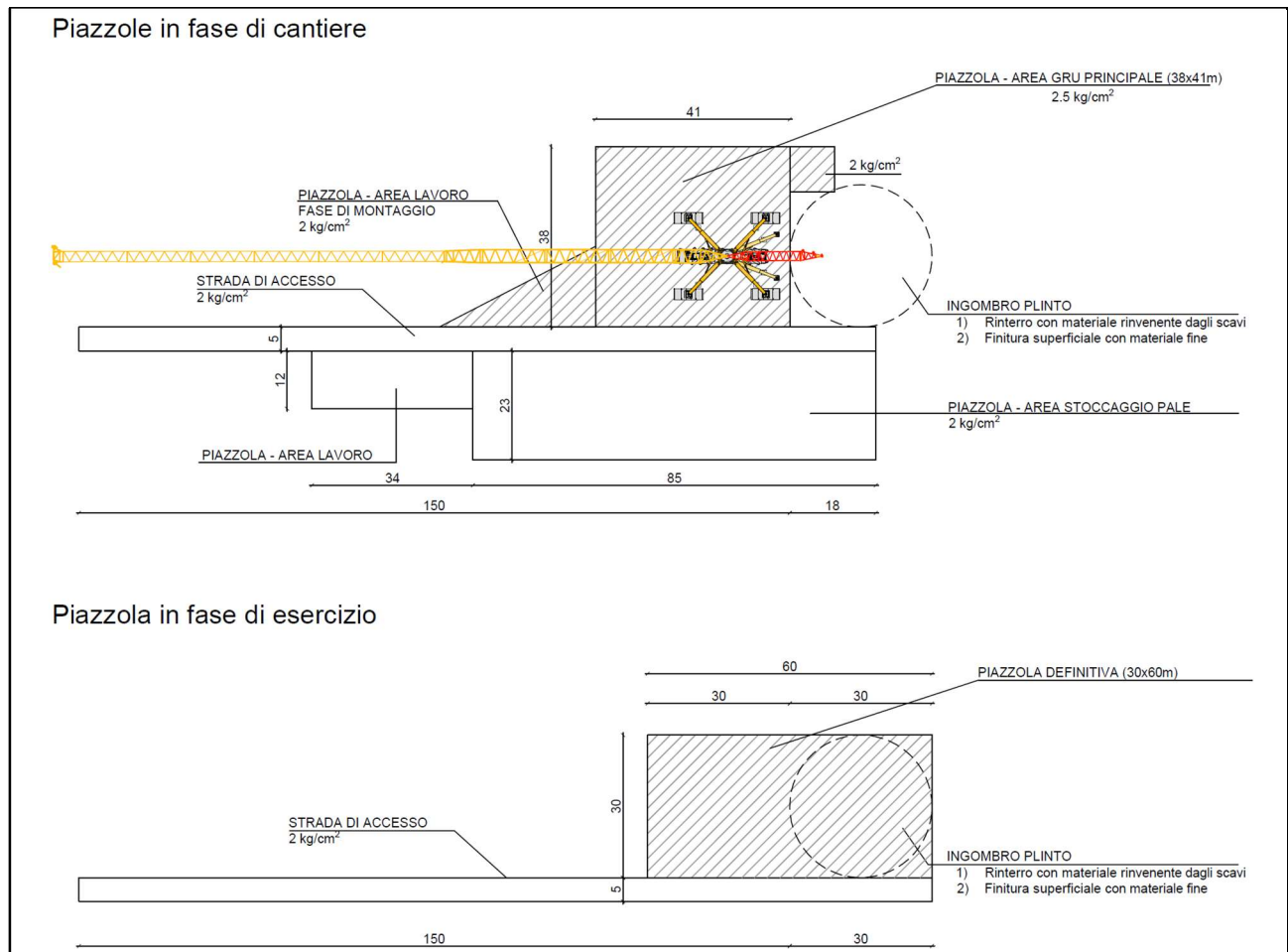


Figura 2.2.2: Planimetria piazzola tipo per la fase di installazione e fase di esercizio e manutenzione

2.3. Descrizione opere elettriche

2.3.1. Aerogeneratori

L'impianto eolico è composto da 6 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 alla stazione elettrica di trasformazione 380/150/36 kV della RTN, ancora da realizzare, nel Comune di Montecilfone.

All'interno della torre saranno installati:

- l'arrivo cavo BT (690 V) dal generatore eolico al trasformatore;
- il trasformatore 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.

2.3.2. Linee elettriche di collegamento a 36 kV

Il parco eolico avrà una potenza complessiva di 36 MWp, data dalla somma delle potenze elettriche di 6 aerogeneratori da 6 MWp ciascuno. Dal punto di vista elettrico, gli aerogeneratori sono collegati fra loro in n. 2 gruppi (sottocampi) da 3 aerogeneratori ciascuno, come riportato nella tabella sottostante.

Sottocampo o Circuito	Aerogeneratori	Potenza totale [MW]
CIRCUITO A	MN01-MN02-MN03	18
CIRCUITO B	MN04-MN05-MN06	18

Tabella 2.3.2.1: Sottocampi degli aerogeneratori

Coerentemente con la suddivisione in sottocampi di cui sopra, l'intero sistema di distribuzione dell'energia dagli aerogeneratori verso la nuova stazione elettrica di trasformazione 380/150/36 kV nel Comune di Montecilfone è articolato in 2 distinte linee elettriche, una per ciascun sottocampo, con un livello di tensione pari a 36 kV e che confluiscono sui quadri generali dell'edificio a 36 kV in prossimità della stazione 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. Analogamente, gli aerogeneratori di ciascun sottocampo sono collegati fra loro in entra-esce o fine linea mediante una linea elettrica in cavo interrato a 36 kV di sezione 185 mm². 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 Montecilfone, 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.

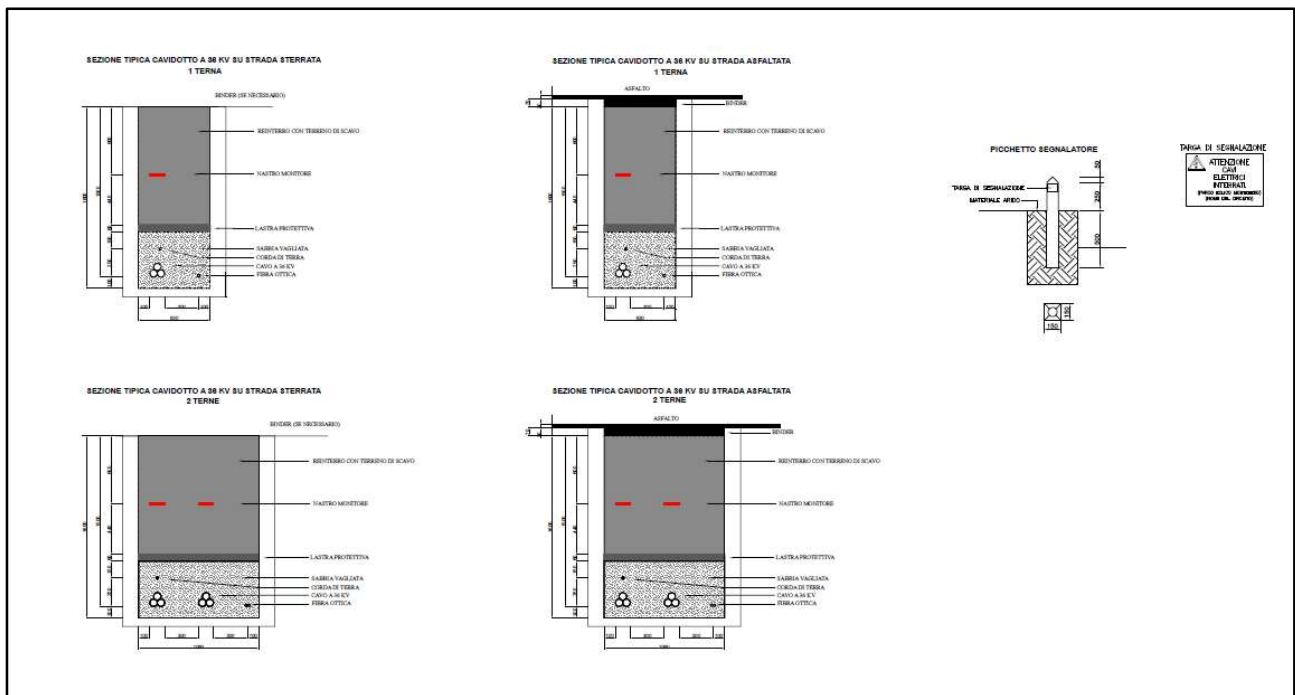


Figura 2.3.2.1: Sezioni tipiche delle trincee caavidotto per una o due terne di cavi in parallelo

2.3.3. Opere di connessione alla RTN

Lo schema di allacciamento alla RTN prevede che la centrale eolica venga collegata in antenna a 36 kV con una nuova sezione a 36 kV della stazione elettrica di trasformazione (SE) della RTN 380/150/36 kV di Montecilfone, previo ampliamento della stessa che prevede la realizzazione di un edificio, ove verranno collocati i quadri di attestazione cavi a 36 kV dei produttori e da cui si dipartono 3 linee a 36 kV verso rispettivamente 3 Trasformatori 380/36 kV da 250 MVA.

Tale ampliamento sarà adiacente alla sottostazione Terna SE RTN 380/150 kV Montecilfone di futura realizzazione, come rappresentato in **Figura 2.2.3.1.**, e verrà utilizzato da diversi produttori di energia elettrica.

L'ampliamento contenente la nuova sezione a 36 kV è previsto in adiacenza alla sottostazione RTN di futura realizzazione di Montecilfone, localizzata nei pressi della Masseria Liberatore al confine di Nord-Ovest di Montecilfone come rappresentato nelle figure seguenti, e verrà utilizzato da diversi produttori di energia elettrica in modo che le opere RTN siano funzionali alla connessione di una pluralità di iniziative di produzione.



