

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



PROGETTO DEFINITIVO PARCO EOLICO COLOBRARO TURSI

Titolo elaborato:

RELAZIONE GENERALE DEL PROGETTO

MF	GD	WPD	EMISSIONE	10/01/24	0	0
REDATTO	CONTR.	APPROV.	DESCRIZIONE REVISIONE DOCUMENTO	DATA	REV	
PROPONENTE  WPD MURGE S.R.L. VIALE LUCA GAURICO 9-11 00143 ROMA			CONSULENZA  GE.CO.D'OR S.R.L. VIA A. DE GASPERI N. 8 74023 GROTTAGLIE (TA) PROGETTISTA ING. GAETANO D'ORONZIO VIA GOITO 14 – COLOBRARO (MT)			
Codice CTEG002			Formato A4	Scala /	Foglio 1 di 65	

INDICE

1.PREMESSA	4
2.DESCRIZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO	4
2.1.Caratteristiche tecniche dell'aerogeneratore	11
2.2.Viabilità e piazzole	13
2.3.Descrizione opere elettriche	15
2.3.1.Aerogeneratori	15
2.3.2.Sottostazione Elettrica di trasformazione Utente (SEU)	16
2.3.3.Linee elettriche di collegamento MT	18
2.3.4.Linea elettrica di collegamento AT	22
2.3.5.Sottostazione RTN Terna 150 kV Sant'Arcangelo	22
3.DESCRIZIONE COSTRUZIONE, ESERCIZIO E DISMISSIONE IMPIANTO	22
3.1.Costruzione	23
3.1.1.Opere civili	23
3.1.2.Opere elettriche e di telecomunicazione	23
3.1.3.Installazione aerogeneratori	24
3.2.Esercizio e manutenzione	24
3.3.Dismissione dell'impianto	25
4.FINALITÀ DEL PROGETTO	25
4.1.Diminuzione delle emissioni in atmosfera di anidride carbonica	ERRORE. IL SEGNALIBRO NON È DEFINITO.
5.PROPOSTA PIANO DI COMPENSAZIONE AMBIENTALE	25
6.INSERIMENTO SUL TERRITORIO	28
6.1.Criteri di progettazione strutture e impianti	30
7.SICUREZZA DELL'IMPIANTO	31
7.1.Effetti di shadow-flickering	32
7.2.Impatto acustico	33
7.3.Impatto elettromagnetico	33
7.4.Rottura accidentale di organi rotanti	34
8.INQUADRAMENTO DELL'AREA DI PROGETTO	34
8.1.Caratteristiche di ventosità dell'area d'impianto	34
8.2.Caratteristiche geologiche dell'area d'intervento	35
8.3.Classificazione sismica	38

8.4. Infrastrutture viarie presenti	41
9. VINCOLISTICA DI NATURA PAESAGGISTICA	41
10. VINCOLISTICA DI NATURA AMBIENTALE	50
11. RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE	55
12. INQUADRAMENTO NORMATIVO ED AUTORIZZATIVO	58
12.1. Normativa di riferimento	58
12.2. Procedimento autorizzativo	64

1. PREMESSA

Il Gruppo wpd nasce in Germania, a Brema, nel 1996 e da oltre 20 anni opera nel settore delle energie rinnovabili, in particolare da fonte eolica. Ad oggi il Gruppo wpd ha installato oltre 2.630 torri eoliche con una capacità totale di circa 6,1 GW ed è direttamente responsabile del funzionamento e della gestione di 513 parchi eolici, equivalenti a 5,3 GW di potenza installata.

Il Gruppo wpd inoltre è presente con le sue società controllate in 29 paesi (Europa, Asia, America del Nord) ed in Italia opera con la sua controllata wpd Italia s.r.l.

In Italia, la società sta costruendo un impianto eolico di 30 MW in Sicilia e ha in sviluppo una pipeline di nuovi impianti eolici per una potenza complessiva di circa 1500 MWp.

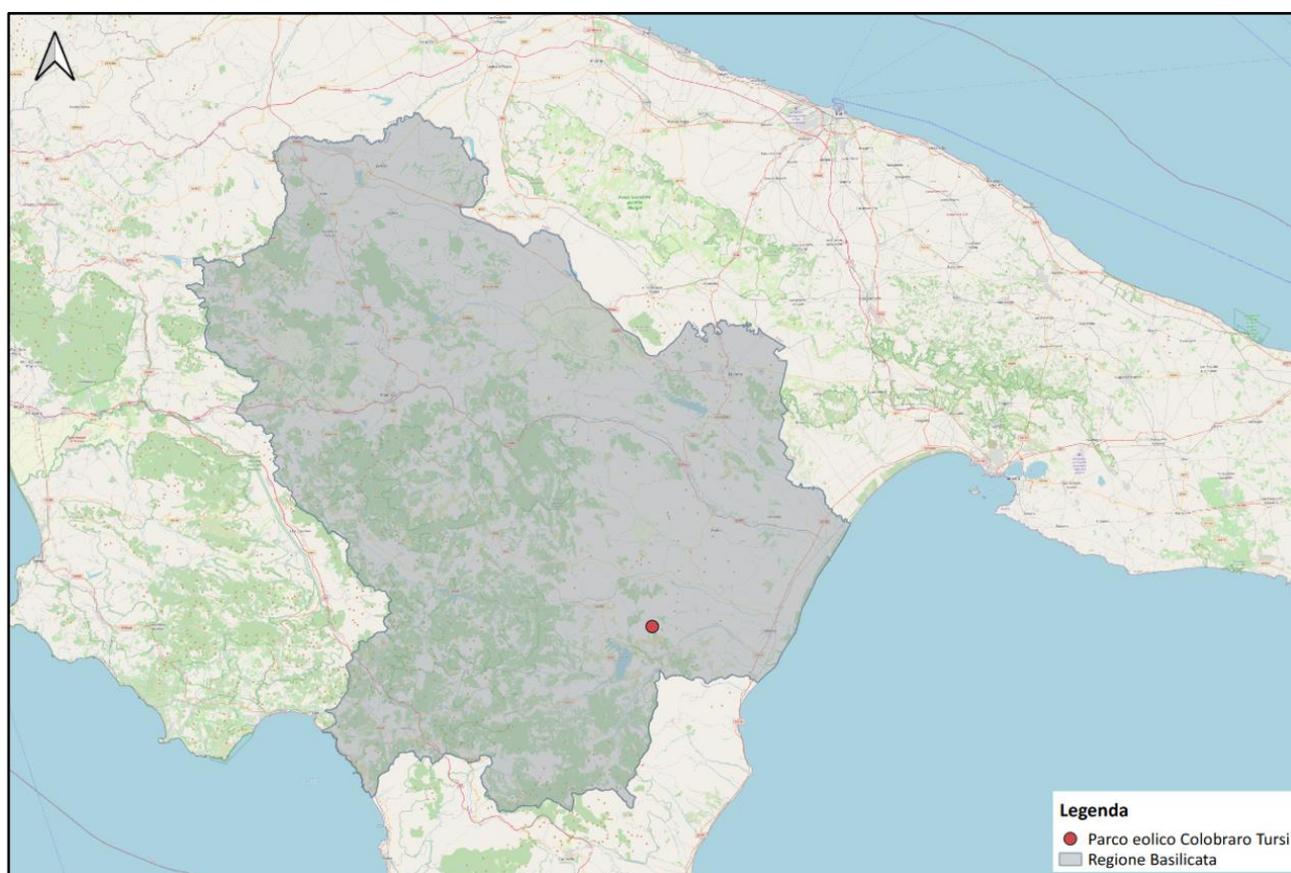


Figura 1.1: Localizzazione Parco Eolico Colobraro Tursi

Nell'ambito delle suddette attività di sviluppo, Wpd ha conferito incarico alla società Gecodor s.r.l. di progettare un parco eolico in Basilicata, nel territorio dei Comuni di Colobraro e Tursi (Provincia di Matera) con punto di connessione nel limitrofo Comune di Sant'Arcangelo (PZ) presso la Sottostazione RTN Terna 150 kV di futura realizzazione.

2. DESCRIZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO

L'impianto eolico presenta una potenza nominale totale pari a 60 MWp ed è costituito da 10 aerogeneratori, di potenza nominale pari a 6 MWp, altezza torre pari a 125 m e rotore pari a 150 m,

collegati tra loro mediante un cavidotto interrato in media tensione che convoglia l'elettricità presso una Stazione Elettrica Utente (SEU) di trasformazione 150/30 kV al fine di collegarsi alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) Terna attraverso un cavidotto in alta tensione.

L'impianto interessa prevalentemente i Comuni di Colobraro, ove ricadono 5 aerogeneratori, Tursi, ove ricadono 5 aerogeneratori, e il Comune di Sant'Arcangelo, dove verrà realizzata la SEU 150/30 kV, contenuta all'interno di una Stazione Elettrica Condivisa (SEC) con altri produttori di energia, e la nuova Stazione Elettrica di smistamento a 150 kV della RTN.

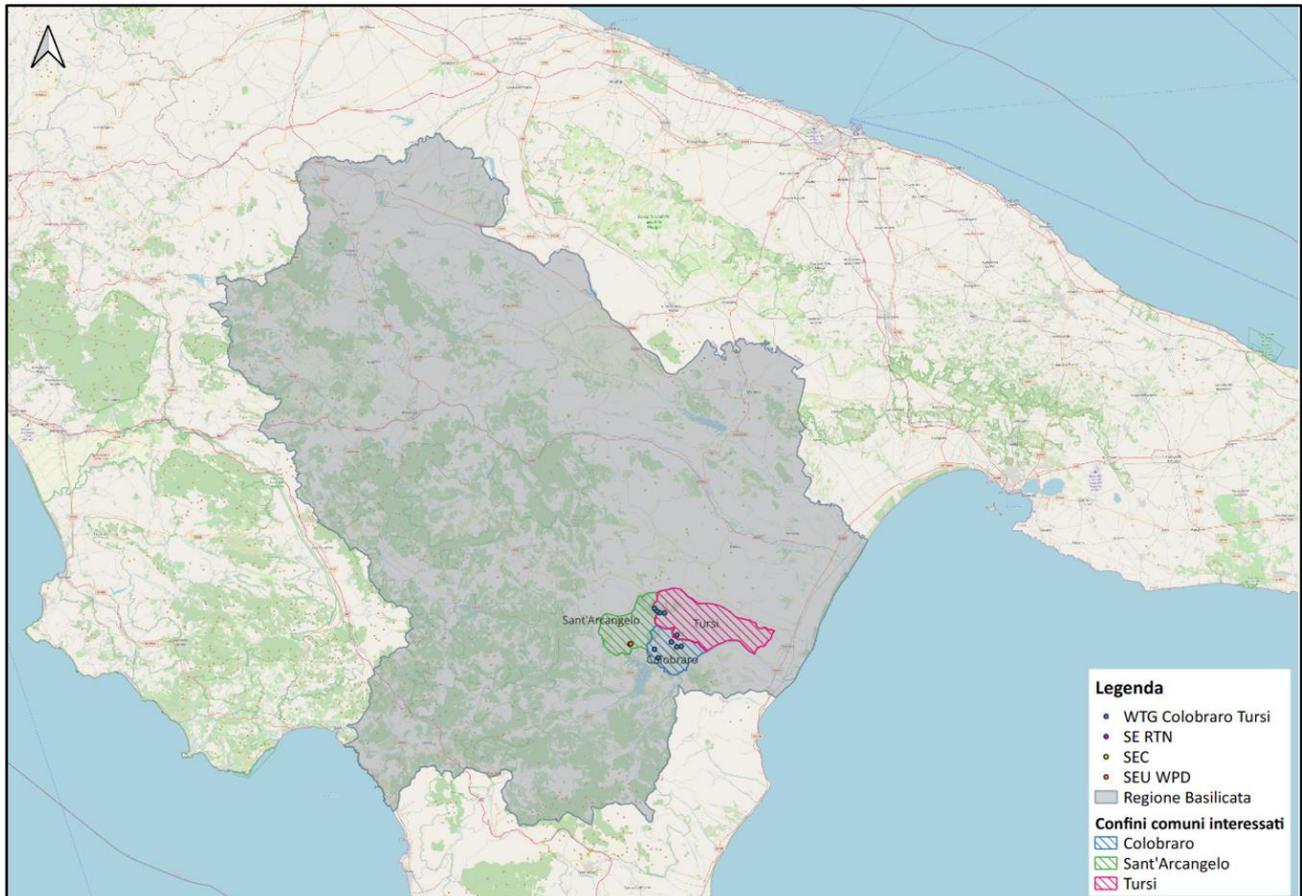


Figura 2.1: Inquadramento territoriale - Limiti amministrativi comuni interessati

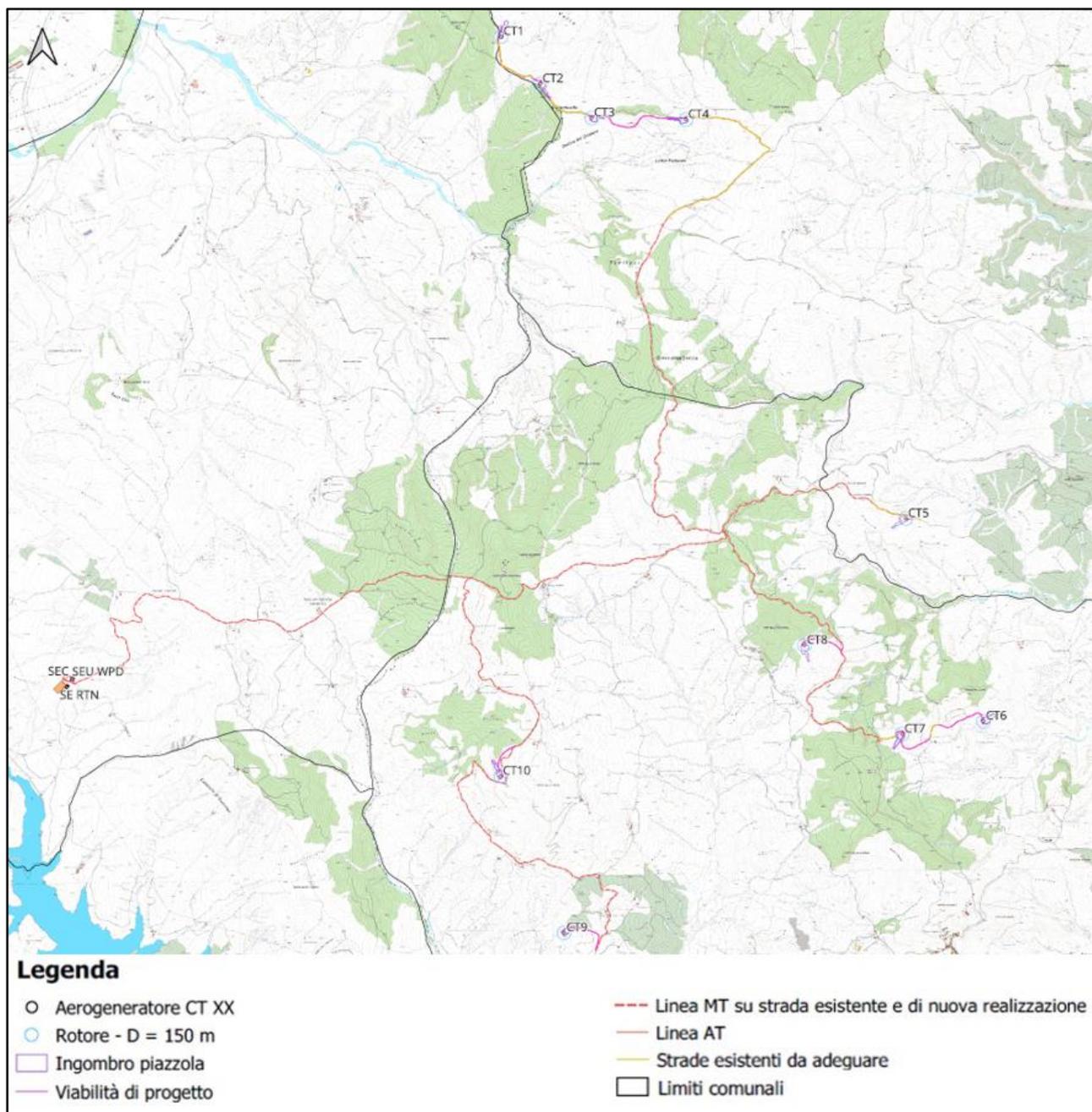


Figura 2.2: Layout d’impianto su CTR

Il Parco eolico risulta suddiviso in tre parti, quella ricadente ad ovest del centro abitato di Colobraro (Zona 1 – rettangolo Rosso), costituita da 2 WTG (Wind Turbine Generator) e che si sviluppa lungo un crinale tra i 400 m e i 700 m s.l.m., in corrispondenza delle C.de Serre, Sirianni, Murge, Santamaria e Cozzo della Croce, quella ricadente a Nord Ovest del centro abitato di Tursi (Zona 2 – rettangolo azzurro), costituita da 4 WTG e che si sviluppa su un altopiano a circa 500 m s.l.m., in corrispondenza della C.da Il Monticello, e quella ricadente in prossimità del confine tra il Comune di Colobraro e il Comune di Tursi (Zona 3 – rettangolo verde), costituita da 4 WTG, che si sviluppa su un altopiano a circa 500 m s.l.m, in corrispondenza della C.da Cozzo della Lite (Colobraro) e C.da Cozzo di Penne (Tursi) (**Figura 2.3 ÷ 2.6**).

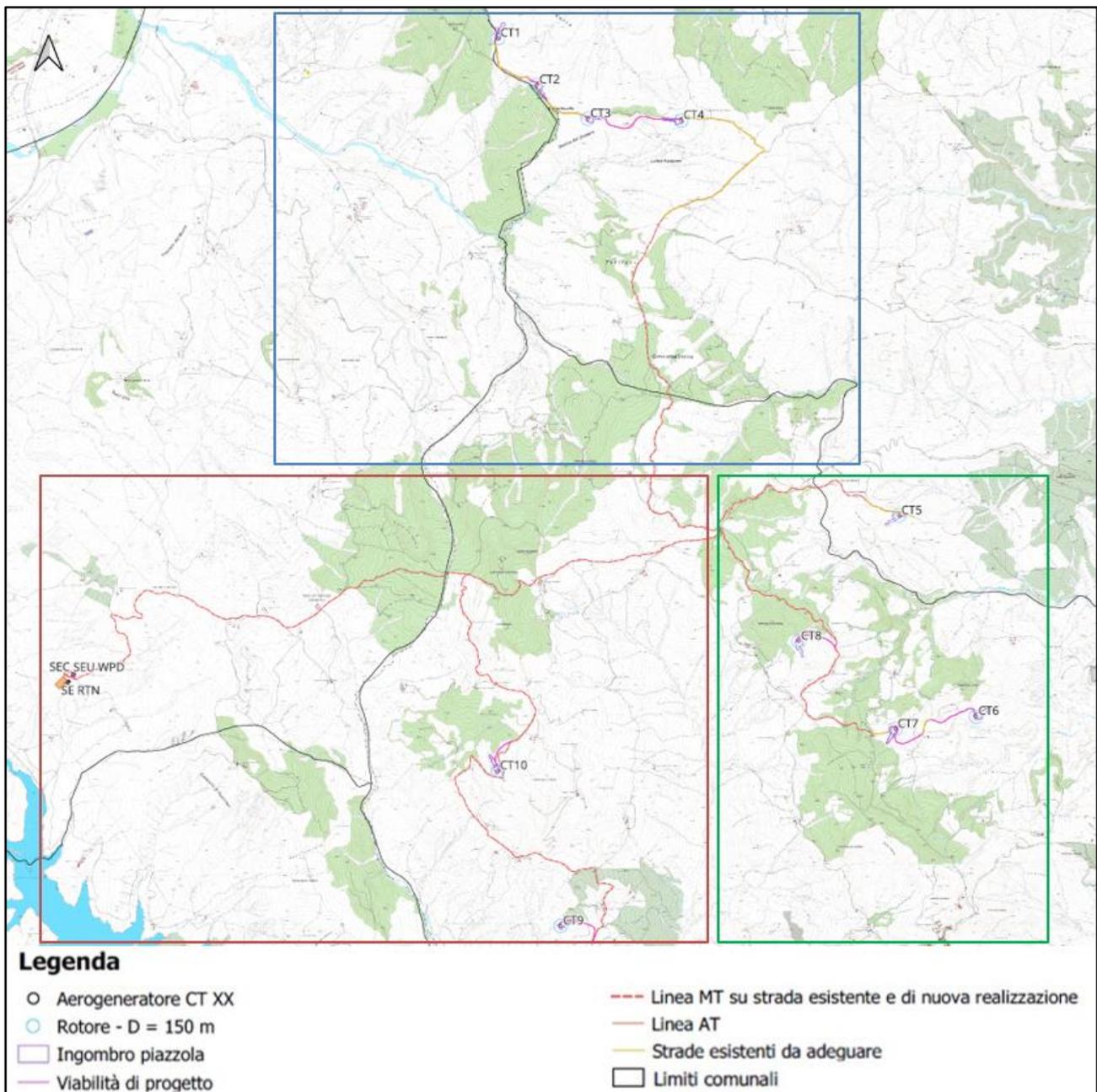


Figura 2.3: Layout d’impianto suddiviso in zone su CTR: Zona 1 - rettangolo rosso, Zona 2 - rettangolo azzurro, Zona 3 - rettangolo verde

