REGIONE SARDEGNA

Provincia di Sassari

COMUNI DI NULVI E PLOAGHE

PROGETTO

POTENZIAMENTO PARCO EOLICO NULVI- PLOAGHE

PROGETTO DEFINITIVO

COMMITTENTE

ERG Wind Sardegna

PROGETTISTA:

Hydro Engineering s.s.
di Damiano e Mariano Galbo
via Rossotti, 39
91011 Alcamo (TP) Italy

ORDINE DEGLI INGEGNERI PROV. TRAPANI
Ing. Mariano Galbo N. 724

OGGETTO DELL'ELABORATO:

CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI

CODICE PROGETTISTA	DATA	SCALA	FOGLIO	FORMATO	CODICE DOCUMENTO				
					IMP..	DISC.	TIPO DOC.	PROG.	REV.
	03/08/2018		1/27	A4	PLO	ENG	REL	0021	00

NOME FILE: PLO-ENG-REL-0021_00.docx

ERG Wind Sardegna S.r.l. si riserva tutti i diritti su questo documento che non può essere riprodotto neppure parzialmente senza la sua autorizzazione scritta.

Storia delle revisioni del documento

REV.	DATA	DESCRIZIONE REVISIONE	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO
00	03/08/2018	Prima emissione	GG	MG	DG

1. PREMESSA 4

2. NORMATIVA DI RIFERIMENTO 5

3. DESCRIZIONE DEL PROGETTO 7

3.1. DESCRIZIONE GENERALE 7
3.2. LAYOUT IMPIANTO 8
3.3. AEROGENERATORI 10
3.4. SOTTOSTAZIONE 13
3.5. POTENZA COMPLESSIVA E SOTTOCAMPI 15
3.6. SCHEMA ELETTRICO 15
3.7. LINEE ELETTRICHE MT DI COLLEGAMENTO 17

4. DIMENSIONAMENTO ELETTRICO DELLE LINEE MT 19

4.1. CALCOLO DELLE CADUTE DI TENSIONE 19
4.2. CALCOLO DELLE PORTATE 19
4.2.1. DATI TECNICI DEL CAVO UTILIZZATO 20
4.2.1. TEMPERATURA DEL TERRENO 20
4.2.2. NUMERO DI TERNE PER SCAVO 21
4.2.3. POSA DIRETTAMENTE INTERRATA 22
4.2.4. PROFONDITÀ DI POSA 22
4.2.5. RESISTIVITÀ TERMICA DEL TERRENO 23
4.2.6. TABULATI DI CALCOLO 23

5. ANALISI DEL RISCHIO DI ELETTROCUZIONE 25

5.1. MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI 25
5.2. MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI 26
5.3. PROTEZIONI CONTRO LE FULMINAZIONI DIRETTE 27

1. PREMESSA

La società *Hydro Engineering s.s.* è stata incaricata di redigere il progetto definitivo relativo al potenziamento dell'impianto eolico ubicato nei Comuni di Nulvi (SS) e Ploaghe (SS) e costituito allo stato attuale da n. 51 aerogeneratori, ciascuno di potenza nominale di 0,85 MW, per una potenza complessiva di 43,35 MW.

Il progetto definitivo relativo al potenziamento dell'impianto consiste nella dismissione di tutti gli aerogeneratori esistenti (n.51 unità da 0.85 MW) e nella realizzazione di n. 27 nuovi aerogeneratori da 4,5 MW per complessivi 121,50 MW.

L'installazione del più moderno tipo di generatore comporterà la riduzione del numero di torri eoliche, dalle 51 esistenti alle 27 proposte, riducendo in maniera sensibile l'effetto selva.

Inoltre, l'incremento di efficienza delle turbine previste rispetto a quelle in esercizio, porterà ad un ampliamento del tempo di generazione ed un aumento della produzione unitaria media.

La produzione di energia sarà incrementata più di quattro volte quella attuale, e con la medesima proporzione avverrà l'abbattimento di produzione di CO2 equivalente.

La presente relazione tecnica specialistica ha per oggetto la descrizione e il dimensionamento preliminare degli impianti elettrici previsti nell'ambito delle opere in progetto.

Nel seguito della relazione si darà in particolare descrizione dei generatori elettrici, della sottostazione elettrica di collegamento alla rete di trasmissione nazionale, ed infine delle linee elettriche in MT di collegamento fra gli aerogeneratori e la sottostazione elettrica.

2. NORMATIVA DI RIFERIMENTO

Per la realizzazione del presente progetto si è fatto riferimento, tra l'altro, alla seguente normativa:

- D.Lgs. 387/2003
- D.Lgs. 28/2011
- Regio Decreto 11 dicembre 1933, n. 1775 "Testo unico delle disposizioni di legge sulle acque e impianti elettrici;
- D.P.R. 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 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";
- Norma CEI 20-13: Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 a 30 kV;
- Norma CEI 20-24: Giunzioni e terminazioni per cavi di energia;
- Norma CEI 20-56: Cavi da distribuzione con isolamento estruso per tensioni nominali da 3,6/6 (7,2) kV a 20,8/36 (42) kV inclusi;
- Norma CEI 11-1: Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata;
- Norma CEI EN 61936-1 (CEI 99-2) "Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a - Parte 1: Prescrizioni comuni";
- Norma CEI EN 50522 (CEI 99-3) "Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a.";
- Norma CEI 11-4: Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne;
- Norma CEI 11-17: Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo;
- Norma CEI 11-32: Impianti di produzione di energia elettrica collegati a reti di III categoria;
- Norma CEI 11-3;V1: Impianti di produzione eolica;
- Norma CEI 11-35: Guida all'esecuzione delle cabine elettriche d'utente;

- Norma CEI 17-1: Apparecchiature ad alta tensione – Interruttori a corrente alternata ad alta tensione;
- Norma CEI 11-25: Calcolo delle correnti di corto circuito nelle reti trifasi a c.a., (IIa Ediz., Fasc. 6317, 2001-12).
- Norma CEI 0-16: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica.
- Norma CEI 211-4/1996 "Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche";
- Norma CEI 211-6/2001 "Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 (Art. 6) – Parte 1: Linee elettriche aeree e in cavo"
- DM 29/05/2008 "Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti".
- Legge 22 febbraio 2001, n. 36 "Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetiche.

3. DESCRIZIONE DEL PROGETTO

3.1. DESCRIZIONE GENERALE

La centrale eolica è composta da aerogeneratori indipendenti, opportunamente disposti e collegati in relazione alla disposizione dell'impianto, dotati di generatori asincroni trifasi. Ogni generatore è topograficamente, strutturalmente ed elettricamente indipendente dagli altri anche dal punto di vista delle funzioni di controllo e protezione.

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

Diversamente dall'attuale impianto, non saranno necessarie cabine elettriche prefabbricate a base torre, in quanto le apparecchiature saranno direttamente installate all'interno della navicella della torre di sostegno dell'aerogeneratore. Questo comporterà un minore impatto dell'impianto con il paesaggio circostante.

All'interno della torre saranno installati:

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

L'impianto Eolico sarà costituito da n° 27 aerogeneratori, ciascuno di potenza massima da 4,50 MW, corrispondenti ad una potenza installata massima di 121.50 MW.

