

Progetto per la costruzione e l'esercizio di un Impianto eolico denominato "Luras"

Progetto definitivo

Oggetto:

LUR-62 – Relazione di calcolo preliminare impianti elettrici

Proponente:



LURAS WINDFARM
ENERGY & INFRASTRUCTURE

Luras Windfarm
Via Dante 7
20123 Milano (Milano)

Progettista:



Stantec S.p.A.
Centro Direzionale Milano 2, Palazzo Canova
Segrate (Milano)

Rev. N.	Data	Descrizione modifiche	Redatto da	Rivisto da	Approvato da
01	30/04/2024	Integrati Commenti	D. Stanglino	M. Carnevale	D. Stangalino
00	26/01/2024	Prima Emissione	D. Stanglino	G. Della Ca	D. Stangalino

Fase progetto: **Definitivo** Formato elaborato: **A4**

Nome File: **LUR.62 - Relazione di calcolo preliminare impianti elettrici.docx**



Indice

1	PREMESSA	3
1.1	Descrizione del proponente	3
1.2	Contenuti della relazione	3
2	INQUADRAMENTO TERRITORIALE.....	4
3	NORMATIVA DI RIFERIMENTO	7
4	IMPIANTO EOLICO	8
5	IMPIANTO BESS.....	9
6	DIMENSIONAMENTO DEI CAVI DI MEDIA TENSIONE	10
6.1	LINEE IN CAVO MT INTERNE AL PARCO EOLICO	10
6.2	LINEE IN CAVO MT INTERNE ALL'IMPIANTO BESS.....	11
7	DIMENSIONAMENTO DEL QUADRO DI MEDIA TENSIONE DI RACCOLTA.....	13
8	DIMENSIONAMENTO DEL TRASFORMATORE ELEVATORE.....	14
8.1	LINEA IN CAVO MT COLLEGATA AL SECONDARIO DEL TRASFORMATORE ELEVATORE.....	14
8.2	LINEA IN CAVO AT COLLEGATA AL PRIMARIO DEL TRASFORMATORE ELEVATORE.....	15
9	VALUTAZIONE DELLA CADUTA DI TENSIONE	16
10	VALUTAZIONE DELLE PERDITE	17
10.1	PERDITE SULLE LINEE IN CAVO AT INTERNE AL PARCO EOLICO	17
11	LOAD FLOW	18
12	CORTO CIRCUITO DI FASE	19
13	GUASTI A TERRA	20

Indice delle figure

Figura 2-1: Inquadramento territoriale dell'impianto Luras.....	4
Figura 2-2: Inquadramento su ortofoto dell'area dell'impianto Luras nel suo stato di progetto	5
Figura 2-3: Inquadramento su ortofoto delle opere elettriche connesse in progetto.....	6

Indice delle tabelle

Tabella 1: Localizzazione geografica degli aerogeneratori di nuova costruzione.....	6
---	---

1 PREMESSA

Stantec S.p.A., in qualità di Consulente Tecnico, è stata incaricata da Luras Windfarm S.r.l. di redigere il progetto definitivo per la costruzione di un nuovo impianto eolico denominato "Luras" ubicato nei comuni di Luras, Tempio Pausania e Calangianus in provincia di Sassari, in Sardegna, costituito da 5 aerogeneratori di potenza 6,2 MW ciascuno, per una potenza complessiva pari a 31 MW e sistema BESS integrato da 10 MW di potenza -4 ore.

1.1 Descrizione del proponente

Il soggetto proponente dell'iniziativa è LURAS WINDFARM S.R.L. avente sede legale a Milano (MI) CAP 20123, Via Dante 7, iscritta alla Camera di Commercio di Milano Monza Brianza Lodi, NUM. REA MI – 2702359, C.F. e P.IVA n. 13080440962, società che si occupa dello sviluppo, progettazione, costruzione, gestione e manutenzione di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili.

1.2 Contenuti della relazione

La presente relazione ha l'obiettivo descrive i criteri di dimensionamento del nuovo impianto eolico denominato Luras, che sarà connesso alla sezione a 36 kV di una stazione elettrica di Terna di futura individuazione.

2 INQUADRAMENTO TERRITORIALE

Il sito in cui sarà ubicato il parco eolico in oggetto, denominato Luras, è collocato nei comuni di Luras, Tempio Pausania e Calangianus nella provincia di Sassari, in Sardegna.

