

00	Aprile 2021	Prima emissione	MGP	GDS	GDS
REV.	DATA	DESCRIZIONE REVISIONE	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO

Volta Green Energy

REGIONE BASILICATA
Provincia di MATERA
COMUNI DI MONTESCAGLIOSO E BERNALDA



PROGETTO:

PARCO EOLICO LUMELLA
PROGETTO DEFINITIVO

COMMITTENTE:

Volta g.e.
green energy

Piazza Manifattura, 1 – 38068 Rovereto (TN)
Tel. +39 0464 625100 - Fax +39 0464 625101 - PEC volta-ge@legalmail.it

PROGETTISTA



F4 ingegneria srl
via Di Giura - Centro Direzionale, 85100 Potenza
Tel: +39 0971 1 944 797 - Fax: +39 0971 5 54 52
www.f4ingegneria.it - f4ingegneria@pec.it



CODIFICA PROGETTISTA

F0342BR09A

OGGETTO DELL'ELABORATO:

**A.9.1 Relazione tecnica impianto
eolico**

N° ELABORATO	SCALA	FOGLIO	FORMATO	CODIFICA COMMITTENTE
9	-	-	A4	R09

ID ELABORATO:

Questo elaborato è di proprietà di Volta Green Energy ed è protetto a termini di legge

Volta g.e.
green energy





Sommario

2	Descrizione degli aerogeneratori	4
2.1	Torre di sostegno	4
2.2	Rotore e pale	5
2.3	Navicella	5
2.4	Generatore	6
2.5	Sistema d'imbardata	7
2.6	Sistema di controllo	7
2.7	Sistema frenante	7
3	Opere Civili	8
3.1	Fondazioni	8
3.2	Adeguamenti viabilità esistente	8
3.2.1	Descrizione della viabilità di accesso all'area	8
3.2.2	Strade	9
3.3	Piazzole di montaggio e stoccaggio	11
3.4	Dimensioni Complessive e Stima Movimenti terra di Strade e Piazzole	12
4	Connessione alla RTN	14
4.1	Elettrodotti interrati, rete elettrica e sottostazione	15
5	Ripristini e Stato finale dell'opera	17
6	Dimensionamento dell'impianto	18
6.1	Regime di vento del sito e disposizione ed orientamento degli aerogeneratori	19



6.2	Previsione di produzione energetica	19
6.3	Impianto elettrico	23
7	Criteria di scelta delle soluzioni impiantistiche di protezione contro i fulmini, con l'individuazione e la classificazione del volume da proteggere	28
7.1	Individuazione delle strutture da proteggere	28
7.2	Calcolo delle componenti di rischio	28
7.3	Verifica del dispersore dell'aerogeneratore ai fini della protezione contro i fulmini	33



1 Premessa

Volta Green Energy, con sede in 38068 Rovereto (TN), Piazza Manifattura n. 1, iscritta alla CCIAA di Trento al n° 02469060228, REA TN – 226969, Codice Fiscale e Partita IVA 02469060228 opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e nasce dall'esperienza più che decennale di professionisti, con oltre 350 MW di parchi eolici e 16 MW di impianti fotovoltaici sviluppati, costruiti e gestiti.

Volta Green Energy (di seguito anche "VGE"), avvalendosi delle competenze dei propri dipendenti, nonché delle professionalità e manodopera locali, è in grado di gestire tutte le fasi di vita di un progetto: sviluppo, financing, ingegneria, costruzione ed operation.

VGE ha in progetto la realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte eolica, mediante l'installazione di 7 aerogeneratori di potenza unitaria pari a 5,8 MW, per una potenza complessiva di 40,6 MW, sito in località Lumella, nei Comuni di Montescaglioso e Bernalda, in provincia di Matera (di seguito anche "Parco Eolico Lumella").

Secondo quanto previsto dal preventivo di connessione prot. n. 83268 rilasciato da Terna SpA in data 16/12/2020, e trasmesso da Terna SpA alla VGE in data 23/12/2020, poi accettato da VGE in data 13/04/2021, l'impianto si collegherà alla RTN per la consegna della energia elettrica prodotta attraverso una stazione utente di trasformazione e consegna (di seguito anche "SSEU") da collegare in antenna a 150 kV su una nuova Stazione Elettrica (di seguito anche "SE") di smistamento della RTN a 150 kV da inserire in entra-esce alle linee della RTN a 150 kV "Filatura – Pisticci CP" e "Italcementi – Italcementi Matera".

Il modello tipo di aerogeneratore (di seguito anche 'WTG') scelto, dopo opportune considerazioni tecniche ed economico finanziarie, è il modello tipo Siemens Gamesa SG170 da 5,8 MW con altezza mozzo pari a 115 m, diametro rotore pari a 170 m e altezza massima al top della pala pari a 200 m. Questo modello tipo di aerogeneratore è allo stato attuale quello ritenuto più idoneo per il sito di progetto dell'impianto.

L'area interessata dal posizionamento degli aerogeneratori ricade in località Lumella, nei Comuni di Montescaglioso e Bernalda, in contrada Cermignano, Tre Stelle, Imperatore e Casa Federici, in provincia di Matera, su una superficie a destinazione agricola. I terreni sui quali si intende realizzare l'impianto sono tutti di proprietà privata. Il territorio è caratterizzato da un'orografia prevalentemente collinare, le posizioni delle macchine hanno all'incirca un'altitudine media s.l.m. di 176 m.

L'installazione di questi 7 aerogeneratori permetterà di sfruttare al massimo la buona risorsa eolica presente nel sito di progetto, consentendo una produzione annua stimata di energia elettrica, al netto delle perdite per scia indotta tra le macchine e per la densità dell'aria, pari a 109,798 GWh/anno. Il risultato sarà un notevole contributo al risparmio di emissioni di gas ad effetto serra.

La presente relazione descrive le opere civili (viabilità e piazzole) da realizzare presso l'impianto in progetto; per la descrizione dei manufatti architettonici si rimanda all'elaborato A.10 Relazione tecnica delle opere architettoniche.

Si riportano pertanto i dati relativi agli aerogeneratori e alla stazione di trasformazione.



2 Descrizione degli aerogeneratori

Il parco eolico sarà composto da 7 aerogeneratori del tipo Siemens Gamesa SG 5,8 -170 o similare, con le seguenti caratteristiche dimensionali:

SG 5.8-170
• potenza nominale aerogeneratore: 5.8 MW
• altezza hub: 115 m
• diametro rotore: 170 m
• altezza totale 200 mt

Gli aerogeneratori sono ad asse orizzontale, costituiti da un sistema tripala. La tipica configurazione di un aerogeneratore di questo tipo prevede un sostegno costituito da una torre tubolare che porta alla sua sommità la navicella, all'interno della quale sono contenuti l'albero di trasmissione lento, il moltiplicatore di giri, l'albero veloce, il generatore elettrico, il trasformatore MT/BT e i dispositivi ausiliari.

La struttura in elevazione dell'aerogeneratore è costituita da una torre in acciaio di forma tronco-conica, realizzata in 5 tronchi assemblati in sito.

Il rotore si trova all'estremità dell'albero lento, è posto sopravento rispetto al sostegno, ed è costituito da tre pale fissate ad un mozzo, corrispondente all'estremo anteriore della navicella.

La navicella può ruotare rispetto al sostegno in modo tale da tenere l'asse dell'aerogeneratore sempre parallela alla direzione del vento (movimento di imbardata).

Rotore e generatore elettrico possono essere direttamente collegati oppure associati ad un moltiplicatore di giri. Indispensabile nei grandi aerogeneratori, il moltiplicatore di giri fa sì che la lenta rotazione delle pale permetta comunque una corretta alimentazione del generatore elettrico.

Opzionalmente gli impianti di energia eolica possono essere dotati di un ascensore in grado di trasportare due persone dalla base della torre alla gondola o viceversa.

Gli aerogeneratori potranno essere dotati di segnalazione cromatica, costituendo un ostacolo alla navigazione aerea a bassa quota. In particolare, ciascuna delle tre pale potrà essere verniciata sulle estremità con tre bande di colore rosso/bianco/rosso ognuna di larghezza minima pari a 6m, fino a coprire 1/3 della lunghezza della pala. Potrebbe inoltre essere prevista l'installazione delle segnalazioni "notturne", costituite da luci intermittenti di colore rosso sull'estradosso della navicella. Ad ogni modo le prescrizioni degli Enti preposti (ENAC/ENAV) potranno modificare le suddette segnalazioni.

2.1 Torre di sostegno

La torre di sostegno di tipo tubolare avrà una struttura in acciaio ed un'altezza complessiva fino all'asse del rotore pari al massimo a 115 m per il modello SG 5.8-170. Il colore della struttura sarà chiaro, avrà una forma tronco-conica e sarà costituita da cinque tronchi. Le diverse sezioni sono state ottimizzate per lunghezza, diametro e peso allo scopo di assicurare anche un peso adeguato al trasporto. Il collegamento tra le singole sezioni è realizzato in cantiere tramite flange bullonate fra loro. Il design dei tubi in acciaio è scelto in modo tale da permettere una combinazione modulare dei segmenti alle altezze al mozzo necessarie.



Le torri hanno un diametro della base di circa 4 m e sono composte da un diverso numero di sezioni ottimizzate per lunghezza, diametro e peso dal punto di vista del peso e del trasporto. In questo modo è assicurata la possibilità di un più semplice trasporto

Le sezioni di cui si compongono le torri saranno realizzate in officina quindi trasportati e montati in cantiere. La protezione dalla corrosione necessaria è realizzata da un rivestimento a più strati da sistemi di verniciatura conformi alla specificazione di protezione dalla corrosione.

La struttura interna delle torri tubolari in acciaio corrisponde ai requisiti generali per interventi industriali di montaggio e di servizio. A tal proposito le singole sezioni delle torri sono dotate di relative piattaforme di montaggio, sistemi di scale con elementi di sostegno, sistemi di illuminazione a norma e sistemi di illuminazione di emergenza. In questo modo interventi di assistenza e di montaggio sono quasi completamente indipendenti dalle condizioni atmosferiche esterne.

Alla base della torre ci sarà una porta che permetterà l'accesso ad una scala montata all'interno, dotata ovviamente di opportuni sistemi di protezione (parapetti). Per ogni tronco di torre è prevista una piattaforma di riposo. È previsto inoltre un sistema di illuminazione di emergenza interno.

2.2 Rotore e pale

Il rotore si trova all'estremità dell'albero ed è costituito da tre pale realizzate in fibra di vetro rinforzata con resina epossidica e fissate ad un mozzo, corrispondente all'estremo anteriore della navicella; il mozzo del rotore, realizzato in ghisa sferoidale, è montato sull'albero con un attacco a flangia e le dimensioni sono sufficienti a garantire l'accesso ai tecnici durante le fasi di manutenzione.

Il rotore è posto sopravento rispetto alla torre di sostegno e, nel caso del parco in oggetto, caratterizzato da un diametro pari a 170 m, con velocità variabile progettata per massimizzare la potenza e minimizzare emissioni acustiche.

Nelle turbine "sopravento", che sono di gran lunga le più diffuse è importante mantenere un allineamento più continuo possibile tra l'asse del rotore e la direzione del vento, per assicurare sempre il massimo rendimento dell'aerogeneratore. Nel grande eolico, per orientare il rotore nella direzione del vento rilevata da appositi sensori, e mantenerlo entro un opportuno angolo, si usa un *sistema di imbardata* poggiato su dei cuscinetti e dotato di un motore.

Le pale, a profilo alare e incernierate al mozzo, hanno lunghezza massima pari ad 83,5 m; sono realizzate in fibra di vetro rinforzata con carbonio e ottimizzate per operare a velocità variabile.

Le pale saranno verniciate con colore chiaro e protette dalle scariche atmosferiche da un sistema parafulmine integrato.

2.3 Navicella

La navicella è il corpo centrale dell'aerogeneratore posizionato sulla cima della torre, è una cabina in cui sono ubicati tutti i componenti di un aerogeneratore ed è vincolata alla testa della torre tramite un cuscinetto a strisciamento che le consente di ruotare sul suo asse di imbardata.

All'interno della navicella sono contenute le principali apparecchiature elettromeccaniche necessarie alla generazione di energia elettrica.