Per la sua realizzazione sono quindi da prevedersi le seguenti opere ed infrastrutture:

- dismissione delle 51 torri eoliche esistenti (ERG Wind Sardegna);
- opere civili: comprendenti l'esecuzione dei plinti di fondazione delle macchine eoliche, la realizzazione delle piazzole degli aerogeneratori, l'adeguamento/ampliamento della rete viaria esistente nel sito e la realizzazione della viabilità di servizio interna all'impianto;
- opere impiantistiche: comprendenti l'installazione degli aerogeneratori e l'esecuzione dei collegamenti elettrici in cavidotti interrati tra i singoli aerogeneratori, tra gli aerogeneratori e la sottostazione di consegna esistente.

Tutte le opere in conglomerato cementizio armato e quelle a struttura metallica sono state progettate e saranno realizzate secondo quanto prescritto dalle Norme Tecniche vigenti

relative alle leggi sopraccitate, così pure gli impianti elettrici

3.2. LAYOUT IMPIANTO

Gli aerogeneratori sono stati posizionati come descritto negli elaborati grafici di progetto; gli aerogeneratori sono contraddistinti dalle sigle:

- nel Comune di Nulvi saranno installati nuovi otto aerogeneratori da 4,5 MW, aventi le seguenti sigle, R-NU01, R-NU02, R-NU03, R-NU04 R-NUR05, R-NU06, R-NU07, R-NU08 e R-NU09
- nel Comune di Ploaghe saranno installati dodici nuovi aerogeneratori, aventi le seguenti sigle, R-PLG01, R-PLG02, R-PLG03, R-PLG04, R-PLG05, R-PLG06, R-PLG07, R-PLG08, R-PLG09, R-PLG10, R-PLG11, R-PLG12, R-PLG13, R-PLG14, R-PLG15, R-PLG16, R-PLG17 e R-PLG18

Le postazioni degli aerogeneratori sono costituite da piazzole collegate da una viabilità d'impianto. I dispositivi elettrici di trasformazione BT/MT degli aerogeneratori saranno alloggiati all'interno delle Navicelle. Pertanto, non sono previste costruzioni di cabine di macchina.

Di seguito il layout dell'impianto sovrapposto alla carta regionale tecnica.

