

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



PROGETTO DEFINITIVO PARCO EOLICO VAL D'AGRI

Titolo elaborato:

RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA DEL PROGETTO

LT	GD	GD	EMISSIONE	07/12/22	0	0
REDATTO	CONTR.	APPROV.	DESCRIZIONE REVISIONE DOCUMENTO	DATA	REV	

PROPONENTE



BASILICATA PRIME S.R.L.

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

CONSULENZA



GE.CO.D'OR S.R.L.

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

PROGETTISTA

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

Codice
VAEG002

Formato
A4

Scala
/

Foglio
1 di 76

INDICE

1. INTRODUZIONE	4
2. DESCRIZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO	4
2.1. Caratteristiche tecniche dell'aerogeneratore	9
2.2. Viabilità e piazzole	11
2.3. Descrizione opere elettriche	13
2.3.1. Aerogeneratori	13
2.3.2. Sottostazione Elettrica di trasformazione Utente (SEU)	14
2.3.3. Linee elettriche di collegamento MT	17
2.3.4. Stazione di condivisione	20
2.3.5. Linea AT di collegamento alla RTN	21
2.3.6. Stallo arrivo produttore	22
3. DESCRIZIONE COSTRUZIONE, ESERCIZIO E DISMISSIONE IMPIANTO	25
3.1. Costruzione	25
3.1.1. Opere civili	26
3.1.2. Opere elettriche e di telecomunicazione	26
3.1.3. Installazione aerogeneratori	27
3.2. Esercizio e manutenzione	27
3.3. Dismissione dell'impianto	27
4. FINALITÀ DEL PROGETTO	28
4.1. Diminuzione delle emissioni in atmosfera di anidride carbonica	28
5. PROPOSTA PIANO DI COMPENSAZIONE AMBIENTALE	29
6. INSERIMENTO SUL TERRITORIO	30
6.1. Criteri di progettazione strutture e impianti	31
7. SICUREZZA DELL'IMPIANTO	32
7.1. Effetti di shadow-flickering	33
7.2. Impatto acustico	33
7.3. Impatto elettromagnetico	34
7.4. Rottura accidentale di organi rotanti	34
8. INQUADRAMENTO DELL'AREA DI PROGETTO	35
8.1. Caratteristiche di ventosità dell'area d'impianto	35
8.2. Caratteristiche geologiche dell'area d'intervento	36

8.3.	Classificazione sismica	38
8.4.	Infrastrutture viarie presenti	39
8.5.	Opere presenti interferenti	39
9.	VINCOLISTICA DI NATURA PAESAGGISTICA	39
10.	VINCOLISTICA DI NATURA AMBIENTALE	53
11.	RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE	59
12.	INQUADRAMENTO NORMATIVO ED AUTORIZZATIVO	63
13.	NORMATIVA DI RIFERIMENTO	63
14.	PROCEDIMENTO AUTORIZZATIVO	68
15.	REPORT FOTOGRAFICO STATO DEI LUOGHI	71

1. INTRODUZIONE

La “**Basilicata Prime S.r.l.**” è una società costituita per realizzare un impianto eolico da 68,2 MW, denominato “**Parco Eolico Val d'Agri**”, nel territorio del Comune di Montemurro (PZ), Armento (PZ) e Gallicchio (PZ) nella Regione Basilicata con Stazione Elettrica di trasformazione Utente 150/33 kV (SEU) nel Comune di Armento, stazione in condivisione con altri produttori nel Comune di Aliano e punto di connessione a 150 kV in corrispondenza della Stazione Elettrica di trasformazione RTN Terna 380/150 kV (SE) anch'essa localizzata nel Comune di Aliano.

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 Basilicata 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).

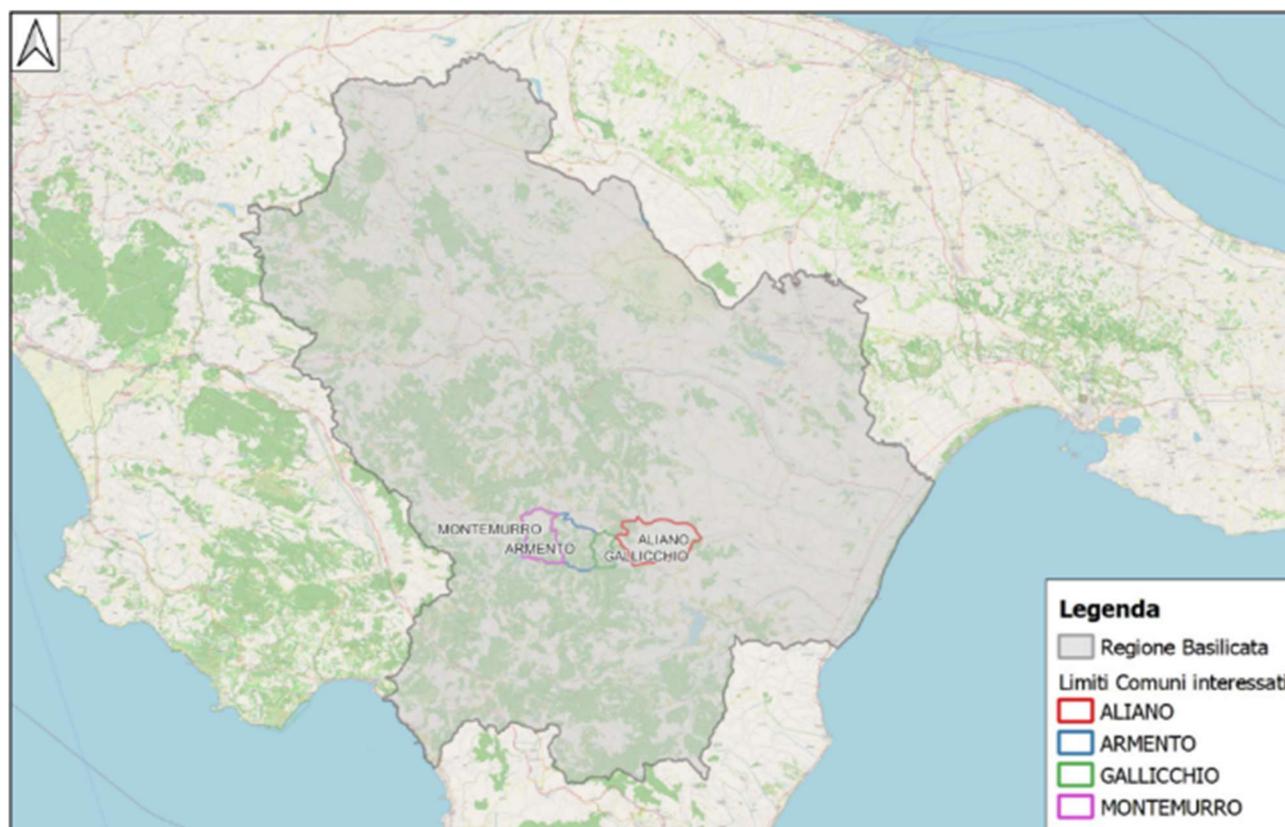


Figura 1.1: Localizzazione Parco Eolico Val d'Agri

2. DESCRIZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO

L'impianto eolico presenta una potenza nominale totale in immissione pari a 68,2 MW ed è costituito da 11 aerogeneratori di potenza nominale pari a 6,2 MWp con altezza torre pari a 115 m e rotore pari a 170 m.

L'impianto interessa prevalentemente il Comune di Montemurro (PZ), ove ricadano 4 aerogeneratori, il Comune di Armento (PZ), ove ricadono 6 aerogeneratori e la SEU 150/33 kV, il Comune di Gallicchio (PZ), ove ricade 1 aerogeneratore, e il Comune di Aliano (MT), dove ricadono la stazione condivisa con altri produttori, collegata alla SEU 150/33 kV mediante cavo a 150 kV, e la SE RTN Terna 380/150 kV, collegata alla stazione in condivisione mediante un ulteriore cavo a 150 kV e all'interno della quale verrà realizzato il nuovo stallo AT 150 kV per connettere l'impianto eolico alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) (**Figura 2.1**).

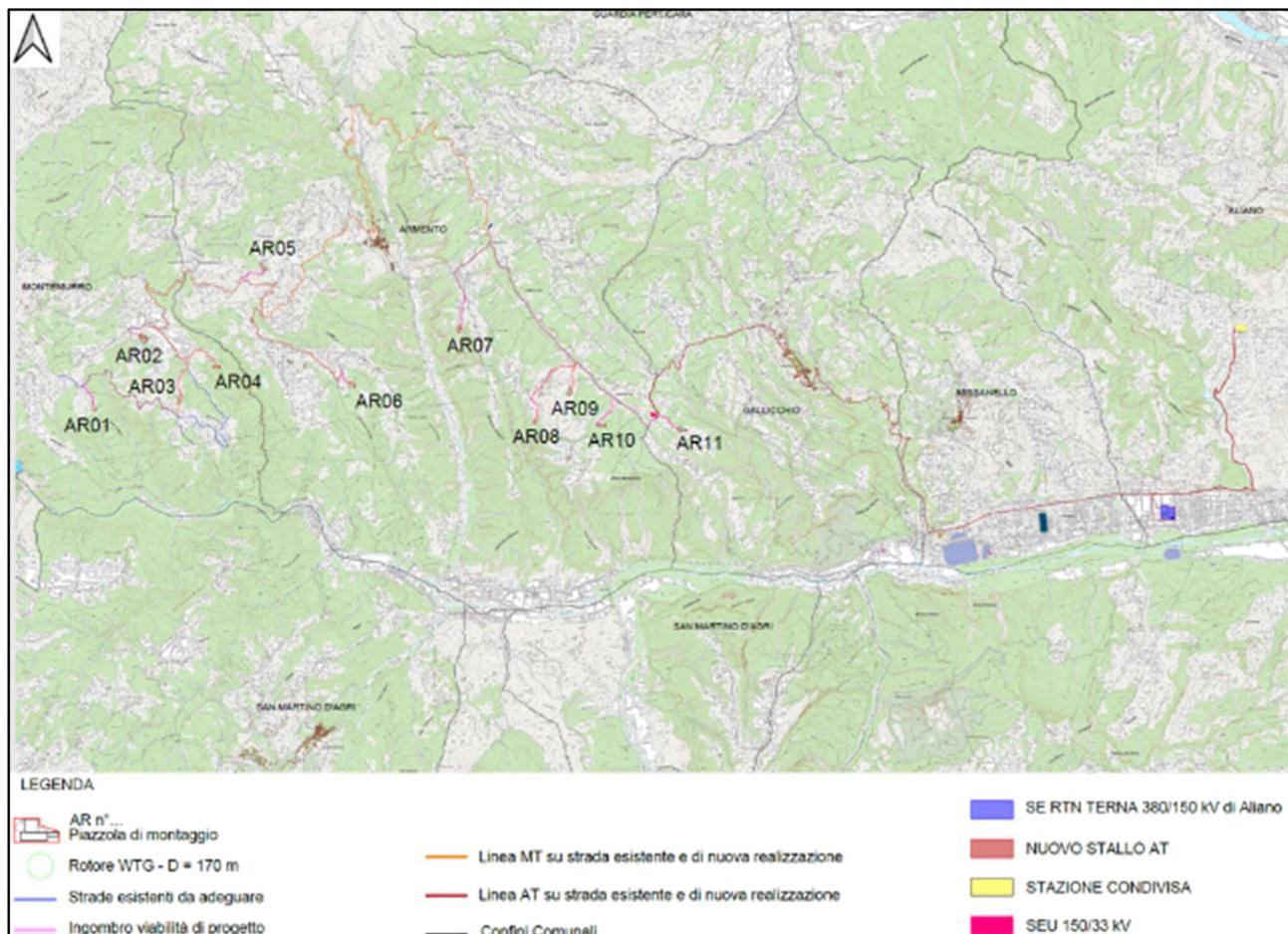


Figura 2.1: Inquadramento territoriale dell'impianto eolico Val d'Agri con i limiti amministrativi dei comuni interessati

La soluzione di connessione (soluzione tecnica minima generale STMG - codice pratica del preventivo di connessione C.P. 202101538), prevede che l'impianto eolico venga collegato in antenna a 150 kV su un nuovo stallo della Stazione Elettrica di trasformazione della RTN (SE) a 380/150 kV denominata "Aliano" (**Figura 2.2**).

Il Gestore ha inoltre prescritto che lo stallo che sarà occupato dall'impianto dovrà essere condiviso con altri produttori e, a tal fine, verrà realizzata una stazione elettrica condivisa con altri produttori che si collegherà alla SE RTN mediante la posa in opera, su strade esistenti o da realizzarsi per lo scopo, di una linea Alta Tensione a 150 kV interrata di lunghezza complessiva di circa 6 km.

Il progetto prevede che la SEU 150/33 kV venga collegata alla stazione condivisa con altri produttori mediante la posa in opera, su strade esistenti o da realizzarsi per lo scopo, di una linea Alta Tensione a 150 kV interrata di lunghezza complessiva di circa 18,5 km.

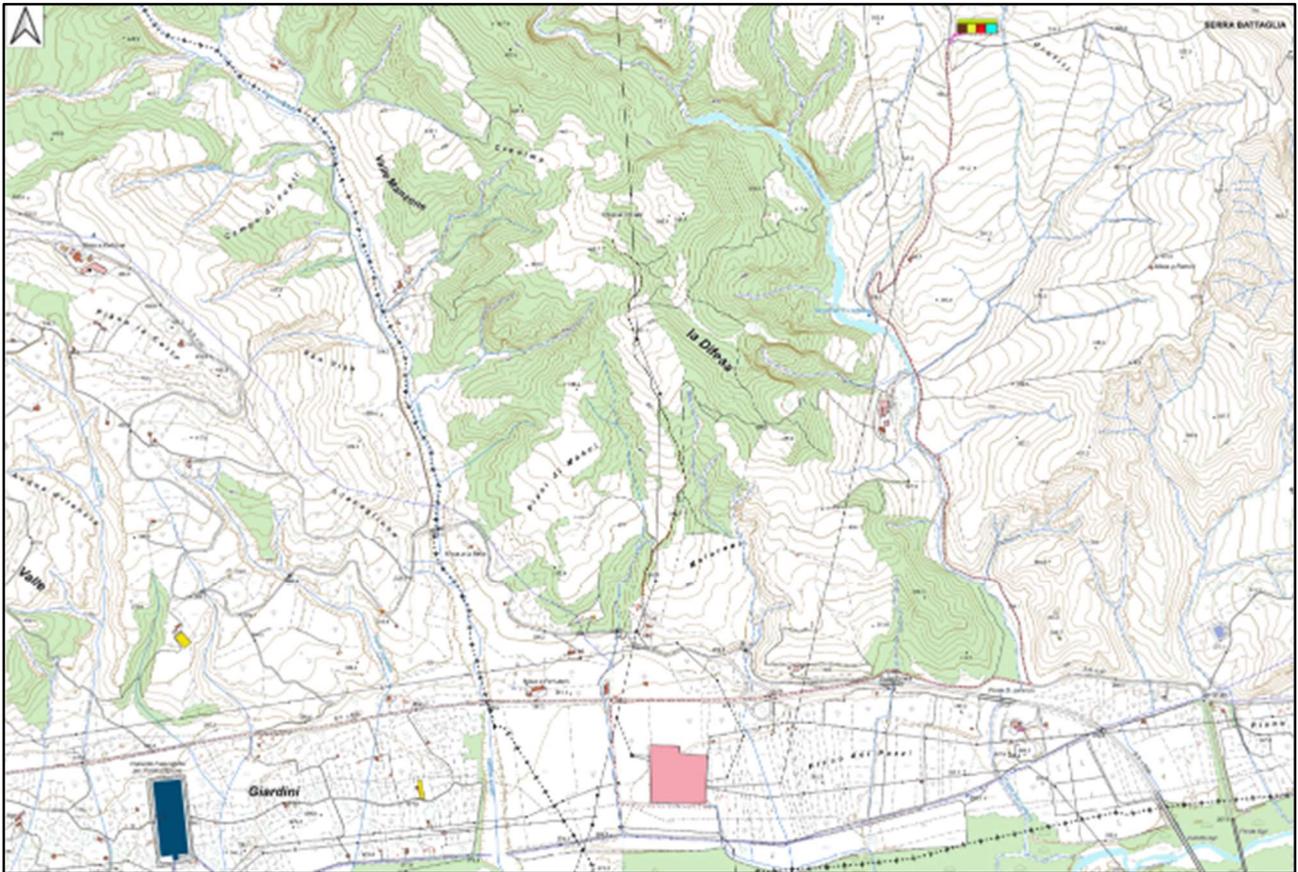


Figura 2.2: Soluzione di connessione alla RTN in corrispondenza della SE RTN Terna 380/150 kV Aliano

Le turbine eoliche verranno collegate attraverso un sistema di linee elettriche interrate a 33 kV allocate prevalentemente in corrispondenza del sistema di viabilità interna che servirà per la costruzione e la gestione futura dell'impianto. Tale sistema verrà realizzato prevalentemente adeguando il sistema viario esistente e realizzando nuovi tratti di raccordo per consentire il transito dei mezzi eccezionali.

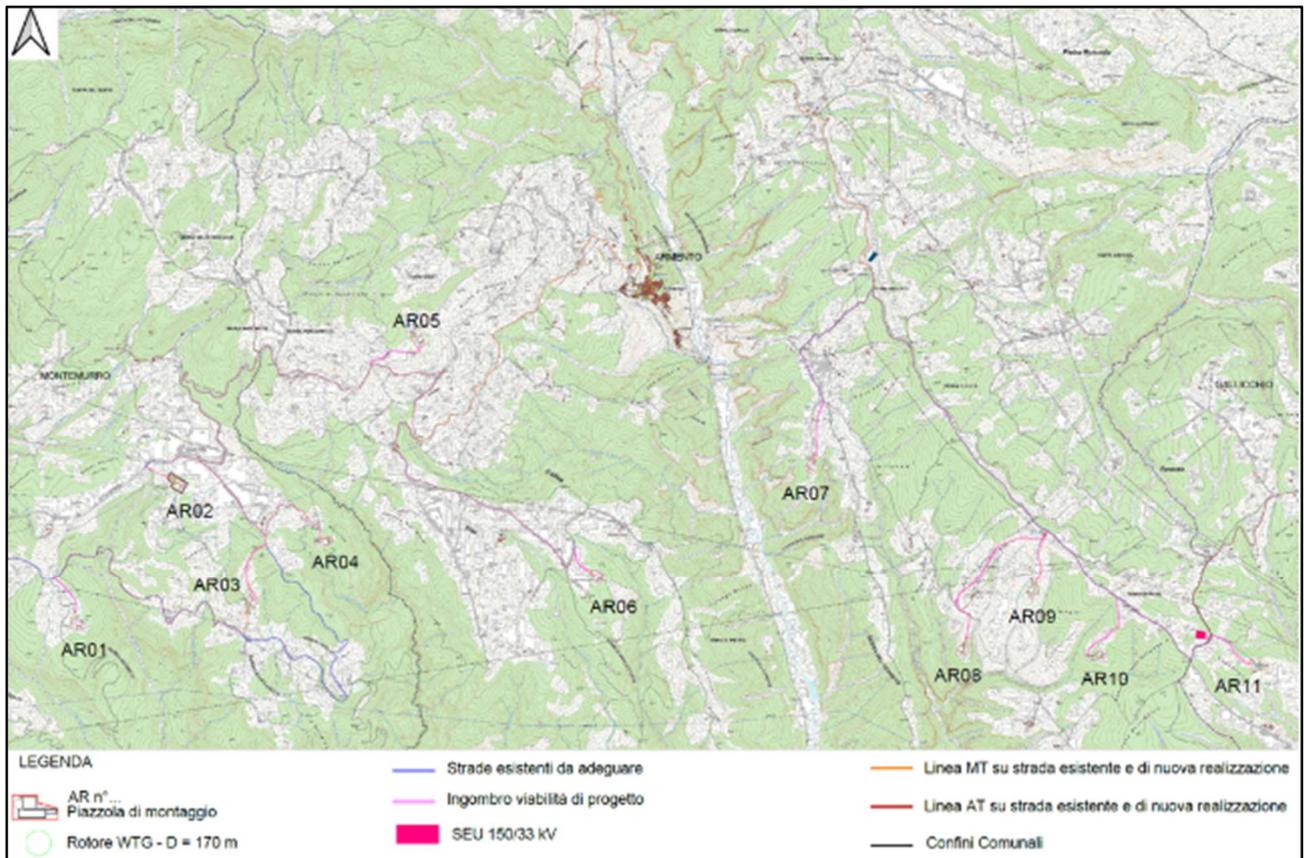


Figura 2.3: Layout d'impianto con viabilità di progetto e linee elettriche MT su CTR

L'impianto eolico può essere inteso come suddiviso in due zone distanti 1,7 km (**Figura 2.4**), la Zona 1 (rettangolo giallo), costituita dagli aerogeneratori AR01, AR02, AR03, AR04, AR05 e AR06 e che si colloca ad Ovest del centro abitato di Armento, e la Zona 2 (rettangolo azzurro), costituita dagli aerogeneratori AR07, AR08, AR09, AR10 e AR11 e che si colloca ad Est rispetto al centro abitato di Armento.