Figura 2.2.3.1: Inquadramento generale delle opere utente e di rete su ortofoto

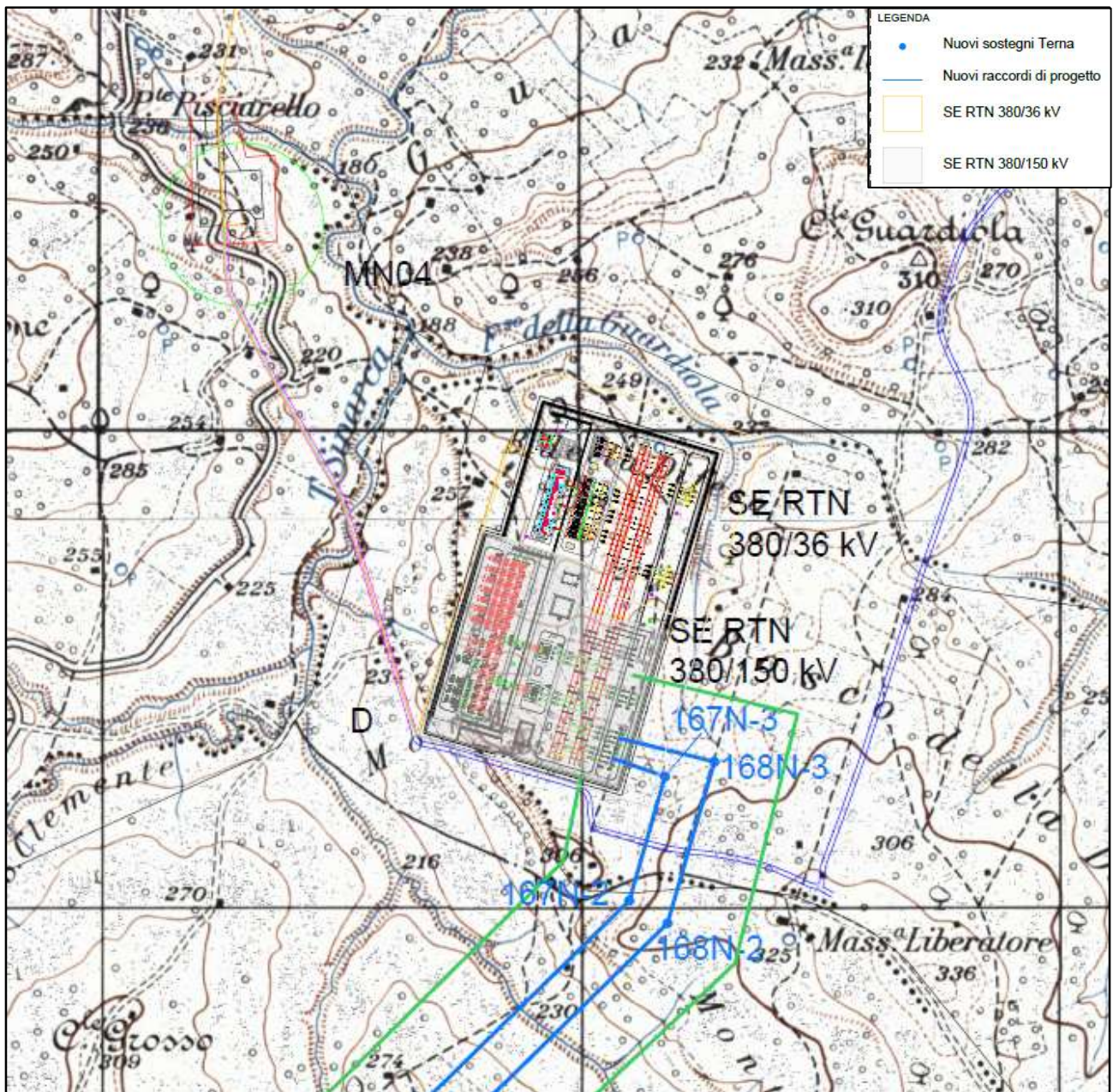


Figura 2.3.3.2: Localizzazione dell'ampliamento della SE RTN Terna "Montecilfone" 380/150/36 kV su IGM

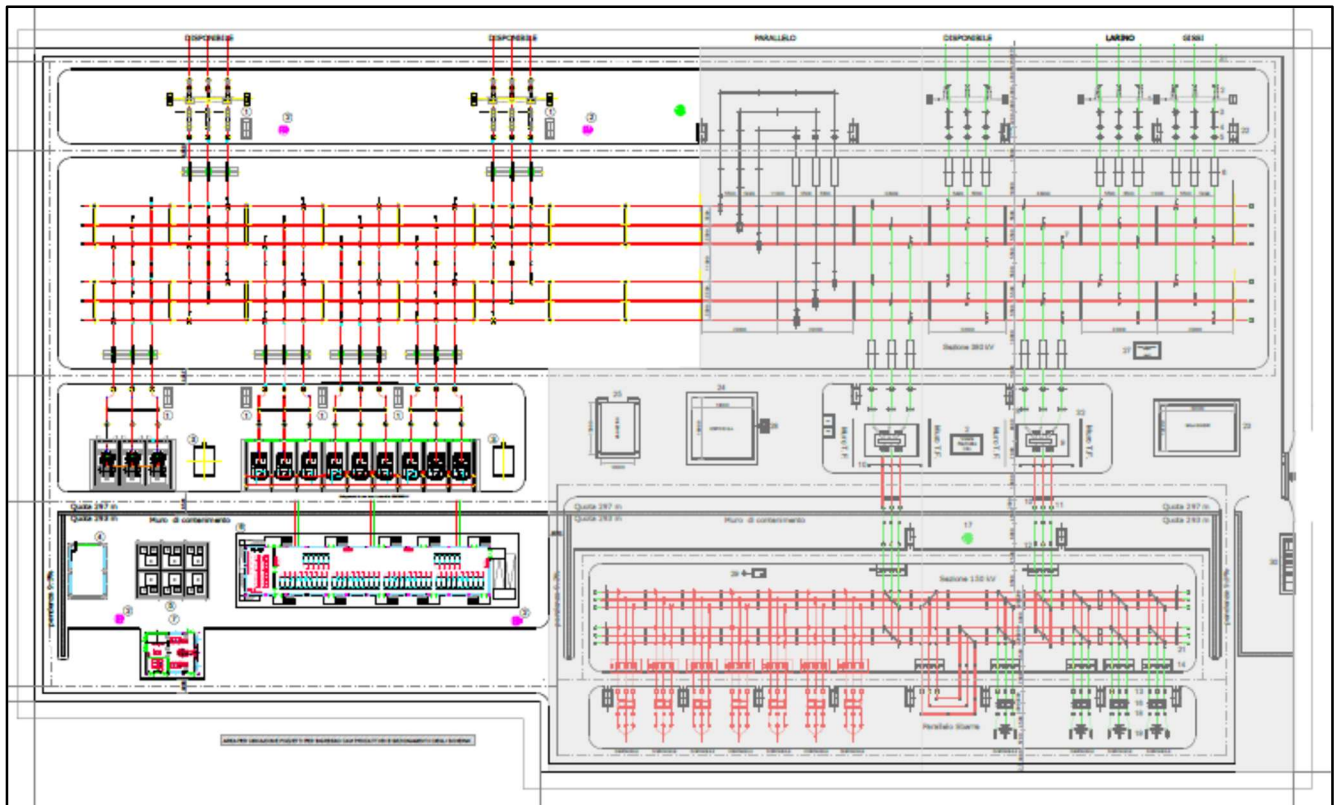


Figura 2.3.3.3 Ampliamento SE RTN Terna “Montecilfone” 380/36 kV

2.3.4. 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.

3. 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.

3.1. 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.

3.1.1. 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 11.000 mq come riportato nell'elaborato "MNOC038 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 effettuata 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 24.5 m su n. 10 pali del diametro pari 110 cm e della lunghezza di 27 m.

3.1.2. 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 nuova stazione elettrica SE RTN 380/36 kV di Montecilfone

avverranno tramite linee interrate 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 nuova stazione elettrica SE RTN 380/36 kV di Montecilfone previo 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 all'edificio, ove verranno collocati i quadri di attestazione cavi a 36 kV, 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.

3.1.3. 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.

3.2. 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 a 36 KV 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.

3.3. 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".

4. PROPOSTA PIANO DI COMPENSAZIONE AMBIENTALE

Si riportano qui di seguito alcune idee per la eventuale realizzazione di progetti di sviluppo locale che la Società valuterà di proporre a titolo volontario a seguito della realizzazione del parco eolico e in ottica di compensazione ambientale:

- 1) Rinnovamento e miglioramento del sistema viario in prossimità delle aree dell'impianto eolico e relative opere di connessione alla rete RTN;
- 2) Formazione presso le scuole in materia di fonti rinnovabili e della green energy attraverso il coinvolgimento delle scuole e /o visite guidate sul territorio per avvicinare la popolazione all'impianto eolico;
- 3) Formazione per la creazione di competenze specifiche per il possibile inserimento lavorativo nel settore delle rinnovabili;
- 4) Recupero e miglioramento di terreni abbandonati per compensare l'occupazione del suolo con le opere dell'impianto;
- 5) Supporto alla Cultura locale e al decoro dei centri storici dei Comuni interessati dalle opere;
- 6) Supporto allo sviluppo dell'agricoltura biologica e al risparmio energetico in ambito agricolo;
- 7) Creazioni di comunità energetica nell'ottica di condividere il valore dell'impianto eolico;
- 8) Sostegno allo sviluppo e diffusione della biodiversità sul territorio interessato dalle opere;
- 9) Inerbimento delle scarpate e dei rilevati e piantumazione di alberi lungo i perimetri della sottostazione;
- 10) Ulteriori interventi verranno concordati con gli Organi Istituzionali competenti locali.