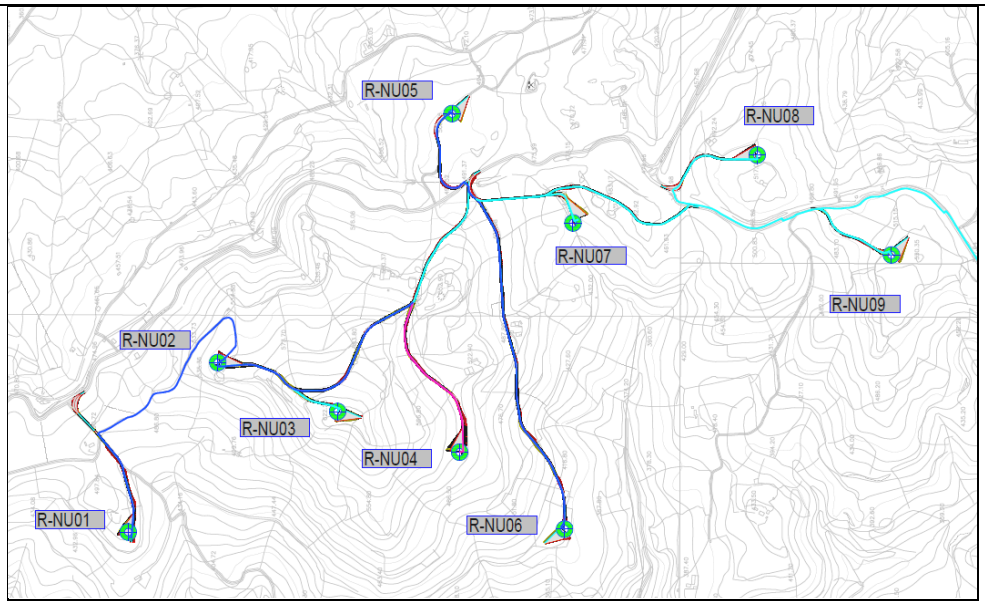


Figura 7 Inquadramento impianto Nulvi su CTR scala 1:10.000

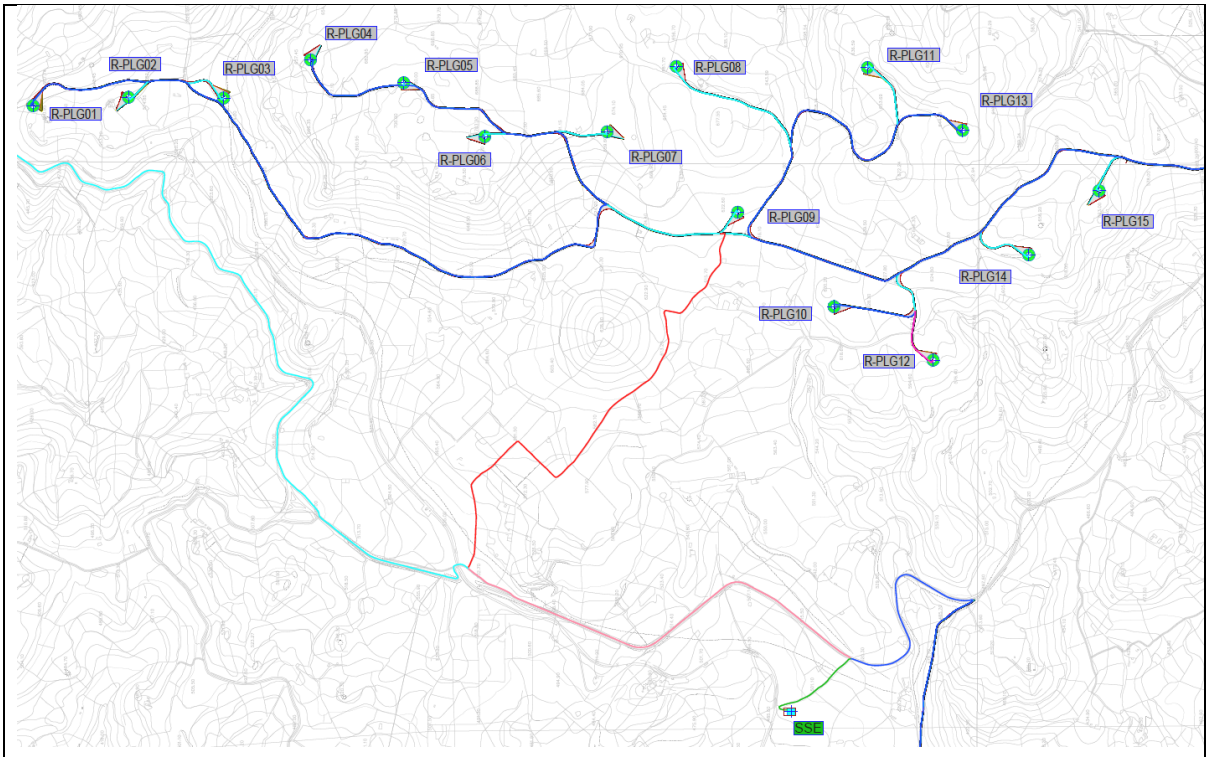


Figura 8 Inquadramento impianto Ploaghe Nord –Sud su CTR scala 1:10.000

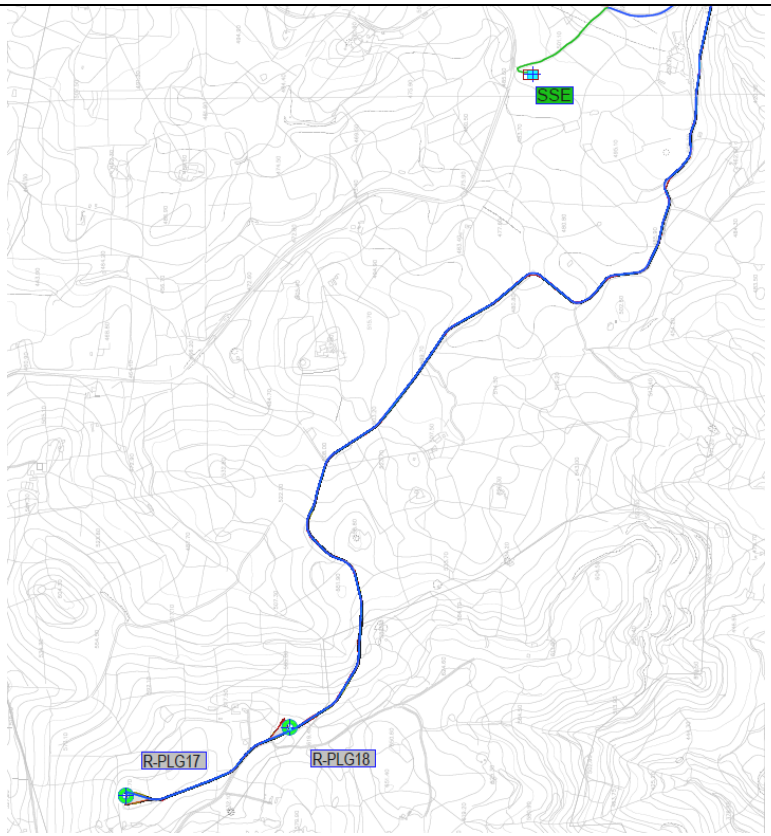


Figura 9 Inquadramento impianto Ploaghe Ovest su CTR scala 1:10.000

3.3. AEROGENERATORI

L'aerogeneratore è una macchina che sfrutta l'energia cinetica posseduta del vento, per la produzione di energia elettrica, descritta nell'elaborato *"Tipico aerogeneratore PLO-ENG-TAV-0072_00"*.

Sul mercato esistono diverse tipologie di aerogeneratori, ad asse orizzontale e verticale, con rotore mono, bi o tripala, posto sopra o sottovento. Il tipo di aerogeneratore previsto per l'impianto in oggetto è un aerogeneratore ad asse orizzontale con rotore tripala e una potenza massima di 4,5 MW le cui caratteristiche principali sono di seguito riportate:

- rotore tripala a passo variabile, di diametro di massimo 145 m, posto sopravvento al sostegno, in resina epossidica rinforzata con fibra di vetro, con mozzo rigido in acciaio;
- navicella in carpenteria metallica con carenatura in vetroresina e lamiera, in cui sono collocati il generatore elettrico e le apparecchiature idrauliche ed elettriche di comando e controllo;
- altezza massima complessiva pari a 180.00 m
- sostegno tubolare troncoconico in acciaio, avente altezza fino all'asse del rotore variabile tra 107,50 m e 114,00 m.

I tronchi di torre sono realizzati da lastre in acciaio laminate, saldate per formare una struttura tubolare troncoconica.

Si tratta di aerogeneratori di tipologia già impiegata estensamente in altri parchi italiani/UE, che consentono il miglior sfruttamento della risorsa vento e che presentano garanzie specifiche dal punto di vista della sicurezza (così come si dimostrerà in vari altri documenti: piano di produzione, studio di gittata etc.);

La turbina è equipaggiata, in accordo alle disposizioni dell'ENAC (Ente Nazionale per l'Aviazione Civile), con un sistema di segnalazione notturna per la segnalazione aerea.

La segnalazione notturna consiste nell'utilizzo di una luce rossa da installare sull'estradosso della navicella dell'aerogeneratore.

Le turbine di inizio e fine tratto avranno una segnalazione diurna consistente nella verniciatura della parte estrema della pala con tre bande di colore rosso ciascuna di 6 m per un totale di 18 m.

La navicella è dotata di un sistema antincendio, che consiste di rilevatori di fumo e CO, i quali rivelano gli incendi e attivano un sistema di spegnimento ad acqua atomizzata ad alta pressione nel caso di incendi dei componenti meccanici e a gas inerte (azoto) nel caso di incendi dei componenti elettrici (cabine elettriche e trasformatore). In aggiunta a ciò il rivestimento della navicella contiene materiali autoestinguenti.

L'aerogeneratore è dotato di un completo sistema antifulmine, in grado di proteggere da danni

diretti ed indiretti sia alla struttura (interna ed esterna) che alle persone. Il fulmine viene "catturato" per mezzo di un sistema di conduttori integrati nelle pale del rotore, disposti ogni 5 metri per tutta la lunghezza della pala. Da questi, la corrente del fulmine è incanalata attraverso un sistema di conduttori a bassa impedenza fino al sistema di messa a terra. La corrente di un eventuale fulmine è scaricata dal rotore e dalla navicella alla torre tramite collettori ad anelli e scaricatori di sovratensioni. La corrente del fulmine è infine scaricata a terra tramite un dispersore di terra.I dispositivi antifulmine previsti sono conformi agli standard della più elevata classe di protezione(Classe I), secondo lo standard internazionale IEC 61024-1.

Generalmente, una moderna turbina eolica entra in funzione a velocità del vento di circa 3-5 m/s e raggiunge la sua potenza nominale a velocità di circa 10-14 m/s. A velocità del vento superiori, il sistema di controllo del passo inizia a funzionare in maniera da limitare la potenza della macchina e da prevenire sovraccarichi al generatore ed agli altri componenti elettromeccanici. A velocità di circa 22-25 m/s il sistema di controllo orienta le pale in maniera tale da mandare il stallo il rotore e da evitare forti sollecitazioni e danni meccanici e strutturali. L'obiettivo è quello di far funzionare il rotore con il massimo rendimento possibile con velocità del vento comprese tra quella di avviamento e quella nominale, di mantenere costante la potenza nominale all'albero di trasmissione quando la velocità del vento aumenta e di bloccare la macchina in caso di venti estremi Il moderno sistema di controllo del passo degli aerogeneratori permette di ruotare singolarmente le pale intorno al loro asse principale; questo sistema, in combinazione con i generatori a velocità variabile, ha portato ad un significativo miglioramento del funzionamento e del rendimento degli aerogeneratori.

La frenatura è effettuata regolando l'inclinazione delle pale del rotore ad un angolo di 91°.Ciascuno dei tre dispositivi di regolazione dell'angolo delle pale del rotore è completamente indipendente. In caso di un guasto del sistema di alimentazione, i motori a corrente continua sono alimentati da accumulatori che ruotano con il rotore. L'impiego di motori a corrente continua permette, in caso di emergenza, la connessione in continua degli accumulatori, senza necessità di impiego di inverter. Ciò costituisce un importante fattore di sicurezza, se confrontato coi sistemi pitch, progettati in corrente alternata. La torsione di una sola pala è sufficiente per portare la turbina in un range di velocità nel quale la turbina non può subire danni. Ciò costituisce un triplice sistema ridondante di sicurezza. Nel caso in cui uno dei sistemi primari di sicurezza si guasti, si attiva un disco meccanico di frenatura che arresta il rotore congiuntamente al sistema di registrazione della pala.