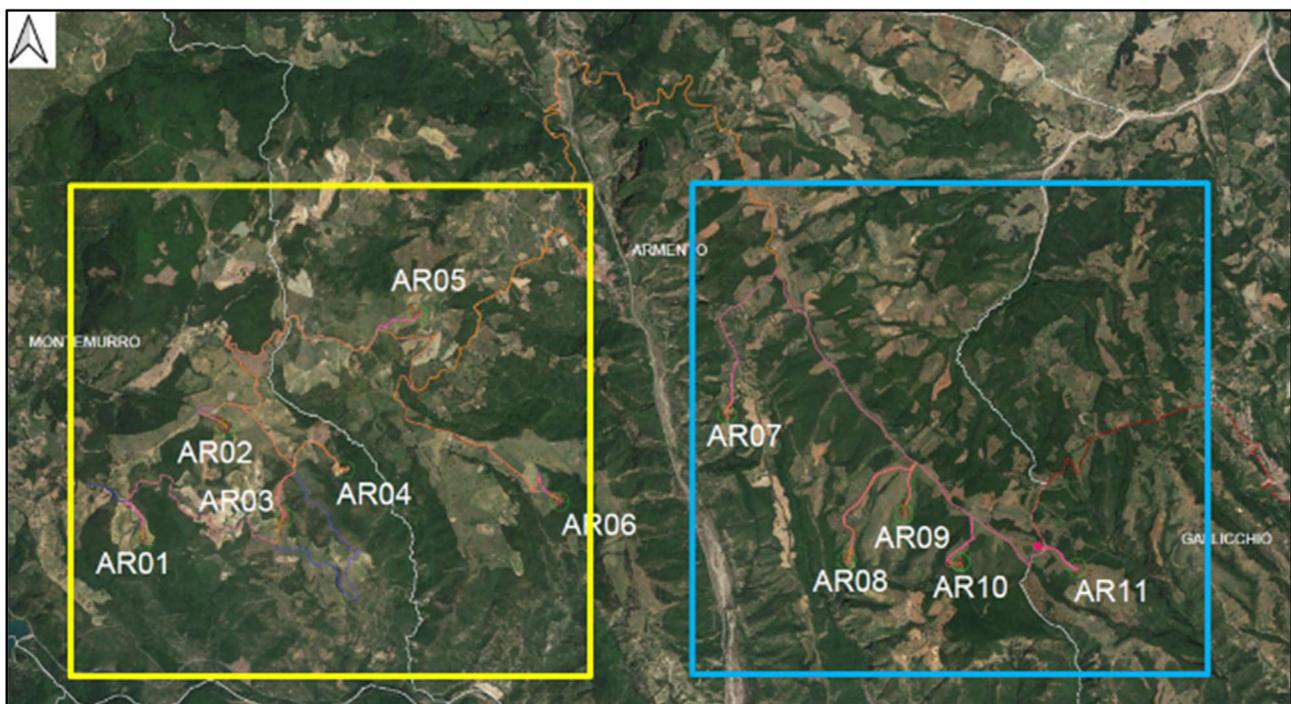


Figura 2.4: Suddivisione in zone dell'Parco Eolico Val d'Agri

L'area di progetto (**Figura 2.5**) si raggiunge partendo dal Porto di Taranto ed è servita dalla Strada Provinciale Saurina, dalla Strada Statale SS92 (Laurenzana) e da un sistema di viabilità esistente, opportunamente adeguato e migliorato per il transito dei mezzi eccezionali da utilizzare per consegnare in sito i componenti degli aerogeneratori e da cui si dirameranno nuovi tratti di viabilità necessari per la costruzione e la manutenzione dell'impianto eolico.

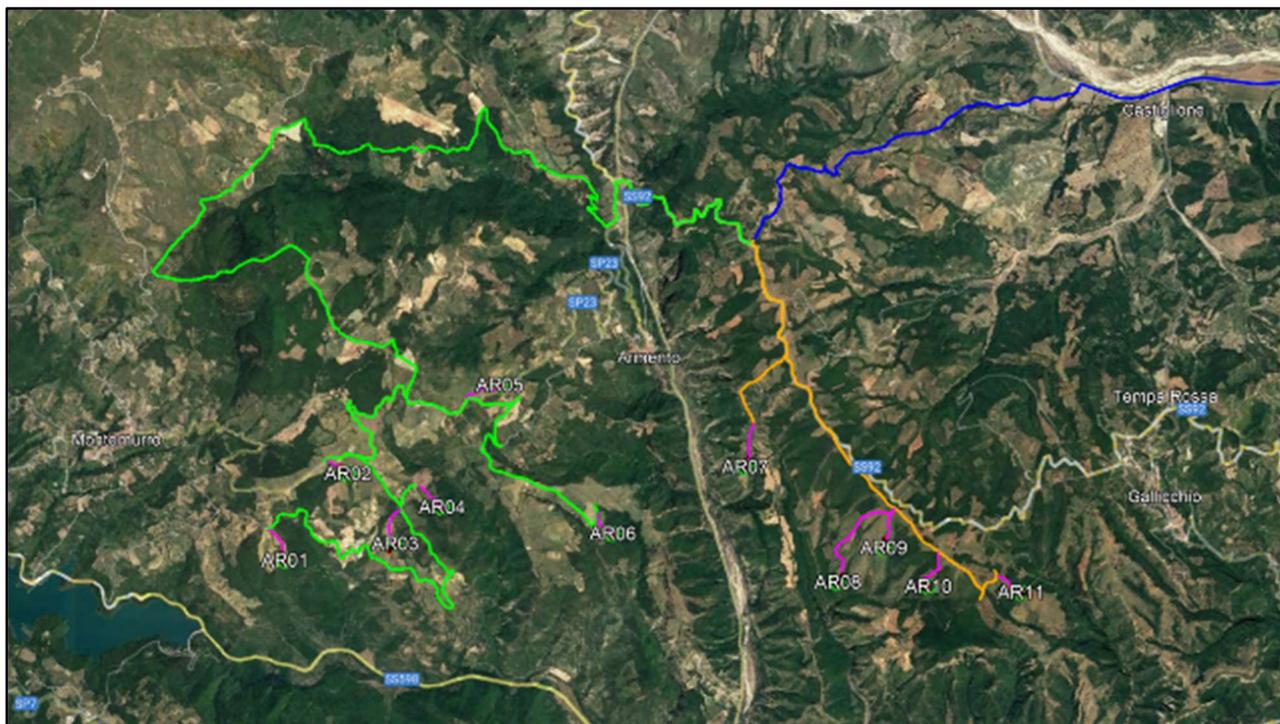


Figura 2.5: Layout di impianto con viabilità di accesso su immagine satellitare

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

ID	Comune	Foglio	Particella	Latitudine [°]	Longitudine [°]	D rotore [m]	H tot [m]	H hub [m]
AR01	Montemurro	56	81	40.284384	16.015401	170	200	115
AR02	Montemurro	47	2	40.293744	16.024487	170	200	115
AR03	Montemurro	48	38	40.286214	16.030729	170	200	115
AR04	Montemurro	47	73	40.290155	16.037346	170	200	115
AR05	Armento	30	95	40.303170	16.045512	170	200	115
AR06	Armento	57	10	40.287263	16.060763	170	200	115
AR07	Armento	49	90	40.294414	16.079120	170	200	115
AR08	Armento	61	90	40.282025	16.092013	170	200	115
AR09	Armento	63	2	40.285832	16.098284	170	200	115
AR10	Armento	63	137	40.281757	16.104428	170	200	115
AR11	Gallicchio	27	113	40.281172	16.117212	170	200	115

Tabella 2.1: Localizzazione planimetrica degli aerogeneratori di progetto

2.1. Caratteristiche tecniche dell'aerogeneratore

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

Per il presente progetto una delle possibili macchine che potrebbe essere installata è il modello Siemens Gamesa SG 170, di potenza nominale pari a 6,2 MWp, altezza torre all'hub pari a 115 m e diametro del rotore pari a 170 m (**Figura 2.1.1** e **Figura 2.1.2**).

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 di diametro pari a 170 m, posto sopravvento al sostegno, con mozzo rigido in acciaio. Altre caratteristiche principali sono riassunte nella **Tabella 2.1.1**.

Le caratteristiche dell'aerogeneratore descritto sono quelle ritenute idonee in base a quanto disponibile oggi sul mercato, in futuro potrà essere possibile cambiare il modello dell'aerogeneratore senza modificare in maniera sostanziale l'impatto ambientale e i limiti di sicurezza previsti.

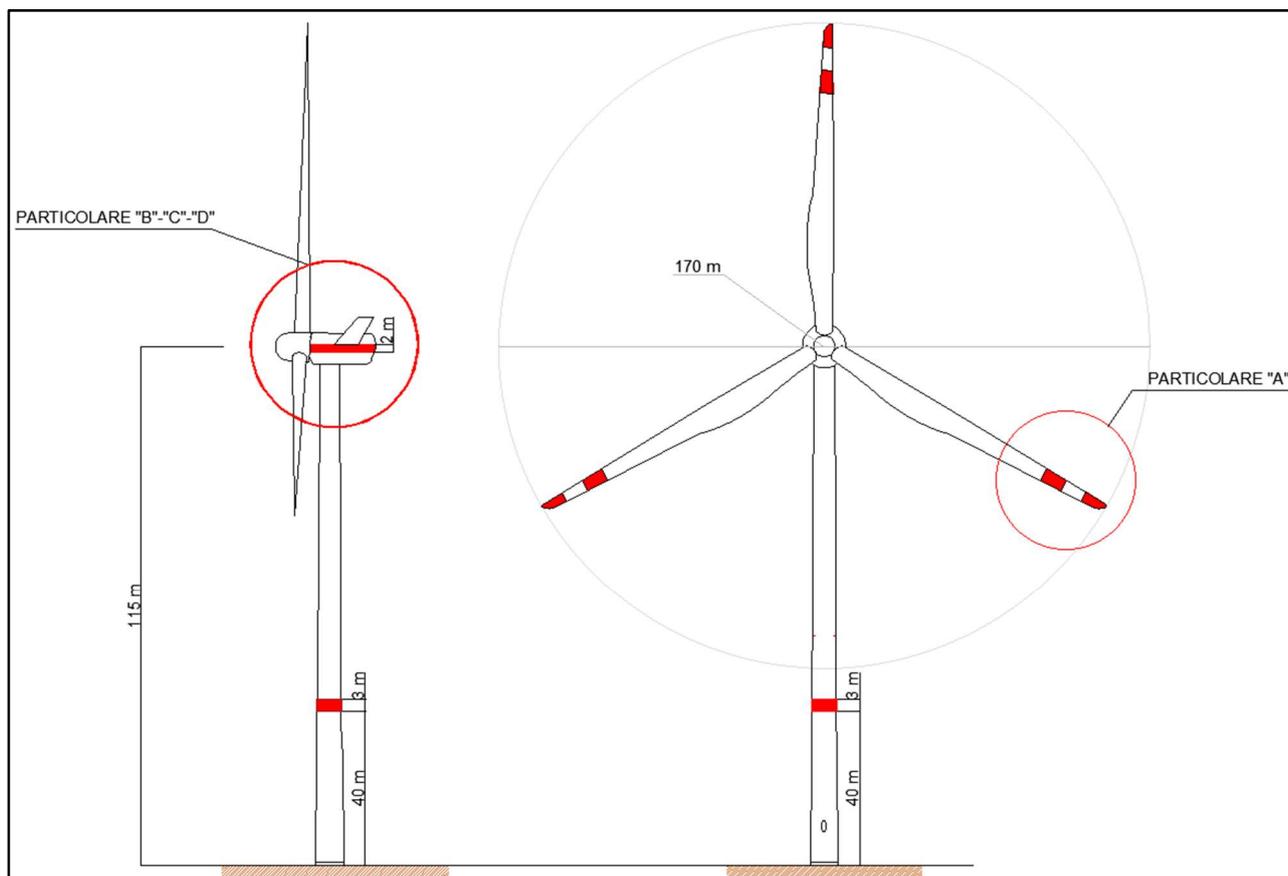


Figura 2.1.1: Profilo aerogeneratore SG170 – 6,2 MWp – HH= 115 m – D=170 m

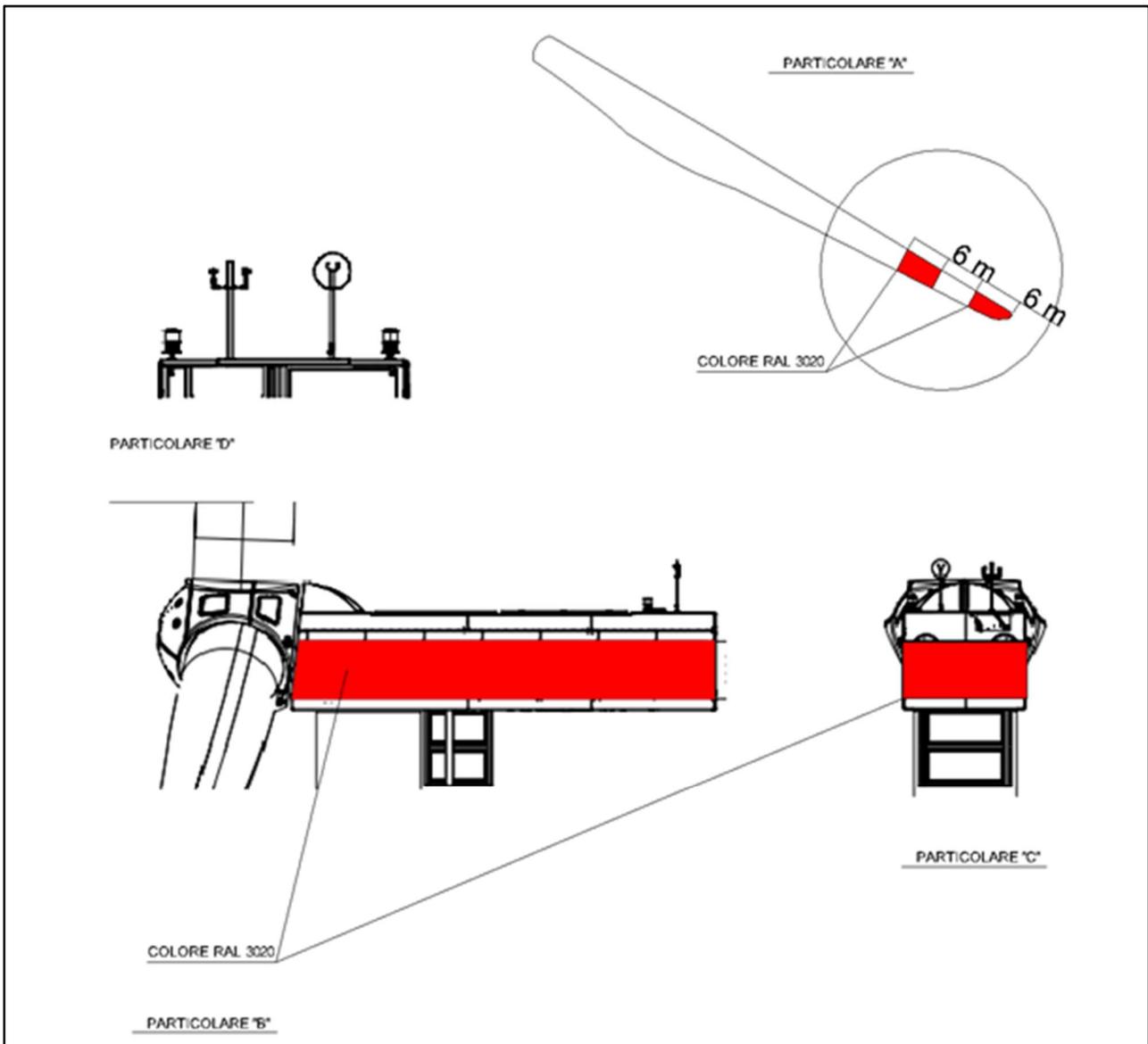


Figura 2.1.2: Particolari aerogeneratore SG170 – 6,2 MWp di cui alla Figura 2.1.1

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

Tabella 2.1.1: Specifiche tecniche aerogeneratore

2.2. Viabilità e piazzole

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

In merito alla viabilità, come detto sopra, si è cercato di utilizzare il sistema viario esistente adeguandolo al passaggio dei mezzi eccezionali. Tale indirizzo progettuale ha consentito di minimizzare l'impatto sul territorio e di ripristinare tratti di viabilità comunale 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 applicabile, sono stati progettati tratti di nuova viabilità seguendo il profilo naturale del terreno senza interferire con il reticolo idrografico presente in sito.

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

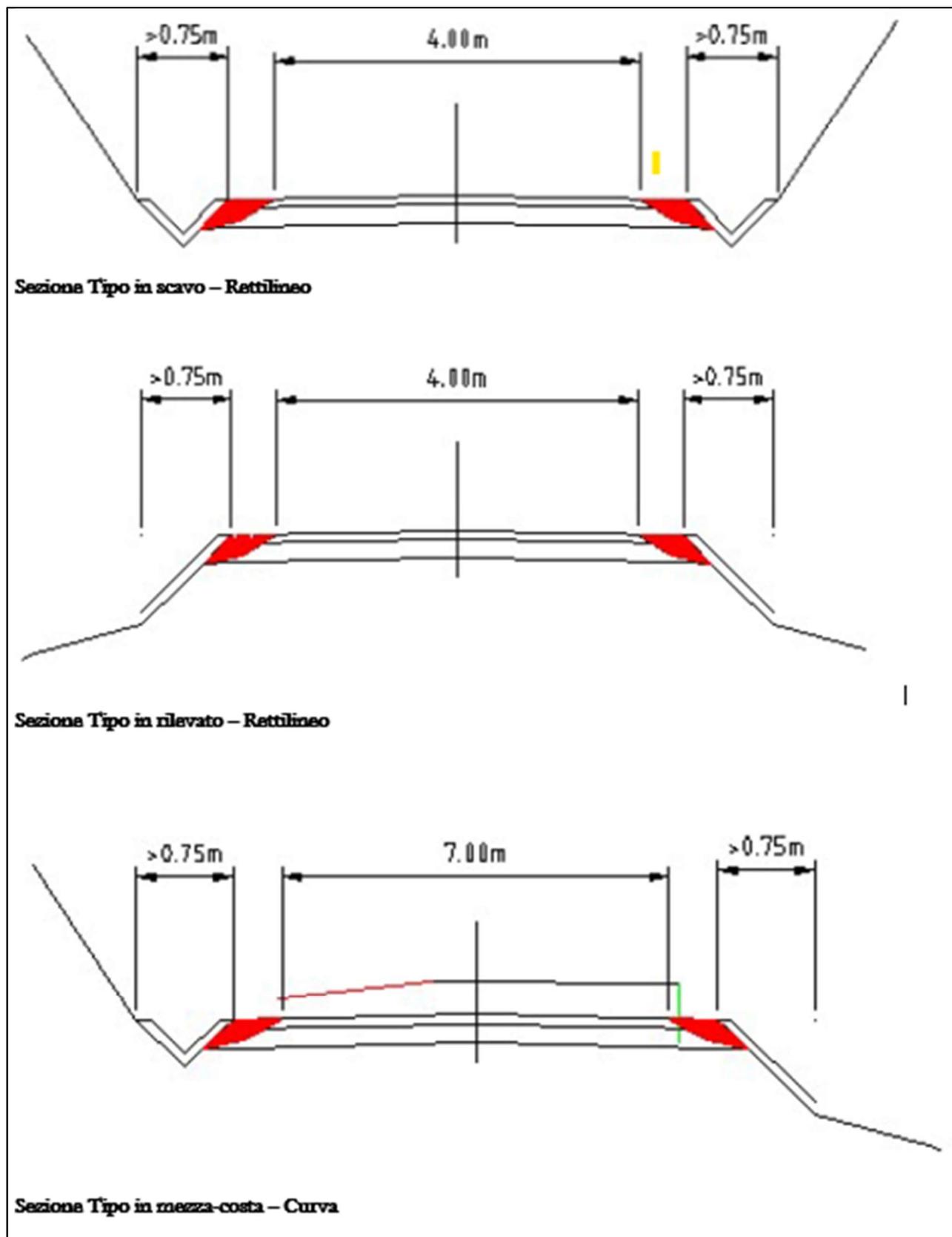


Figura 2.2.1: Sezioni tipo viabilità parco eolico

La progettazione delle piazzole da realizzare per l'installazione di ogni aerogeneratore prevede due configurazioni, la prima necessaria all'installazione dell'aerogeneratore e la seconda, a seguito di opere di ripristino parziale, per la fase di esercizio e manutenzione dell'impianto (**Figura 2.2.2**).