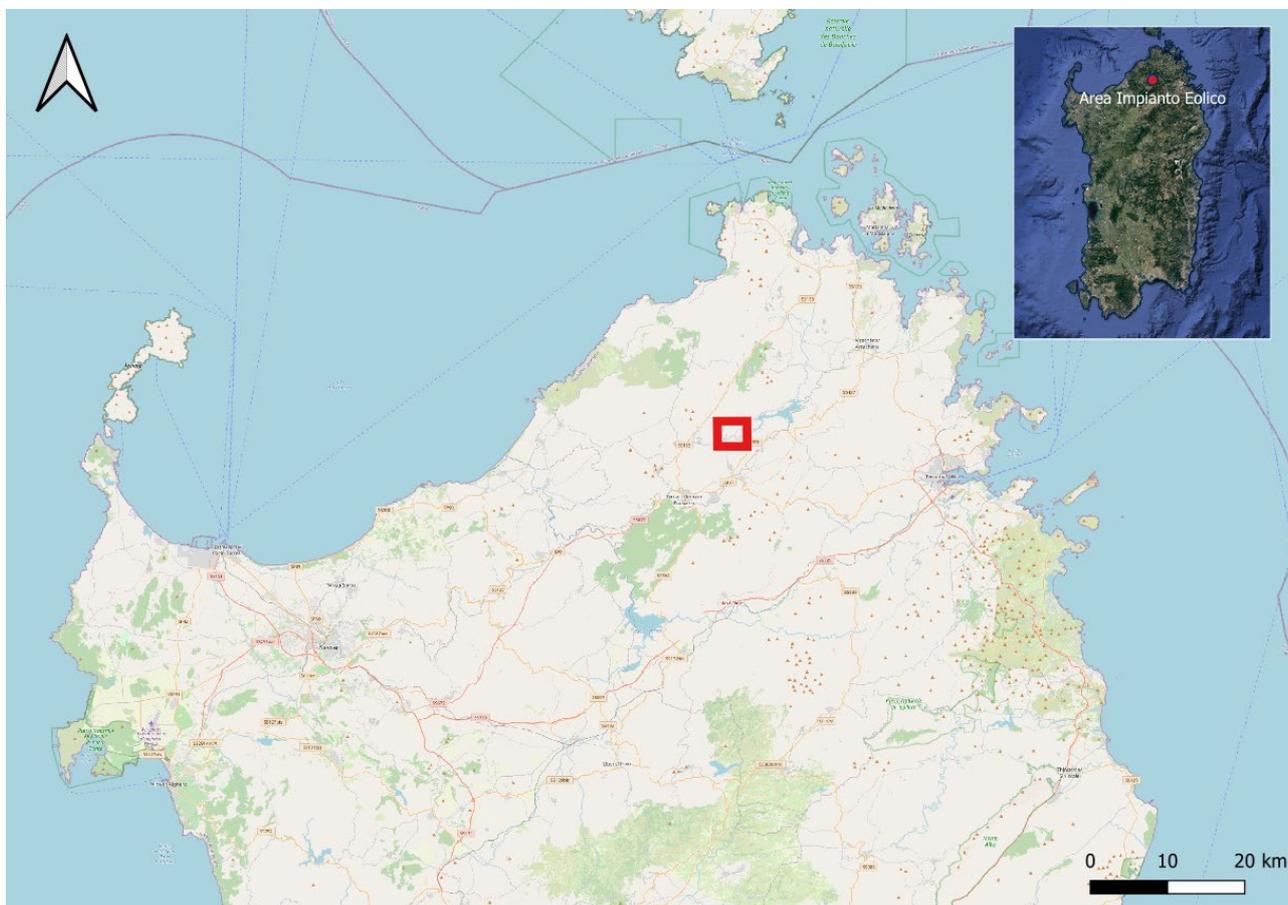


Figura 2-1: Inquadramento territoriale dell'impianto Luras

L'impianto eolico Luras è situato in una zona prevalentemente collinare caratterizzata da un'altitudine media pari a circa 330 m.s.l.m.

Il parco eolico ricade all'interno dei fogli catastali n° 12, 13, 16 e 19 del comune di Luras e all'interno del foglio n° 5 del comune di Tempio Pausania sezione B.

In Figura 2-2 e Figura 2-3 sono riportati gli inquadramenti territoriali su ortofoto rispettivamente degli aerogeneratori e delle opere elettriche connesse in progetto.