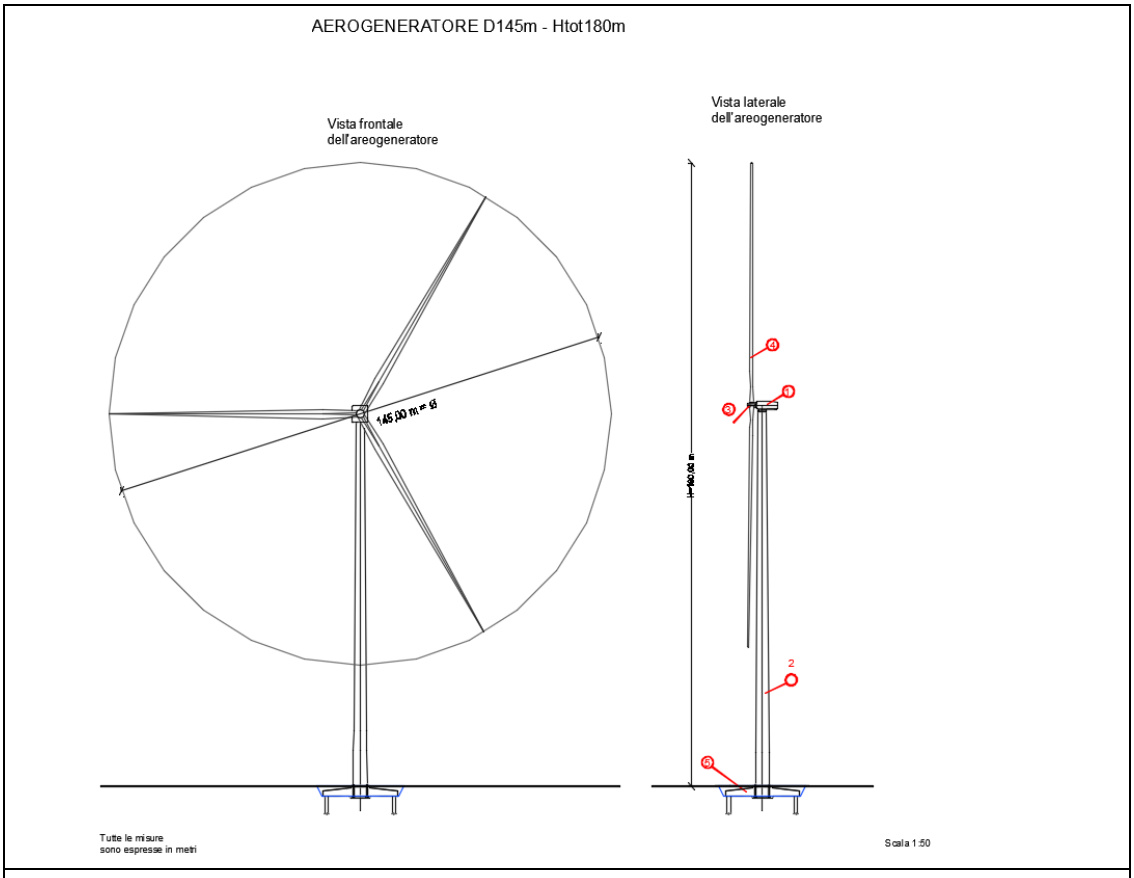
I sistemi frenanti sono progettati per una funzione "fail-safe"; ciò significa che, se un qualunque componente del sistema frenante non funziona correttamente o è guasto, immediatamente l'aerogeneratore si porta in condizioni di sicurezza.

Gli aerogeneratori hanno una vita utile di circa 30 anni, al termine dei quali è necessario

provvedere al loro smantellamento ed eventualmente alla loro sostituzione con nuovi aerogeneratori.

La fase di decomissioning avverrà con modalità analoghe a quanto descritto per la fase di installazione.

Le componenti elettriche (trasformatore, quadri elettrici, ecc) verranno quindi smaltite, in accordo con la direttiva europea (WEEE - Waste of Electrical and Electronic Equipment); le parti in metallo (acciaio e rame) e in plastica rinforzata (GPR) potranno invece essere riciclate.



LEGENDA	
1	Navicella
2	Sostegno tubolare in acciaio
3	Mozzo / Rotore
4	Pale
5	Fondazioni
Dati Tecnici della Turbina H=180 m	
Diametro rotore max	145,00 m
Potenza nominale max	4.5 MW

Figura9 Schema tipo aerogeneratori e legenda riepilogativa

3.4. SOTTOSTAZIONE

Il parco eolico in progetto convoglierà l'energia prodotto verso la Sottostazione Elettrica di Utente esistente, sita nel Comune di Ploaghe (SS), connessa alla rete di trasmissione nazionale.
Allo stato attuale, la sottostazione elettrica esistente riceve le linee provenienti dagli aerogeneratori esistenti a 21kV, presso l'edificio quadri MT, dove sono presenti gli scomparti di protezione, sezionamento e misura.
Successivamente, l'energia collettata viene innalzata al livello di tensione della rete RTN 150kV, tramite un trasformatore 150/21 kV della potenza di 40 MVA.
Dal trasformatore si diparte lo stallo AT, costituito da organi di misura, protezione e sezionamento in AT isolati in aria, fino a giungere al punto di connessione con l'adiacente cabina primaria Terna, attraverso un sistema di sbarre aeree.
Considerato il differente livello di tensione della sezione MT, che passa dagli attuali 21 kV ai futuri 30 kV, nonché l'incremento della potenza complessiva proveniente dagli aerogeneratori, dagli attuali 43.35 MW ai futuri circa 121.50 MW, si rende necessario un intervento di manutenzione straordinaria della SSEU esistente, per adeguarla alle nuove caratteristiche elettriche del parco eolico.
Saranno pertanto oggetto di dismissione le seguenti componenti:

- Quadri MT 21kV
- Trasformatore MT/BT 21/0,230 kV servizi ausiliari
- Banchi di rifasamento 20kV
- Trasformatore AT/MT 150/21 kV
- Apparecchiature AT (scaricatori, TA, TV, interruttori, sezionatori)
- Servizi ausiliari

Verrà altresì dismesso l'edifico esistente presso la sottostazione, presso il quale sono ubicati i quadri MT e i quadri ausiliari.

Nella sua nuova configurazione, la sottostazione elettrica di utente manterrà il collegamento alla limitrofa stazione Terna attraverso il sistema di sbarre aeree esistente.
La nuova sezione di impianto AT di utente sarà così composta:

- n. 1 interruttore compatto PASS (sezionatore, interruttore e TA) di protezione generale
- n. 1 sistema di distribuzione in sbarre
- n. 3 TV capacitivi
- n. 3 TV induttivi
- n. 2 interruttori compatti tipo PASS (sezionatore, interruttore e TA) di protezione linea trafo;

- n. 2 trasformatori AT/MT 150/30 kV della potenza di 70 MVA.