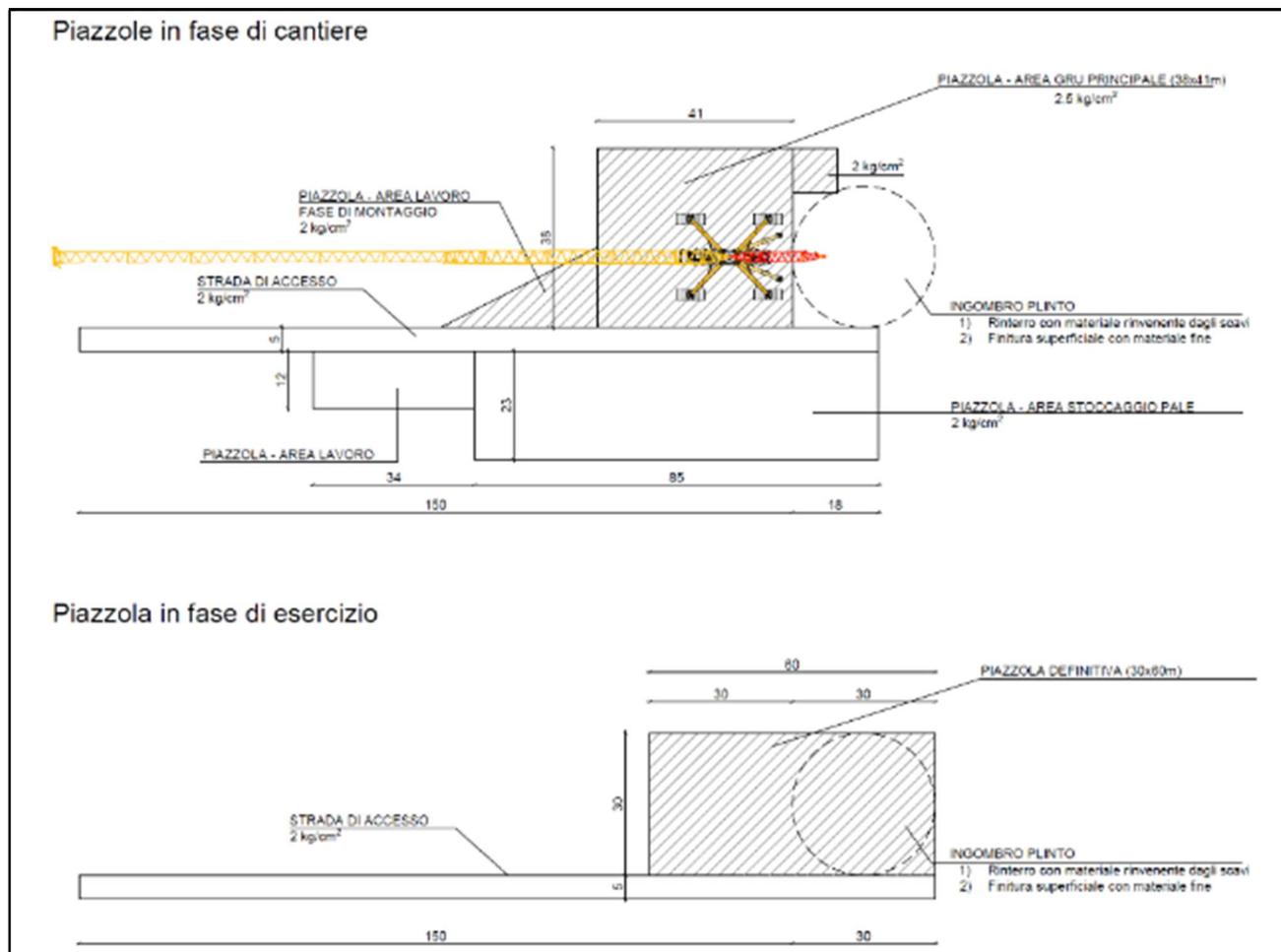


Figura 2.2.2: Planimetria piazzola tipo per la fase di installazione e fase di esercizio e manutenzione

2.3. Descrizione opere elettriche

2.3.1. Aerogeneratori

L'impianto eolico è composto da aerogeneratori dotati di generatori asincroni trifase, opportunamente disposti e collegati in relazione alla disposizione dell'impianto, e strutturalmente ed elettricamente indipendenti dagli altri anche dal punto di vista delle funzioni di controllo e protezione.

Gli aerogeneratori sono collegati fra loro e a loro volta si connettono alla sottostazione tramite un cavidotto interrato. Nella stessa sottostazione sarà ubicato il sistema di monitoraggio, comando, misura e supervisione (SCADA) dell'impianto eolico che consente di valutare in remoto il funzionamento complessivo e le prestazioni dell'impianto ai fini della sua gestione.

All'interno della torre saranno installati:

- l'arrivo cavo BT (690 V) dal generatore eolico al trasformatore;
- il trasformatore MT-BT (0,69/33 kV);

- il sistema di rifasamento del trasformatore;
- la cella a 33 kV di arrivo linea e di protezione del trasformatore;
- il quadro di BT (690 V) di alimentazione dei servizi ausiliari;
- quadro di controllo locale.

2.3.2. Sottostazione Elettrica di trasformazione Utente (SEU)

Il progetto prevede un collegamento tra la Stazione Elettrica di trasformazione Utente 150/33 kV, nel Comune di Armento, nelle vicinanze dell'aerogeneratore AR11, e la stazione condivisa con altri produttori, nel Comune di Aliano, attraverso un cavo AT a 150 kV interrato.

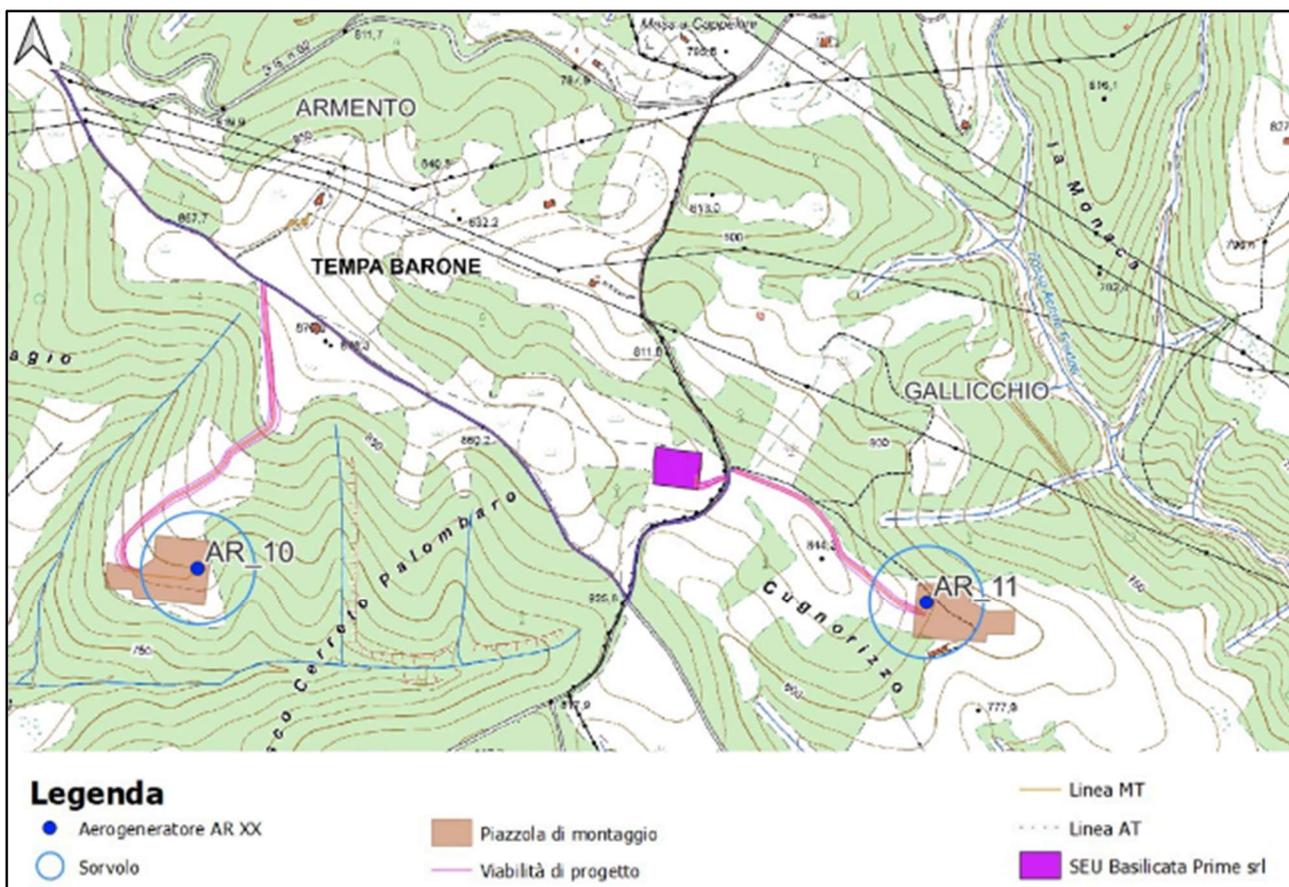


Figura 2.3.2.1: Localizzazione della SEU 150/33 kV

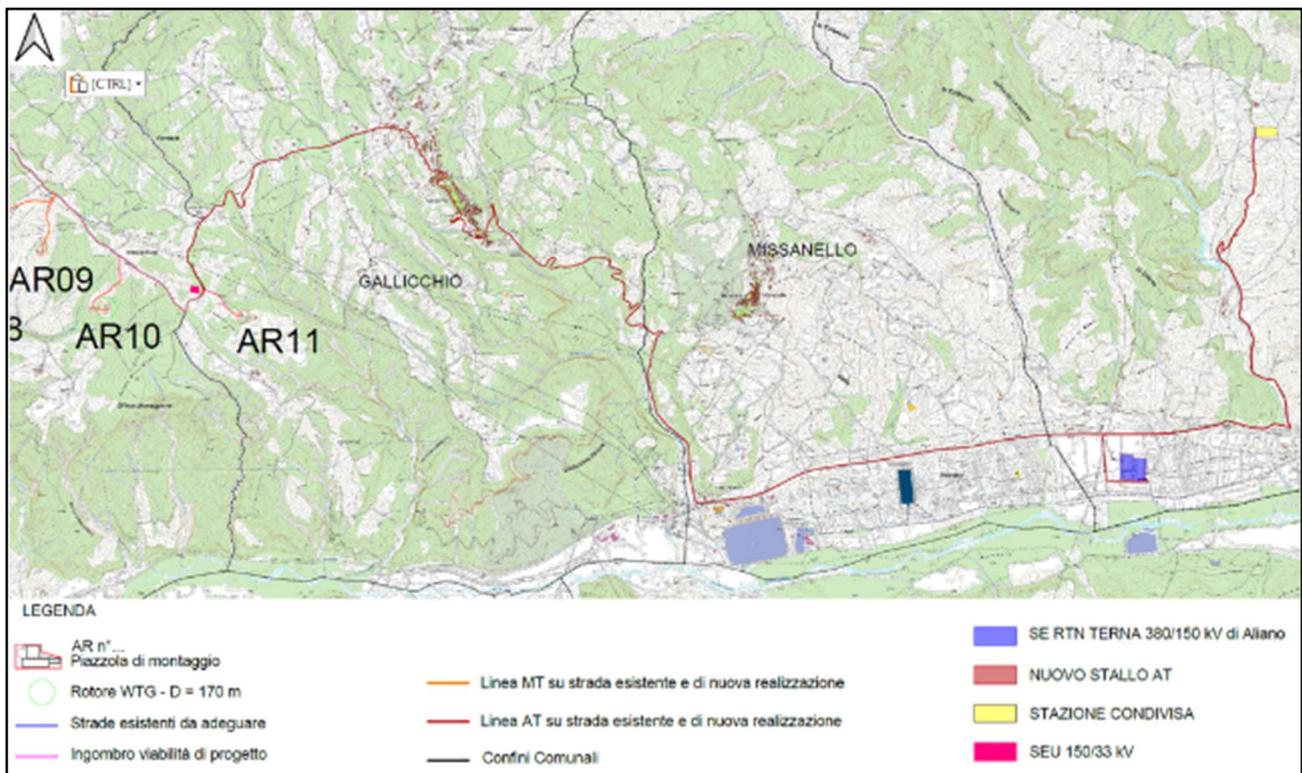


Figura 2.3.2.2: Localizzazione della SEU 150/33 kV, della stazione condivisa e della SE RTN 380/150 kV di Aliano

Di seguito uno stralcio della planimetria elettromeccanica della Stazione Elettrica di trasformazione Utente 150/33 kV (**Figura 2.3.2.3**).

Presso la SEU verrà realizzato un nuovo impianto AT di utente così composto:

- 1 trasformatore da 150/33 kV di potenza 90 MVA ONAN/ONAF;
- interruttori tripolari;
- 1 sistema di distribuzione in sbarre;
- trasformatore di tensione;
- trasformatore di corrente;
- scaricatori;
- sezionatori tripolari;
- planimetria apparecchiature elettromeccaniche.

Le caratteristiche delle apparecchiature elencate sono riportate in dettaglio nell'elaborato di progetto "VAOE083 Sottostazione elettrica utente - schema unifilare".

La sezione MT e BT è costituita da:

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

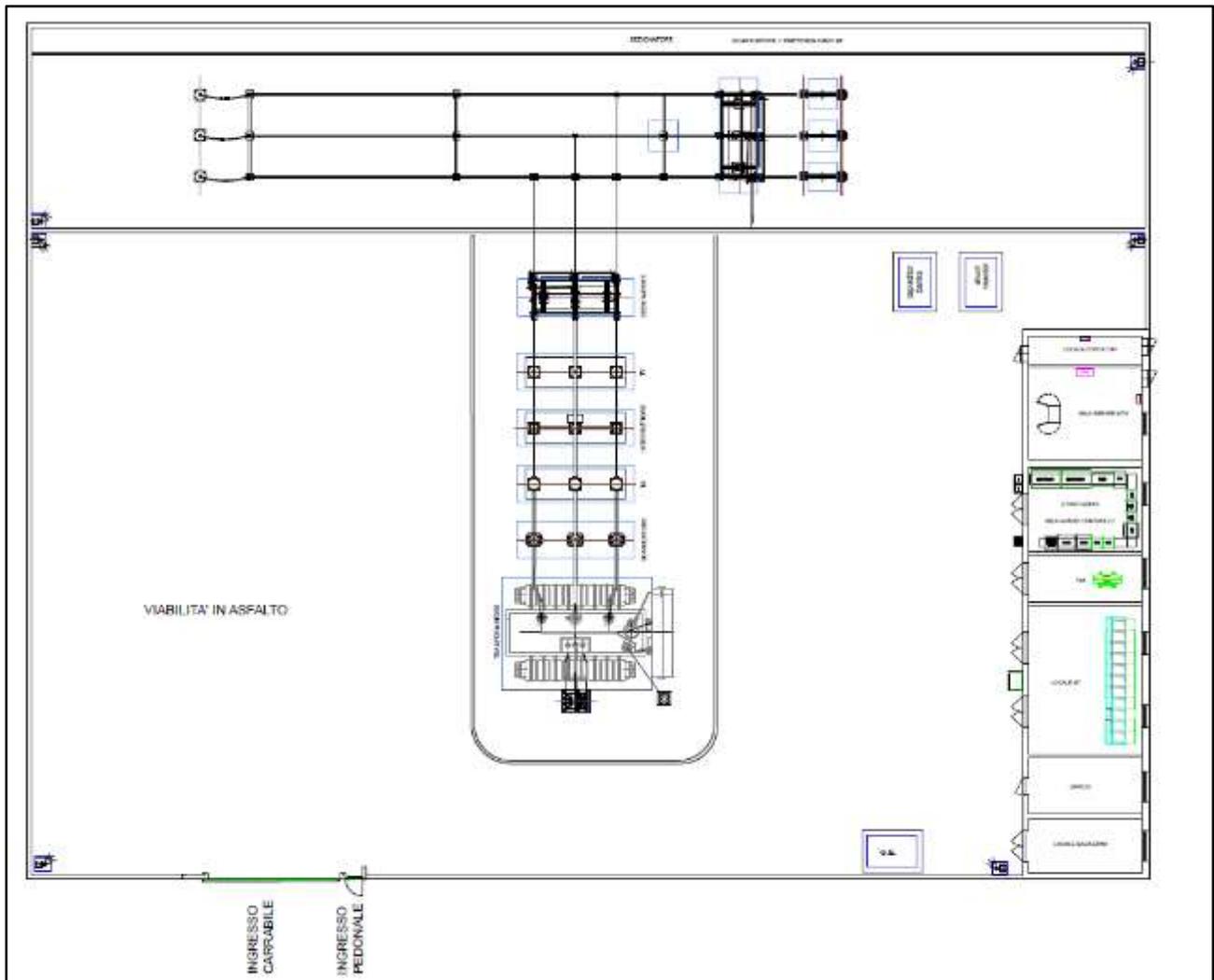


Figura 2.3.2.3: Planimetria elettromeccanica della Stazione Elettrica Utente 150/33 kV

Presso la Sottostazione Elettrica Utente è prevista la realizzazione di un edificio, di dimensioni in pianta di 29,5 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.

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.



Figura 2.3.2.4: Pianta edificio di controllo SEU 150/33 kV

2.3.3. Linee elettriche di collegamento MT

L'impianto "Parco Eolico Val d'Agri" è caratterizzato da una potenza complessiva di 68,2 MWp, ottenuta da 11 aerogeneratori di potenza di 6,2 MWp 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 e 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 [MWp]
CIRCUITO A	AR01 – AR03	12,4
CIRCUITO B	AR04 – AR02	12,4
CIRCUITO C	AR06 – AR05	12,4
CIRCUITO D	AR07 – AR08	12,4
CIRCUITO E	AR09 – AR10 – AR11	18,6

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 indicato il cavo di ogni tratto di linea adoperato e nel quale gli aerogeneratori di ogni linea sono collegati tra loro secondo lo schema in entra – esci 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 e ognuno dei 5 circuiti è collegato alla Stazione Elettrica Utente 150/33 kV.

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

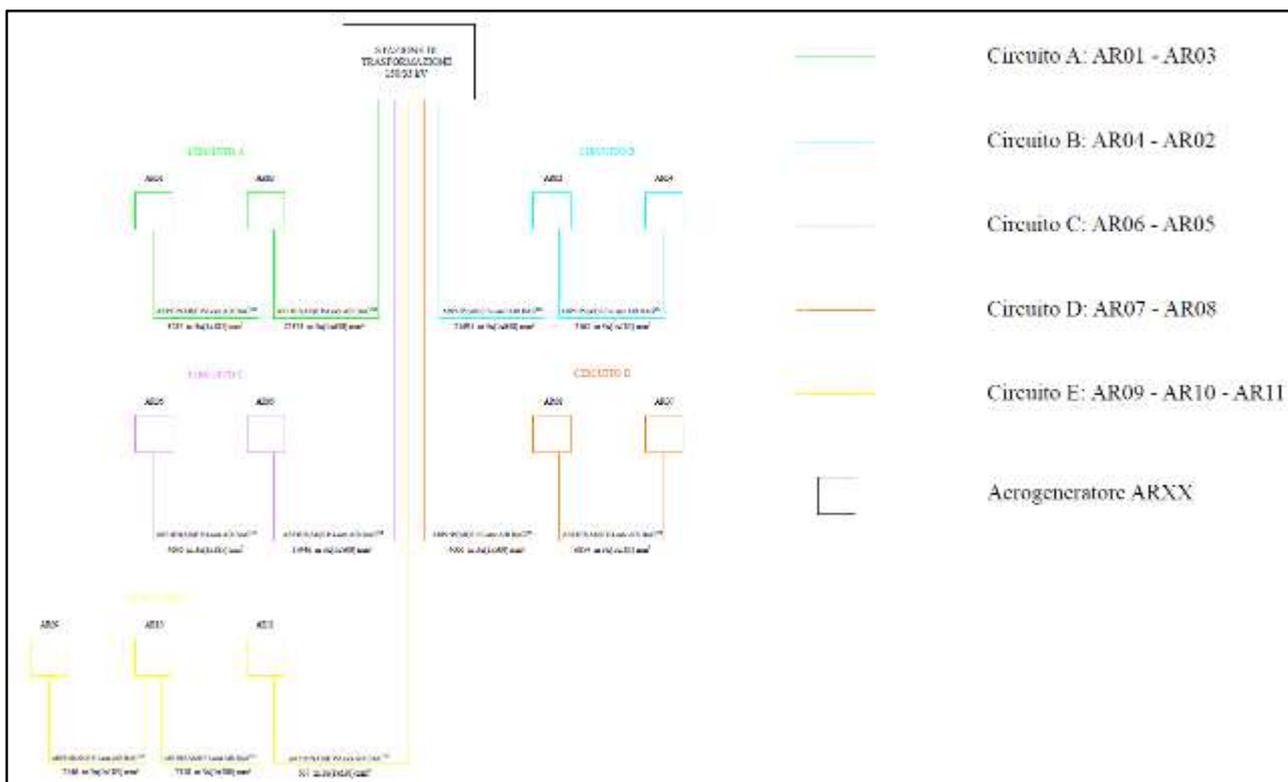


Figura 2.3.3.1: Schema a blocchi del Parco Eolico Val d'Agri

Il cavo impiegato 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.