5. FINALITÀ DEL PROGETTO

L'impianto eolico consentirà di conseguire i seguenti risultati:

- Incremento a livello Nazionale della quota di energia prodotta tramite fonti rinnovabili quale il vento;
- Sistema di accumulo di energia elettrica per meglio rispondere alla domanda di energia elettrica;
- In fase di produzione, 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 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) e quindi garantire la diminuzione delle importazioni da paesi esteri.

5.1. Diminuzione delle emissioni in atmosfera di anidride carbonica

Pertanto, il servizio offerto dall'impianto in progetto 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):

CO2 (anidride carbonica)	496 g/kWh
S02 (anidride solforosa)	0,93 g/kWh
NO2 (ossidi di azoto)	0,58 g/kWh
Polveri	0.029 g/kWh

Tabella 5.1.1 - Valori specifici delle emissioni associate alla generazione elettrica tradizionale - *Fonte IEA*

Sulla base 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]	36000	PRODUZIONE TOTALE ANNUA [kWh/anno]	83951000
Emissioni CO ₂ [g/kWh] - Anidride carbonica	496	Riduzione emissioni Anidride carbonica [t/anno]	41639,696
Emissioni SO ₂ [g/kWh] - Anidride solforosa	0,93	Riduzione emissioni Anidride solforosa [t/anno]	78,07443
Emissioni NO ₂ [g/kWh] - Ossido di azoto	0,58	Riduzione emissioni Ossido di azoto [t/anno]	48,69158
Polveri [g/kWh]	0,029	Riduzione emissioni Polveri [t/anno]	2,434579
Consumo medio annuo utenza familiare [kWh]	1800	Numero utenze familiari servibili all'anno	46639

Tabella 5.1.2: 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 **84 GWh/anno**, è possibile prevedere il soddisfacimento del fabbisogno energetico di circa 46.639 famiglie.

Tale risultato consente di confermare l'importanza del contributo offerto dal progetto alla lotta contro i cambiamenti climatici, alla transazione ecologica e all'indipendenza energetica della nostra Nazione.

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.

6. 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 dalla 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 rotori;*
- 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.”*

7. 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 84 GWh/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.

8. 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.

In ultimo, per il posizionamento di ogni aerogeneratore si è tenuto conto della direzione prevalente del vento e si è adottato il criterio base di progettazione rispettando una distanza pari a 3 D (non inferiore a 510) e 6 D rispettivamente secondo la direzione ortogonale alla direzione prevalente del vento e la direzione prevalente del vento.

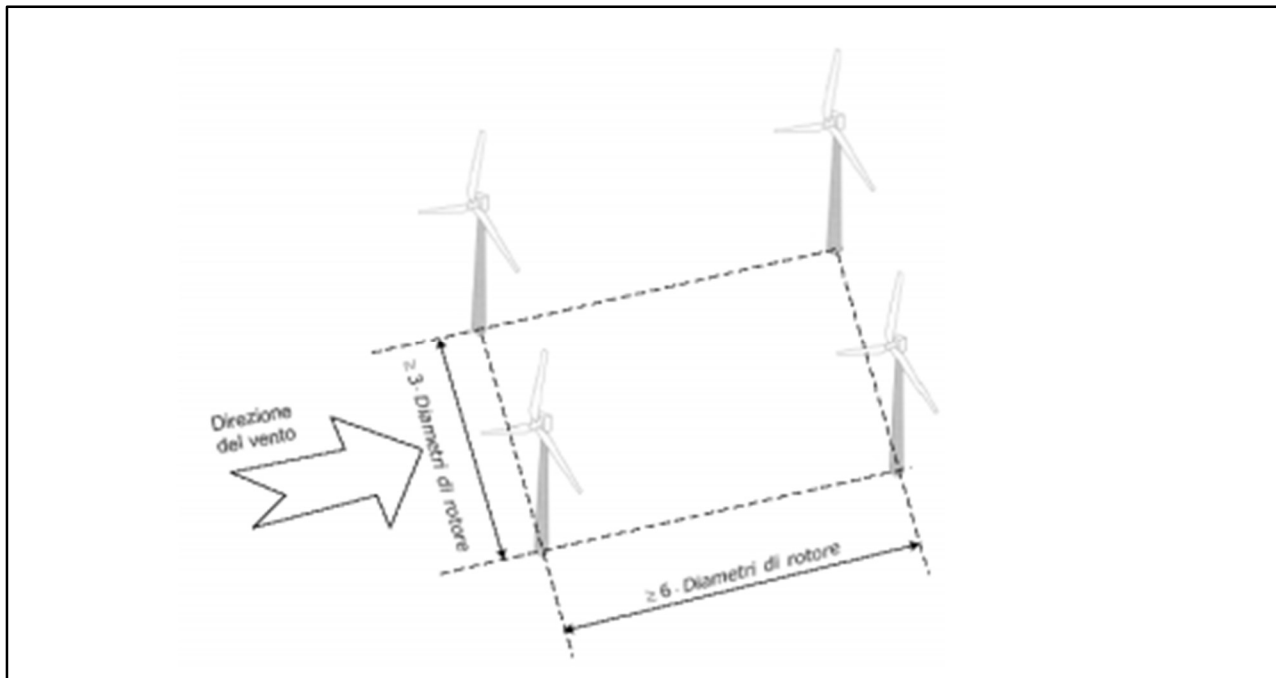


Figura 7.1: Criterio di progettazione per definizione layout

9. 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.

9.1. 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: MNSA122 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 15 ipotetici ricettori sensibili incidendo in maniera molto limitata, in quanto il valore atteso è per tutti i ricettori inferiore alle 30 ore l'anno, parametro considerato di qualità a livello internazionale, e per molti di essi il valore è notevolmente più basso.

In particolare, eccetto che per i ricettori R06, R13, R16, R18 e R22, per cui comunque il numero di ore d'ombra intermittente per anno è inferiore a 30 h/anno di almeno 9 h/anno, per i restanti ricettori il valore delle ore d'ombra intermittente per anno è inferiore a 8 h/anno e in qualche caso addirittura nullo (R14, R15, R34, R35).

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.

9.2. 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.

9.3. 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 cavidotto 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: "MNEG118 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 recettori, 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 smi).

9.4. 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: "*MNSA112 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 260 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.

10. INQUADRAMENTO DELL'AREA DI PROGETTO

10.1. Caratteristiche di ventosità dell'area d'impianto

Il progetto è stato studiato su un'area che presenta un quadro anemologico idoneo all'installazione 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 20 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 135 m, ha una velocità media di 6,5 m/s ed una direzione prevalente 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 "MNEG009 Valutazione risorsa eolica ed analisi di producibilità".

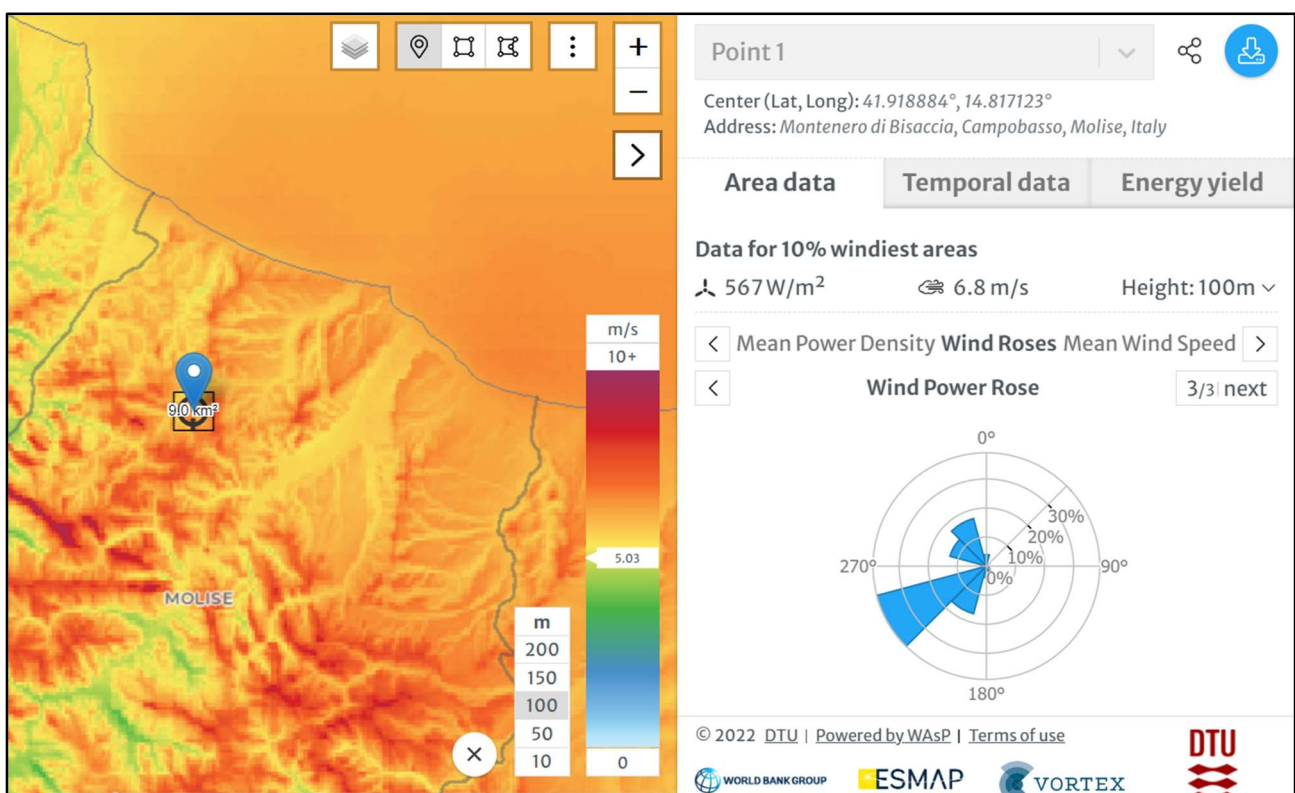


Figura 11.1.1: mappa di ventosità dell'area di progetto e rosa dei venti

Le valutazioni di producibilità sono state effettuate considerando il modello di WTG Siemens Gamesa SG170 - HH 135 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 84 GWh/anno, corrispondente a circa 2.330 ore equivalenti nette di operatività alla massima potenza.

