

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



Progetto Definitivo

Parco Eolico Abruzzo

Titolo elaborato:

Sintesi non Tecnica

REDAITTO	CONTR.	APPROV.	DESCRIZIONE REVISIONE DOCUMENTO	DATA	REV	
MF	RB	GD	REVISIONE GENERALE	27/02/24	0	1
MF	RB	GD	EMISSIONE	07/12/23	0	0

PROPONENTE



SVILUPPO PRIME SRL

Via A. De Gasperi n. 8
74023 Grottaglie (TA)

CONSULENZA



GECODOR SRL

Via A. De Gasperi n. 8
74023 Grottaglie (TA)

PROGETTISTA

Ing. Gaetano D'Oronzio

Codice
ABSA133

Formato A4

Scala

Foglio 1 di 74

INDICE

1.PREMESSA	4
2.DESCRIZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO	5
2.1.Caratteristiche tecniche dell'aerogeneratore	8
2.2.Viabilità e piazzole	9
2.3.Descrizione opere elettriche	11
2.3.1.Aerogeneratori	11
2.3.2.Stazione Elettrica Utente di trasformazione	12
2.3.3.Linee elettriche di collegamento MT	14
2.3.4.Linea elettrica di collegamento 36 kV	18
2.3.5.Stazione Elettrica della RTN Terna 380/150/36 kV di Fresagrandinaria	18
3.DESCRIZIONE COSTRUZIONE, ESERCIZIO E DISMISSIONE IMPIANTO	19
3.1.Costruzione	19
3.1.1.Opere civili	19
3.1.2.Opere elettriche e di telecomunicazione	20
3.1.3.Installazione aerogeneratori	20
3.2.Esercizio e manutenzione	21
3.3.Dismissione dell'impianto	21
4.FINALITÀ DEL PROGETTO	21
4.1.Diminuzione delle emissioni in atmosfera di anidride carbonica	22
5.PROPOSTA PIANO DI COMPENSAZIONE AMBIENTALE	23
6.INSERIMENTO SUL TERRITORIO	24
6.1.Criteri di progettazione strutture e impianti	24
7.SICUREZZA DELL'IMPIANTO	25
7.1.Effetti di shadow-flickering	26
7.2.Impatto acustico	26
7.3.Impatto elettromagnetico	27
7.4.Rottura accidentale di organi rotanti	27
8.INQUADRAMENTO DELL'AREA DI PROGETTO	28
8.1.Caratteristiche di ventosità dell'area d'impianto	28
8.2.Caratteristiche geologiche dell'area d'intervento	29
8.3.Classificazione sismica	32
8.4.Infrastrutture viarie presenti	32

8.5.Opere presenti interferenti	33
9.VINCOLISTICA DI NATURA PAESAGGISTICA	33
10.VINCOLISTICA DI NATURA AMBIENTALE	40
11.RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE	44
12.INQUADRAMENTO NORMATIVO ED AUTORIZZATIVO	47
12.1.Normativa di riferimento	47
12.2.Procedimento autorizzativo	53
13.REPORT FOTOGRAFICO STATO DI FATTO AREE DI PROGETTO	55
14.ANALISI DELLE ALTERNATIVE	62
14.1.Alternativa "0"	62
14.2.Alternative di localizzazione	67
14.3.Alternative dimensionali	68
14.4.Alternative progettuali	69
7.4.1.ALTERNATIVA PROGETTUALE: IMPIANTO FOTOVOLTAICO	71
15.SINTESI DEI RISULTATI	72
16.CONCLUSIONI	73

1. PREMESSA

La **Sviluppo Prime s.r.l.** è una società costituita per realizzare un impianto eolico in Abruzzo, denominato “**Parco Eolico Abruzzo**”, nel territorio dei Comuni di Cupello, Fresagrandinaria, Palmoli, Tuffillo e Furci (Provincia di Chieti), di potenza totale pari a 66 MW e con punto di connessione in corrispondenza della stazione elettrica RTN Terna 380/150/36 kV di futura realizzazione nel Comune di Fresagrandinaria.

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 Sviluppo 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).

Il presente elaborato è parte integrante dello Studio di Impatto Ambientale (SIA) relativo al “Parco Eolico Abruzzo” e ne costituisce **La Sintesi Non Tecnica** finalizzata a divulgare i principali contenuti del suddetto Studio. Il suo obiettivo è quello di rendere più facilmente comprensibile al pubblico i contenuti dello SIA, generalmente complessi e di carattere prevalentemente tecnico e specialistico, in modo da supportare efficacemente la fase di consultazione pubblica nell'ambito del processo di VIA di cui all'art. 24 e 24-bis del D.Lgs. 152/2006.

Il documento si prefigge la finalità di migliorare la qualità dell'informazione ambientale e di sensibilizzare l'attenzione delle comunità locali sugli aspetti ambientali connessi ai processi di trasformazione del territorio, evidenziando i temi più significativi attraverso modalità di elaborazione più semplici che rendano più agevole la comprensione da parte di un pubblico non esperto.

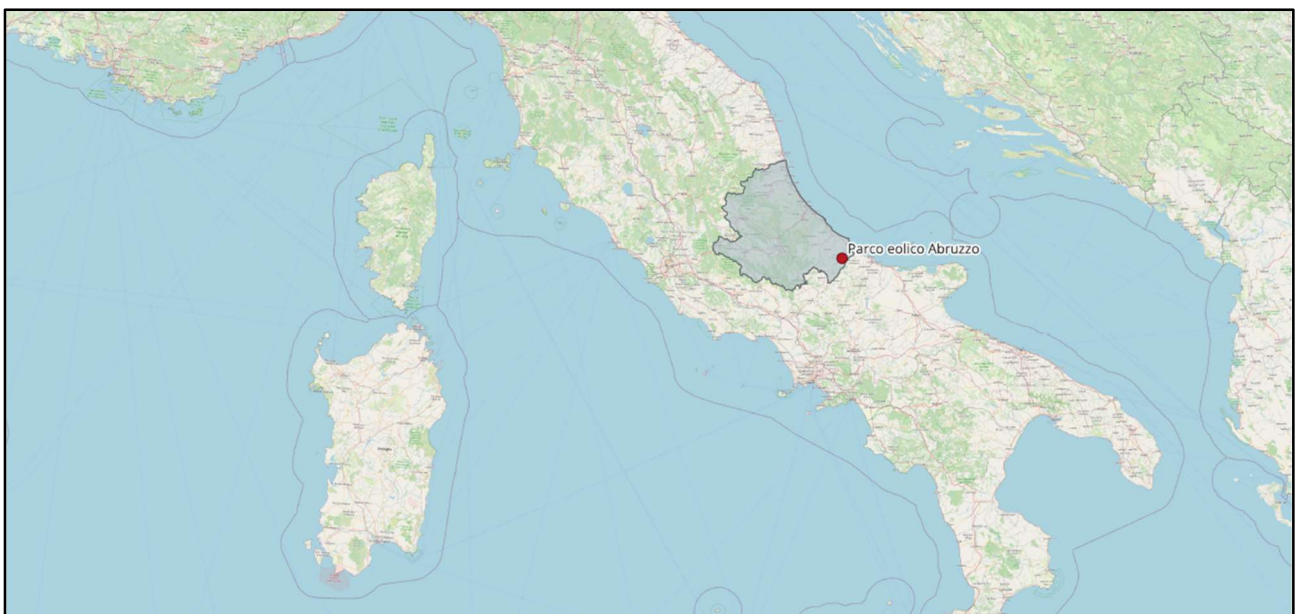


Figura 1.1: Localizzazione Parco Eolico Abruzzo

2. DESCRIZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO

L'impianto eolico presenta una potenza totale pari a 66 MWp ed è costituito da 11 aerogeneratori, di potenza nominale pari a 6 MW, altezza della torre pari a 135 m e rotore pari a 170 m. Gli aerogeneratori sono collegati tra loro mediante un cavidotto interrato in media tensione 33 kV che convoglia l'elettricità presso una Stazione Elettrica Utente (SEU) di trasformazione 36/33 kV, al fine di collegarsi alla Stazione Elettrica (SE) 380/150/36 kV della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) Terna di Fresagrandinaria attraverso un cavidotto interrato a 36 kV.

L'impianto interessa prevalentemente i Comuni di Cupello (CH), dove ricadono 3 aerogeneratori, Fresagrandinaria (CH), dove ricadono 2 aerogeneratore, la SEU e SE RTN Terna 380/150/36 kV, Palmoli (CH), dove ricadono 2 aerogeneratori, Tuffillo (CH), dove ricadono 2 aerogeneratori, e Furci (CH), dove ricadono 2 aerogeneratori (**Figura 2.1**).

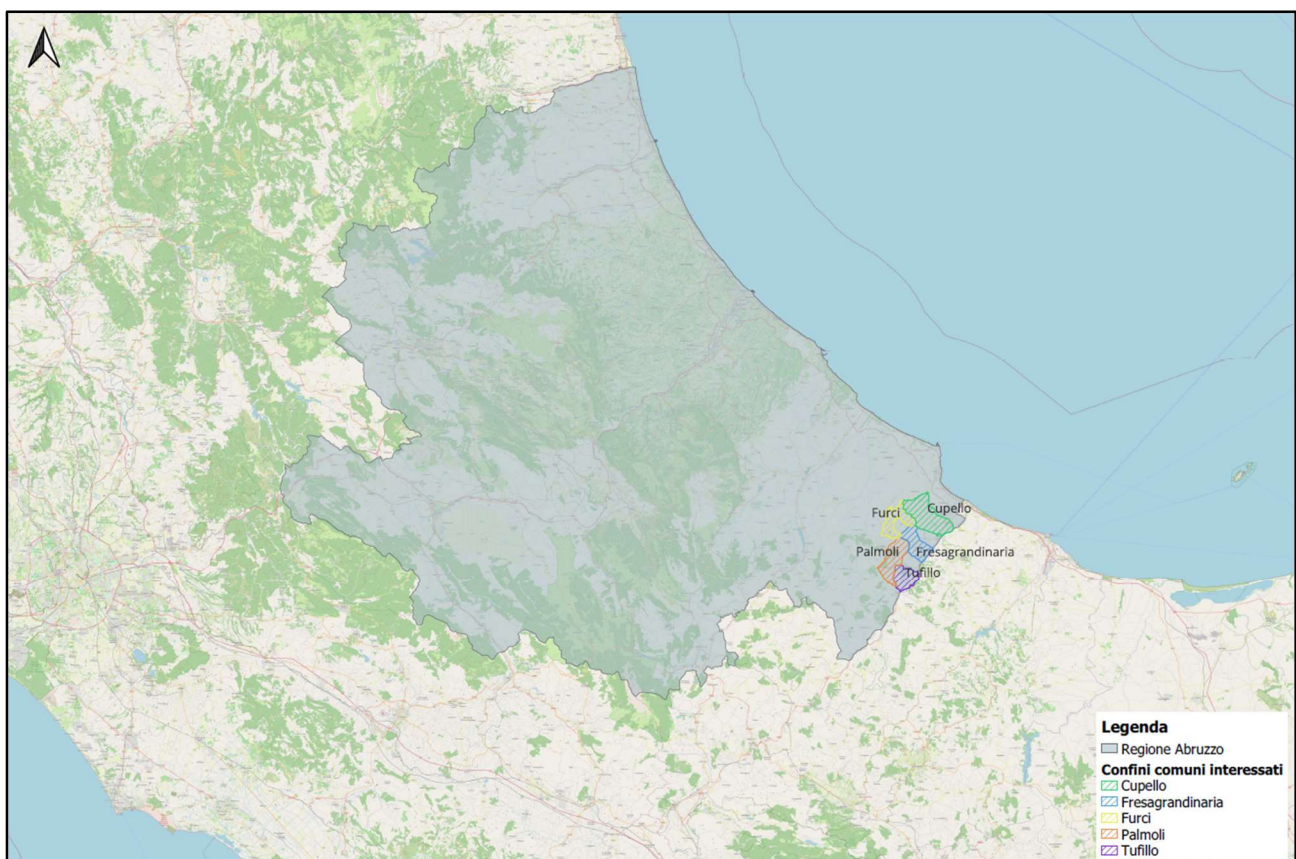


Figura 2.1: Inquadramento territoriale - Limiti amministrativi comuni interessati

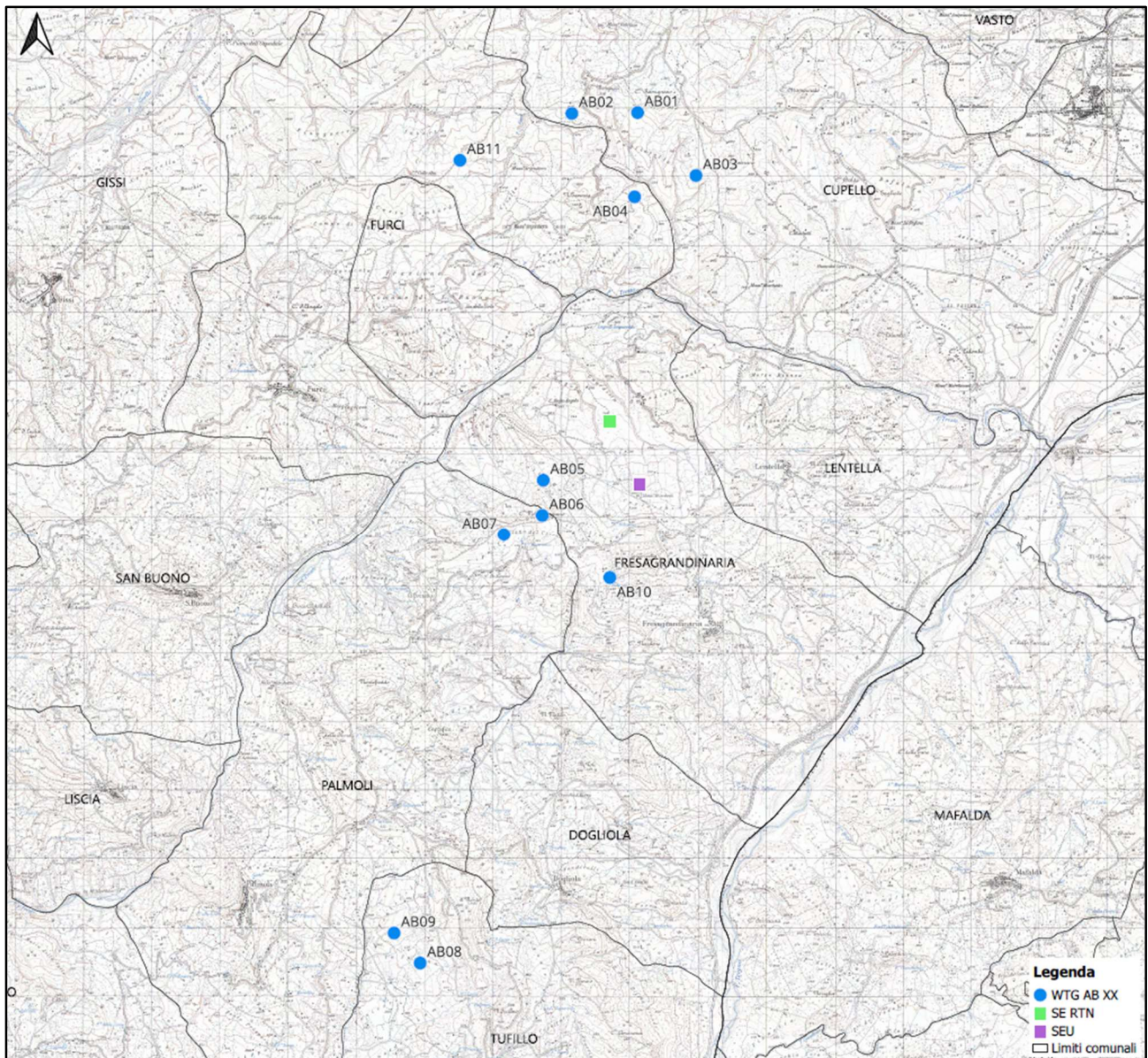


Figura 2.2: Layout d’impianto su IGM con i limiti amministrativi dei comuni interessati

Il parco eolico può essere inteso come suddiviso in tre parti (**Figura 2.3**): quella ricadente a sud-ovest del centro abitato di Cupello (Zona 1), costituita da 5 WTG, quella ricadente a nord-ovest del centro abitato di Fresagrandinaria (Zona 2), costituita da 4 WTG, e quella ricadente a nord-ovest del centro abitato di Tuffillo, costituita da 2 WTG (Zona 3).

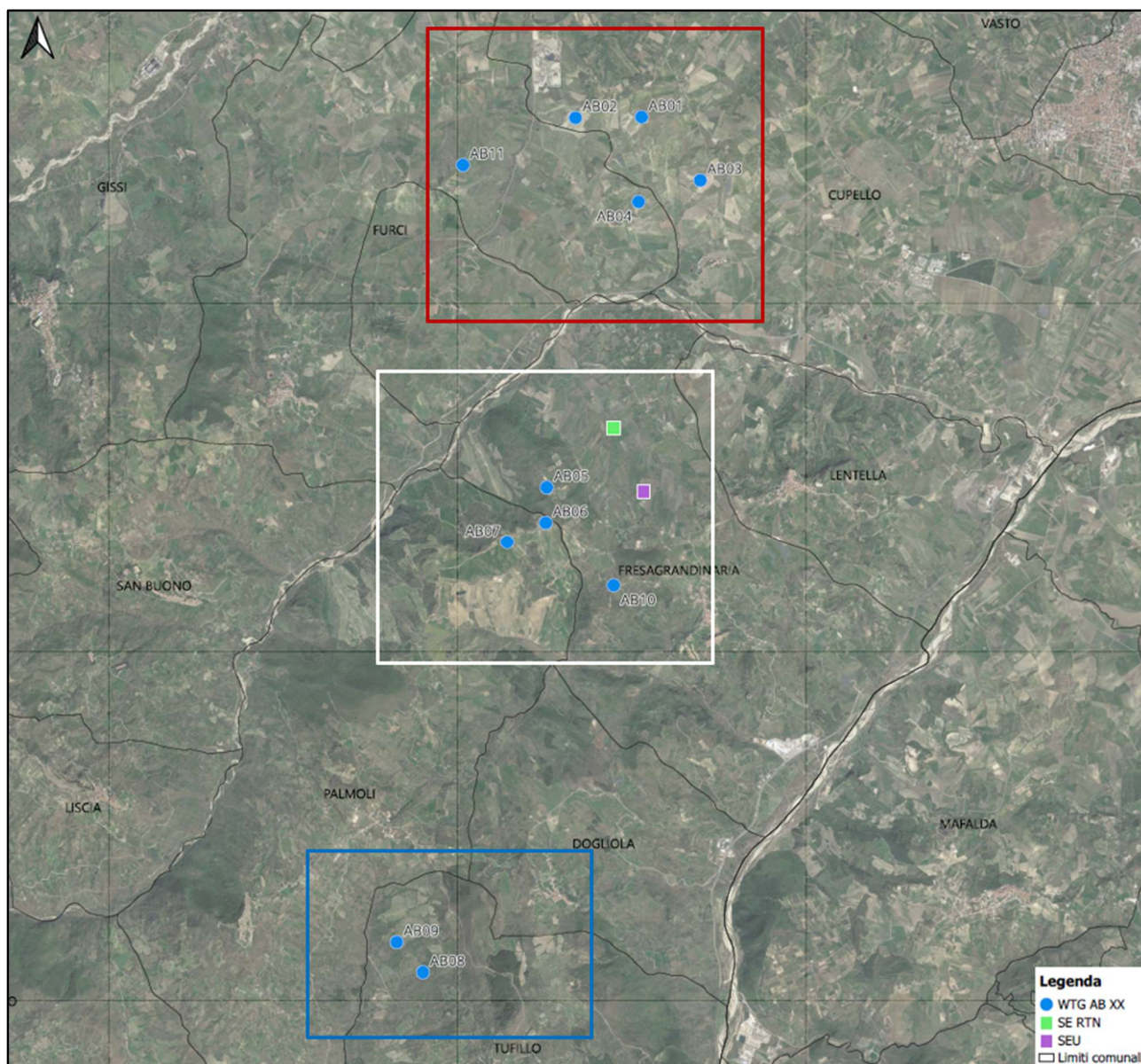


Figura 2.3: Layout d’impianto su ortofoto suddiviso in zone: Zona 1 (rettangolo rosso), Zona 2 (rettangolo bianco) e Zona 3 (rettangolo blu)

Le turbine eoliche sono collegate mediante un sistema di linee elettriche interrato di Media Tensione a 33 kV allocate prevalentemente in corrispondenza del sistema di viabilità interna, necessario alla costruzione e alla gestione futura dell’impianto e realizzato prevalentemente adeguando il sistema viario esistente e realizzando nuovi tratti di raccordo per consentire il transito dei mezzi eccezionali.

Le linee elettriche in Media Tensione vengono collegate alla SEU 36/33 kV, posizionata in posizione baricentrica rispetto agli aerogeneratori di progetto e a sua volta collegata, mediante un sistema di 2 linee elettriche interrato a 36 kV, alla Stazione Elettrica (SE) di trasformazione 380/150/36 kV, da inserire in entra - esce alla linea 380 kV “Larino-Gissi”.

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 si prevede di installare un aerogeneratore modello Siemens Gamesa SG170, di potenza nominale pari a 6,0 MWp, altezza torre all'hub pari a 135 m e diametro del rotore pari a 170 m (Figura 2.1.1).

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

Il rotore, a passo variabile, è in resina epossidica rinforzata con fibra di vetro ed è posto sopravvento al sostegno con mozzo rigido in acciaio.

Altre caratteristiche principali sono riassunte nella **Tabella 2.1.1** e in allegato alla presente.

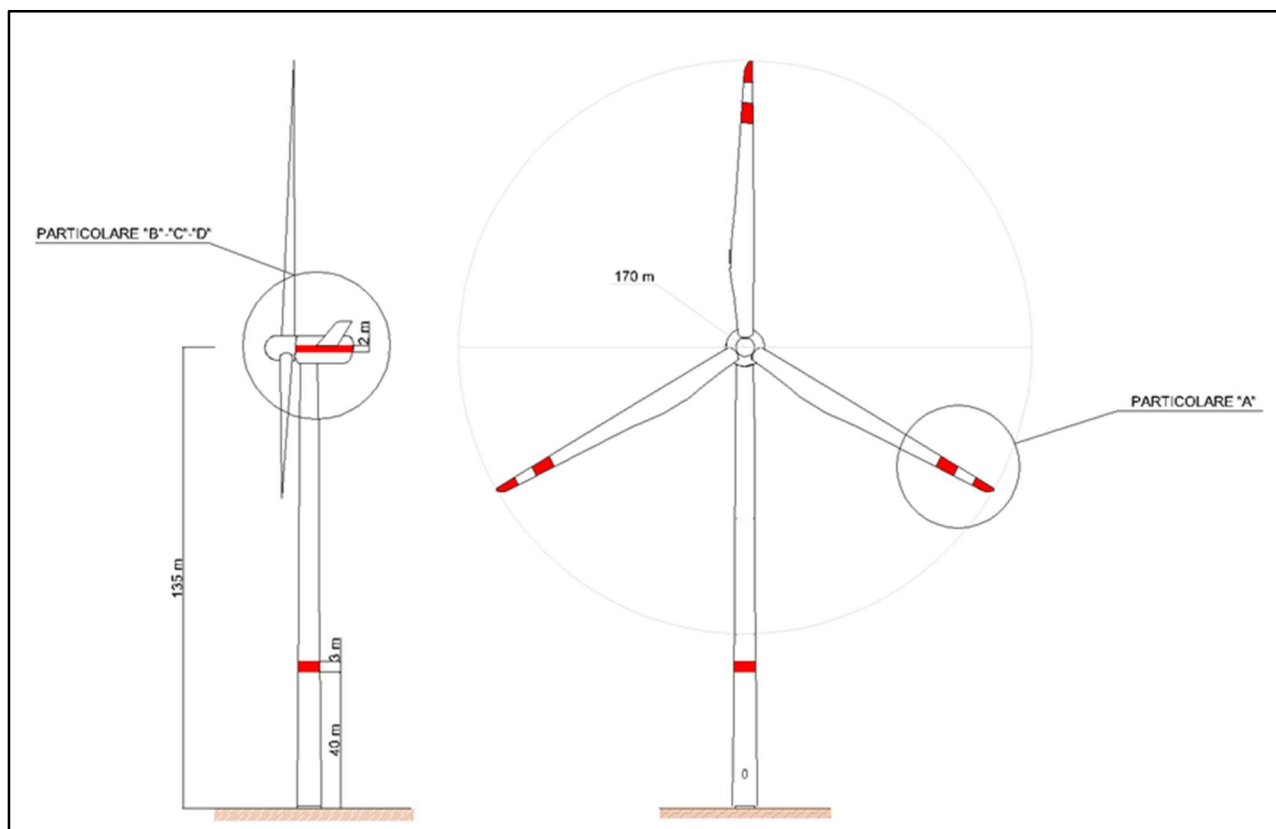


Figura 2.1.1: Profilo aerogeneratore SG170 – 6,0 MWp – HH = 135 m – D = 170 m

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	
	Semi-gloss, < 30 / ISO2813	Surface gloss	Painted
Surface gloss	Light grey, RAL 7035 or	Color	Semi-gloss, <30 / ISO-2813 Light grey, RAL 7035 or White, RAL 9018
Surface color	White, RAL 9018	Operational Data	
Aerodynamic Brake		Cut-in wind speed	3 m/s
Type	Full span pitching	Rated wind speed	11.0 m/s (steady wind without turbulence, as defined by IEC61400-1)
Activation	Active, hydraulic	Cut-out wind speed	25 m/s
Load-Supporting Parts		Restart wind speed	22 m/s
Hub	Nodular cast iron	Weight	
Main shaft	Nodular cast iron	Modular approach	Different modules depending on restriction
Nacelle bed frame	Nodular cast iron	Mechanical Brake	
Mechanical Brake		Type	Hydraulic disc brake
Type	Hydraulic disc brake	Position	Gearbox rear end
Position	Gearbox rear end	Nacelle Cover	
Nacelle Cover		Type	Totally enclosed
Type	Totally enclosed	Surface gloss	Semi-gloss, <30 / ISO2813
Surface gloss	Semi-gloss, <30 / ISO2813	Color	Light Grey, RAL 7035 or White, RAL 9018
Color	Light Grey, RAL 7035 or White, RAL 9018	Generator	
Generator		Type	Asynchronous, DFIG
Type	Asynchronous, DFIG		

Tabella 2.1.1: Specifiche tecniche aerogeneratore di progetto

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 e interpoderali che si trovano in stato di dissesto migliorando l'accessibilità dei luoghi anche alla popolazione locale.