La figura seguente, nella quale le misure sono espresse in mm, mostra la modalità di posa; maggiori dettagli sono apprezzabili nell'elaborato "VAOE073 Distribuzione MT - sezioni tipiche delle trincee cavidotto".

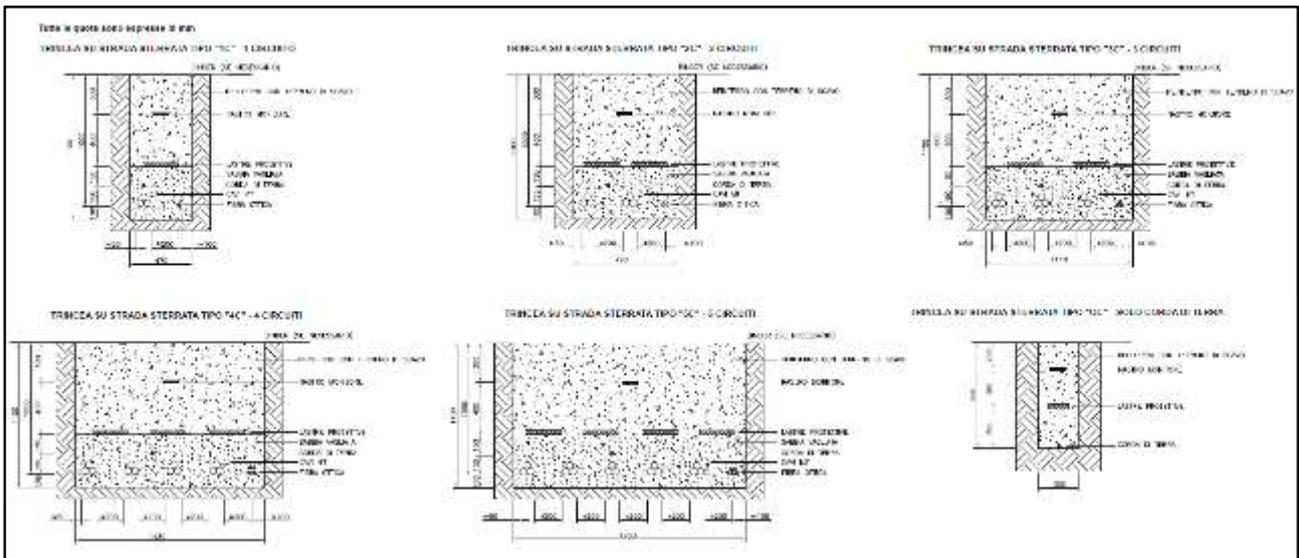


Figura 2.3.3.2: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per le terne di cavi in parallelo su strada sterrata

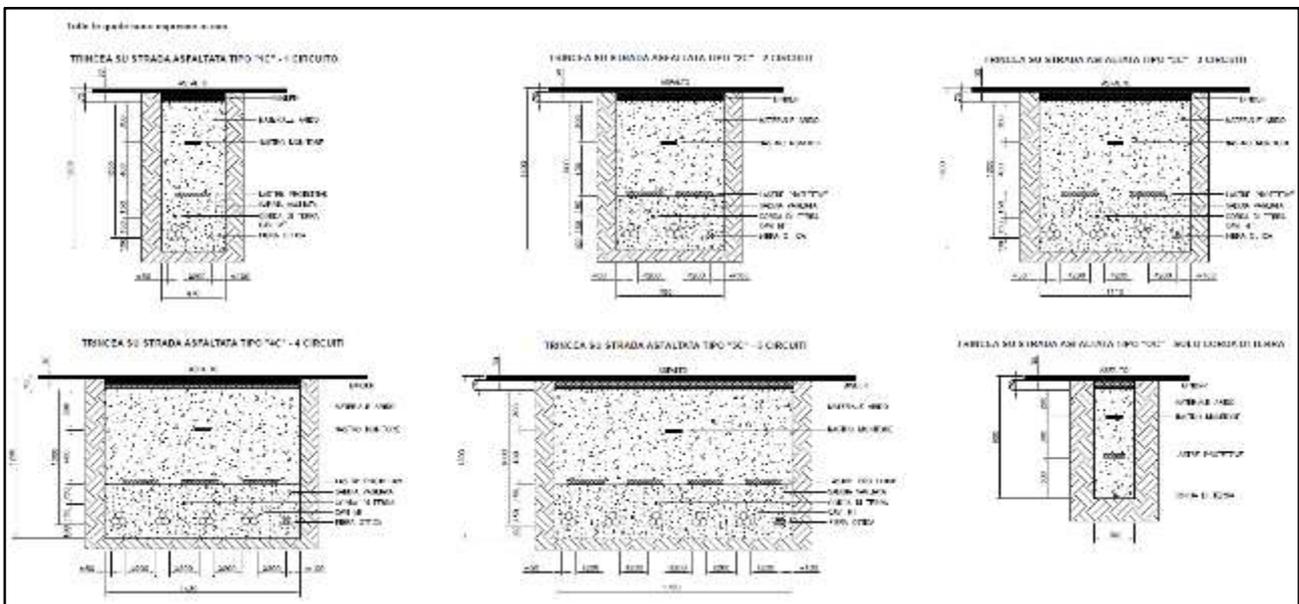


Figura 2.3.3.3: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per le terne di cavi in parallelo su strada asfaltata

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 (elaborato di progetto "VAOE075 Schema rete di comunicazione Fibra Ottica").

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, come rappresentato in dettaglio nell'elaborato di progetto "VAOE084 Schema rete di terra WTG".

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 mm², 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 di calpestio rispettivamente nel caso di strada sterrata o asfaltata (elaborato di progetto "VAOE073 Distribuzione MT - sezioni tipiche delle trincee 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 mm² 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 mm².

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 (elaborato di progetto "VAOE085 Schema rete di terra impianto eolico"), in accordo con la Normativa vigente.

2.3.4. Stazione di condivisione

Il progetto prevede la realizzazione della stazione in condivisione al fine di collegare il Parco Eolico Val d'Agri e gli impianti da fonte rinnovabile di altri produttori con il medesimo stallo della Stazione Elettrica di trasformazione RTN Terna (SE) 380/150 kV nel Comune di Aliano.

La stazione è caratterizzata da 4 stalli di arrivo cavo collegati ad una sbarra comune e da uno stallo necessario alla connessione a 150 KV con la stazione RTN.

Il sistema di controllo, di misura e di protezione è previsto nell'edificio presente in stazione e, grazie all'utilizzo cavi in fibra ottica, permette il controllo automatizzato dell'intera stazione, operazione peraltro possibile dalla sala quadri anche nell'eventualità in cui la teletrasmissione sia in uno stato di non servizio durante la manutenzione.

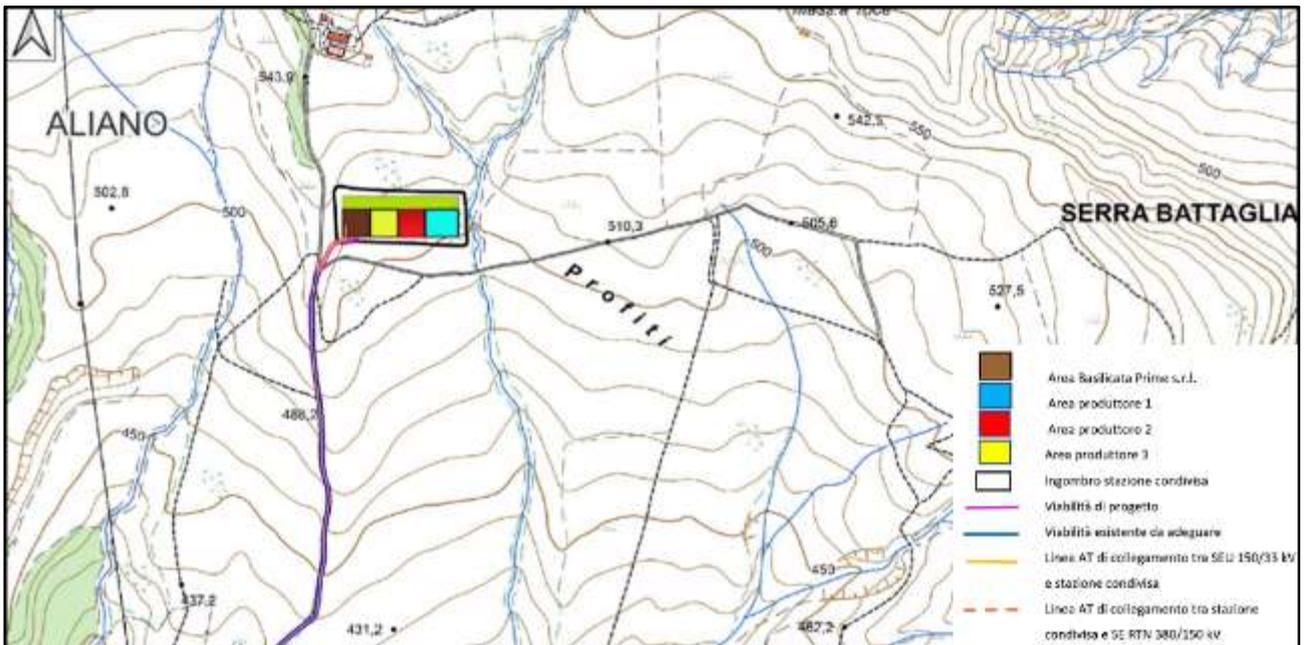


Figura 2.3.4.1: Area Sottostazione di condivisione Aliano

La stazione in condivisione occupa un'area di dimensioni in pianta di circa 146 m x 52 m, come rappresentato nella figura seguente (maggiori dettagli sono riportati nell'elaborato di progetto "VAOE090 Sottostazione elettrica condivisa – planimetria e sezioni elettromeccaniche").

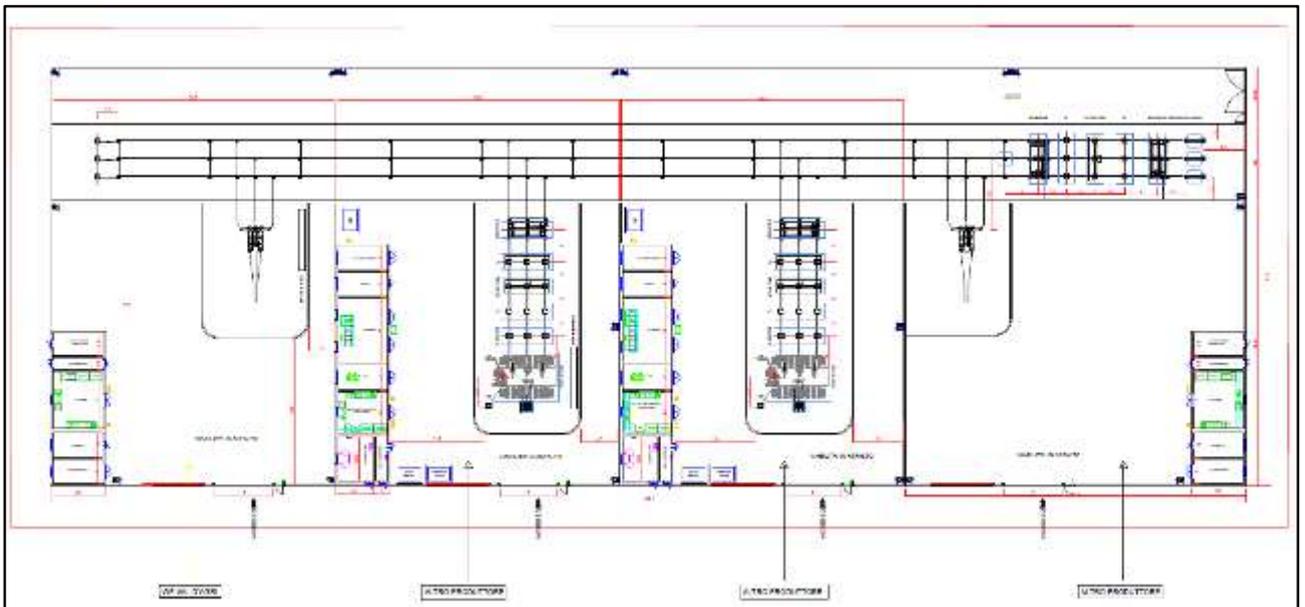


Figura 2.3.4.2: Planimetria elettromeccanica della sottostazione elettrica condivisa

2.3.5. Linea AT di collegamento alla RTN

I collegamenti tra la SEU 150/33 kV e la stazione di condivisione e tra la stazione di condivisione e il nuovo stallo della Stazione Elettrica di trasformazione 380/150 kV (SE) denominata "Aliano" sono realizzati tramite due linee direttamente interrate a 150 kV, rispettivamente di lunghezze di circa 18485 m e 6000 m e composte da una terna di cavi unipolari ARE4H5E a 150 kV di sezioni 400 mm² e 1600 mm², in accordo con lo standard IEC 60840, con conduttore in alluminio, schermo semiconduttivo del conduttore, isolamento in polietilene reticolato XLPE, U₀/U_n (U_{max}) 87/150 (170 kV) kV, portate

nominali di 450 A e 900 A, schermo semiconduttivo dell'isolamento, schermo metallica e guaina di protezione esterna in alluminio saldata longitudinalmente.

I cavi sono caratterizzati da una posa a trifoglio, sono posati a 1,60 m dal piano di calpestio e su un letto di sabbia di 0,1 m, sono ricoperti da uno strato di 0,4 m di sabbia, al di sopra del quale una lastra protettiva in cemento ne assicurerà la protezione meccanica.

A 0,7 m dal piano di calpestio un nastro monitorare ha lo scopo di segnalare la presenza dei cavi al fine di evitarne eventuali danneggiamenti seguenti ad eventuali scavi da parte di terzi.

Le terne di cavi in AT sono distanti sul piano orizzontale almeno 0,3 m dal cavo in fibra ottica, mentre nel letto di sabbia è previsto anche un cavo unipolare di protezione, così come rappresentato nel dettaglio dell'elaborato di progetto "VAOE092_Sezione tipica della trincea cavidotto AT".

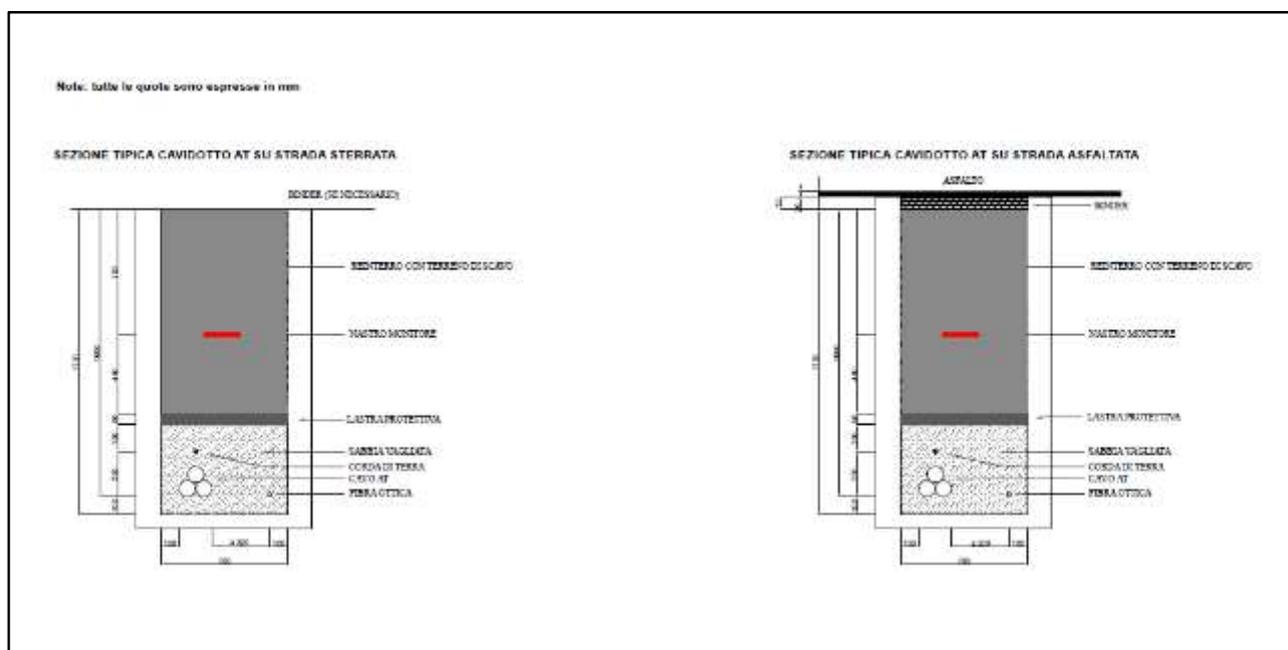


Tabella 2.3.5.1: Sezione tipica del cavidotto AT di connessione tra la SEU 150/33 kV e la stazione di condivisione e tra la stazione di condivisione e il nuovo stallo della Stazione Elettrica di trasformazione 380/150 kV denominata "Aliano"

La scelta dei particolari cavi AT e delle relative condizioni di posa potranno comunque subire modifiche, non sostanziali, in fase di progettazione esecutiva, a seconda delle condizioni operative riscontrate.

2.3.6. Stallo arrivo produttore

Come indicato nella STMG di Terna, lo stallo di arrivo produttore a 150 kV nella stazione di trasformazione 380/150 kV di Aliano costituisce l'impianto di rete per la connessione (**Figura 2.3.6.1**).



Figura 2.3.6.1: Individuazione su ortofoto dello stallo AT nella stazione Terna

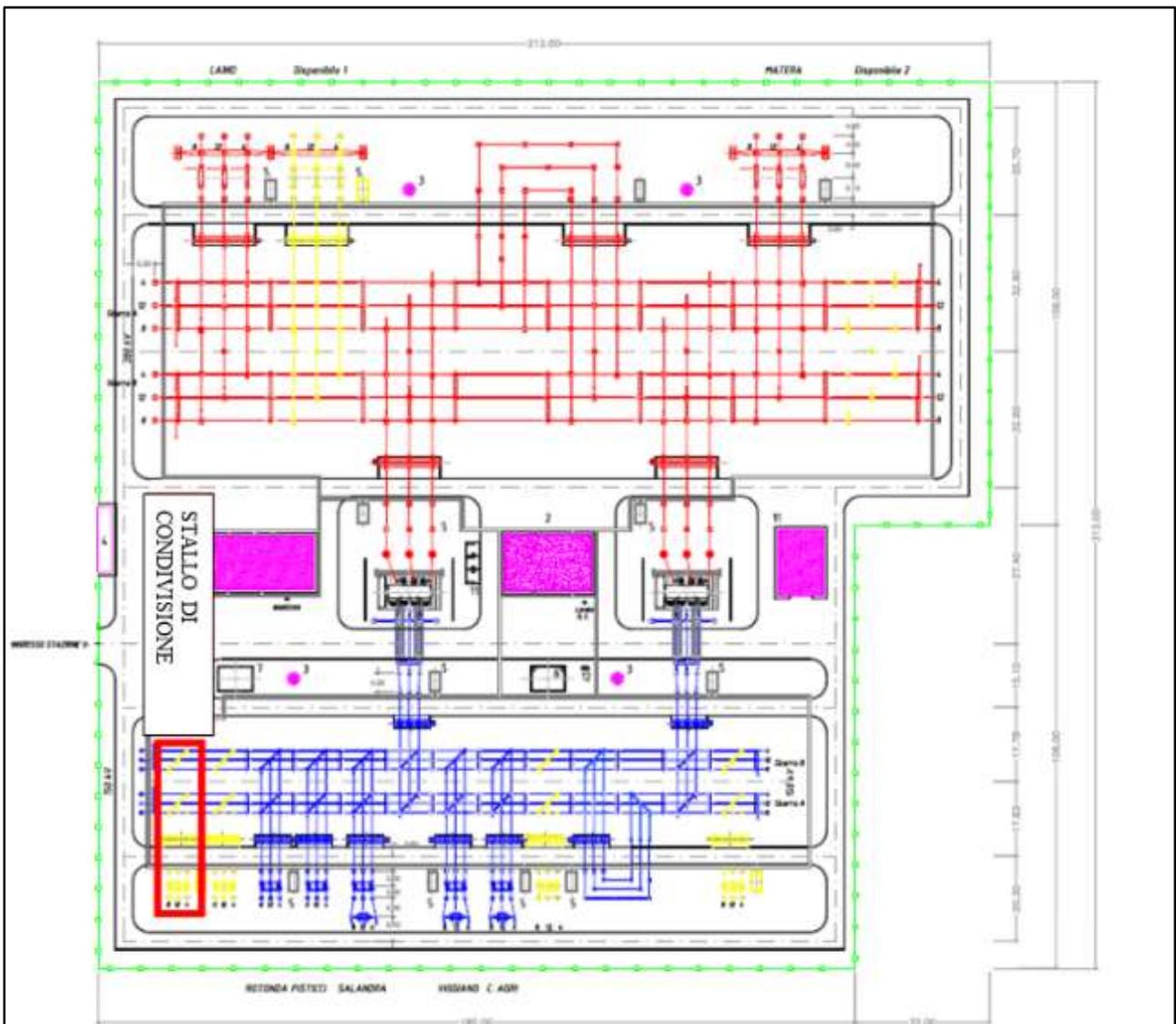


Figura 2.3.6.2: Planimetria della SE RTN a 380/150 kV con l'ubicazione dello stallo condiviso