10.2. Caratteristiche Geologiche dell'area d'intervento

La zona comprendente l'area dove verrà realizzato il "Parco Eolico Montenero" appartiene all'unità strutturale della Catena Sud-Appenninica (Figura 4.3.1.1).

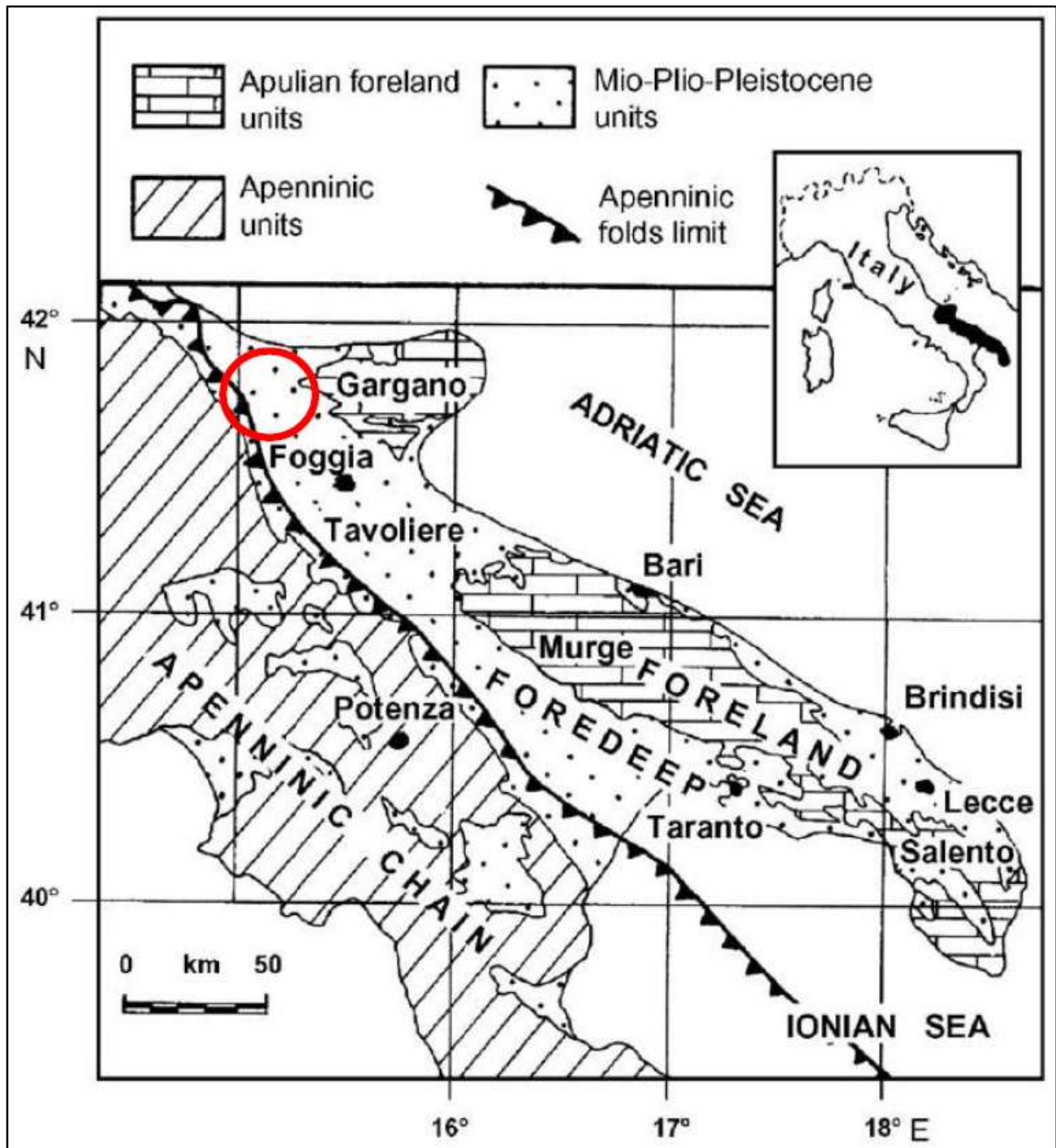


Figura 10.2.1: Sistema Catena-Fossa-Avampaese Apulo

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.

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'unità Molisana, ovvero litotipi marmoso-argilloso (aerogeneratori MN03, MN04, MN05 e MN06), mentre gli aerogeneratori MN01 e MN02 interessano i depositi dell'avanfossa plio-pleistocenica a composizione sabbioso-ghiaioso-conglomeratica.

Nel dettaglio, (si vedano gli elaborati di progetto "MNEG016 Relazione Geologica", "MNEG017 Relazione geologica – Inquadramento dell'area" e "MNEG018 – Relazione geologica - Carta geologica") la geologia della zona relativa al parco eolico è caratterizzata dal limite in affioramento delle successioni quaternarie, in particolare quello della successione sedimentaria d'Avanfossa plio-pleistocenica.

Tale limite è individuato dal thrust affiorante più esterno della catena appenninica che delimita la fascia pedeappenninica molisana ad Est dall'area di catena ad Ovest.

Il contatto tettonico determina il sovrascorrimento delle unità tettonosedimentarie più antiche, già ampiamente coinvolte nella deformazione orogenica sui depositi dell'unità d'Avanfossa plio-pleistocenica.

Il limite è definito dal sovrascorrimento sulla successione pliopleistocenica delle Argille scagliose, che appartengono all'Unità "Sicilidi", della Formazione Faeto e delle Argille e Marne varicolori dell'unità della Daunia, che appartengono alle Unità Molisane.

In particolare, in prossimità dell'abitato di Montenero di Bisaccia, a contatto con i depositi di Avanfossa plio-pleistocenici, ci sono i depositi Top-Thrust della successione di Palombaro-Casalguida-Larino.

Come detto, i litotipi in affioramento nell'area del parco eolico Montenero rappresentano i depositi

dell'Unità Molisana, caratterizzati da marne ed argille, ricoperti da coltri colluviali di spessore variabile e costituiti da limi argillososabbiosi; nella porzione più esterna del parco, invece sono in affioramento i depositi dell'avanfossa plio-pleistocenica, ovvero sabbie argillose giallastre e argille.

Come detto, tutti gli aerogeneratori appartengono al bacino idrografico del Torrente Sinarca, che regola l'idrografia superficiale dell'area del parco eolico in progetto e rappresenta la principale via di drenaggio che sfocia direttamente nel Mare Adriatico.

I terreni colluviali a matrice prevalentemente argillosa che ricoprono diffusamente e con spessori variabili le formazioni geologiche dominanti risultano avere una **"bassa permeabilità"** e, al loro interno, risulta poco sviluppata la circolazione idrica profonda; eventuali circolazioni idriche sotterranee possono essere localizzate al contatto tra litotipi più sabbiosi e quelli più argillosi oppure alla base di orizzonti conglomeratici.

10.3. Classificazione sismica

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, dal punto di vista sismico il territorio dei Comuni di Montenero di Bisaccia e Guglionesi è classificato come Zona sismica di III categoria ("Zona 3"), mentre il territorio del Comune di Montecilfone è classificato come Zona sismica di II categoria ("Zona 2").

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

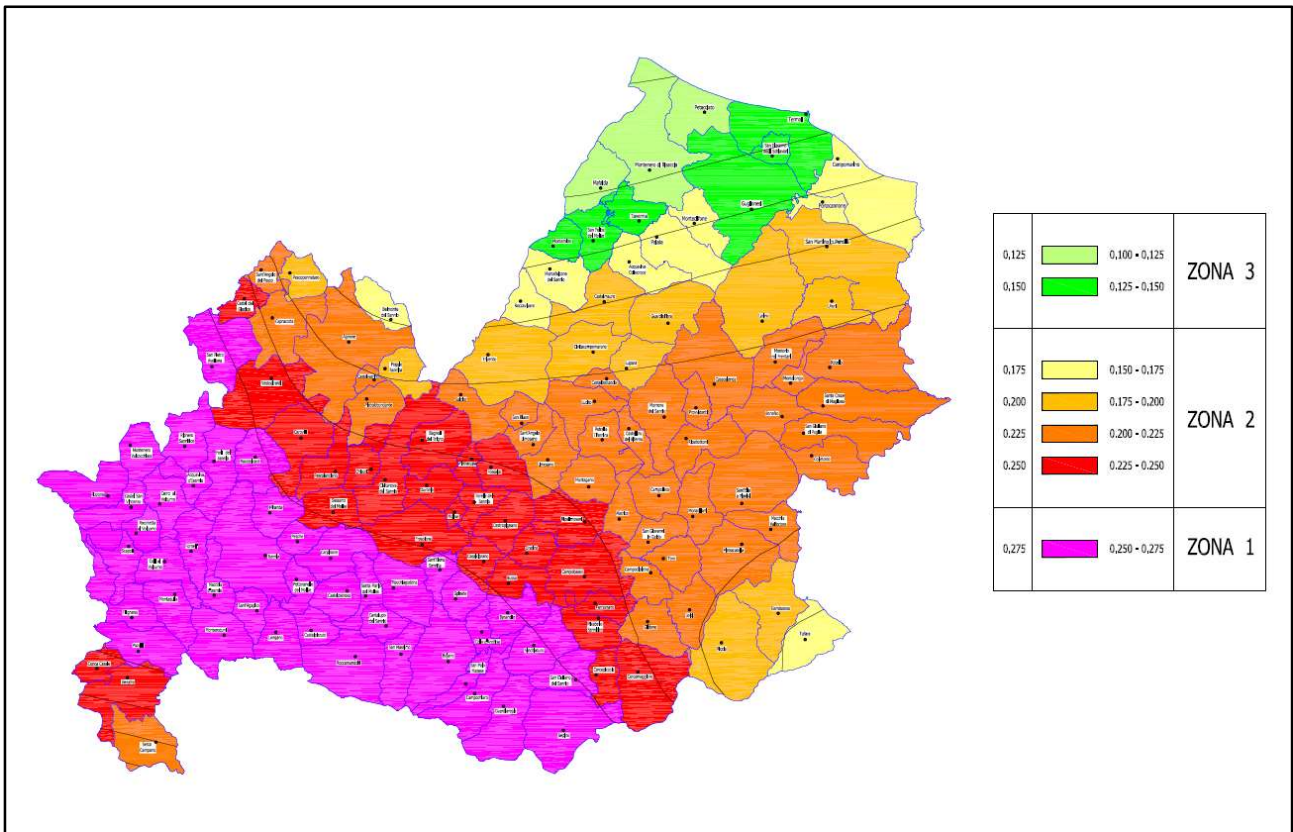


Figura 10.3.1: Classificazione sismica della Regione Molise (Fonte INGV)