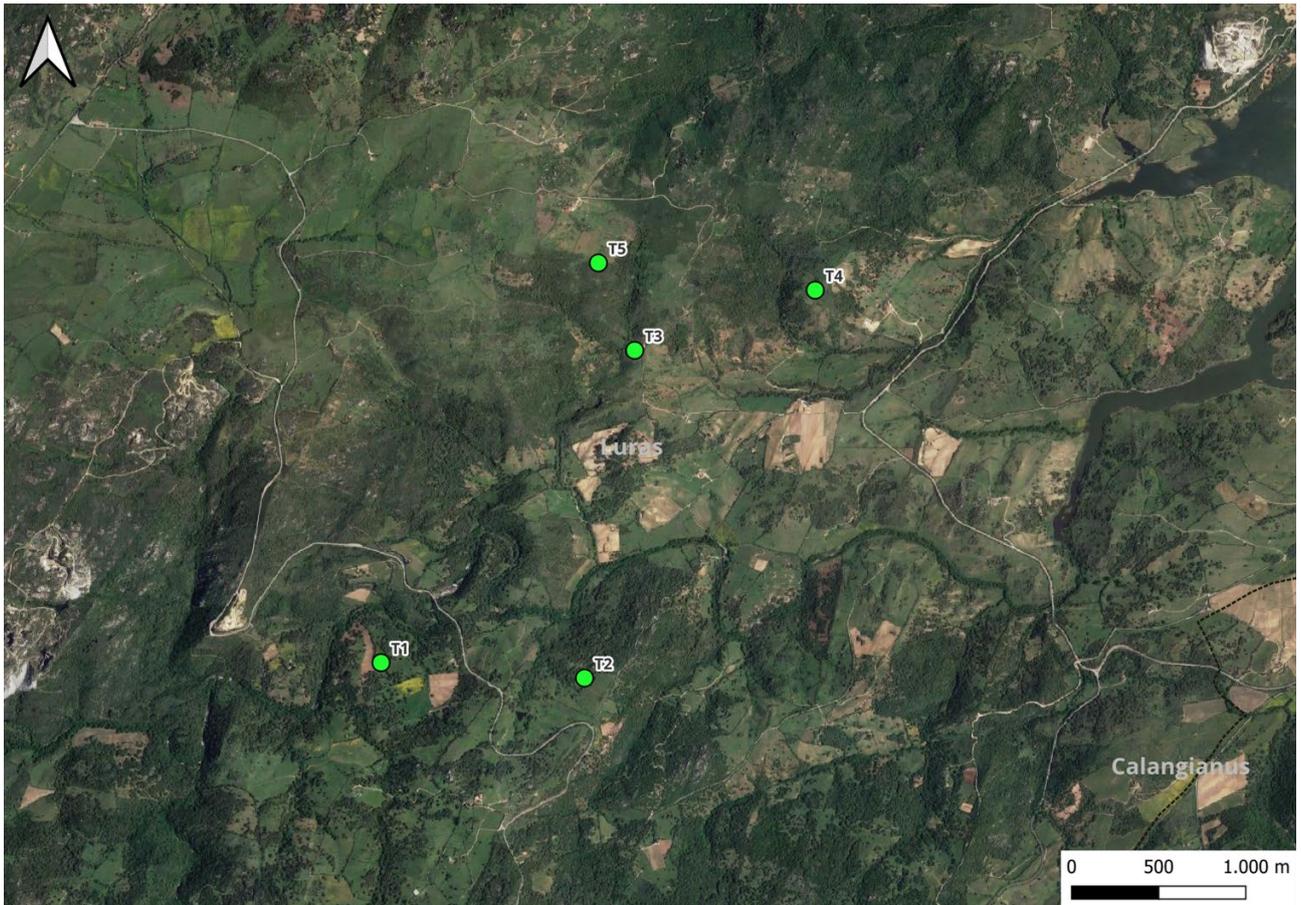


Figura 2-2: Inquadramento su ortofoto dell'area dell'impianto Luras nel suo stato di progetto