STALLO PER CORRENTI DI CTO CTO 40 kA				STALLO PER CORRENTI DI CTO CTO 31,5 kA			
Elenco carpenteria 132-150 kV				Elenco carpenteria 132-150 kV			
codice	descrizione	quantità	Specifica Tecnica	codice	descrizione	quantità	Specifica Tecnica
BS106/1	Sostegno sezionatore verticale con armadio	2	INS CS S D1	BS106/1	Sostegno sezionatore verticale con armadio	2	INS CS S D1
BS106/2	Sostegno sezionatore verticale senza armadio	4	INS CS S D1	BS106/2	Sostegno sezionatore verticale senza armadio	4	INS CS S D1
BS105	Sostegno sezionatore orizzontale	1	INS CS S D1	BS105	Sostegno sezionatore orizzontale	1	INS CS S D1
BS108	Sostegno comando sezionatore orizzontale	1	INS CS S D1	BS108	Sostegno comando sezionatore orizzontale	1	INS CS S D1
BS107/2	Sostegno portale soffre senza armadio	2	INS CS S D1	BS107/2	Sostegno portale soffre senza armadio	2	INS CS S D1
BS115	Sostegno TA - TV	6	INS CS S D1	BS115	Sostegno TA - TV	6	INS CS S D1
BS116	Sostegno isolatore portante	2	INS CS S D1	BS116	Sostegno isolatore portante	2	INS CS S D1
BS117/1	Sostegno scaricatore	3	INS CS S D1	BS117/1	Sostegno scaricatore	3	INS CS S D1
Elenco apparecchiature 132-150 kV				Elenco apparecchiature 132-150 kV			
codice	descrizione	quantità	Specifica Tecnica	codice	descrizione	quantità	Specifica Tecnica
Y4/5	interuttore 132 kV	1	INS INT 0001	Y4/4	interuttore 132 kV	1	INS INT 0001
Y3/6	interuttore 150 kV	1	INS INT 0001	Y3/4	interuttore 150 kV	1	INS INT 0001
Y21/4	Sezionatore orizzontale con lame di terra	1	INS AS S D1	Y21/2	Sezionatore orizzontale con lame di terra	1	INS AS S D1
Y22/4	Sezionatore verticale	2	INS AS S D1	Y22/2	Sezionatore verticale	2	INS AS S D1
T35-T36	TA ad affidabilità incrementata 132 kV	3	INS AA S D1	T35-T36	TA ad affidabilità incrementata 132 kV	3	INS AA S D1
T37-T38	TA ad affidabilità incrementata 150 kV	3	INS AA S D1	T37-T38	TA ad affidabilità incrementata 150 kV	3	INS AA S D1
Y44/1	TVC 132 kV	3	INS AV S D1	Y44/1	TVC 132 kV	3	INS AV S D1
Y46/1	TVC 150 kV	3	INS AV S D1	Y46/1	TVC 150 kV	3	INS AV S D1
LK123	Terminale aria-cavo	3	LX LK 123	LK123	Terminale aria-cavo	3	LX LK 123
Y58	Scaricatore 132 kV	3	INS AZ S D1	Y58	Scaricatore 132 kV	3	INS AZ S D1
Y59	Scaricatore 150 kV	3	INS AZ S D1	Y59	Scaricatore 150 kV	3	INS AZ S D1
Elenco isolatori 132-150 kV (1)				Elenco isolatori 132-150 kV (1)			
codice	descrizione	quantità	Specifica Tecnica	codice	descrizione	quantità	Specifica Tecnica
J03/1	Isolatore di manovra	6	INS CI S D1	J03/1	Isolatore di manovra	6	INS CI S D1
J03/2	Isolatore portante	8	INS CI S D1	J03/2	Isolatore portante	8	INS CI S D1
J03/3	Isolatore portante	15	INS CI S D1	J03/3	Isolatore portante	15	INS CI S D1
Elenco morsetteria 132-150 kV				Elenco morsetteria 132-150 kV			
codice	descrizione	quantità	Specifica Tecnica	codice	descrizione	quantità	Specifica Tecnica
M1013	Morsetto a "T" corda passante Al Ø 36 - codolo	6	INS MOR S D1	M1013	Morsetto a "T" corda passante Al Ø 36 - codolo	6	INS MOR S D1
M1017	Morsetto portante per corda Al Ø 36	2	INS MOR S D1	M1017	Morsetto portante per corda Al Ø 36	2	INS MOR S D1
M1018	Morsetto a 90° per corda Al Ø 36 - codolo	3	INS MOR S D1	M1018	Morsetto a 90° per corda Al Ø 36 - codolo	3	INS MOR S D1
M1021	Morsetto dritto per corda Al Ø 36 - piastra a 2 fori	12	INS MOR S D1	M1021	Morsetto dritto per corda Al Ø 36 - piastra a 2 fori	12	INS MOR S D1
M1025	Morsetto dritto per corda Al Ø 36 - piastra a 4 fori	9	INS MOR S D1	M1025	Morsetto dritto per corda Al Ø 36 - piastra a 4 fori	9	INS MOR S D1
M1033	Morsetto elastico dritto per tubo Al Ø 100 - piastra a 4 fori	6	INS MOR S D1	M1033	Morsetto elastico dritto per tubo Al Ø 100 - piastra a 4 fori	6	INS MOR S D1
-	Antivibranti per conduttori tubolari 1050/2 (2)	3		-	Antivibranti per conduttori tubolari 1050/2 (2)	3	
-	Punti fissi per conduttore tubolare da Ø 100	3		-	Punti fissi per conduttore tubolare da Ø 100	3	
-	Punti fissi per conduttore a corda Al Ø 36	6		-	Punti fissi per conduttore a corda Al Ø 36	6	
Elenco conduttori 132-150 kV				Elenco conduttori 132-150 kV			
codice	descrizione	quantità	Specifica Tecnica	codice	descrizione	quantità	Specifica Tecnica
C1050/2	Conduttore tubolare Ø 100-96	3x10,4 m	INS CC S D1	C1050/2	Conduttore tubolare Ø 100-96	3x10,4 m	INS CC S D1
CS x 1	Conduttore corda Al Ø 36	85 m	LC6	CS x 1	Conduttore corda Al Ø 36	85 m	LC6

(1) Nelle quantità degli isolatori, sono conteggiati anche gli isolatori delle apparecchiature
 (2) Per gli antivibranti sulle soffre fare riferimento alla INS CM S D1

Figura 2.3.6.4: Legenda della planimetria e sezione elettromeccanica relativa alle apparecchiature dello stallo 150 kV nella stazione 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 dello stesso con il ripristino dei luoghi. Si prevedono pertanto tre fasi:

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

3.1. Costruzione

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

3.1.1. Opere civili

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

Le strade esistenti che verranno adeguate e quelle di nuova realizzazione avranno una larghezza minima di 5 m e le piazzole per le attività di stoccaggio e montaggio degli aerogeneratori avranno una dimensione pari a circa 1100 mq come riportato nell'elaborato *"VAOC050 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 del 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 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. 24.5 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 suddivise in 5 sezioni:

- opere elettriche di collegamento elettrico tra aerogeneratori, alla stazione di trasformazione e alla stazione condivisa;
- opere elettriche di trasformazione 150/33 kV;
- opere elettriche per la realizzazione della stazione condivisa;
- opere di collegamento alla Rete di Trasmissione Nazionale;
- fibra ottica di collegamento tra gli aerogeneratori e la stazione di trasformazione, tra quest'ultima e la stazione condivisa e tra la stazione condivisa e la stazione Terna.

I collegamenti tra il parco eolico e la Stazione Elettrica Utente (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 150/33 kV, dalla quale, mediante una linea elettrica interrata in AT, esercita a 150 kV, l'energia verrà convogliata in corrispondenza della stazione condivisa, da cui si dipartirà una nuova linea elettrica interrata a 150 kV fino a pervenire allo stallo assegnato da Terna all'interno di una Stazione Elettrica RTN 380/150 kV Aliano.

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

3.1.3. Installazione aerogeneratori

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

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

3.2. Esercizio e manutenzione

La fase di gestione dell'impianto prevede interventi di manutenzione ordinaria e straordinaria. Le torri eoliche sono dotate di telecontrollo; durante la fase di esercizio sarà possibile controllare da remoto il funzionamento delle parti meccaniche ed elettriche. In caso di malfunzionamento o di guasto, saranno eseguiti interventi di manutenzione straordinaria.

Gli interventi di manutenzione ordinaria, effettuati con cadenza semestrale, saranno eseguiti sulle parti elettriche e meccaniche all'interno della navicella e del quadro a 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. Una volta esaurita la vita utile dell'impianto è cioè possibile programmare lo smantellamento dell'intero impianto e la riqualificazione del sito di progetto, che può essere ricondotto alle condizioni ante operam a costi accettabili come esplicitato nel "Piano di dismissione".

4. FINALITÀ DEL PROGETTO

L'impianto eolico consentirà di conseguire i seguenti risultati:

- Incremento a livello Nazionale della quota di energia prodotta tramite fonti rinnovabili quale il vento;
- Sistema di accumulo di energia elettrica per meglio rispondere alla domanda di energia elettrica;
- In fase di produzione, impatto ambientale relativo all'emissioni atmosferiche locale nullo, in relazione alla totale assenza di emissioni inquinanti, contribuendo così alla riduzione delle emissioni di gas climalteranti in accordo con quanto ratificato a livello nazionale all'interno del Protocollo di Kyoto;
- sensibilità della committenza sia ai problemi ambientali che all'utilizzo di nuove tecnologie ecocompatibili;
- miglioramento della qualità ambientale e paesaggistica del contesto territoriale su cui ricade il progetto.

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

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):

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

Tabella 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]	68.200	PRODUZIONE TOTALE ANNUA [kWh/anno]	146.630.000
Emissioni CO ₂ [g/kWh] - Anidride carbonica	496	Riduzione emissioni Anidride carbonica [t/anno]	72.728,48
Emissioni SO ₂ [g/kWh] - Anidride solforosa	0,93	Riduzione emissioni Anidride solforosa [t/anno]	136,36
Emissioni NO ₂ [g/kWh] - Ossido di azoto	0,58	Riduzione emissioni Ossido di azoto [t/anno]	85,04
Polveri [g/kWh]	0,029	Riduzione emissioni Polveri [t/anno]	4,25
Consumo medio annuo utenza familiare [kWh]	1800	Numero utenze familiari servibili all'anno	81461

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 146,63 **GWh/anno**, è possibile prevedere il soddisfacimento del fabbisogno energetico di circa 81.461 famiglie.

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

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

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

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

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) Creazioni di comunità energetica nell'ottica di condividere il valore dell'impianto eolico;
- 7) Sostegno allo sviluppo e diffusione della biodiversità sul territorio interessato dalle opere;
- 8) Inerbimento delle scarpate e dei rilevati e piantumazione di alberi lungo i perimetri della sottostazione;
- 9) Integrazione dei Beni Monumentali di area vasta attraverso la creazione di un tour guidato mediando l'utilizzo di mezzi di trasporto elettrici;
- 10) Bonifiche di eventuali siti inquinati a seguito di abbandono illecito dei rifiuti.
- 11) Ulteriori interventi verranno concordati con gli Organi Istituzionali competenti locali.

6. INSERIMENTO SUL TERRITORIO

Per il corretto inserimento del parco eolico si è tenuto conto di quanto riportato nelle Linee Guida Nazionali di cui al D.M. 30.09.2010, delle Linee Guida Regionali e del P.E.A.R. della Regione Basilicata, per quanto attiene i criteri di localizzazione dell'area di impianto.

In particolare, il PIER al punto 1.2.1.4 prescrive il rispetto delle seguenti distanze di sicurezza che sono state osservate nella definizione del progetto:

a) Distanza minima di ogni aerogeneratore dal limite dell'ambito urbano previsto dai regolamenti urbanistici redatti ai sensi della L.R. n. 23/99 determinata in base ad una verifica di compatibilità acustica e tale da garantire l'assenza di effetti di Shadow-Flickering in prossimità delle abitazioni, e comunque non inferiore a 1000 metri:

a-bis) Distanza minima di ogni aerogeneratore dalle abitazioni determinata in base ad una verifica di compatibilità acustica (relativi a tutte le frequenze emesse), di Shadow-Flickering, di sicurezza in caso di rottura accidentale degli organi rotanti. In ogni caso, tale distanza non deve essere inferiore a 2,5 volte l'altezza massima della pala (altezza della torre più lunghezza della pala) o 300 metri;

b) Distanza minima da edifici subordinata a studi di compatibilità acustica, di Shadow-Flickering, di sicurezza in caso di rottura accidentale degli organi rotanti. In ogni caso, tale distanza non deve essere

inferiore a 300 metri;

c) Distanza minima da strade statali ed autostrade subordinata a studi di sicurezza in caso di rottura accidentale degli organi rotanti, in ogni caso tale distanza non deve essere inferiore a 300 metri;

d) Distanza minima da strade provinciali subordinata a studi di sicurezza in caso di rottura accidentale degli organi rotanti e comunque non inferiore a 200 metri;

d-bis) Distanza minima da strade di accesso alle abitazioni subordinata a studi di sicurezza in caso di rottura accidentale degli organi rotanti e comunque non inferiore a 200 metri;

e) È inoltre necessario nella progettazione, con riferimento al rischio sismico, osservare quanto previsto dall'Ordinanza n. 3274/03 e sue successive modifiche, nonché al DM 14 gennaio 2008 ed alla Circolare Esplicativa del Ministero delle Infrastrutture n.617 del 02/02/2009 e, con riferimento al rischio idrogeologico, osservare le prescrizioni previste dai Piani di Assetto Idrogeologico (PAI) delle competenti Autorità di Bacino;

f) Distanza tale da non interferire con le attività dei centri di osservazioni astronomiche e di rilevazioni di dati spaziali, da verificare con specifico studio da allegare al progetto.

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

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

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 NTC2018) e della Circolare 21 gennaio 2019 n. 7 del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti (G.U. 11 febbraio 2019 n.5-Suppl.Ord.) "Istruzioni per

l'applicazione dell' Aggiornamento delle Norme Tecniche delle Costruzioni” di cui al D.M. 17 gennaio 2018”.

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

- Eurocodici strutturali pubblicati dal CEN, con le precisazioni riportate nelle Appendici Nazionali;
- Norme UNI EN armonizzate i cui riferimenti siano pubblicati su Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea;
- Norme per prove su materiali e prodotti pubblicate da UNI.

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

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

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

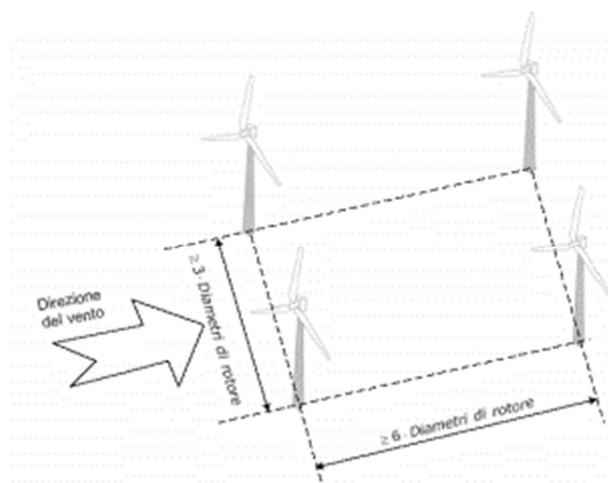


Figura 6.1.1: Criterio di progettazione per definizione layout

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: *"VASA121 Studio sugli effetti dello shadow flickering"*.

Il fenomeno dello shadow flickering è stato condotto considerando gli 11 aerogeneratori di nuova realizzazione e relativi al progetto del Parco Eolico Val D'Agri e gli aerogeneratori esistenti in corrispondenza dei 46 ricettori più vicini e sensibili ai nuovi aerogeneratori.

Nella stima effettuata 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.

Dai risultati ottenuti è stato possibile verificare che per ogni ricettore 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, a meno di 3 ricettori per i quali il suddetto valore è pari a 49.14, 32.14 e 47.23 ore/anno, valore ad ogni modo ritenuto accettabile sulla base delle ipotesi restrittive assunte nel calcolo e sulla base della schermatura fisica dagli alberi limitrofi agli immobili.

7.2. Impatto acustico

La descrizione dell'impatto acustico generato dall'impianto è approfondita nell'ambito della *"VASA114 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 che le emissioni previste sono conformi ai limiti imposti dalla legislazione vigente, e rispettano i 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 cavo 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: *"VASA116 Relazione impatto elettromagnetico (media e alta tensione)"*.

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

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

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: *"VASA120 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 circa 249 m, che rappresenta il valore di gittata massima stimato, non ricade nessun punto sensibile.

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 15 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.

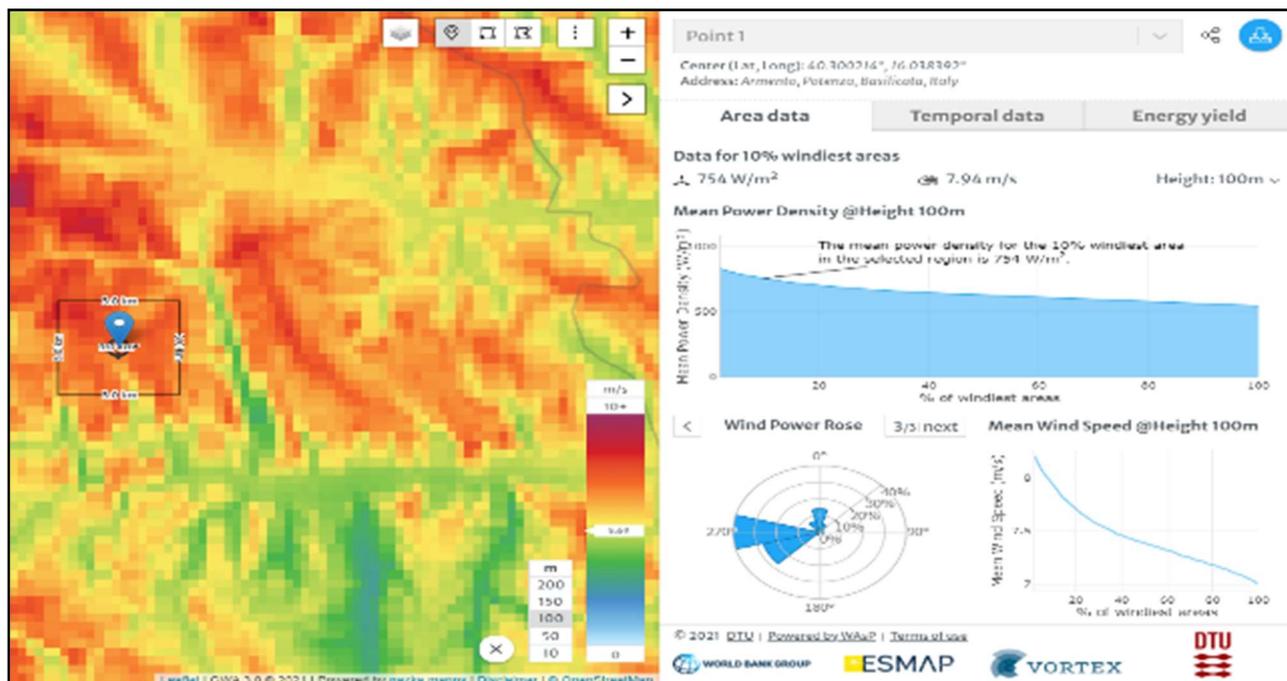


Figura 8.1.1: Mappa di ventosità dell'area di progetto e rosa dei venti (Fonte www.windatlans.com)

Per maggiori dettagli in merito all'anemologia del sito e relativa misurazione si fa riferimento all'elaborato "VAEG009 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 146,630 GWh, come da analisi riportata nel suddetto elaborato e sintetizzato nella tabella seguente, corrispondente a 2150 ore equivalenti P50.

Caratteristica	Valore
Potenza Installata	68,2 MW
Modello WTG	Siemens Gamesa SG170 6.0/6.2 MW (IIIa)
Potenza nominale WTG	6,2 MW
N° di WTG	11
Classe IEC	IIIa
Diametro del rotore	170 m
Altezza del mozzo	115 m
Velocità media del vento all'altezza del mozzo (free)	6,0 m/s
Energia prodotta annua P50	146630 MWh
Ore equivalenti P50	2150

Tabella 8.1.1: Risultati stima producibilità

8.2. Caratteristiche geologiche dell'area d'intervento

La zona comprendente l'area dove verrà realizzato il "Parco Eolico Val D'Agri", appartiene all'unità strutturale della Catena Sud-Appenninica (**Figura 8.2.1**).

Il basamento della struttura appenninica è caratterizzato dalla presenza di calcari mesozoici, costituiti da calcareniti di ambiente neritico-costiero.