Nei casi in cui tale approccio non è stato perseguibile 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** è riportata una sezione stradale tipo di riferimento per i tratti di viabilità da adeguare e per quelli di nuova realizzazione.

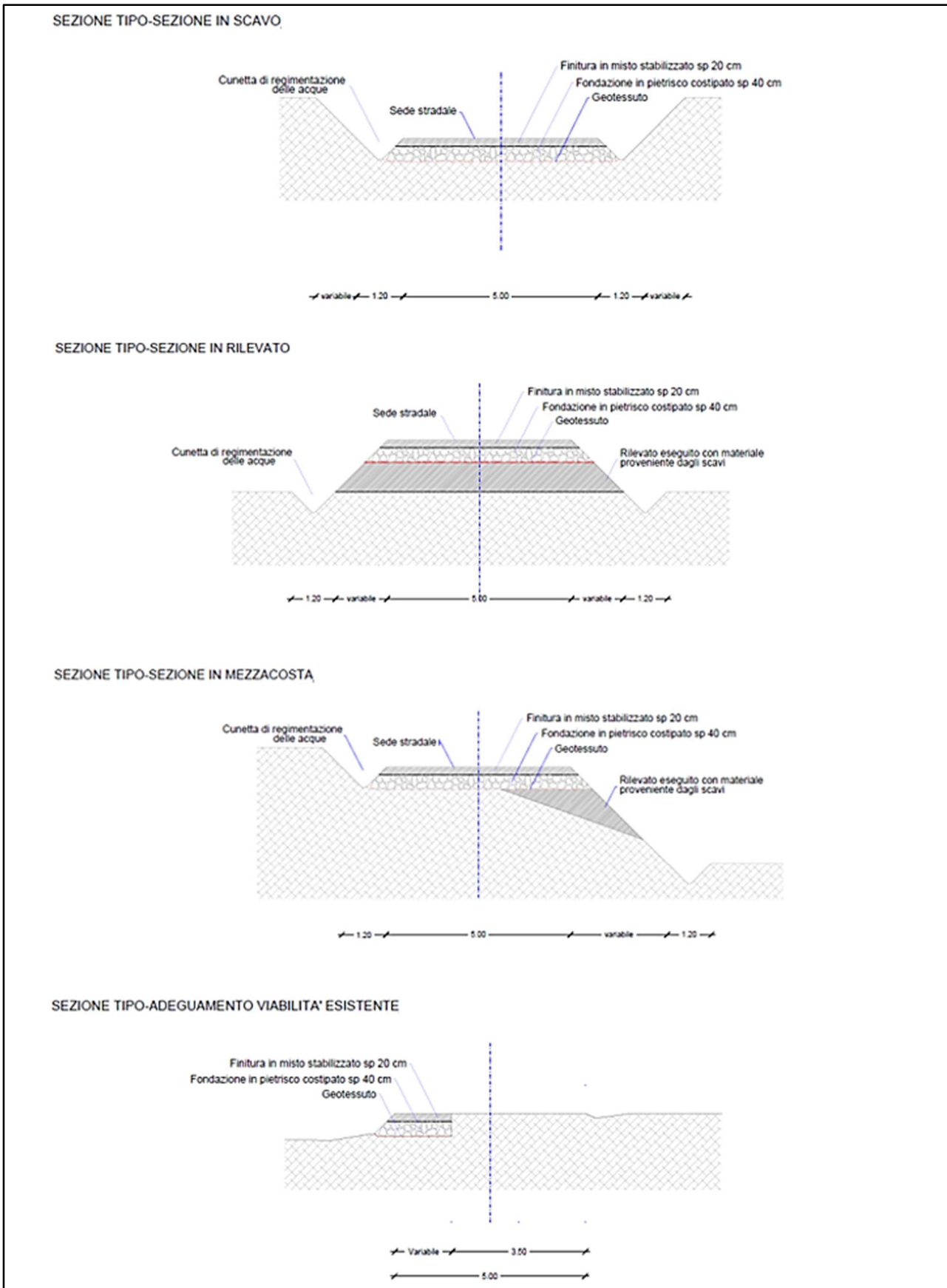


Figura 2.2.1: Sezioni tipo viabilità parco eolico

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 ripristino parziale, necessaria alla fase di esercizio e manutenzione dell'impianto (**Figura 2.2.2**).

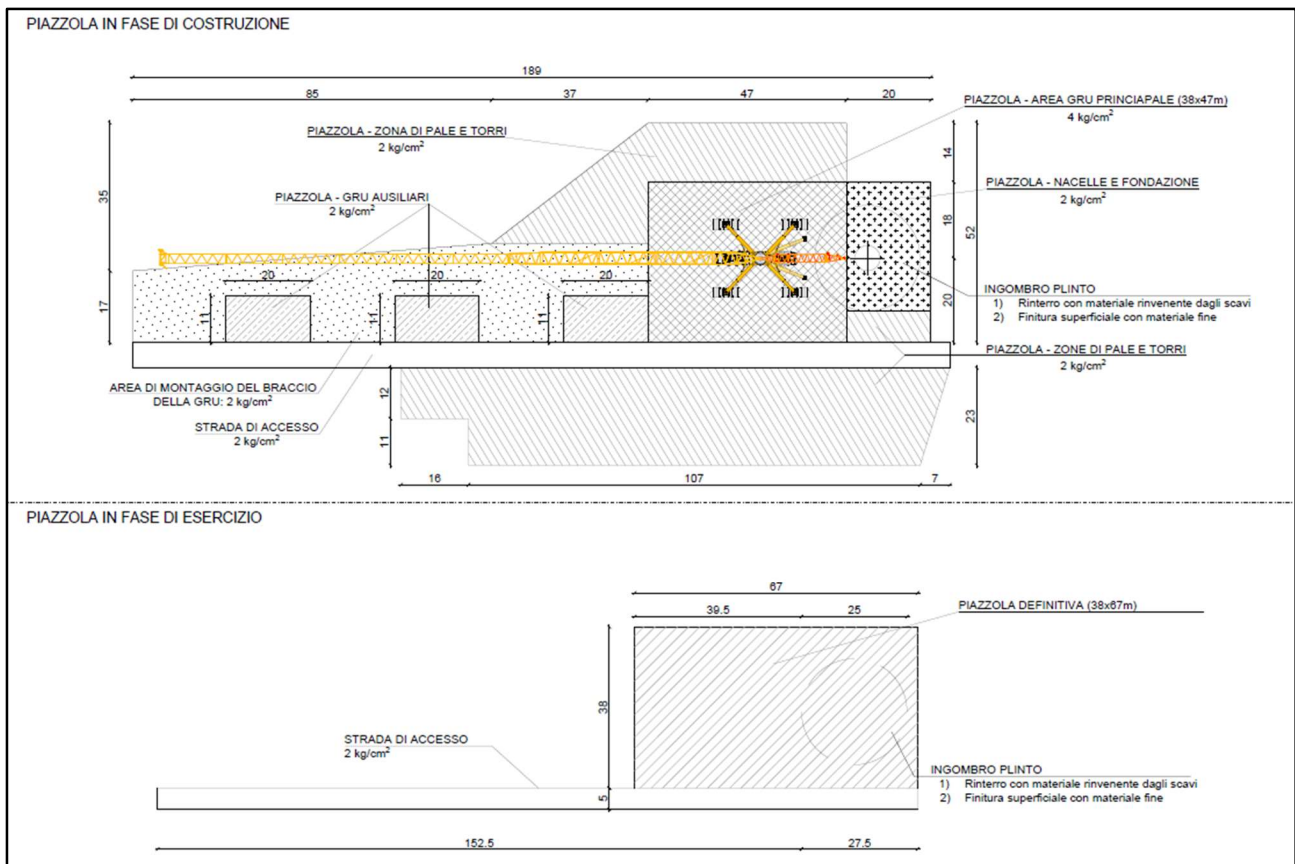


Figura 2.2.2: Planimetria piazzola tipo per la fase di installazione e fase di esercizio e manutenzione

2.3. Descrizione opere elettriche

2.3.1. Aerogeneratori

L'impianto eolico è composto da aerogeneratori dotati di generatori asincroni trifase, opportunamente disposti, collegati in relazione alla disposizione dell'impianto e strutturalmente ed elettricamente indipendenti 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 Utente tramite un cavidotto interrato. All'interno della sottostazione è ubicato il sistema di monitoraggio, comando, misura e supervisione (SCADA) del parco eolico che consente di valutare da remoto il funzionamento complessivo e le prestazioni dell'impianto ai fini della relativa gestione.

All'interno della torre sono installati:

- l'arrivo cavo BT dal generatore eolico al trasformatore;
- il trasformatore 33 kV/BT;
- il sistema di rifasamento del trasformatore;
- la cella a 33 kV di arrivo linea e di protezione del trasformatore;

- il quadro di BT di alimentazione dei servizi ausiliari;
- quadro di controllo locale.

2.3.2. Stazione Elettrica Utente di trasformazione

La Stazione Elettrica Utente di trasformazione 36/33 kV è localizzata in posizione baricentrica rispetto agli aerogeneratori di progetto ed in prossimità del punto di connessione alla RTN. L'area individuata presenta una morfologia con una pendenza moderata e ricade presso Guardiola, Frazione del Comune di Fresagrandinaria.

La SEU 36/33 kV è collegata alla Stazione Elettrica 380/150/36 kV della RTN Terna di Fresagrandinaria attraverso 3 terne di cavi interrati a 36 kV.

All'interno della SEU sono installati 2 trasformatori 36/33 kV di potenza non inferiore a 40 MVA ONAN/ONAF.

La planimetria elettromeccanica della sottostazione e le caratteristiche delle apparecchiature presenti sono riportate in dettaglio rispettivamente negli elaborati di progetto "ABOE069 Sottostazione Elettrica Utente – planimetria e sezione elettromeccanica" e "ABOE073 Sottostazione Elettrica Utente – schema elettrico unifilare".

Le sezioni MT e BT sono costituite da:

- sistema di alimentazione di emergenza e ausiliari;
- trasformatori servizi ausiliari 33/0,4 kV 200 kVA;
- quadri MT a 33 kV;
- sistema di protezione 36 kV, MT, BT;
- sistema di monitoraggio e controllo;
- quadri misuratori fiscali.

In particolare, i quadri MT a 33 kV comprendono:

- scomparti di sezionamento linee di campo;
- scomparto trasformatore ausiliario;
- scomparto di misura;
- scomparto Shunt Reactor;
- scomparto Bank Capacitor.

Di seguito uno stralcio della planimetria elettromeccanica della Stazione Elettrica Utente di trasformazione 36/33 kV.

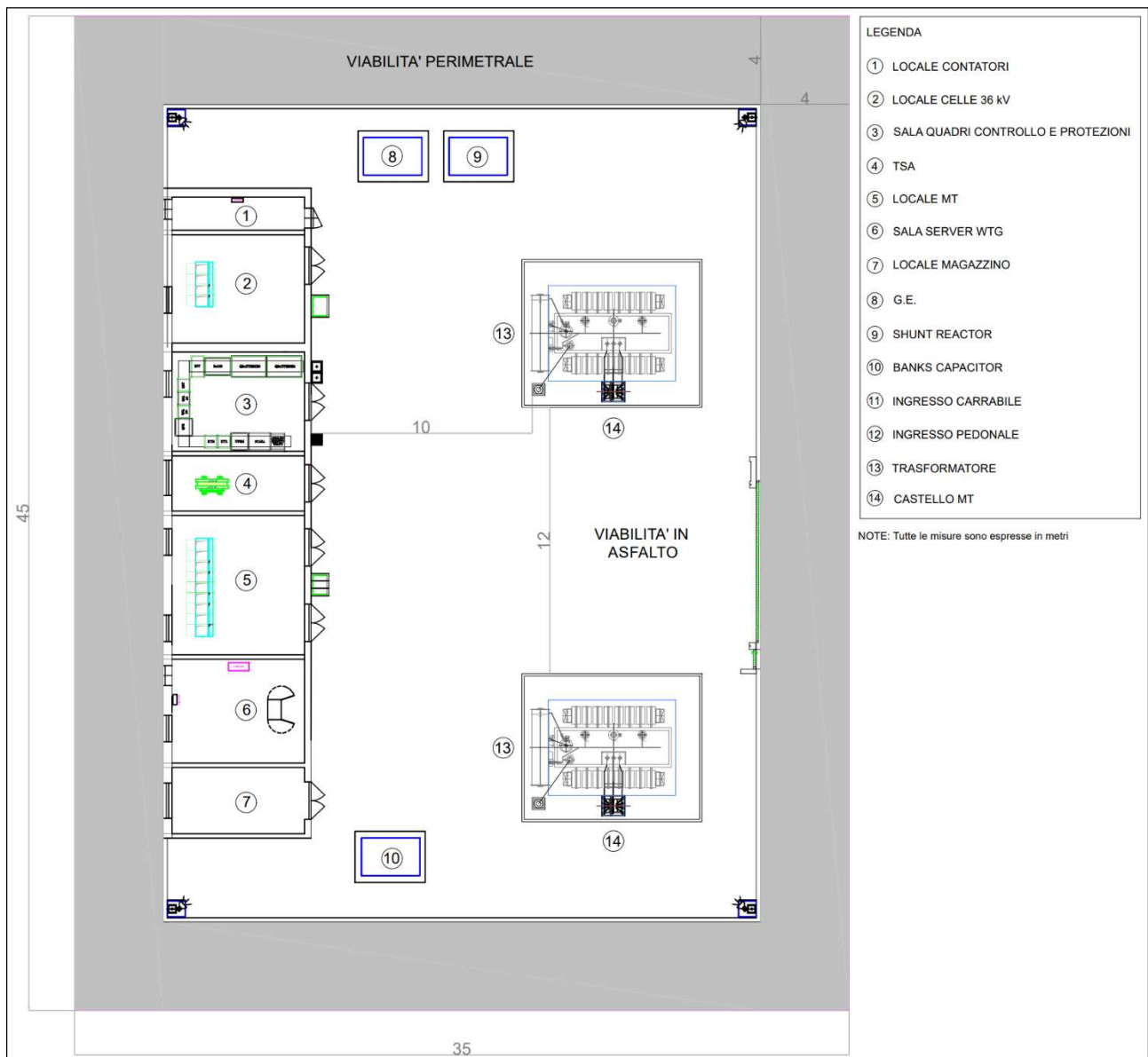


Figura 2.3.2.1: Planimetria elettromeccanica della Stazione Elettrica Utente 36/33 kV

Presso la Stazione Elettrica Utente è prevista la realizzazione di un edificio, di dimensioni in pianta di 29,4 x 6,7 m², all'interno del quale siano ubicati i quadri MT, i trasformatori MT/BT, i quadri ausiliari e di protezione oltre al locale misure e servizi e il locale delle celle a 36 kV (maggiori dettagli sono riportati nell'elaborato di progetto "ABOE070 Sottostazione Elettrica Utente - piante, prospetti e sezioni").

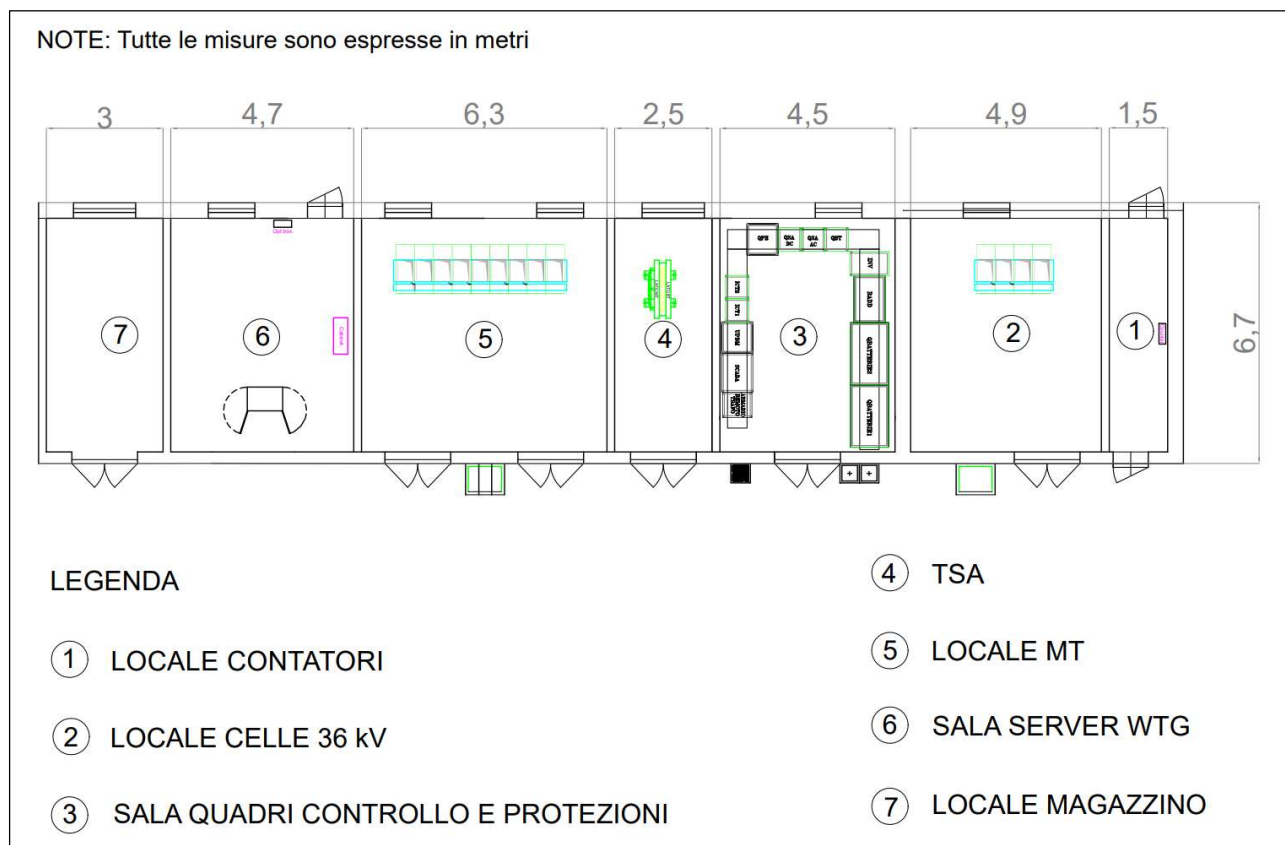


Figura 2.3.2.2: Pianta edificio di controllo SEU 36/33 kV

L'intera area è delimitata da una recinzione perimetrale realizzata con moduli in calcestruzzo prefabbricati di altezza pari a 2,5 m ed è dotata di ingresso pedonale e carrabile.

2.3.3. Linee elettriche di collegamento MT

Il Parco Eolico Abruzzo è caratterizzato da una potenza complessiva di 66 MW, ottenuta da 11 aerogeneratori di potenza di 6 MW ciascuno.

Gli aerogeneratori sono collegati elettricamente tra loro mediante cavi in Media Tensione a 33 kV in modo da formare 5 sottocampi (Circuiti A, B, C, D ed E) di 2 o 3 WTG (Wind Turbine Generator); ognuno di tali circuiti è associato ad un colore diverso per maggiore chiarezza, come esplicitato dalla seguente tabella:

Sottocampo o Circuito	Aerogeneratori	Potenza totale [MW]
CIRCUITO A	AB03 – AB01	12,0
CIRCUITO B	AB02 – AB04	12,0
CIRCUITO C	AB08 – AB09	12,0
CIRCUITO D	AB07 – AB05 – AB06	18,0
CIRCUITO E	AB11 – AB10	12,0

Tabella 2.3.3.1: Distribuzione linee a 33 kV

Gli aerogeneratori sono stati collegati elettricamente secondo un criterio che tiene in considerazione i valori di cadute di tensione e perdite di potenza e l'ottimizzazione delle lunghezze dei cavi utilizzati.

Lo schema a blocchi di riferimento, nel quale è indicata la terna di cavi adoperati per ogni tratto di linea

e nel quale gli aerogeneratori di ogni linea sono collegati tra loro secondo lo schema in entra – esci, in smistamento e in fine linea, è riportato nella **Figura 2.3.3.1**.

L'aerogeneratore capofila (fine linea) è collegato al resto del circuito, i restanti sono collegati tra loro in Entra – Esci o smistamento (AB06) e ognuno dei 5 circuiti è collegato alla Stazione Elettrica Utente 36/33 kV.

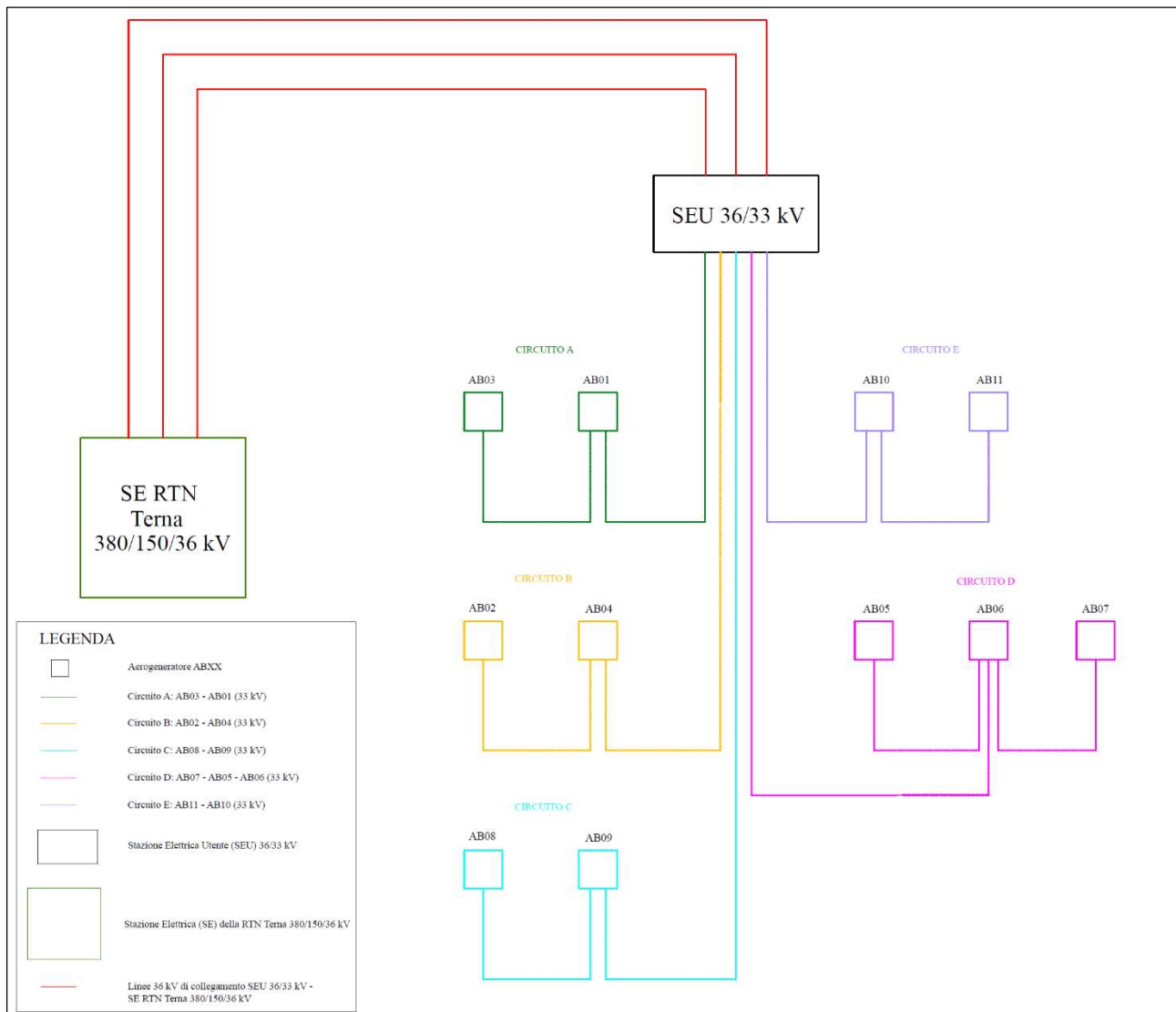


Figura 2.3.3.1: Schema a blocchi del Parco Eolico Abruzzo

I cavi utilizzati per i collegamenti interni ai singoli circuiti e per il collegamento di ogni circuito alla SEU sono del tipo standard in alluminio con schermatura elettrica e protezione meccanica integrata.