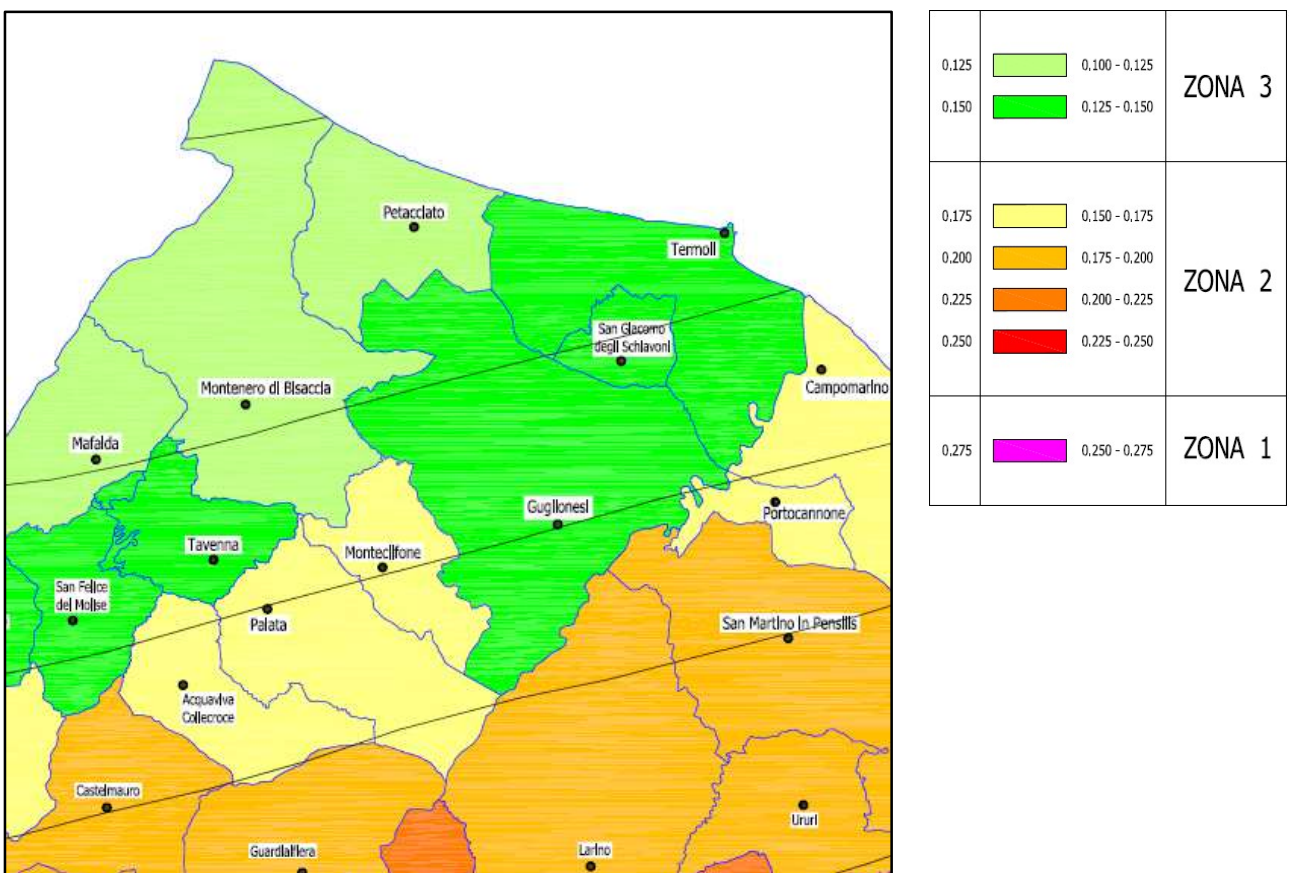


Figura 10.3.2: Classificazione sismica del territorio dei comuni interessati dal Parco Eolico Montenero (Fonte INGV)

10.4. 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**.

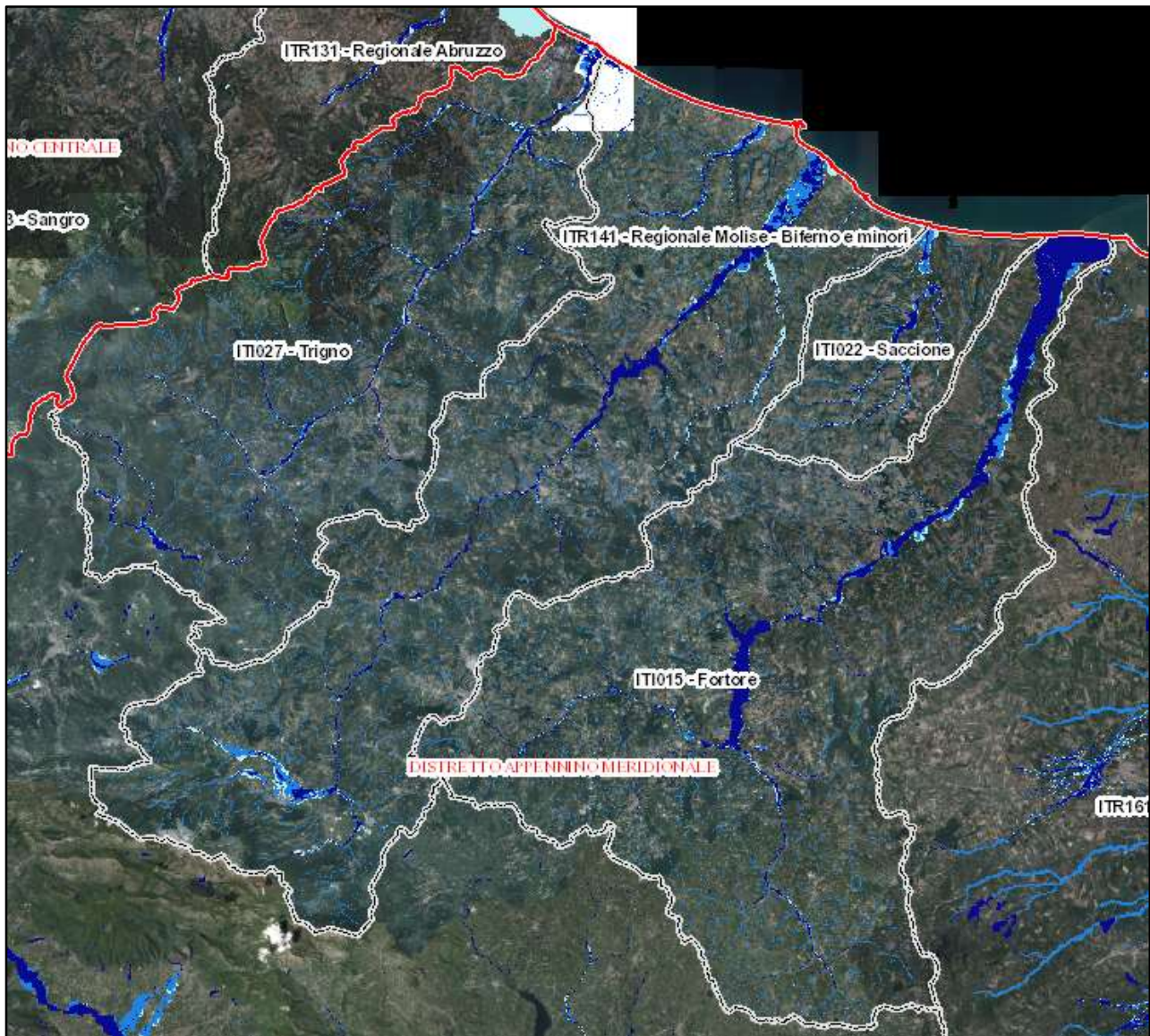


Figura 10.4.1: Bacini idrografici della Regione Molise (Fonte - Geoportale Nazionale)

L'area dove si prevede la realizzazione dell'impianto eolico si sviluppa unicamente all'interno del bacino dei Fiume Biferno e minori, nello specifico del Torrente Sinarca (**Figura 10.4.2**)