In trasgressione sui calcari di base sono presenti depositi terrigeni depositatisi nel Pleistocene, che rappresentano la parte alta del ciclo sedimentario marino pleistocenico del Bacino di Sant'Arcangelo.

La zona oggetto di studio si colloca nella porzione occidentale del Bacino di Sant'Arcangelo, che si è impostato a seguito dell'ultima importante fase di accavallamento delle falde appenniniche, avvenuta tra il Pliocene superiore ed il Pleistocene inferiore, sui termini clastici dell'Avanfossa.

La successione sedimentaria nell'area è costituita da una sequenza tipicamente regressiva che passa da sabbie argillose (Sabbie di Serra Corneta) ed infine a conglomerati di chiusura (Conglomerati di Castronuovo) in discordanza angolare sui depositi miocenici (Flysch di Gorgoglione), ovvero alternanze di arenarie torbiditiche grigio giallastre ben cementate e argille marnose.

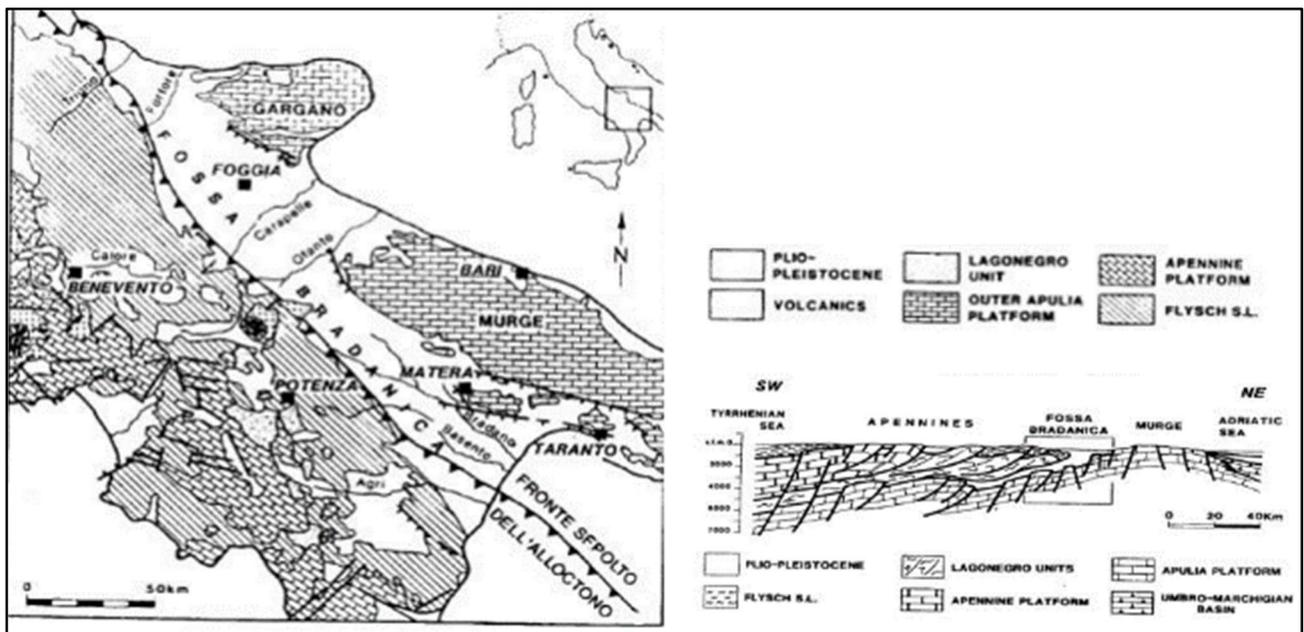


Figura 8.2.1: Carta geologica schematica e sezione geologica attraverso l'Appennino Meridionale e la Fossa Bradanica.

Nei termini in affioramento le sabbie ed i conglomerati si rinvennero nella porzione Est del parco eolico (aerogeneratori dal 7 all'11), il flysch miocenico risulta in affioramento nella porzione Ovest del parco eolico (aerogeneratori dall'1 al 7) e il passaggio tra le due litologie è delimitato, nella zona oggetto di studio, dal Torrente Armento.

L'assetto strutturale dei terreni identifica una monoclinale immergente verso Ovest-Sud-Ovest con angoli di inclinazione variabili tra 35° e 40° per i depositi appartenenti al bacino di Sant'Arcangelo, mentre le giaciture dei depositi miocenici rispecchiano l'assetto anticlinale dei litotipi affioranti.

Di conseguenza, in relazione alla morfologia dell'area, la giacitura risulta principalmente a traversopoggio in corrispondenza dei versanti dove verranno installati gli aerogeneratori in progetto.

Questo assetto morfo-strutturale determina una discreta stabilità dell'area, come dimostra l'assenza di dissesti concentrati principalmente nelle porzioni basse dei versanti, dove lo spessore delle coltri colluviali risulta maggiore.

Gli aerogeneratori verranno installati sui versanti posti in sinistra orografica del Fiume Agri e, in particolare, in destra idrografica del Torrente Armento, tributario in sinistra del Fiume Agri, per gli aerogeneratori da AR01 a AR06 ed in sinistra idrografica per gli aerogeneratori da AR07 a AR011.

Nel dettaglio (i particolari sono riportati nell'elaborato di progetto "VAEG018 Relazione geologica - Carta geologica"), gli aerogeneratori AR01 ÷ AR06 interesseranno il Flysch di Gorgoglione (FGO), costituite da alternanze di arenarie grigio-giallastre intercalati a livelli argillosi, cronologicamente collocabili nel Miocene Medio, con deposizione legata a processi sinorogenici.

Gli aerogeneratori AR07 e AR08 interesseranno i Conglomerati di Castronuovo (CCN) costituiti da conglomerati poligenici in matrice sabbioso-rossastra, mentre gli aerogeneratori AR09 ÷ AR011 interesseranno la formazione delle Sabbie di Aliano (SSG), ovvero sabbie gialle a grado di cementazione variabile con spesse intercalazioni di argille azzurre, ben visibili in corrispondenza delle profonde incisioni che caratterizzano i versanti esposti a Sud dei rilievi dove verrà realizzato il parco eolico.

La realizzazione dell'impianto prevede inoltre la costruzione di una Stazione Elettrica Utente 150/33 kV e di una stazione in condivisione, le cui aree individuate interesseranno la formazione delle sabbie di Aliano.

8.3. Classificazione sismica

Dal punto di vista sismico i territori del Comune di Montemurro e del Comune di Armento ricadono in Zona Sismica 1, mentre i territori del Comune di Gallicchio e Aliano sono classificati come Zona sismica 2, a seguito della "Riclassificazione sismica dei comuni della Regione Basilicata" approvata con Delibera del Consiglio Regionale n.724 del 11/11/2003 e dell'Ordinanza P.C.M. del 20 marzo 2003 n.3274, approvata con DGR 2000 del 04/11/2003.

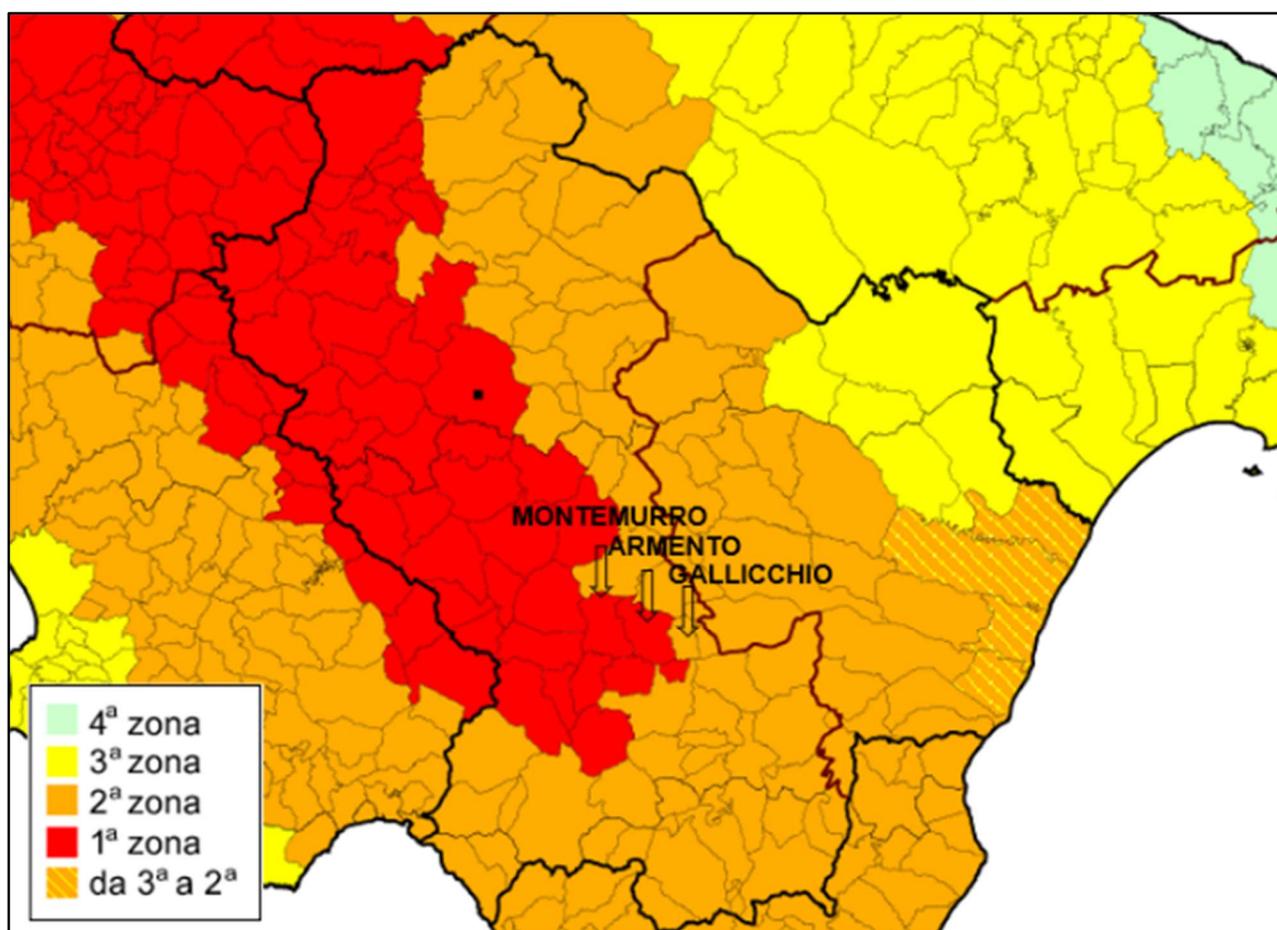


Figura 8.3.1: Classificazione sismica dei comuni interessati dal progetto (Fonte INGV)

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 "VAEG020 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:

1) *interferenze lungo il percorso del cavidotto di progetto:*

- ✓ strade provinciali, statali e Comunali (Ente gestore: Anas, Provincia di Potenza, comuni di Montemurro, Armento, Gallicchio e Missanello – Anas, Provincia di Matera, Comune di Aliano);
- ✓ linee aeree Telecom;
- ✓ linee elettriche aeree;
- ✓ acquedotti;
- ✓ metanodotti.

2) *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 sopra, interessa i comuni di Montemurro, Armento, Gallicchio, per la parte di progetto relativa agli aerogeneratori, i cavi di collegamento e la Stazione Elettrica Utente, Missanello, interessato solo dal passaggio di un tratto di cavo di Alta Tensione, e Aliano, interessato da

un tratto di cavo di Alta Tensione, dalla stazione condivisa e dalla Stazione Elettrica della RTN, e l'area del sito non presenta al suo interno Beni materiali, patrimoni culturali o aree di rilevante interesse paesaggistico.

L'area interessata dal progetto è di prevalenza collinare ed è suddivisa in due zone, la Zona 1, che si colloca ad Ovest del centro abitato di Armento, e la Zona 2, che è localizzata ad Est rispetto al centro abitato di Armento.

Il Comune di Montemurro è un piccolo centro del Parco Nazionale dell'Appennino Lucano Val D'Agri Lagonegrese e sorge su pareti rocciose e scoscese che si estendono a strapiombo verso la valle e, dal dosso sul quale il paese svetta, si staglia agli occhi del visitatore uno stupendo panorama sul lago di Pietra del Pertusillo, invaso artificiale che sbarra il corso del fiume Agri.

Montemurro fu fondato intorno all'anno Mille, a seguito delle continue incursioni saracene patite dall'antica Grumentum, che indussero gli abitanti ad abbandonare la città e a spargersi sulle alture circostanti, ove costruirono fortificazioni. Una di queste fu il Castrum Montis Murri, che sorgeva nel luogo dell'attuale piazza Giacinto Albini, e dal quale derivò poi il nome del nuovo nucleo abitato, influenzato anche dalla dominazione normanna e soggetto alle famiglie dei Sanseverino, Carafa e Montesano. Con la figura di Giacinto Albini (1821-1884), patriota risorgimentale nato nel paese della Val D'Agri, la storia di Montemurro si incrocia con quella dell'Unità d'Italia.

I luoghi, i paesaggi, la gente di Montemurro sono legati alle figure di illustri concittadini quali Leonardo Sinisgalli, il "poeta delle due Muse", ma anche alla storia rurale e religiosa del paese.



Figura 9.1: Vista Panoramica del Comune di Montemurro



Figura 9.2: Casa Natale del poeta Leonardo Sinisgalli

Tra i luoghi di interesse religioso, si segnalano il Convento di Sant'Antonio di Padova (**Figura 8.3**), dall'ampia facciata barocca e con il chiostro decorato da affreschi della seconda metà del 1600 e, annesso allo stesso, il Complesso parrocchiale S. Maria Assunta risalente al 1635.



Figura 9.3: Complesso parrocchiale S. Maria Assunta e Convento di Sant'Antonio di Padova

Il Comune di **Armento** è posto su un'altura nella valle del torrente Armento e rientra nel Parco Nazionale dell'Appennino Lucano Val D'Agri Lagonegrese.

Intorno al VI secolo a. C. è stato un importantissimo centro con il nome di Galaso, come riferisce il geografo Strabone, e la sua storia è legata ad importanti rinvenimenti archeologici che hanno portato alla luce pregevoli reperti come il Satiro Inginocchiato e la Corona aurea di Kritonios, oggi custoditi all'interno del Museo archeologico di Monaco di Baviera.

Nel periodo romano il console Terenzio Lucano ha soggiornato presso la località "Casale", nel territorio di Armento, e, ancora oggi, sono visibili le rovine del suo palazzo. L'arrivo dei monaci basiliani, intorno all'Anno Mille stanziatisi nella Val d'Agri, conferisce ad Armento un particolare prestigio.

Il piccolo centro subisce il dominio svevo, angioino e spagnolo, il cui passaggio è rimasto impresso negli stili diversi che si incrociano lungo le architetture che si affacciano sulle viuzze del paese. Nell'Ottocento la piccola Armento è al centro dei moti carbonari e poi dell'insurrezione lucana.

Notevoli, tra i beni culturali del borgo, le rovine del palazzo di Terenzio Lucano (**Figura 9.5**) e le chiese, come quella madre di San Luca Abate (**Figura 9.6**) o la cappella di San Vitale.



Figura 9.4: Vista panoramica di Armento



Figura 9.5: Palazzo di Terenzio Lucano (rovine)



Figura 9.6: Chiesa di San Luca Abate - località Casale

Il comune di **Gallicchio** è un centro di origine medioevale, che sorge anch'esso all'interno del Parco Nazionale dell'Appennino Lucano Val D'Agri Lagonegrese.

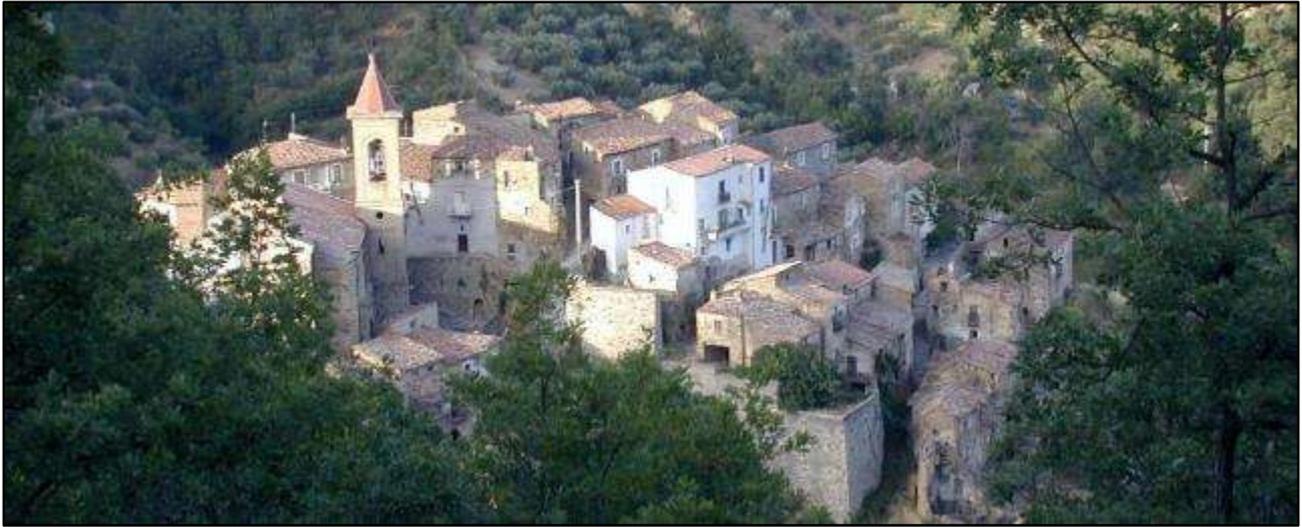


Figura 9.7: Vista panoramica di Gallicchio

Distrutto dalle frequenti incursioni dei saraceni, il paese viene ricostruito sulle rocce del Fosso dei Monaci, in un territorio impervio e circondato da grotte. Durante il periodo feudale Gallicchio appartiene alla famiglia Missanelli, successivamente ai Gattula fino a divenire di proprietà dei baroni Attolini che hanno dato il nome all'imponente palazzo baronale.

Testimoni del passato del piccolo centro, oltre alle case in pietra che si incontrano all'interno del centro abitato, eredità del borgo medioevale, anche le dimore e i palazzi nobiliari appartenuti ai signori feudatari di Gallicchio, tra cui spicca Palazzo Baronale Attolini (**Figura 9.8**)



Figura 9.8: Palazzo Baronale Attolini

Nella parte più antica del paese svetta la seicentesca chiesa di Santa Maria Assunta, nota anche come chiesa “vecchia”, in cui si conserva una tela raffigurante la Madonna del Carmine, dipinta nel 1613 da Giovanni Angelo D’Ambrosio per la Chiesa del Carmine.

Il Comune di **Aliano** si trova a 555 m s.l.m. (min 151 m e max 849 m), ha un’estensione di circa 98 Km² e confina a Nord - Est con il Comune di Stigliano, a Nord con quello di Gorgoglione, ad Ovest con il Comuni di Missanello e a Sud con i Comuni di Roccanova e Sant’Arcangelo.

Il territorio di Aliano fu centro di scambi tra le civiltà etrusca, greca ed enotria fin dall’antichità grazie alla vicinanza dai fiumi Sinni e Agri, come testimoniato dal ritrovamento di una serie di reperti attribuibili alle citate civiltà e contenuti in una vera e propria necropoli collocabile tra l’VIII e il VII Secolo a.C.

Il nome di Aliano deriva da Praedium Allianum, ovvero in lingua latina podere di Allius, gentilizio romano, mentre bisogna attendere il 1060 affinché venga ufficialmente citato Aliano in una comunicazione papale, nella quale si scrive che l’amministrazione del borgo sia nelle mani del vescovo Tricarico.

Il Comune di Aliano è conosciuto in ambito letterario in quanto luogo di ambientazione del romanzo *Cristo si è fermato ad Eboli* dello scrittore Carlo Levi, che visse il periodo di confino nella località.