In particolare, uno dei possibili cavi da impiegare per il collegamento di tutte le tratte in Media Tensione è il tipo ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™ (o similari), a norma IEC 60502-2 e HD 620, del primario costruttore Prysmian.

Come anticipato, per ogni tratto di collegamento si prevede una posa direttamente interrata di cavo, essendo il cavo in questione idoneo alla stessa e meccanicamente protetto.

I cavi sono collocati in trincee ad una profondità di posa di 1 m dal piano del suolo su un sottofondo di

sabbia di spessore di 0,1 m e la distanza di separazione delle terne adiacenti in parallelo sul piano orizzontale è pari a 0,20 m.

Le figure seguenti, nelle quali le misure sono espresse in mm, mostrano la modalità di posa nel caso di una o più terne presenti in trincea (maggiori dettagli sono apprezzabili nell'elaborato "ABOE063 Distribuzione MT - sezioni tipiche delle trincee di cavidotto").

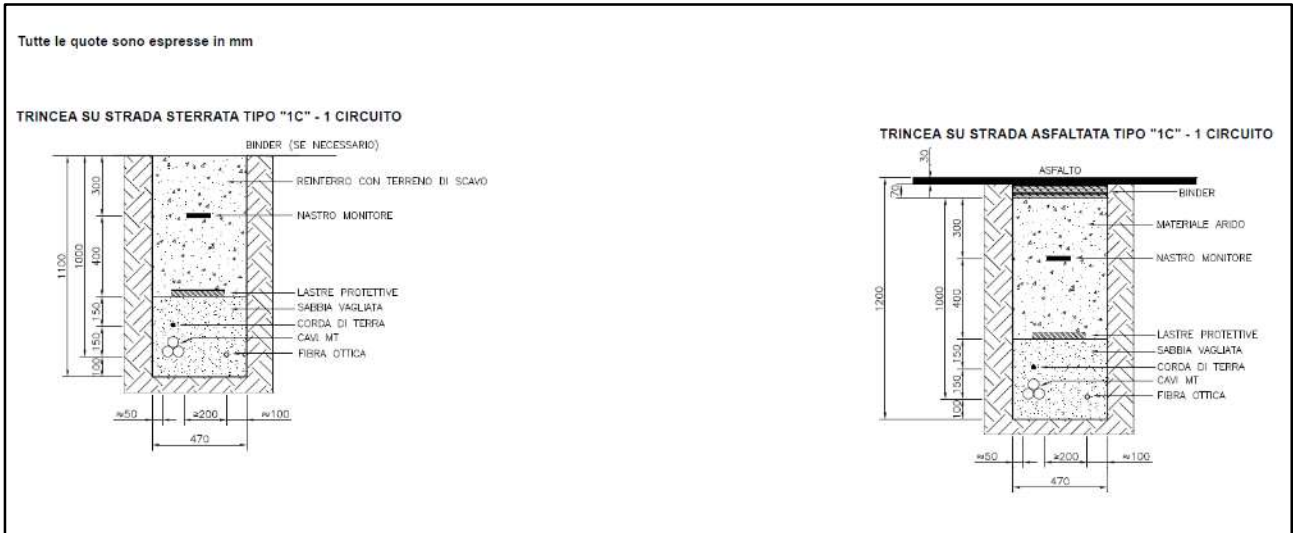


Figura 2.3.3.2: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per unaterna di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

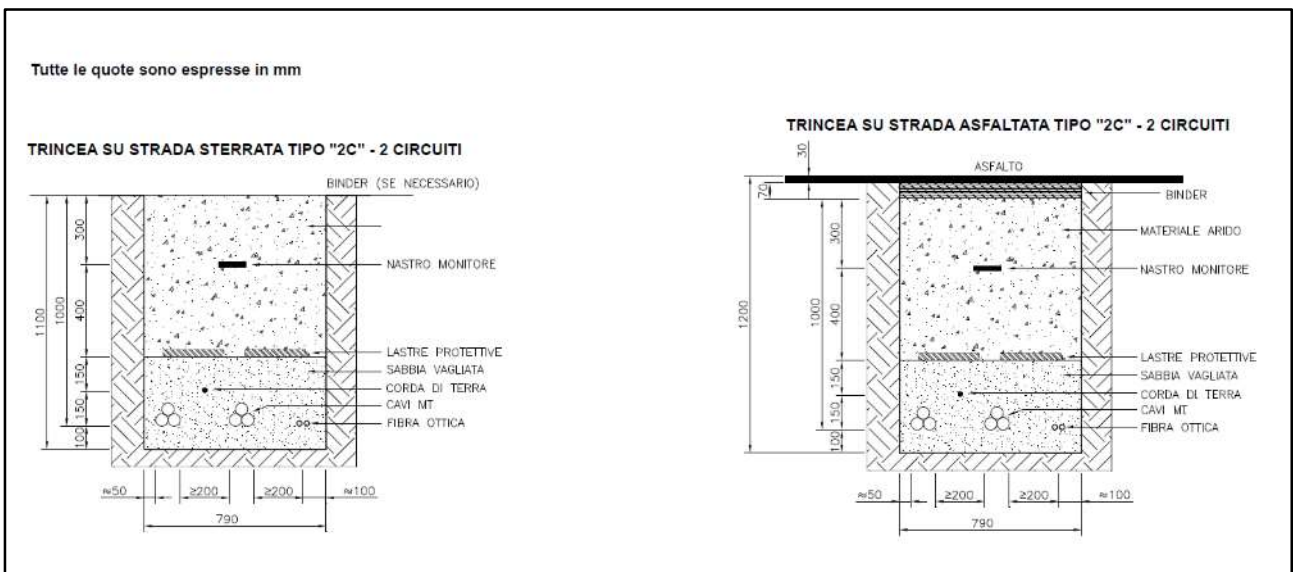


Figura 2.3.3.3: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per due terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

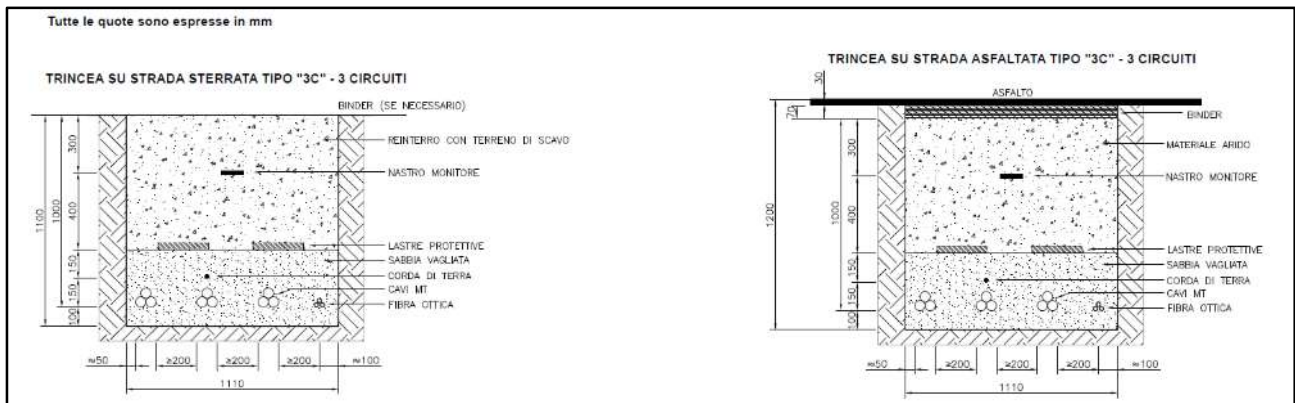


Figura 2.3.3.4: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per tre terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

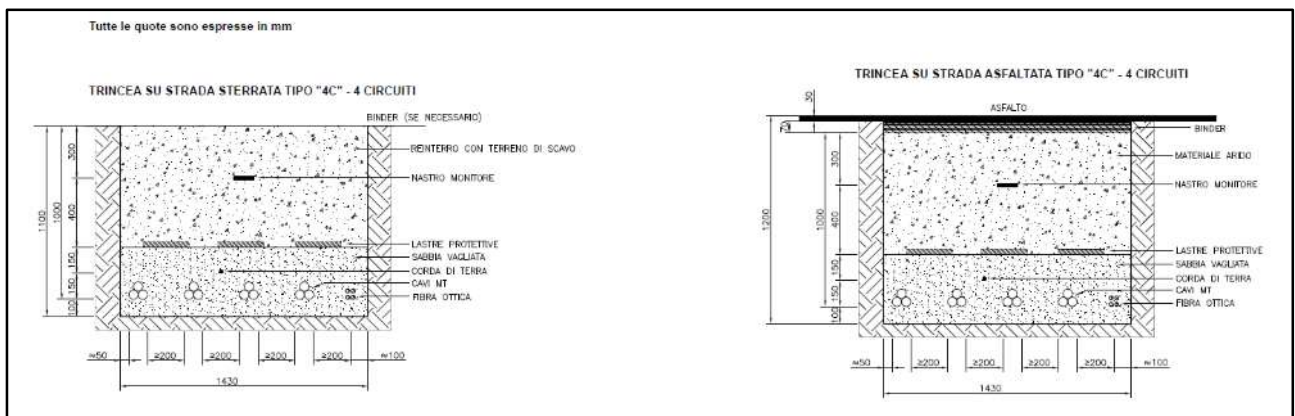


Figura 2.3.3.5: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per quattro terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

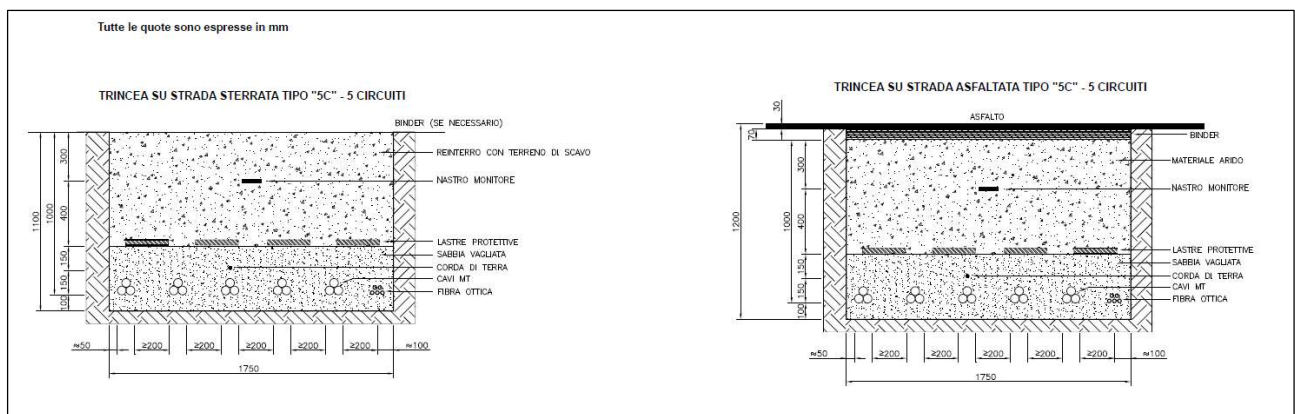


Figura 2.3.3.5: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per cinque terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

Come si evince dalle figure precedenti, oltre alle terne di cavi presenti in trincea, è previsto un collegamento in **fibra ottica**, da adoperare per controllare e monitorare gli aerogeneratori.

Per realizzare il sistema di telecontrollo dell'intero impianto, come previsto dal progetto, si adopera un cavo ottico dielettrico a 24 fibre ottiche per posa in tubazione, corredato degli accessori necessari per la relativa giunzione e attestazione, essendo lo stesso adatto alla condizione di posa interrata e tale da assicurare un'attenuazione accettabile di segnale.

Il cavo in fibra è posato sul tracciato del cavo mediante l'utilizzo di tritubo in PEHD e le modalità di

collegamento seguono lo schema di collegamento elettrico degli aerogeneratori.

Il parco eolico è dotato di un **sistema di terra**; in particolare, è previsto un sistema di terra relativo a ciascun aerogeneratore e costituito da anelli dispersori concentrici, collegati tra loro radialmente e collegati all'armatura del plinto di fondazione in vari punti.

In aggiunta al sistema di cui sopra, si prevede di adoperare un conduttore di terra di collegamento tra le reti di terra dei singoli aerogeneratori consistente in una corda di rame nudo di sezione non inferiore a 95 mm^2 , interrata all'interno della trincea in cui sono posati i cavi a 33 kV e di fibra ottica e ad una profondità di 0,850 m e 0,950 m dal piano del suolo rispettivamente nel caso di strada sterrata o asfaltata (elaborato di progetto "ABOE063 Distribuzione MT - sezioni tipiche delle trincee di cavidotto").

Al fine di evitare, in presenza di eventuali guasti, il trasferimento di potenziale agli elementi sensibili circostanti, come tubazioni metalliche, sottoservizi, in corrispondenza di attraversamenti lungo il tracciato del cavidotto, si prevede di adoperare un cavo Giallo-Verde avente diametro superiore a 95 mm^2 del tipo FG16(O)R.

Il cavo di cui sopra è opportunamente giuntato al conduttore di rame nudo, è inserito da 5 m prima e fino a 5 m dopo il punto di interferenza e assicura una resistenza analoga a quella della corda di rame nudo di 95 mm^2 .

In definitiva, si realizza una maglia di terra complessiva in grado di ottenere una resistenza di terra con un più che sufficiente margine di sicurezza, in accordo con la Normativa vigente.

2.3.4. Linea elettrica di collegamento 36 kV

Il collegamento tra la Stazione Elettrica Utente di trasformazione 36/33 kV e la Stazione Elettrica 380/150/36 kV della RTN Terna è realizzato tramite una linea interrata costituita da 3 terne di cavi a 36 kV.

La scelta della sezione dei cavi presi in considerazione, come specificato negli elaborati specifici, è stata effettuata in modo che la corrente di impiego I_b risulti inferiore alla portata effettiva del cavo stesso e tenendo presente le condizioni di posa adottate e potrà comunque subire modifiche, non sostanziali, in fase di progettazione esecutiva, a seconda delle condizioni operative riscontrate.

2.3.5. Stazione Elettrica della RTN Terna 380/150/36 kV di Fresagrandinaria

La Stazione Elettrica della RTN Terna è localizzata nel Comune di Fresagrandinaria ed è costituita da una sezione a 36 kV, che comprende un edificio quadri alla tensione nominale di 36 kV, una sezione a 150 kV, costituita da 2 stalli parallelo e da stalli per iniziative FER e per futuri sviluppi, e da una sezione a 380 kV, costituita da 2 stalli parallelo, 3 stalli di trasformatori 380/36 kV da 250 MVA, 2 stalli di autotrasformatori 380/150 kV da 400 MVA, 2 stalli necessari alla realizzazione dell'entra - esci dalla linea

della RTN 380 kV “Larino – Gissi” e da stalli previsti per futuri sviluppi di rete.

Le apparecchiature che costituiscono lo SE di cui sopra rispondono alle specifiche Terna.

3. DESCRIZIONE 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 dei luoghi occupati.

Il progetto prevede tre fasi:

- a) costruzione;
- b) esercizio e manutenzione;
- c) dismissione.

3.1. Costruzione

Le opere di costruzioni riguardano le seguenti tipologie:

- opere civili;
- opere elettriche e di telecomunicazione;
- 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 e montaggio degli aerogeneratori avranno una dimensione pari a circa 11000 mq come riportato nell’elaborato di progetto “ABOC041 Pianta e sezione tipo piazzola (cantiere e esercizio)”.

La consegna in sito delle pale e delle torri avverrà mediante l’utilizzo di rimorchi semoventi e blade lifter (mezzi eccezionali che consentono di ridurre gli ingombri in fase di trasporto in curva) al fine di minimizzare i movimenti terra e gli interventi di adeguamento della viabilità esterna di accesso al sito.

La turbina eolica verrà installata su di una fondazione in cemento armato di tipo 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 stessa 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 ca. 25 m su n. 10 pali del diametro pari 110 cm e della lunghezza di 20 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 di collegamento elettrico tra aerogeneratori e tra questi ultimi e la Stazione Elettrica di trasformazione Utente;
- opere elettriche di trasformazione 36/33 kV;
- opere di collegamento alla Rete di Trasmissione Nazionale;
- fibra ottica di collegamento tra gli aerogeneratori e la Stazione Elettrica di trasformazione Utente e tra quest'ultima e la stazione Terna.

I collegamenti tra il parco eolico e la SEU avverranno tramite linee interrato, esercite a 33 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 alla SEU 36/33 kV, dalla quale, mediante una linea elettrica interrato esercita a 36 kV, l'energia verrà convogliata in corrispondenza della Stazione Elettrica RTN 380/150/36 kV di Fresagrandinaria.

Come anticipato, all'interno del parco eolico verrà realizzata una rete in fibra ottica per collegare tutte le turbine eoliche ad una sala di controllo interna alla SEU attraverso cui, mediante il collegamento a internet, sarà possibile monitorare e gestire il parco da remoto.

La rete di fibra ottica verrà posata all'interno dello scavo realizzato per la posa in opera delle linee di collegamento elettrico.

3.1.3. Installazione aerogeneratori

La terza fase della costruzione consiste nel trasporto e montaggio degli aerogeneratori.

Il progetto prevede 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 dopo l'esito positivo dei test sui materiali) 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 procederà 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 sistema di telecontrollo, ovvero durante la fase di esercizio sarà possibile controllare da remoto il funzionamento delle parti meccaniche ed elettriche e, in caso di malfunzionamento o di guasto, saranno eseguiti interventi di manutenzione straordinaria.

Gli interventi di manutenzione ordinaria, effettuati con cadenza semestrale, verranno eseguiti sulle parti elettriche e meccaniche all'interno della navicella e del quadro a 33 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.

Esaurita la vita utile dell'impianto è 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 nell'elaborato di progetto "ABEG006 Piano di dismissione".

4. 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;
- 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.

4.1. Diminuzione delle emissioni in atmosfera di anidride carbonica

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):

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

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

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

DATI		SERVIZIO OFFERTO DALL'IMPIANTO	
Potenza nominale impianto [kW]	66.000,00	PRODUZIONE TOTALE ANNUA [kWh/anno]	141.372.000,00
Emissioni CO ₂ [g/kWh] - Anidride carbonica	496,00	Riduzione emissioni Anidride carbonica [t/anno]	70.120,51
Emissioni S ₀₂ [g/kWh] - Anidride solforosa	0,93	Riduzione emissioni Anidride solforosa [t/anno]	131,48
Emissioni NO ₂ [g/kWh] - Ossido di azoto	0,58	Riduzione emissioni Ossido di azoto [t/anno]	82,00
Polveri [g/kWh]	0,03	Riduzione emissioni Polveri [t/anno]	4,10
Consumo medio annuo utenza familiare [kWh]	1.800,00	Numero utenze familiari servibili all'anno	78.540,00

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

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

Quindi, essendo la producibilità stimata per l'impianto in progetto, pari a 141 **GWh/anno**, è possibile prevedere il soddisfacimento del fabbisogno energetico di circa 78.000 famiglie.

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

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

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

5. 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 nei limiti di spesa previsti per legge:

- 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) Supporto alla Cultura locale e al decoro dei centri storici dei Comuni interessati dalle opere;
- 5) Supporto allo sviluppo dell'agricoltura biologica e al risparmio energetico in ambito agricolo;
- 6) Sostegno allo sviluppo e diffusione della biodiversità sul territorio interessato dalle opere;
- 7) Inerbimento delle scarpate e dei rilevati e piantumazione di alberi lungo i perimetri della sottostazione;
- 8) Bonifiche di eventuali siti inquinati a seguito di abbandono illecito dei rifiuti.
- 9) Ulteriori interventi verranno concordati con gli Organi Istituzionali competenti locali;
- 10) Opere di regimentazione delle acque e di ingegneria naturalistica per la mitigazione del rischio

idraulico e pericolosità frana in accordo con l'Autorità di Bacino competente.

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, del P.E.A.R. della Regione Abruzzo, della D.G.R. 148 del 2012 e delle verifiche di sicurezza effettuate:

- a) Non interessare aree naturali protette (Rete Natura 2000)
- b) Non interessare Aree di Notevole interesse pubblico e ad ogni modo aree vincolate paesaggisticamente ai sensi del DM 42/2004;
- c) Non Interessare aree con Pericolosità e Rischio elevato come da PAI vigente nelle aree d'intervento;
- d) Distanza minima di ogni aerogeneratore dal Centro abitato pari a 6 l'altezza massima dell'aerogeneratore: $220 \text{ m} \times 6 = 1.320 \text{ m}$;
- e) Distanza minima di ogni aerogeneratore dalle abitazioni: 500 m;
- f) Distanza minima dai fabbricati non residenziali e/o utilizzati per attività produttive: 300 m;
- g) Distanze da fabbricati diruti e/o per uso deposito mezzi agricoli: 50 m;
- h) Distanza minima da autostrade, strade statali, provinciali e comunali per accesso alle abitazioni: 200 m;

6.1. Criteri di progettazione strutture e impianti

È prassi consolidata far riferimento alla normativa internazionale IEC 61400-1 "Design requirements". Questa norma fornisce prescrizioni per la progettazione degli aerogeneratori col 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 NTC 2018) 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.).

In ultimo, per il posizionamento di ogni aerogeneratore, tenuto conto della direzione prevalente del vento, si è adottato il criterio base di progettazione rispettando una distanza pari a $3 D$ (non inferiore a 45°) e $6 D$ rispettivamente secondo la direzione ortogonale alla direzione prevalente del vento e la direzione prevalente del vento.

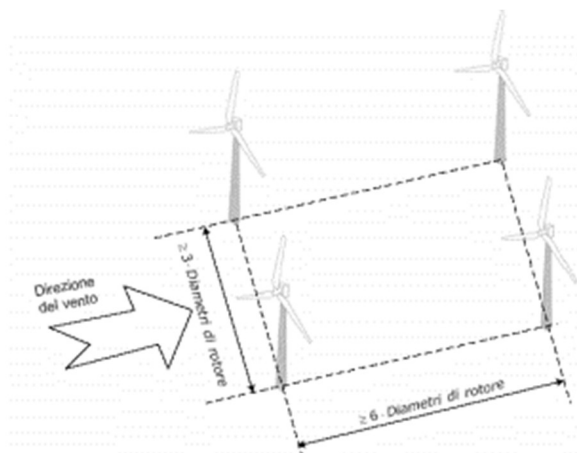


Figura 6.1.1: Criterio di progettazione per definizione layout

7. 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.

7.1. 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 ricettore 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: "ABSA095 Studio sugli effetti dello shadow flickering".

Il fenomeno dello shadow flickering è stato condotto considerando gli 11 aerogeneratori di nuova realizzazione, relativi al progetto del "Parco Eolico Abruzzo", in corrispondenza delle 70 abitazioni individuate all'interno di un buffer di 1000 m da ogni aerogeneratore.