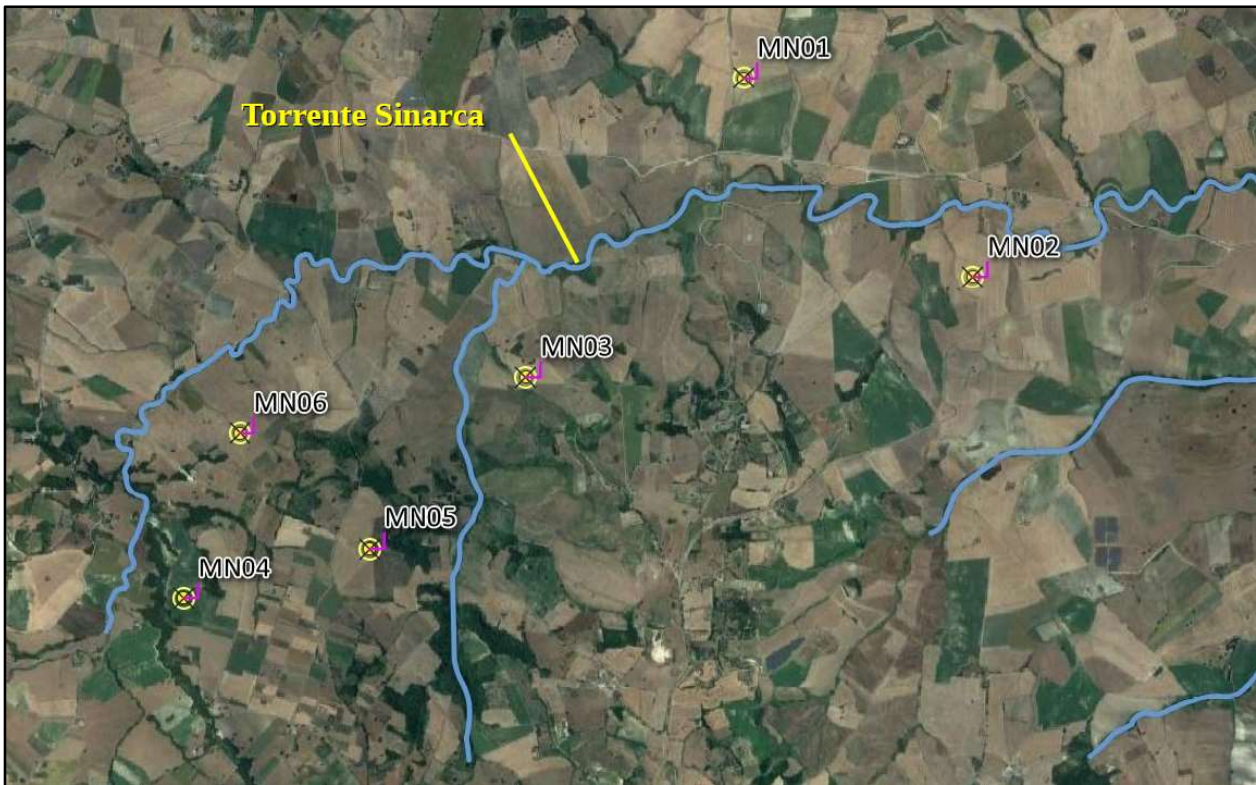


Figura 4.4.2: Ubicazione degli aerogeneratori rispetto al bacino del Torrente Sinarca

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.

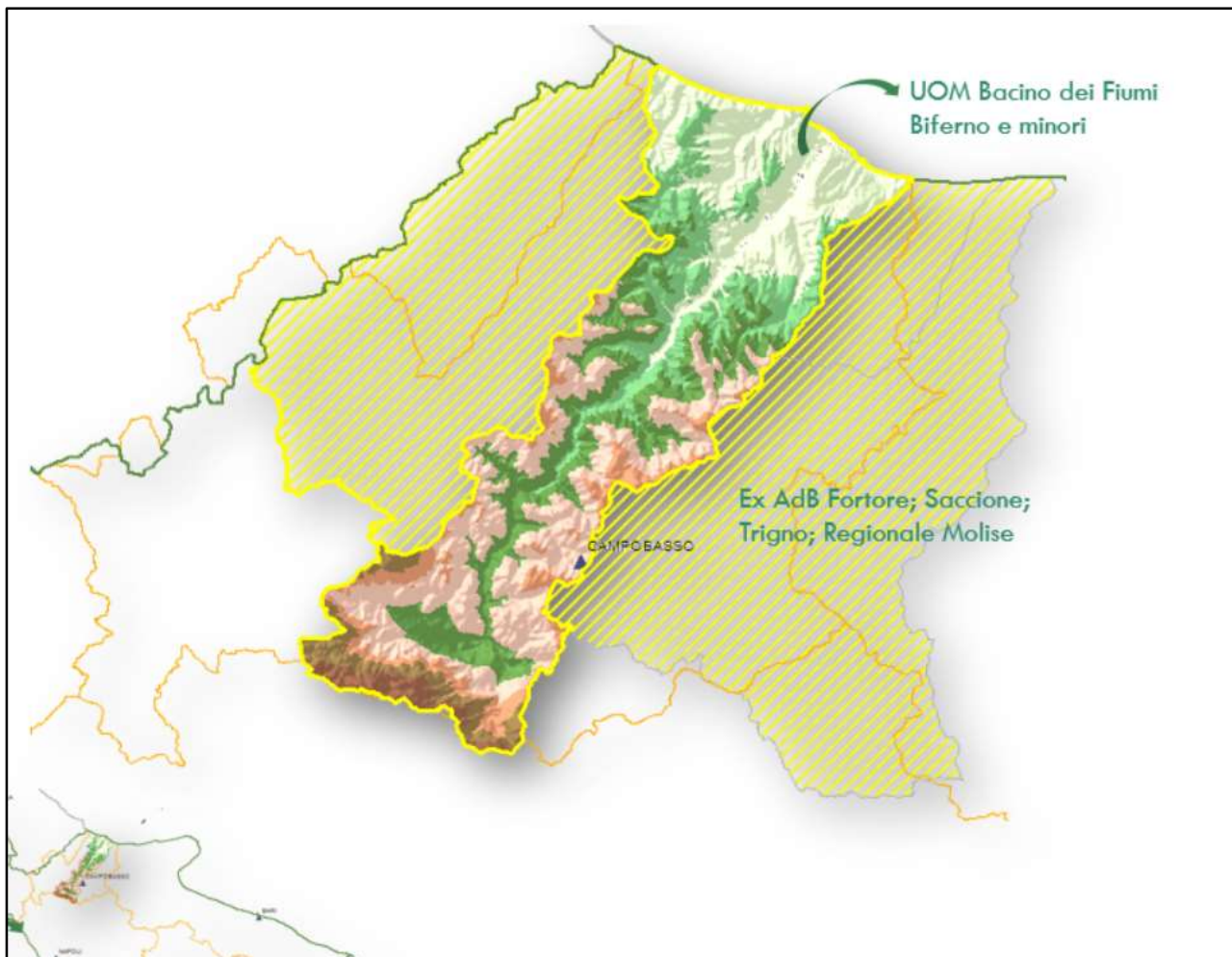


Figura 10.4.3: Bacino idrografico dei Fiumi Biferno e minori (Fonte – Autorità di Bacino Distrettuale dell'Appennino Meridionale)

10.5. 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.

10.6. 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;
- Corsi d'acqua;
- Linee aeree Telecom;
- Linee elettriche aeree;
- Metanodotto.
- *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.

11. 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 protette interessate dall'area vasta dell'impianto eolico sono le seguenti:

1. ZPS IT7228230 Lago di Guardialfiera – Foce Fiume Biferno distante 5 km dalla WTG più vicina MM04
2. SIC IT7222213 Calanchi di Montenero distante 2,4 km dalla WTG più vicina MN06;
3. SIC IT7222214 Calanchi Pisciareello – Macchia Manes distante 7,5 km dalla WTG più vicina MN05;
4. SIC IT7222215 Calanchi Lamaturo distante 5,2 km dalla WTG più vicina MN04;
5. SIC IT7222237 Fiume Biferno (Confluenza Cigno) distante 9 km dalla WTG più vicina MN02;
6. SIC IT 7222249 Lago di Guardialfiera M.Peloso distante 5 km dalla WTG più vicina LAR14;
7. SIC IT7222250 Bosco Casale – Cerro del Ruccolo distante 10 km dalla WTG più vicina MN04;
8. SIC IT7222254 Torrente Cigno distante 9 km dalla WTG più vicina MN02;
9. SIC IT7222258 Bosco S. Martino e S. Nazzario distante 10 km dalla WTG più vicina MN04;
10. SIC IT7228228 Bosco Tanassi distante 7,5 km dalla WTG più vicina MN02;
11. SIC IT 7228229 Valle Biferno dalla Diga a Guglionesi distante 8,5 km dalla WTG più vicina MN05;
12. SIC IT7140127 Fiume Trigno distante 10,5 km dalla WTG più vicina MN06;
13. SIC IT228221 Foce Trigno distante 10,5 km dalla WTG più vicina MN01.