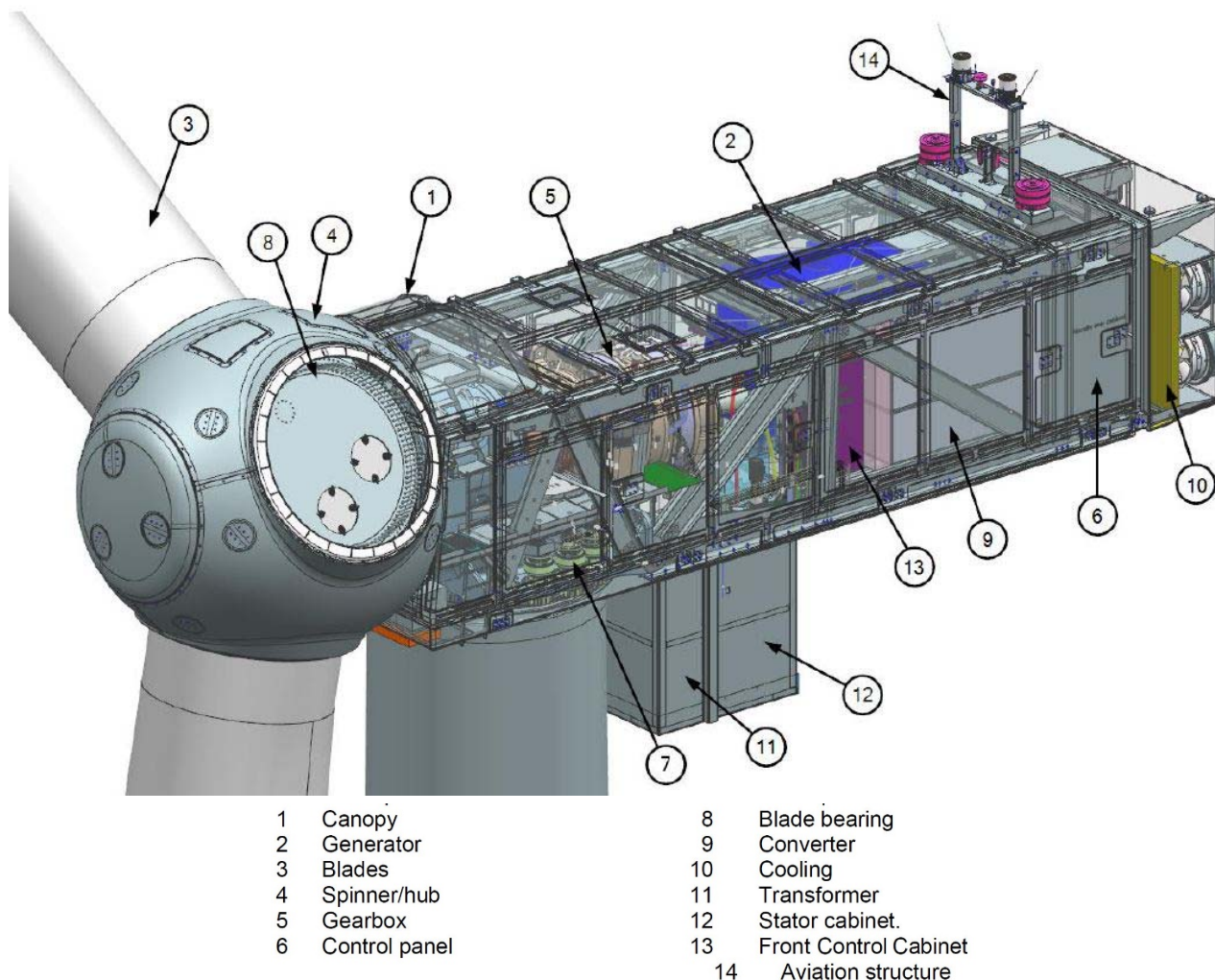


Figura 1: navicella

2.4 Generatore

Il generatore trasforma l'energia meccanica in energia elettrica. I giri al minuto dell'aerogeneratore, e quindi la frequenza dell'energia elettrica prodotta, sono molto variabili (come lo è la velocità del vento).

Il generatore è del tipo asincrono trifase a doppia alimentazione con rotore a gabbia, collegato alla rete tramite un convertitore di frequenza PWM che consente il funzionamento del generatore a velocità e tensione variabile, fornendo al contempo potenza costante. L'alloggiamento del generatore consente la circolazione dell'aria di raffreddamento all'interno dello statore e del rotore. L'aria-acqua per lo scambio di calore avviene in uno scambiatore di calore esterno



2.5 Sistema d'imbardata

Negli aerogeneratori di media e grossa taglia l'esatto allineamento del rotore alla direzione del vento è un requisito essenziale per ottimizzare la resa e contemporaneamente evitare carichi aggiuntivi sull'aerogeneratore causati da un flusso d'aria obliquo, l'allineamento è garantito da un servomeccanismo, detto sistema di imbardata, mentre nei piccoli aerogeneratori è sufficiente l'impiego di una pinna direzionale. Nel sistema di imbardata un sensore, la banderuola, indica lo scostamento dell'asse della direzione del vento e aziona un motore che riallinea la navicella; essa forniscono una misurazione molto accurata della direzione del vento.

2.6 Sistema di controllo

Tutti i generatori eolici possiedono sistemi più o meno sofisticati di regolazione e controllo, in grado di adeguare istantaneamente le condizioni di lavoro dell'aerogeneratore al variare della velocità e della direzione dei venti.

Il funzionamento di un aerogeneratore quindi è regolato da un sistema di controllo che ne gestisce le diverse operazioni di lavoro e aziona il dispositivo di sicurezza per l'arresto in caso di malfunzionamento e di sovraccarico dovuto ad eccessiva velocità del vento.

Tutte le funzioni dell'aerogeneratore sono costantemente monitorate e controllate da diverse unità a microprocessore. La turbina eolica è dotata di sistema SGRE SCADA, il quale attraverso controllo remoto invia informazioni utili per la valutazione del funzionamento degli aerogeneratori tra cui dati elettrici e meccanici, stato di funzionamento e guasto, dati meteorologici e della stazione.

Oltre al sistema SGRE SCADA, la turbina eolica è caratterizzata da un sistema che controlla il livello di vibrazione dei componenti principali e confronta l'effettivo spettro di vibrazione con una serie di spettri di riferimento stabiliti, revisionando poi i risultati si ottiene un'analisi dettagliata sullo stato degli aerogeneratori.

I dati trasmessi ai centri diagnostici, consentono la rilevazione precoce di anomalie e la prevenzione di potenziali guasti ottimizzando il piano di assistenza e anticipando le riparazioni prima che si verifichino danni gravi.

2.7 Sistema frenante

L'aerogeneratore è equipaggiato con 2 sistemi indipendenti di frenata (aerodinamico e meccanico) attivati idraulicamente e interconnessi al fine di controllare la turbina in tutte le condizioni di funzionamento. Il primo viene utilizzato per controllare la potenza dell'aerogeneratore, come freno di emergenza in caso di sovra velocità del vento e per arrestare il rotore. Il secondo viene utilizzato per completare l'arresto del rotore e come freno di stazionamento. Ciascun sistema, indipendentemente dall'inserimento dell'altro, è in grado di fermare l'aerogeneratore.



3 Opere Civili

3.1 Fondazioni

L'aerogeneratore andrà a scaricare gli sforzi su una struttura di fondazione in cemento armato del tipo indiretto su pali. La fondazione è stata calcolata preliminarmente in modo tale da poter sopportare il carico dell'aerogeneratore e il momento prodotto sia dal carico concentrato posto in testa alla torre che dall'azione cinetica delle pale in movimento.

Le verifiche di stabilità del terreno e delle strutture di fondazione sono state eseguite con i metodi ed i procedimenti della geotecnica, tenendo conto delle massime sollecitazioni sul terreno che la struttura trasmette. Le strutture di fondazione sono dimensionate in conformità alla normativa tecnica vigente.

La fondazione degli aerogeneratori è su pali. Il plinto ed i pali di fondazione sono stati dimensionati in funzione delle caratteristiche tecniche del terreno derivanti dalle indagini geologiche e sulla base dall'analisi dei carichi trasmessi dalla torre (forniti dal costruttore dell'aerogeneratore).

A seguito di un predimensionamento iniziale si prevede che la fondazione sarà di tipo indiretto, costituita da un plinto su pali; il plinto avrà un diametro pari a 23.70 m ed altezza variabile da 3.00 m (esterno gona aerogeneratore) a 0.50 m (esterno plinto); i pali saranno n. 12 aventi ciascuno diametro pari a 1.00 m e 10.00 m di profondità. Ad ogni buon conto, tutti i calcoli eseguiti e la relativa scelta dei materiali, sezioni e dimensioni andranno verificati in sede di progettazione esecutiva e potranno pertanto subire variazioni anche significative per garantire i necessari livelli di sicurezza. Pertanto, quanto riportato nel presente progetto, potrà subire variazioni in fase di progettazione esecutiva, in termini sia dimensionali (diametro platea, lunghezza e diametro pali) sia di forma (platea circolare/dodecagonale/etc., numero pali) fermo restando le dimensioni di massima del sistema fondazionale.

3.2 Adeguamenti viabilità esistente

3.2.1 Descrizione della viabilità di accesso all'area

L'accesso all'area parco potrà avvenire:

- per gli aerogeneratori T1, T2 e T3 dalla SS 407 Basentana, all'altezza dello svincolo per la SP Demanio Campagnolo, per poi proseguire sulla SP 154 e successivamente su viabilità comunale adeguando alcuni tratti della stessa;
- per gli aerogeneratori T4, T5, T6 e T7 dalla SS 407 Basentana, imboccando la strada comunale distante circa 1,2 km dallo svincolo per la SP Demanio Campagnolo.

Alcuni tratti di queste strade necessitano di allargamenti della sede stradale al fine di consentire il passaggio di trasporti eccezionali, tuttavia non saranno necessari movimenti terra significativi, per le condizioni generalmente discrete delle strade stesse. L'adeguamento di dette strade avrà un impatto positivo per i coltivatori della zona, andando a migliorarne la fruibilità e lasciando immutata la destinazione d'uso delle stesse, che rimarranno pubbliche.

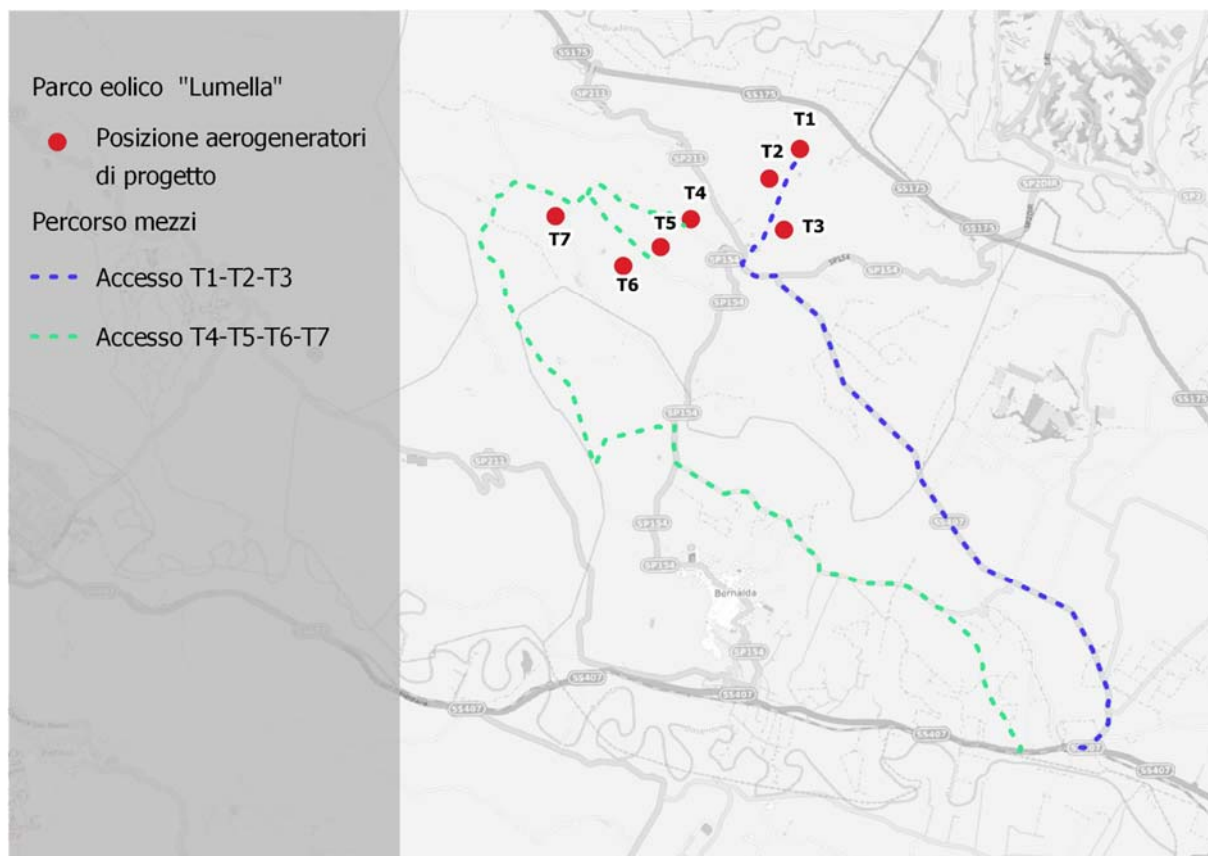


Figura 2: Percorso mezzi

3.2.2 Strade

L'area in cui ricade il progetto fa parte della serie delle colline che si trovano ad ovest del fiume Bradano e che raggiungono quote che vanno dai 200 ai 300 m s.l.m..