Nella prima stima effettuata (worst case) si assumono le seguenti ipotesi restrittive:

- l'impianto eolico sempre in funzione durante le ore di sole;
- altezza minima del sole sull'orizzonte pari a 3° ;
- piano del rotore sempre ortogonale alla congiungente tra l'osservatore e il sole;
- totale assenza di ostacoli o schermi vegetazionali presenti negli spazi circostanti i possibili ricettori e che potrebbero inficiare il fenomeno;
- ricettori in modalità "green house", ovvero le finestre delle abitazioni attenzionate non orientate in una particolare direzione ma omnidirezionali.

Inoltre, in una seconda stima, allo scopo di pervenire a valori più realistici di impatto (real case), si è impiegato il valore di eliofania, che tiene in conto del numero medio di ore di cielo libero da nubi durante il giorno, e le ore di funzionamento degli aerogeneratori in presenza del sole.

Dai risultati ottenuti è stato possibile verificare che, nelle ipotesi precedentemente elencate e con riferimento al real case, per i ricettori attenzionati, il valore atteso delle ore d'ombra intermittente per anno è inferiore al valore di 30 ore/anno, parametro considerato di qualità a livello internazionale.

7.2. Impatto acustico

La descrizione dell'impatto acustico generato dall'impianto è approfondita nell'ambito della "ABSA131 Studio Previsionale d'impatto acustico" a cui si rimanda per maggiori dettagli.

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 previsionale svolta si evince che le zone del territorio in cui è superato il livello di emissione di rumore di 44 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 nel rispetto dei limiti del piano di zonizzazione acustica.

7.3. 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 e dovute potenzialmente al cavidotto MT e AT, alla stazione elettrica d'utenza e alla stazione condivisa, è stata effettuata nella specifica Relazione sull'Elettromagnetismo (D.P.C.M. 08/07/03 e D.M 29/05/08) a cui si rimanda per i dettagli: "ABSA098 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'impianto eolico non ha dunque alcun impatto elettromagnetico negativo alla frequenza di rete 50 Hz sulla popolazione esterna in base alla Normativa vigente.

Inoltre, l'impatto elettromagnetico dovuto alla Stazione Elettrica Utente e alla Stazione Elettrica Condivisa è da ritenersi trascurabile in quanto la fascia di rispetto ricade nell'area riservata ad esse, tra l'altro, un'area ricadente principalmente in zona agricola.

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

7.4. 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: "ABSA094 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 da ogni aerogeneratore, che rappresenta il valore di gittata massima stimato, non ricade nessun punto sensibile, quali abitazioni o fabbricati dedicati ad attività produttive.

8. INQUADRAMENTO DELL'AREA DI PROGETTO

8.1. Caratteristiche di ventosità dell'area d'impianto

Il progetto è stato studiato in un'area che presenta un quadro anemologico idoneo all'istallazione di un impianto eolico in quanto offre una elevata risorsa eolica, come è possibile rilevare dalla presenza di altri impianti storici presenti in un'area circolare di raggio 11 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.

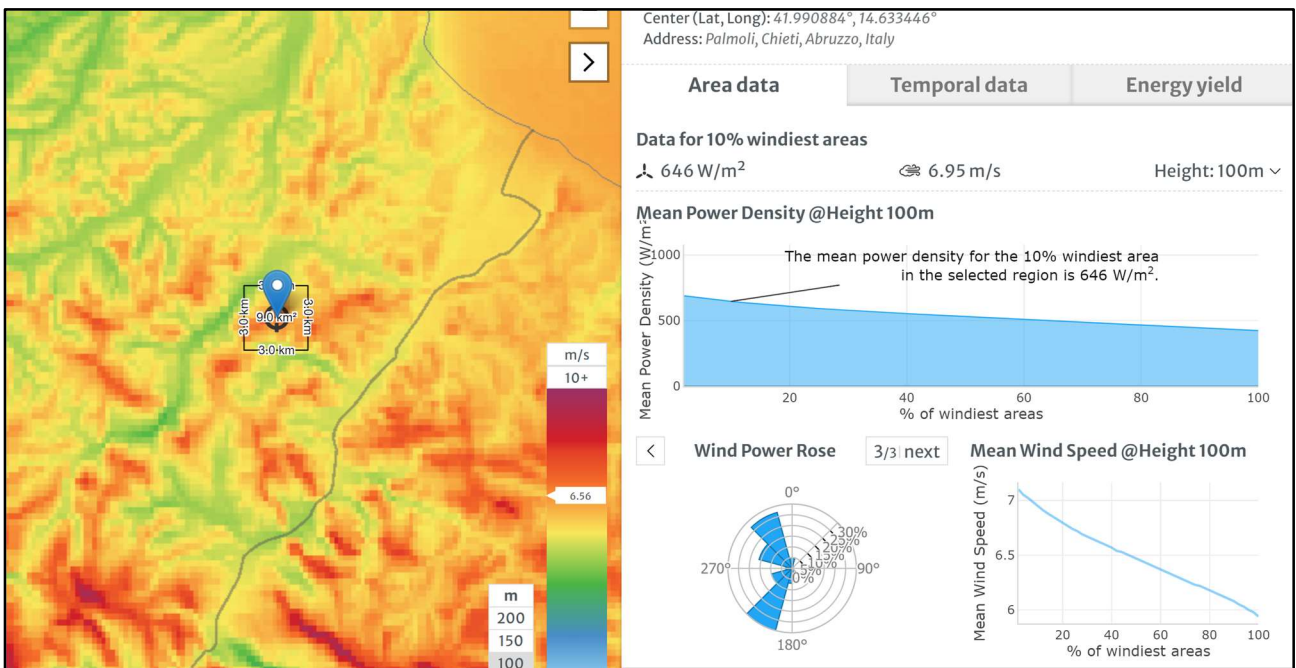


Figura 8.1.1: Zona 1 e 2 - Mappa di ventosità dell'area di progetto e rosa dei venti (Fonte: globalwindatlas.info)

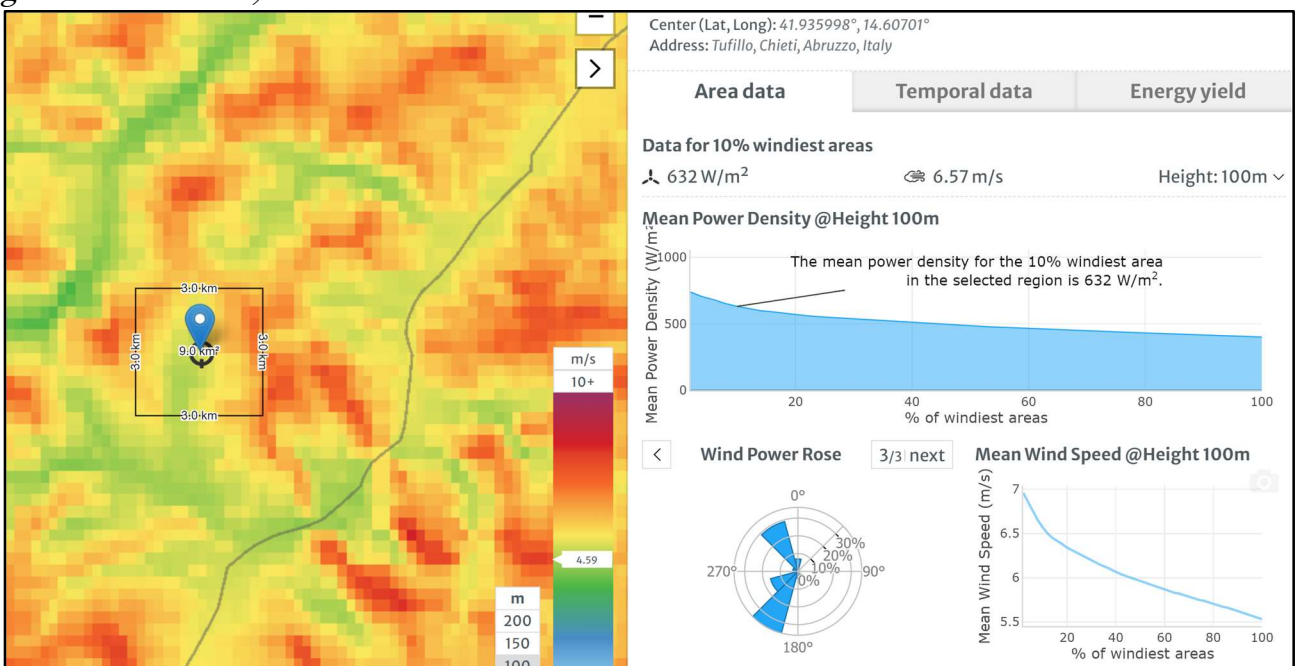


Figura 8.1.2: Zona 3 - Mappa di ventosità dell'area di progetto e rosa dei venti (Fonte: globalwindatlas.info)

Per maggiori dettagli in merito all'anemologia del sito e relativa misurazione si fa riferimento all'elaborato "ABEG013 Valutazione risorsa eolica e analisi di producibilità".

Si può affermare che i risultati delle misurazioni della ventosità, pur considerando le tipiche incertezze di misura proprie delle apparecchiature utilizzate, 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.

Il valore di produzione stimato pari a circa 141,400 GWh, come da analisi riportata nel suddetto elaborato e sintetizzato nella tabella seguente, corrisponde a 2142 ore equivalenti P50.

Caratteristica	Valore
Potenza Installata	66 MW
Potenza nominale WTG	6,0 MW
N° di WTG	11
Classe IEC	S
Diametro del rotore	170 m
Altezza del mozzo	135 m
Velocità media del vento all'altezza di mozzo (free)	5,67 m/s
Energia netta prodotta annua P50	141.000 MWh
Ore equivalenti P50	2142

Tabella 8.1.1: Risultati stima producibilità

8.2. Caratteristiche geologiche dell'area d'intervento

L'area in oggetto, che è possibile inquadrare nella zona di passaggio tra Basso Abruzzo ed il Molise, è delimitata dalle dorsali con andamento prevalente Sud-Ovest Nord-Est, dove sorgono gli abitati di Tuffillo, Fresagrandinaria e Lentella, ed i rilievi collinari posti in sinistra idrografica del Fiume Treste, affluente in sinistra idrografica del Fiume Trigno.

Il territorio è caratterizzato da una morfologia prevalentemente collinare con quote variabili dai 200 m ai 550 m, con pendenze dei rilievi compresi tra i 8° ed i 18°.

Gran parte del Parco Eolico, interessa i depositi dell'unità Molisana, ovvero litotipi marnoso-argillosi (aerogeneratori AB05 ÷ AB10 e Sottostazioni) mentre gli aerogeneratori AB01 ÷ AB04 e AB11 interessano i depositi dell'avanfossa plio-pleistocenica a composizione sabbioso-argillosa.

La geologia della zona 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 abruzzese-molisana ad est dall'area di catena ad ovest.

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

Il limite è definito dal sovrascorrimento sulla successione plio-pleistocenica delle Argille scagliose che appartengono alle Unità Molisane (si rimanda all' "ABSA103 Relazione geologica - Carta geologica" per maggiori dettagli).

Come detto, i litotipi in affioramento nell'area del parco eolico Abruzzo, rappresentano, i depositi dell'Unità Molisana, caratterizzati da marne ed argille, ricoperti da coltri colluviali di spessore variabile costituiti da limi argilloso-sabbiosi; nella porzione più esterna del parco, invece sono in affioramento i depositi dell'avanfossa plio-pleistocenica, ovvero sabbie argillose giallastre e argille (vedi **Figure 8.2.1, 8.2.2, 8.2.3**).

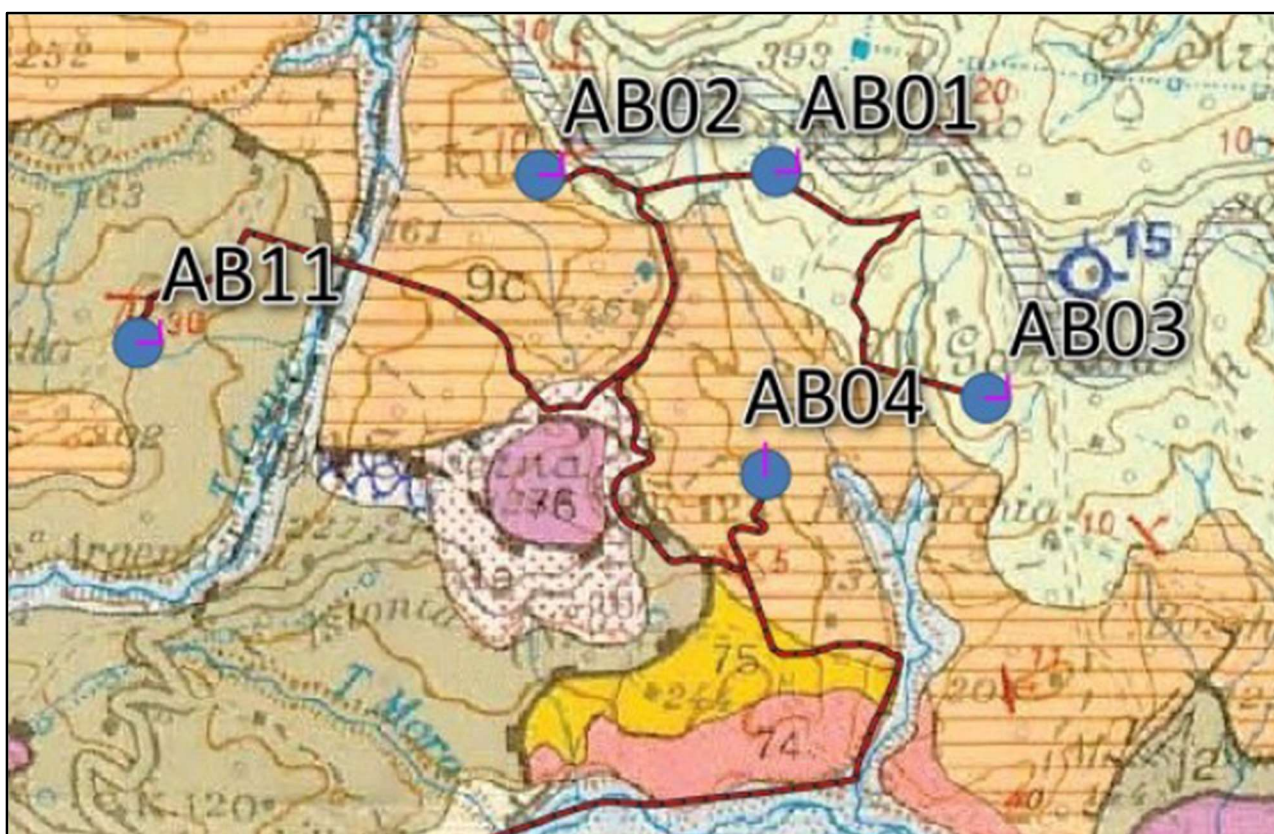


Figura 8.2.1: Carta geologica d'Abruzzo – Vezzani e Ghisetti: Aerogeneratori AB01, AB02, AB03, AB04, AB11

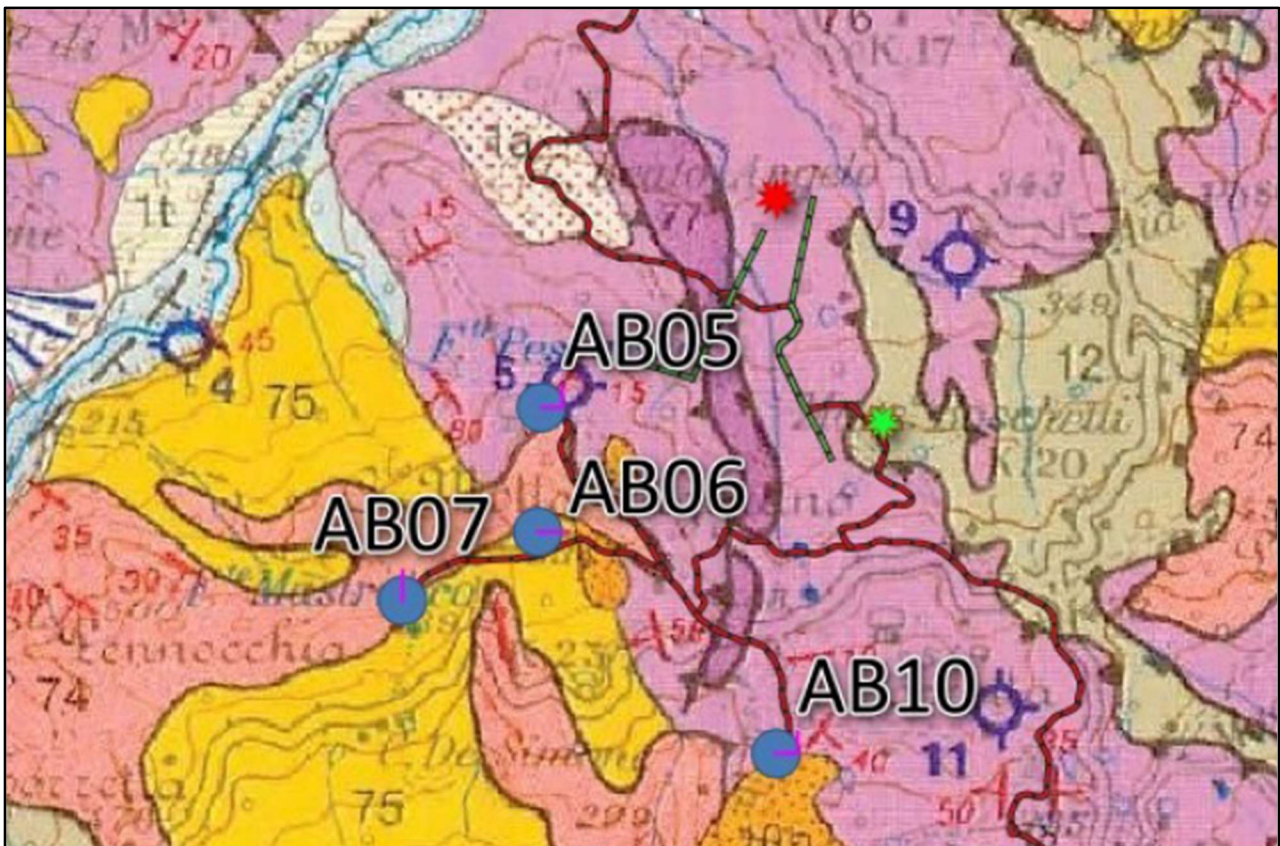


Figura 8.2.2: Carta geologica d’Abruzzo – Vezzani e Ghisetti: Aerogeneratori AB05, AB06, AB07, AB10

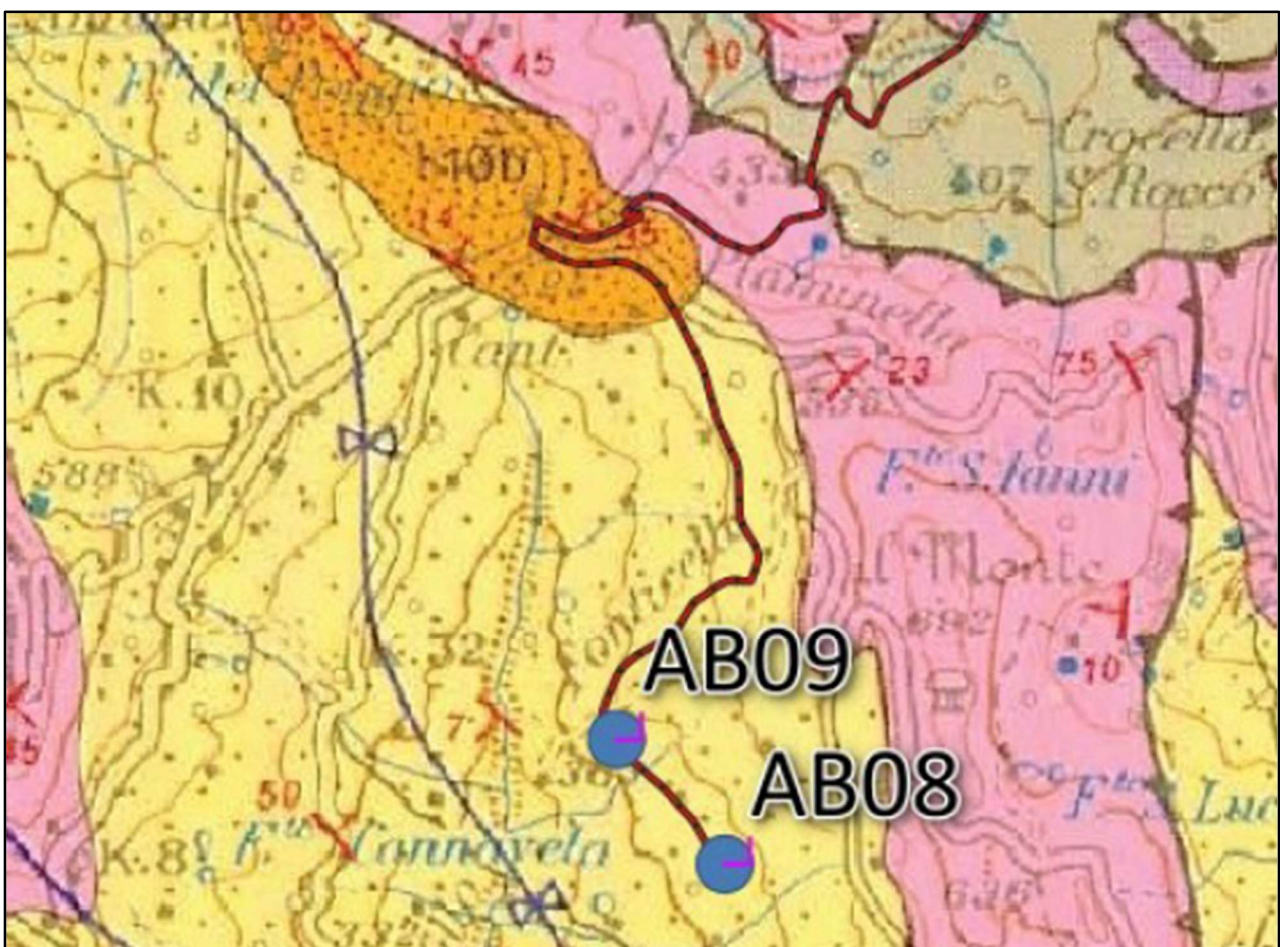


Figura 8.2.3: Carta geologica d’Abruzzo – Vezzani e Ghisetti: Aerogeneratori AB08-AB09

8.3. Classificazione sismica

I territori comunali di **Fresagrandinaria e Cupello** (in Provincia di Chieti) in base all'**Ordinanza P.C.M. del 20 marzo 2003 n.3274**, approvata con **DGR 2000 del 04/11/2003**, sono classificati sismicamente come appartenente alla “**zona 3**” mentre territori comunali di **Furci, Palmoli e Tuffillo** sono classificati sismicamente come appartenente alla “**zona 2**”.