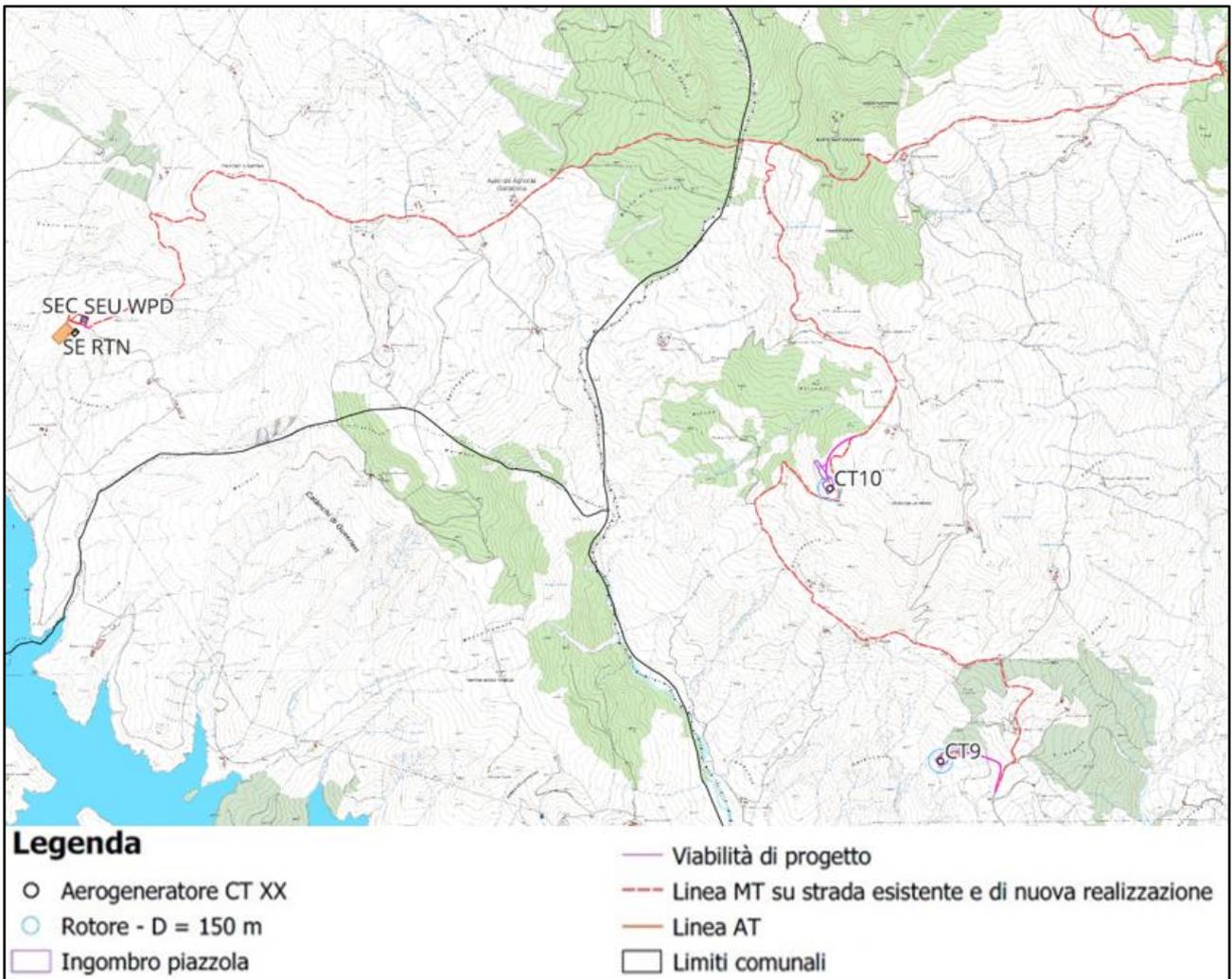


Figura 2.4: Layout d'impianto relativo alla zona 1 su CTR

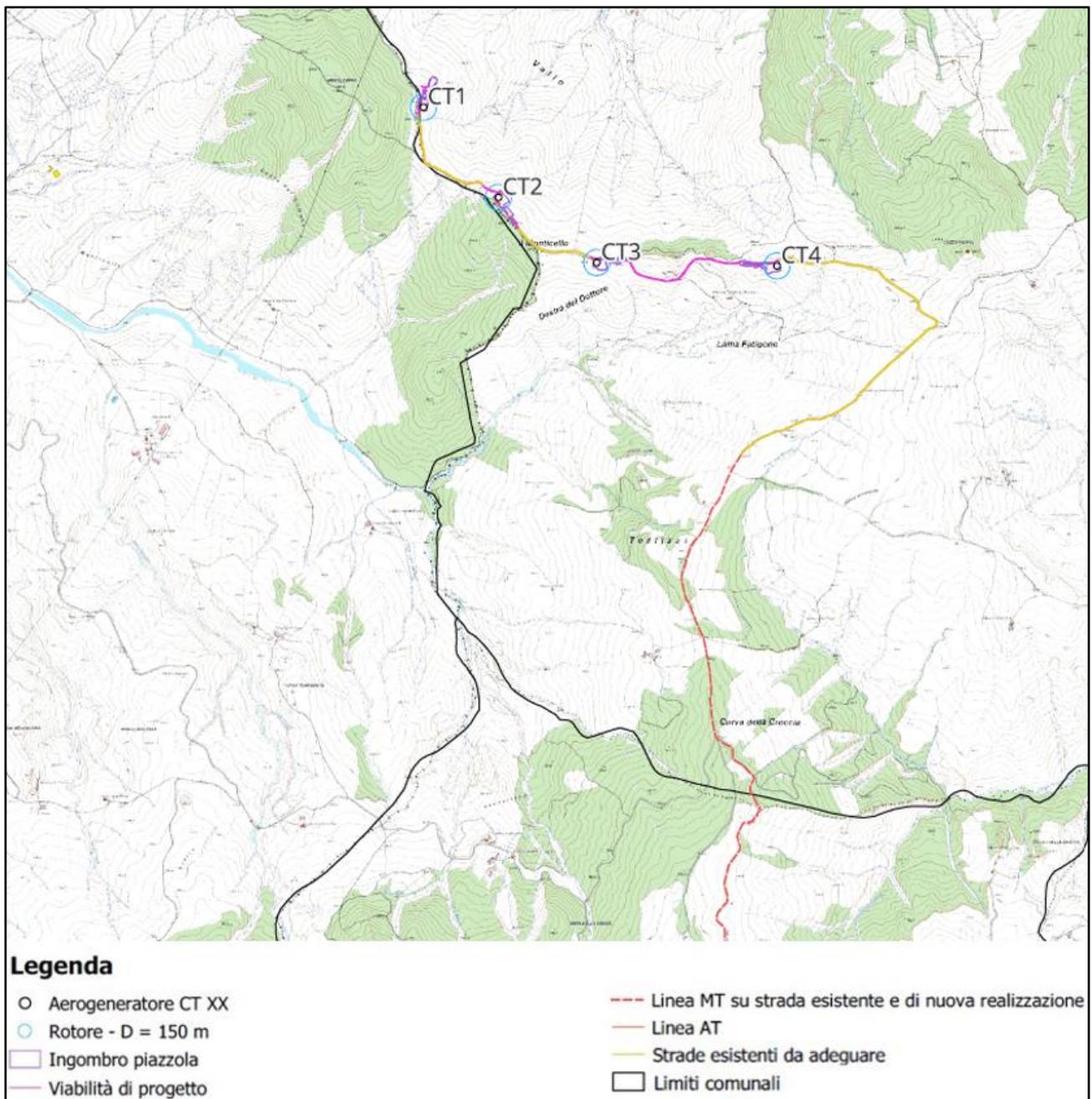


Figura 2.5: Layout d’impianto relativo alla zona 2 su CTR

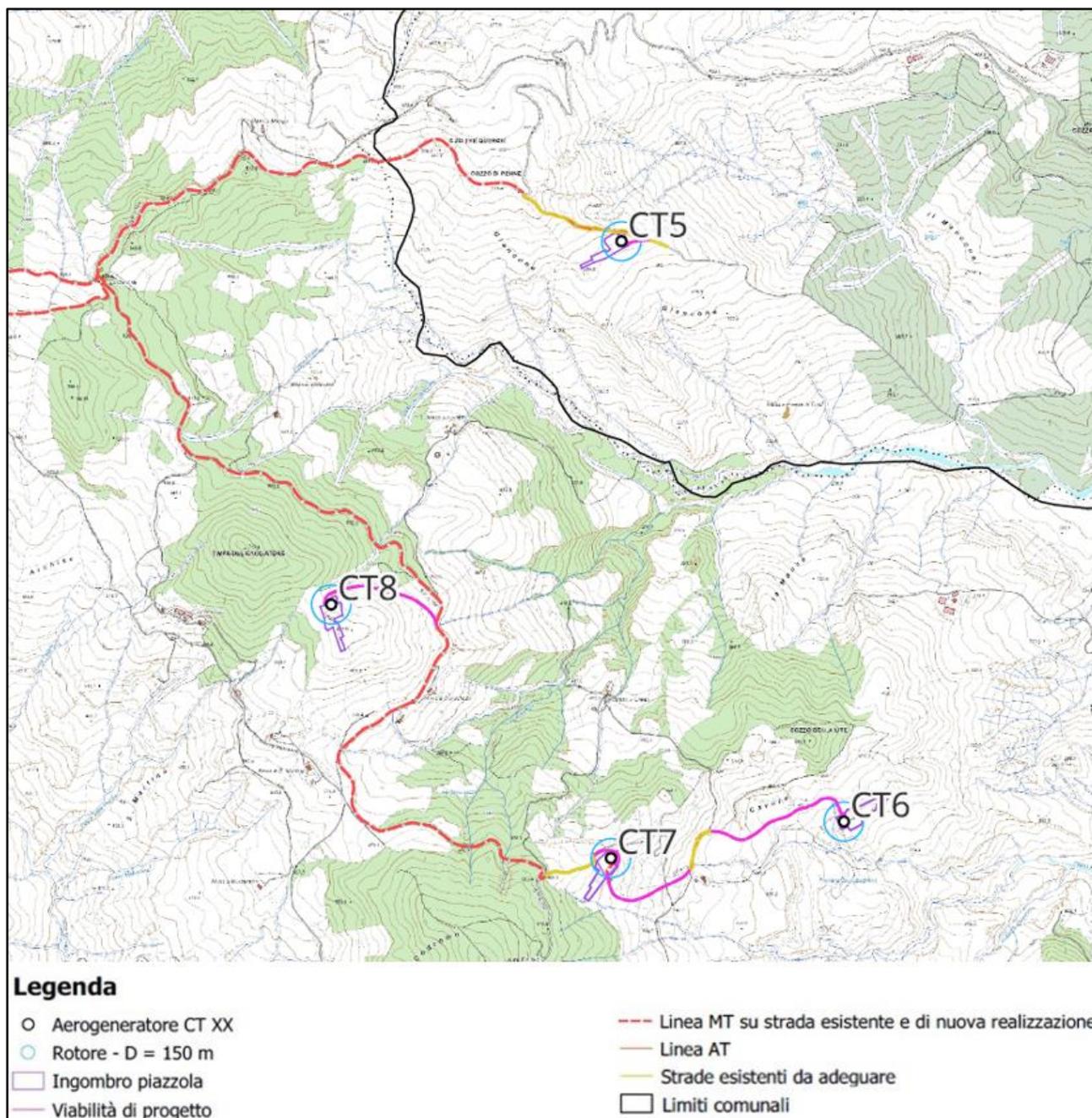


Figura 2.6: Layout d'impianto relativo alla zona 3 su CTR

Le turbine eoliche sono collegate mediante un sistema di linee elettriche interrato di Media Tensione a 30 kV allocate prevalentemente in corrispondenza del sistema di viabilità interna, necessario alla costruzione e alla gestione futura dell'impianto e realizzato prevalentemente adeguando il sistema viario esistente e realizzando nuovi tratti di raccordo per consentire il transito dei mezzi eccezionali.

Le linee elettriche in Media Tensione vengono collegate alla SEU 150/30 kV, posizionata ad Ovest rispetto agli aerogeneratori di progetto.

La soluzione di connessione (Soluzione Tecnica Minima Generale STMG - Codice Pratica (CP) del preventivo di connessione 202000607 del 08.07.2020) prevede che l'impianto eolico venga collegato in antenna a 150 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) di smistamento a 150 kV della RTN nel Comune

di Sant’Arcangelo, da inserire in doppio entra – esce alle linee RTN a 150 kV “Aliano – Senise” e “Pisticci – Rotonda”.

Il Gestore ha, inoltre, prescritto che lo stallo assegnato dovrà essere condiviso con altri produttori e, pertanto, la SEU 150/30 kV sarà realizzata all’interno di una stazione in comune con altri produttori e collegata alla Stazione Elettrica RTN Terna mediante una linea in Alta Tensione a 150 kV interrata.

La società proponente ha accettato la soluzione di connessione alla RTN proposta da Terna e, nell’ambito della procedura prevista dal Regolamento del Gestore per la connessione degli impianti alla RTN, ha predisposto il progetto del Parco Eolico Colobraro Tursi e quello relativo a tutte le opere da realizzare per collegamento alla RTN al fine di ottenere il previsto benessere dal Gestore.

L’area di progetto è servita dalla SS 598 (Val D’Agri), per quanto riguarda la parte d’impianto che si sviluppa nel comune di Tursi, e dalla SS 653 (Sinnica), per quanto riguarda la parte d’impianto che si sviluppa nel comune di Colobraro.

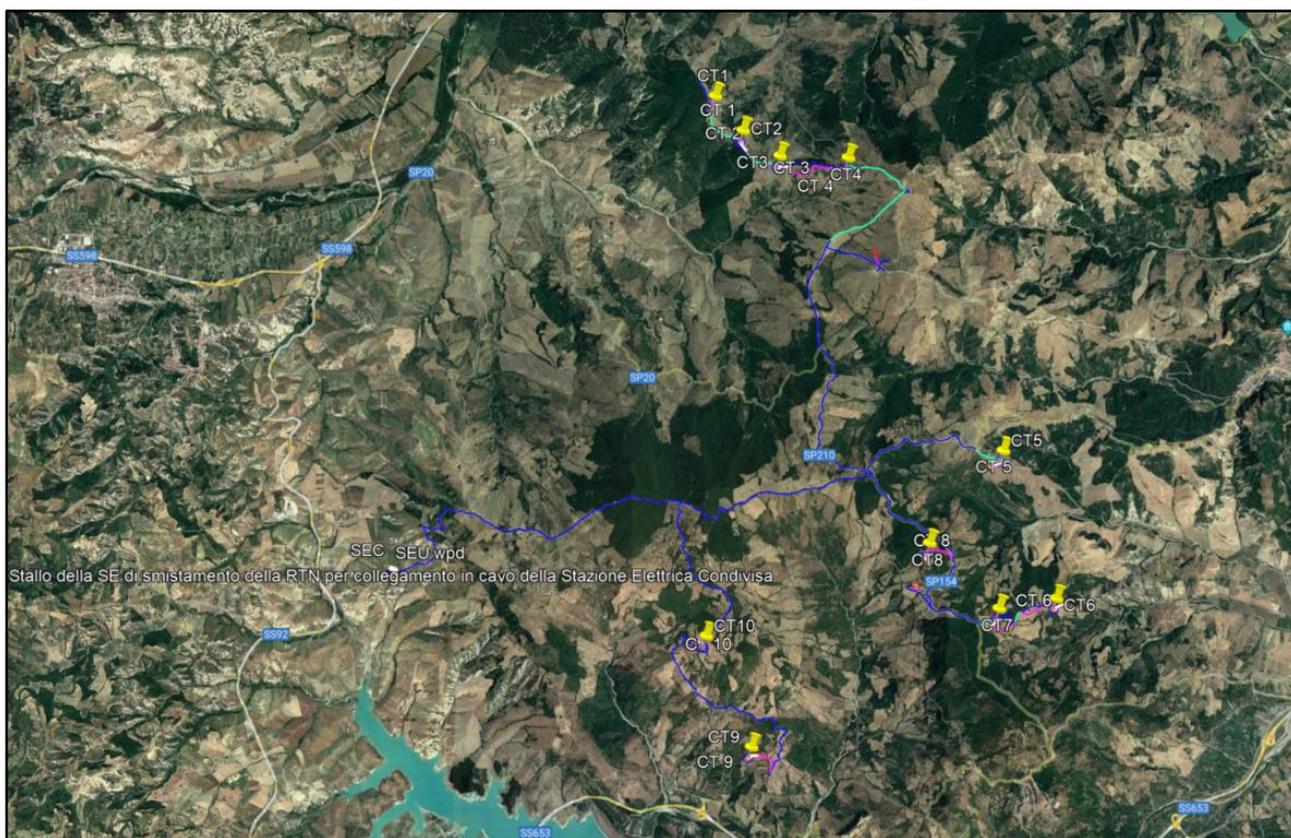


Figura 2.7: Layout d’impianto su immagine satellitare

2.1. Caratteristiche tecniche dell’aerogeneratore

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

Per il presente progetto si prevede di installare un aerogeneratore modello Vestas V 150, di potenza nominale pari a 6,0 MWp, altezza torre all'hub pari a 125 m e diametro del rotore pari a 150 m (**Figura 2.1.1**).

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

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

Altre caratteristiche principali sono riassunte nella **Tabella 2.1.1**.

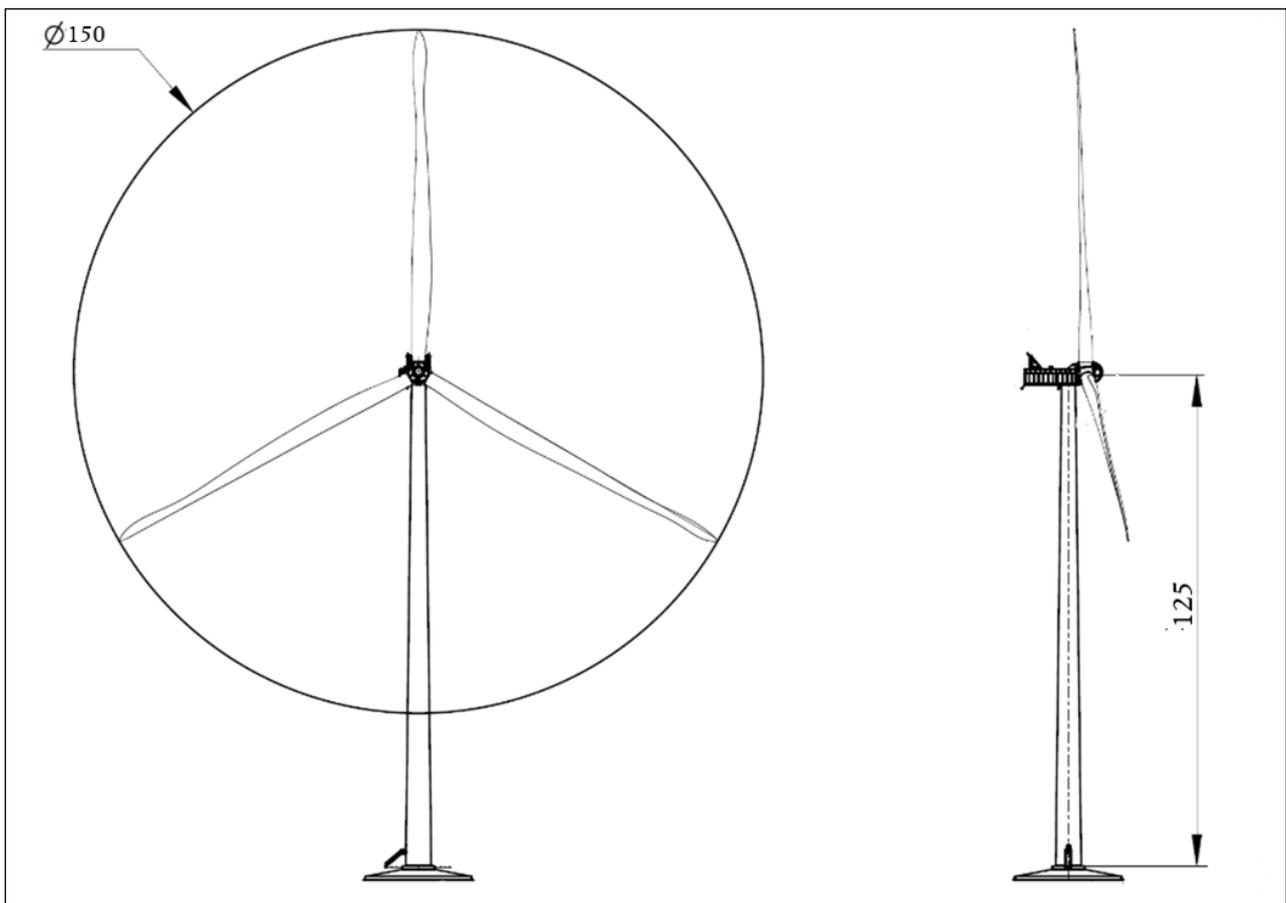


Figura 2.1.1: Profilo aerogeneratore V150 – 6,0 MWp – HH = 125 m – D = 150 m

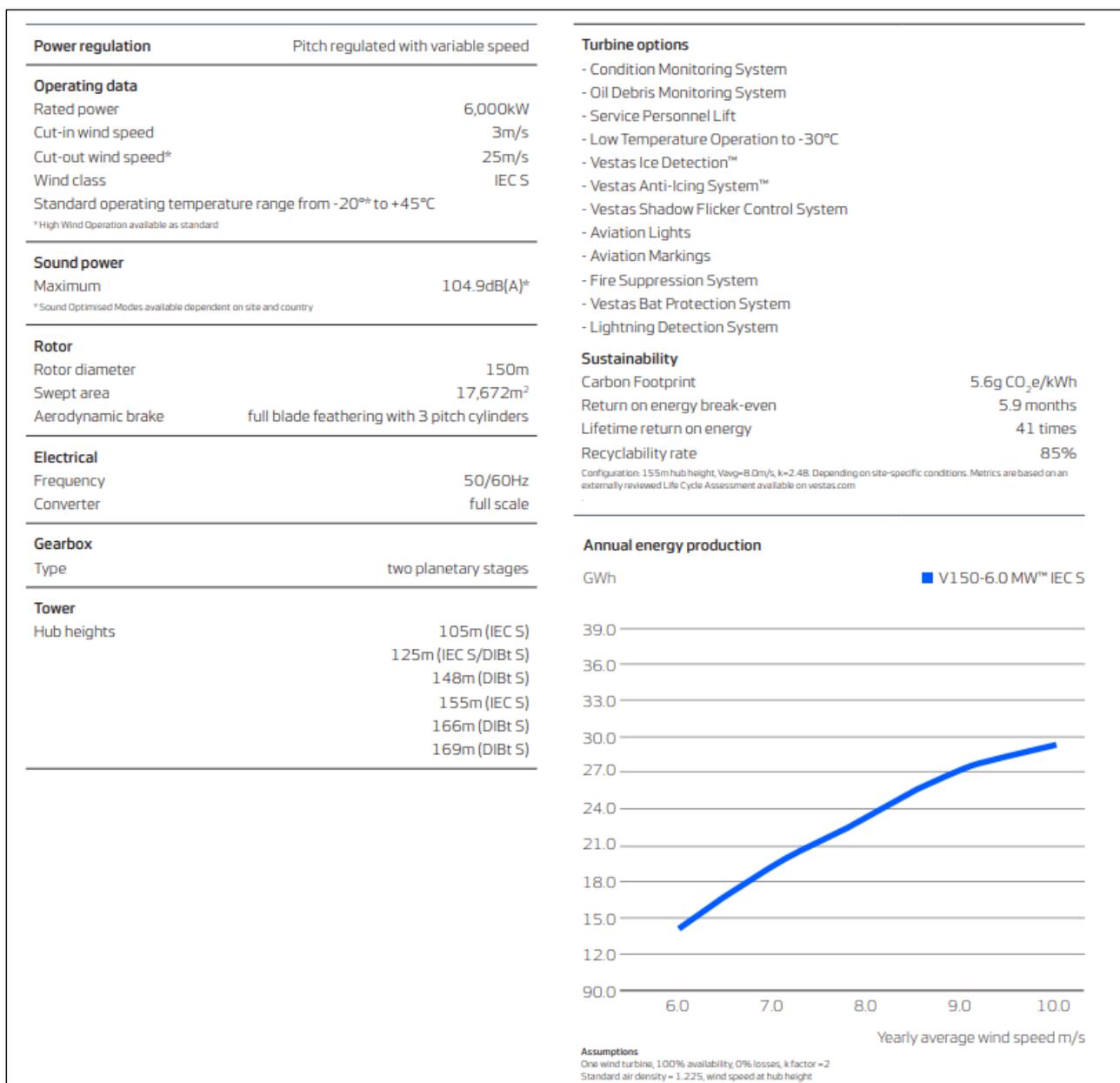


Tabella 2.1.1: Specifiche tecniche aerogeneratore di progetto

2.2. Viabilità e piazzole

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

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

Nei casi in cui tale approccio non è stato perseguibile sono stati progettati tratti di nuova viabilità seguendo il profilo naturale del terreno senza interferire con il reticolo idrografico presente in sito.