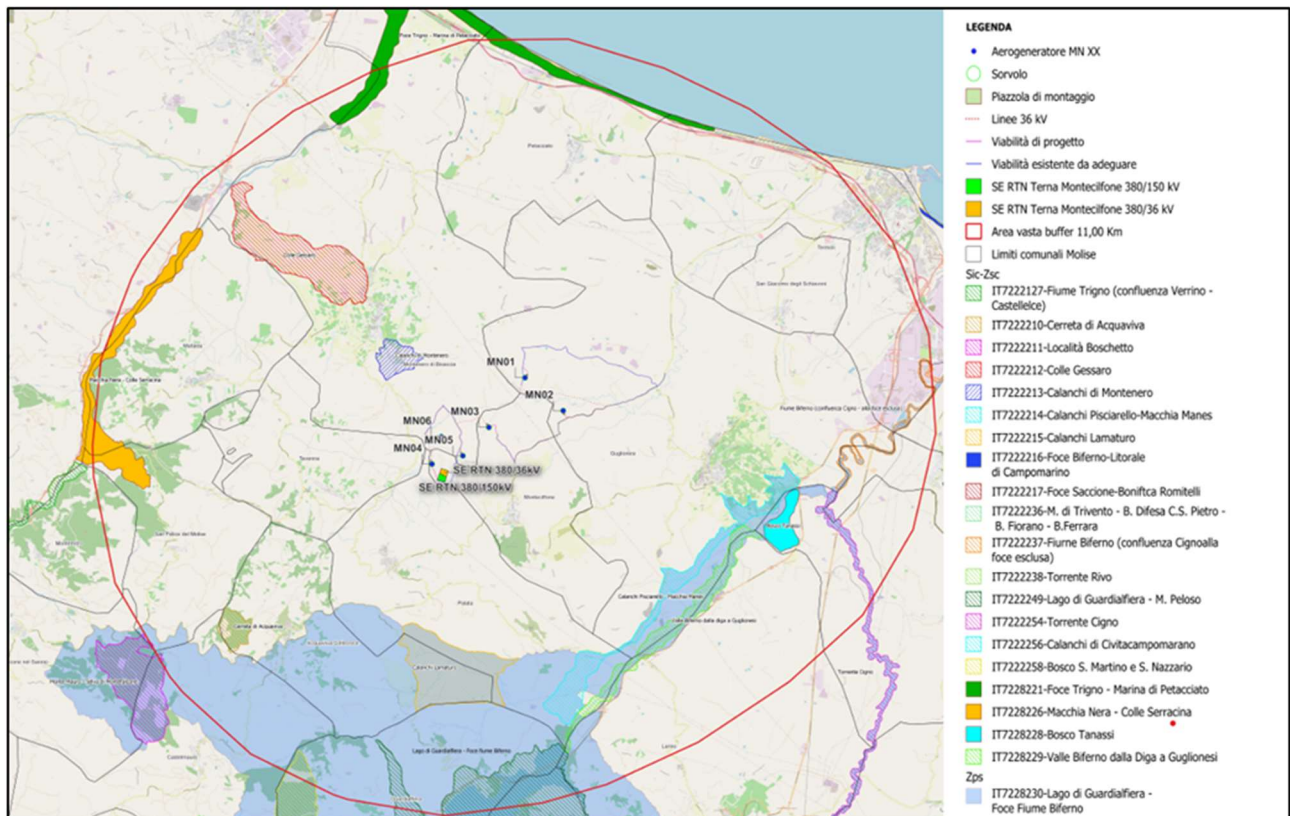


Figura 11.1: Inquadramento Zone SIC, ZSC e ZPS con perimetro area vasta (*Fonte Portale Cartografico nazionale*)

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 zone protette e ad una distanza e posizione tale da non alterne lo stato di conservazione.

Nella **Figura 11.2** viene rappresentate le zone SIC, ZSC e ZPS con il layout d'impianto.

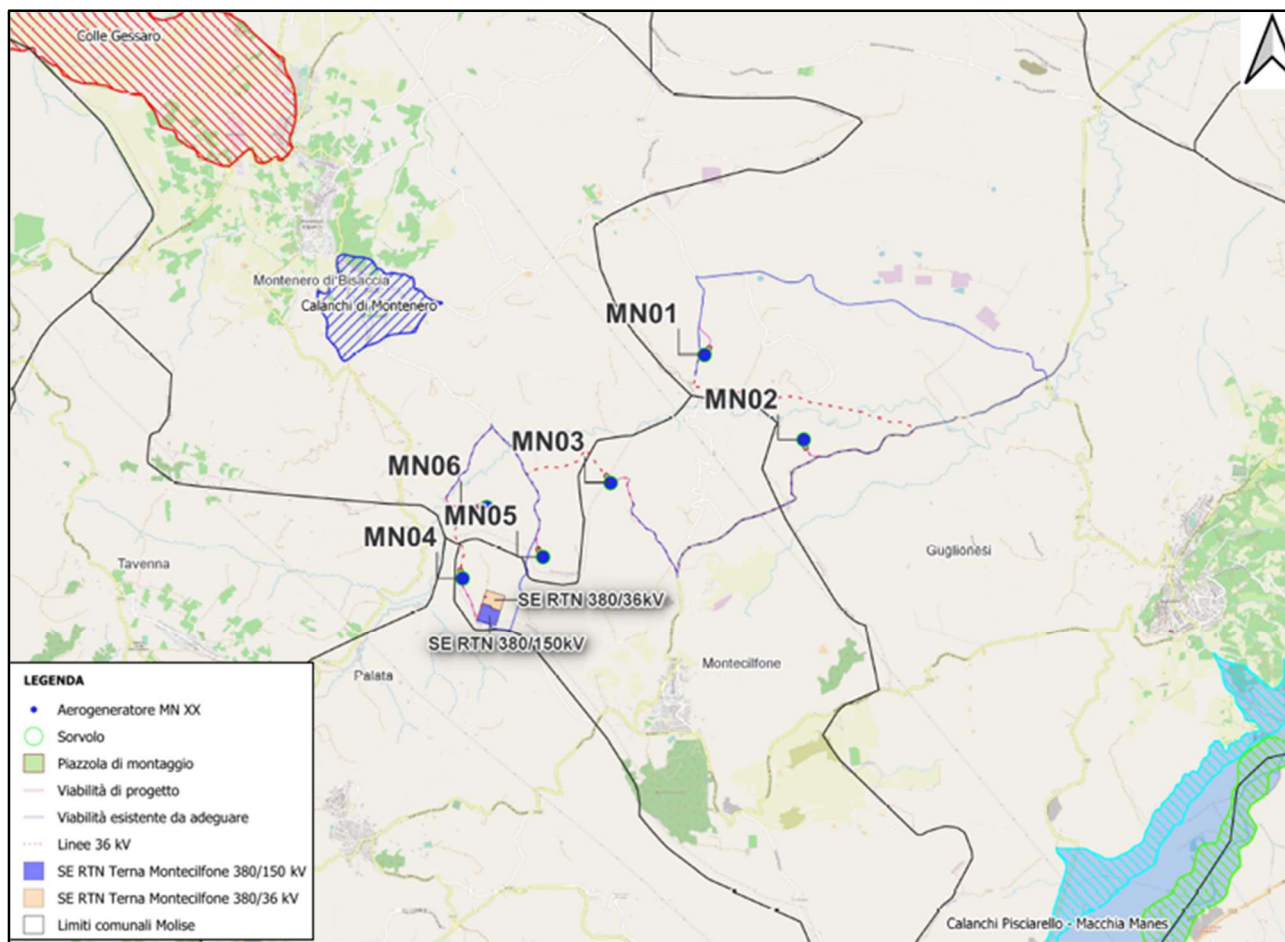


Figura 11.2: Inquadramento Zone SIC e ZPS area d’impianto (Fonte Portale Cartografico nazionale)

ZPS IT7228230 “Lago di Guardialfiera - Foce fiume Biferno”

Codice	Tipo	Nome	Regione	Sup. ha
IT7228230	A	Lago di Guardialfiera -Foce fiume Biferno	Mediterranea	28724

La ZPS “Lago di Guardialfiera - Foce fiume Biferno” Cod. (IT 722830) si sviluppa su una superficie complessiva di 28.700 ettari, includendo al suo interno i territori amministrativi di un consistente numero di comuni e 14 Siti di Interesse Comunitario (SIC), a testimonianza dell’enorme estensione e diversificazione ambientale che caratterizza il Sito Natura 2000 in questione; tra questi, troviamo anche alcuni siti con particolarità geologiche (ad es. i Calanchi di Castropignano e Calanchi di Pisciareello e Macchia Manes).

L'elevata variabilità ambientale è relativa a molti tratti, le aree boschive sono presenti, come nell'area tra Lucito e Petrella, dove la vegetazione ha continuità con la vegetazione ripariale.

L’area comprende ad Ovest parte del medio-basso bacino del fiume Biferno, al centro l'alta e media valle del Torrente Cigno (a sua volta tributario di destra del Biferno), ad Est alcuni bacini imbriferi affluenti del F. Fortore. come il Tona, nonché l'alta valle del torrente Saccione, direttamente tributario

dell'Adriatico. L'andamento preferenziale dei citati corsi fluviali è da Sud-Ovest verso Nord-Est, perpendicolare cioè alla catena Appenninica. In tale ambito domina come elemento fisico il lago di Guardialfiera che da qualche decennio ha trasformato decisamente il paesaggio compreso tra l'omonima cittadina e quelle di Larino e Casacalenda. Oltre ai principali corsi d'acqua, vi è un significativo sviluppo idrografico degli affluenti minori, sviluppo che trova giustificazione nella estesa presenza sul territorio di complessi litologici a bassa o nulla permeabilità che favorisce decisamente il fenomeno del ruscellamento rispetto a quello della infiltrazione. Ciò purtroppo costituisce anche una delle cause principali del significativo indice di dissesto rilevabile nel territorio esaminato.