La viabilità interna al parco eolico sarà costituita da una serie di infrastrutture, in gran parte esistenti ed adeguate alle attività previste, in parte da adeguare e/o da realizzare ex-novo, che consentiranno di raggiungere agevolmente tutte le postazioni in cui verranno installati gli aerogeneratori.

La realizzazione di nuovi tratti stradali sarà contenuta e limitata ai brevi percorsi che vanno dalle strade esistenti all'area di installazione degli aerogeneratori; i percorsi stradali ex novo saranno genericamente realizzati in massicciate tipo macadam (oppure cementata nei tratti in cui le pendenze dovessero diventare rilevanti) similmente alle carrarecce esistenti e avranno una larghezza pari a 4 m per uno sviluppo lineare pari a circa 4000 metri.



Tabella 1: sviluppo lineare tracciati stradali

(rif. elaborato "A.16.a.13-a.14 Planimetrie stradali e profili longitudinali")

TRATTI STRADALI	lung.(m)
road T1	277,5
road T2	235,17
road T3	231
road T4	120
road T5	208
road T6	128,5
road T7	343
road T1-T2-T3	1900
road verso T6	475

Lo strato di terreno vegetale proveniente dalla decorticazione sarà opportunamente separato dal materiale proveniente dallo sbancamento, per poter essere riutilizzato nei riporti per il modellamento superficiale delle scarpate e delle zone di ripristino dopo le lavorazioni.

Inoltre, per ridurre il fenomeno dell'erosione delle nuove strade causato dalle acque meteoriche, lungo i cigli delle stesse sono previste delle fasce di adeguata larghezza, realizzate con materiale lapideo di idonea pezzatura, che oltre a consentire il drenaggio delle stesse acque meteoriche, saranno di contenimento allo strato di rifinitura delle strade.

Nelle zone in cui le strade di progetto percorreranno piste interpoderali esistenti, ove necessario, le opere civili previste consisteranno in interventi di adeguamento della sede stradale per la circolazione degli automezzi speciali necessari al trasporto degli elementi componenti dell'aerogeneratore. Detti adeguamenti prevedranno degli allargamenti in corrispondenza delle viabilità caratterizzate da raggi di curvatura troppo stretti ad ampliamenti della sede stradale nei tratti di minore larghezza. Nella fattispecie, le necessità di trasporto dei componenti di impianto impongono che le strade abbiano larghezza minima di 5 m, nei tratti in curva la larghezza potrà essere aumentata ed i raggi di curvatura dovranno essere ampi e di 70 m almeno; saranno quindi necessari interventi di adeguamento di alcune viabilità presenti al fine di consentire il trasporto degli aerogeneratori.

Nello specifico le viabilità di cantiere e gli adeguamenti realizzati sono da considerarsi temporanei, così come le aree di manovra con opportuni raggi di curvatura in quanto si prevede il ripristino allo stato originario al termine delle attività di cantiere.

Tutte le strade saranno realizzate seguendo l'andamento topografico esistente in loco, cercando di ridurre al minimo eventuali movimenti di terra, utilizzando come sottofondo materiale calcareo e rifinendole con una pavimentazione stradale a macadam, oppure cementata nei tratti in cui le pendenze diventano rilevanti.

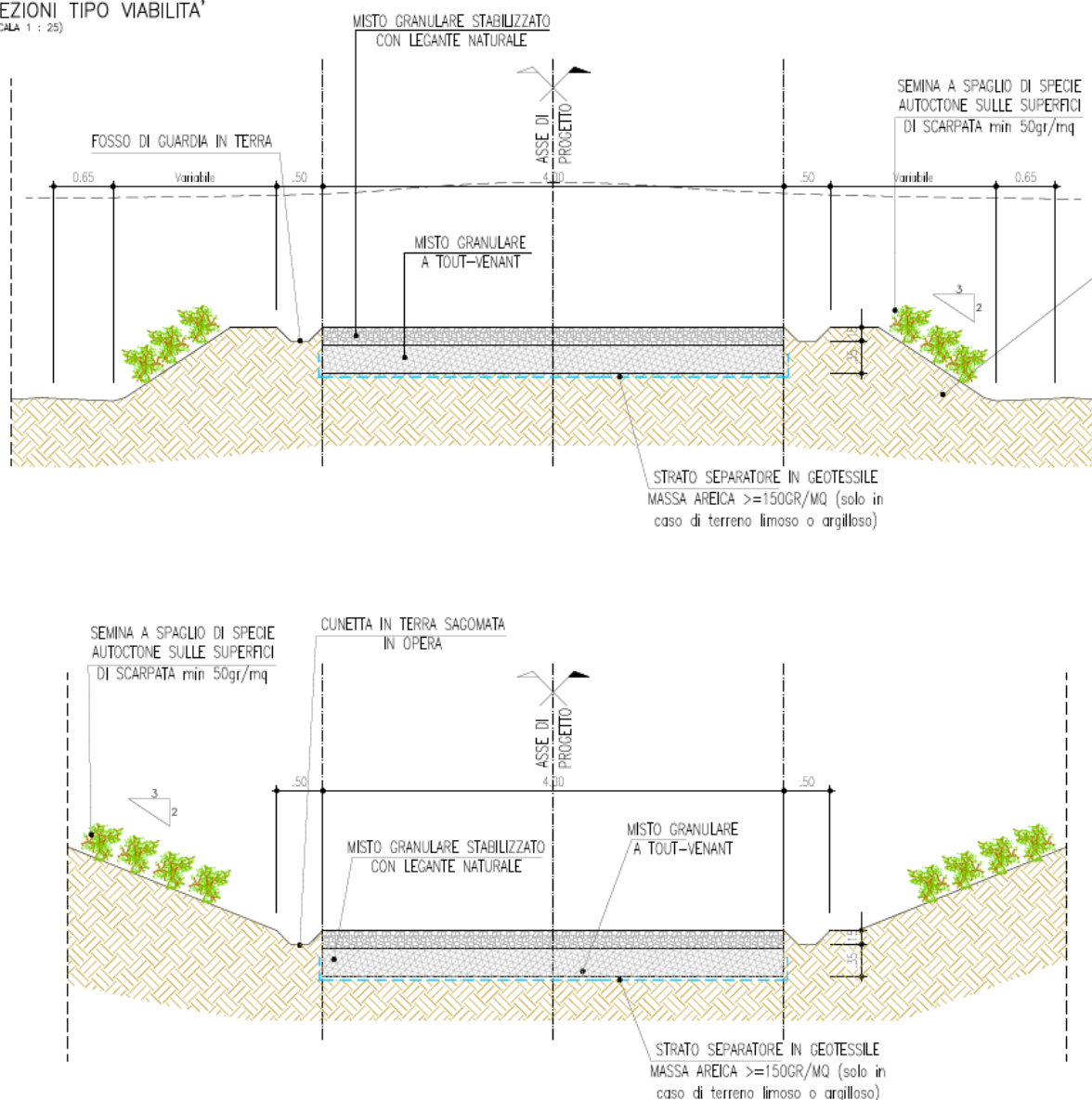
SEZIONI TIPO VIABILITA'
 (SCALA 1 : 25)


Figura 3: sezione tipo strada

3.3 Piazzole di montaggio e stoccaggio

Ogni aerogeneratore è collocato su una piazzola contenente la struttura di fondazione delle turbine e gli spazi necessari alla movimentazione dei mezzi e delle gru di montaggio.

Le piazzole di montaggio dei vari componenti degli aerogeneratori sono poste in prossimità degli stessi e devono essere realizzate in piano o con pendenze minime (dell'ordine del 1-2% al massimo) che favoriscano il deflusso delle acque e riducano i movimenti terra. Le piazzole devono contenere un'area sufficiente a consentire sia lo scarico e lo stoccaggio dei vari elementi dai mezzi di trasporto, sia il posizionamento delle gru (principale e secondarie). Esse devono quindi possedere i requisiti dimensionali e piano altimetrici specificatamente forniti dall'azienda installatrice degli aerogeneratori, sia per quanto riguarda lo stoccaggio e il montaggio degli elementi delle turbine stesse, sia per le manovre necessarie al montaggio e al funzionamento delle gru.



Nel caso di specie, la scelta delle macchine comporta la necessità di reperire per ogni aerogeneratore un'area libera da ostacoli di dimensioni pari a circa 4.850 mq costituita da:

- Area oggetto di installazione turbina e relativa fondazione (non necessariamente alla stessa quota della piazzola di montaggio);
- area montaggio e stazionamento gru principale;
- area stoccaggio navicella;
- area stoccaggio trami torre;
- area movimentazione mezzi.

Tali spazi devono essere organizzati in posizioni reciproche tali da consentire lo svolgimento logico e cronologico delle varie fasi di lavorazione; attigua alle piazzole precedenti è prevista un'area destinata temporaneamente allo stoccaggio delle pale e dei componenti, di dimensioni pari a circa 2.000 mq, che potrà eventualmente solo essere spianata e livellata, al fine di ospitare i supporti a sostegno delle pale.

Saranno inoltre realizzate 5 piccole aree ausiliarie di dimensioni approssimative 8 x 12 m che ospiteranno le gru ausiliarie necessarie all'installazione del braccio della gru principale; a tal fine sarà prevista un'area per il montaggio del braccio della gru principale di dimensioni pari a 13 x 134 m che risulterà libera da ostacoli.

Le superfici delle piazzole realizzate per consentire il montaggio e lo stoccaggio degli aerogeneratori, verranno in parte ripristinate all'uso originario (piazzole di stoccaggio) e in parte ridimensionate (piazzole di montaggio), in modo da consentire facilmente eventuali interventi di manutenzione o sostituzione di parti danneggiate dell'aerogeneratore.

Le caratteristiche e la tipologia della sovrastruttura delle piazzole devono essere in grado di sostenerne il carico dei mezzi pesanti adibiti al trasporto, delle gru e dei componenti. Lo strato di terreno vegetale proveniente dalla decorticazione da effettuarsi nel luogo ove verrà realizzata la piazzola sarà opportunamente separato dal materiale proveniente dallo sbancamento per poterlo riutilizzare nei riporti per il modellamento superficiale delle scarpate e delle zone di ripristino dopo le lavorazioni.

Al termine dei lavori per l'installazione degli aerogeneratori, la soprastruttura in misto stabilizzato verrà rimossa nelle aree di montaggio e stoccaggio componenti, nonché nelle aree per l'installazione delle gru ausiliarie e nella zona di stoccaggio pale laddove presente.

Infine, la realizzazione delle piazzole prevede opere di regimazione idraulica tali da garantire il deflusso regolare delle acque e il convogliamento delle stesse nei compluvi naturali esistenti, prevenendo dannosi fenomeni di dilavamento del terreno.