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

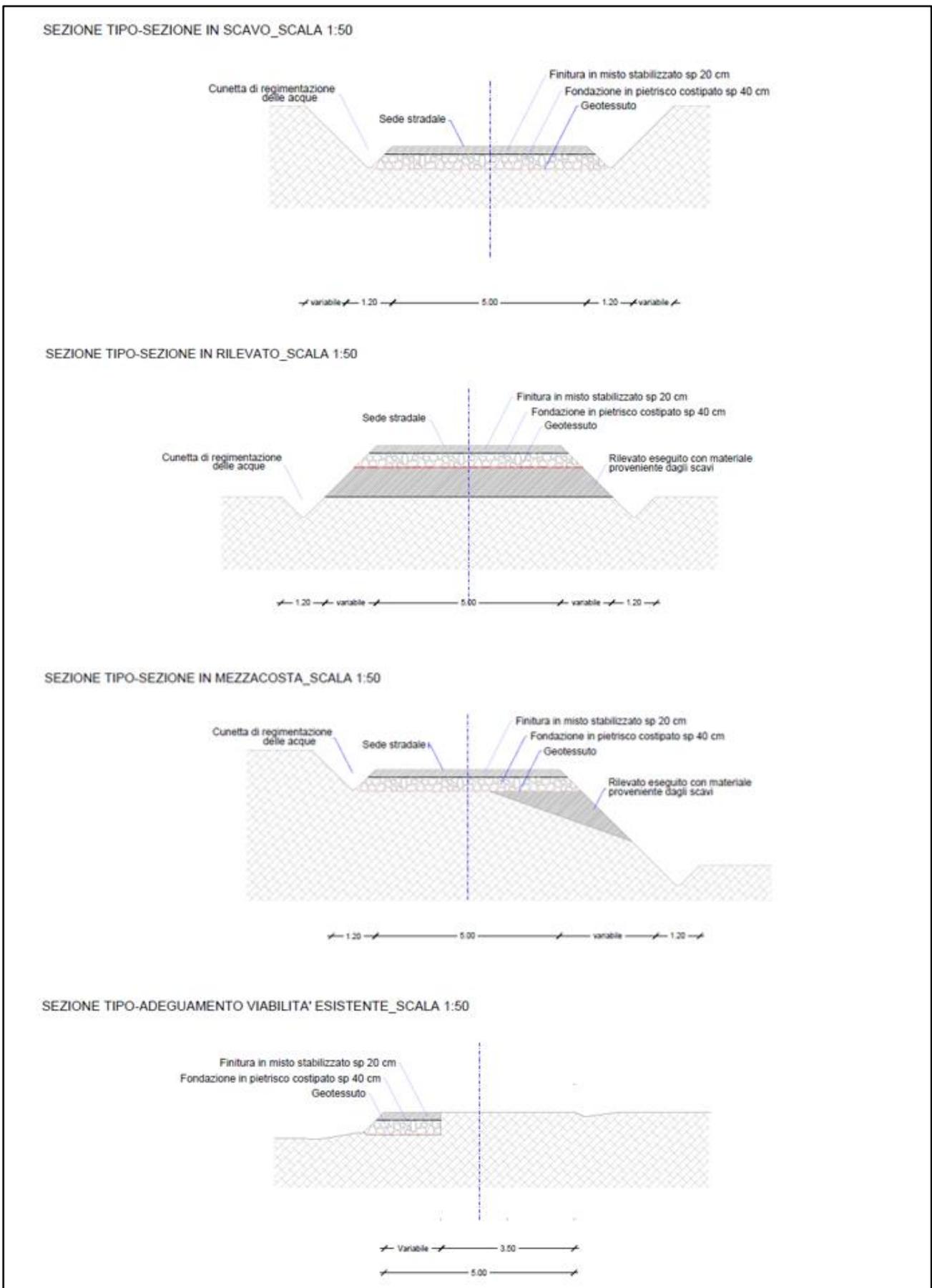


Figura 2.2.1: Sezioni tipo viabilità parco eolico

La progettazione delle piazzole da realizzare per l'installazione di ogni aerogeneratore prevede due configurazioni, la prima necessaria all'installazione dell'aerogeneratore e la seconda, a seguito di opere

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

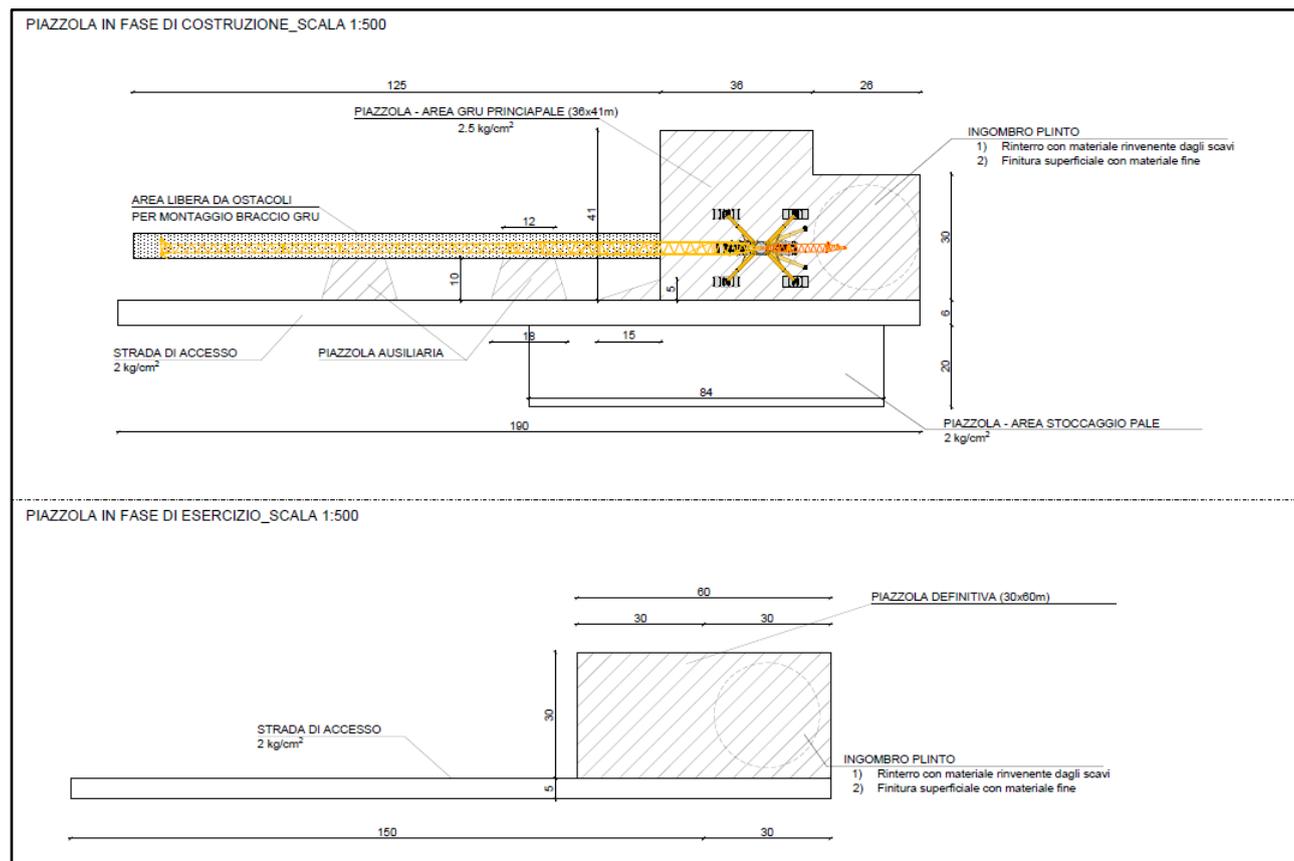


Figura 2.2.2: Planimetria piazzola tipo per la fase di installazione e fase di esercizio e manutenzione

2.3. Descrizione opere elettriche

2.3.1. Aerogeneratori

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

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

All'interno della torre sono installati:

- l'arrivo cavo BT (690 V) dal generatore eolico al trasformatore;
- il trasformatore MT-BT (30/0,69 kV);
- il sistema di rifasamento del trasformatore;
- la cella a 30 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)

La Stazione Elettrica di trasformazione Utente 150/30 kV è localizzata all'interno della stazione elettrica condivisa con altri produttori nel Comune di Sant'Arcangelo ed è collegata alla Stazione Elettrica 150 kV della RTN Terna di Sant'Arcangelo attraverso un cavo AT a 150 kV interrato di lunghezza di circa 140 m.

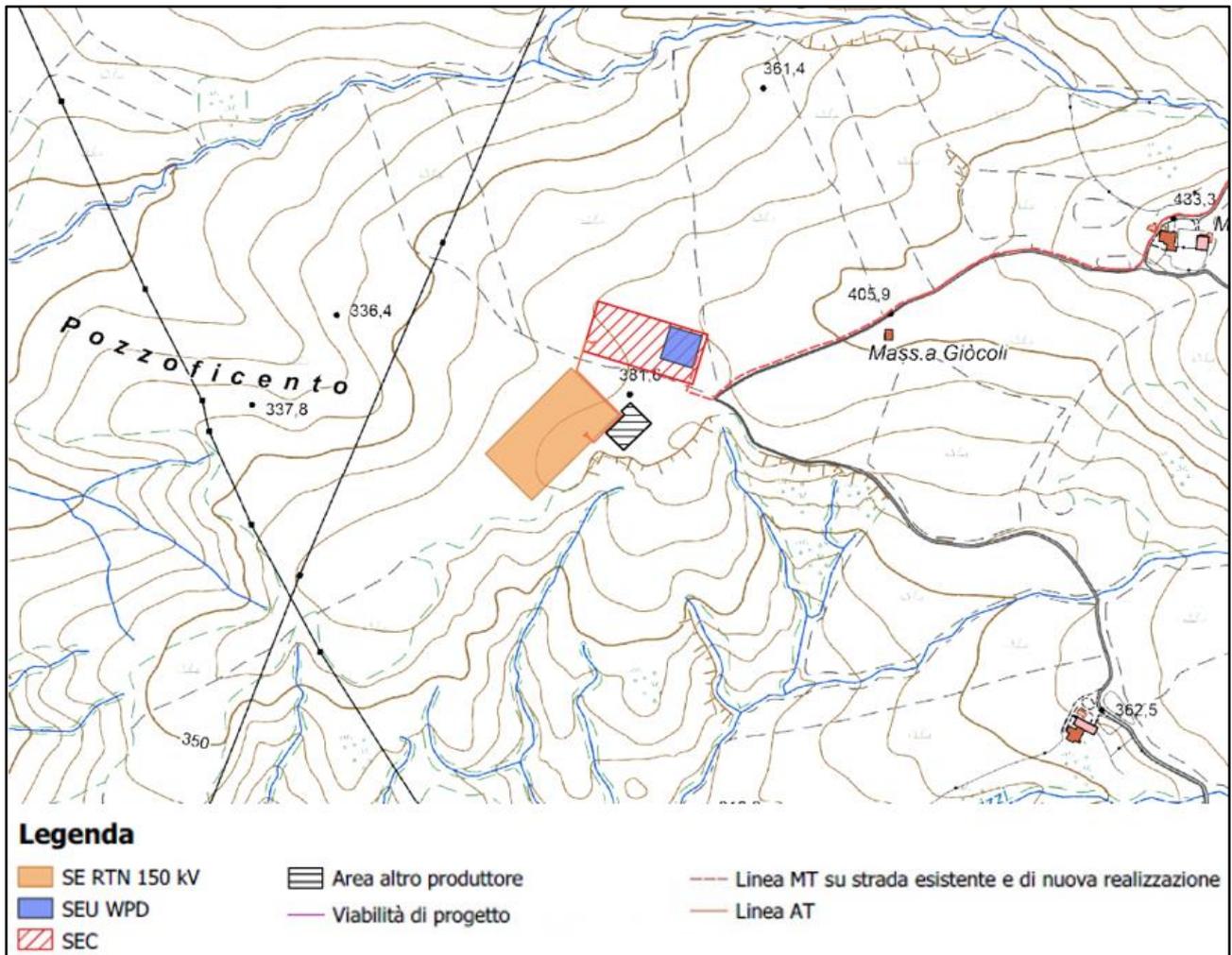


Figura 2.3.2.1: Localizzazione della SEU 150/30 kV su CTR

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

- 1 trasformatore da 150/30 kV di potenza non inferiore a 80 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

“CTOE056 Sottostazione Elettrica Utente - schema elettrico unifilare”.

Le sezioni MT e BT sono costituite da:

- sistema di alimentazione di emergenza e ausiliari;
- trasformatori servizi ausiliari 30/0,4 kV 200 kVA MT/BT;
- quadri MT a 30 kV;
- sistema di protezione AT, MT, BT;
- sistema di monitoraggio e controllo;
- quadri misuratori fiscali.

In particolare, i quadri MT a 30 kV comprendono:

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

Di seguito uno stralcio della planimetria elettromeccanica della Stazione Elettrica di trasformazione Utente 150/30 kV all'interno della stazione condivisa con altri produttori (maggiori dettagli sono riportati nell'elaborato di progetto “CTOE049 Sottostazione Elettrica Utente - planimetria e sezione elettromeccanica”).

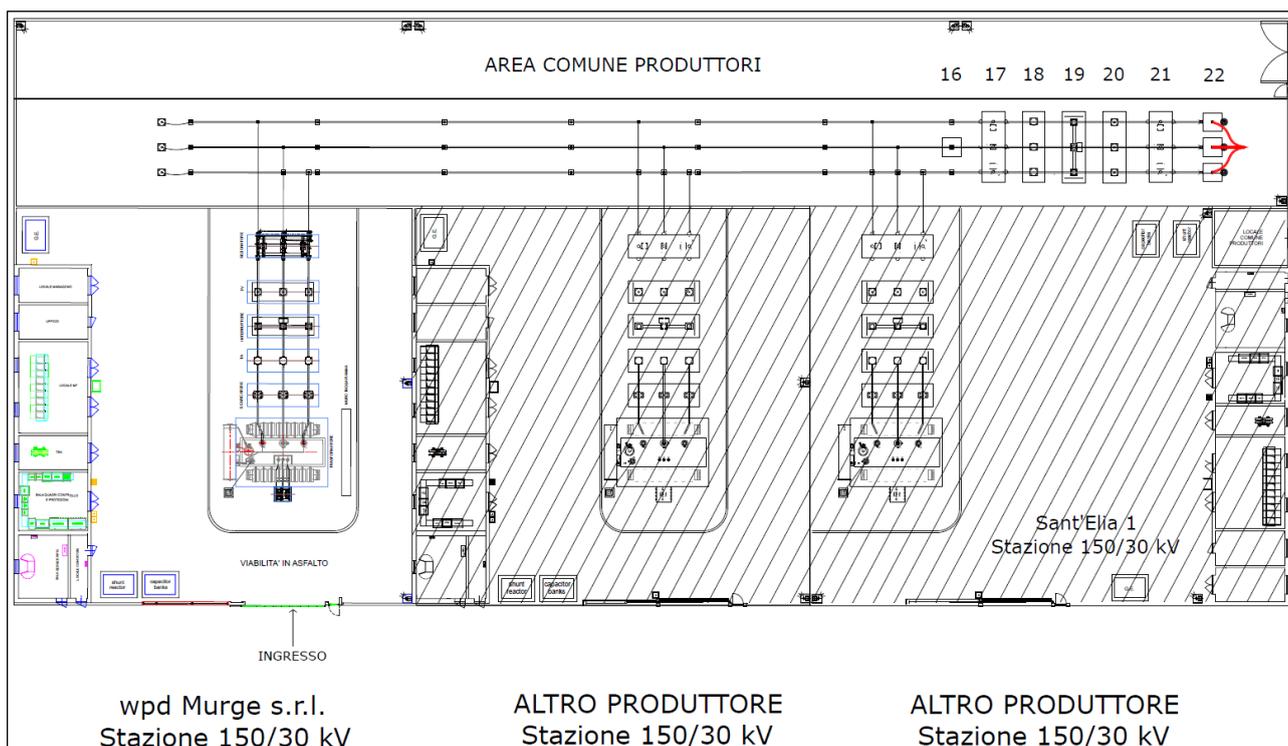


Figura 2.3.2.3: Planimetria elettromeccanica della Stazione Elettrica Utente 150/30 kV

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 (maggiori dettagli sono riportati nell'elaborato di progetto "CTOE050 Sottostazione Elettrica Utente - piante, prospetti e sezioni").



Figura 2.3.2.4: Pianta edificio di controllo SEU 150/30 kV

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

2.3.3. Linee elettriche di collegamento MT

Il Parco Eolico Colobrarò Tursi è caratterizzato da una potenza complessiva di 60,0 MWp, ottenuta da 10 aerogeneratori di potenza di 6,0 MWp ciascuno.

Gli aerogeneratori sono collegati elettricamente tra loro mediante cavi in Media Tensione a 30 kV in modo da formare 5 sottocampi (Circuiti A, B, C, D ed E) di 2 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	CT 1 – CT 2	12,0
CIRCUITO B	CT 3 – CT 4	12,0
CIRCUITO C	CT 8 – CT 5	12,0
CIRCUITO D	CT 6 – CT 7	12,0
CIRCUITO E	CT 9 – CT 10	12,0

Tabella 2.3.3.1: Distribuzione linee a 30 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 150/30 kV.