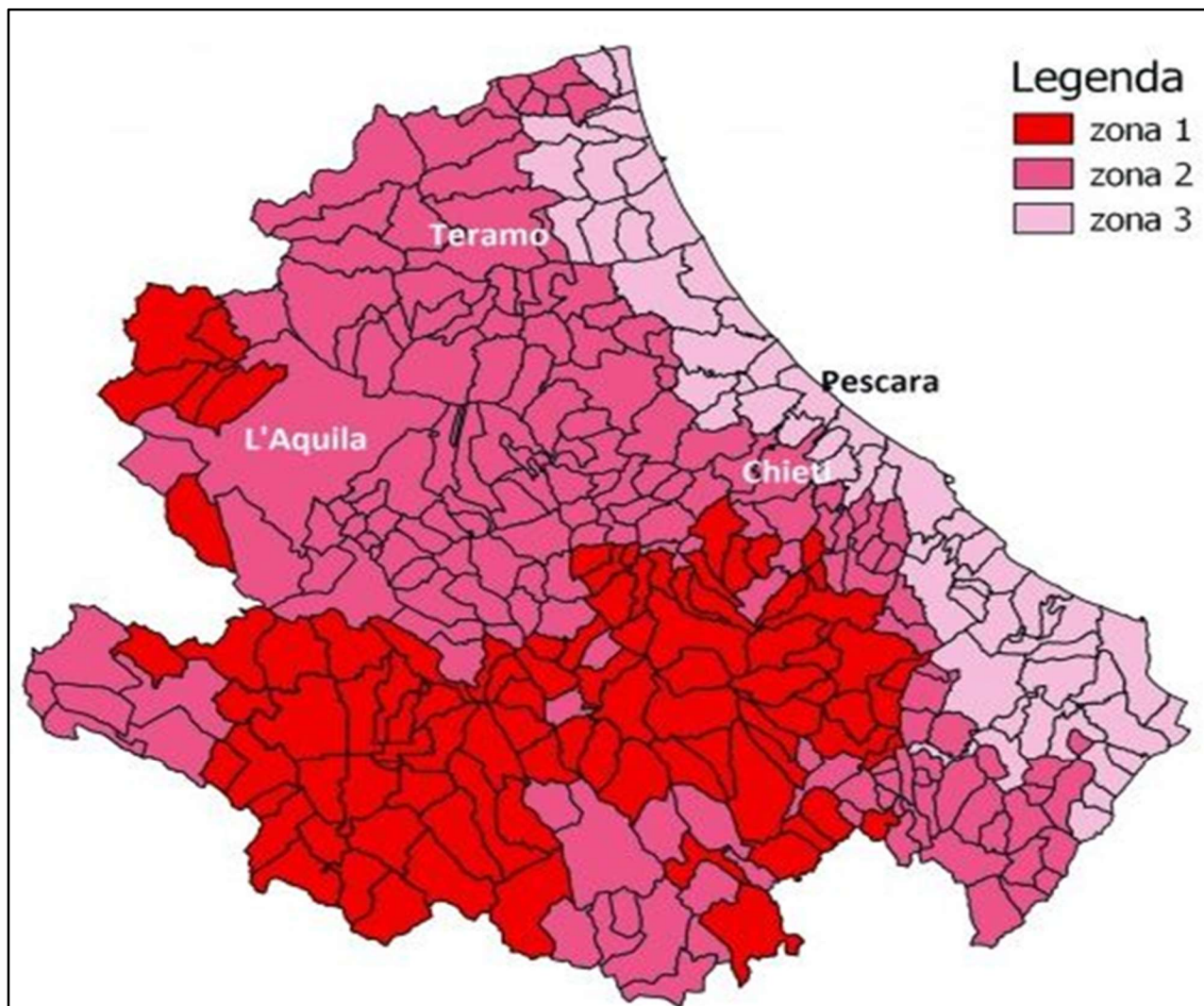


Figura 8.3.1: Regione Abruzzo - Mappa delle zone sismiche

8.4. Infrastrutture viarie presenti

Con riferimento all'infrastruttura viaria, si è visto che alcune 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. Per i dettagli in merito alla viabilità di accesso al sito si fa riferimento all'elaborato “ABEG020 Relazione viabilità accesso di cantiere (road survey)”.

8.5. Opere presenti interferenti

Le interferenze rilevate sono essenzialmente di natura progettuale (interferenze con il percorso dell'elettrodotto interrato) e logistica (interferenze con i trasporti).

In particolare, vengono di seguito riportate le tipologie di interferenze rilevate:

- *interferenze lungo il percorso del cavo ddotto di progetto:*
 - ✓ strade provinciali, statali e Comunali
 - ✓ linee aeree Telecom;
 - ✓ linee elettriche aeree;

- *Interferenze lungo la viabilità d'accesso dei mezzi di trasporto:*
 - ✓ linee aeree Telecom;
 - ✓ linee elettriche aeree;
 - ✓ segnaletica e illuminazione pubblica;
 - ✓ alberi di lungo fusto.

9. VINCOLISTICA DI NATURA PAESAGGISTICA

Il parco eolico, come riportato precedentemente, interessa prevalentemente i Comuni di Cupello (CH), dove ricadono 3 aerogeneratori, Fresagrandinaria (CH), dove ricadono 2 aerogeneratore, la SEU e SE RTN Terna 380/150/36 kV, Palmoli (CH), dove ricadono 2 aerogeneratori, Tufillo (CH), dove ricadono 2 aerogeneratori, e Furci (CH), dove ricadono 2 aerogeneratori.

Il comune di **Cupello** è un centro urbano di circa 4930 abitanti che sorge a 264 m.s.l.m, distante dal mare solo 9 Km e il territorio comunale è uno dei più vasti della provincia di Chieti, si estende per 48.02 Km² in un'area collinosa. La cittadina ha una storia relativamente giovane, infatti, l'attuale abitato risale al XVI sec. quando i D'Avalos, marchesi di Vasto, dopo il terremoto del 1456, favorirono l'agricoltura utilizzando colonie di schiavoni, popoli slavi scacciati dai Balcani a causa delle incursioni turche, costretti ad approdare sulla riva adriatica. Nel Medioevo, il paese apparteneva alla contea di Monteodorisio (piccolo paese a circa 3 chilometri di distanza), dalla quale Cupello si distaccò nel 1811, dopo innumerevoli cause civili e battaglie legali durate tre secoli. Nel '900 dopo un periodo di sviluppo economico, Cupello subisce la devastazione delle guerre, culminato nel 1943 a seguito dell'occupazione tedesca. Gli alleati bombardarono il paese provocando un numero impressionante di vittime civili e ancora oggi sono leggibili i bombardamenti della Seconda guerra mondiale e i segni del regime fascista. L'etimologia più attendibile sul toponimo Cupello è quella che fa derivare il nome da una collina dove si costruivano le "cuppelle" di terracotta, tegole che servivano per ricoprire le capanne.

Il comune di **Fresagrandinaria** sorge a 391 m.s.l.m e presenta una popolazione di 956 abitanti.

Il borgo è di origine longobarda, nel X secolo fu sotto la protezione del monastero benedettino di Sant'Angelo in Cornacchiano di cui resta soltanto un rudere di torre campanaria. Il paese presenta l'aspetto di borgo medioevale fatto di edifici costruiti con pietra calcarea e arenaria. Alla sommità dell'abitato si distingue la Chiesa parrocchiale intitolata al Santissimo Salvatore fondata nel medioevo ricostruita quasi del tutto nel 1858 stravolgendo l'aspetto originario. Ai piedi del borgo, invece, si trova la chiesetta della Madonna delle Grazie, detta anche Chiesuccia in Rione Piano che ha anch'essa origini medievali. In una grotta sulla sponda destra del fiume Treste, in località Guardiola, vi è la Chiesa di Sant'Antonio da Padova, costruita nel 1910 ma demolita e ricostruita nel 1975 in pietra, con la facciata rivolta verso il fiume e collegata come in origine alla grotta, per la sua rara bellezza, il sito è riconosciuto come area d'interesse naturalistico.

Il comune di **Palmoli** sorge a 727 m.s.l.m e presenta una popolazione di 934 abitanti. Le origini del paese sono ricondotte a quando la zona fu abitata dai Frentani divenendo poi dipendenza romana. Verso l'anno mille gli abitanti si arroccarono sul monte attuale, per difendersi dalle scorrerie barbariche, e in questo periodo venne costruito il castello. Nel XII secolo, fu possesso di Filippo Grandinato feudatario del conte di Loreto e nella prima metà del XV secolo fu feudo di Paolo di Sangro ed in seguito dei Severino-Longo. La conformazione del paese è strettamente medioevale sia come tipo di struttura urbana che di edilizia. I vicoli sono coperti da archi e sopportici che rendendo la struttura insediativa più salda verso l'esterno di case-mura la cui funzione difensiva è del tutto evidente. Gli accessi erano due in corrispondenza delle estremità dell'abitato: uno meridionale dall'attuale porta Gagliati o del Ribellino o da Capo e uno da settentrione detto da Picoli o da Piedi.

Il centro storico è dominato dal Castello Marchesale situato nella parte più alta dell'abitato con una torre di forma dodecagonale forse di origine cinquecentesca che ha inglobato una torre circolare, il palazzo dei Severino-Longo e la chiesa di San Carlo Borromeo. Il castello ha origini remote, infatti nasce e si sviluppa probabilmente a ridosso di una preesistente torre con funzione di avvistamento. La struttura è frutto di successive stratificazioni costruttive e si possono distinguere le mura difensive, delimitanti i lati sud ed est della fortificazione, il corpo poligonale del torrione, edificato nel periodo Svevo-Angioino, il passetto ed il Palazzo marchesale (XV sec.) con l'annessa cappella di S. Carlo (XVIII sec.).

All'esterno esso mostra caratteristiche che lo qualificano come abitazione nobiliare; i quattro ingressi lunettati affacciati sul cortile e i numerosi altri ingressi, carenati, in pietra scolpita, impreziositi da modanature, che si snodano lungo il suo perimetro, rivelano una pluralità di stili riferibili ad un arco di tempo che va dal XV al XIX secolo.

Il comune di **Tuffillo** sorge a 578 m.s.l.m e presenta una popolazione di 404 abitanti. Le origini di questo piccolo borgo sono antiche e risalgono alla dominazione del popolo italico. Il paese attuale si è ampliato

a partire dal XII e XIII secolo. Tra gli elementi che caratterizzano il paese, interessante è la Chiesa di santa Giusta, costruita antecedentemente al XVI secolo, con trasformazioni successive nel XVIII secolo. La chiesa è posta nel punto più alto del borgo, presso la Porta da Capo e della piazza del mercato. Il portale è in pietra scolpita in stile tardogotico con elementi rinascimentali, l'interno è a tre navate e il campanile è a pianta quadrata e consta di una cuspide piramidale. L'edificio di culto è stato riconosciuto come monumento nazionale italiano. Nel Paese ha molta rilevanza la mostra archeologica cercando Herentas che consta di reperti rinvenuti nel Monte Farano tra cui una chiave in bronzo con un'iscrizione dedicata alla dea Herentas, divinità italica identificabile con Afrodite. Altre ricerche hanno riportato alla luce dei resti di capanne dell'inizio dell'età del ferro e di un centro, forse fondato intorno ad un tempio di Herentas, abitato dal V al II secolo a.C.

Il comune di **Furci** è caratterizzato da una altitudine media di 550 m.s.l.m, con una popolazione di 806 abitanti. Le prime testimonianze storiche che si hanno sono relative a delle monete e dei monili risalenti ad un periodo compreso tra il I ed il II secolo d.C. Per il periodo successivo si hanno invece poche notizie e nel medioevo fu concessa in feudo a Odorisio, conte di origine franca. Il primo impianto del borgo risale al XV secolo. Il torrione medievale, che si trova presso l'ingresso del centro storico, è collegato ad un palazzetto nobiliare e la base della torre risale al XIII-XIV secolo, mentre la parte superiore risale al XV secolo. Tra le architetture religiose, la Chiesa di San Sabino Vescovo, elemento caratteristico del borgo, è sita in via Cesare Battisti e risale ad un periodo antecedente al XVII secolo ed ha subito delle trasformazioni nel XVIII-XIX secolo. L'edificio religioso è posto su di un basamento con frontone in stile classico e il campanile è in pietra con base quadrangolare, inoltre è suddiviso in più livelli da cornici marcapiano e la cupola è a bulbo rivestita da piastrelle in ceramica. L'interno è a tre navate e nel XIX secolo sono state aggiunte le cappelle laterali ed una piccola cupola.

L'area del sito non presenta al suo interno Beni materiali, patrimoni culturali o aree di rilevante interesse paesaggistico. Osservando invece l'area vasta esterna al parco eolico e relative opere di connessione alla rete, si riscontra la presenza di Beni Monumentali (**Figura 9.1**).

La realizzazione del parco eolico nell'area descritta potrebbe determinare una modifica del paesaggio.

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 nell'elaborato di progetto "ABSA110 Relazione Paesaggistica", in questo paragrafo vengono sintetizzati gli impatti diretti dell'impianto eolico e gli interventi di mitigazione e, quindi, la valutazione dell'impatto.

Le fasi di cantiere per la costruzione e la dismissione hanno un impatto sul paesaggio e sul tessuto del cultural dei beni materiali in area vasta, pressoché nullo in quanto la loro presenza nel territorio ha una durata temporanea limitata nel tempo dal momento che la presenza delle gru, dei mezzi e delle opere provvisoriale è legata solo alla durata del cantiere.

La fase che ha un impatto maggiore sul tema paesaggio 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, che si prevede essere 30 anni.

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

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

Con riferimento al quadro dei vincoli paesaggistici dell'area d'impianto e area vasta (**Figura 9.1**) gli aerogeneratori, le Sottostazioni Elettriche, le relative opere connesse non occupano aree vincolate. Si evidenziano tuttavia alcune eccezioni relative ad alcuni tratti di linea elettrica interrata MT che interferisce con aree tutelate per legge D.Lgs 42/2004 Art. 142 lettera c "Fiumi, torrenti e corsi d'acqua - buffer 150 m", lettera g "Foreste e Boschi" e i Tratturi. In merito alla compatibilità con le suddette aree tutelate e per ulteriori approfondimenti si rimanda agli elaborati "ABSA110 Relazione Paesaggistica" e "ABSA112 Carta dei vincoli paesaggistici con area d'impianto".

Inoltre, nella **Figura 9.2** si mostra come i beni monumentali tutelati dal Piano Paesaggistico Regionale dell'Abruzzo, siano ubicati a distanze importanti rispetto all'area di impianto.

L'area del sito non presenta al suo interno Beni materiali, patrimoni culturali o aree di rilevante interesse paesaggistico. Osservando invece l'area esterna al parco eolico e relative opere di connessione alla rete, si riscontra la presenza di ulteriori beni monumentali protetti che distano, ad ogni modo, oltre 3000 m dagli aerogeneratori.

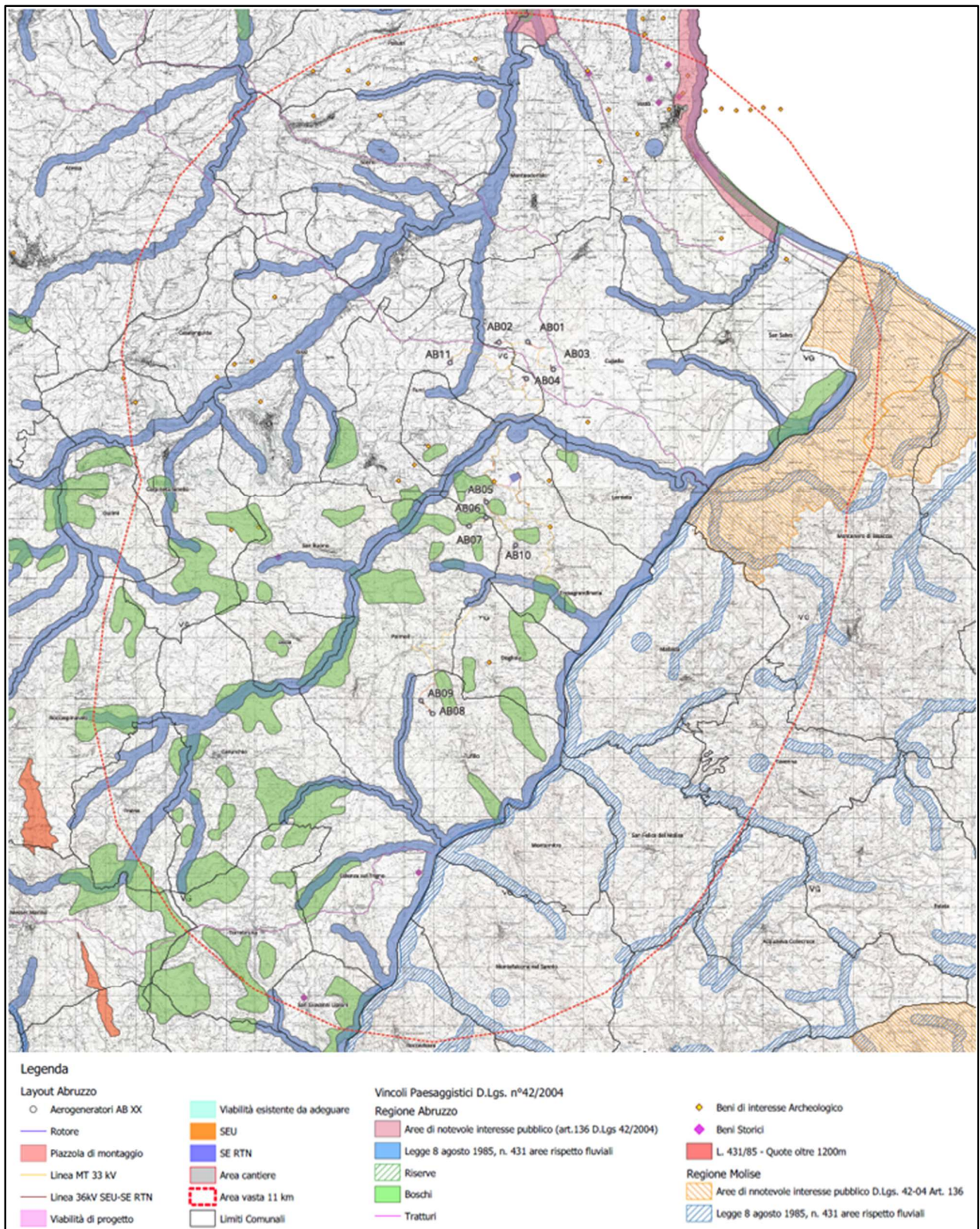


Figura 9.1: Carta dei vincoli paesaggistici con area vasta (buffer 11 km) (per maggiori dettagli grafici si veda l’elaborato “ABSA111 Carta dei vincoli paesaggistici su area vasta”)

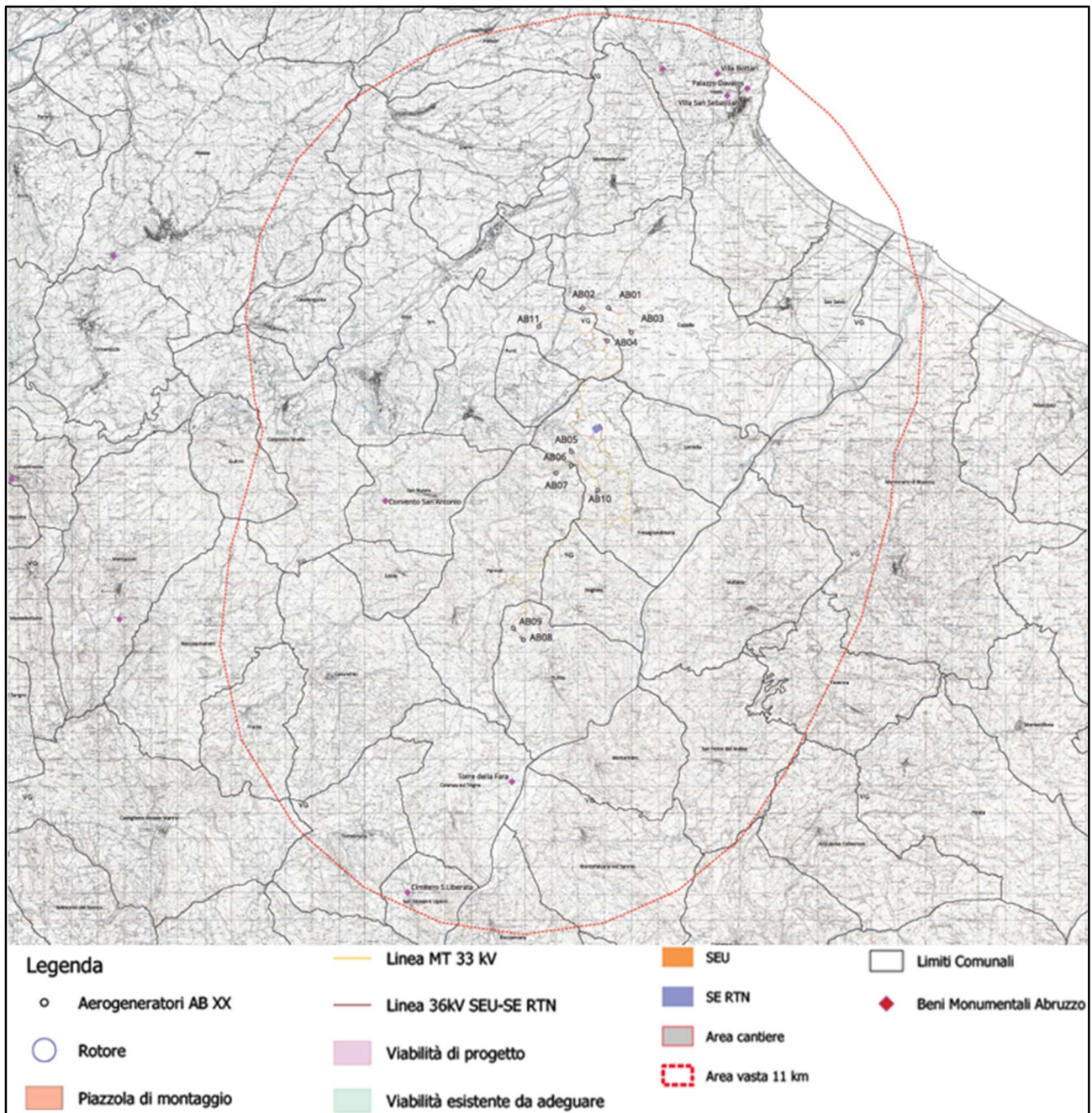


Figura 9.2: Mappa dei Beni Monumentali Regione Abruzzo con area vasta (per maggiori dettagli grafici si veda l'elaborato "ABSA113 Carta dei beni monumentali Regione Abruzzo")

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 pari a 6 volte il diametro nella direzione prevalente del vento e pari a 3 volte il diametro nella direzione ortogonale alla suddetta direzione.

Inoltre, considerando che il numero di aerogeneratori del parco eolico è pari a 11 e che lo stesso è stato progettato in modo da essere suddiviso spazialmente in tre parti, la zona 1 che si colloca a Sud-Ovest rispetto al centro abitato di Cupello e contenente 5 aerogeneratori, la zona 2 contenente 4 aerogeneratori, la SEU e la SE RTN è collocata a Nord-Ovest rispetto al centro abitato di

Fresagrandinaria e infine la zona 3, contenente 2 aerogeneratori è ubicata a nord-ovest rispetto al centro abitato di Tuffillo.

La distanza tra il baricentro della zona 1 e della zona 2 è pari a circa 5,5 km mentre la distanza tra il baricentro della zona 2 e della zona 3 è pari a circa 6,3 km, ne consegue che il grado di affollamento visivo degli aerogeneratori nell'area vasta diminuisce in buona misura (**Figura 9.3**).

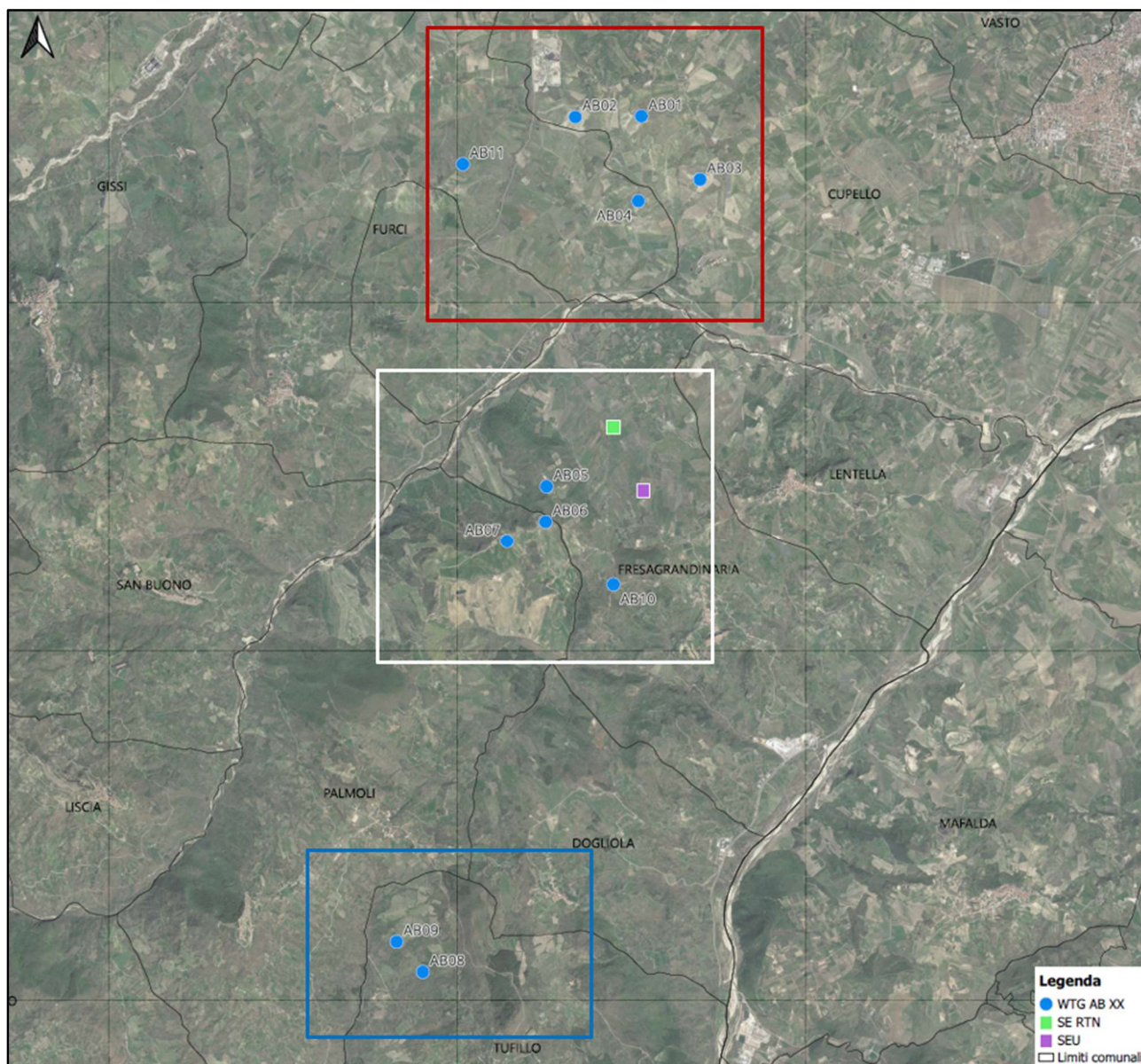


Figura 9.3: Suddivisione in zone del Parco Eolico

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 MW, in grado di garantire un minor consumo di territorio, sfruttando al meglio la risorsa energetica del vento disponibile, nonché una riduzione dell'effetto derivante dall'eccessivo affollamento grazie all'utilizzo di un numero inferiore di macchine a parità di potenza massima installata;
- Utilizzo di aree già interessate da impianti eolici, fermo restando un incremento non rilevante degli indici di affollamento;
- Localizzazione dell'impianto in modo da non interrompere 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 solo alle stazioni elettriche, ubicate all'interno del parco in una posizione visibile soltanto in prossimità delle stesse e opportunamente contornate da nuovi alberi da piantare al fine da minimizzare ulteriormente l'impatto paesaggistico su scala di area d'impianto.