3.4 Dimensioni Complessive e Stima Movimenti terra di Strade e Piazzole

Nel presente paragrafo sono illustrate le dimensioni complessive delle strade e le stime di massima dei volumi di terreno interessati dalla realizzazione delle:

- Nuove Strade
- Piazzole
- Fondazioni
- Cavidotto MT



La movimentazione dei terreni per lo scavo degli elettrodotti sarà limitata alle zone di scavo stesso (il terreno viene accantonato nei pressi dello scavo stesso) e per i brevi periodi necessari alla posa dei cavi.

Il volume di terreno in esubero a fine lavori è riportato nella seguente tabella:

Tabella 2 - Movimento materie, volumi di scavi e riporti

Opere interessate	Scavo (m ³)	Riporto (m ³)	Volume di terreno in esubero complessivo a fine lavori (m ³)
T1 (Piazzola e viabilità)	2397,2	35,8	2361
T2 (Piazzola e viabilità)	4782,07	432,54	4350
T3(Piazzola e viabilità)	1956,46	1175,3	781
T4(Piazzola e viabilità)	2392,29	62,23	2330
T5(Piazzola e viabilità)	1599,32	0,59	1599
T6(Piazzola e viabilità)	1527,25	839,26	688
T7(Piazzola e viabilità)	1444,3	2914,18	-1470
Road T1-T2	2224,94	126,23	2099
Road T6	834,19	411,64	423
Fondazioni	10273,39	6073,39	4200
Elettrodotti	14014,2	12852,85	1161,35
TOTALE DI ESUBERO		18522	

Il materiale proveniente dagli scavi sarà accantonato temporaneamente nei pressi degli stessi siti di scavo (ad esempio nelle piazzole dei singoli aerogeneratori) e riutilizzato all'interno dello stesso sito o trasportato in altro sito all'interno del cantiere-impianto eolico per poi essere in seguito utilizzato per il ripristino di quelle aree da riportare alla situazione ante operam.

Dal momento che l'area delle piazzole di stoccaggio pale e delle aree adibite ad ospitare le gru ausiliarie verrà ripristinata, la stessa sarà rinaturalizzata mediante ricoprimento di terreno vegetale proveniente dallo scotico in fase di realizzazione e opportunamente stoccato.



4 Connessione alla RTN

Per la connessione dell'impianto eolico è prevista la posa di elettrodotti interrati, prima di interconnessione tra gli aerogeneratori di progetto, e poi di vettoriamento dell'energia elettrica prodotta fino alla futura stazione elettrica di trasformazione per la consegna alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

Più in dettaglio secondo quanto previsto dal preventivo di connessione prot. n. 83268 rilasciato da Terna SpA in data 16/12/2020, trasmesso da Terna SpA alla VGE in data 23/12/2020 e poi accettato da VGE in data 13/04/2021, l'impianto si collegherà alla RTN per la consegna della energia elettrica prodotta attraverso una stazione utente di trasformazione e consegna (di seguito anche "SSEU") da collegare in antenna a 150 kV su una nuova Stazione Elettrica (di seguito anche "SE") di smistamento della RTN a 150 kV da inserire in entra-esce alle linee della RTN a 150 kV "Filatura – Pisticci CP" e "Italcementi – Italcementi Matera".

Si rappresenta, inoltre, che, al fine di razionalizzare l'utilizzo delle future infrastrutture di rete, sarà necessario condividere lo stallo in stazione RTN Terna con altri produttori. Pertanto, in adiacenza alla stazione utente è prevista un'area condivisa in condominio AT da cui partirà un elettrodotto interrato AT fino allo stallo di arrivo nella nuova SE di smistamento della RTN.

Tale sottostazione, pertanto, sarà distinguibile in due unità separate: la prima, indicata come "area condivisa in condominio AT" rappresenta la stazione di condivisione a 150 kV, e sarà utilizzata per condividere lo stallo di connessione assegnato da Terna SpA tra diversi produttori di energia e la seconda, indicata come "Volta Green Energy S.r.l." rappresenta la stazione utenza di trasformazione 30/150 kV. Il collegamento tra la sottostazione di trasformazione e la sottostazione di consegna verrà realizzato mediante un elettrodotto interrato in alta tensione in modo da trasferire l'energia elettrica prodotta alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) mediante la futura Stazione Elettrica (SE) 150 kV RTN, ubicata nel settore nord occidentale del territorio comunale di Bernalda (MT).

Presso la SSEU è quindi previsto:

- un ulteriore innalzamento della tensione da 30 kV a 150 kV;
- la misura dell'energia prodotta dal parco;
- la consegna a TERNA S.p.A.

All'interno della sottostazione sarà presente un edificio adibito ad ospitare i locali tecnici, in cui saranno allocati gli scomparti MT, i quadri BT, il locale comando controllo ed il gruppo elettrogeno. È prevista la realizzazione di uno stallo di trasformazione a servizio del presente parco.

Oltre al trasformatore MT/AT saranno installate apparecchiature AT per protezione, sezionamento e misura:

- scaricatori di tensione;
- sezionatore tripolare con lame di terra;
- trasformatori di tensione induttivi per misure e protezione;
- interruttore tripolare 150kV;
- trasformatori di corrente per misure e protezione;
- trasformatori di tensione induttivi per misure fiscali.

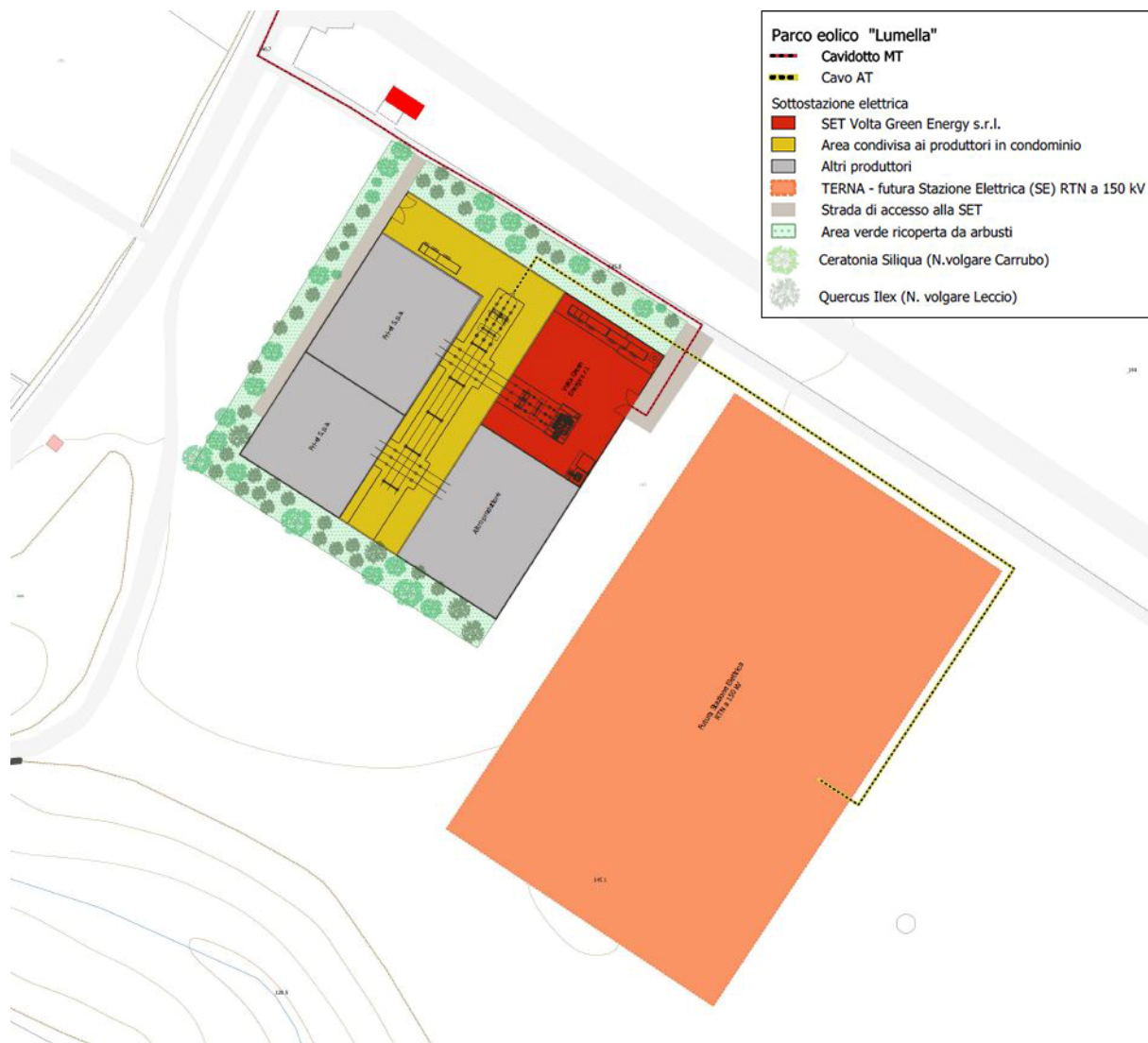


Figura 4: Stralcio corografia con indicazione della posizione della stazione utente rispetto alla stazione Terna di smistamento a 150 kV.

4.1 Elettrodotti interrati, rete elettrica e sottostazione

Le opere relative alla rete elettrica interna al parco eolico, oggetto del presente lavoro, possono essere schematicamente suddivise in due sezioni:

- opere elettriche di trasformazione e di collegamento fra aerogeneratori;
- opere di collegamento alla rete del Gestore Nazionale.

L'energia prodotta da ciascun aerogeneratore è trasformata da bassa a media tensione per mezzo del trasformatore installato a bordo navicella e quindi trasferita al quadro MT posto a base torre all'interno della struttura di sostegno tubolare.

Di qui l'energia elettrica prodotta da ciascun circuito (sottocampo) è trasferita mediante un elettrodotto interrato MT al nuovo stallo per essere trasformata in alta tensione ed infine immessa nella rete di trasmissione nazionale AT di proprietà TERNA S.p.A..



Il trasporto dell'energia in MT avviene mediante elettrodotti posati ad una profondità pari a 120 cm, del tipo *Prysmian Airbag* o similari, che pertanto sono caratterizzati da un'elevata resistenza meccanica e non necessitano di ulteriori sistemi di protezione come tegoli di protezione.

All'interno della sottostazione sarà presente un edificio adibito ad ospitare i locali tecnici, in cui saranno allocati gli scomparti MT, i quadri BT, il locale comando controllo ed il gruppo elettrogeno. È prevista la realizzazione di uno stallo di trasformazione a servizio del presente parco.

Oltre al trasformatore MT/AT saranno installate apparecchiature AT per protezione, sezionamento e misura:

- scaricatori di tensione;
- sezionatore tripolare con lame di terra;
- trasformatori di tensione induttivi per misure e protezione;
- interruttore tripolare 150kV;
- trasformatori di corrente per misure e protezione;
- trasformatori di tensione induttivi per misure fiscali.

L'area della sottostazione sarà delimitata da una recinzione con elementi prefabbricati "a pettine", che saranno installati su apposito cordolo in calcestruzzo (interrato). La finitura del piazzale interno sarà in asfalto. In corrispondenza delle apparecchiature AT sarà realizzata una finitura in ghiaietto.



5 Ripristini e Stato finale dell'opera

Al termine dei lavori, cioè quando non è più richiesta la presenza dei mezzi di trasporto di grandi dimensioni, l' "uso di suolo" sarà molto limitato in quanto molte delle aree impegnate in fase di cantiere verranno ripristinate al loro stato originario.

Si prevede, inoltre, la riduzione delle piazzole a servizio degli aerogeneratori ed il ripristino di tutti gli allargamenti temporanei, nonché delle aree di cantiere.

Tutte le scarpatine ai bordi della viabilità e delle piazzole definitive dell'impianto saranno oggetto di interventi di rinverdimento con specie arbustive ed arboree autoctone.

Le opere di ripristino del terreno vegetale superficiale possono attenuare notevolmente gli impatti sull'ambiente naturale, annullandoli quasi del tutto nelle condizioni maggiormente favorevoli. Tali opere hanno anche la finalità di evitare o limitare i fenomeni erosivi innescati dalla sottrazione e dalla modifica dei suoli. Inoltre, la ricostituzione della coltre erbosa può consentire notevoli benefici anche per quanto riguarda le problematiche legate all'impatto visivo.