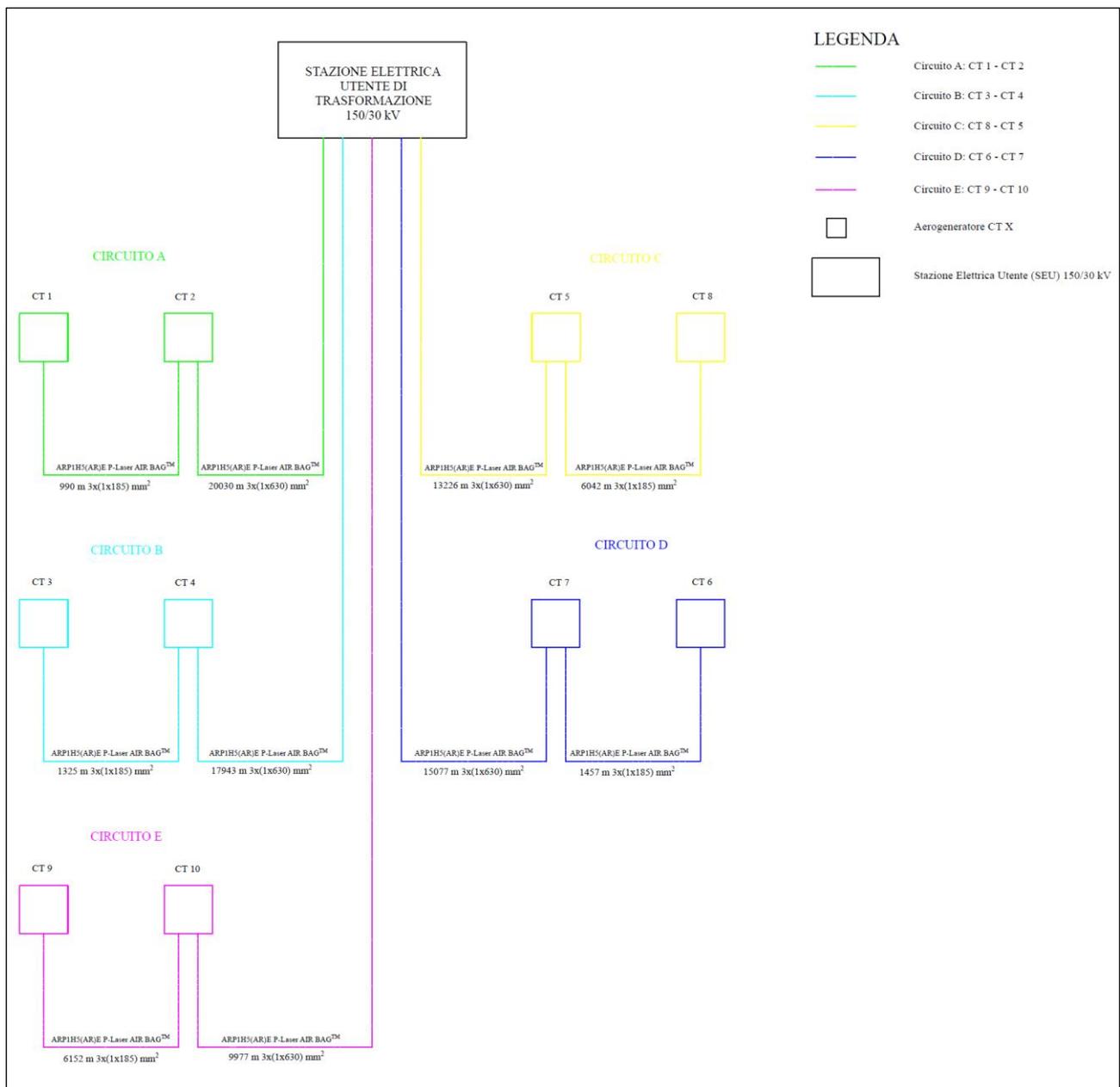


Figura 2.3.3.1: Schema a blocchi del Parco Eolico Colobrarò Tursi

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

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

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

I cavi sono collocati in trincee ad una profondità di posa di 1 m dal piano del suolo su un sottofondo di sabbia di spessore di 0,1 m e la distanza di separazione delle terne adiacenti in parallelo sul piano orizzontale è pari a 0,20 m.

Le figure seguenti, nelle quali le misure sono espresse in mm, mostrano la modalità di posa nel caso di

una o più terne presenti in trincea (maggiori dettagli sono apprezzabili nell'elaborato "CTOE043 Distribuzione MT - sezioni tipiche delle trincee di cavidotto").

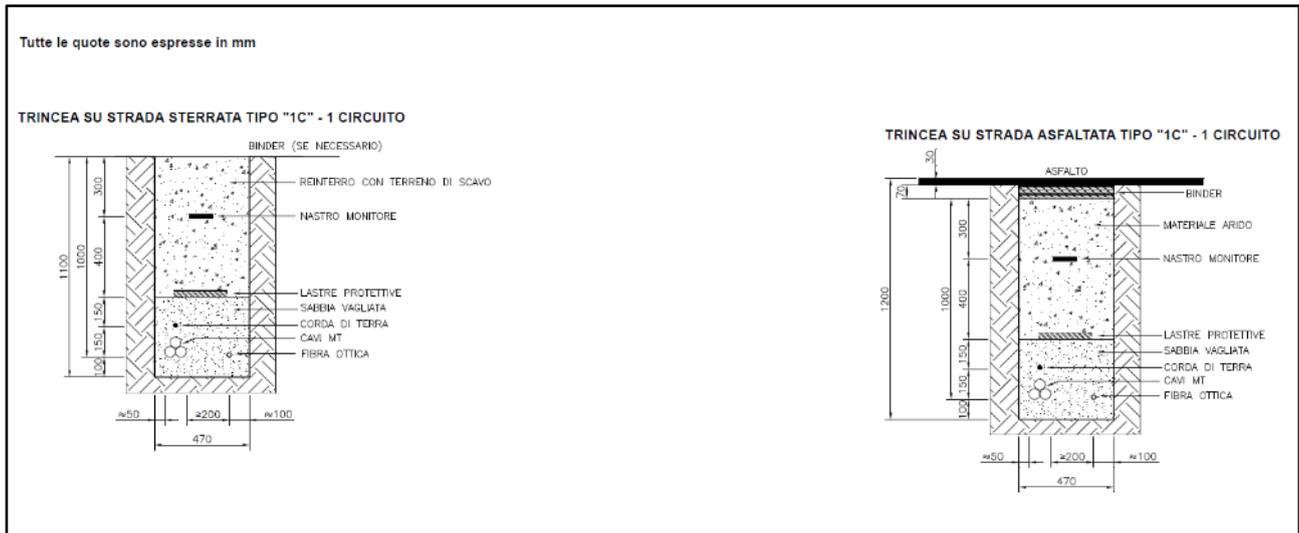


Figura 2.3.3.2: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per una terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

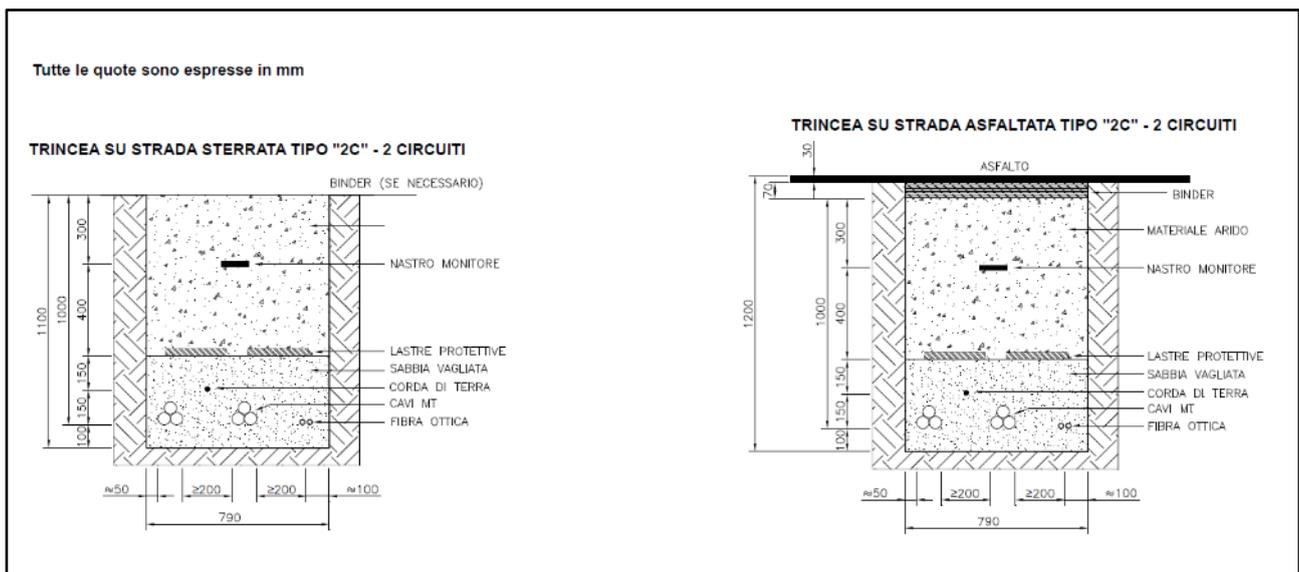


Figura 2.3.3.3: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per due terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

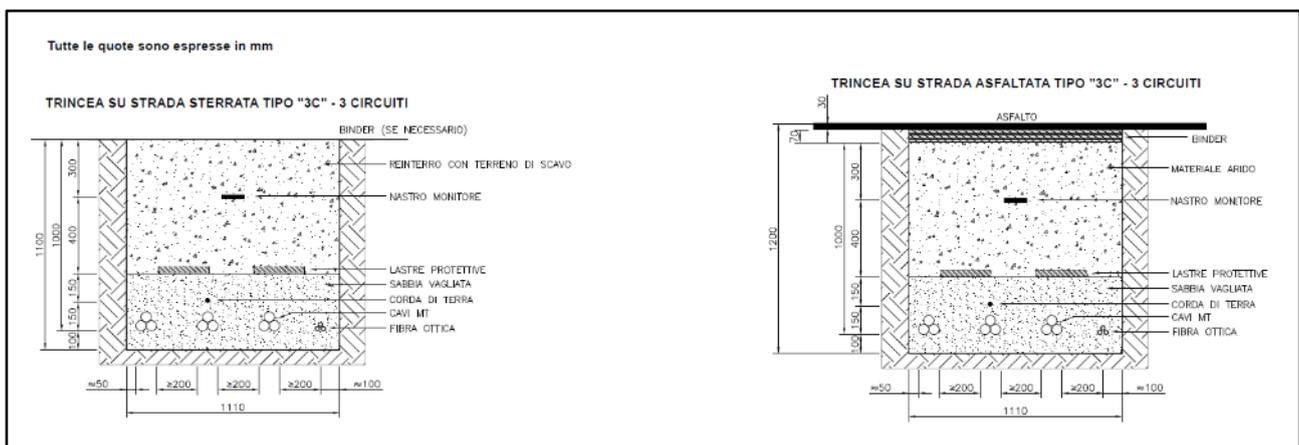


Figura 2.3.3.4: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per tre terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

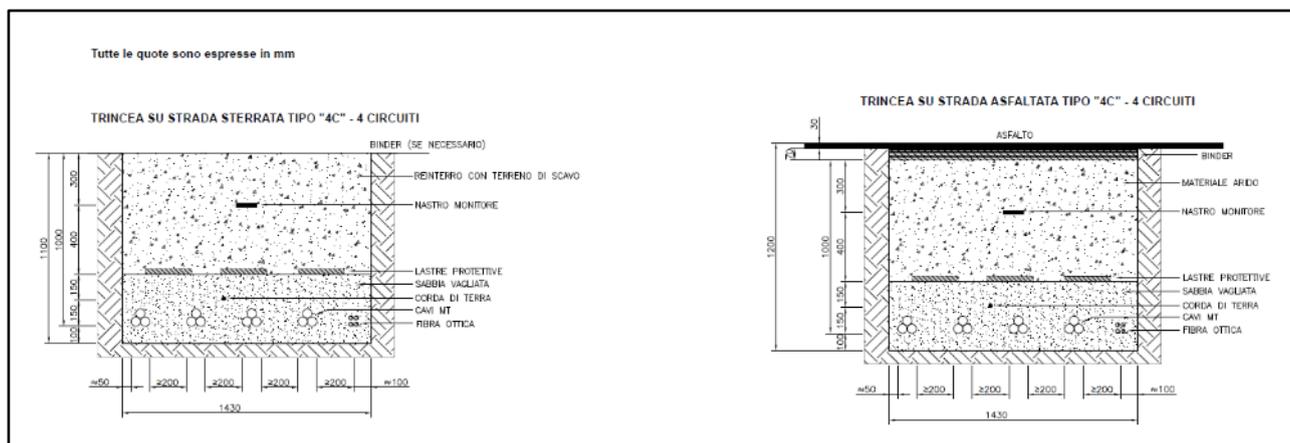


Figura 2.3.3.5: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per quattro terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

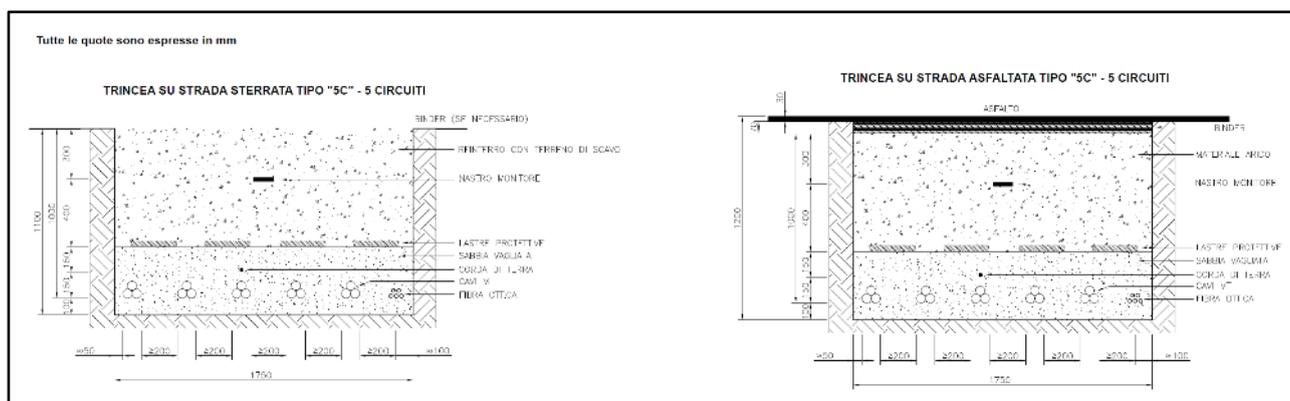


Figura 2.3.3.6: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per cinque terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

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

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

Il cavo in fibra è posato sul tracciato del cavo mediante l'utilizzo di tritubo in PEHD e le modalità di collegamento seguono lo schema di collegamento elettrico degli aerogeneratori.

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

In aggiunta al sistema di cui sopra, si prevede di adoperare un conduttore di terra di collegamento tra le reti di terra dei singoli aerogeneratori consistente in una corda di rame nudo di sezione non inferiore a 95 mm², interrata all'interno della trincea in cui sono posati i cavi a 30 kV e di fibra ottica e ad una profondità di 0,850 m e 0,950 m dal piano del suolo rispettivamente nel caso di strada sterrata o asfaltata (elaborato di progetto "CTOE043 Distribuzione MT - sezioni tipiche delle trincee di cavidotto").

Al fine di evitare, in presenza di eventuali guasti, il trasferimento di potenziale agli elementi sensibili circostanti, come tubazioni metalliche, sottoservizi, in corrispondenza di attraversamenti lungo il tracciato del cavidotto, si prevede di adoperare un cavo Giallo-Verde avente diametro superiore a 95 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 "CTOE045 Schema rete di terra impianto eolico"), in accordo con la Normativa vigente.

2.3.4. Linea elettrica di collegamento AT

Il collegamento tra la Stazione Elettrica Utente di trasformazione 150/30 kV e la Stazione Elettrica di smistamento a 150 kV della RTN è realizzato tramite una linea interrata a 150 kV di lunghezza di circa 140 m ed è composta da una terna di cavi unipolari.

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

2.3.5. Sottostazione RTN Terna 150 kV Sant'Arcangelo

Lo stallo di arrivo produttore a 150 kV, contenuto nella futura Stazione Elettrica di smistamento a 150 kV della RTN, nel Comune di Sant'Arcangelo, costituisce l'impianto di rete per la connessione ed è collegato alla Stazione Elettrica Condivisa mediante una linea interrata a 150 kV di lunghezza di circa 140 m.

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

3. DESCRIZIONE COSTRUZIONE, ESERCIZIO E DISMISSIONE IMPIANTO

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

Il progetto prevede tre fasi:

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

3.1. Costruzione

Le opere di costruzioni riguardano le seguenti tipologie:

- opere civili;
- opere elettriche e di telecomunicazione;
- opere di installazione elettromeccaniche degli aerogeneratori e relativa procedura di collaudo e avviamento.

3.1.1. Opere civili

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

Le strade esistenti che verranno adeguate e quelle di nuova realizzazione avranno una larghezza minima di 5 m, mentre per quanto riguarda le piazzole per le attività di stoccaggio e montaggio degli aerogeneratori, al fine di ridurre il più possibile l'occupazione del suolo, si è scelto di utilizzare, per tutti gli aerogeneratori, delle piazzole just in time, ossia piazzole verranno realizzate con una superficie minima necessaria per il montaggio dell'aerogeneratore eliminando del tutto o in parte le aree di stoccaggio delle pale e degli altri elementi che costituiscono l'aerogeneratore (per i cui dettagli grafici si rimanda all'elaborato "CTOC031 Pianta e sezione tipo piazzola (cantiere ed esercizio)").

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

La turbina eolica verrà installata su di una fondazione in cemento armato di tipo indiretto su pali.

La connessione tra la torre in acciaio e la fondazione avverrà attraverso una gabbia di tirafondi opportunamente dimensionati al fine di trasmettere i carichi alla fondazione stessa e resistere al fenomeno della fatica per effetto della rotazione ciclica delle pale.

La progettazione preliminare delle fondazioni è stata effettuata sulla base della relazione geologica e in conformità alla normativa vigente.

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

In funzione della relazione geologica e dei carichi trasmessi in fondazione dall'aerogeneratore, in questa fase si è ipotizzata una fondazione di forma tronco-conica di diametro alla base pari a ca. 25 m su n. 10 pali del diametro pari 110 cm e della lunghezza di 20 m.

3.1.2. Opere elettriche e di telecomunicazione

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

- opere di collegamento elettrico tra aerogeneratori e tra questi ultimi e la Stazione Elettrica di trasformazione Utente;
- opere elettriche di trasformazione 150/30 kV;
- opere di collegamento alla Rete di Trasmissione Nazionale;
- fibra ottica di collegamento tra gli aerogeneratori e la Stazione Elettrica di trasformazione Utente e tra quest'ultima e la stazione Terna.

I collegamenti tra il parco eolico e la SEU avverranno tramite linee interrate, esercite a 30 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 150/30 kV, dalla quale, mediante una linea elettrica interrata in AT, esercita a 150 kV, l'energia verrà convogliata in corrispondenza dello stallo assegnato da Terna all'interno della Stazione Elettrica RTN 150 kV di Sant'Arcangelo.

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

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

3.1.3. Installazione aerogeneratori

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

Il progetto prevede di raggiungere ogni piazzola di montaggio per scaricare i componenti, installare i primi due tronchi di torre direttamente sulla fondazione (dopo che quest'ultima avrà superato i 28 giorni di maturazione del calcestruzzo e dopo l'esito positivo dei test sui materiali) e stoccare in piazzola i restanti componenti per essere installati successivamente con una gru di capacità maggiore.

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

3.2. Esercizio e manutenzione

La fase di gestione dell'impianto prevede interventi di manutenzione ordinaria e straordinaria.

Le torri eoliche sono dotate di sistema di telecontrollo, ovvero durante la fase di esercizio sarà possibile controllare da remoto il funzionamento delle parti meccaniche ed elettriche e, in caso di malfunzionamento o di guasto, saranno eseguiti interventi di manutenzione straordinaria.

Gli interventi di manutenzione ordinaria, effettuati con cadenza semestrale, verranno eseguiti sulle parti elettriche e meccaniche all'interno della navicella e del quadro a 30 kV posto a base della torre.

Inoltre, sarà previsto un piano di manutenzione della viabilità e delle piazzole al fine di garantire sempre il raggiungimento degli aerogeneratori ed il corretto deflusso delle acque in corrispondenza dei nuovi tratti di viabilità.

3.3. Dismissione dell'impianto

La vita media di un parco eolico è generalmente pari ad almeno 30 anni, trascorsi i quali è comunque possibile, dopo un'attenta revisione di tutti i componenti, prolungare ulteriormente l'attività dell'impianto e conseguentemente la produzione di energia.

In ogni caso, una delle caratteristiche dell'energia eolica che contribuisce a caratterizzare questa fonte come effettivamente "sostenibile" è la quasi totale reversibilità degli interventi di modifica del territorio necessari a realizzare gli impianti di produzione.

Esaurita la vita utile dell'impianto è possibile programmare lo smantellamento dell'intero impianto e la riqualificazione del sito di progetto, che può essere ricondotto alle condizioni ante operam a costi accettabili come esplicitato nell'elaborato di progetto "CTEG006 Piano di dismissione".

4. FINALITÀ DEL PROGETTO

L'impianto eolico consentirà di conseguire i seguenti risultati:

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

Gli impianti eolici, alla luce del continuo sviluppo di nuove tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili, rappresentano oggi una realtà concreta in termini di disponibilità di energia elettrica

soprattutto in aree geografiche come quella interessata dal progetto che, grazie alla propria particolare vocazione, sono in grado di garantire una sensibile diminuzione del regime di produzione delle centrali termoelettriche tradizionali, il cui funzionamento prevede l'utilizzo di combustibile di tipo tradizionale (gasolio, gas o combustibili fossili) e quindi garantire la diminuzione delle importazioni da paesi esteri.

4.1. Diminuzione delle emissioni in atmosfera di anidride carbonica

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

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

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

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

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

DATI		SERVIZIO OFFERTO DALL'IMPIANTO	
Potenza nominale impianto [kW]	60.000,00	PRODUZIONE TOTALE ANNUA [kWh/anno]	144.600.000,00
Emissioni CO ₂ [g/kWh] - Anidride carbonica	496,00	Riduzione emissioni Anidride carbonica [t/anno]	71.721,60
Emissioni S ₀₂ [g/kWh] - Anidride solforosa	0,93	Riduzione emissioni Anidride solforosa [t/anno]	134,48
Emissioni NO ₂ [g/kWh] - Ossido di azoto	0,58	Riduzione emissioni Ossido di azoto [t/anno]	83,87
Polveri [g/kWh]	0,03	Riduzione emissioni Polveri [t/anno]	4,19
Consumo medio annuo utenza familiare [kWh]	1.800,00	Numero utenze familiari servibili all'anno	80.333,33

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 273,42 **GWh/anno**, è possibile prevedere il soddisfacimento del fabbisogno energetico di circa 151.900 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.