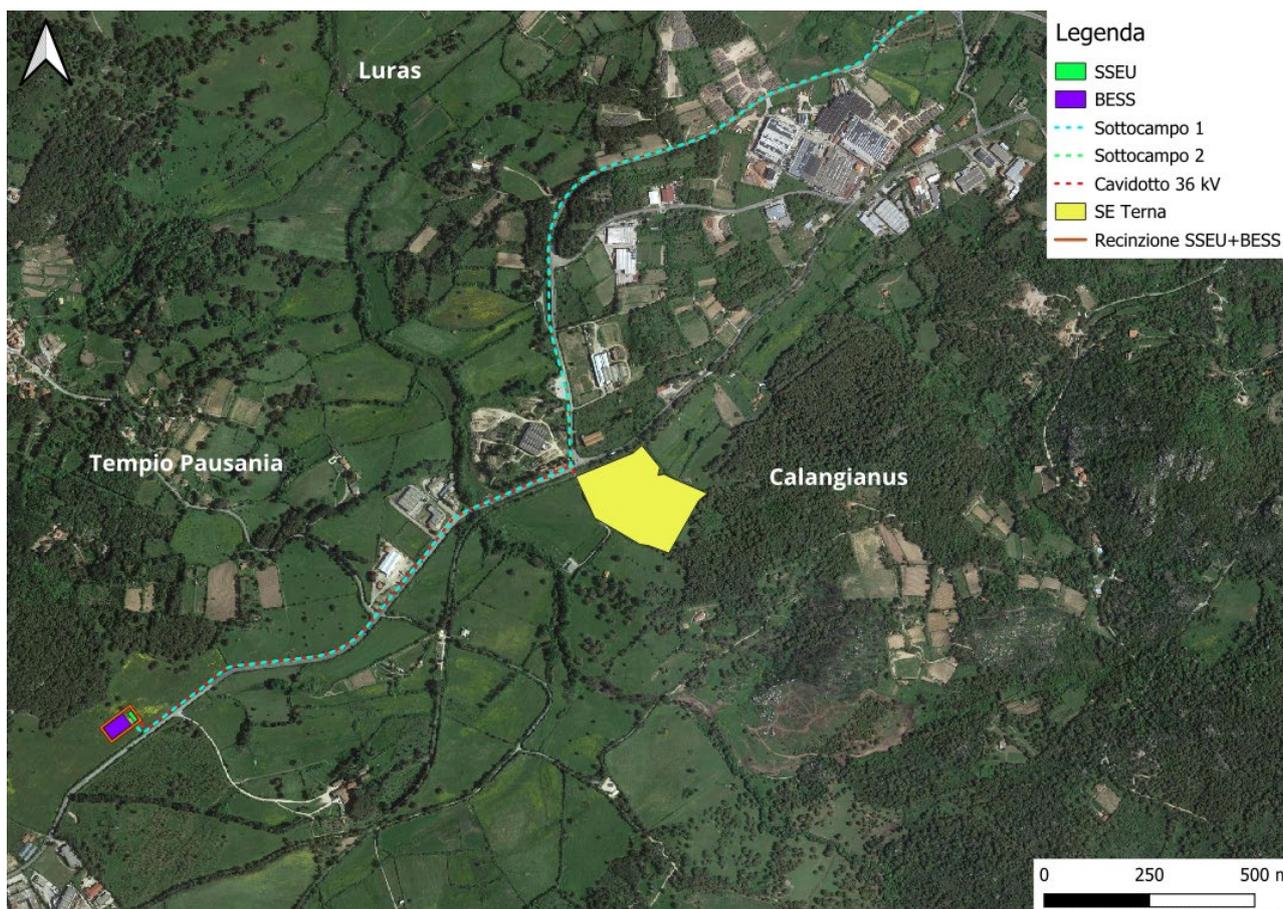


Figura 2-3: Inquadramento su ortofoto delle opere elettriche connesse in progetto

Si riporta in formato tabellare un dettaglio sulla localizzazione delle turbine eoliche di nuova costruzione, in coordinate WGS84 UTM fuso 32 N:

Tabella 1: Localizzazione geografica degli aerogeneratori di nuova costruzione

ID	Comune	Est [m]	Nord [m]
T1	Luras	513607	4534932
T2	Luras	514776	4534844
T3	Luras	515064	4536740
T4	Luras	516100	4537088
T5	Luras	514855	4537245

3 NORMATIVA DI RIFERIMENTO

Nella stesura della presente relazione tecnica, sono state seguite le prescrizioni indicate e applicabili al caso specifico dalle seguenti norme:

- ✓ Guida CEI 0-2 II Ed. 2002, "Guida per la definizione della documentazione di progetto per gli Impianti Elettrici".
- ✓ Norma CEI EN 61936-1, "Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a.
- ✓ Parte 1: Prescrizioni comuni".
- ✓ Norma CEI EN 50522, "Messa a terra degli impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a".
- ✓ Norma CEI 11-17, "Linee in cavo".
- ✓ Norma IEC 62271-200, "A.C. metal-enclosed switchgear and controlgear for rated voltages above 1 kV and up to and including 52 kV".
- ✓ Norma CEI 64-8, "Impianti elettrici utilizzatori".
- ✓ Norma CEI EN 60076, "Trasformatori di potenza".
- ✓ 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".
- ✓ Codice di rete Terna