Le stesse opere, inoltre, devono essere realizzate in funzione dello specifico sito di installazione del parco eolico, per cui la tipologia di piante e materiali impiegati a tale scopo dovrà essere adottata seguendo il criterio dell'uso di semine autoctone e materiali naturali.

Le aree che saranno ripristinate allo stato originario, sono chiaramente evidenziate negli elaborati di progetto e possono essere così sintetizzate:

- Piazzole di montaggio (saranno ridimensionate e la parte restante verrà ripristinata);
- Scarpate delle piazzole di montaggio;
- Aree per lo stoccaggio dei componenti e delle pale;
- Aree per l'installazione del braccio della gru principale;
- Allargamenti e manti stradali;
- Aree di cantiere.

Saranno ripristinati i manti stradali utilizzando quanto più possibile i materiali di risulta dello scavo stesso; naturalmente, dove il manto stradale sarà di tipo sterrato sarà ripristinato allo stato originale mediante un'operazione di costipatura del terreno, mentre dove eventualmente il manto stradale è in materiale asfaltato sarà ripristinato l'asfalto asportato.

Per le scarpate (zone in scavo e riporto) sono previste in generale pendenze contenute, in modo da poter intervenire quasi esclusivamente con riporti di terreno vegetale e, quindi, consentire un efficace ripristino del manto vegetale senza alcuna necessità di ricorso ad operazioni più complesse ed onerose.



6 Dimensionamento dell'impianto

Il sito in cui è prevista la realizzazione dell'impianto eolico in progetto interessa i territori comunali di Montescaglioso e Bernalda.

Nella tabella sottostante sono illustrate le coordinate delle posizioni scelte per l'installazione degli aerogeneratori ubicati tutti nel territorio del comune di Montescaglioso.

Tabella 3 - ubicazione planimetrica degli aerogeneratori di progetto

WTG	D rotore	H tot	Coordinate UTM-WGS84 zone 33N		Coordinate Gauss Boaga	
			E	N	x	y
T1	170	200	644638	4482450	2664648	4482456
T2	170	200	644122	4481950	2664132	4481956
T3	170	200	644370	4481088	2664380	4481094
T4	170	200	642799	4481268	2662809	4481274
T5	170	200	642289	4480798	2662299	4480804
T6	170	200	641659	4480480	2661669	4480486
T7	170	200	640518	4481317	2660528	4481323

L'impianto è costituito da 7 aerogeneratori SG 5,8 -170 di grande taglia con potenza nominale unitaria pari a 5.8 MW fornito dalla società Siemens Gamesa

L'aerogeneratore ha le seguenti caratteristiche dimensionali:

SG 5.8-170
• potenza nominale aerogeneratore: 5.8 MW
• altezza hub: 115 m
• diametro rotore: 170 m
• altezza totale 200 mt

Negli studi ambientali e specialistici sono stati utilizzati i parametri in generale più penalizzanti per i diversi aspetti a favore di sicurezza per gli eventuali impatti potenziali previsti.

Il layout di impianto è scaturito tenendo in considerazione i seguenti fattori principali:

- condizioni geomorfologiche del sito;
- direzione principale del vento;
- vincoli ambientali e paesaggistici;
- distanze di sicurezza da infrastrutture e fabbricati;
- pianificazione territoriale ed urbanistica in vigore.

Il tutto come meglio illustrato negli studi specialistici facenti parte integrante del progetto.



6.1 Regime di vento del sito e disposizione ed orientamento degli aerogeneratori

La caratterizzazione anemologica dell'area di interesse e la conseguente valutazione di producibilità è stata effettuata da società specializzata sulla base di dati appartenenti a una stazione anemometrica che ha misurato per più di due anni ad una distanza di 3 km dal sito di progetto.

I dati raccolti sono relativi alla stazione denominata "Riferimento 1".

Le valutazioni anemologiche di producibilità sono state effettuate considerando il modello di WTG SG 5.8-170, della Siemens Gamesa, con potenza nominale pari a 5.8 MW e complessiva di 40.6 MW.

6.2 Previsione di produzione energetica

La stima energetica del parco in progetto è stata ottenuta a partire dal campo di velocità sulle posizioni delle turbine, considerando la curva di potenza caratteristica dell'aerogeneratore considerato. I valori di produzione attesa degli aerogeneratori, al netto delle perdite per scia indotta tra le macchine e per la densità dell'aria, è pari a 109,798 GWh/anno, **corrispondente a circa 2.704 ore equivalenti nette di operatività alla massima potenza.**

Nelle tabelle di seguito si riportano il dettaglio della produzione per singola turbina al netto delle sole perdite per scia dell'impianto "Lumella".

Tabella 4 – produzione delle singole turbine

Site	Coordinate UTM ED50 Fuso 33		EI	Ht	U	Gross	Net.	Wk	Ore
ID	X [m]	Y [m]	[m]	[m]	[m/s]	[GWh]	[GWh]	[%]	[anno]
T1	644,704	4,482,641	136	115	6.28	17.562	17.263	1.70	2976
T2	644,188	4,482,141	161	115	6.15	17.030	16.571	2.69	2857
T3	644,436	4,481,279	143	115	5.74	15.253	14.511	4.87	2502
T4	642,865	4,481,459	179	115	5.90	15.923	15.406	3.24	2656
T5	642,355	4,480,989	186	115	5.84	15.675	15.340	2.14	2645
T6	641,725	4,480,671	196	115	5.85	15.681	15.270	2.62	2633
T7	640,584	4,481,508	217	115	5.84	15.654	15.437	1.39	2662
Medie			174	115	5.94	16.111	15.685	2.66	2704
Totali						112.778	109.798		



Tabella 5 – Perdite d'impianto

Perdite considerate	%
Disponibilità aerogeneratori	-3.0%
Disponibilità B.O.P.	-1.0%
Disponibilità rete	-0.2%
Perdite elettriche dell'impianto	-2.0%
Prestazione aerogeneratori	-1.5%
Limitazioni	-
Totale perdite	-7.5%

Tabella 6 - Produzione stimata per il parco in progetto.

Producibilità netta P _{50%}						
Impianto	H Mozzo [m]	Potenza nominale [MW]	N° AG	Potenza impianto [MW]	Producibilità [GWh/anno]	Ore [Ore/anno]
MONTECAGLIOSO	115	5.8	7	40.6	101.577	2502

I risultati del monitoraggio riportano che la velocità media del vento a 25 m dal suolo è superiore a 4 m/s, sia nei punti delle stazioni utilizzate nella valutazione, sia nella relativa elaborazione complessiva di tale dato, considerando tutti i punti che compongono l'impianto eolico.

Gli aerogeneratori sono stati quindi disposti in modo da massimizzare la produzione elettrica del parco e ridurre gli effetti aerodinamici; considerando inoltre il requisito imposto dal PEAR, all'art. 1.2.1.6 dell'Appendice A, così come modificato dalla LR 38 del 22/11/2018, secondo la quale: "Per garantire adeguate condizioni di funzionalità produttiva, nonché la presenza di corridoi di transito per la fauna oltre che per ridurre l'impatto visivo a causa dell'effetto selva, gli aerogeneratori appartenenti allo stesso impianto, ovvero posti in prossimità di altri impianti di qualunque consistenza, devono essere disposti in modo tale che:

- 1) La distanza minima tra gli aerogeneratori, misurata a partire dall'estremità delle pale disposte orizzontalmente, sia pari a tre volte il diametro del rotore più grande;
- 2) La distanza minima tra le file di aerogeneratori, disposti lungo la direzione prevalente del vento, sia pari a 6 volte il diametro del rotore più grande; nel caso gli aerogeneratori siano disposti su file parallele con una configurazione sfalsata, la distanza minima tra le file non può essere inferiore a 4 volte il diametro del rotore più grande."

La figura di seguito mostra come, per il caso in esame, è rispettata la distanza tra gli aerogeneratori; nel dettaglio i cerchi tratteggiati rossi rappresentano la distanza 4D pari a 4 volte il diametro del rotore (680 m) misurata a partire dall'estremità delle pale.

È evidente che detti cerchi non intersecano l'asse degli aerogeneratori, e dunque la distanza di 4D così definita è ampiamente rispettata.

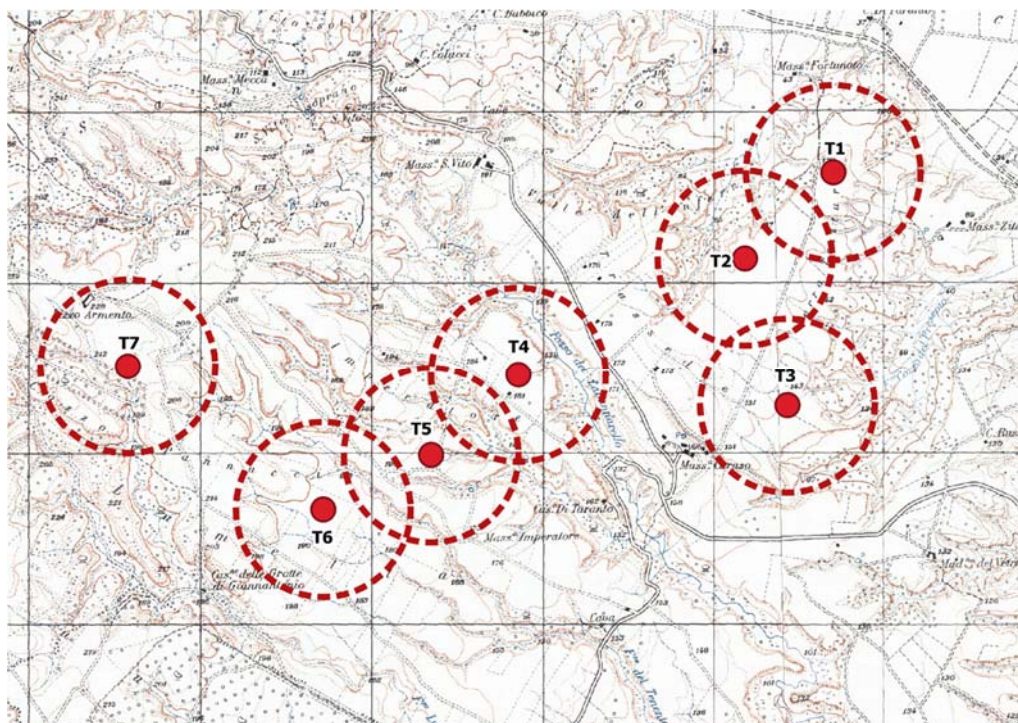


Figura 5 – Verifica 4D

L' Appendice A del PIEAR al punto 1.2.1.3 definisce i requisiti tecnici minimi per gli impianti eolici di grande generazione, che devono soddisfare i vincoli tecnici minimi:

- Velocità media annua del vento a 25 m dal suolo non inferiore a 4 m/s;
- Ore equivalenti di funzionamento dell'aerogeneratore non inferiori a 2.000 ore;
- Densità volumetrica di energia annua unitaria non inferiore a 0,15 kWh/(anno·m³), (così come modificato dalla LR. 4/2014) come riportato nella formula seguente.

$$Ev = \frac{E}{18D^2H} \geq 0,15$$

Dove:

- E = energia prodotta dalla turbina (espressa in kWh/anno);
 - D = diametro del rotore (espresso in metri);
 - H = altezza totale dell'aerogeneratore (espressa in metri), somma del raggio del rotore e dell'altezza da terra del mozzo;
- d. Numero massimo di aerogeneratori: 30 (10 nelle aree di valore naturalistico, paesaggistico ed ambientale) (...).

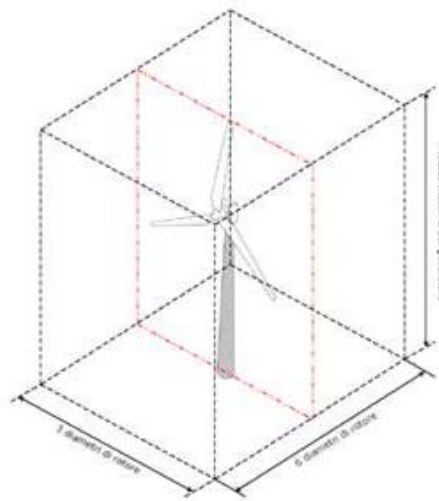


Ai fini della valutazione delle ore equivalenti, di cui al punto b, e della densità volumetrica, di cui al punto c, valgono le seguenti definizioni:

Ore equivalenti di funzionamento di un aerogeneratore: rapporto fra la produzione annua di energia elettrica dell'aerogeneratore espressa in megawattora (MWh) (basata sui dati forniti dalla campagna di misure anemometriche) e la potenza nominale dell'aerogeneratore espressa in megawatt (MW).