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

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

5. PIANO DI COMPENSAZIONE AMBIENTALE E SVILUPPO LOCALE

Si riportano qui di seguito alcune idee per la eventuale realizzazione di progetti di compensazione ambientale e sviluppo locale che la Società valuterà di proporre, nell'ottica di una condivisione di valore con il territorio che ospita il parco stesso, a seguito di confronto con le autorità competenti locali:

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

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

- IL PARCO E IL SOSTEGNO PER UNA MOBILITÀ SOSTENIBILE E/O MOBILITÀ DOLCE

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

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

- IL PARCO COME POLO PER IL LAVORO

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

- IL PARCO COME SOSTEGNO ALLA CULTURA LOCALE

Le compensazioni ambientali potrebbero essere in parte utilizzati per valorizzare la manifestazione "Sogno di una notte a....Quel Paese" e più in generale le attività a sostegno della valorizzazione delle tradizioni culturali del luogo anche attraverso l'organizzazione di festival dedicati alle tradizioni popolari per tenerne viva la tradizione.

- *IL PARCO COME SOSTEGNO PER IL RECUPERO E LA VALORIZZAZIONE DEI LUOGHI DELLA CULTURA*

Wpd potrebbe sostenere il recupero di parte del Centro Storico di Tursi “La Rabatana” che potrebbe diventare un polo per attrarre turisti nella zona con ricadute economiche e di aumento della presenza di turisti all’interno dell’area del Comune.

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

In quest’ottica, Wpd ha proposto la creazione di **“un’oasi della biodiversità”**, attraverso la realizzazione di un apiario di idonee dimensioni unito alla piantumazione di piante mellifere coerenti con le essenze specifiche della zona territoriale. Il tutto in collaborazione con una Società specializzata del settore, dotata di tecnologie capaci di sviluppare sistemi intelligenti di monitoraggio e diagnostica per la salute delle api. Il progetto avrà molteplici risvolti positivi dal punto di vista ambientale e territoriale, contribuendo in maniera specifica alla riduzione annuale di CO₂ e rispondendo pienamente ai SDGs definiti dall’Organizzazione delle Nazioni Unite nell’Agenda 2030.

Inoltre, è stato redatto un progetto per lo smaltimento eternit presente su molte coperture delle abitazioni di Colobraro e Tursi al fine di salvaguardare la salute dei cittadini (si veda elaborato CTSA098).

Infine, in aggiunta alle idee qui sopra accennate, si evidenzia che con la costruzione dell’impianto si provvederà alla manutenzione e rifacimento di alcune strade nei dintorni del parco a favore del traffico veicolare locale.

6. INSERIMENTO SUL TERRITORIO

L’ottimizzazione del layout di progetto, circa gli aspetti attinenti all’impatto ambientale, paesaggistico, la trasformazione antropica del suolo, la producibilità e l’affidabilità è stato ottenuto partendo dall’analisi dei seguenti fattori:

- percezione della presenza dell’impianto rispetto al paesaggio circostante;
- orografia dell’area;
- condizioni geologiche dell’area;
- presenza di vincoli ambientali;
- ottimizzazione della configurazione d’impianto (conformazione delle piazzole, morfologia dei percorsi stradali e dei cavidotti);
- presenza di strade, linee elettriche ed altre infrastrutture;
- producibilità;
- micrositing, verifiche turbolenze indotte sugli aerogeneratori.

In generale, si può dunque affermare che la disposizione del Progetto sul terreno dipende oltre che da considerazioni basate su criteri di massimo rendimento dei singoli aerogeneratori, anche da fattori legati alla presenza di vincoli ostativi, alla natura del sito, all'orografia, all'esistenza o meno delle strade, piste, sentieri, alla presenza di fabbricati e, non meno importante, da considerazioni relative all'impatto paesaggistico dell'impianto nel suo insieme.

Con riferimento ai fattori suddetti si richiamano alcuni criteri di base utilizzati nella scelta delle diverse soluzioni individuate, al fine di migliorare l'inserimento del Progetto nel territorio:

- analisi dalla pianificazione territoriale ed urbanistica, avendo avuto cura di evitare di localizzare gli aerogeneratori all'interno e in prossimità delle aree soggette a tutela ambientale e paesaggistica;
- limitazione delle opere di scavo/riporto;
- massimo utilizzo della viabilità esistente; realizzazione della nuova viabilità rispettando l'orografia del terreno e secondo la tipologia esistente in zona o attraverso modalità di realizzazione che tengono conto delle caratteristiche percettive generali del sito;
- impiego di materiali che favoriscano l'integrazione con il paesaggio dell'area per tutti gli interventi che riguardino manufatti (strade, cabine, muri di contenimento, ecc.);
- attenzione alle condizioni determinate dai cantieri e ripristino della situazione "ante operam" delle aree occupate. Particolare riguardo alla reversibilità e rinaturalizzazione o rimboschimento sia delle aree occupate dalle opere da dismettere che dalle aree occupate temporaneamente da camion e autogru nella fase di montaggio degli aerogeneratori.

A tal proposito, si richiama l'Allegato 4 "elementi per il corretto inserimento nel paesaggio e sul territorio" del D.M.10/09/10 "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili". Il pieno rispetto delle misure di mitigazione individuate dal proponente in conformità al suddetto allegato, costituisce un elemento di valutazione favorevole del Progetto. Nel caso in esame, sono state considerate le varie misure di mitigazione riportate nel suddetto allegato, al fine di un miglior inserimento del Progetto nel territorio. Tra queste misure di mitigazione, ve ne sono alcune da tener in considerazione nella configurazione del layout dell'impianto da realizzare.

In particolare, le distanze di cui si è tenuto conto sono riportate nell'elenco sintetizzato di seguito:

- Distanza minima tra macchine di 6 diametri sulla direzione prevalente del vento e di 3 diametri sulla direzione perpendicolare a quella prevalente del vento (punto 3.2. lett. n).
- Minima distanza di ciascun aerogeneratore da unità abitative munite di abitabilità, regolarmente censite e stabilmente abitate, non inferiore a 200 m (punto 5.3 lett. a).
- Minima distanza di ciascun aerogeneratore dai centri abitati individuati dagli strumenti urbanistici vigenti non inferiore a 6 volte l'altezza massima dell'aerogeneratore (punto 5.3 lett.

b).

- Distanza di ogni turbina eolica da una strada provinciale o nazionale superiore all'altezza massima dell'elica comprensiva del rotore e comunque non inferiore a 150 m dalla base della torre (punto 7.2 lett.a).

Si evidenzia che sono rispettati i punti 3.2. lett. n, 5.3 lett. a, 5.3 lett. b, 7.2 lett. a delle Linee Guida sopra elencati.

Sono infatti rispettate le distanze minime vincolanti tra le macchine, gli aerogeneratori si trovano a distanze maggiori di 200 m da unità abitative regolarmente censite, sono rispettate le distanze dai centri abitati e dalle strade.

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.).

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

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

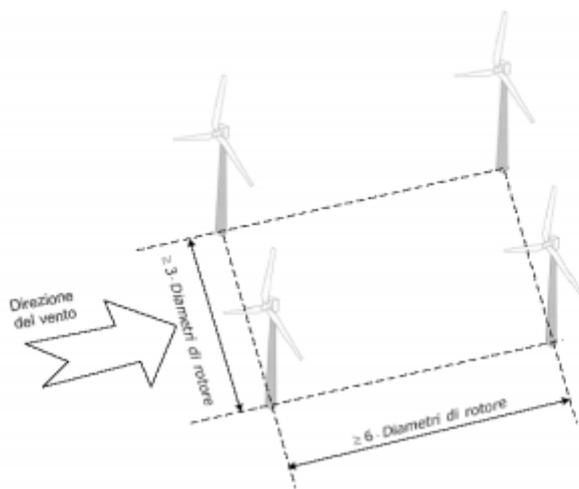


Figura 6.1.1: Criterio di progettazione per definizione layout

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: "CTSA075 Studio sugli effetti dello shadow flickering".

Nell'analisi condotta sono stati considerati 10 aerogeneratori di nuova realizzazione e relativi al progetto del Parco Eolico Colobraro Tursi e gli aerogeneratori esistenti in corrispondenza dei 34 ricettori più vicini e sensibili ai nuovi aerogeneratori.

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

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

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

Dai risultati ottenuti, è stato possibile verificare che, nelle ipotesi precedentemente elencate e con riferimento al real case, per i ricettori attenzionati, il valore atteso delle ore d'ombra intermittente per anno è inferiore al valore di 30 ore/anno, parametro considerato di qualità a livello internazionale, eccetto che per i ricettori R09 e R95.

Tuttavia, dall'allegato Real Case all'elaborato "CTSA075 Studio sugli effetti dello shadow flickering", si evince come il parco eolico "Colobraro Tursi" non genera effetto di Shadow Flickering sul ricettore R95; inoltre, si mostra come l'immobile R09 risulti essere schermato dagli alberi presenti nelle vicinanze e nella direzione verso l'aerogeneratore, situazione che non è presa in considerazione nel calcolo effettuato e, pertanto, è possibile ritenere che l'effetto dello shadow flickering sull'immobile di cui sopra sia molto più attenuato di quello stimato.

Pertanto, si può ragionevolmente affermare che l'effetto shadow flickering non abbia un impatto negativo sul territorio circostante, in particolare sui fabbricati adibiti a "civile abitazione".

7.2. Impatto acustico

La descrizione dell'impatto acustico generato dall'impianto è approfondita nell'ambito della "CTSA065 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 svolta si evince che le zone del territorio in cui è superato il livello di emissione di rumore di 45 dB(A) previsto dalla normativa vigente non includono alcun recettore sensibile.

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

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

7.3. Impatto elettromagnetico

L'analisi completa delle emissioni elettromagnetiche associate alla realizzazione di un impianto per la produzione di energia elettrica tramite lo sfruttamento del vento, dovute potenzialmente al cavo MT e AT, alla stazione elettrica d'utenza, 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: "CTSA067 Relazione Impatto elettromagnetico".

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

Inoltre, l'impatto elettromagnetico dovuto alla stazione condivisa, contenente la Stazione Elettrica Utente 150/30 kV, è da ritenersi trascurabile in quanto la fascia di rispetto ricade nell'area riservata ad essa, oltretutto un'area ricadente principalmente in zona agricola.

Infine, poiché gli unici potenziali ricettori, durante le tre fasi di costruzione, esercizio e dismissione, sono gli operatori di campo, la loro esposizione ai campi elettromagnetici sarà gestita in accordo con la legislazione sulla sicurezza dei lavoratori applicabile (D.lgs. 81/2008 e 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: "CTSA073 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 210,38 m, che rappresenta il valore di gittata reale 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 su un'area che presenta un quadro anemologico idoneo all'installazione di un impianto eolico in quanto offre una elevata risorsa eolica come è possibile rilevare dalla presenza di altri impianti storici presenti in un'area circolare di raggio 10 km dall'impianto oggetto della presente relazione. Nella figura seguente riportiamo una mappa di ventosità dell'area con la rappresentazione del vento ad un'altezza dal suolo pari a 150 m.

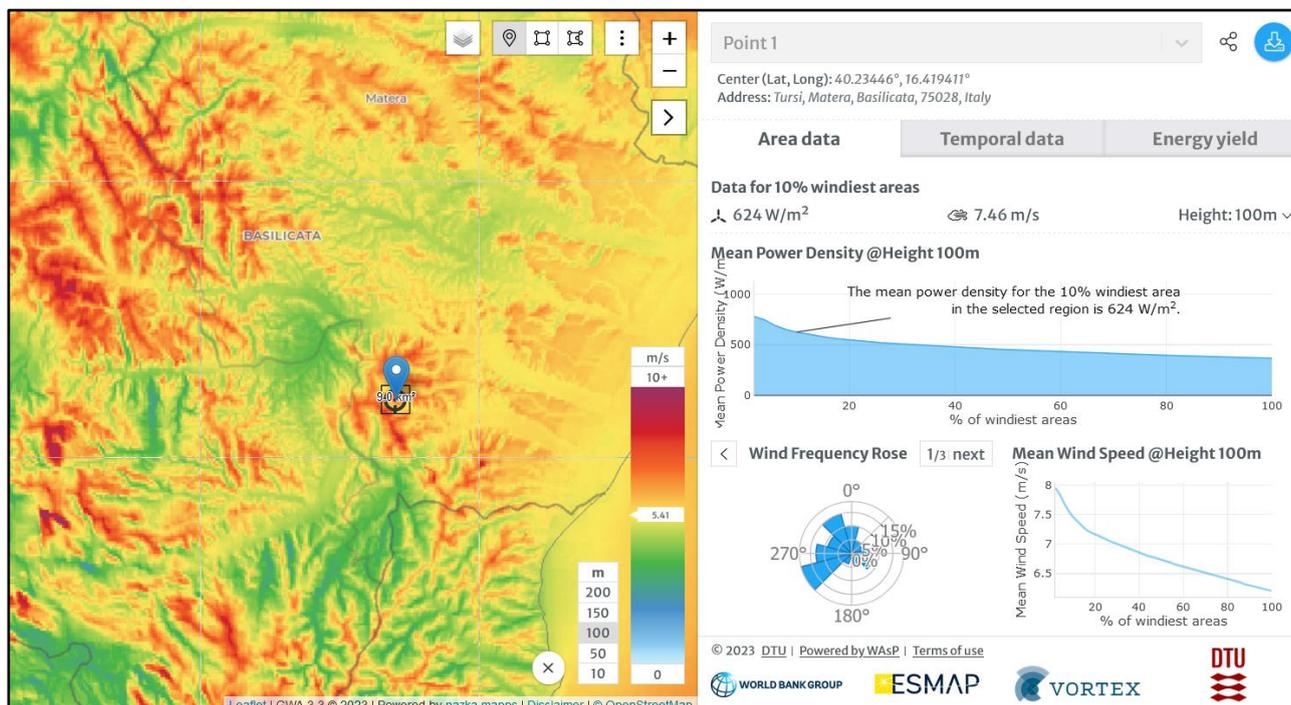


Figura 8.1.1: Mappa di ventosità dell'area di progetto e rosa dei venti (*Fonte: globalwindatlas.info*)

Per maggiori dettagli in merito all'anemologia del sito e relativa misurazione si fa riferimento all'elaborato "CTEG012 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 cautelarmente 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 144,586 GWh, come da analisi riportata nel suddetto elaborato e sintetizzato nella tabella seguente, corrisponde a 2410 ore equivalenti P50.

Caratteristica	Valore
Potenza Installata	60 MW
Potenza nominale WTG	6 MW
N° di WTG	10
Classe IEC	IIIa
Diametro del rotore	150 m
Altezza del mozzo	125 m
Velocità media del vento all'altezza di mozzo (free)	6.1 m/s
Energia prodotta annua P50	144.586,2 MWh
Ore equivalenti P50	2410

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 Colobraro-Tursi appartiene all'unità strutturale della Catena Sud-Appenninica (Figura 8.2.1).

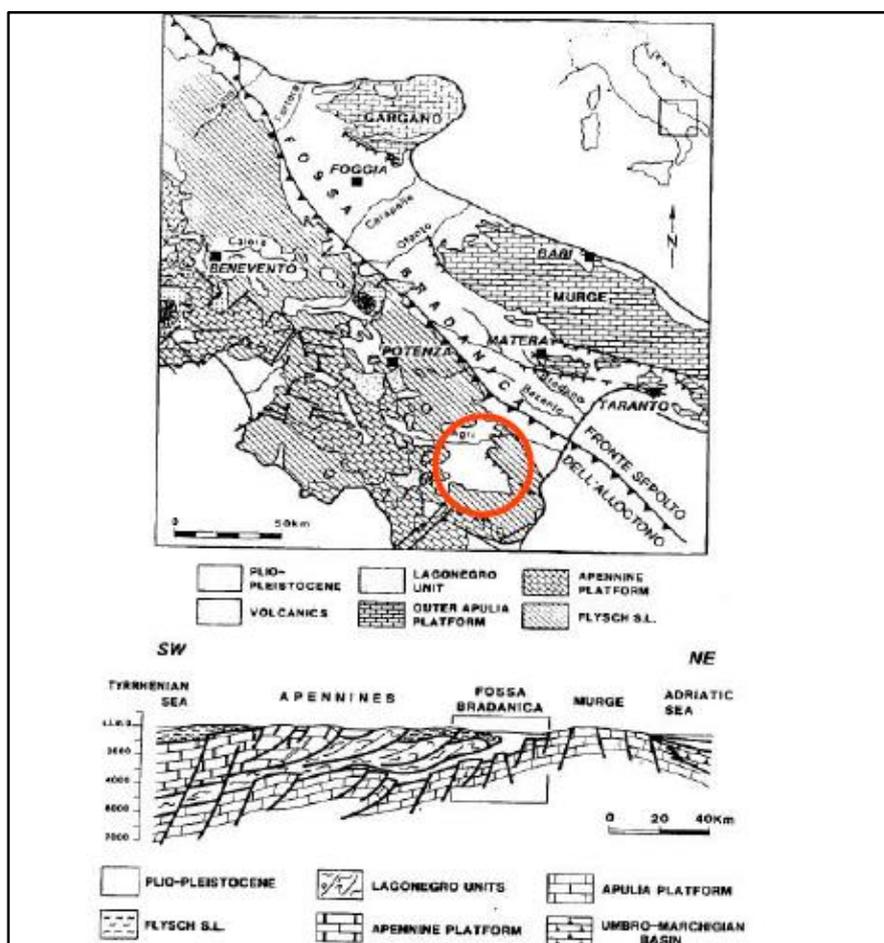


Figura 8.2.1: Carta geologica schematica e sezione geologica attraverso l'Appennino Meridionale e la Fossa Bradanica

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

In trasgressione sui depositi miocenici e sui calcari di base sono presenti depositi terrigeni depositatisi nel Pliocene inferiore aventi spessori non superiori ai 200 metri.

Tali sedimenti rappresentano il ciclo sedimentario più antico e sono costituiti, in affioramento, da una sequenza di sabbie e di argille siltose azzurre con lenti conglomeratiche sabbiose (Unità Sicilidi).

L'area in oggetto ricade al margine orientale del Bacino di Sant'Arcangelo; tale bacino, tra quelli intrappenninici che hanno risentito dell'evoluzione tettonica della catena appenninica, è uno dei più estesi ed è il più completo in termini di record sedimentario; strutturalmente, il Bacino di Sant'Arcangelo è stato definito del tipo "piggyback", per la sua posizione interna rispetto all'Avanfossa Bradanica.

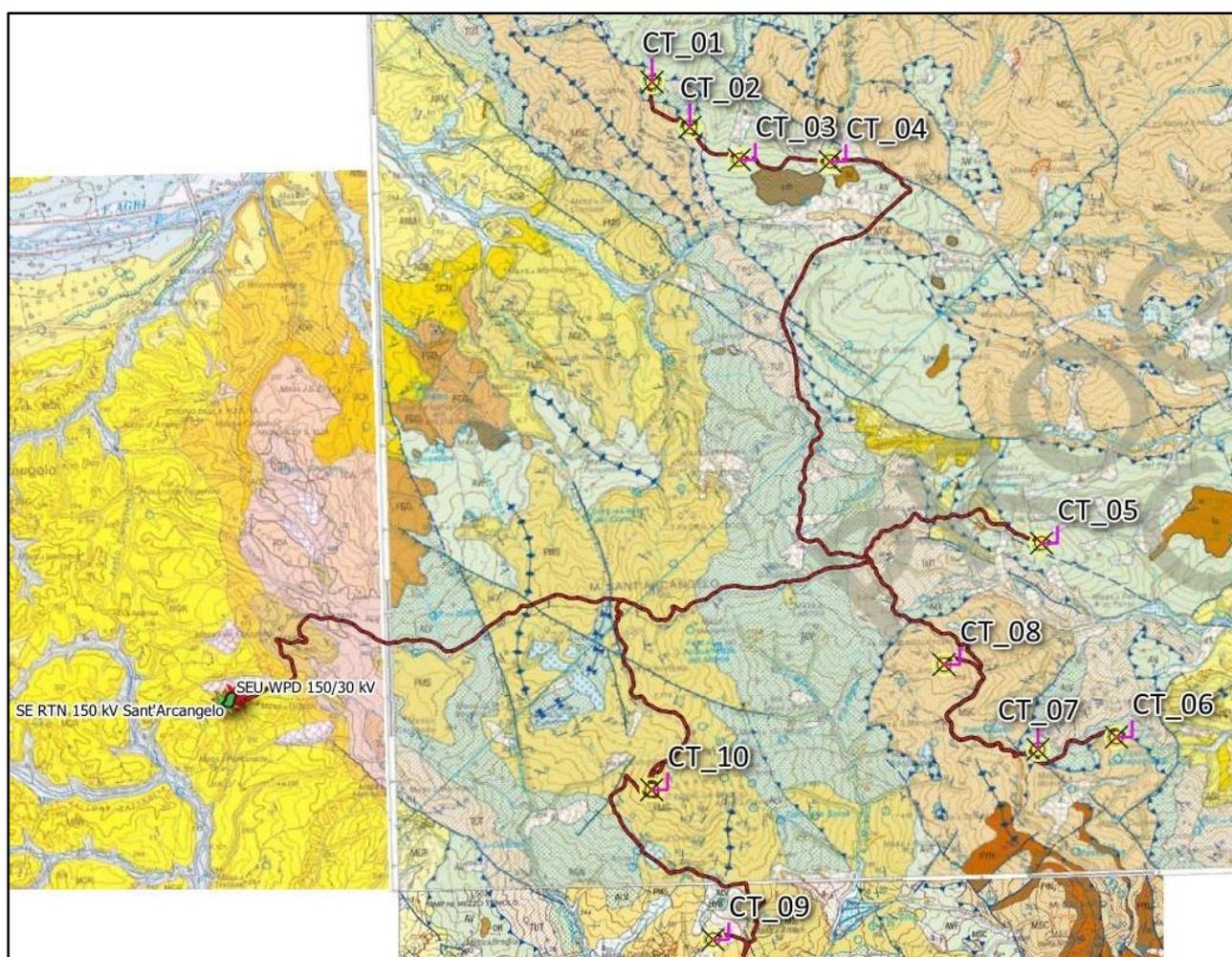


Figura 8.2.2: Fogli CARG con sovrapposizione del layout d'impianto

Gli aerogeneratori verranno installati sui rilievi che costituiscono la dorsale di Colobraro-Valsinni, che strutturalmente sono stati generati dai trust appenninici, morfologicamente suddivisibile in due aree: un'area a morfologia da montuosa ad alto-collinare, in cui affiorano successioni mesozoico terziarie riferibili all'Unità Sicilide, costituite in prevalenza da argille e marne con intercalazioni di risedimenti carbonici (calcareniti, calcilutiti, calciruditi) a stratificazione da media a sottile e da quarzoareniti in strati

e banchi, con intercalazioni di argille e marne siltose; ed un'area a morfologia basso collinare, caratterizzata dall'affioramento di successioni plio-pleistoceniche riferibili al gruppo di Sant'Arcangelo, costituite da sabbie, da addensate a cementate e da argille e marne grigio-azzurre e da successioni pleistoceniche riferibili al dominio deposizionale dell'Avanfossa Bradanica (Argille subappennine Auct.), costituite da argille ed argille marnose grigio azzurre con sottili intercalazioni sabbiose.