4 IMPIANTO EOLICO

Il progetto di costruzione dell'impianto eolico consiste nell'installazione di n. 5 torri di generazione eolica di nuova costruzione ciascuna equipaggiata con generatore asincrono DFIG in bassa tensione 690 V da 6,2 MW, convertitore di frequenza per la regolazione della corrente di rotore, interruttore principale, servizi ausiliari, trasformatore elevatore a 33 kV e quadro di media tensione (36 kV isolamento) per la connessione esterna. Tutte le suddette apparecchiature sono installate all'interno della navicella della torre eolica.

Trasformatore elevatore singolo generatore eolico

Tensione primaria	33 kV $\pm 2 \times 2,5\%$ a vuoto
Potenza nominale	6,2 MVA
Gruppo vettoriale	YNd11
Tensione secondaria	0,690 kV
Tensione di corto circuito	8%
Sistema di raffreddamento	KNAN
Perdite joule	0,57% (valore ipotizzato)

Generatore eolico

Tipologia	asincrono DFIG
Potenza	6,2 MW
Tensione	690 V
Fattore di potenza	0,9
Contributo alla c.c.	4 In

La massima potenzialità del parco eolico sarà di 31 MW.

Il parco eolico sarà suddiviso in n. 2 sottocampi composti da 2 e 3 aerogeneratori collegati in entra-esce con linee in cavo e connessi al quadro di media tensione installato all'interno del fabbricato della sottostazione di trasformazione.

Pertanto saranno previsti n. 2 elettrodotti che convogliano l'energia prodotta alla sottostazione di trasformazione:

- Elettrodotto 1: aerogeneratori T01-T02-T05
- Elettrodotto 2: aerogeneratori T03-T04

Lungo il percorso degli elettrodotti saranno installate delle cabine di sezionamento contenenti all'interno dei quadri di media tensione di sezionamento al fine di poter sezionare i tratti di linea in caso di ricerca guasti.

Le cabine di sezionamento saranno previste ogni 4 km circa.

All'interno delle cabine di sezionamento saranno installati quadri mt tipo LSC2A contenenti un organo di sezionamento e i terminali per il collegamento dei cavi mt costituenti l'elettrodotto

5 IMPIANTO BESS

Il progetto di costruzione dell'impianto eolico prevede la realizzazione anche di un impianto BESS da 10 MW autonomia 4 ore che sarà connesso al quadro di media tensione installato all'interno del fabbricato della sottostazione di trasformazione.

L'impianto BESS è stato dimensionato con un margine di circa 11% al fine di tenere in considerazione il degrado nel tempo dell'efficienza delle batterie ed il consumo degli ausiliari. L'impianto BESS sarà composto da 12 container batteria di potenza 1860 kW, aventi una capacità 2 ore per batteria, 3,72 MWh, connessi a n. 3 container PCS contenenti un quadro di media tensione a 33 kV, un trasformatore elevatore da 4000 kVA e un inverter da 3450 kVA. La potenza totale dell'impianto Bess è pari a 11.16 MW.

Sarà inoltre previsto un container ausiliari contenente un trasformatore mt/bt da 1250 kVA.

Pertanto saranno previste n. 4 linee di collegamento tra la sottostazione e l'impianto BESS.

6 DIMENSIONAMENTO DEI CAVI DI MEDIA TENSIONE

6.1 LINEE IN CAVO MT INTERNE AL PARCO EOLICO

Saranno impiegati cavi unipolari con conduttore in alluminio, isolamento in polietilene di tipo XLPE, ridotto spessore di isolamento, schermo in nastro di alluminio e rivestimento esterno in poliolefine tipo DMZ1, aventi sigla ARE4H5E tensione di isolamento 18/30 kV.