Densità volumetrica di energia annua unitaria (Ev): rapporto fra la stima della produzione annua di energia elettrica dell'aerogeneratore espressa in chilowattora anno, e il volume del campo visivo occupato dall'aerogeneratore espresso in metri cubi e pari al volume del parallelepipedo di lati $3D$, $6D$ e H , dove D è il diametro del rotore e H è l'altezza complessiva dell'aerogeneratore (altezza del mozzo + lunghezza della pala);

La densità volumetrica di energia annua unitaria è un parametro di prestazione dell'impianto che permette di avere una misura dell'impatto visivo di due diversi aerogeneratori a parità di energia prodotta. Infatti, avere elevati valori di Ev significa produrre maggiore energia a parità di impatto visivo dell'impianto.



Tutti i punti sono soddisfatti come illustrato nella tabella di seguito, in cui si riportano i risultati delle attività di verifica dei requisiti minimi richiesti dalla Regione Basilicata (Rispetto di quanto richiesto dal punto 1.2.1.3 del PIEAR).



Identificativo della Norma	Requisito tecnico	Valore soglia	Valore di verifica	Esito
a.	Velocità media annua a 25 m dal suolo	≥ 4 m/s	4.74 m/s	Positivo
b.	Ore equivalenti di funzionamento (MWh/MW) considerando: Potenza impianto 40.6 MW Energia prodotta 109.798 MWh/anno	≥ 2000 h/anno	2704 h/anno	Positivo
c.	Densità volumetrica di energia annua unitaria (kWh/(anno·m ³)) considerando: 1. Energia media 15.685 MWh/anno 2. H mozzo 115 m / D rotore 170 m	≥ 0.15	≥ 0.15	Positivo
d.	Numero di aerogeneratori	≤ 30 (0 10)	7	Positivo

L'impianto in progetto soddisfa dunque tutti i requisiti tecnici minimi richiesti dal PIEAR della Regione Basilicata.

L' Appendice A del PIEAR al punto 1.2.1.5 definisce inoltre requisiti anemologici per gli impianti eolici di grande generazione. Per essi, la campagna di misura della velocità del vento deve avere determinate caratteristiche, facilmente verificabili, per il caso in esame.

6.3 Impianto elettrico

I cavi principali MT saranno dimensionati in modo tale che risulti soddisfatta la relazione:

$$I_b \leq I_z$$
$$\Delta V\% \leq 4\%$$

dove:

- I_b è la corrente di impiego del cavo;
- I_z è la portata del cavo, calcolata tenendo conto del tipo di cavo e delle condizioni di posa;
- $\Delta V\%$ è la massima caduta di tensione calcolata a partire dalla cabina di consegna fino all'aerogeneratore più lontano (massima caduta di tensione su ogni sottocampo).

Come sopra accennato, il parco eolico in progetto sarà connesso alla Rete di Trasmissione Nazionale per mezzo di un nuovo stallo condiviso con altri produttori realizzato in adiacenza a quella già esistente nel territorio comunale di Banzi.

Gli aerogeneratori del campo saranno suddivisi in 3 circuiti (o sottocampi):

- Sottocampo 1: $5,8 \times 3 = 17,4$ MW (T1 – T2 – T3 – SET)
- Sottocampo 2: $5,8 \times 2 = 11,6$ MW (T4 – T7 – SET)
- Sottocampo 3: $5,8 \times 2 = 11,6$ MW (T6 – T5 – SET)

Il collegamento tra il montante in AT condiviso nell'area della SET e la futura Stazione Elettrica (SE) RTN a 150 kV sarà realizzato mediante cavo in alta tensione interrato avente sezione pari a $3 \times 1 \times 400$ mmq.

La rete avrà una lunghezza complessiva di circa 31 km, si riporta nella tabella seguente il calcolo delle perdite di tensione nei cavi elettrici.



Tabella 7: perdite di tensione nei cavi

Circuito	Tratto	Potenza	MW	KT	KD	KH	Kpt	lb	lo min -	Sezione	lo	Inc	Lunghezza	Caduta di	Caduta di	Caduta di
								(corrente di	portata minima							
								A	A	mmq	A	A	m	V	%	%
1	T1-T2-T3-SET	5,8	1,00	1,00	0,96	1,00	124,0	129,2	240	408	391,68	730	14,20	0,05%	0,05%	
		5,8	1,00	0,90	0,96	1,00	124,0	143,5	240	408	352,51	285	6,16	0,02%	0,07%	
		11,6	1,00	0,90	0,96	1,00	248,0	287,1	240	408	352,51	285	12,32	0,04%	0,11%	
		11,6	1,00	1,00	0,96	1,00	248,0	258,4	240	408	391,68	741	28,83	0,10%	0,21%	
		11,6	1,00	0,90	0,96	1,00	248,0	287,1	240	408	352,51	280	12,10	0,04%	0,25%	
		17,4	1,00	0,90	0,96	1,00	372,1	430,6	240	408	352,51	280	18,16	0,06%	0,31%	
		17,4	1,00	1,00	0,96	1,00	372,1	387,6	240	408	391,68	2129	124,25	0,41%	0,72%	
		17,4	1,00	0,90	0,96	1,00	372,1	430,6	630	682	589,25	2284	63,94	0,21%	0,93%	
		17,4	1,00	0,85	0,96	1,00	372,1	456,0	630	682	556,51	5883	174,37	0,58%	1,51%	
2	T4-T7-SET	5,8	1,00	0,90	0,96	1,00	124,02	143,5	240	408	352,51	169	3,65	0,01%	0,01%	
		5,8	1,00	0,90	0,96	1,00	124,02	143,5	240	408	352,51	1974	42,67	0,14%	0,15%	
		5,8	1,00	0,85	0,96	1,00	124,02	152,0	240	408	332,93	310	7,10	0,02%	0,18%	
		5,8	1,00	0,90	0,96	1,00	124,02	143,5	240	408	352,51	710	15,35	0,05%	0,23%	
		11,6	1,00	0,90	0,96	1,00	248,05	287,1	630	682	589,25	710	13,25	0,04%	0,27%	
		11,6	1,00	0,85	0,96	1,00	248,05	304,0	630	682	556,51	5883	116,25	0,39%	0,66%	
3	T6-T5-SET	5,8	1,00	1,00	0,96	1,00	124,02	129,2	240	408	391,68	629	7,92	0,03%	0,03%	
		5,8	1,00	0,90	0,96	1,00	124,02	143,5	240	408	352,51	254	3,55	0,01%	0,04%	
		11,6	1,00	0,90	0,96	1,00	248,05	287,1	240	408	352,51	254	10,98	0,04%	0,07%	
		11,6	1,00	1,00	0,96	1,00	248,05	258,4	630	682	654,72	1585	26,62	0,09%	0,16%	
		11,6	1,00	0,90	0,96	1,00	248,05	287,1	630	682	589,25	310	5,79	0,02%	0,18%	
		11,6	1,00	0,85	0,96	1,00	248,05	304,0	630	682	556,51	5883	116,25	0,39%	0,57%	

I cavi saranno posati ad una profondità pari a 120 cm e saranno del tipo *Prysmian Airbag* o similari; pertanto sono caratterizzati da un'elevata resistenza meccanica e non necessitano di ulteriori sistemi di protezione come tegoli di protezione.



Figura 6: immagine tipo cavo Prysmian Airbag

Nella stessa trincea verranno posati i cavi di energia, la fibra ottica necessaria per la comunicazione e la corda di terra.

Dove necessario si dovrà provvedere alla posa indiretta dei cavi in tubi, condotti o cavedi. Le figure seguenti riportano alcune sezioni tipo del cavidotto.

LEGENDA	
(A) Sabbia \varnothing 0-3 mm	(1) Cavo di terra
(B) Rinterro con terreno proveniente dagli scavi	(2) Cavi MT
(C) Conglomerato bituminoso - Strato di base	(3) Fibra ottica in tubazione \varnothing 50
(D) Conglomerato bituminoso - Strato di collegamento (Bynder)	(4) Nastro monitor
(E) Strato di usura	