10. VINCOLISTICA DI NATURA AMBIENTALE

Nessuna delle opere in progetto interferisce con le aree Rete Natura 2000 interessate dall'area vasta del parco eolico Abruzzo, rappresentate in **Figura 10.1**.

Di seguito si riportano le zone ZPS, ZSC, SIC, EUAP presenti all'interno dell'area vasta, con le rispettive distanze dagli aerogeneratori più vicini.

- ZPS IT7228230 – Lago di Guardialfiera - Foce fiume Biferno, presente a una distanza minima di 8,4 km dall'aerogeneratore AB08;
- SIC IT7222211 Monte Mauro - Selva di Montefalcone, presente a una distanza minima di 8,9 km dall'aerogeneratore AB08;
- SIC IT7140127 – Fiume Trigno, presente a una distanza minima di 3,7 km dall'aerogeneratore AB08;
- IT7140126 – Gessi di Lentella, presente a una distanza minima di 3,6 km dall'aerogeneratore AB04, a 2 km dalla SEU e a 2,5 km dalla SE RTN;
- SIC IT7140109 – Marina di Vasto, presente a una distanza minima di 3,6 km dall'aerogeneratore AB08;

- SIC IT7140123 – Monte Sorbo (Monti Frentani), presente a una distanza minima di 5,7 km dall'aerogeneratore AB07;
- SIC IT7140210 – Monti Frentani e Fiume Treste, presente a una distanza minima di 200 m dall'aerogeneratore AB07;
- SIC IT7222212 – Colle Gessaro (Molise), presente a una distanza minima di 7,5 km dell'aerogeneratore AB05, a 6,12 km dalla SEU e a 6,7 km dalla SE RTN;
- EUAP 1207 – Riserva naturale controllata Marina di Vasto, presente a una distanza minima di 8,5 km dagli aerogeneratori AB01 e AB03;
- EUAP 1092 Riserva naturale guidata Bosco di don Venanzio, presente a una distanza minima di 10,7 km dall'aerogeneratore più vicino AB01.

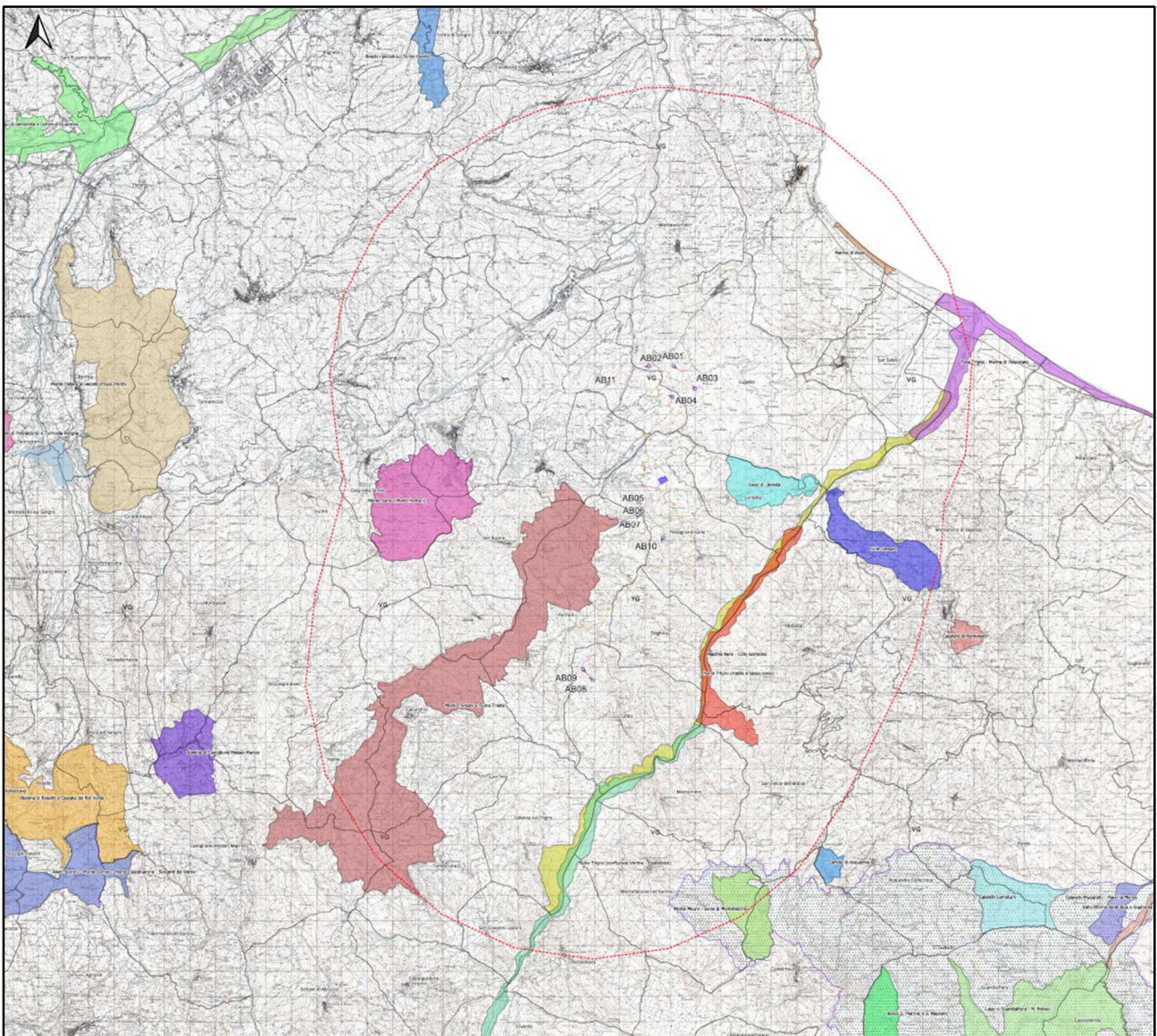


Figura 10.1: Zone SIC/ZSC, ZPS, EUAP con perimetro area vasta (Fonte <http://opendata.regione.abruzzo.it/>)

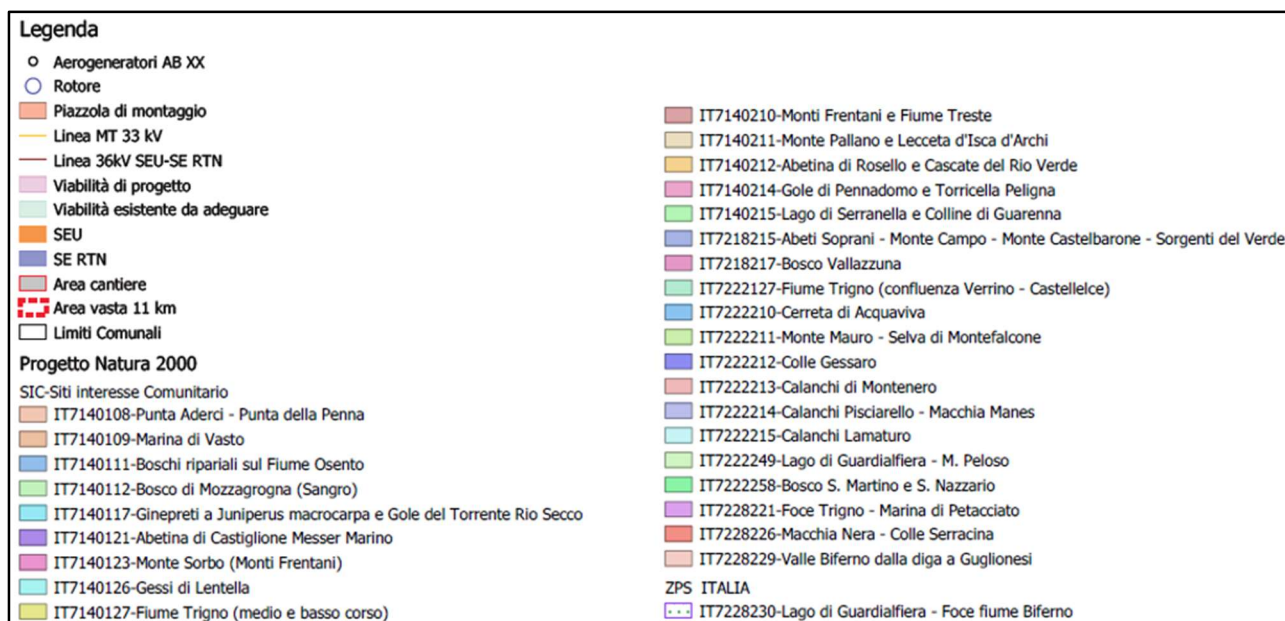


Figura 10.2: Legenda relativa alla Figura 10.1

Si evidenzia, che l'area protetta più vicina al Parco Eolico, ovvero l'area SIC Monti Frentani e Fiume Treste, a sua volta dista oltre i 4 km dalla Zona 1, oltre i 0,2 km dalla Zona 2 e oltre i 2 km dalla Zona 3. In merito alla Zona 2, non risultano interferenze dirette con la suddetta area SIC e soltanto gli aerogeneratori AB06 e AB07 sono localizzati ad una distanza inferiore ad 1 km dai relativi confini.

Le aree IBA interessate dall'area vasta, come rappresentato nella **Figura 10.3**, sono le seguenti:

- IBA 115
- IBA 125
- IBA 222M

Più nello specifico, come si evince dalla **Figura 10.3**, si sono rilevate le seguenti interferenze tra le parti d'impianto e le Zone IBA:

- IBA 115 Maiella, Monti Pizzi e Monti Frentani: l'impianto interferisce con tale area, con gli aerogeneratori AB06 e AB07 e una parte di cavidotto, per una lunghezza totale di 1,18 km.

I restanti aerogeneratori, la SEU e la SE RTN sono esterni alla IBA, e distano dal suo perimetro rispettivamente 380 m (AB05 l'aerogeneratore esterno più vicino), 1,3 km e 1,5 km.

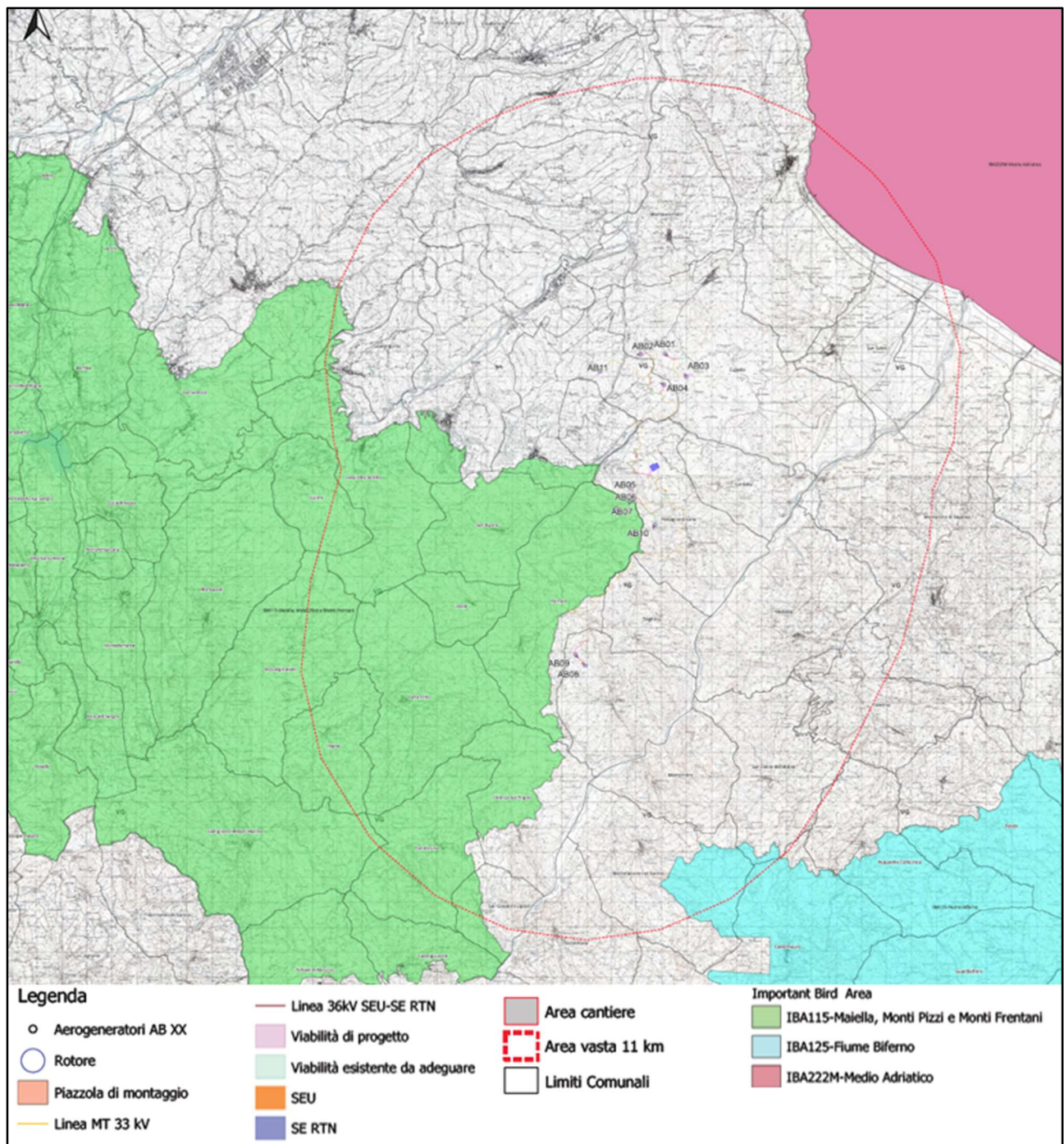


Figura 10.3: Important Birds Area (Zone IBA) con area vasta (Fonte: *opendata.regione.abruzzo.it*)

La Zona IBA “Maiella, Monti Pizzi e Monti Frentani” (**area: 156.285 ha**) include completamente, nel suo perimetro, il Parco Nazionale della Maiella. Ad est della strada n° 84, l’IBA comprende inoltre una vasta area dei Monti Frentani e dei Monti Pizzi. Quest’ultima zona è delimitata dalla strada che da Roccaraso va al confine regionale, dal confine regionale stesso fino alla strada n° 86 e dalle strade che collegano Castiglione Messer Marino (area urbana inclusa), Schiavi di Abruzzo, Torrebruna (area urbana inclusa), S. Buono (area urbana inclusa), Gissi (area urbana esclusa), Atessa, (area urbana esclusa), Casoli (area urbana esclusa) e Palombaro (area urbana esclusa).

Il progetto prevede dunque l'installazione di n. 2 degli 11 aerogeneratori di progetto all'interno di tale area, occupando una superficie aerea totale di circa 2,26 ha pari allo 0,0015 % dell'intera zona IBA 115.

11. RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE

La realizzazione dell'impianto eolico in progetto, oltre ai benefici di carattere ambientale che scaturiscono dall'utilizzo di fonti rinnovabili in termini di un minor numero di barili di petrolio utilizzati e di riduzione di tonnellate di anidride carbonica, anidride solforosa, polveri, e monossidi di azoto immesse in atmosfera, si hanno anche benefici in termini economici.

La realizzazione dell'impianto eolico in progetto e le relative opere di connessione alla rete di Trasmissione Nazionale Terna comporteranno degli effetti positivi a livello di occupazione locale, di tipo diretto e di tipo indotto, durante le tre fasi di vita dell'opera: costruzione, esercizio e dismissione.

L'insieme dei benefici derivanti dalla realizzazione dell'opera possono essere suddivisi in due categorie, quelli derivanti dalla fase realizzativa dell'opera e quelli conseguenti alla sua realizzazione.

In generale, l'eolico genera benefici in termini economici locali, nazionali ed internazionali, supportando lo sviluppo della manodopera locale, la creazione di posti di lavoro sia dal lato del produttore/investigatore sia indirettamente tramite i fornitori.

Dallo studio congiunto ANEV - Uil sul potenziale occupazionale è emerso che, qualora in Italia si installassero 19.300 MW di impianti eolici, si contribuirebbe a incrementare l'occupazione con 67.200 posti di lavoro, distribuiti in buona percentuale nel Meridione, dove la disoccupazione è maggiore.

Nello specifico, in corso di realizzazione dei lavori si determineranno:

- a) Incremento delle attività legate alla costruzione e ad essa correlata a breve termine per la popolazione residente e influenza sulle prospettive a medio-lungo periodo sulle professionalità che si verranno a creare per esperienza indotta:
 - Esperienze professionali generate;
 - Specializzazione di mano d'opera locale;
 - Qualificazione imprenditoriale spendibile in attività analoghe future, anche fuori zona, o in settori diversi;
 - Fornitura di materiali locali;
 - Noleggio di macchinari;
- b) Domanda di servizi e di consumi generata dalla ricaduta occupazionale con potenziamento delle esistenti infrastrutture e sviluppo di nuove attrezzature:
 - Alloggi per maestranze e tecnici fuori sede e loro familiari;
 - Ristorazione;

- Ricreazione;
- Commercio al minimo di generi di prima necessità, ecc.

Tali benefici si vedranno soprattutto durante la fase di realizzazione delle opere e in maniera minore ma costante per tutta la vita utile dell'opera.

Inoltre, le esperienze professionali e tecniche maturate in tale fase risulteranno un valore a lungo termine per gli addetti locali che verranno coinvolti in quanto potrà essere impiegata per ulteriori iniziative dato il crescente interesse nei confronti dell'utilizzo delle fonti rinnovabili per la produzione di energia e del crescente numero di installazioni di tal genere.

Ad impianto in esercizio, ci saranno opportunità di lavoro nell'ambito delle attività di monitoraggio, telecontrollo e manutenzione del parco eolico, svolte da ditte specializzate che spesso cercano di impiegare personale locale.

In Italia l'eolico crea ogni anno un flusso finanziario di circa 3,5 miliardi di euro fra investimenti diretti e indiretti e conta oggi oltre 27.000 addetti.

Sul territorio nazionale sono installati 7.286 aerogeneratori di varia taglia, per un totale di potenza installata pari a 11.035 MW, su cui sono impegnati complessivamente 27.000 addetti.

	AEROGENERATORI		POTENZIALE AL 2030		CRESCITA 2021	KW	
	MW	N°	MW	N°occupati	rispetto al 2020	per abitante	per Km²
PUGLIA	2.680	1.615	2.900	11.614	4,03%	0,662	137,148
SICILIA	1.992	1.574	2.300	6.800	5,37%	0,353	77,112
CAMPANIA	1.751	1.196	2.300	8.638	2,34%	0,229	128,078
BASILICATA	1.333	713	1.800	4.355	9,45%	1,730	132,330
CALABRIA	1.139	624	1.900	4.586	1,84%	0,505	74,826
SARDEGNA	1.094	753	2.100	6.765	1,37%	0,480	45,394
MOLISE	380	321	900	3.166	0,53%	1,171	85,182
ABRUZZO	281	250	1.000	3.741	-6,05%	0,177	25,941
TOSCANA	144	88	500	2.289	-0,31%	0,033	6,245
LIGURIA	88,4	56	300	1.061	24,21%	0,032	16,321
LAZIO	60	30	800	5.548	-15,00%	0,010	3,482
EMILIA ROMAGNA	40	36	300	771	3,80%	0,004	1,759
PIEMONTE	19	9	250	1.145	-2,70%	0,004	0,729
ALTRE	35	21	1.000	5.521	1,13%	0,001	0,580
OFFSHORE	0	0	950	1.200	0,00%	-	-
TOTALE	11.035	7.286	19.300	67.200	3,77%	0,219	30,670

Tabella 11.1: Distribuzione per Regioni degli impianti eolici in Italia, potenziale al 2030 e crescita annuale (Fonte Anev)

Nel Gennaio 2008 l'ANEV e la UIL hanno sottoscritto un Protocollo di Intesa, rinnovato nel 2010, 2012 e nel 2014, finalizzato alla predisposizione di uno studio congiunto, che delineasse uno scenario sul panorama occupazionale relativo al settore dell'eolico. Lo studio si configura come un'elaborazione approfondita del reale potenziale occupazionale, verificando a fondo gli aspetti della crescita prevista del comparto industriale, delle società di sviluppo e di quelle di servizi. In particolare, sono state considerate le ricadute occupazionali dirette e indotte nei seguenti settori.

L'analisi del dato conclusivo relativo al potenziale eolico, trasposto in termini occupazionali dall'ANEV rispetto ai criteri utilizzati genericamente in letteratura, indica un potenziale occupazionale al 2030 in caso di realizzazione dei 19.300 MW previsti di 67.200 posti di lavoro complessivi ovvero 3.5 addetti/MW.

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

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

Tabella 11.2: Distribuzione per Regioni degli occupati (diretti e indiretti) nel settore eolico in Italia (*Fonte Anev*)

Sulla base di tale criterio, applicato su scala regionale (3.741 addetti/MW per l'Abruzzo) durante la fase di esercizio, il "Parco Eolico Abruzzo" andrà a generare 246 addetti di cui 69 diretti e 177 indiretti.

Per la fase di realizzazione e dismissione, in base all'esperienza maturata nel settore e considerando che molti degli addetti sono rappresentati dalle competenze tecniche e professionali che svolgono lavoro progettuale a monte della realizzazione dell'impianto eolico, si assume che gli addetti distribuiti in fase realizzazione, esercizio e dismissione dell'impianto in esame costituito da 11 aerogeneratori da 6,0 MW per una potenza complessiva di 66 MW sono:

- 20 addetti in fase di progettazione dell'impianto.
- 60 addetti in fase di realizzazione dell'impianto;
- 10 addetti in fase di esercizio per la gestione dell'impianto;
- 40 addetti in fase di dismissione.

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 Abruzzo.

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 suddivise per settore tematico e in ordine cronologico crescente.

Settore energetico:

- 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".
- D.L. 199 del 8/Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili. (21G00214)
- D.L. 50 del 17 Maggio 2022 n. 50 (Decreto Aiuti).