L'impianto sarà completato dalla sezione MT/BT, la quale sarà composta da:

- n. 2 quadri MT generali 30kV (uno per ciascuna sezione di impianto), completi di:
  - Scomparti di sezionamento linee di campo
  - Scomparti misure
  - Scomparti protezione generale
  - Scomparti trafo ausiliari
  - Scomparti protezione di riserva
- n. 1 trasformatore MT/mt 30/21 kV;
- Trasformatori MT/BT servizi ausiliari 30/0,4 kV
- Quadri servizi ausiliari
- Quadri misuratori fiscali
- Sistema di monitoraggio e controllo

Verrà altresì realizzato un nuovo edifico presso la sottostazione, presso il quale verranno ubicati i quadri MT, i trasformatori MT/MT e MT/BT, nonchè i quadri ausiliari.

Coerentemente con la suddivisione del parco eolico in due distinte sezioni, di cui si dirà nel prossimo paragrafo, la configurazione elettrica della sottostazione sarà tale da garantire il funzionamento autonomo di ciascuna delle due sezioni di impianto. Ciascuna delle due sezioni A e B, facenti entrambe capo alla medesima società proponente ERG WIND SARDEGNA, sarà infatti dotata di una propria sezione MT, di un sistema di misura indipendente e di uno stallo AT dedicato.

Le due sezioni di impianto verranno ricongiunte nella sezione AT, sul sistema di sbarre prima dell'immissione dell'energia prodotta nel punto di connessione alla RTN.

Per maggiori dettagli circa la SSEU si rimanda alla specifica relazione PLO-ENG-REL-0027-00.

3.5. POTENZA COMPLESSIVA E SOTTOCAMPI

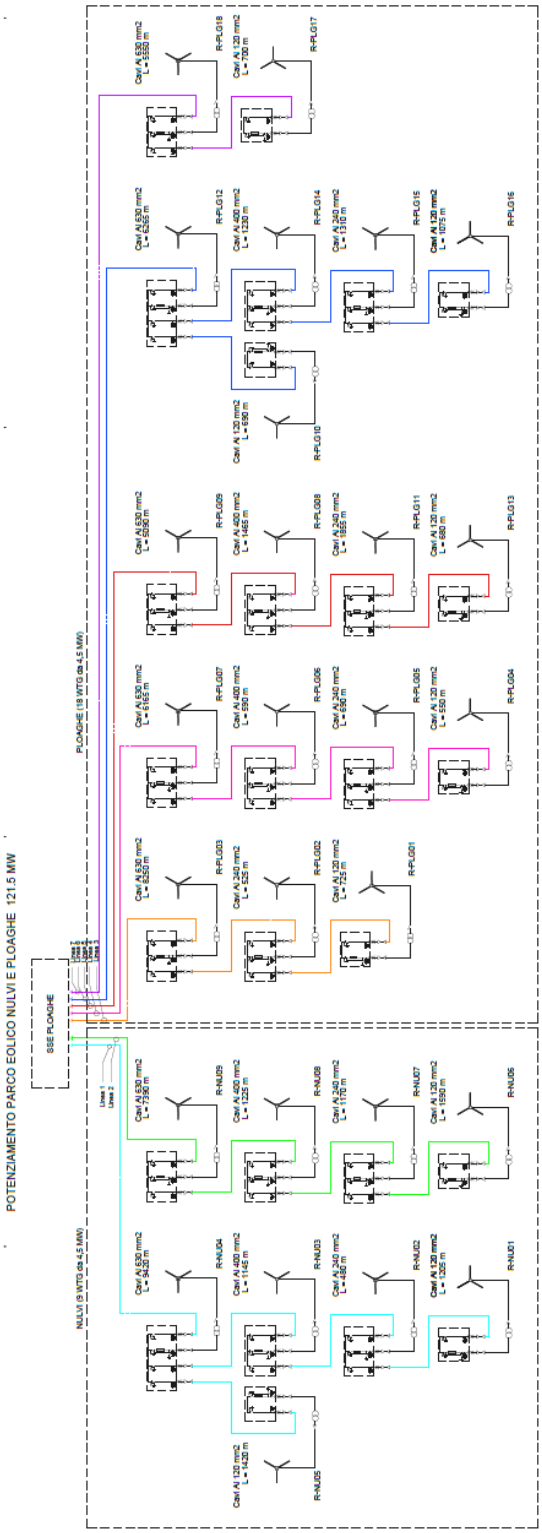
Il parco eolico avrà una potenza complessiva di circa 121.50 MW, data dalla somma delle potenze elettriche di n. 20 aerogeneratori di nuuova installazione della potenza unitaria massima di 4,5 MW.

Dal punto di vista elettrico, gli aerogeneratori sono raggruppati fra di loro a gruppi di 2/3/4/5, costituendo così n.7 distinti sottocampi, come di seguito meglio rappresentato.

Sezione	Sottocampo	Aerogeneratori	Potenza	Comune
A	**LINEA 1**	R-NU01– R-NU02 R-NU03- R-NU04-R-NU05	22,5 MW	Nulvi
	LINEA 2	R-NU06 - R-NU07 – R-NU08 - R-NU09	18,0 MW	Ploaghe
	LINEA 4	R-PLG04– R-PLG05 R-PLG06-R-PLG07	18,0 MW	Ploaghe
B	**LINEA 3**	R-PLG01– R-PLG02-R-PLG03	13,5 MW	Ploaghe
	LINEA 5	R-PLG13– R-PLG11 R-PLG08-R-PLG09	18,0 MW	Ploaghe
	LINEA 6	R-PLG16– R-PLG15 R-PLG14-R-PLG10- R-PLG12	22,5 MW	Ploaghe
	LINEA 7	R-PLG17– R-PLG18	9,0 MW	Ploaghe

3.6. SCHEMA ELETTRICO

L'immagine di seguito riportata mostra lo schema elettrico del parco eolico, con evidenza dei sottocampi e delle linee di collegamento. Per maggiori dettagli si rimanda agli elaborati PLO-ENG-TAV-0086 e PLO-ENG-TAV-0091.


POTENZIAMENTO PARCO EOLICO NULVI E PLOAGHE 121.5 MW
SSE PLOAGHE
PLOAGHE (18 WTG da 4.5 MW)
NULVI (9 WTG da 4.5 MW)

3.7. LINEE ELETTRICHE MT DI COLLEGAMENTO

Coerentemente con la suddivisione in sottocampi di cui al precedente paragrafo, l'intero sistema di distribuzione dell'energia dagli aerogeneratori verso la SSEU 150/30kV è articolato su n. 7 distinte linee elettriche, una per ciascun sottocampo, con un livello di tensione pari a 30 kV, le quali, una volta giunte in sottostazione, confluiscono sui quadri generali MT 30 kV delle rispettive sezioni A e B.

Dall'aerogeneratore capofila di ciascun sottocampo di nuova realizzazione, infatti, si diparte una linea elettrica di vettoriamento in cavo interrato MT 30 kV, di sezione pari a 630 mm^2.

Analogamente, gli aerogeneratori di ciascun sottocampo sono collegati fra loro in entra-esce con una linea elettrica in cavo interrato MT 30 kV, di sezione crescente dal primo all'ultimo aerogeneratore.

Tutti i cavi di cui si farà utilizzo, sia per il collegamento interno dei sottocampi che per la connessione alla SSE, saranno del tipo schermato, con conduttore in alluminio, con formazione a trifoglio elicordato, o equivalente. Nella tabella che segue si riporta il dettaglio delle linee elettriche di collegamento.