Le caratteristiche del cavo sono le seguenti:

Sezione	1x300 mm ²	1x630 mm ²
Resistenza a 90°C:	0,129 Ω/km	0,060 Ω/km
Reattanza:	0,103 Ω/km	0,092 Ω/km
Capacità:	0,311 μF/km	0,423 μF/Km
Portata nominale Iz	480 A	606 A
Costante cavo	K = 92	K=92
Energia specifica passante	761,76x10 ⁶ A ² s	3004,136x10 ⁶ A ² s

Le condizioni di posa utilizzate sono le seguenti:

Modalità di posa	interrato a trifoglio
	distanza da terne vicine 25 cm
Temperatura del terreno	25 °C
Profondità di posa pari	1,2 m
Resistività del terreno	1,5 m °K/W

In relazione alle suddette condizioni di posa, sono stati assunti i seguenti coefficienti di derating della portata:

Coefficiente di correzione per la temperatura del terreno	K1=0,96
Coefficiente di correzione per la profondità di posa	K2=0,96
Coefficiente di correzione per resistività del terreno	K3=1
Coefficiente di correzione per la vicinanza di altri circuiti	K4= 0,75

Pertanto la portata effettiva dei cavi risulta essere:

$$\text{cavo } 1x300\text{mm}^2 \quad I_{\text{zeff}} = I_z * K1 * K2 * K3 * K4 = 331,78 \text{ A}$$

cavo 1x630mm²

$$I_{zeff} = I_z \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4 = 418,86 \text{ A}$$

Corrente di impiego massima I_b

- 120,53 A tratto iniziale alimentato da 1 generatore
- 241,06 A tratto intermedio alimentato da 2 generatori
- 361,59 A tratto finale alimentato da 3 generatori

(valutazioni con $\cos\phi \geq 0,9$ a piena potenza: 6,2 MW)

Verifica della portata $I_b < I_{zeff}$

Sul tratto iniziale e sul tratto intermedio saranno utilizzati cavi da 300 mm², mentre su quello finale sarà sempre utilizzato il cavo da 630 mm² (al fine di contenere la caduta di tensione complessiva).

La corrente di impiego è sempre inferiore alla portata dei cavi utilizzati.

Tempo di intervento protezioni 0,35 s soglia di corto circuito ritardato (51)

Massima c.c. sopportabile $I = KS/\sqrt{t} = 46,65 \text{ kA}$ cavo 1x300 m²

Massima c.c. sopportabile $I = KS/\sqrt{t} = 62,2 \text{ kA}$ cavo 1x400 m²

6.2 LINEE IN CAVO MT INTERNE ALL'IMPIANTO BESS

Saranno impiegati cavi unipolari con conduttore in alluminio, isolamento in polietilene di tipo XLPE, ridotto spessore di isolamento, schermo in nastro di alluminio e rivestimento esterno in poliolefine tipo DMZ1, aventi sigla ARE4H5E tensione di isolamento 18/30(36) kV.

Le caratteristiche del cavo sono le seguenti:

Sezione	1x150 mm ²
Resistenza a 90°C:	0,264 Ω /km
Reattanza:	0,116 Ω /km
Capacità:	0,237 μ F/km
Portata nominale I_z	277 A
Costante cavo	$K = 92$
Energia specifica passante	$190,44 \times 10^6 \text{ A}^2\text{s}$

Le condizioni di posa utilizzate sono le seguenti:

Modalità di posa	interrato a trifoglio
	distanza da terne vicine 25 cm
Temperatura del terreno	25 °C
Profondità di posa pari	1,2 m
Resistività del terreno	1,5 m °K/W

In relazione alle suddette condizioni di posa, sono stati assunti i seguenti coefficienti di derating della portata:

Coefficiente di correzione per la temperatura del terreno	K1=0,96
Coefficiente di correzione per la profondità di posa	K2=0,96
Coefficiente di correzione per resistività del terreno	K3=1
Coefficiente di correzione per la vicinanza di altri circuiti	K4= 0,75

Pertanto la portata effettiva dei cavi risulta essere:

cavo 1x300mm ²	$I_{zeff} = I_z * K1 * K2 * K3 * K4 = 191,46 \text{ A}$
Corrente di impiego massima I _b	69,98 A linea alimentazione TC trasformatore della PCS 21,87 A linea alimentazione TAC (trasformatore ausiliari)
Verifica della portata	$I_b < I_{zeff}$

Sul tratto iniziale e sul tratto intermedio saranno utilizzati cavi da 300 mm², mentre su quello finale sarà sempre utilizzato il cavo da 630 mm² (al fine di contenere la caduta di tensione complessiva).

La corrente di impiego è sempre inferiore alla portata dei cavi utilizzati.