Figura 9.9: Vista Panoramica Comune di Aliano



Figura 9.10: Chiesa di San Luigi Gonzaga di Aliano

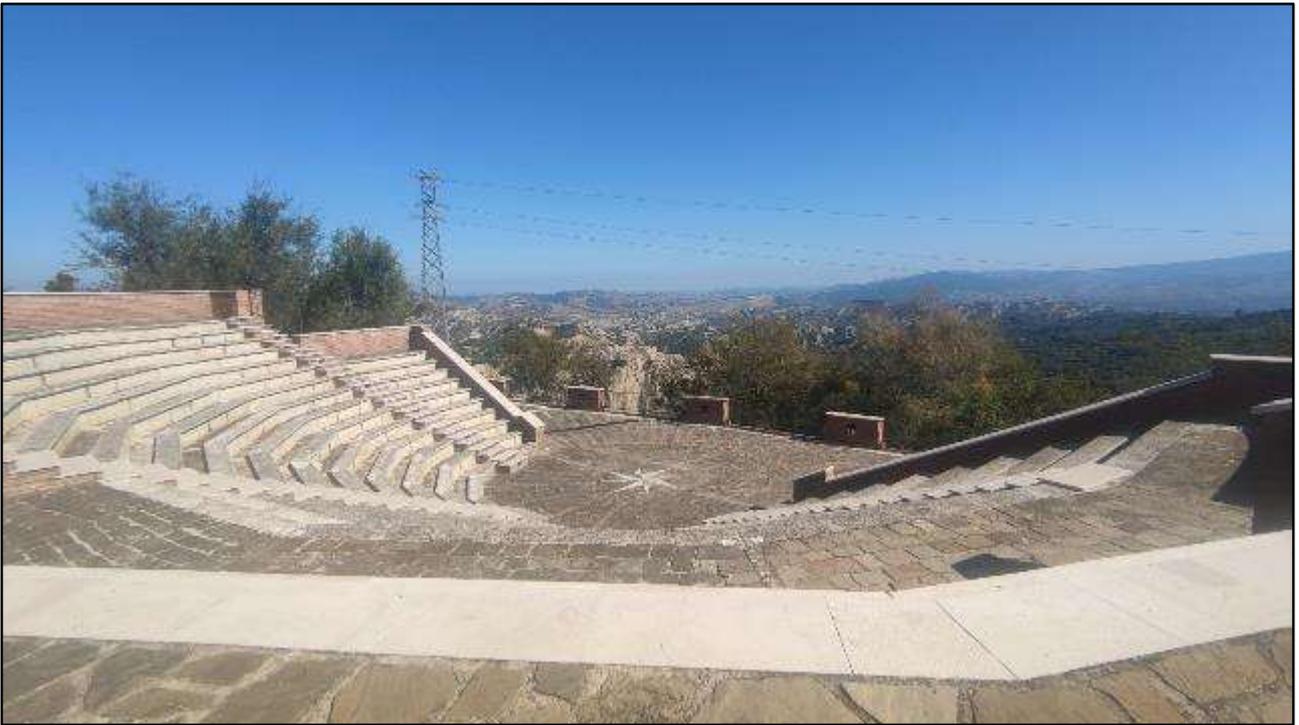


Figura 9.11: Anfiteatro di Aliano



Figura 9.12: Palazzo Caporale del Comune di Aliano

Il territorio è caratterizzato da calanchi di originatesi dall'erosione di rocce di argilla e presenta un'altitudine di circa 560 m sul livello del mare.

Tuttavia, l'area interessata dal Parco Eolico Aliano è situata ad Ovest rispetto a quella caratterizzata dai calanchi e non ne altera la sua visuale in quanto, dal Belvedere dei Calanchi, il parco eolico in progetto non è visibile (**Figura 9.13**).



Figura 9.13: Belvedere dei Calanchi

Osservando invece l'area esterna al parco eolico e relative opere di connessione alla rete, riscontriamo la presenza di Beni Monumentali che distano, ad ogni modo, oltre 1000 m dagli aerogeneratori (**Figura 9.14**).

Il contesto in cui si inseriscono l'area di intervento e gran parte del territorio compreso nel buffer sovralocale appartiene al paesaggio collinare della Basilicata, i cui suoli sono caratterizzati da colline argillose intervallate dalla presenza di corsi d'acqua.

Per ulteriori approfondimenti si rimanda all'elaborato di progetto "*VASA128 Relazione Paesaggistica*".

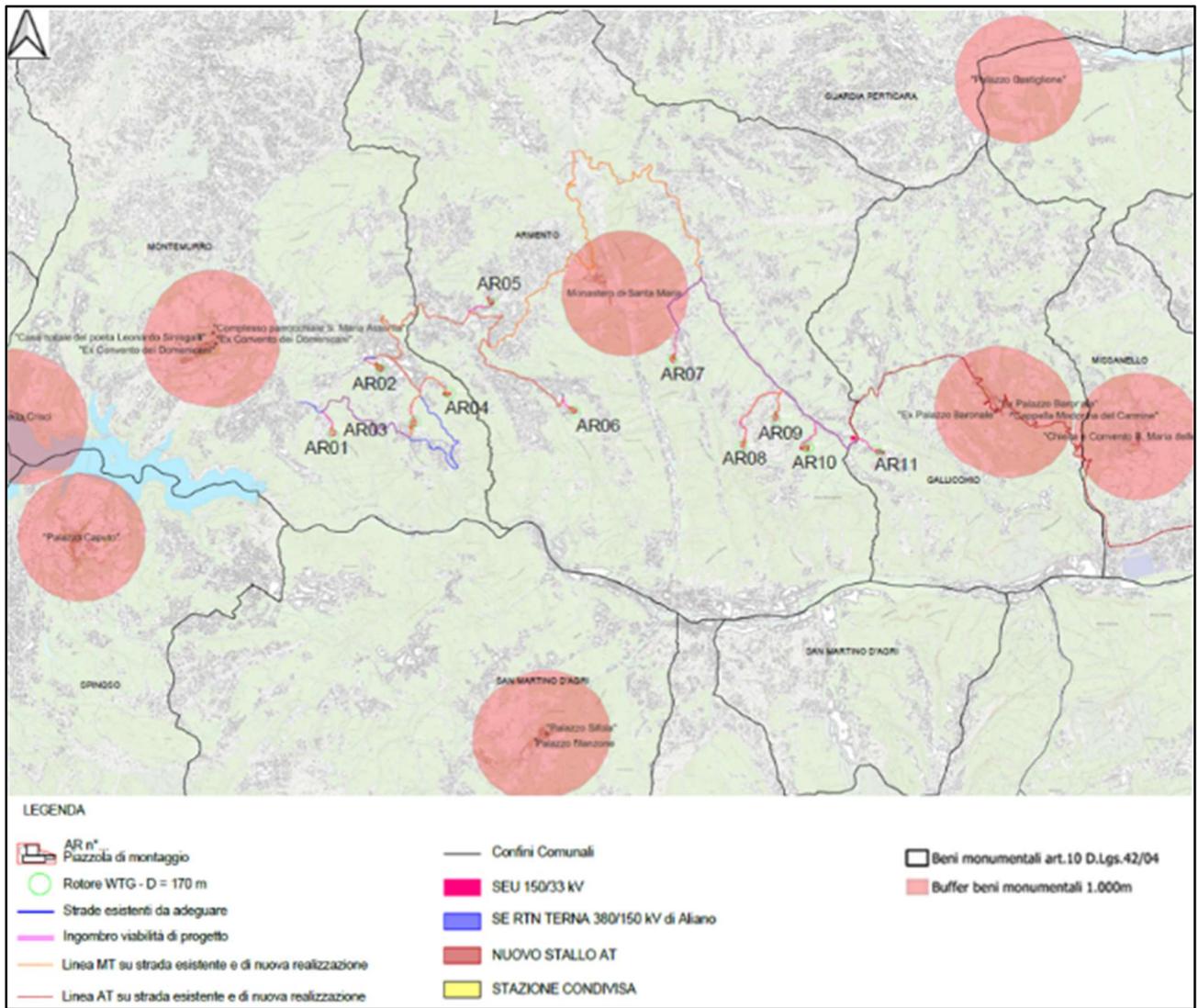


Figura 9.14: Mappe dei Beni Monumentali con Layout d'impianto (Fonte RSDI)

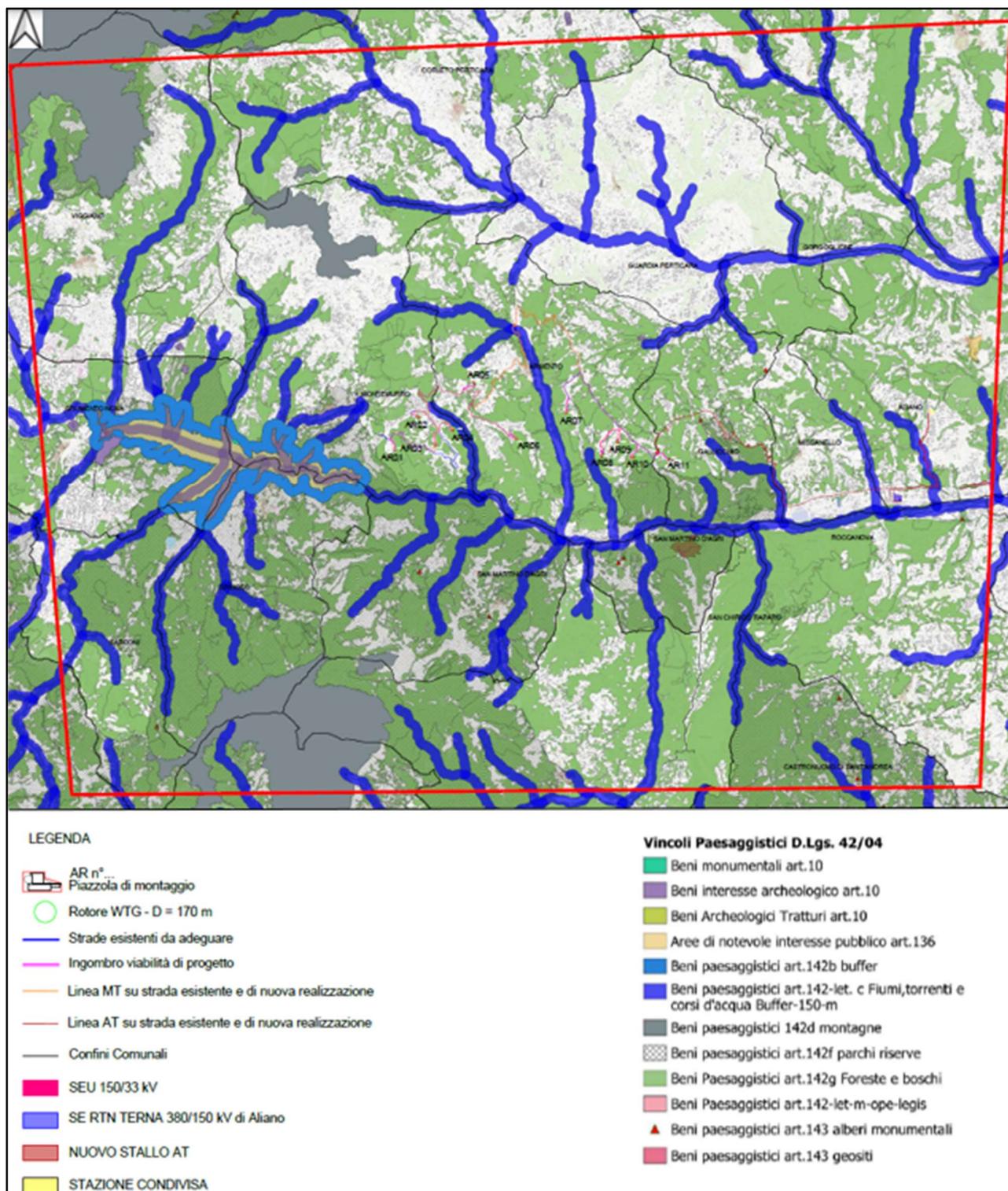


Figura 9.15: Carta dei vincoli paesaggistici con area Vasta (buffer 10 km) – Fonte: Regione Basilicata (per maggiori dettagli grafici si veda l'elaborato "VASA129 Carta dei vincoli paesaggistici su area vasta")

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

Tutti gli aspetti paesaggistici sono stati ampiamente trattati nell'elaborato di progetto "VASA128 Relazione Paesaggistica", in questo paragrafo vengono sintetizzati gli impatti diretti dell'impianto eolico,

gli interventi di mitigazione e, quindi, la valutazione dell'impatto.

La fase di cantiere per la costruzione e la dismissione sono caratterizzate da interventi, che si inseriscono all'interno del paesaggio e nel tessuto del patrimonio culturale e dei beni materiali, in ambito di area del sito, di impatto pressoché nullo perché la loro presenza nel territorio è molto breve in quanto tutti i mezzi quali, ad esempio, le gru e tutte le opere provvisorie, che potrebbero modificare il paesaggio, sono limitati nel tempo (non sono più presenti alla chiusura del cantiere).

La fase che ha un impatto sul tema in questione in questo paragrafo è quella di esercizio pur non essendo le opere permanenti, in quanto è previsto il ripristino dello stato dei luoghi ante-operam dopo la fine della vita utile dell'impianto, che si prevede essere 30 anni.

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

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

Come ampiamente discusso nell'elaborato di progetto "VASA128 Relazione Paesaggistica", al fine di minimizzare l'impatto visivo dell'impianto sullo stato attuale dei luoghi, si sono adottate misure di mitigazione in fase di scelta progettuale imponendo una distanza minima tra gli aerogeneratori di 700 m ed in generale pari a 6 volte il diametro nella direzione prevalente del vento e pari a 3 volte il diametro nella direzione ortogonale alla suddetta direzione.

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 due parti, rispettivamente contenenti 6 aerogeneratori, nella zona 1, che si colloca a Ovest del centro abitato di Armento, e 5 aerogeneratori nella zona 2, a Est rispetto al centro abitato di Armento, ovvero in due zone distanti l'una dall'altra circa 1,7 km, ne consegue che l'impianto non ha un effetto cumulato alto (la suddivisione considerata non coincide con quella di natura elettrica in circuiti riportata nella parte introduttiva della trattazione).

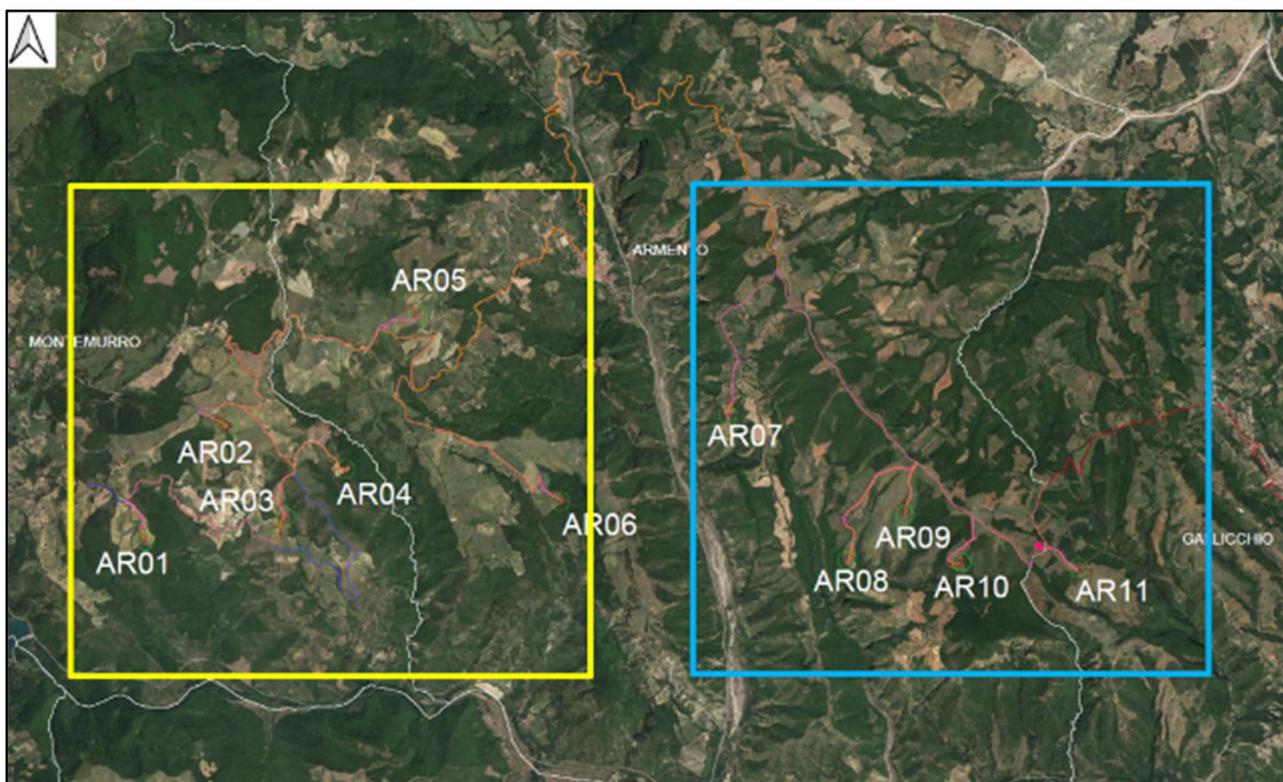


Figura 9.16: Suddivisione in zone del Parco Eolico Val d'Agri

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 6.2 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;
- interrimento 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.

Per quanto già trattato in precedenza, l'alterazione del paesaggio dovuta all'impianto può ritenersi con un impatto complessivo MEDIO e, ad ogni modo, compatibile con le caratteristiche paesaggistiche dell'area.

10. VINCOLISTICA DI NATURA AMBIENTALE

Gli aerogeneratori in progetto ricadono in aree prive di vincoli di natura ambientale e paesaggistica a livello locale e interessano aree protette in termini di area vasta a distanze tali da non compromettere lo stato di conservazione.

Nella **Figura 10.1** vengono rappresentate le zone ZPS, ZSC, SIC e EUAP interessate dall'area Vasta dell'impianto eolico.

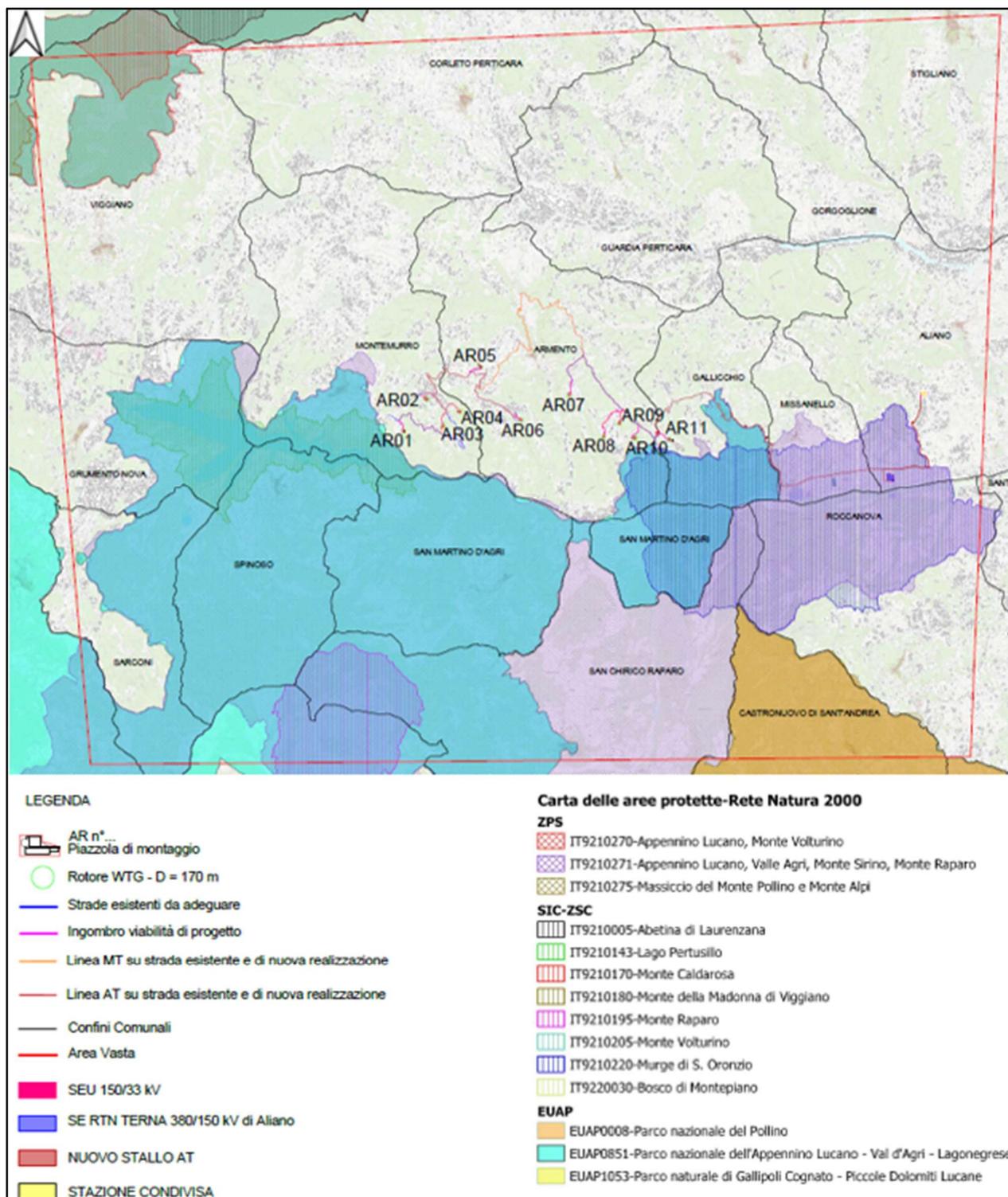


Figura 10.1: Zone SIC/ZPS con perimetro area vasta (Fonte RSDI)

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

- 1) **ZPS IT9210271 – Appennino Lucano -Valle Agri – Monte Sirino-Monte Raparo:** Con un'estensione di 37.491,00 ettari ricade nei territori dei Comuni di Grumento Nova, Viggiano, Montemurro e Spinoso. Si caratterizza per essere un'area di grande interesse naturalistico e paesaggistico ad elevato grado di conservazione, importante per la notevole diversità ambientale e le numerose specie animali e vegetali endemiche. Costituisce area di riproduzione di numerosi mammiferi ed uccelli rapaci, e presenta una buona diversità sia botanica che faunistica. Il

territorio è prevalentemente montuoso, a bassa densità demografica, con caratteristiche geomorfologiche peculiari dell'Appennino meridionale (glacialismo, carsismo, fenomeni tettonici), e molti habitat seminaturali (garighe, cespuglieti, pascoli xerici) mantenuti dalle attività antropiche tradizionali (pastorizia, agricoltura di nicchia).