Figura 7: legenda sezioni tipo cavidotto

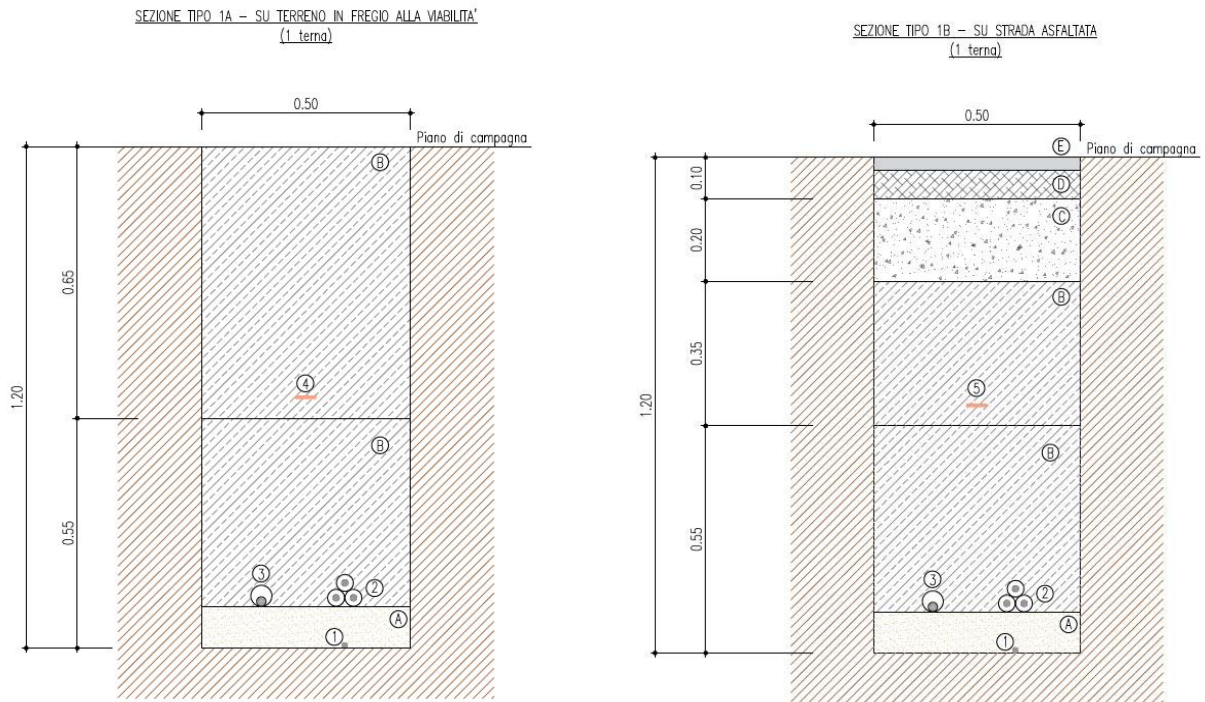


Figura 8: Sezioni tipo 1 terza

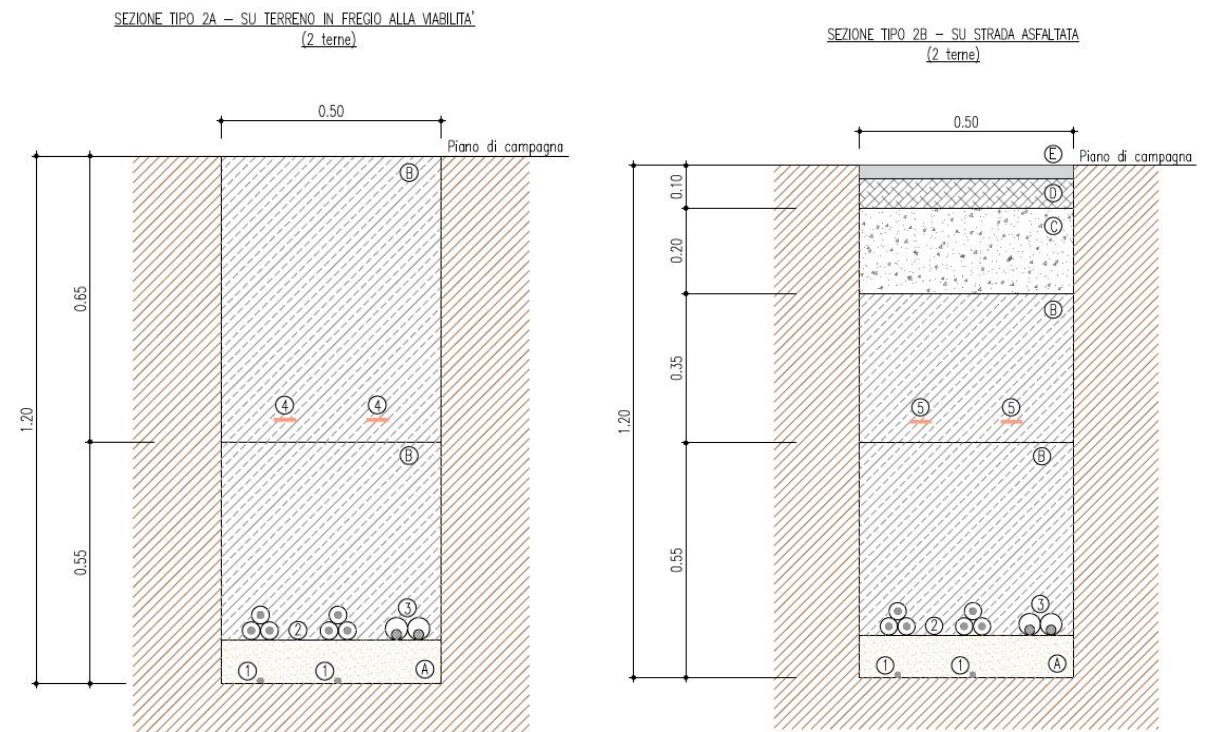


Figura 9: Sezioni tipo 2 terza

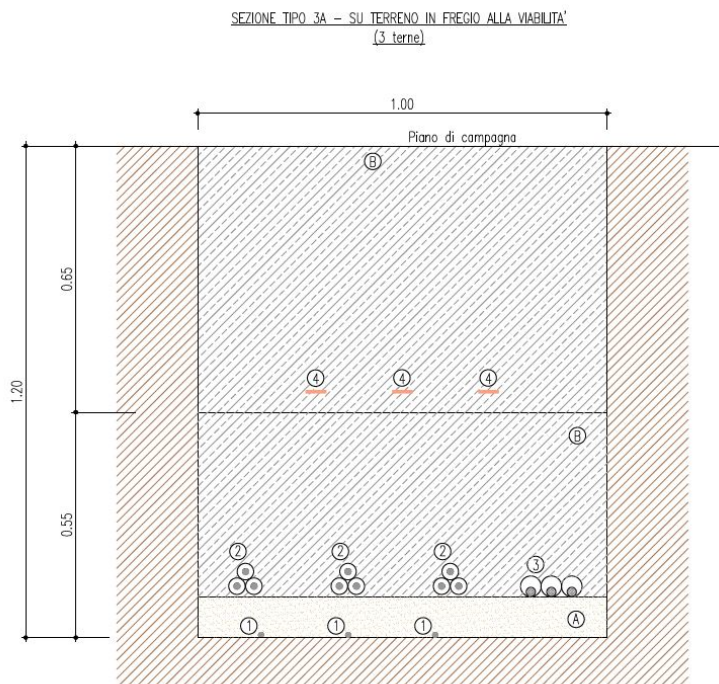


Figura 10: Sezione tipo 3 terne su terreno in fregio alla viabilità

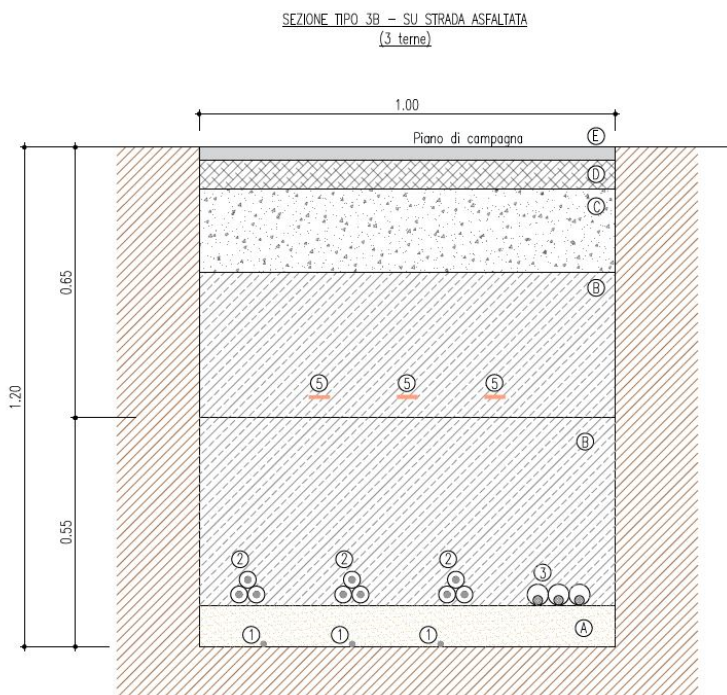


Figura 11: Sezione tipo 3 terne su strada asfaltata



7 Criteri di scelta delle soluzioni impiantistiche di protezione contro i fulmini, con l'individuazione e la classificazione del volume da proteggere

Nel presente capitolo si effettua la valutazione del rischio di fulminazione delle strutture facenti parte dell'impianto eolico in oggetto, con riferimento al rischio di perdita di vita umana. Il calcolo non tiene conto del fatto che l'area in esame, data la sua collocazione, è caratterizzata da una scarsa presenza di persone, che di fatto riduce la probabilità di danno a valori inferiori a quelli risultanti dall'applicazione della suddetta procedura.

7.1 Individuazione delle strutture da proteggere

Le strutture da installare all'interno dell'impianto eolico di "Lumella" consistono in:

- gli aerogeneratori comprendenti al loro interno tutte le apparecchiature elettriche
- nuovo impianto di trasformazione MT/AT

Per tali strutture si è proceduto al calcolo del solo rischio di perdita di vite umane (rischio di tipo 1), secondo quanto previsto dalla Norma CEI EN 62305-2.

7.2 Calcolo delle componenti di rischio

L'impostazione della valutazione del rischio secondo la Norma CEI EN 62305-2 si basa sulle seguenti definizioni:

Sorgenti di danno

S1: fulmine sulla struttura

S2: fulmine in prossimità della struttura

S3: fulmine sulla linea

S4: fulmine in prossimità della linea

Tipo di danno

D1: danno ad esseri viventi per elettrocuzione

D2: danno materiale

D3: guasto di impianti elettrici ed elettronici

Tipo di perdita

L1: perdita di vite umane, alla quale è associato il rischio R1

L2: perdita di servizio pubblico, alla quale è associato il rischio R2

L3: perdita di patrimonio culturale insostituibile, alla quale è associato il rischio R3

L4: perdita economica, alla quale è associato il rischio R4

Nel presente documento si fa riferimento alla sola perdita di vite umane (L1), in quanto le altre non sono di interesse per il caso specifico.

Componenti di rischio



Le singole componenti di rischio definite nella suddetta norma sono le seguenti:

Sorgente S1

- RA = componente relativa ai danni ad esseri viventi per elettrocuzione dovuta a tensioni di contatto e di passo all'interno della struttura e all'esterno in zone fino a 3 m attorno alle calate.
- RB = componente relativa ai danni materiali causati da scariche pericolose all'interno della struttura che innescano l'incendio e l'esplosione e che possono anche essere pericolose per l'ambiente.
- RC = componente relativa al guasto di impianti interni causata dal LEMP (impulso elettromagnetico del fulmine)

Sorgente S2

- RM = componente relativa al guasto di impianti interni causata dal LEMP (impulso elettromagnetico del fulmine)

Sorgente S3

RU = componente relativa ai danni ad esseri viventi dovuti a tensioni di contatto all'interno della struttura dovuta alla corrente di fulmine iniettata nella linea entrante nella struttura stessa.

RV = componente relativa ai danni materiali (incendio o esplosione innescati da scariche pericolose fra installazioni esterne e parti metalliche, generalmente nel punto d'ingresso della linea nella struttura) dovuti alla corrente di fulmine trasmessa attraverso la linea entrante.

RW = componente relativa al guasto di impianti interni causata da sovratensioni indotte sulla linea e trasmesse alla struttura.

Sorgente S4

RZ = componente relativa al guasto di impianti interni causata da sovratensioni indotte sulla linea e trasmesse alla struttura.

La Tabella seguente della Norma, di seguito riportata, associa le componenti di rischio ai rischi relativi a ciascun tipo di perdita.



Sorgente di danno	Fulminazione diretta della struttura (S1)			Fulminazione in prossimità della struttura (S2)	Fulminazione diretta di una linea entrante (S3)	Fulminazione in prossimità di una linea entrante (S4)		
	R _A	R _B	R _C	R _M	R _U	R _V	R _W	R _Z
Componente di rischio								
Rischio per ciascun tipo di perdita								
R1	X	X	X ⁽¹⁾	X ⁽¹⁾	X	X	X ⁽¹⁾	X ⁽¹⁾
R2		X	X	X		X	X	X
R3		X				X		
R4	X ⁽²⁾	X	X	X	X ⁽²⁾	X	X	X

⁽¹⁾ Solo nel caso di strutture con rischio di esplosione, di ospedali o di altre strutture, in cui i guasti di impianti interni provocano immediato pericolo per la vita umana

⁽²⁾ Soltanto in strutture ad uso agricolo in cui si può verificare la perdita di animali

Nel caso in esame, ove è di interesse il solo rischio R1 si ha pertanto:

$$R_1 = R_A + R_U + R_B + R_V$$

Il calcolo delle componenti di rischio è effettuato con le seguenti formule:

$$R_A = N_D \times P_A \times L_A \text{ dove: } L_A = r_t \times L_T \times n_z / n_t \times t_z / 8760$$

$$R_B = N_D \times P_B \times L_B \text{ dove: } L_B = r_p \times r_f \times h_z \times L_F \times n_z / n_t \times t_z / 8760$$

$$R_U = (N_L + N_{Dj}) \times P_U \times L_U \text{ dove: } L_U = r_t \times L_T \times n_z / n_t \times t_z / 8760$$

$$R_V = (N_L + N_{Dj}) \times P_V \times L_V \text{ dove: } L_V = r_p \times r_f \times h_z \times L_F \times n_z / n_t \times t_z / 8760 \text{ e}$$

dove:

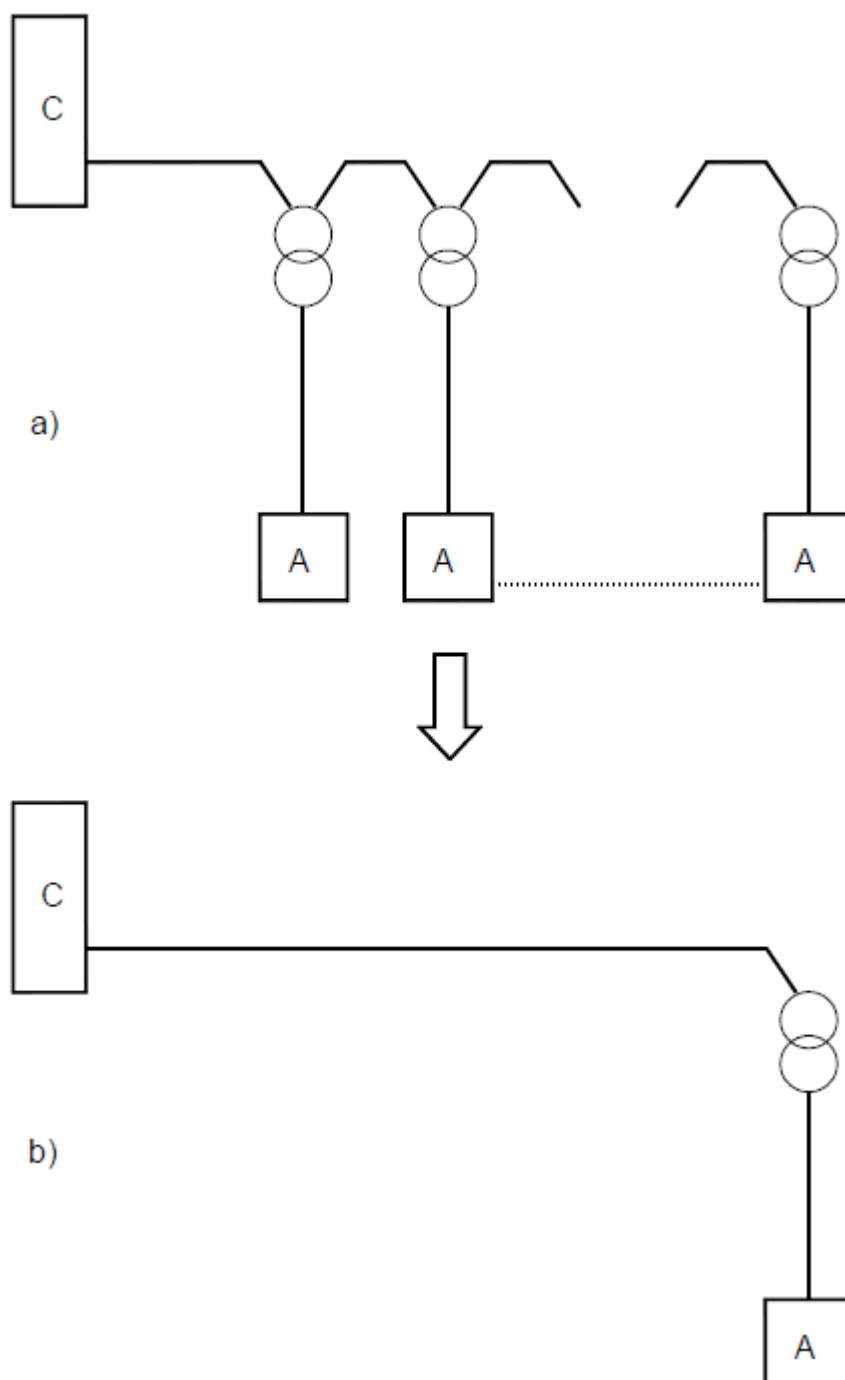
- N_D = numero di eventi pericolosi per fulminazione diretta della struttura
- N_L = numero di eventi pericolosi per fulminazione diretta di una linea
- N_{Dj} = numero di eventi pericolosi per fulminazione diretta della struttura adiacente
- P_A = probabilità di danno ad esseri viventi (fulminaz. sulla struttura)
- P_B = probabilità di danno materiale in una struttura (fulminaz. sulla struttura) P_U = probabilità di danno ad esseri viventi (fulminaz. sul servizio connesso)
- P_V = probabilità di danno materiale in una struttura (fulminaz. sul servizio connesso)
- L_T = percentuale media di vittime per elettrocuzione (D1) causato da un evento pericoloso
- L_F = percentuale media di vittime per danno materiale (D2) causato da un evento pericoloso
- r_t = fattore di riduzione dipendente dal tipo di terreno o pavimentazione
- r_p = fattore di riduzione delle perdite correlato alle misure antincendio
- r_f = fattore di riduzione delle perdite correlato al carico di incendio
- h_z = fattore che incrementa le perdite in presenza di pericoli particolari n_z = numero delle persone nella zona
- n_t = numero di persone nella struttura
- t_z = tempo in ore all'anno per cui le persone sono presenti nella zona

Individuazione delle strutture da proteggere e delle linee ad esse collegate

Per l'impianto in oggetto le strutture da proteggere sono le seguenti:

- Aerogeneratori (A)
- Stazione elettrica SSE AT/MT (C)

Il collegamento tra tali strutture è schematizzato nella seguente figura seguente: si nota la presenza di un trasformatore (MT/BT) in corrispondenza dell'arrivo di ciascun aerogeneratore



Sulla base delle caratteristiche delle strutture in esame e delle modalità di collegamento tra di esse si può affermare quanto segue:



- relativamente agli aerogeneratori, la componente N_{Da} che tiene conto del rischio di danno materiale causato da un fulmine che colpisce la struttura connessa a quella in esame, può ritenersi nullo, in quanto gli aerogeneratori sono tra loro separati da due trasformatori. Pertanto, ai fini del calcolo del rischio dovuto a fulminazione indiretta lo schema equivalente da considerare è quello di figura (b), dove sono state trascurate le connessioni fra aerogeneratori;
- relativamente alla cabina di consegna, la linea che alimenta il sottocampo, ai fini del calcolo della probabilità di fulminazione indiretta tale linea è schematizzata come un'unica linea equivalente;
- ai fini del calcolo delle probabilità PU e PV, per tale linea è stata considerata cautelativamente una tensione di tenuta all'impulso $U_m = 6$ kV, anche se, la loro tensione di tenuta all'impulso è senz'altro maggiore;
- sempre ai fini del calcolo delle probabilità PU e PV, tale linea è caratterizzata da uno schermo avente resistenza $1 < R_s < 5$ Ω /km;
- coefficienti di installazione CI delle linee sopra dette, riportati in tabella A.2 (Norma CEI 81-10), sono riferiti a $\rho = 400$ Ω m.

I parametri di base assunti per il calcolo del rischio di fulminazione sono i seguenti (desunti da una banca dati europea conforme alla guida CEI 81-30):

- $N_g = 1.80$ fulmini/anno/km² – area parco eolico;
- $N_g = 2.00$ fulmini/anno/km² – area SET.

Tipi di struttura: Struttura di tipo industriale

Tipo di suolo fino a 5m di distanza dalla struttura:

- SSE AT/MT: cemento
- Aerogeneratori: vegetale

Rischio di incendio:

- Aerogeneratori: ordinario
- Cabina di consegna: ordinario

Rischio ammissibile: 10^{-5} (n° morti/anno)

Coefficiente di posizione delle strutture:

- SSE AT/MT: $C_d = 1$ (struttura isolata)
- Aerogeneratori: $C_d = 2$ (struttura isolata sulla cima di una collina).

Sulla base dei risultati ottenuti attraverso l'utilizzo di apposito software (Impiantus - Fulmini ACCA Software) si può concludere che le strutture non autoprotette sono gli aerogeneratori, a causa dell'elevata componente di rischio RA.

Per la SSE AT/MT il rischio ottenuto è inferiore al valore limite, nonostante le numerose ipotesi cautelative assunte per i calcoli.

Per quanto riguarda gli aerogeneratori, per ridurre la componente di rischio RA, secondo la Tabella B.2 della Norma verrà adottato un LPS di classe I unito ad un adeguato sistema disperdente per limitare le tensioni di passo e contatto.



In tal modo i nuovi valori del rischio calcolato R saranno compatibili con la normativa di settore.

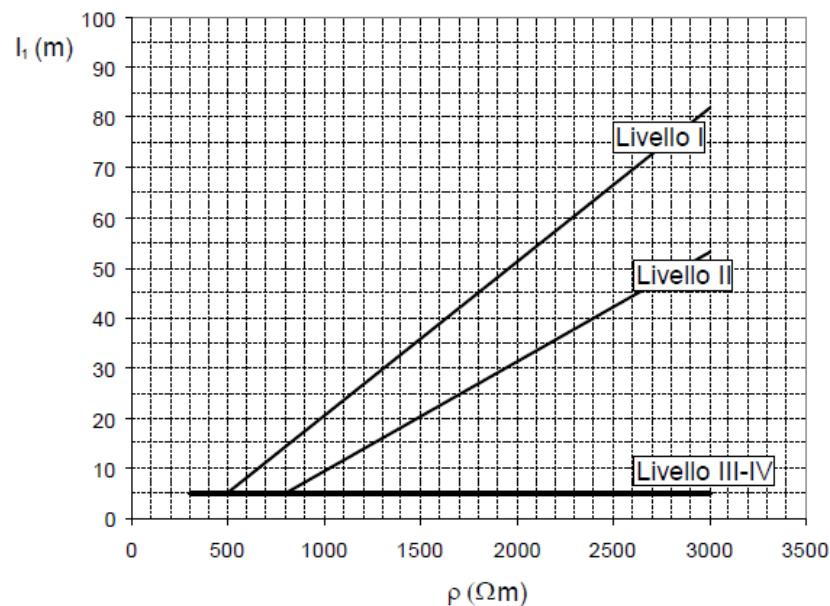
7.3 Verifica del dispersore dell'aerogeneratore ai fini della protezione contro i fulmini

La verifica si riferisce al dispersore dell'aerogeneratore il quale dovrà assolvere agli scopi di protezione contro i contatti indiretti e di protezione contro le scariche atmosferiche (LPS).

Il dispersore sarà posato intorno alla struttura dell'aerogeneratore e sarà formato da almeno quattro anelli di cui tre posati sopra la fondazione ed uno annegato all'interno della stessa. Gli anelli saranno collegati tra loro nel collettore principale.

Con riferimento alla Norma CEI EN 62305-3 il dispersore d'impianto è di tipo B; appartengono a questo tipo di dispersore sia quello ad anello esterno alla struttura in contatto con il suolo per almeno l'80% della sua lunghezza totale, sia il dispersore di fondazione. Nel caso in esame, l'anello che circonda il basamento del sostegno di ogni singolo aerogeneratore dovrà essere tale che, il raggio r del cerchio equivalente all'area racchiusa dallo stesso dispersore ad anello, non risulti essere inferiore al valore di l_1 rilevato dal grafico riportato nella figura seguente (vedi Fig.2 par.5.4.2.1 Norma CEI EN 62305-3), secondo i livelli di protezione I, II, III, IV rispettivamente.

Nel caso in oggetto, poiché il LPS è di livello I nel caso dell'aerogeneratore e la resistività del suolo è pari a $100 \Omega\text{m}$, si ha di $l_1 = 5 \text{ m}$.

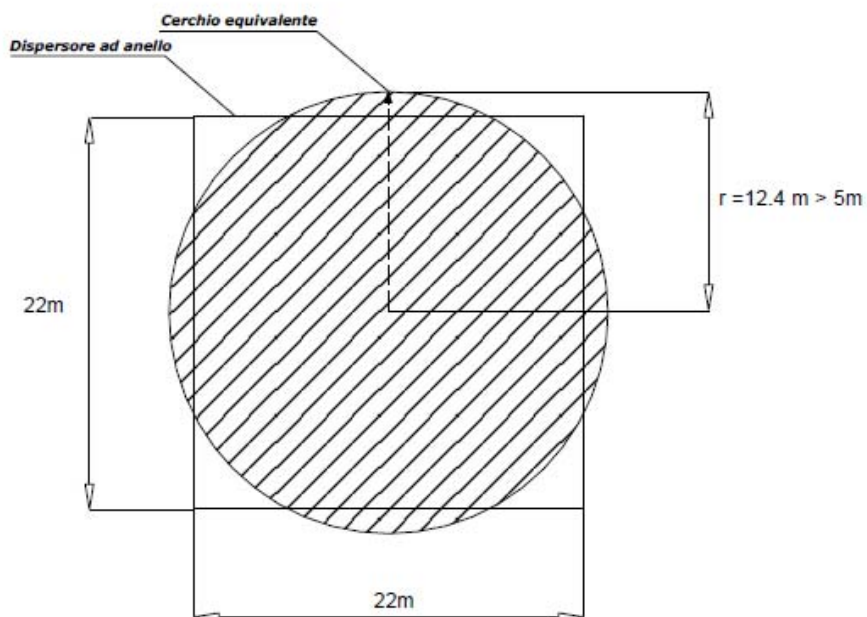


Lunghezza minima degli elementi del dispersore in funzione dei livelli di protezione (il III e IV sono indipendenti dalla resistività del suolo)

Dovrà essere pertanto:

$$r \geq 5 \text{ m}$$

Nel caso dell'aerogeneratore risulta che il raggio del cerchio equivalente all'area del dispersore di terra dell'aerogeneratore misura 13 m circa, pertanto è conforme alla suddetta prescrizione normativa.



Raggio del cerchio equivalente all'area del dispersore ad anello tipo "B" di ogni singolo aerogeneratore