Come accennato in precedenza, la morfologia della zona in oggetto è prettamente medio-collinare, e fortemente caratterizzata dalle litologie affioranti.

Difatti, le litologie calcaree affioranti nella porzione Sud risultano essere più competenti e meno soggette alle azioni erosive (vedi anche l'assenza di fenomeni gravitativi) rispetto alle litologie argillose affioranti nella porzione Nord.

Per tale motivo, i versanti esposti ad Est e ad Ovest della porzione Sud della dorsale Valsinni-Colobrarò si presentano regolari, debolmente articolati e mediamente più acclivi, mentre a Nord, litologie più facilmente erodibili determinano versanti a più bassa acclività, ma interessati diffusamente da fenomeni gravitativi, legati principalmente a fenomeni di creep e soliflusso della coltre colluviale limoso-argillosa. Si evince inoltre che gli aerogeneratori CT01÷CT04 appartengono al bacino idrografico del Fiume Agri, mentre gli altri appartengono al bacino idrografico del Fiume Sinni, dove il rilevamento geomorfologico di superficie ha evidenziato per gran parte dell'area discrete condizioni di equilibrio. Solo nella porzione Nord, localmente, si evidenziano scivolamenti, creep e soliflusso di modesta entità che andranno valutati puntualmente, con specifiche indagini negli elaborati geologici propri di ogni aerogeneratore.

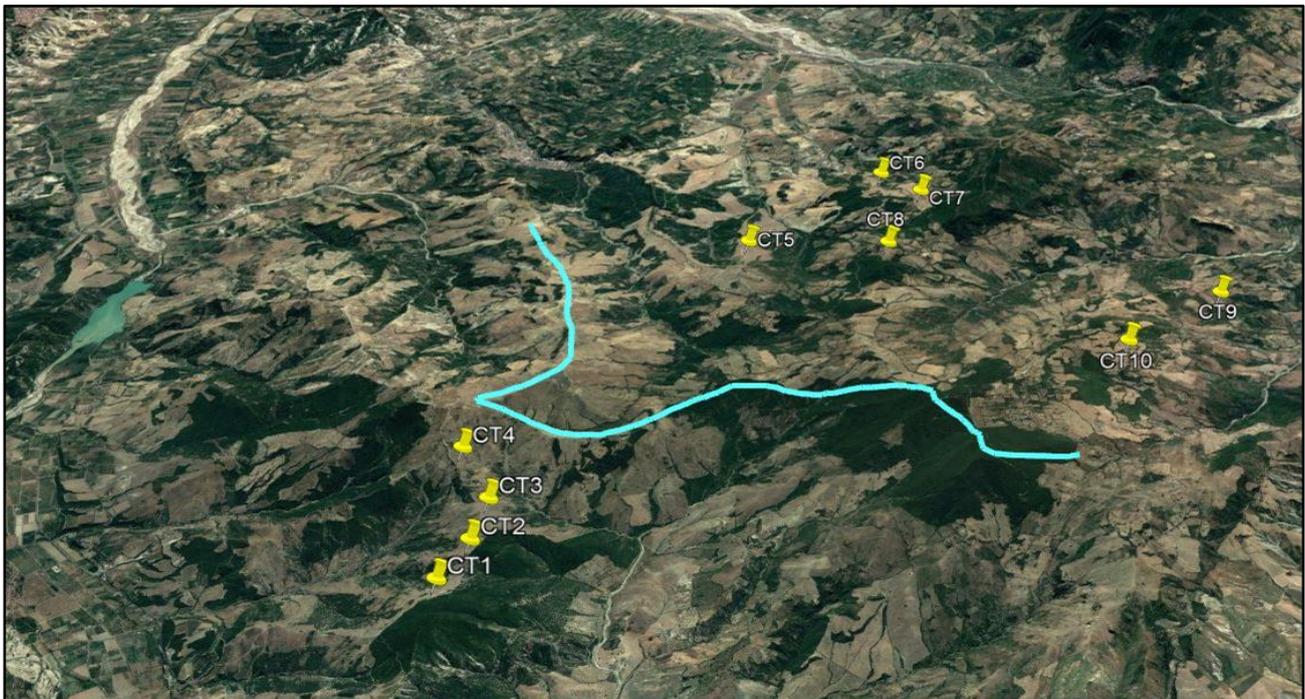


Figura 8.2.3: Vista da Ovest – ubicazione aerogeneratori ed individuazione della linea spartiacque tra il fiume Agri e il fiume Sinni

Si specifica, infine, che le litologie cartografate, ricadenti all'interno del territorio comunale di Colobraro, Tursi e Sant'Arcangelo, non risultano essere rocce potenzialmente contenenti amianto naturale (**Figura 8.2.4**) – ai sensi delle DD.GG.RR del 23 dicembre 2010 n.2118 e 29 novembre 2011 n.1743).

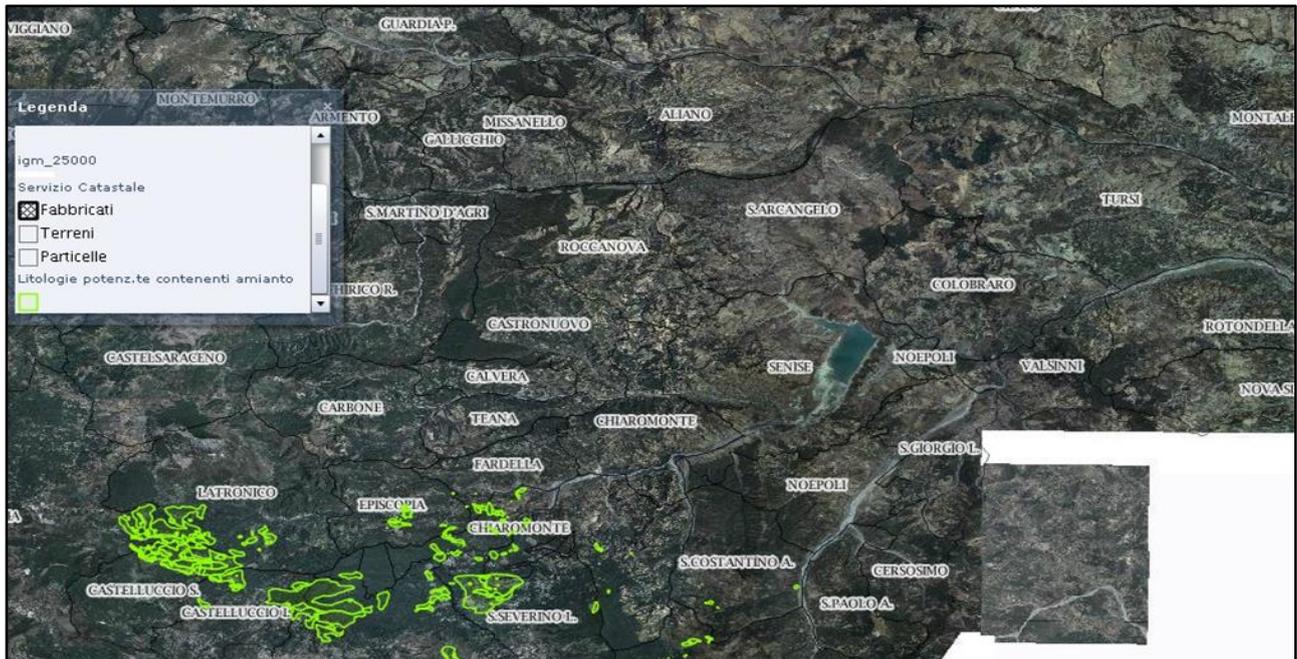


Figura 8.2.4: Litologie potenzialmente contenenti amianto nei Comuni della Basilicata (Fonte RSDI Basilicata)

8.3. Classificazione sismica

I territori comunali di Colobraro, Tursi (in Provincia di Matera) e Sant'Arcangelo (in Provincia di Potenza) in base all'Ordinanza P.C.M. del 20 marzo 2003 n.3274, approvata con DGR 2000 del 04/11/2003, sono classificati sismicamente come appartenente alla “zona 2”.

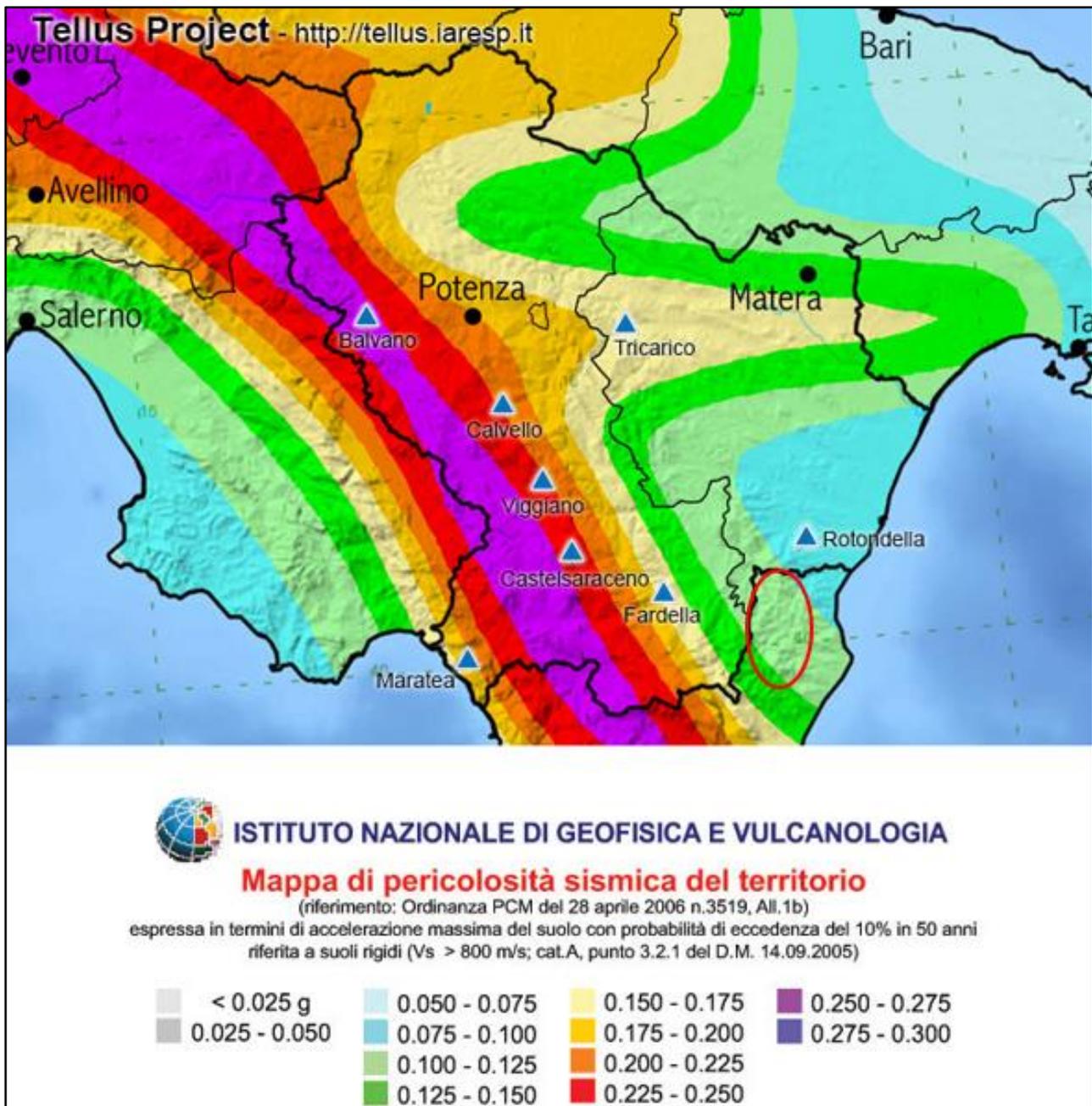


Figura 8.3.1: Mapa di pericolosità sismica (Fonte INGV)

Lo studio di pericolosità sismica, adottato con l'O.P.C.M. del 28 aprile 2006 n. 3519, attribuisce alle 4 zone sismiche degli intervalli di accelerazione orizzontale del suolo (a_g), con probabilità di superamento pari al 10% in 50 anni. Nel caso in esame l'accelerazione orizzontale del suolo (a_g) risulta essere:

Zona sismica	Accelerazione con probabilità di superamento pari al 10% in 50 anni (a_g)
1	$a_g > 0.25$
2	$0.15 < a_g \leq 0.25$
3	$0.05 < a_g \leq 0.15$
4	$a_g \leq 0.05$

Tabella 8.3.1: Tabella dei valori di PGA con probabilità di superamento pari al 10 % in 50 anni

Inoltre, si osserva come i comuni interessati dall'intervento non rientrano nella zonazione sismogenetica ZS9, secondo la mappa di pericolosità sismica (INGV - C. Meletti e G. Valensise, 2004) e non sono interessati da nessuna sorgente sismogenetica (**Figura 8.3.2** e **Figura 8.3.3**).

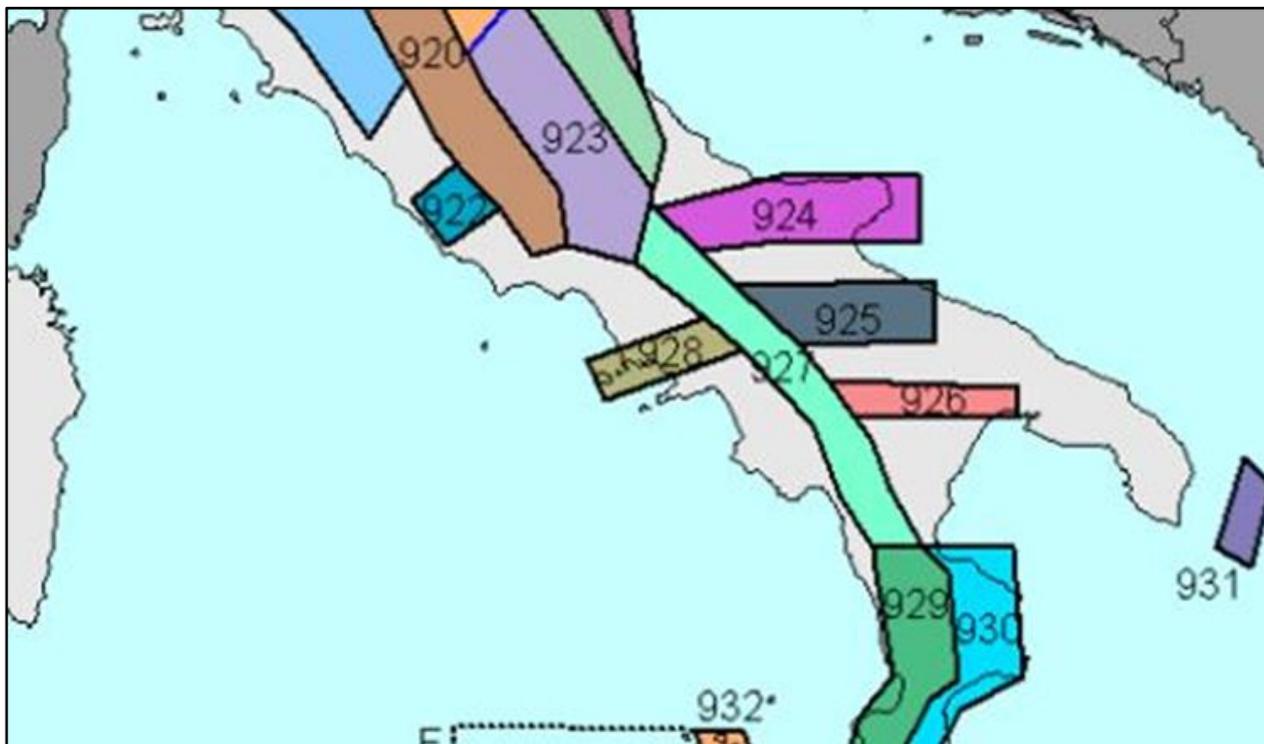


Figura 8.3.2: Stralcio della Carta della Zonazione Sismogenetica ZS9 (da Meletti e Valensise, 2004) (*Fonte: <http://zonesismiche.mi.ingv.it/>*)

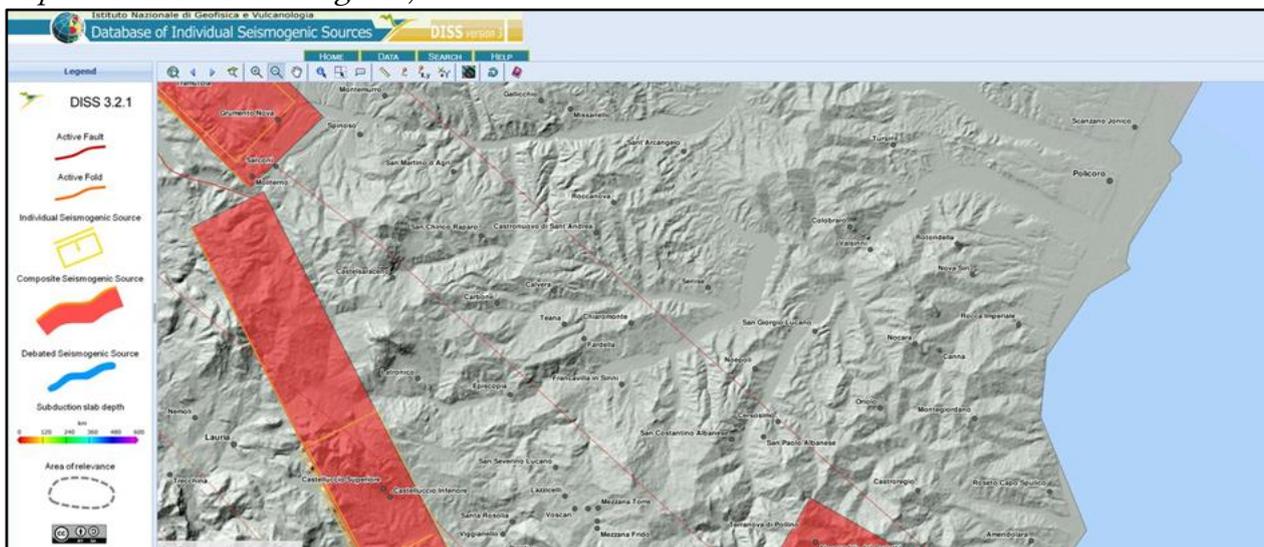


Figura 4.3.2.3: Stralcio cartografico del "Database off Individual Seismogenic Sources" (*Fonte: DISS-INGV*)

Come previsto dalle NTC 2018 (Nuove Norme Tecniche per le Costruzioni), per la stima della pericolosità sismica dell'area, è necessario individuare la categoria di sottosuolo del sito mediante opportune indagini geofisiche. Sono dunque state effettuate prove sismiche del tipo MASW (Multichannel Analysis Surface Wave) per la determinazione delle V_{seq} , valore che permette di assegnare

preliminarmente alle aree interessate la categoria di sottosuolo evidenziata nella tabella 3.2.II allegata alle N.T.C. e di seguito riportata:

Categoria	Descrizione
A	<i>Ammassi rocciosi affioranti o terreni molto rigidi</i> caratterizzati da valori di $V_{s,30}$ superiori a 800 m/s, eventualmente comprendenti in superficie uno strato di alterazione, con spessore massimo pari a 3 m.
B	<i>Rocce tenere e depositi di terreni a grana grossa molto addensati o terreni a grana fina molto consistenti</i> con spessori superiori a 30 m, caratterizzati da un graduale miglioramento delle proprietà meccaniche con la profondità e da valori di $V_{s,30}$ compresi tra 360 m/s e 800 m/s (ovvero $NSPT_{30} > 50$ nei terreni a grana grossa e $cu_{30} > 250$ kPa nei terreni a grana fina).
C	<i>Depositi di terreni a grana grossa mediamente addensati o terreni a grana fina mediamente consistenti</i> con spessori superiori a 30 m, caratterizzati da un graduale miglioramento delle proprietà meccaniche con la profondità e da valori di $V_{s,30}$ compresi tra 180 m/s e 360 m/s (ovvero $15 < NSPT_{30} < 50$ nei terreni a grana grossa e $70 < cu_{30} < 250$ kPa nei terreni a grana fina).
D	<i>Depositi di terreni a grana grossa scarsamente addensati o di terreni a grana fina scarsamente consistenti</i> , con spessori superiori a 30 m, caratterizzati da un graduale miglioramento delle proprietà meccaniche con la profondità e da valori di $V_{s,30}$ inferiori a 180 m/s (ovvero $NSPT_{30} < 15$ nei terreni a grana grossa e $cu_{30} < 70$ kPa nei terreni a grana fina).
E	<i>Terreni dei sottosuoli di tipo C o D per spessore non superiore a 20 m</i> , posti sul substrato di riferimento (con $V_s > 800$ m/s).