LINEA	PARTENZA	ARRIVO	Sezione cavo [mm^2]	Lunghezza cavo [m]	Potenza attiva [MW]
LINEA 1	R-NU01	R-NU02	3x1x120	1205	4,5
	R-NU02	R-NU03	3x1x240	480	9
	R-NU03	R-NU04	3x1x400	1145	13,5
	R-NU05	R-NU04	3x1x120	1420	4,5
	R-NU04	SSE	3x1x630	9420	22,5
LINEA 2	R-NU06	R-NU07	3x1x120	1590	4,5
	R-NU07	R-NU08	3x1x240	1170	9
	R-NU08	R-NU09	3x1x400	1225	13,5
	R-NU09	SSE	3x1x630	7390	18
LINEA 3	R-PLG01	R-PLG02	3x1x120	725	4,5
	R-PLG02	R-PLG03	3x1x240	525	9
	R-PLG03	SSE	3x1x630	8250	13,5
LINEA 4	R-PLG04	R-PLG05	3x1x120	550	4,5
	R-PLG05	R-PLG06	3x1x240	690	9
	R-PLG06	R-PLG07	3x1x400	590	13,5
	R-PLG07	SSE	3x1x630	6165	18
LINEA 5	R-PLG13	R-PLG11	3x1x120	680	4,5
	R-PLG11	R-PLG08	3x1x240	1855	9
	R-PLG08	R-PLG09	3x1x400	1465	13,5
	R-PLG09	SSE	3x1x630	5090	18
LINEA 6	R-PLG16	R-PLG15	3x1x120	1075	4,5
	R-PLG15	R-PLG14	3x1x240	1310	9
	R-PLG14	R-PLG12	3x1x400	1230	13,5
	R-PLG10	R-PLG12	3x1x120	690	4,5
	R-PLG12	SSE	3x1x630	6265	22,5
LINEA 7	R-PLG17	R-PLG18	3x1x120	700	4,5
	R-PLG18	SSE	3x1x400	5550	9
			POTENZA COMPLESSIVA		**121,500**

In generale, per tutte le linee elettriche, si prevede la posa direttamente interrata dei cavi, senza ulteriori protezioni meccaniche, ad una profondità di 1,10 m dal piano di calpestio.

In caso di particolari attraversamenti o di risoluzione puntuale di interferenze, le modalità di posa saranno modificate in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 11-17 e dagli eventuali regolamenti vigenti relativi alle opere interferite, mantenendo comunque un grado di protezione delle linee non inferiore a quanto garantito dalle normali condizioni di posa.

Per il dettaglio dei tipologici di posa, si rimanda all'elaborato PLO-ENG-TAV-0071_00.

4. DIMENSIONAMENTO ELETTRICO DELLE LINEE MT

Il dimensionamento dei cavi è stato fatto tenendo conto delle seguenti disposizione, tratte dalla norma CEI 11-17):

- Caduta di tensione lungo la linea minore del 3%;
- Perdite di potenza minori del 5%.

Una volta determinata la sezione dei singoli cavi in funzione delle specifiche appena riportate, si procederà ad effettuare la verifica termica, attraverso il calcolo delle correnti di corto circuito previste e la verifica della tenuta termica dei cavi.

4.1. CALCOLO DELLE CADUTE DI TENSIONE

Per il calcolo delle cadute di tensione sui singoli cavi, si è tenuto conto dei parametri longitudinali dei cavi, della potenza attiva transitante e di quella reattiva, attraverso la formula:

$$\Delta V = \frac{(P * R + Q * X)}{V^2}$$

P: potenza transitante;
Q: potenza reattiva, calcolata considerando un fattore di potenza pari a 0,95;
R: resistenza di fase del cavo, pari alla resistenza unitaria per la lunghezza del cavo;
X: reattanza longitudinale di fase del cavo, pari alla reattanza unitaria per la lunghezza del cavo;
V: tensione di esercizio del cavo (20kV).

Per quanto riguarda le perdite di potenza per effetto Joule, si è fatto uso della formula:

$$P = 3 * R * I^2$$

R: resistenza longitudinale del cavo;
I: corrente transitante.

4.2. CALCOLO DELLE PORTATE

Per la determinazione della portata dei cavi sarà applicato il metodo desritto dalla tabella CEI-UNEL 35026 e dalla norma CEI 11-17.
A partire dalla portata nominale del cavo, si calcola la portata effettiv asulla base di un fattore correttivo:

$$I_Z = I_0 * K1 * K2 * K3 * K4$$

Dove

Iz = portata effettiva del cavo

Io = portata nominale dichiarata dal costruttore, per posa interrata a 20°C

K1 = Fattore di correzione per temperature del terreno diverse da 20°C

K2 = Fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati sullo stesso piano

K3 = Fattore di correzione per profondità di interramento diversa da 0,8 m

K4 = Fattore di correnzione per resistitivà termica diversa da 1,5 k*m/W

4.2.1. Dati tecnici del cavo utilizzato

Tutti i cavi di cui si farà utilizzo, sia per il collegamento interno dei sottocampi che per la connessione alla SSE, saranno a norma IEC 60502-2

Si tratta di cavi unipolari riuniti in elica visibile, con conduttori in alluminio, congiunti in maniera da formare un unico fascio di forma rotonda. L'isolante dei cavi è costituito da mescola in elastomero termoplastico HPTE, e fra esso e il conduttore è interposto uno strato di mescola estrusa. Il cavo presenta uno schermo metallico realizzato con nastro di alluminio avvolto a cilindro longitudinale. Sopra lo schermo metallico è presente una guaina protettiva in polietilene DMP. La tensione nominale dei cavi è pari a 30kV.

La tabella che segue mostra i dati tecnici del cavo impiegato, con particolare attenzione ai parametri necessari al calcolo.

Sezione	Resistenza di fase [Ω / km]	Reattanza di fase [Ω / km]	Portata nominale [A]
120 mm^2	0,333	0,13	290
240 mm^2	0,165	0,11	428
400 mm^2	0,105	0,11	557
630 mm^2	0,074	0,099	725

4.2.1. Temperatura del terreno

Al fine di un corretto dimensionamento, occorre tenere conto della temperatura del terreno effettiva, diversa da quella STC di riferimento (20°).

Si farà pertanto uso di un fattore correttivo come riportato nella tabella che segue.

	Cavi con isolamento in EPR			
Temperatura ambiente	15°C	20°C	**25°C**	30°C
Coefficiente	1,04	1	**0,96**	0,93

È stata stimata una temperatura massima del terreno pari a 25°C alla prodondità di posa dei cavi, per cui il fattore correttivo utilizzato sarà **K1 = 0,96**.

4.2.2. Numero di terne per scavo

Dagli elaborati grafici costituenti il presente progetto è stato ricavato il numero di cavi di media tensione presenti nella stessa trincea. A scopo cautelativo, per ciascuna tratta di collegamento si è preso quale valore di riferimento quello pari al numero massimo di cavi presenti in parallelo lungo tutta la tratta, ottenendo cosi un margine di sovradimensionamento rispetto alle effettive condizioni di esercizio. La tabella che segue mostra per ciascuna tratta la consistenza dei parallelismi.