Tempo di intervento protezioni	0,35 s soglia di corto circuito ritardato (51)
Massima c.c. sopportabile	$I = K_S / \sqrt{t} = 23,33 \text{ kA}$ cavo 1x150 m ²

7 DIMENSIONAMENTO DEL QUADRO DI MEDIA TENSIONE DI RACCOLTA

Il quadro di media tensione che sarà installato all'interno del fabbricato della sottostazione sarà dimensionato per consentire la connessione delle seguenti linee:

- Sottocampi dall'impianto eolico (2 linee)
- Linee provenienti da impianto BESS (4 linee)
- Linea di connessione a futuro shunt reactor da 5 MVA
- Linea di connessione a futuro bank capacitor da 5 MVAR
- Linea di alimentazione del trasformatore dei servizi ausiliari
- Linea di collegamento al trasformatore elevatore

Tenendo conto di:

- massima potenza da evacuare,
- contributo alla presunta corrente di corto circuito da parte della rete in AT, attraverso il trasformatore, e dei generatori eolici,

il quadro sarà dimensionato per i seguenti valori di riferimento:

- | | |
|-------------------------------|--------|
| - Tensione di isolamento | 36 kV |
| - Corrente nominale | 1250 A |
| - Corrente simmetrica di c.c. | 16 kA |
| - Corrente di picco | 40 kA |

8 DIMENSIONAMENTO DEL TRASFORMATORE ELEVATORE

Il trasformatore elevatore della sottostazione elettrica sarà dimensionato per poter evacuare la seguente potenza:

-	Impianto eolico	31 MW
-	Impianto BESS	10 MW

Considerando un margine di riserva del 10%, sarà previsto un trasformatore di potenza 50 MVA con sistema di ventilazione ONAN.

Pertanto le caratteristiche principali del trasformatore elevatore sono:

Tensione primaria	36 kV
Potenza nominale	50 MVA
Gruppo vettoriale	Dd0
Tensione secondaria	33 kV
Tensione di corto circuito	10%
Sistema di raffreddamento	ONAN
Perdite cc	16,25 kW a potenza nominale (valore ipotizzato 0,325%)

8.1 LINEA IN CAVO MT COLLEGATA AL SECONDARIO DEL TRASFORMATORE ELEVATORE

Saranno impiegati cavi con conduttore in rame, isolamento HEPR di qualità G7, schermo in di rame e rivestimento esterno in PVC qualità Rz, aventi sigla RG16H1R12 tensione di isolamento 18/30 kV.

Le caratteristiche del cavo sono le seguenti:

Tipo di cavo:	unipolare – 18/30(36) kV
Isolamento:	HEPR di qualità G16
Sezione:	1x240 mm ² / 3 conduttori in parallelo per fase
Resistenza:	0,0985 Ω/km
Reattanza:	0,110 Ω/km
Capacità:	0,24 Ω/km

Portata nominale I _z	525 A
Costante cavo	K = 143
Energia specifica passante	1178x10 ⁶ A2s

Condizioni di posa	in cunicolo in passerella
Temperatura del terreno	20 °C
Profondità di posa pari	1,2 m,
Resistività del terreno	1 m °K/W,

Coefficiente di correzione per la temperatura del terreno	K1=1
Coefficiente di correzione per la profondità di posa	K2=0,96
Coefficiente di correzione per resistività del terreno	K3=1
Coefficiente di correzione per la vicinanza di altri circuiti	K4= 0,85

Portata effettiva del cavo I_{zeff} I_z*K1*K2*K3*K4 = 428,4 A

Corrente di impiego I_b 874,8 A (corrente nominale trasformatore)

Verifica della portata $I_b < I_{zeff} \rightarrow 874,8 \text{ A} < 3 \times 428,8 = 1285,20 \text{ A}$

Tempo di intervento protezioni 0,5 s soglia di corto circuito ritardato (51)

Massima c.c. sopportabile $I = KS/\sqrt{t} = 48,5 \text{ kA}$

8.2 LINEA IN CAVO AT COLLEGATA AL PRIMARIO DEL TRASFORMATORE ELEVATORE

Saranno impiegati cavi con conduttore in rame, con conduttore in rame, isolamento in XLPE, con tensione di isolamento 20,8/36 Kv.