Tabella 8.3.2: Categorie di sottosuolo

Si rimanda all'elaborato "CTEG013 Relazione geologica" e relativi allegati per l'individuazione della categoria di suolo di ogni sito individuato per l'installazione degli aerogeneratori ed ulteriori approfondimenti.

8.4. Infrastrutture viarie presenti

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

9. VINCOLISTICA DI NATURA PAESAGGISTICA

Il parco eolico, come riportato precedentemente, interessa prevalentemente i Comuni di Colobraro, ove ricadono 5 aerogeneratori, Tursi, ove ricadono 5 aerogeneratori, e il Comune di Sant'Arcangelo, dove verrà realizzata la SEU 150/30 kV, contenuta all'interno di una Stazione Elettrica Condivisa (SEC) con altri produttori di energia, e la nuova Stazione Elettrica di smistamento a 150 kV della RTN.

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 dalle colline argillose intervallate dalla presenza di corsi d'acqua, per la zona ricadente nel Comune di Tursi, e Rilievi terrigeni con penne e spine rocciose nella zona ricadente nel Comune di Colobraro.

Il territorio di Colobraro è un'area collinare compresa tra il Fiume Agri a Nord e il Fiume Sinni a Sud e tra due unità di colline argillose a Ovest e a Est. Le quote variano tra i 200 m e gli 858 m. L'energia di rilievo è bassa e localmente alta. Le litologie presenti sono in prevalenza argille e marne e, subordinatamente, litotipi arenacei e/o calcarei. L'area è caratterizzata dalla presenza di creste o picchi che morfologicamente si distinguono dalle zone circostanti a morfologie più dolci e arrotondate con energia di rilievo globalmente inferiore. Sono diffusi i fenomeni di instabilità e di erosione accelerata. Il reticolo idrografico superficiale, ad andamento centrifugo rispetto al rilievo principale in posizione pressoché centrale nell'unità, è rappresentato da esigui corsi d'acqua affluenti del Fiume Agri e del Fiume Sinni. La copertura del suolo è boschiva, agricola nelle zone a minor pendenza, e, in alcune zone è limitata a copertura erbacea e/o arbustiva. Nell'unità ricade il centro abitato di Colobraro e la rete viaria è a carattere locale.

La parte dell'impianto che ricade nel territorio di Tursi è un'area morfologicamente collinare, a quote comprese tra i 400 m e i 500 m, caratterizzata da rilievi collinari prevalentemente argillosi con sommità da arrotondate a tabulari occasionalmente a creste e con versanti ad acclività generalmente bassa o media. L'energia di rilievo è bassa. I caratteri litologici sono dati da argille, sabbie e conglomerati con prevalenza dei termini argillosi. Sono presenti lembi pianeggianti sommitali, riconducibili alle porzioni più interne dei più antichi terrazzamenti marini, nonché lembi di terrazzi fluviali. Il reticolo idrografico superficiale è rappresentato dalla presenza di un unico corso d'acqua, il Canale Pescogrosso, e da una serie di fossi e di incisioni a disegno, dendritico. La copertura del suolo è spesso ridotta a una copertura erbacea del substrato argilloso. I terreni agricoli sono presenti soprattutto sui lembi pianeggianti e sub-pianeggianti. Nell'unità ricade il centro abitato di Tursi. La rete viaria è a carattere locale.

Il **Comune di Colobraro** confina a sud con il Comune di Valsinni (8 km), a nord con il Comune di Tursi (15 km), a sud Ovest con il Comune di Senise e Noepoli (PZ) e a est con il Comune di Rotondella. Dista 80 km da Matera e 126 km dal capoluogo di regione Potenza.

Colobraro è un comune in provincia di Matera di circa 1400 abitanti, abitato fin dall'anno Mille ma con resti che risalgono ad alcuni secoli prima di Cristo. Il territorio è prettamente di tipo collinare ad eccezione dell'area ai confini con il fiume Sinni che presenta una orografia pianeggiante. Domina la valle del fiume Sinni dai suoi quasi 700 metri di altezza grazie ai quali è possibile godere di panorami mozzafiato sull'intero Golfo di Taranto e sul Parco Nazionale del Pollino.



Figura 9.1: Vista panoramica Comune di Colobraro da Monte Calvario

Antico centro basiliano, appartenne alla Badia di Santa Maria di Cersosimo di cui seguì le sorti fino al secolo XII. Posseduto per breve tempo dal conte Bertaimo d'Andria, passò ai Conti di Chiaromonte e da questi, nel 1319, ai Sanseverino di Tricarico. Assegnato a metà del secolo XIV ai Poderico, fu successivamente dei Pignatelli, dei Carafa (principi dal 1617) ed infine dei Donnaperna. La parrocchiale conserva un trittico (Madonna col Bambino) del secolo XIV; nella chiesa dei Francescani vi sono ricchi altari in marmo policromo.

Il **Comune di Tursi** confina a nord col fiume Agri e con il comune di Montalbano Jonico, ad est con il comune di Policoro, a sud con il fiume Sinni e i territori di Rotondella, mentre ad ovest con i territori di Sant'Arcangelo, Colobraro e Stigliano.

Tursi si ritiene fondata dopo il 410 d.C. dai Goti, i quali, dopo aver distrutto Anglona, avrebbero costruito un Castello sulla collina ove è sorta la Rabatana. Attorno al Castello si rifugiarono i fuggiaschi di Anglona che possono ritenersi i primi abitanti del luogo.



Figura 9.2: Vista panoramica Comune di Tursi dalla Rabatana

Gli Arabi Saraceni provenienti dall’Africa intorno al 826 giunsero nella Piana Metapontina iniziando ad assalire i grossi centri difesi da Longobardi e Bizantini. Intorno al 850 i Saraceni riuscirono a conquistare il Metapontino e anche Tursi che a quel tempo era limitato alla zona, già abitata, della Rabatana.

Gli arabi abitarono il nascente borgo e lo ingrandirono. La loro impronta è presente nel dialetto, negli usi e costumi e nelle case della Rabatana. Durante la breve permanenza dei Saraceni il borgo prese consistenza e fu denominato Rabatana a ricordo del loro borgo arabo (Rabhàdi).



Figura 9.3: Vista panoramica quartiere della Rabatana

Il **Comune di Sant’Arcangelo** sorge a 388 metri di altitudine sul livello del mare (min 137, max 772), sulle alture alla destra del medio corso del fiume Agri.

Il territorio del comune ha un'estensione di 188,47 km². Dista 89 km da Potenza e 78 km da Matera.

Nel territorio comunale furono viste tracce di insediamenti risalenti all'VIII secolo a.C. Tra la fine del V secolo a.C. e gli inizi del IV, la valle dell'Agri fu occupata dai Lucani, a cui appartiene la necropoli di San Brancato, dove negli anni ottanta furono scoperte circa duecentoventi sepolture. Un piccolo centro abitato ad essa riferibile, databile tra il IV e il III secolo a.C. è stato rinvenuto tra le contrade Gavazzo, Cannone e Mulino.

Nel III secolo a.C. i Lucani furono alleati dei Romani ed ebbero la cittadinanza romana nel I secolo a.C. Il centro di San Brancato decadde a favore della colonia romana di Grumentum.

L'attuale Sant'Arcangelo venne fondata dai Longobardi del ducato di Benevento nella seconda metà del VII secolo e prese il nome dall'arcangelo San Michele, loro patrono.



Figura 9.4: vista Panoramica Comune di Sant'Arcangelo

L'area del sito non presenta al suo interno beni materiali, patrimoni culturali o aree di rilevante interesse paesaggistico, a meno dell'immobile "Masseria Modarelli", che risulta tutelato ai sensi dell'Art.10 del D.Lgs. 42/2004. Osservando invece l'area esterna al parco eolico e relative opere di connessione alla rete, entro l'area vasta di riferimento, si riscontra la presenza di ulteriori beni monumentali protetti che distano, ad ogni modo, oltre 1000 m dagli aerogeneratori (**Figura 9.5**).

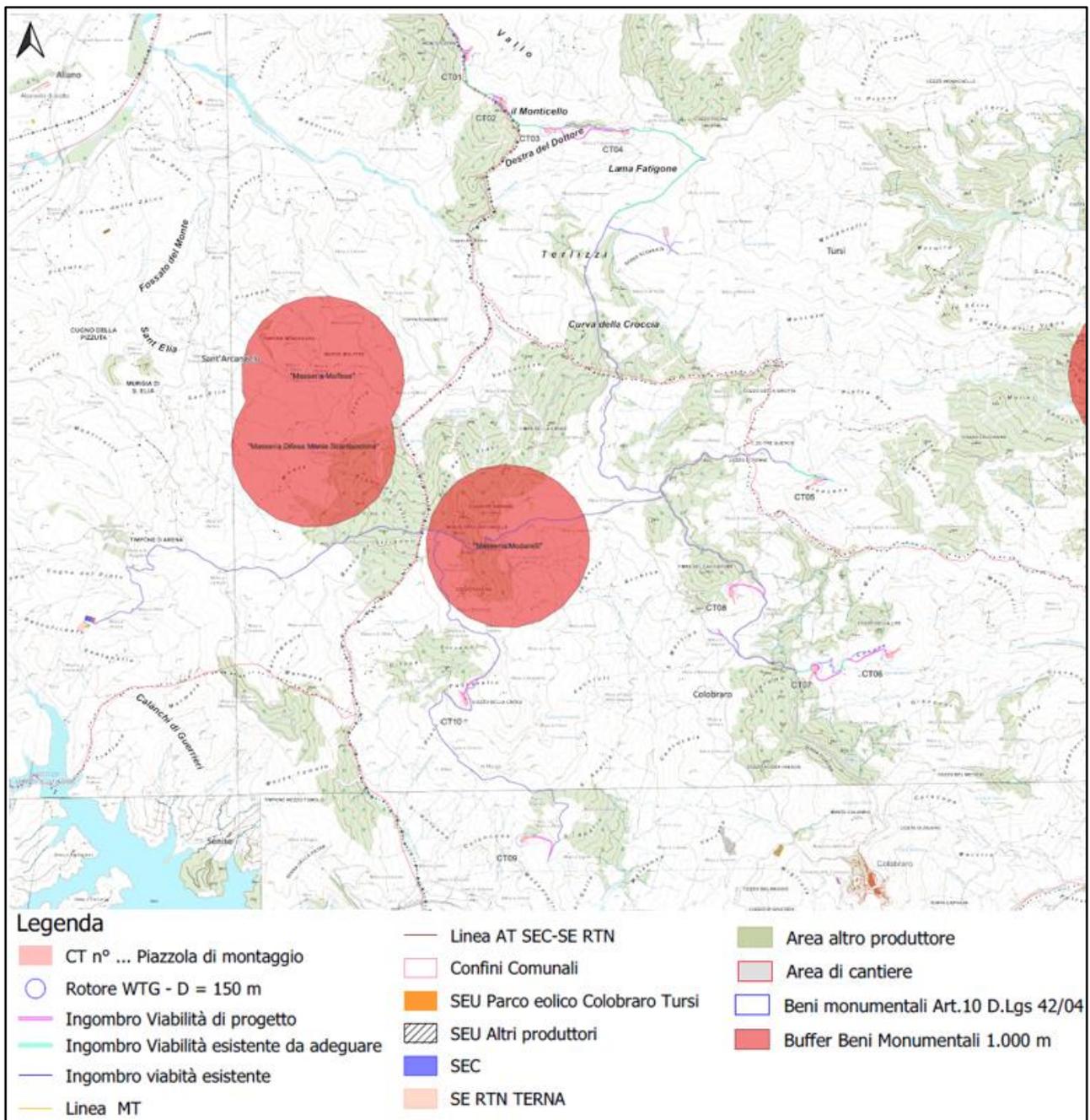


Figura 9.5: Beni monumentali di cui all'Art. 10 D.Lgs 42/2004, con relativo buffer di 1000 m

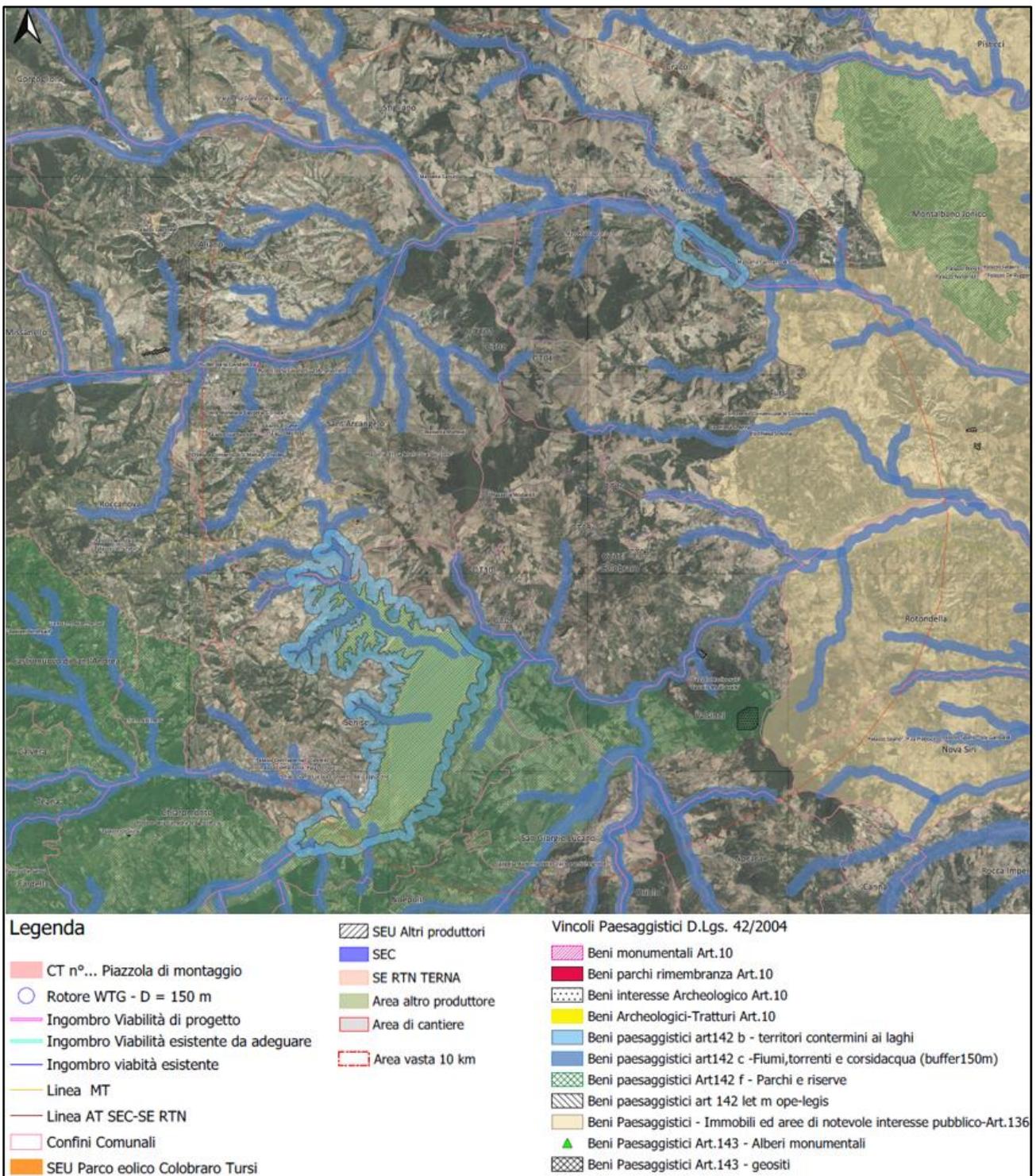


Figura 9.6: Carta dei vincoli paesaggistici con area Vasta (buffer 10 km) (per maggiori dettagli grafici si veda l'elaborato "CTSA081 Carta dei vincoli paesaggistici su area vasta")



Figura 9.6: Carta dei vincoli paesaggistici (Art.142, lett.g) con area Vasta (buffer 10 km) (per maggiori dettagli grafici si veda l'elaborato "CTSA081.a Carta dei vincoli paesaggistici con area vasta-art.142 lett.g del D.Lgs. 42/2004 Foreste e boschi")

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

Tutti gli aspetti paesaggistici sono stati ampiamente trattati nella Relazione Paesaggistica, 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 ed area vasta pressoché nullo in quanto la loro presenza nel territorio è molto breve in quanto tutte le gru e le opere provvisorie che potrebbero modificare il paesaggio vengono eliminate alla chiusura del cantiere.

La fase che ha un impatto sul tema che stiamo trattando 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 dopo 20 anni.

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

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

Al fine di minimizzare l'impatto visivo dell'impianto sullo stato attuale dei luoghi si sono adottate delle misure di mitigazione in fase di scelta progettuale imponendo una distanza minima tra gli aerogeneratori di circa 670 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, l'impianto progettato può essere suddiviso in tre zone distanti tale da non avere un effetto cumulato alto.

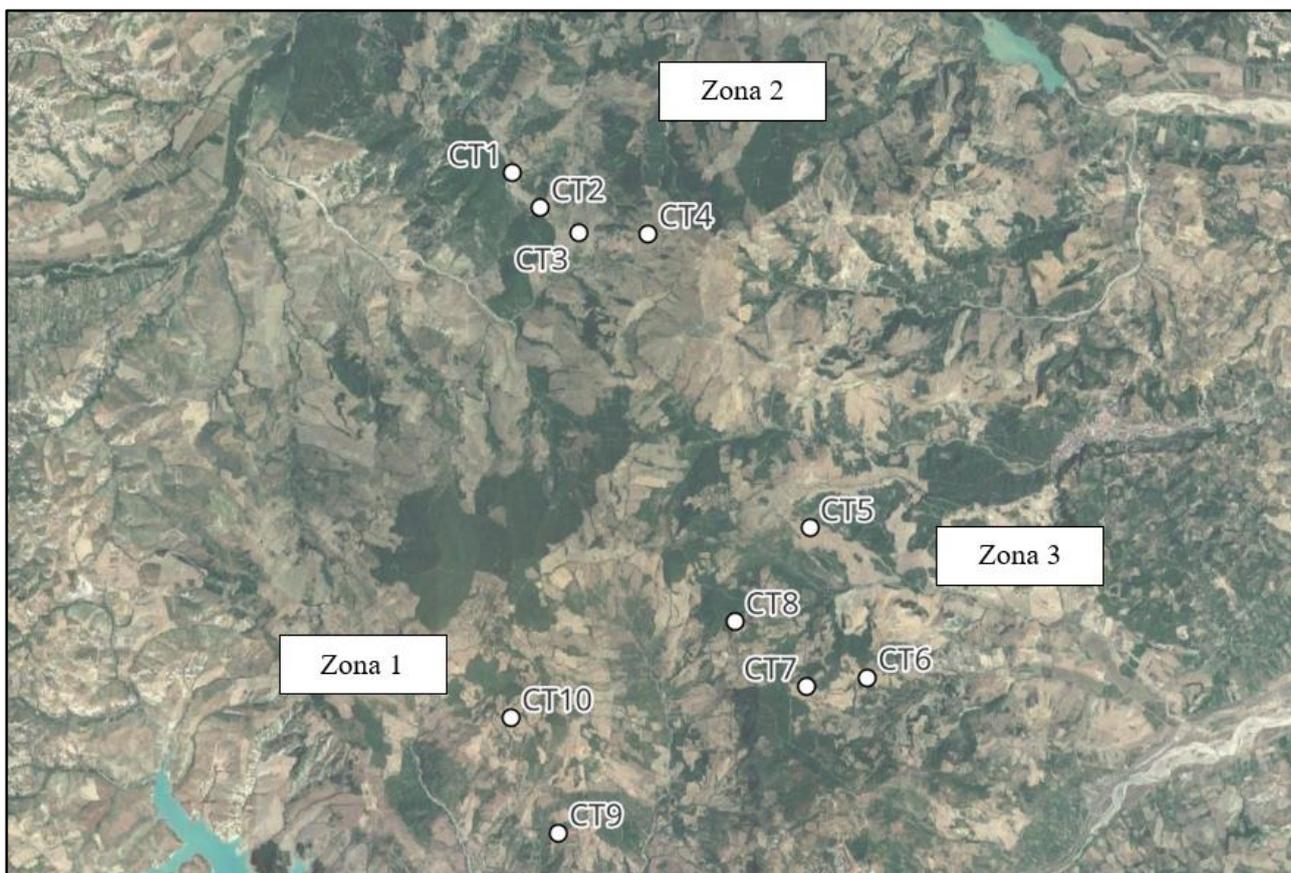


Figura 9.7: Suddivisione in zone d’impianto e distanze reciproche: Zona 1 – Zona 2: circa 7 km; Zona 1 – Zona 3: circa 3 km; Zona 2 – Zona 3: circa 5 km

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.