LINEA	PARTENZA	ARRIVO	Sezione cavo [mm²]	N. circuiti nella sez. di scavo
LINEA 1	R-NU01	R-NU02	3x1x120	2
	R-NU02	R-NU03	3x1x240	2
	R-NU03	R-NU04	3x1x400	3
	R-NU05	R-NU04	3x1x120	3
	R-NU04	SSE	3x1x630	7
LINEA 2	R-NU06	R-NU07	3x1x120	2
	R-NU07	R-NU08	3x1x240	2
	R-NU08	R-NU09	3x1x400	2
	R-NU09	SSE	3x1x630	7
LINEA 3	R-PLG01	R-PLG02	3x1x120	2
	R-PLG02	R-PLG03	3x1x240	2
	R-PLG03	SSE	3x1x630	7
LINEA 4	R-PLG04	R-PLG05	3x1x120	2
	R-PLG05	R-PLG06	3x1x240	2
	R-PLG06	R-PLG07	3x1x400	2
	R-PLG07	SSE	3x1x630	7
LINEA 5	R-PLG13	R-PLG11	3x1x120	2
	R-PLG11	R-PLG08	3x1x240	2
	R-PLG08	R-PLG09	3x1x400	2
	R-PLG09	SSE	3x1x630	7
LINEA 6	R-PLG16	R-PLG15	3x1x120	2
	R-PLG15	R-PLG14	3x1x240	2
	R-PLG14	R-PLG12	3x1x400	3
	R-PLG10	R-PLG12	3x1x120	3
	R-PLG12	SSE	3x1x630	7
LINEA 7	R-PLG17	R-PLG18	3x1x120	2
	R-PLG18	SSE	3x1x400	7

Per ciascuna tratta, sulla base del numero di circuiti installati sullo stesso piano, sono stati applicati i seguenti fattori correttivi **K2**

	Distanza fra i circuiti 0,25m			
N. circuiti	1	2	3	>4
Coefficiente	**1,00**	**0,90**	**0,85**	**0,80**

4.2.3. Posa direttamente interrata

Considerata la tipologia di posa, ossia direttamente interrata, non occorre applicare alcun fattore correttivo alla portata.

Si considerano infatti trascurabili le brevi tratte di posa in tubazione interrata relative a particolari attraversamenti, il cui effetto risulta di motesta entità.

A maggior salvaguardia, in corrispondenza di tali attraversamenti, la distanza fra le tubazioni interrate verrà aumentata sino a 0,5 m, cosi da potersi considerare validi gli stessi coefficienti di cui al paragrafo precedente, come previsto dalla norma CEI 11-17 allegato B tab. III.

4.2.4. Profondità di posa

In generale, per tutte le linee elettriche, si prevede la posa direttamente interrata dei cavi, senza ulteriori protezioni meccaniche, ad una profondità di 1,10 m dal piano di calpestio.

In caso di particolari attraversamenti o di risoluzione puntuale di interferenze, le modalità di posa saranno modificate in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 11-17 e dagli eventuali regolamenti vigenti relativi alle opere interferite, mantenendo comunque un grado di protezione delle linee non inferiore a quanto garantito dalle normali condizioni di posa.

Si farà pertanto uso di un fattore correttivo come riportato nella tabella che segue.

	Cavi con isolamento in EPR			
Profondità posa (m)	0,8	1,0	1,2	**1,1 (interpolazione)**
Coefficiente	1,00	0,98	0,96	**0,97**

Consideranto il valore di posa di 1,10 m, si è ricavato per interpolazione il valore del coefficinete correttivo, che risulta **K3 = 0,97.**

4.2.5. Resistività termica del terreno

In generale, per tutte le linee elettriche, si considera la posa in terreno asciutto (condizione più gravosa) con una resistività termica del terreno pari a 1,5 K*m/W.
Pertanto non si applica alcun fattore correttivo e si utilizzerà **K4 = 1.**

4.2.6. Tabulati di calcolo

Le tabelle che seguono riportano il dimensionamento delle linee elettriche in cavo interrato MT. I valori di portata indicati per i cavi tengono conto dei fattori correttivi introdotti nei paragrafi precedenti.

LINEA	PARTENZA	ARRIVO	Sezione cavo [mm²]	Lunghezza cavo [m]	Potenza attiva [MW]	Corrente nominale [A]	Portata cavo nominale [A]	N. circuiti nella sez. di scavo	K correttivo portata	Portata cavo corretta [A]	Dimensionamento in portata	Resistenza cavo [Ω]	Reattanza cavo [Ω]	Potenza reattiva [MVAr]	ΔV %	ΔV % cumulato	Potenza persa [kW]	Δp %
LINEA 1	R-NU01	R-NU02	3x1x120	1205	4,5	91,27	290	2	0,838	243,04	38%	0,4013	0,157	1,479	0,23%	3,07%	10,028	0,22%
	R-NU02	R-NU03	3x1x240	480	9	182,54	428	2	0,838	358,70	51%	0,0792	0,053	2,958	0,10%	2,85%	7,917	0,09%
	R-NU03	R-NU04	3x1x400	1145	13,5	273,81	557	2	0,838	466,81	59%	0,1202	0,126	4,437	0,24%	2,75%	27,040	0,20%
	R-NU05	R-NU04	3x1x120	1420	4,5	91,27	290	2	0,838	243,04	38%	0,4729	0,185	1,479	0,27%	2,77%	11,817	0,26%
	R-NU04	SSE	3x1x630	9420	22,5	456,34	725	2	0,838	607,61	75%	0,6961	0,933	7,395	2,51%	2,51%	434,910	1,93%
LINEA 2	R-NU06	R-NU07	3x1x120	1590	4,5	91,27	290	2	0,838	243,04	38%	0,5295	0,207	1,479	0,30%	2,37%	13,231	0,29%
	R-NU07	R-NU08	3x1x240	1170	9	182,54	428	2	0,838	358,70	51%	0,1931	0,129	2,958	0,24%	2,07%	19,297	0,21%
	R-NU08	R-NU09	3x1x400	1225	13,5	273,81	557	2	0,838	466,81	59%	0,1286	0,135	4,437	0,26%	1,83%	28,929	0,21%
	R-NU09	SSE	3x1x630	7390	18	365,07	725	2	0,838	607,61	60%	0,5461	0,732	5,916	1,57%	1,57%	218,360	1,21%
LINEA 3	R-PLG01	R-PLG02	3x1x120	725	4,5	91,27	290	2	0,838	243,04	38%	0,2414	0,094	1,479	0,14%	1,56%	6,033	0,13%
	R-PLG02	R-PLG03	3x1x240	525	9	182,54	428	2	0,838	358,70	51%	0,0866	0,058	2,958	0,11%	1,42%	8,659	0,10%
	R-PLG03	SSE	3x1x630	8250	13,5	273,81	725	2	0,838	607,61	45%	0,6097	0,817	4,437	1,32%	1,32%	137,121	1,02%
LINEA 4	R-PLG04	R-PLG05	3x1x120	550	4,5	91,27	290	2	0,838	243,04	38%	0,1832	0,072	1,479	0,10%	1,68%	4,577	0,10%
	R-PLG05	R-PLG06	3x1x240	690	9	182,54	428	2	0,838	358,70	51%	0,1139	0,076	2,958	0,14%	1,58%	11,380	0,13%
	R-PLG06	R-PLG07	3x1x400	590	13,5	273,81	557	2	0,838	466,81	59%	0,0620	0,065	4,437	0,12%	1,44%	13,933	0,10%
	R-PLG07	SSE	3x1x630	6165	18	365,07	725	2	0,838	607,61	60%	0,4556	0,610	5,916	1,31%	1,31%	182,164	1,01%
LINEA 5	R-PLG13	R-PLG11	3x1x120	680	4,5	91,27	290	2	0,838	243,04	38%	0,2264	0,088	1,479	0,13%	1,89%	5,659	0,13%
	R-PLG11	R-PLG08	3x1x240	1855	9	182,54	428	2	0,838	358,70	51%	0,3061	0,204	2,958	0,37%	1,77%	30,595	0,34%
	R-PLG08	R-PLG09	3x1x400	1465	13,5	273,81	557	2	0,838	466,81	59%	0,1538	0,161	4,437	0,31%	1,39%	34,597	0,26%
	R-PLG09	SSE	3x1x630	5090	18	365,07	725	6	0,745	540,10	68%	0,3762	0,504	5,916	1,08%	1,08%	150,400	0,84%
LINEA 6	R-PLG16	R-PLG15	3x1x120	1075	4,5	91,27	290	2	0,838	243,04	38%	0,3580	0,140	1,479	0,20%	2,39%	8,946	0,20%
	R-PLG15	R-PLG14	3x1x240	1310	9	182,54	428	2	0,838	358,70	51%	0,2162	0,144	2,958	0,26%	2,19%	21,606	0,24%
	R-PLG14	R-PLG12	3x1x400	1230	13,5	273,81	557	2	0,838	466,81	59%	0,1292	0,135	4,437	0,26%	1,93%	29,047	0,22%
	R-PLG10	R-PLG12	3x1x120	690	4,5	91,27	290	4	0,745	216,04	42%	0,2298	0,090	1,479	0,13%	1,80%	5,742	0,13%
	R-PLG12	SSE	3x1x630	6265	22,5	456,34	725	6	0,745	540,10	84%	0,4630	0,620	7,395	1,67%	1,67%	289,248	1,29%
LINEA 7	R-PLG17	R-PLG18	3x1x120	700	4,5	91,27	290	2	0,838	243,04	38%	0,2331	0,091	1,479	0,13%	0,91%	5,825	0,13%
	R-PLG18	SSE	3x1x400	5550	9	182,54	557	6	0,745	414,94	44%	0,5828	0,611	2,958	0,78%	0,78%	58,251	0,65%
			POTENZA COMPLESSIVA		121,500													