A livello regionale sono stati considerati i seguenti riferimenti normativi:

- D.G.R. n. 754/07 "Linee guida atte a disciplinare la realizzazione e la valutazione di parchi eolici nel territorio abruzzese"

- D.G.R. 451/2009 recante “D.M. 17 ottobre 2007, del Ministero dell’Ambiente e della tutela del territorio e del mare “Criteri minimi uniformi per la definizione di misure di conservazione relative a Zone speciali di conservazione (ZSC) e a Zone di protezione speciale (ZPS). Recepimento che prevede il divieto di realizzazione di nuovi impianti eolici in tutte le ZPS, salvo quanto puntualmente specificato nello stesso regolamento;
- D.G.R. n. 470/C del 31 agosto 2009 approvazione del Piano Energetico Regionale (PER);
- D.G.R. 1032/2012 “Attuazione delle Linee Guida per l’autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili di cui al D.M. 10/09/2010 di recepimento del D.M. 10/09/2010
- D.G.R. n.148 del 12/03/2012 recante modifiche alle Linee Guida (capitolo 6); e più precisamente gli allegati 3 e 4;
- D.G.R. 789 del 30/11/2016 Aggiornamento della modulistica necessaria per l’ottenimento dell’Autorizzazione Unica alla realizzazione e all’esercizio di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili;

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 11-17, 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 182/06, Modificazioni della delibera 04/05 in merito ai metodi di rilevazione delle misure di energia per i punti di immissione e prelievo;
- 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”;
- 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;

- CEI 7-6 Norme per il controllo della zincatura a caldo per immersione su elementi di materiale ferroso destinati a linee e impianti elettrici;
- CEI 11-4 Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne;
- CEI 11-25 Calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti trifasi a corrente alternata;
- CEI 11-27 Lavori su impianti elettrici;
- CEI EN 50110-1-2 esercizio degli impianti elettrici;
- CEI 33-2 Condensatori di accoppiamento e divisori capacitivi;
- CEI 36-12 Caratteristiche degli isolatori portanti per interno ed esterno destinati a sistemi con tensioni nominali superiori a 1000 V;
- CEI 57-2 Bobine di sbarramento per sistemi a corrente alternata;
- CEI 57-3 Dispositivi di accoppiamento per impianti ad onde convogliate;
- CEI 64-2 Impianti elettrici in luoghi con pericolo di esplosione;
- CEI 11-32 V1 Impianti di produzione eolica, telecomunicazione dagli effetti dell'induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto;
- CEI 211-6, "Guida per la misura e per la valutazione dei campi elettrici e magnetici nell'intervallo di frequenza 0 Hz - 10 kHz, con riferimento all'esposizione umana", 1° Ed.;
- CEI 106-11, "Guida per la determinazione della fascia di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 (Art.6)", 1a Ed.;
- 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 e sicurezza:

- 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 2018 (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:

- istanza al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica 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;
- istanza di Autorizzazione Unica ex. 387-2003 al dipartimento AA.PP.- Ufficio Energia della Regione Abruzzo;
- 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;
- 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;
- 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 dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica
- Ministero dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo
- Ministero dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo – Soprintendenza Archeologia, Belle Arti e Paesaggio della Regione Abruzzo
- Ministero dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo – Soprintendenza Archeologia, Belle Arti e Paesaggio della Regione Molise

- Regione Abruzzo – Dip. Ambiente ed Energia – Ufficio Energia
- Regione Abruzzo – Dip. Ambiente ed Energia – Ufficio Urbanistica e Pianificazione Territoriale
- Regione Abruzzo – Dip. Ambiente ed Energia – Ufficio Ciclo dell’Acqua
- Regione Abruzzo – Dip. Ambiente ed Energia – Ufficio Parchi, Biodiversità e Tutela della Natura
- Regione Abruzzo – Dip. Infrastrutture e Mobilità – Ufficio Geologico
- Regione Abruzzo – Dip. Infrastrutture e Mobilità – Ufficio Difesa del Suolo
- Regione Abruzzo – Dip. Politiche Agricole e Forestali – Ufficio Foreste e Tutela del Territorio
- Regione Abruzzo – Dip. Politiche Agricole e Forestali – Ufficio sostegno alle imprese agricole, infrastrutture rurali s.p. – USI CIVICI
- Provincia di Chieti – Servizio Ambiente
- Provincia di Chieti – Servizio Trasporti
- Comune di Tuffillo, Comune di Palmoli, Comune di Fresagrandinaria, Comune di Cupello e Comune di Furci
- Ministero dell’Interno – Comando Vigili del Fuoco L’Aquila
- Ministero dell’Interno – Comando Vigili del Fuoco di Chieti
- Marina Militare
- Aeronautica Militare
- Ufficio Servitù Militari
- Ministero dello Sviluppo Economico
- 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 Abruzzo;
- ARPA Abruzzo
- Terna Rete Italia S.p.A. e E-distribuzione S.p.a.

13. REPORT FOTOGRAFICO STATO DI FATTO AREE DI PROGETTO



Foto 13.1: Area piazzola aerogeneratore AB01



Foto 13.2: Area piazzola aerogeneratore AB02



Foto 13.3: Area piazzola aerogeneratore AB03



Foto 13.4: Area piazzola aerogeneratore AB04

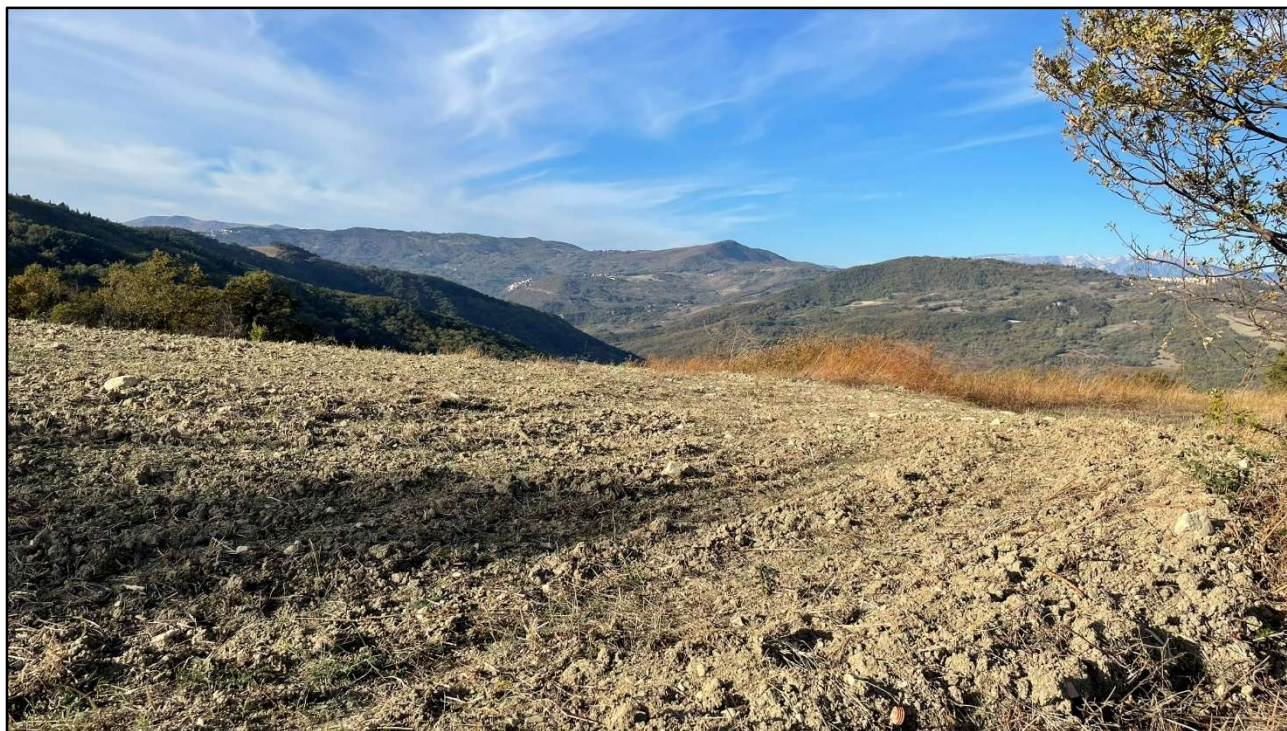


Foto 13.5: Area piazzola aerogeneratore AB05



Foto 13.6: Area piazzola aerogeneratore AB06



Foto 13.7: Area piazzola aerogeneratore AB07



Foto 13.8: Strada di accesso alla piazzola AB08 e AB09

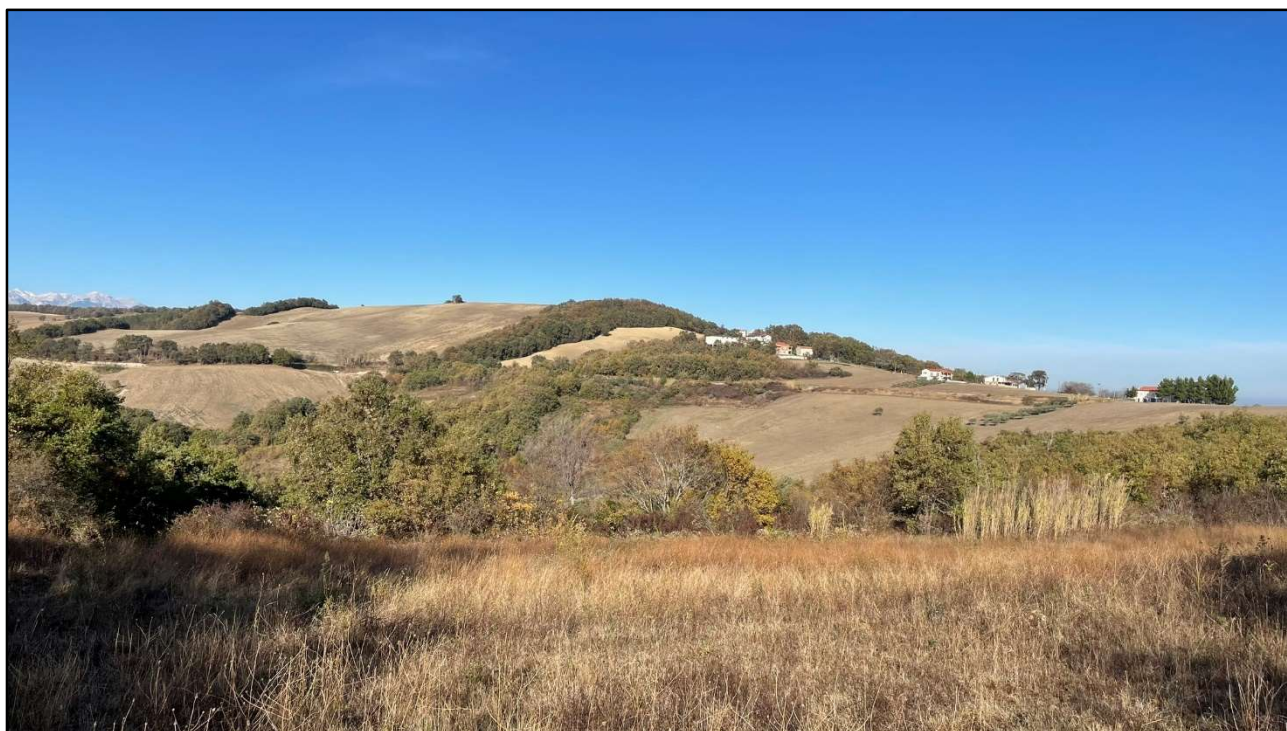


Foto 13.9: Area piazzola aerogeneratore AB10



Foto 13.10: Area piazzola aerogeneratore AB11



Foto 13.11: Area Sottostazione Elettrica Utente (SEU)



Foto 13.12: Vista Area per la realizzazione della SE RTN Terna 380/150/36 kV



Foto 13.14: Linea AT 380 kV “Larino Gissi” su cui realizzare l’entra/esci della nuova stazione SE RTN 380/150/36 kV

14. ANALISI DELLE ALTERNATIVE

Le possibili alternative valutabili sono le seguenti:

1. Alternativa "0" o del "non fare";
2. Alternative di localizzazione;
3. Alternative dimensionali;
4. Alternative progettuali.

14.1. Alternativa "0"

Nella Valutazioni delle alternative, la prima potrebbe essere quella di non realizzare l'opera ovvero l'Alternativa "0". Scegliere l'Alternativa "0" comporterebbe il precludere la possibilità di sfruttare la risorsa eolica e quindi, a livello più ampio e su scala nazionale, non contribuire ad incrementare la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili con conseguente perdurare di utilizzo di fonti fossili e di emissioni in atmosfera di sostanze inquinanti e di gas serra quali anidride carbonica o biossido di carbonio, il cui incremento nell'atmosfera comporterebbe un aumento dell'effetto serra e dei cambiamenti climatici.

Di fatto, l'Unione Europea ha già stabilito i nuovi obiettivi relativi al 2030 in materia di energia e clima, individuati per la prima volta con il pacchetto "Clean Energy for all Europeans", sulla base del quale sono state emanate le Direttive europee vigenti e sono stati redatti i Piani di Azione Nazionale per l'Energia e il Clima.

	2020 Targets		2030 Targets	
	EU	ITALIA	EU	ITALIA
ENERGIE RINNOVABILI				
Quota Rinnovabile dei consumi finali lordi	20%	17%	32%	30%
Quota Rinnovabile dei consumi finali lordi dei trasporti	10%	10%	14%	22%
Quota Rinnovabile dei consumi finali lordi termici			+ 1,3% anno	+ 1,3% anno
EFFICIENZA ENERGETICA				
Riduzione consumi primari rispetto allo scenario	-20%	-24%	-32,5%	-43%
Riduzione consumi finali da politiche attive	- 1,5% anno	- 1,5% anno	- 0,8% anno	- 0,8% anno
EMISSIONI DI GAS SERRA				
Riduzione GHG (2005) nei settori ETS	-21%		-43%	
Riduzione GHG (2005) nei settori non ETS	-10%	-13%	-30%	-33%
Riduzione GHG totali (1990)	-20%		-40%	

Tabella 14.1.1. Obiettivi europei e italiani per l'energia – Fonte GSE

L'aggiornamento della direttiva sulle energie rinnovabili (RED III), già concordato tra i deputati e il Consiglio, porta la quota vincolante di rinnovabili nel consumo finale di energia dell'UE al 42,5% (dal 32%) entro il 2030, con l'obiettivo di raggiungere il 45%.

Il settore delle energie rinnovabile sembra, inoltre, in continua crescita e si prevede sicuramente l'installazione di nuovi impianti eolici sulle aree idonee del territorio nazionale in modo da contribuire

al raggiungimento degli obiettivi energetici stimati per il 2030.

Il GSE, per esempio, stima che nel corso degli anni Venti di questo secolo la potenza installata raggiungerà quota 19 gigawatt.

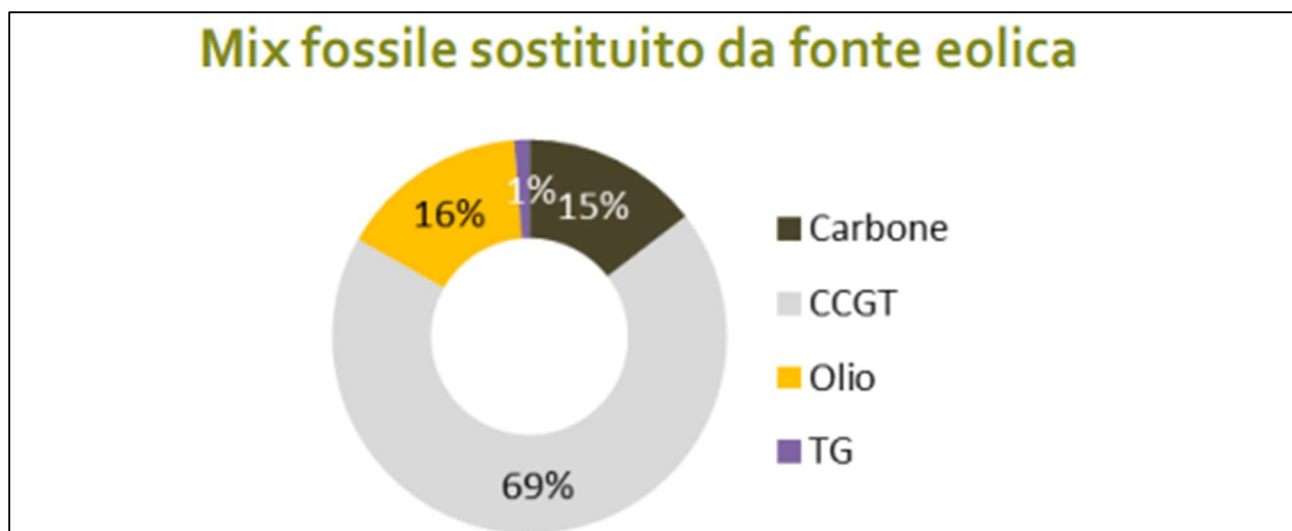


Figura 14.1.1: Ricostruzione del mix di tecnologie fossili sostituite dall'energia eolica – Fonte GSE

Tutto ciò si tradurrebbe, oltre che in un beneficio per la transizione energetica del paese, in un impatto significativo sull'occupazione. I green jobs legati all'eolico, infatti, potrebbero essere oltre 67mila nelle proiezioni da qui al 2030 fatte dall'ANEV con un impatto forte soprattutto in Puglia (11.600), Campania (8.600), Sicilia (6.800), Sardegna (6.800), Lazio (5.500) e Abruzzo (3.740). Un terzo sarebbero gli occupati diretti, e due terzi gli indiretti.

In attesa della ridefinizione del Recovery Fund, il documento a cui fare riferimento è il PNIEC, secondo cui nel 2030 l'energia eolica italiana dovrebbe arrivare a circa 19.300 MW di capacità installata, di cui circa 900 MW dall'eolico offshore. Questa capacità garantirebbe una produzione annuale di energia elettrica pari a 40 TWh, ovvero il 10% del consumo elettrico lordo nazionale. Tale scenario, secondo una stima dell'ANEV, contribuirebbe anche a incrementare l'occupazione con 67.200 posti di lavoro, distribuiti in buona percentuale nel Meridione.

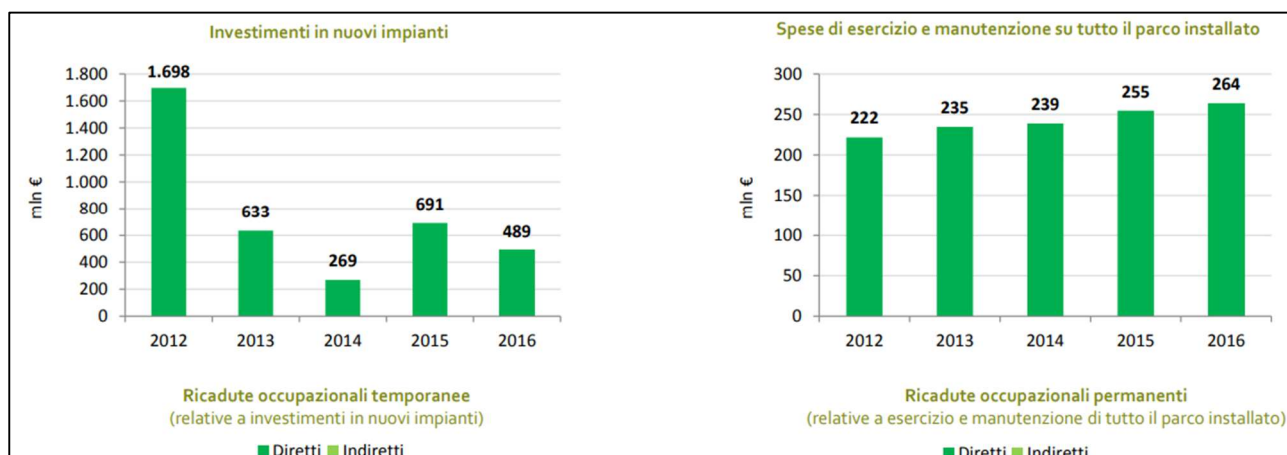


Figura 14.1.2. Stima ricadute occupazionali dell'eolico – Fonte GSE

Inoltre, sulla base delle Bozze del Decreto Aree Idonee in corso di approvazione, il Governo italiano sta stabilendo gli obiettivi minimi da raggiungere per le Regioni Italiane (Tabella 7.1.1).

Regione	Anno di riferimento							
	2023 [MW]	2024 [MW]	2025 [MW]	2026 [MW]	2027 [MW]	2028 [MW]	2029 [MW]	2030 [MW]
Abruzzo	194	436	593	807	1.054	1.339	1.667	2.067
Basilicata	261	566	645	855	1.098	1.380	1.710	2.076
Calabria	265	531	792	1.096	1.461	1.902	2.439	3.128
Campania	729	1.173	1.417	1.725	2.109	2.586	3.174	3.943
Emilia Romagna	493	1.084	1.623	2.254	2.998	3.873	4.907	6.255
Friuli Venezia Giulia	290	394	562	760	994	1.272	1.602	1.940
Lazio	1.350	1.669	2.070	2.480	2.934	3.441	4.010	4.708
Liguria	106	162	231	322	443	606	831	1.191
Lombardia	772	1.435	2.145	2.996	4.019	5.257	6.761	8.687
Marche	179	443	662	905	1.182	1.497	1.855	2.313
Molise	71	158	263	366	485	624	785	995
Piemonte	582	983	1.419	1.924	2.512	3.197	3.996	4.921
Puglia	687	1.603	2.277	3.052	3.916	4.879	5.955	7.284
Sardegna	768	1.111	1.955	2.587	3.287	4.065	4.934	6.203
Sicilia	1.563	2.360	3.559	4.662	5.862	7.173	8.613	10.380
Toscana	261	586	954	1.361	1.856	2.457	3.190	4.212
TrAA - Bolzano	61	116	175	246	335	448	593	804
TrAA - Trento	50	101	158	228	318	435	591	848
Umbria	120	267	409	574	773	1.014	1.309	1.735
Valle d' Aosta	14	32	55	89	138	212	327	549
Veneto	569	1.052	1.548	2.129	2.813	3.620	4.576	5.763
Totale	9.387	16.263	23.510	31.418	40.586	51.278	63.823	80.001

Tabella 14.1.1: Ripartizione Regionale di potenza minima per anno espressa in MW.

Non realizzare l'impianto eolico e le relative opere connesse, comporterebbe a livello locale l'assenza degli impatti medio/bassi sull'ambiente e sul paesaggio, durante la fase di cantiere e di esercizio e, di contro, non contribuirebbe con l'installazione di 66 MW di potenza agli obiettivi che la Regione Abruzzo dovrà raggiungere.

A questo proposito, da un'analisi del bilancio energetico dell'Abruzzo, riportata nel Rapporto annuale "L'Economia dell'Abruzzo" del 13/06/2023, emerge che la quota dei consumi finali di energia (al netto dei trasporti) coperta da fonti di energia rinnovabile (FER) è aumentata in regione dal 22,5% al 26,6%, valori ampiamente superiori all'obiettivo di *burden sharing* per l'Abruzzo (19,1% entro il 2020, **Figura 14.1.3**).

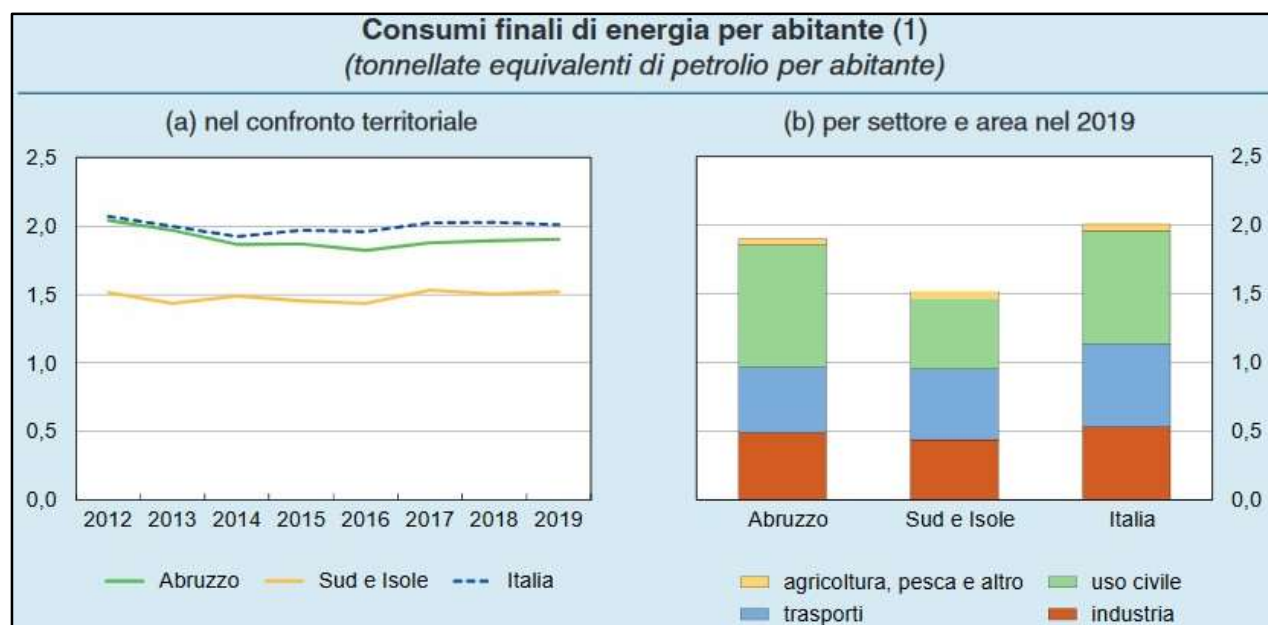


Figura 14.1.3: Consumi finali di energia per abitante (Fonte: elaborazione su dati ENEA – “*L’economia dell’Abruzzo*”, Banca d’Italia)

Di fatto, in linea coi recenti aggiornamenti sul tema in sede di Commissione europea (**Tabella 14.1.1**) in prospettiva, il ruolo delle FER dovrà ulteriormente crescere e a ciò potrà contribuire in modo significativo il settore dell’energia elettrica.