10. VINCOLISTICA DI NATURA AMBIENTALE

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

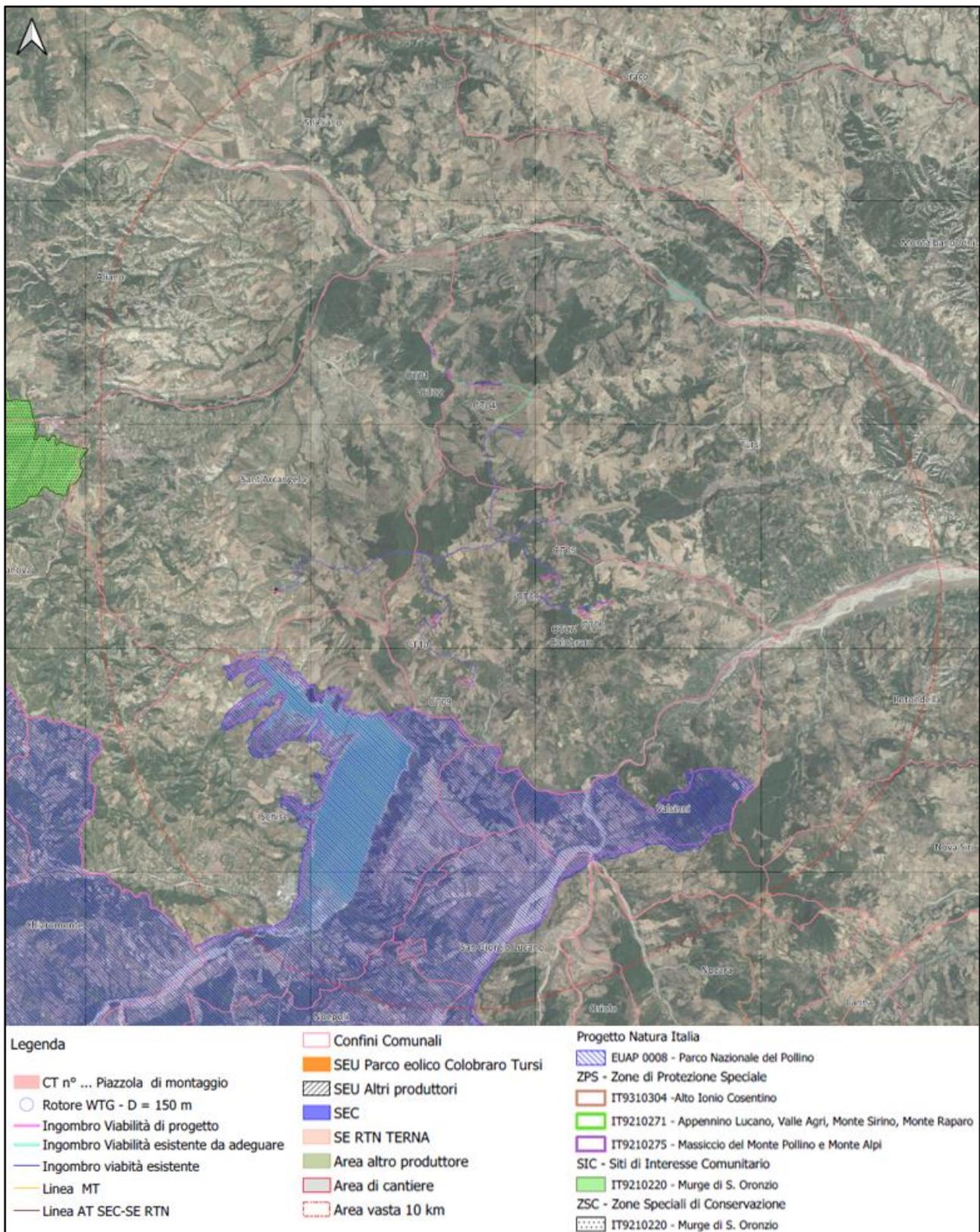


Figura 10.1: Aree Rete Natura 2000 con area d’impianto (maggiori dettagli sono riportati nell’elaborato di progetto “CTSA059 Carta delle aree protette - Rete Natura 2000 con area vasta”)

Come si evince dalla **Figura 10.1**, all’interno dell’area vasta è presente solo un’area perimetrata dal Progetto Rete Natura 2000 (ZPS IT9210275 – Massiccio del Monte Pollino e Monte Alpi ed EUAP0008 – Parco Nazionale del Pollino). Di seguito si elencheranno comunque quelle più prossime all’area vasta ma esterne ad essa.

- 1) **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 florofaunistico (specie endemiche, cenosi relittuali). L'intero parco eolico non interferisce con tale area e l'aerogeneratore più vicino (CT09) si trova ad una distanza di circa 1 km.
- 1) **ZPS IT9210271** – Appennino Lucano -Valle Agri – Monte Sirino-Monte Raparo: Territorio prevalentemente montuoso a bassa densità demografica con caratteristiche geomorfologiche peculiari dell'Appennino meridionale (glacialismo, carsimo, fenomeni tettonici) molti habitat seminaturali (garighe, cespuglieti, pascoli xerici) sono mantenute dalle attività antropiche tradizionali (pastorizia, agricoltura di nicchia). L'intero parco eolico non interferisce con tale area e l'aerogeneratore più vicino (CT01) si trova ad una distanza di circa 11 km.
- 1) **ZPS IT9310304** – Alti Ionio Cosentino: La ZPS comprende il letto di alcuni torrenti e fiumare che sfociano sul mar Jonio: Torrente Canna, Fiume Ferro, Fiumara Saraceno, Fiumara Seranasso. Il confine interno coincide con quello del Parco Nazionale del Pollino e Monti dell'Orsomarso. IL confine est segue una linea che congiunge Nocera con Villapiana, passante per Orilo Calabro, Castoregio ed Albidona e si allunga fino al mare includendo i torrenti. Sono inclusi nella ZPS anche i bacini imbriferi dei corsi d'acqua: Timpone Piede della Scala, Timpone Donato, Timpone della Serra, Serra Donna Rocca. Le foci dei fiumi sullo Jonio hanno vegetazione riparia di boschi ripari mediterranei, ben conservati. Importanti siti ornitologici. Strette gole con elevate pareti verticali. Aree umide con presenza di specie vegetali atipiche per la zona. L'intero parco eolico non interferisce con tale area e l'aerogeneratore più vicino (CT09) si trova ad una distanza di circa 6,5 km.
- 2) **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 chirotteri e di numerosi uccelli rapaci e non. L'intero parco eolico non interferisce con tale area e l'aerogeneratore più vicino (CT01) si trova ad una distanza di circa 11 km.
- 3) **SIC IT9210025** – Bosco della Farneta: Territorio situato nella Valle del Sarmiento che con la sua superficie di 298 ettari, è la più grande e importante formazione boschiva di piante monumentali di farnetto, *Quercus frainetto*, pianta appartenente alla famiglia delle fagacee, importante specie

forestale dalla chioma espansa e tondeggianti che può raggiungere anche i 30 mt di altezza. Nella stagione opportuna, è un bosco ricco di ottimi funghi da utilizzare nelle tipiche specialità gastronomiche di questa terra.

- 2) **EUAP 0008** – Parco Nazionale del Pollino: è un'area naturale protetta istituita nel 1993 ed ha un'estensione pari a 171.132 ettari. Il Parco Nazionale del Pollino è la più grande area protetta di nuova istituzione in Italia. Tra le vette del Dolcedorme e di Cozzo del Pellegrino e gli orizzonti che si disegnano sulle acque del Tirreno e dello Jonio, lungo il massiccio montuoso calabro-lucano del Pollino e dell'Orsomarso, la Natura e l'Uomo intrecciano millenari rapporti che il Parco Nazionale del Pollino, istituito nel 1993, conserva e tutela sotto il suo emblema, il pino loricato. L'intera zona, sottoposta a speciale tutela, ai sensi della Legge quadro n.394/1991 sulle aree protette, è costituita dai Massicci del Pollino e dell'Orsomarso. È una catena montuosa dell'Appennino meridionale, a confine tra la Basilicata e la Calabria. Ha vette tra le più alte del Mezzogiorno d'Italia, coperte di neve per ampi periodi dell'anno. Dalle sue cime, oltre i 2200 metri di altitudine sul livello del mare, si colgono, ad occhio nudo, ad ovest le coste tirreniche di Maratea, di Praia a Mare, di Belvedere Marittimo e ad est il litorale ionico da Sibari a Metaponto. L'intero parco eolico non interferisce con tale area e l'aerogeneratore più vicino (CT09) si trova ad una distanza di circa 1 km.

Le aree IBA interessate dalla zona vasta, come rappresentato nella **Figura 4.2.4.3**, sono le seguenti:

- Pollino e Orsomarso, confinando sia con Valsinni che con Noepoli (Zona IBA 195) **Area: 184,697 ha;**
- Val d'Agri, confinando con Sant'Arcangelo (Zona IBA 141) **Area: 110,295 ha;**
- Calanchi della Basilicata (Zona IBA 196) **Area: 51,420 ha;**
- Alto Ionio Cosentino (Zona IBA 144) **Area: 28.926 ha.**

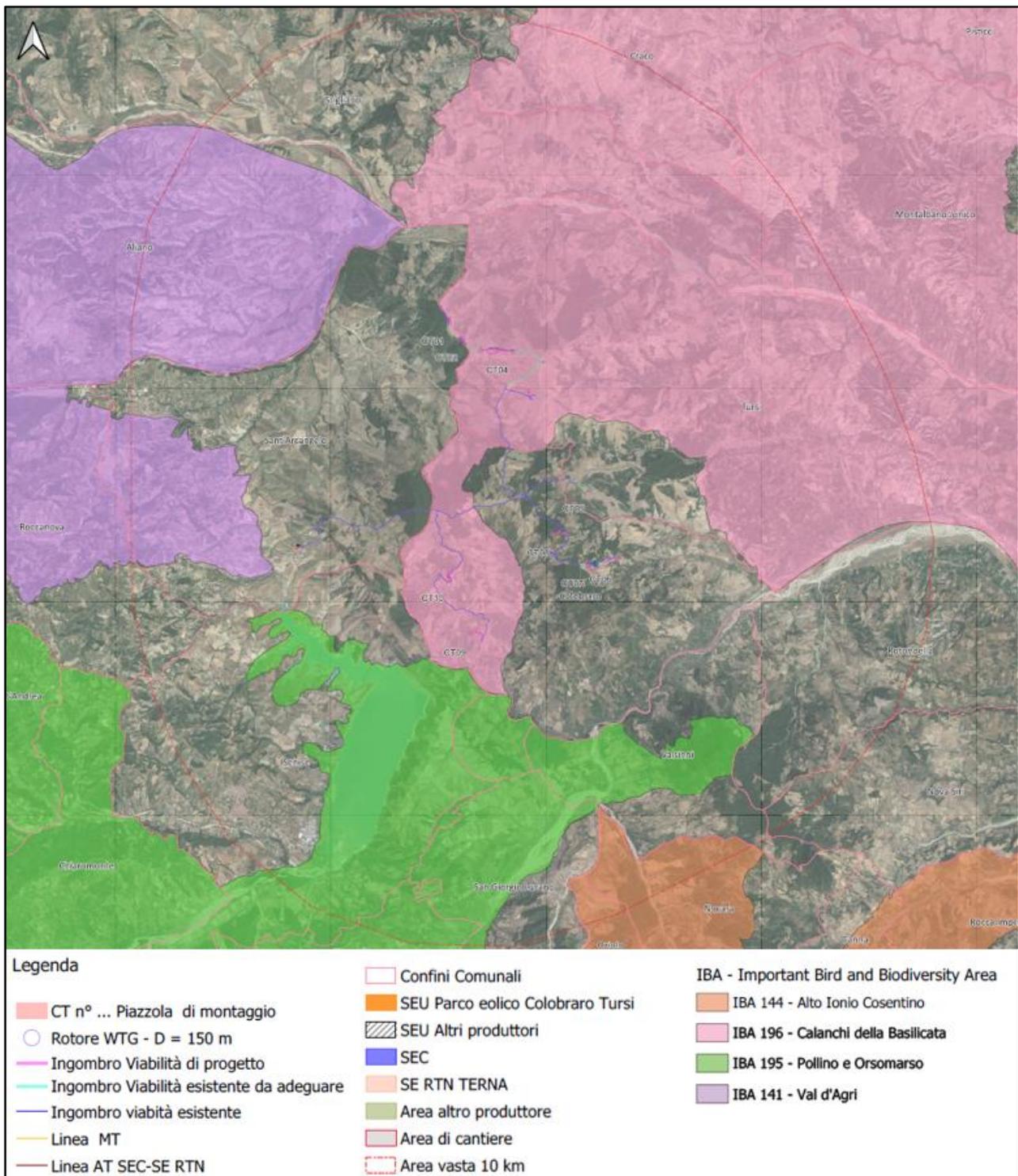


Figura 10.2: Important Birds Area (Zone IBA) con area vasta (maggiori dettagli sono riportati nell'elaborato di progetto "CTSA061 Carta delle zone IBA (Importanti Bird Area) con area vasta").

L'area d'impianto in particolare, per quel che riguarda gli aerogeneratori CT1 – CT2 – CT3 – CT4 e CT9 – CT10 interferisce con la Zona IBA 196, zona all'interno della quale esiste già un parco eolico di n. 30 aerogeneratori.

La zona IBA 196 "Calanchi della Basilicata" è un'area di bassa collina caratterizzata da forti fenomeni erosivi che rappresenta una delle zone di massima densità in Italia per varie specie mediterranee quali lo Zigolo capinero, la Monachella e la Ghiandaia marina. Il progetto prevede l'installazione di n. 6 dei 10

aerogeneratori all'interno di tale area occupando una superficie aerea totale di circa **3,02 ha** pari allo 0,06 % dell'intera zona IBA 196.

11. RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Nel Gennaio 2008 l'ANEV e la UIL hanno sottoscritto un Protocollo di Intesa, rinnovato nel 2010, 2012 e nel 2014, finalizzato alla predisposizione di uno studio congiunto, che delineasse uno scenario sul panorama occupazionale relativo al settore dell'eolico. Lo studio si configura come un'elaborazione approfondita del reale potenziale occupazionale, verificando a fondo gli aspetti della crescita prevista del comparto industriale, delle società di sviluppo e di quelle di servizi. In particolare, sono state considerate le ricadute occupazionali dirette e indotte nei seguenti settori. **L'analisi del dato conclusivo relativo al potenziale eolico, trasposto in termini occupazionali dall'ANEV rispetto ai criteri utilizzati genericamente in letteratura, indica un potenziale occupazionale al 2030 in caso di realizzazione dei 19.300 MW previsti di 67.200 posti di lavoro complessivi ovvero 3.5 addetti/MW.**

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

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

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

Sulla base di tale criterio, durante la fase di esercizio, l'impianto eolico di Colobraro Tursi andrà a

generare 180 addetti di cui 120 diretti e 60 indiretti.

Per la fase di realizzazione e dismissione, in base all'esperienza maturata nel settore e considerando che molti degli addetti sono rappresentati dalle competenze tecniche e professionali che svolgono lavoro progettuale a monte della realizzazione dell'impianto eolico, si assume che gli addetti distribuiti in fase realizzazione, esercizio e dismissione dell'impianto in esame costituito da 10 aerogeneratori da 6 MW per una potenza complessiva di 60 MW sono:

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

12.1. Normativa di riferimento

Di seguito si riporta l'elenco delle norme di riferimento suddivise per settore tematico e in ordine cronologico crescente.

Settore energetico:

- D.P.R. 24 maggio 1988, n.203 ("Attuazione delle direttive CEE nn. 80/779, 82/884 e 85/203 concernenti norma in materia di qualità dell'aria, relativamente a specifici agenti inquinanti, e di inquinamento prodotto dagli impianti industriali, ai sensi dell'art. 15 della L. 16 aprile 1987, n. 183");
- L. 9 gennaio 1991 n.9, concernente la parziale liberalizzazione della produzione di energia elettrica;
- L. 9 gennaio 1991 n.10, concernente la promozione del risparmio di energia e dell'impiego di fonti rinnovabili;
- delibera CIPE 126/99 del 6 agosto 1999 "Libro bianco per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili", con il quale il Governo italiano individua gli obiettivi da percorrere per ciascuna

fonte;

- Decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 ("Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica");
- legge 1 giugno 2001, n.120 "Ratifica ed esecuzione del Protocollo di Kyoto alla Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici", tenutosi a Kyoto l'11 dicembre 1997";
- D.Lgs 7 febbraio 2002 contenente misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale. Tale decreto, conosciuto come "Decreto Sblocca centrali", prende avvio dalla constatata necessità di un rapido incremento della capacità nazionale di produzione di energia elettrica;
- D.Lgs 29 dicembre 2003, n. 387 e s.m.i. "Attuazione della direttiva 2001/77/CE (oggi sostituita e modificata dalla Direttiva 2009/28/CE) relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità";
- D.M. 23.6.2016, con riferimento agli impianti eolici di grossa taglia e di nuova realizzazione, prevedeva che gli stessi potessero essere incentivati a seguito di aggiudicazione delle procedure competitive di asta al ribasso.
- L. n. 99/2009, conversione del cosiddetto DDL Sviluppo, stabilisce le "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia";
- D. Lgs 8 luglio 2010 n. 105 "Misure urgenti in materia di energia" così come modificato dalla L. 13 agosto 2010 n.129 "Conversione in legge, con modificazioni, del D.Lgs. 8 luglio 2010, n. 105, recante misure urgenti in materia di energia. Proroga di termine per l'esercizio di delega legislativa in materia di riordino del sistema degli incentivi";
- D.M. 10 settembre 2010 "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili ", in cui sono definite le linee guida nazionali per lo svolgimento del procedimento unico ex art. 12 del d.lgs. 387/2003 per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti di produzione di elettricità da fonti rinnovabili, nonché linee guida per gli impianti stessi;
- D. Lgs. 3 marzo 2011, n.28, "Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE".
- D.L. 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 Circolari del Mini. P.T. LCI/43505/3200 del 08/01/68;
- Circolare “Prescrizione per gli impianti di telecomunicazione allacciati alla rete pubblica, installati nelle cabine, stazioni e centrali elettriche AT”, trasmessa con nota Ministeriale n. LCI/U2/2/71571/SI del 13/03/73;
- CEI 7-6 Norme per il controllo della zincatura a caldo per immersione su elementi di materiale ferroso destinati a linee e impianti elettrici;
- CEI 11-4 Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne;
- CEI 11-25 Calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti trifasi a corrente alternata;
- CEI 11-27 Lavori su impianti elettrici;
- CEI EN 50110-1-2 esercizio degli impianti elettrici;
- CEI 33-2 Condensatori di accoppiamento e divisori capacitivi;
- CEI 36-12 Caratteristiche degli isolatori portanti per interno ed esterno destinati a sistemi con tensioni nominali superiori a 1000 V;
- CEI 57-2 Bobine di sbarramento per sistemi a corrente alternata;
- CEI 57-3 Dispositivi di accoppiamento per impianti ad onde convogliate;
- CEI 64-2 Impianti elettrici in luoghi con pericolo di esplosione;
- CEI 11-32 V1 Impianti di produzione eolica, telecomunicazione dagli effetti dell’induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto;
- CEI 211-6, "Guida per la misura e per la valutazione dei campi elettrici e magnetici nell'intervallo di frequenza 0 Hz - 10 kHz, con riferimento all'esposizione umana", 1° Ed.;
- CEI 106-11, "Guida per la determinazione della fascia di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 (Art.6)", 1a Ed.;
- Delibera AEEG 168/03 Condizioni per l’erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell’energia elettrica sul territorio nazionale e per l’approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- Delibera AEEG 05/04 Intimazione alle imprese distributrici ad adempiere alle disposizioni in materia di servizio di misura dell’energia elettrica in corrispondenza dei punti di immissione di cui all’Allegato A alla deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas 30 gennaio 2004, n. 5/04;

- Delibera AEEG ARG/elt 98/08 Verifica del Codice di trasmissione e di dispacciamento in materia di condizioni per la gestione della produzione di energia elettrica da fonte eolica;
- Delibera AEEG ARG/elt 99/08 Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA);
- Delibera AEEG ARG/elt 04/10 Procedura per il miglioramento della prevedibilità delle immissioni dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili relativamente alle unità di produzione non rilevanti;
- Delibera AEEG ARG/elt 05/10 "Condizioni per il dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili";
- Codice di Rete TERNA.

Opere civili e sicurezza:

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

modifiche e integrazioni (D.M. 22/04/2004);

- D.M. 19/04/2006 Norme funzionali e geometriche per la costruzione delle intersezioni stradali;
- Specifiche Tecniche del fornitore degli aerogeneratori in merito alla viabilità e alle piazzole;
- D.M. 17 Gennaio 2018 (Aggiornamento delle “Norme tecniche per le costruzioni”).

12.2. Procedimento autorizzativo

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

- istanza al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica e per il rilascio del Provvedimento unico in materia ambientale (art.27 D.Lgs.152/2006) che di concerto con il Ministero dei Beni e delle attività Culturali e del Turismo, trattandosi di progetto ricadente al punto 2 dell'elenco di cui all'allegato II alla Parte Seconda del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i., come modificato dal D.Lgs. n. 104/2017, "impianti eolici per la produzione di energia elettrica sulla terraferma con potenza complessiva superiore a 30 MW", deve rilasciare il provvedimento finale. Complessivamente il procedimento si deve concludere entro 225 giorni (oltre agli eventuali periodi di sospensione richiesti dal proponente o dovuti all'espressione dal Consiglio dei Ministri); in ogni caso, la conferenza di servizi deve concludersi entro 210 giorni dalla sua indizione, che a sua volta avviene entro 10 giorni dalla scadenza del termine della fase di consultazione pubblica o dalla ricezione delle eventuali integrazioni;
- istanza di Autorizzazione Unica ex. 387-2003 al dipartimento AA.PP.- Ufficio Energia della Regione 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
- Comune di Colobrarò, Comune di Tursi, Comune di Sant’Arcangelo
- 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;
- Consorzio di Bonifica della Basilicata;
- Terna Rete Italia S.p.A. e E-distribuzione S.p.a.