CODICE NATURA 2000	NOME
IT7222211	Monte Mauro - Selva di Montefalcone
IT7222214	Calanchi Pisciareello - Macchia Manes
IT7222215	Calanchi Lamaturo
IT7222216	Foce Biferno - Litorale di Campomarino
IT7222237	Fiume Biferno (confluenza Cigno - alla foce esclusa)
IT7222249	Lago di Guardialfiera - M. Peloso
IT7222250	Bosco Casale - Cerro del Rucolo
IT7222254	Torrente Cigno
IT7222256	Calanchi di Civitacampomarano
IT7222257	Monte Peloso
IT7222258	Bosco S. Martino e S. Nazzario
IT7222261	Morgia dell'Eremita
IT7228228	Bosco Tanassi
IT7228229	Valle Biferno dalla diga a Guglionesi

Tabella 5.2.1: Elenco zone SIC interferenti con la ZPS IT7228230

SIC IT7222213 Calanchi di Montenero

L'area dei Calanchi di Montenero di Bisaccia è stata nominata nel 1995 Sito di Interesse Comunitario (S.I.C.) Questa valle, costituita da creste sottili e frastagliate, si estende su un territorio di circa 120 ettari. I Calanchi di Montenero di Bisaccia sono delle forme erosive tipiche dei suoli argillosi, createsi in seguito all'azione delle acque meteoriche, che conferiscono un aspetto caratteristico al territorio. La costituzione argillosa e quindi impermeabile del terreno rappresenta uno dei fattori caratterizzanti dell'area, assieme a forte pendenza, esposizione a sud, vegetazione scarsa, clima con precipitazioni intense e brevi e irraggiamento solare massiccio nel periodo estivo. Sulle aree calanchive la vegetazione è piuttosto scarsa, è presente una flora costituita in prevalenza da piante erbacee, con dominanza di graminacee, che

formano l'habitat prioritario percorsi substeppici di graminacee e piante annue dei Thero-Brachypodietea. L'ambiente si presenta sub steppico, caratterizzato da marne compatte, talora fogliettante e da argille marmose di due tipi: varicolori e azzurre. La fauna, invece, costituita dalla falena dell'edera, pipistrelli, tartarughe di terra e rapaci come il nibbio reale e l'albanella reale.

Nella figura seguente viene rappresentato l'impianto eolico, con riferimento al perimetro dell'area vasta dell'impianto rispetto alle zone IBA (**Figura 11.3**).

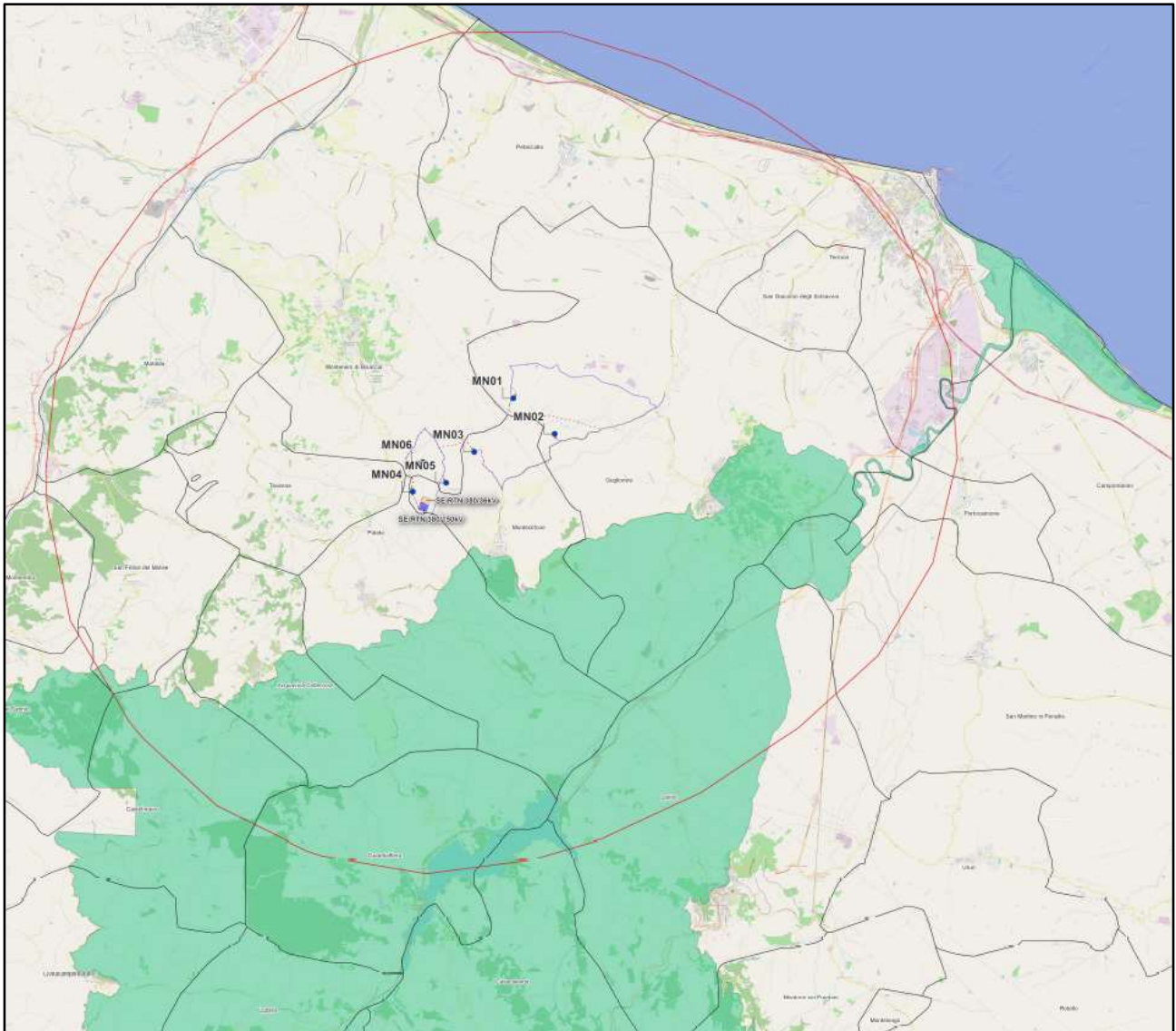


Figura 11.3: Zone IBA con perimetro area vasta

L'impianto non ricade all'interno di nessuna zona IBA mentre all'interno dell'area vasta troviamo la Zona IBA 125- "Fiume Biferno" che ha una distanza minima pari a 2,2 km dall'aerogeneratore più vicino del parco eolico (MN05).

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. La zona 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 chiroterteri 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 960 m.

Per ulteriori dettagli si rimanda alla relazione "MNSA110 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 "*MNSA129 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 intervistabilità 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 960 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 aria 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 Centurelle Montesecco.

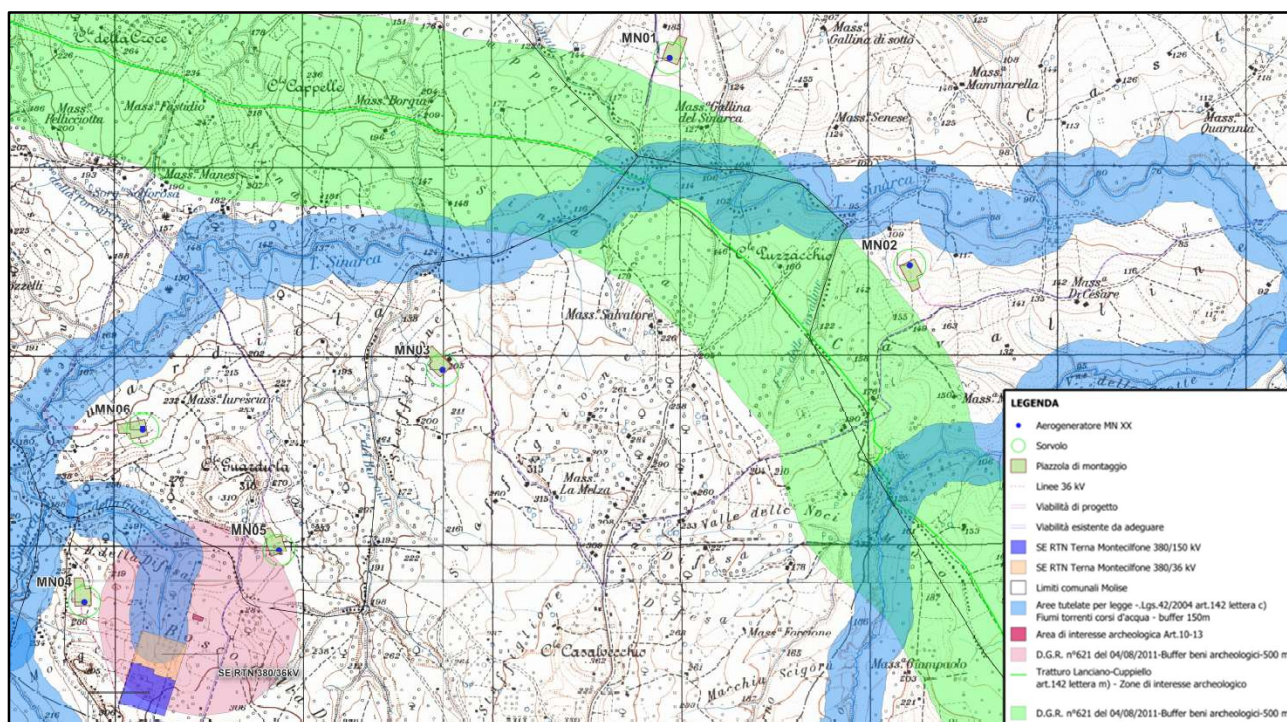


Figura 5.4.1: Carta dei vincoli paesaggistici con area d'impianto su IgM – Fonte SITAP

12. 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.

12.1. NORMATIVA DI RIFERIMENTO

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

Settore energetico – Livello Nazionale:

- D.L. 50 del 17 Maggio 2022 n. 50 (Decreto Aiuti);
- 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:

- D.G.R. 187 del 20.06.22 "Individuazione delle aree e dei siti non idonei all'installazione e all'esercizio di impianti per la produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili";
- 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").

12.2. 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 Transizione 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.

13. 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 ingresso asse di accesso WTG_01



Vista area piazzola WTG_01



Ingresso Viabilità di Progetto WTG_02



Vista area piazzola WTG_02



Vista strada Contrada Staffiglione verso la WTG_03 (Prima parte)



Vista strada Contrada Staffiglione verso la WTG_03 (Seconda parte)



Vista area piazzola WTG_03



Vista area piazzola WTG_04 (Oltre la radura)



Vista strada Guardola verso la WTG_05



Vista strada di avvicinamento verso la WTG_06



Vista area piazzola WTG_06



Vista area Stazione elettrica RTN Terna Montecilfone SE 380/15036 kV