Nel 2019, la produzione di energia primaria in Abruzzo era prossima al 2% di quella nazionale: essa risultava ampiamente insufficiente a coprire i fabbisogni energetici regionali, richiedendo la necessità di ricorrere a importazioni di materie prima energetiche (quali prodotti petroliferi e combustibili gassosi). Di recente, tuttavia, l’Abruzzo ha intrapreso la transizione verso la produzione di energia elettrica pulita, con la progressiva sostituzione degli impianti termoelettrici tradizionali a favore di quelli alimentati da FER. La realizzazione dell’impianto eolico in progetto, pertanto, risulterebbe perfettamente in linea con gli obiettivi regionali di raggiungimento di un certo fabbisogno energetico da fonti rinnovabili.

In merito agli impatti del Parco Eolico, l’aspetto più evidente e principalmente impattante è quello visivo, ma, come si è dimostrato in fase di valutazione dell’incidenza cumulata con altri impianti già presenti, l’incremento dell’impatto visivo e quindi dell’indice di affollamento risulta medio e tale da non modificare sostanzialmente la percezione del paesaggio.

Tra gli effetti negativi più rilevanti, emerge inoltre sicuramente il potenziale impatto sulla fauna aviaria. Studiando però accuratamente i luoghi e le estensioni dei parchi eolici, con l’affiancamento di un adeguato piano di monitoraggio per lo studio della fauna (cfr. l’elaborato ABSA132 Progetto di Monitoraggio Ambientale), gli effetti dell’energia eolica sugli uccelli selvatici possono essere mitigati. In particolare, lo studio accurato è utile a diminuire i decessi soprattutto nelle specie di interesse conservazionistico.

Di contro, la non realizzazione dell'impianto, pur evitando tali impatti, concentrati e limitati nel tempo, e in larga parte mitigabili, come ampiamente illustrato nella presente relazione e negli elaborati di dettaglio, impedirebbe il contributo alla produzione di energia da fonti rinnovabili, limitando quindi la Regione di un'importante fonte di energia e a basso impatto ambientale, oltre che più economica rispetto ad altre forme di produzione di energia; rallentando di pari passo la transizione energetica del Paese. Inoltre, porterebbe al mancato incremento dell'occupazione che un tale impianto, se realizzato, offrirebbe nella Regione, impedendo quindi di fatto il miglioramento delle aree in oggetto come aree produttive per lo sviluppo locale.

Nello specifico tale eventualità preclude la possibilità di fornire un contributo alla transizione ecologica e all'indipendenza energetica del nostro Paese, in quanto il parco eolico in progetto assicura una produzione di circa 141,37 GW annui attraverso l'installazione di aerogeneratori di ultima generazione, come trattato nell'elaborato di progetto "ABEG013 Valutazione risorsa eolica e analisi di producibilità". Una tale produzione serve a soddisfare il fabbisogno di circa 78.540 famiglie, aspetto che diviene sempre più importante vista la sempre maggiore richiesta energetica a livello domestico e industriale, conseguente allo sviluppo di nuove tecnologie auspicate nello scenario nazionale e internazionale.

Una diretta conseguenza di quanto sopra affermato riguarda un miglioramento della qualità dell'aria grazie all'abbattimento delle quantità di gas inquinanti e di CO₂, che, altrimenti, sarebbero prodotte e immesse nell'atmosfera da parte di diverse tipologie di impianti di produzione di energia elettrica, quali quelli da fonte fossile.

L'impianto in progetto assicura un abbattimento di circa 70.120/anno di anidride carbonica, 82 tonnellate/anno di ossido di azoto, 131,48 tonnellate/anno di anidride solforosa e 4,1 tonnellate/anno di polveri.

Inoltre, l'alternativa 0 non consente la generazione di nuovi posti di lavoro altrimenti derivanti dall'installazione dell'impianto in progetto, possibilità che, soprattutto in contesti caratterizzati da una maggiore disoccupazione, assume particolare rilievo.

Come riportato nel dettaglio nell'elaborato di progetto "ABEG002 Relazione generale del progetto", l'impianto comporta la creazione di circa 231 addetti diretti ed indiretti in fase di esercizio e 120 addetti in fase di cantiere:

- 20 addetti in fase di progettazione dell'impianto.
- 60 addetti in fase di realizzazione dell'impianto;
- 10 addetti in fase di esercizio per la gestione dell'impianto;
- 40 addetti in fase di dismissione.

A tali considerazioni si aggiunge la possibilità di specializzare la mano d'opera locale, di creare nuovi professionisti di settore, di incrementare la fornitura di materiali locali, il noleggio di macchinari, la

domanda di servizi indiretti (alloggi per maestranze e tecnici fuori sede e loro familiari, ristorazione e commercio al minimo di generi di prima necessità) e di migliorare le infrastrutture di viabilità necessarie al passaggio dei mezzi adoperati nelle varie fasi dell'opera.

Alla luce di tali osservazioni, l'impianto in progetto è considerato un'alternativa decisamente più vantaggiosa rispetto a quella di non realizzare alcuna opera.

Oltre a ciò, l'alternativa di non realizzazione dell'impianto, infine, porterebbe al mancato incremento dell'occupazione che un tale impianto, se realizzato, offrirebbe nella regione, impedendo quindi di fatto il miglioramento delle aree in oggetto come aree produttive per lo sviluppo locale.

14.2. Alternative di localizzazione

In merito alla selezione dell'area del parco sono state condotte molte valutazioni preliminari guardando, in primo luogo, alla distanza più conveniente dalla stazione elettrica di trasformazione Terna, e allo stesso tempo escludendo le aree con maggiore presenza di vincoli territoriali, come specificato al capitolo 6 delle *Linee guida per impianti di grande taglia* della Regione Abruzzo e s.m.i., e più nello specifico quelle riguardanti gli impianti di potenza superiore a 1 MW (CLASSE-2B).

Tali Linee Guida sono state aggiornate successivamente con D.G.R. n. 148 del 12 marzo 2012, così da recepire il D.M. 10/09/2010 riguardante le linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili. I **Vincoli territoriali** che definiscono le aree vietate alle nuove installazioni eoliche ed eventuali Aree critiche (considerate secondo la DRG 148/2012 Aree non idonee), sono riconducibili alle tre macroaree tematiche:

- a) aree sottoposte a tutela del paesaggio, del patrimonio storico, artistico e archeologico;
- b) aree comprese nel Sistema Ecologico Funzionale Territoriale (comprendenti in questo caso anche le aree di salvaguardia dell'Orso Bruno Marsicano);
- c) aree classificate ad alta pericolosità idraulica ai sensi del Piano di assetto idrogeologico.

Parimenti, si è tenuto conto di alcuni parametri di progetto fondamentali, quali:

- l'esposizione a tutti i settori della rosa dei venti;
- la morfologia del territorio;
- l'adeguata distanza da fabbricati e strade esistenti, utilizzate da un elevato numero di veicoli;
- la distanza dal centro abitato e da beni monumentali presenti nell'area.

Inoltre, gli obiettivi che hanno guidato la scelta finale si possono così riassumere:

- ottemperare alle previsioni della normativa vigente e delle linee guida sia nazionali che regionali;
- migliorare il sistema viario esistente al fine di facilitare l'accessibilità ai terreni per lo sviluppo dell'agricoltura e dell'allevamento;

- disposizione delle macchine ad una distanza reciproca minima pari ad almeno 6 volte il diametro del rotore atta a minimizzare l'effetto scia, l'effetto selva e l'impatto sull'avifauna;
- condizioni di massima sicurezza, sia in fase di installazione che di esercizio.

Sulla base di tutti i parametri di sicurezza e dei vincoli a livello normativo su scala comunale, provinciale, regionale e nazionale, sono state individuate porzioni di territorio ritenute compatibili (**Figura 6.2.1**) per le caratteristiche di ventosità tali da garantire una producibilità ottimale, per l'assenza vincoli ostativi dal punto di vista ambientale e paesaggistico e per la presenza di infrastrutture viarie ed elettriche necessarie alla realizzazione dell'impianto di progetto. La suddetta analisi ha permesso di individuare e valutare alcune alternative di localizzazione degli aerogeneratori di progetto.

Gli aerogeneratori sono stati distribuiti in gran parte lungo allineamenti che permettono il miglior sfruttamento della risorsa eolica, compatibilmente con gli aspetti orografici e paesaggistici.

Localizzare l'impianto eolico in altre aree comporterebbe il non rispetto di una delle suddette caratteristiche ed è, pertanto, un'alternativa che non indurrebbe effetti positivi su scala locale e ampia.

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

14.3. Alternative dimensionali

Come ampiamente discusso, l'impianto in progetto presenta una potenza totale pari a 66 MW ed è caratterizzato da 11 aerogeneratori di potenza nominale pari a 6 MW per una potenza totale di 66 MW, altezza della torre pari a 135 m e rotore pari a 170 m.

La scelta tecnologica adottata è ricaduta su macchine di grande taglia in quanto consente una riduzione del relativo numero, a parità di potenza, e un'ottimizzazione della risorsa del vento.

La valutazione anemologica preliminare condotta sul sito individuato ha portato a propendere per tale aerogeneratore perché consente la massimizzazione dell'energia annua prodotta.

Inoltre, la turbina eolica individuata, sulla base delle specifiche fornite dal costruttore, è ritenuta idonea al contesto circostante da un punto di vista dell'impatto acustico, valutazione avvalorata anche alla luce delle simulazioni fatte a partire dalle misure di emissione acustiche, effettuate nella fase ante-operam e riportate nella presente trattazione.

Le caratteristiche geometriche dell'aerogeneratore di progetto e l'ubicazione dei ricettori sensibili circostanti sono tali da ritenere tale macchina idonea al contesto da un punto di vista della sicurezza della

popolazione nel caso di accidentale rottura dell'organo rotante.

Le caratteristiche dei dispositivi elettrici presenti all'interno della struttura della turbina in questione sono tali da non produrre un rilevante impatto elettromagnetico nelle arie adiacenti in quanto le emissioni restano confinate all'interno della struttura stessa.

Pertanto, a seguito dell'individuazione delle aree e delle posizioni idonee all'installazione degli aerogeneratori, applicando gli opportuni accorgimenti progettuali e il piano di mitigazione ambientale in fase di esercizio, sono state valutate le alternative dimensionali in funzione dei seguenti aspetti:

- caratteristiche specifiche del sito;
- infrastruttura viaria ed elettrica;
- caratteristiche anemologiche;
- disponibilità tecnologica degli aerogeneratori;

La scelta del numero di aerogeneratori, delle loro caratteristiche dimensionali e della relativa potenza nominale sono state considerate quale scelta ottimale per massimizzare l'utilizzo della risorsa vento presente sull'area di progetto nel rispetto di tutti i parametri di cui sopra.

Realizzare un impianto eolico nella stessa area con un numero minore di aerogeneratori, di dimensioni inferiori e/o di potenza nominale inferiore comporterebbe impatti positivi minori in quanto la risorsa vento non sarebbe sfruttata nella maniera adeguata a parità di occupazione del suolo ed impatto sull'ambiente e sul paesaggio.

14.4. Alternative progettuali

L'energia eolica offre diversi vantaggi e, primo fra tutti, quello di essere un'energia pulita che non inquina e non produce rifiuti. Si reperisce facilmente e in modo costante e continuativo, e la durata nel tempo dei macchinari, che a confronto con quelli delle centrali geotermiche si smantellano e si riciclano più semplicemente, si attesta intorno ai 25 anni.

Oltre ad essere una risorsa inesauribile, l'eolico non produce di fatto emissioni di gas serra durante il funzionamento, e richiede una superficie di terra non eccessivamente vasta. L'impatto ambientale è quindi meno problematico e imponente rispetto a quello proveniente da altre fonti di energia.

Di fatto, tra le rinnovabili elettriche l'eolico è tra le fonti che presentano mediamente i maggiori risparmi di gas serra per unità energetica prodotta (**Figura 14.4.1.**).

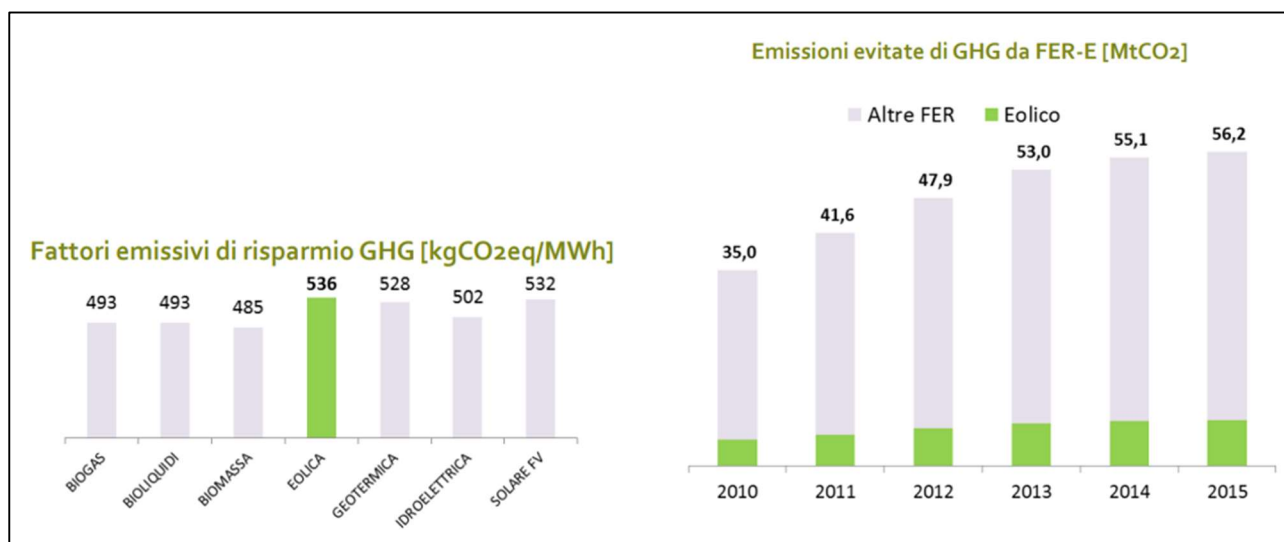


Figura 14.4.1. Emissioni di gas serra prodotte da diverse tecnologie FER – Fonte GSE

Si riportano di seguito anche alcuni dati di letteratura relativi al range di variabilità e alla media delle emissioni di gas serra durante l'intero ciclo di vita di alcune fonti energetiche, sia fossili che rinnovabili, dove è ancora più evidente il minimo impatto dato dagli impianti di energia eolica.

Fonti	Media (g CO2 eq./kWh)	Min (g CO2 eq./kWh)	Max (g CO2 eq./kWh)
Fotovoltaico	90	15	560
Eolico	25	7	130
Idroelettrico	41	1	200
Geotermico	170	150	1000
Carbone	1004	980	1200
Gas	543	510	760

Tabella 14.4.1. Potenziale di riscaldamento globale di alcune fonti energetiche

Come si può notare dai dati riportati, le emissioni delle fonti rinnovabili presentano un *range* di variabilità notevole per ogni tecnologia: fattori di variabilità sono infatti legati alle differenze ambientali, alla potenza e alla tecnologia dell'impianto.

In base ai dati del report 2019 dell'International Renewable Energy Agency (IRENA), l'energia del vento è la seconda tipologia di energia rinnovabile più prodotta al mondo (con 564 GW complessivi di capacità installata).

Le alternative progettuali alla realizzazione dell'impianto eolico, con lo scopo di produrre la stessa quantità di energia elettrica da fonte rinnovabile e quindi contribuire al processo di transizione ecologica per il raggiungimento degli obiettivi Nazionali del 2030 e 2050, potrebbero essere quelli di realizzare impianti per la produzione di energia elettrica da altre fonti rinnovabili quali quella solare o la biomassa. L'alternativa progettuale di realizzare un impianto fotovoltaico di pari potenza nominale nell'area individuata è stata scartata in quanto l'orografia del territorio è di tipo collinare e, quindi, non sarebbe la

scelta ottimale da punto di vista di fattibilità dell'opera con moltissimi aspetti negativi dal punto di vista ambientale e paesaggistico.

L'alternativa progettuale di realizzare un impianto a biomassa di pari potenza nominale non è percorribile per la mancanza di materia prima disponibile in loco.

Pertanto, sulla base delle tecnologie ad oggi disponibili, la scelta progettuale di realizzare un impianto eolico, con aerogeneratori da 6 MW e nell'area di progetto individuata, risulta quella ottimale rispetto ad altre possibili.

Nel Paragrafo 7.4.1, a titolo dimostrativo, si analizza più nel dettaglio l'alternativa progettuale di un impianto fotovoltaico di pari rendimento.

7.4.1. Alternativa progettuale: impianto fotovoltaico

L'alternativa progettuale presa in considerazione è quella di realizzare un impianto fotovoltaico che assicuri la medesima produzione annua di energia elettrica dell'impianto in progetto e che si trovi su un terreno agricolo ben esposto al sole e sufficientemente vicino allo stesso punto di connessione elettrica della RTN.

In linea generale, l'impianto fotovoltaico è caratterizzato da una produzione energetica dipendente dalla particolare stagione dell'anno e dalle ore del giorno, mentre per un impianto eolico tale dipendenza è meno significativa, anche alla luce dei dati anemometrici e meteorologici del sito consultati in fase di scelta progettuale.

In particolare, considerando che le ore equivalenti sono definite come le ore annue durante le quali, ipoteticamente, un impianto genera energia elettrica alla massima potenza e che risultano pari al rapporto tra l'energia elettrica totale prodotta in un anno e la potenza nominale, l'impianto eolico in progetto è caratterizzato da 2142 ore equivalenti, mentre per l'impianto fotovoltaico tali ore si riducono a 1400.

Conseguentemente, l'impianto in progetto assicura una produzione di energia elettrica totale annua ipotetica di $66 \text{ MW} \times 2142 \text{ h} = 141.372 \text{ MWh}$ al netto delle perdite.

Al fine di assicurare la medesima produzione e poter sostenere un confronto degli impianti, l'impianto fotovoltaico preso in considerazione quale prima alternativa progettuale è caratterizzato da una potenza nominale pari a $141.372 \text{ MWh} / 1400 \text{ h}$, ovvero circa 101 MW.

L'alternativa progettuale considerata, quindi, è quella di un impianto fotovoltaico di 101 MW, costituito da 21 campi fotovoltaici da 4,92 MW, ognuno contenente 7748 moduli FTV Candian Solar BiHiKu7 CS7N-635MB-AG da 635 W ciascuno.

Le cabine di campo hanno il compito di realizzare la trasformazione della tensione da 0,8 kV a 30 kV al fine di connettersi ad una stazione elettrica di trasformazione, prevista, quindi, anche per l'impianto

alternativo.

Data l'orografia dell'area di progetto che ha caratteristiche morfologiche collinari con pendenze che variano tra il 10% e il 20%, l'impianto fotovoltaico verrà realizzato con pannelli fissi orientati a sud ed inclinati di 35°.

Per definire l'area di terreno necessario a realizzare tale impianto bisogna tenere in conto della distanza che devono avere le file dei moduli fotovoltaici al fine di evitare ombreggiamenti e del terreno riservato alle operazioni di manutenzione e/o parti dello stesso non utilizzabili.

Alla luce di tali considerazioni, l'estensione del terreno utile per la produzione di 1 MW può essere ritenuta pari a circa 2 ettari, e pertanto l'area occupata per la realizzazione di un impianto fotovoltaico da 101 MW è pari a circa 202 ettari.

L'impianto eolico in progetto, invece, presenta un'occupazione del suolo di circa 27,6 ettari in fase di cantiere e 19,9 ettari in fase di esercizio (di maggiore durata rispetto alla fase precedente), di gran lunga inferiore ai 202 ettari da riservare all'impianto fotovoltaico; conseguentemente l'estensione del suolo utilizzato e sottratto all'agricoltura e alla flora è significativamente superiore rispetto al caso dell'impianto eolico in progetto.

In merito agli aspetti economici, tenendo in considerazione quanto riportato nel Quadro Economico ("ABEG003 Quadro economico"), l'impianto eolico in progetto ha un costo totale di circa 90 milioni di euro.

Considerando che il costo necessario alla costruzione di un impianto fotovoltaico ammonta a circa 1 milione per MW di potenza installata, l'impianto alternativo, ad oggi, presenta un ammontare di circa 101 milioni, di gran lunga superiore al valore previsto per la costruzione dell'impianto eolico in progetto. Alle considerazioni fatte finora si aggiunge la difficoltà nell'individuazione di un'area di grandi dimensioni (circa 202 ettari), sufficientemente vicina al punto di connessione, che sia priva dei vincoli ambientali e paesaggistici imposti dalle normative vigenti.

Sulla base di tali considerazioni, si ritiene che la scelta di realizzare un impianto eolico con aerogeneratori da 6 MW risulti più vantaggiosa.

15. SINTESI DEI RISULTATI

Il presente elenco sintetizza le valutazioni dell'impatto ambientale dovuto alla realizzazione dell'impianto eolico sia in fase di cantiere che in fase di esercizio per i quali gli interventi di mitigazione/compensazione e di monitoraggio sono riportati nei relativi elaborati di riferimento:

- popolazione e salute umana: impatto basso;
- biodiversità: impatto basso;

- flora: impatto basso;
- fauna: impatto basso;
- avifauna: impatto medio;
- suolo, uso del suolo e patrimonio agroalimentare: impatto basso;
- paesaggio, patrimonio culturale e beni materiali: impatto medio;
- archeologico: impatto medio-alto;
- acqua: impatto basso;
- aria e clima: impatto basso;
- rumore: impatto basso.

16. CONCLUSIONI

Il progetto si inserisce in un contesto politico globale che mira alla transizione ecologica a livello nazionale ed europeo e a rendere il nostro Paese maggiormente indipendente da fonti energetiche straniere. L'impianto eolico Abruzzo, grazie all'installazione di aerogeneratori di ultima generazione, rende possibile la produzione di circa 141 GWh annui utili a soddisfare il fabbisogno energetico di circa 78.000 nuclei famigliari e ridurre l'emissione in atmosfera di CO₂ per circa 70.120 t/anno.

Inoltre, il progetto si inserisce in un contesto naturale, ove sono già presenti 5 aerogeneratori in esercizio e 2 autorizzati, che si presta alla produzione di energia eolica non essendo le aree interessate soggette a vincoli diretti di natura paesaggistica ed ambientale.

Sulla base dello studio condotto si può, quindi, sintetizzare che:

- la popolazione e la salute umana non subiscono un impatto negativo dovuto alla realizzazione dell'impianto eolico per il rispetto di tutte le norme vigenti, bensì riceveranno un impatto positivo a livello occupazione, in fase di costruzione e di esercizio, e di miglioramento della qualità dell'aria grazie all'abbattimento della quantità di CO₂ immessa nell'atmosfera da parte di altre tipologie di impianti di produzione energia elettrica da fonti fossili;
- la Biodiversità, l'aria e l'acqua non subiscono sostanziali impatti negativi in quanto il progetto non viene realizzato in zone protette e di conservazione di particolari specie animali o vegetali, grazie al basso indice di occupazione del suolo in fase di esercizio e per il piano di monitoraggio e mitigazione previsto per la protezione dell'avifauna;
- il paesaggio subisce una modifica legata alle dimensioni degli aerogeneratori, ma si ritiene che tale impatto sia compatibile con l'area interessata non interessando direttamente aree vincolate e grazie agli accorgimenti di mitigazione dell'impatto in fase di progettazione e la scelta di un'area che si presta, per sue caratteristiche paesaggistiche, alla produzione di energia eoliche

per l'ottenimento dei benefici di cui sopra e per contribuire alla transizione ecologica necessaria alla sostenibilità dell'ambiente e a rendere maggiormente indipendente la nostra Nazione dal punto di vista energetico, alla luce dell'attuale contesto politico mondiale.