- 2) **ZPS IT9210275 – Massiccio del Monte Pollino e Monte Alpi:** Territorio prevalentemente montuoso, caratterizzato da emergenze naturalistiche peculiari dell'Appennino meridionale sia geomorfologiche (glacialismo, carsismo, fenomeni tettonici) sia nel popolamento floro-faunistico (specie endemiche, cenosi relittuali...); il territorio è considerato generalmente con elevato stato di conservazione, molto importante per la notevole diversità ambientale e le numerose specie animali e vegetali endemiche.
- 3) **SIC /ZSC IT9210143 – Lago Pertusillo:** Incluso nel territorio del Parco dell'Appennino Lucano Val d'Agri Lagonegrese, tale area occupa una superficie di circa 2042 ettari, di cui il 30% è occupata dalla superficie del lago. Si tratta di un bacino artificiale realizzato inizialmente a scopo idroelettrico e irriguo per poi successivamente essere utilizzato per l'alimentazione di reti acquedottistiche ad uso potabile.

Il SIC si estende a nord, nella valle dell'Agri, dall'altezza di Spinoso ai pinnacoli delle Murge di S. Oronzio, mentre a sud comprende nella parte centrale il rilievo del monte Raparo (1764 m), per poi estendersi a sud est verso il Pollino, e a sud ovest nel lagonegrese con il massiccio del Sirino-Papa (1907 m e 2005 m). L'area SIC si sviluppa in una fascia altitudinale compresa tra i 435 m s.l.m e i 731 m s.l.m e costituisce un corridoio ecologico di connessione tra gli ambienti dell'appennino tipicamente forestali a quelli collinari prevalentemente agricoli.

- 4) **SIC/ZSC IT9210220 – Murge di S. Oronzio:** Questo tratto mediano del fiume Agri presenta pinnacoli conglomeratici e pareti a strapiombo, quale effetto di erosioni su depositi sedimentari fortemente cementati, di particolare bellezza paesaggistica. Le rive sono ricche di vegetazione ripariale e presentano residui di un bosco igrofilo. Le pendici limitrofe sono ricoperte da boschi quercini e da una estesa foresta di sclerofille sempreverdi con fisionomia di macchia alta, a motivo del substrato asciutto e permeabile, con una buona ricchezza e varietà di specie.

Dal punto di vista faunistico è area di riproduzione della lontra, di chiroterri e di numerosi uccelli rapaci e non costituisce area di reperimento per un parco naturale regionale.

- 5) **ZSC IT9210195 Monte Raparo:** posto a 1761 metri sul livello del mare, è il cuore del Parco dell'Appennino Lucano, da cui è possibile ammirare tutto il panorama che abbraccia la vallata del fiume Agri. Il monte, con le sue forme armoniose, funge infatti da spartiacque naturale tra le valli dell'Agri e del Sinni e dalla cima, che, come la maggior parte dei versanti, si presenta con pareti calcaree nude alternate a una rada vegetazione.

- 6) **EUAP 0851 Parco Nazionale dell'Appennino Lucano Val d'Agri – Lagonegrese:** è un'area naturale protetta con un'estensione di 68.996 mq appartenente interamente al territorio della Provincia di Potenza e comprendente 29 Comuni.

Il parco si estende principalmente lungo l'Appennino Lucano, a partire dalle vette del Pierfaone e del Volturino fino al massiccio del Sirino e comprende 12 aree SIC (Siti di Interesse Comunitario), 1 area IBA (Important Bird Area) e 2 aree ZPS (Zone a Protezione Speciale). Il Parco Nazionale dell'Appennino Lucano Val d'Agri – Lagonegrese, istituito con il Decreto del Presidente della Repubblica dell'8 dicembre 2007 (pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana n. 55 del 5 marzo 2008), ha nel Monte del Papa la sua vetta più alta (2005 m), mentre le vette del Monte Sirino e del Monte Volturino raggiungono altezze di 1907 m e 1835 m. Da un punto di vista morfologico il parco è caratterizzato da fenomeni carsici ed erosivi, depositi glaciali del Quaternario e laghi presso il Monte Sirino e Monte del Papa e da cascate, cavità e gole generate da movimenti vorticosi.

- 7) **EUAP 0008 Parco Nazionale del Pollino:** si estende su 192.565,00 ettari di terreno ed è posto a cavallo tra due regioni, la Basilicata, detta anche Lucania, e la Calabria. L'intera zona del Pollino è formata dai Massicci del Pollino e dell'Orsomarso. La catena montuosa che fa parte dell'Appennino meridionale a confine con la Basilicata e la Calabria vanta le vette più alte del Sud Italia, le quali rimangono innevate per un lungo periodo, da novembre a maggio, con lo sciogliersi della prima neve. L'area naturale che gode di un ampio prestigio è composta di rocce dolomitiche, di bastioni calcarei, di pareti di faglia di origine architettonica, di dirupi, di gole molto profonde, di grotte carsiche, di timpe di origine vulcanica, di inghiottitoi, di pianori, di prati, di pascoli posti ad alta quota, di accumuli morenici, di circhi glaciali e di massi erratici.

L'impatto del parco eolico sull'avifauna viene valutato con riferimento alle zone IBA (**Figura 10.2**), in quanto, con riferimento all'area vasta, l'impianto eolico interferisce con la Zona IBA 195 e 141.

Zona IBA 195 "Pollino e Orsomarso": il Parco Nazionale del Pollino, istituito nel 1993, comprende i Massicci del Pollino e dell'Orsomarso, catena montuosa meridionale a confine tra la Basilicata e la Calabria.

Le vette più alte sono: Serra Dolcedorme (2267m), Monte Pollino (2248 m), Serra del Prete (2181 m), Serra delle Ciavole (2127 m) e Serra del Crispo (2053 m). Il territorio vasto ed incontaminato conserva e tutela alcune piante rare, tra cui il Pino loricato.

Sulle pendici delle montagne si estendono immensi, fitti boschi di faggio, castagno, cerro, roverella e di farnetto. La parte della Basilicata è caratterizzata da foreste di lecci, aceri e faggi, attraversata dal fiume Sinni, anticamente chiamato Siris e lungo 94 km.

Il perimetro dell'IBA 195 corrisponde con quello del Parco Nazionale del Pollino, che comprende tutte le ZPS più importanti per le quali è stata individuata l'IBA stessa.

I volatili più comuni sono il Picchio nero, presente solo in Basilicata, in Calabria e sulle Alpi, la Coturnice, la Quaglia, il Beccaccino, la Pernice, il Cardellino, la Cornacchia, la Gazza, la Ghiandaia, il Corvo Imperiale.

Tra gli anfibi e i rettili rientrano la Salamandra pezzata, la Salamandrina Tergidata, l'Ululone dal ventre giallo o detto anche la Bombina variegata, il Biacco, il Cervone, il Colubro leopardiano, la Natrice dal collare, e il Ramarro. È presente anche la vipera nella varietà dell'Hugyi la quale è molto pericolosa. Diffusi anche i pesci come la Trota fario e numerosi insetti. Infine, bisogna menzionare i Curculionidi che sono dei coleotteri considerati una specie endemica del Pollino.

Zona IBA 141 "Parco Val d'Agri": il Parco Nazionale dell'Appennino Lucano - Val d'Agri - Lagonegrese si estende su una superficie di 68.996 ha interamente compresa nel territorio della provincia di Potenza, su 29 Comuni. Il parco comprende 12 Siti di Interesse Comunitario (SIC), 2 Zone a Protezione Speciale (ZPS) e 1 Important Bird Area (IBA).

Il perimetro del parco è molto articolato e si estende lungo una larga parte dell'Appennino Lucano, dalle vette del Volturino e del Pierfaone sino al massiccio del Sirino, comprendendo alcune delle maggiori cime dell'Appennino Meridionale. La cima più alta è il Monte del Papa (2005 m), seguita dal Monte Sirino (1907m) e dal Monte Volturino (1835 m). Tra i complessi maggiori si sviluppano le cime meno elevate del sistema della Maddalena, che racchiude l'alta valle del fiume Agri.

Per la sua posizione e per la superficie frastagliata che si sviluppa principalmente in direzione nord/ nord ovest – sud/ sud est, il Parco Nazionale dell'Appennino Lucano - Val d'Agri - Lagonegrese costituisce un importante elemento di continuità ecologica, in quanto si pone come corridoio naturale tra altre due aree protette di rilevanza nazionale: il Parco del Cilento e Vallo di Diano, situato ad Ovest, nella regione Campania, ed il Parco del Pollino, situato a Sud, nella Regione Calabria. Il parco include i bacini idrografici dell'Agri, del Basento e del Sinni e i bacini lacustri del Lago Pertusillo, del Lago Laudemio e del Lago Sirino.

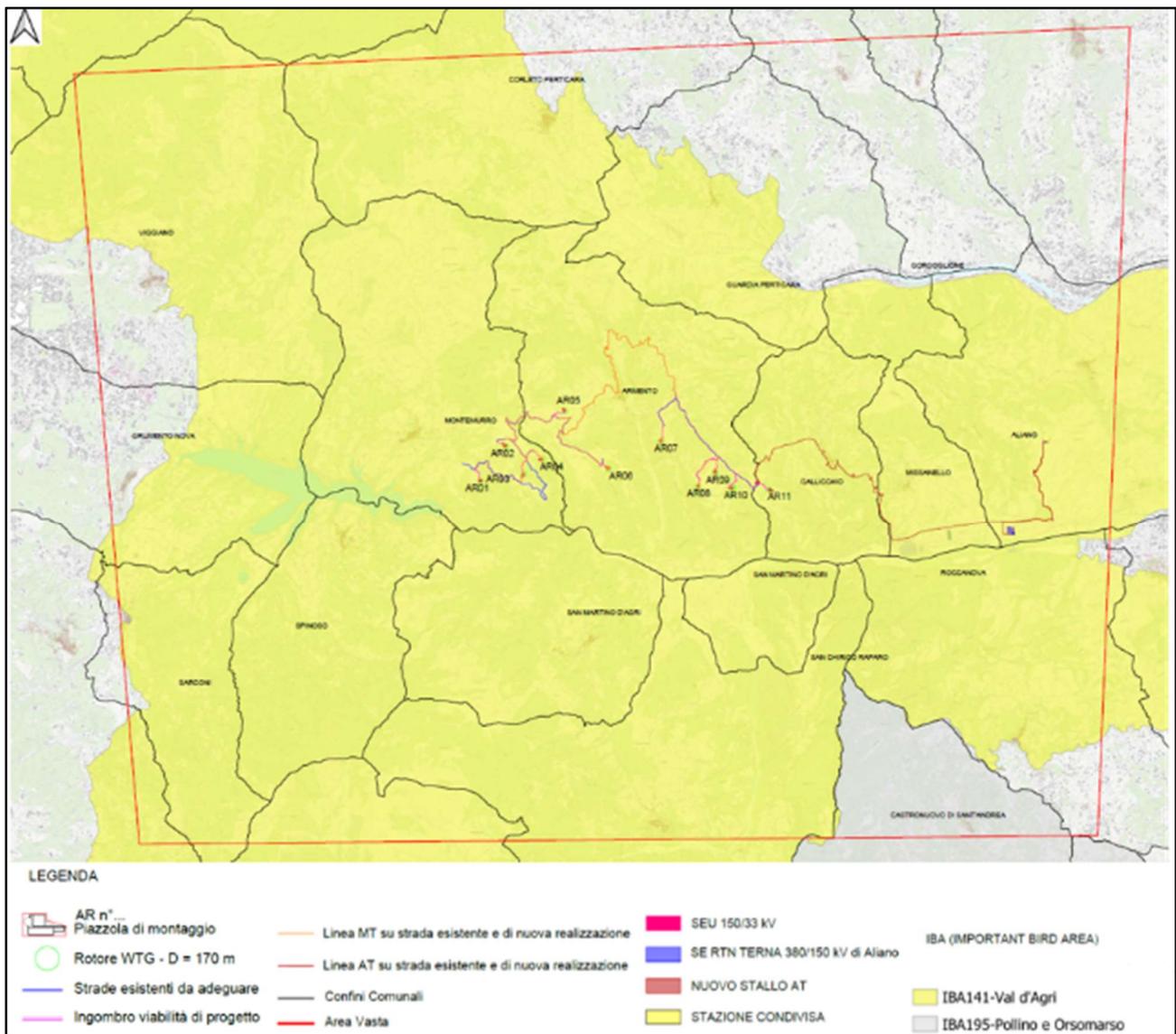


Figura 10.2: Importa Birds Area (Zone IBA) con perimetro area vasta (*Fonte RSDI*)

L'impianto eolico ricade interamente all'interno della zona IBA 141 e può generare un incremento della mortalità degli uccelli e chiroterteri per collisione con gli aerogeneratori. Al fine di mitigare tale impatto, in fase di progettazione, è stato previsto il layout d'impianto rispettando una mutua distanza minima tra gli aerogeneratori (asse-asse) pari o superiore a 700 m e una distanza di circa 1,7 km tra le due zone (Zona 1 e Zona 2) in cui è prevista l'installazione degli aerogeneratori, in modo da non sommare il relativo impatto sulla componente ambientale in analisi.

Al fine di mitigare ulteriormente l'impatto si prevede un piano di monitoraggio dell'avifauna durante la fase di esercizio dell'impianto eolico attraverso frequenti sopralluoghi in sito poter catalogare eventuali collisioni di uccelli o chiroterteri da riportare agli enti competenti e valutare l'installazione di un sistema di dissuasione e monitoraggio dell'area in corrispondenza degli aerogeneratori.

Tale sistema consiste in un monitoraggio automatico dell'avifauna e/o di riduzione del rischio di collisione degli uccelli e chiroterteri con le turbine eoliche. Il sistema rileva automaticamente gli uccelli e, opzionalmente, può eseguire 2 azioni separate per ridurre il rischio di collisione degli uccelli con le

turbine eoliche: attivare un segnale acustico e/o arrestare la turbina eolica.

Per ulteriori dettagli si rimanda alla relazione “*VASA112 Analisi Faunistica del Sito (da bibliografia)*”.

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. 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.

Partendo da questo dato, l'impianto eolico Val D'Agri, avendo una potenza di 68,2 MW contribuirebbe ad incrementare l'occupazione con circa 230 posti di lavoro durante la fase di progettazione e realizzazione.

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.

Sul territorio nazionale sono installati 7.289 aerogeneratori di varia taglia per un totale di potenza installata pari a 10.619 MW; la quota di energia prodotta nel 2020 è stata di circa 18,06 TWh, pari al fabbisogno di 21 milioni circa di persone.

Da questo dato si può ipotizzare dunque che tale impianto eolico in esercizio consentirà l'occupazione stabile di circa 40 persone.

	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.

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*)

Quindi per la Basilicata, in base all'obiettivo di potenziale eolico al 2030, si deduce che il numero di addetti al settore eolico siano almeno 4.300 per circa 1800 MW installati.

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 6,2 MW per una potenza complessiva di 68,2 MW sono:

- 20 addetti in fase di progettazione dell'impianto.
- 60 addetti in fase di realizzazione dell'impianto;
- 8 addetti in fase di esercizio per la gestione dell'impianto;
- 30 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 Basilicata. Si è tenuto conto, inoltre, del PIEAR (Piano di Indirizzo Energetico Ambientale Regionale) della Regione Basilicata.

Nello specifico, dal punto di vista normativo, programmatico ed autorizzativo, il presente progetto si inquadra come di seguito specificato.

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

13. 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. 50 del 17 Maggio 2022 n. 50 (Decreto Aiuti).

A livello regionale sono stati considerati i seguenti riferimenti normativi:

- Piano di Indirizzo Energetico Ambientale Regionale (P.I.E.A.R.) - pubblicato sul BUR n. 2 del 16 gennaio 2010;
- disciplinare per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Approvato con Deliberazione della Giunta Regionale n. 2260 del 29 dicembre 2010, modificato con Deliberazione della Giunta Regionale n. 41 del 19 gennaio 2016;
- L.R. 19 gennaio 2010 n. 1 "Norme in materia di energia e Piano di Indirizzo Energetico Ambientale Regionale d.lgs. 3 aprile 2006, n. 152 - l.r. n. 9/2007";
- L.R. 26 aprile 2012 n. 8 "Disposizioni in materia di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili";
- L.R. 09 agosto 2012 n. 17 "Modifiche alla legge regionale 26 aprile 2012, n. 8";
- D.G.R. 07 luglio 2015 n. 903 "D.M. del 10 settembre 2010. Individuazione delle aree e dei siti non idonei all'installazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili";
- L.R. 30 dicembre 2015 n. 54 "Recepimento dei criteri per il corretto inserimento nel paesaggio e

sul territorio degli impianti da fonti di energia rinnovabili ai sensi del D.M. 10 settembre 2010";

- L.R. 22 novembre 2018, n. 38, "Seconda variazione al bilancio di previsione pluriennale 2018/2020 e disposizioni in materia di scadenza di termini legislativi e nei vari settori di intervento della Regione Basilicata";
- L.R. 13 marzo 2019, n. 4, "Ulteriori disposizioni urgenti in vari settori d'intervento della Regione Basilicata";
- L.R. 6 novembre 2019, n.22, "Modifiche alla L.R. 13 marzo 2019, n.4. Ulteriori disposizioni urgenti in vari settori d'intervento della Regione Basilicata".

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”).

14. 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 Basilicata;
- 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 Basilicata
- Regione Basilicata – Dip. Ambiente ed Energia – Ufficio Energia
- Regione Basilicata – Dip. Ambiente ed Energia – Ufficio Urbanistica e Pianificazione Territoriale
- Regione Basilicata – Dip. Ambiente ed Energia – Ufficio Ciclo dell'Acqua
- Regione Basilicata – Dip. Ambiente ed Energia – Ufficio Parchi, Biodiversità e Tutela della Natura
- Regione Basilicata – Dip. Infrastrutture e Mobilità – Ufficio Geologico
- Regione Basilicata – Dip. Infrastrutture e Mobilità – Ufficio Difesa del Suolo
- Regione Basilicata – Dip. Politiche Agricole e Forestali – Ufficio Foreste e Tutela del Territorio
- Regione Basilicata – Dip. Politiche Agricole e Forestali – Ufficio sostegno alle imprese agricole, infrastrutture rurali s.p. – USI CIVICI

- Provincia di Matera – Servizio Ambiente
- Provincia di Matera – Servizio Trasporti
- Provincia di Potenza – Servizio Ambiente
- Provincia di Potenza – Servizio Trasporti
- Comune di Armento, Comune di Montemurro, Comune di Gallicchio, Comune di Aliano e Comune di Missanello;
- Ministero dell'Interno – Comando Vigili del Fuoco di Potenza
- Ministero dell'Interno – Comando Vigili del Fuoco di Matera
- Marina Militare - Comando Marittimo Sud - Taranto
- Aeronautica Militare -. Comando III Regione Aerea – Reparto Territorio e Patrimonio
- Ufficio Servitù Militari – Bari
- Comando Militare Esercito Basilicata – SM – Ufficio Personale Logistico e Servitù Militari – Potenza;
- ENAC e ENAV;
- Ministero dello Sviluppo Economico – Divisione III – Ispettorato territoriale Puglia- Basilicata e Molise – Bari;
- 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 Puglia;
- ARPA Basilicata;
- Acquedotto Lucano S.p.A. – Potenza;
- Consorzio di Bonifica della Basilicata;
- Terna Rete Italia S.p.A. e E-distribuzione S.p.a.

15. REPORT FOTOGRAFICO STATO DEI LUOGHI

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



Figura 15.1: Area piazzola di montaggio dell'aerogeneratore AR01



Figura 15.2: Area piazzola di montaggio dell'aerogeneratore AR02



Figura 15.3: Area piazzola di montaggio dell'aerogeneratore AR03



Figura 15.4: Area piazzola di montaggio dell'aerogeneratore AR04



Figura 15.5: Viabilità di accesso alla piazzola di montaggio dell'aerogeneratore AR05



Figura 15.6: Viabilità di accesso alla piazzola di montaggio dell'aerogeneratore AR06



Figura 15.7: Viabilità di accesso alla piazzola di montaggio dell'aerogeneratore AR07



Figura 15.8: Viabilità di accesso alla piazzola di montaggio dell'aerogeneratore AR09



Figura 15.9: Viabilità di accesso alla piazzola di montaggio dell'aerogeneratore AR11



Figura 15.10: Area SEU



Figura 15.11: Area stazione condivisa



Figura 15.12: Area SE RTN Terna 380/150 kV Aliano, nuovo stallo AT