5. ANALISI DEL RISCHIO DI ELETTROCUZIONE

Per elettrocuzione si intende la condizione di contatto tra corpo umano ed elementi in tensione con attraversamento del corpo da parte della corrente. Condizione necessaria perché avvenga un infortunio per elettrocuzione è quella in cui si crei una differenza di potenziale tra due punti della superficie corporea. Tale situazione potrebbe verificarsi nel caso di un contatto del corpo non isolato elettricamente da terra con un conduttore in tensione.

La gravità delle conseguenze dell'elettrocuzione dipende dall'intensità della corrente che attraversa l'organismo, dalla durata di tale evento, dagli organi coinvolti nel percorso e dalle condizioni del soggetto.

Per ciascuna delle sorgenti di cui ai capitoli precedenti, nonché per tutte le componenti in tensione del parco, è stato valutato il rischio di elettrocuzione nel caso si venga a contatto con parti in tensione.

In particolare, sono stati presi in esame i seguenti rischi:

- Contatti elettrici diretti;
- Contatti elettrici indiretti;
- Fulminazione diretta;

5.1. MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI

Gli impianti verranno costruiti in maniera tale da evitare qualunque contatto non intenzionale con le parti attive del sistema o il raggiungimento di zone pericolose nelle immediate vicinanze delle parti attive.

Per quanto riguarda le parti di impianto relative agli aerogeneratori e alla stazione di trasformazione, la norma CEI 11-1 le classifica come aree elettriche chiuse, per cui verranno applicate le misure di protezione previste al punto 7.1.3.2 della norma, ossia involucri, barriere, ostacoli e distanziamento, con le misure prescritte dalla norma.

Per quanto riguarda invece gli elettrodotti interrati, la norma li classifica come esterni ad aree elettriche chiuse, per cui verranno applicate le misure di protezione previste al punto 7.1.3.1 della norma, ossia involucri e distanziamento; si farà nello specifico uso di cavi con guaina e schermo di isolamento e si farà ricorso alla metodologia di posa tipo M indicata dalla norma

CEI 11-17.

La protezione contro i contatti diretti è assicurata inoltre dall'utilizzo dei seguenti accorgimenti:

- utilizzo di componenti dotati di marchio CE (Direttiva CEE 73/23);
- utilizzo di componenti aventi un idoneo grado di protezione alla penetrazione di solidi e liquidi;
- collegamenti effettuati utilizzando cavo rivestito con guaina esterna protettiva, idoneo per la tensione nominale utilizzata e alloggiato in condotto portacavi idoneo allo scopo.

In ogni caso verranno rispettate le prescrizioni riportate nella Norma CEI 64-8 Parte 4 "Prescrizioni per la sicurezza" e della Norma CEI 11-1 parte 7 "Misure di Sicurezza).

5.2. MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI

Per garantire la protezione dai contatti indiretti, l'intero impianto eolico nel suo complesso è dotato di un impianto di terra, dimensionato per garantire il rispetto dei parametri indicati dalla normativa.

Presso ciascun aerogeneratore verrà realizzato un proprio impianto di terra, a mezzo di anelli concentrici in alluminio interrati e connessi con le fondazioni dell'aerogeneratore, collegati alle sbarre di terra, presso le quali vengono connesse tutte le parti metalliche presenti all'interno dell'aerogeneratore.

Per quanto riguarda l'elettrodotto interrato, verrà posato nel fondo dello scavo una treccia di rame della sezione di 90 mm^2, tale da connettere tra loro tutte le maglie di terra intorno agli aerogeneratori, formando un unico impianto di terra. A tale treccia verranno collegati tutti gli schermi dei cavi presso i giunti.

Infine, presso la sottostazione di trasformazione, verrà realizzato un impianto di terra al quale verranno connesse tutte le parti metalliche non in tensione, cosi pure il centro stella del trasformatore.

Per maggiori informazioni circa gli impianti di terra si rimanda alle relative relazioni tecniche.

Verranno inoltre installati dispositivi di protezione tali da garantire l'intervento automatico in caso di guasto.

La protezione contro i contatti indiretti è quindi assicurata dai seguenti accorgimenti:

- collegamento al conduttore di protezione PE di tutte le masse, ivi compresi i centri stella dei trasformatori MT/BT installati presso gli aerogeneratori, ad eccezione degli involucri metallici delle apparecchiature di Classe II;
- i dispositivi di protezione intervengono in caso di primo guasto verso terra con un ritardo massimo di 0,4 secondi, oppure entro 5 secondi con la tensione sulle masse in quel periodo non superiore a 50 V.

In ogni caso verranno rispettate le prescrizioni riportate nella Norma CEI 64-8 Parte 4 "Prescrizioni per la sicurezza" e della Norma CEI 11-1 parte 7 "Misure di Sicurezza).

5.3. PROTEZIONI CONTRO LE FULMINAZIONI DIRETTE

Gli aerogeneratori implementano già al loro interno un sistema di protezione contro le fulminazioni, costituito da un sistema di captazione, realizzato con un anello di alluminio disposto sulle pale, da una linea di drenaggio e da una rete di terra realizzata intorno alla fondazione dell'aerogeneratore.