Le caratteristiche del cavo sono le seguenti:

Tipo di cavo: unipolare – 20,8/36 kV

Isolamento: XLPE

Sigla: RE4H5E

Sezione: $1 \times 400 \text{ mm}^2$

Resistenza: $0,0621 \text{ } \Omega/\text{km}$

Reattanza: $0,107 \text{ } \Omega/\text{km}$

Capacità: $0,306 \text{ } \Omega/\text{km}$

Portata nominale I_z 605 A

Costante cavo $K = 143$

Energia specifica passante $3271,84 \times 10^6 \text{ A}^2\text{s}$

Condizioni di posa in cunicolo in passerella

Temperatura del terreno $20 \text{ }^\circ\text{C}$

Profondità di posa pari 1,2 m,

Resistività del terreno $1 \text{ m }^\circ\text{K/W}$,

Coefficiente di correzione per la temperatura del terreno $K_1=1$

Coefficiente di correzione per la profondità di posa $K_2=0,96$

Coefficiente di correzione per resistività del terreno $K_3=1$

Coefficiente di correzione per la vicinanza di altri circuiti $K_4=0,85$

Portata effettiva del cavo $I_{zeff} I_z * K_1 * K_2 * K_3 * K_4 = 493,68 \text{ A}$

Corrente di impiego I_b 801,9 A (corrente nominale trasformatore)

Verifica della portata $I_b < I_{zeff} \rightarrow 801,9 \text{ A} < 2 \times 493,68 = 987,36 \text{ A}$

Tempo di intervento protezioni 0,25 s soglia di corto circuito ritardato (51)

Massima c.c. sopportabile $I = KS/\sqrt{t} = 114,4 \text{ kA}$

9 VALUTAZIONE DELLA CADUTA DI TENSIONE

Per la valutazione della caduta di tensione sui singoli elettrodotti sono stati considerati i parametri riportati nella seguente tabella:

Elettrodotto 1

DA	A	Lunghezza [m]	Sezione [mm ²]	Corrente transitante [A]	Cdt%
T05	T01	7070	1x300	120,53	0,7192
T01	T02	2615	1x300	241,06	0,5320
T02	QMT-SS	15500	1x630	361,59	2,7648
					4,0161

Elettrodotto 2

DA	A	Lunghezza [m]	Sezione [mm ²]	Corrente transitante [A]	Cdt%
T04	T03	4375	1x300	120,53	0,4451
T03	QMT-SS	12820	1x630	241,06	1,5245
					1,9696

Linee impianto BESS

DA	A	Lunghezza [m]	Sezione [mm ²]	Corrente transitante [A]	Cdt%
MV ST-1	QMT-SS	25	1x150	69,98	0,0029
MV-ST-2	QMT-SS	60	1x150	69,98	0,0070
MV-ST-3	QMT-SS	82	1x150	69,98	0,0096
TAC-1	QMT-SS	48	1x150	21,87	0,0018

Occorre evidenziare che le suddette cadute di tensione sono state calcolate considerando come potenza erogabile, la massima potenza dei generatori (6,2 MW), trascurando l'assorbimento degli ausiliari e le perdite sul trasformatore elevatore di ciascuna torre.

Le reali cadute di tensione saranno inferiori ai valori indicati.

10 VALUTAZIONE DELLE PERDITE

10.1 PERDITE SULLE LINEE IN CAVO INTERNE AL PARCO EOLICO

Per la valutazione delle perdite di trasporto (perdite per effetto Joule) sui singoli elettrodotti sono stati considerati i seguenti parametri:

Resistenza dei cavi:
vedere paragrafo 6.1 e 6.2

Corrente di impiego delle condutture:
corrispondente alla massima potenza erogabile (6,2 MW) con fattore di potenza 0,9, quindi trascurando la potenza assorbita dagli ausiliari di ogni singolo generatore e le perdite sul trasformatore elevatore di ogni singola torre eolica.

Elettrodotto 1

DA	A	Lunghezza [m]	Sezione [mm ²]	Perdite in linea [kW]	Perdite %
T05	T01	7070	1x300	39,747	
T01	T02	2615	1x300	58,805	
T02	QMT-SS	15500	1x630	364,772	
				463,324	2,49%

Elettrodotto 2

DA	A	Lunghezza [m]	Sezione [mm ²]	Perdite in linea [kW]	Perdite %
T04	T03	4375	1x300	24,596	
T03	QMT-SS	12820	1x630	134,090	
				158,686	1,280%

Linee impianto BESS

DA	A	Lunghezza [m]	Sezione [mm ²]	Perdite in linea [kW]	Perdite %
MV ST-1	QMT-SS	25	1x150	0,120	0,003%
MV-ST-2	QMT-SS	60	1x150	0,287	0,007%
MV-ST-3	QMT-SS	82	1x150	0,393	0,01%
TAC-1	QMT-SS	48	1x150	0,022	0,002%

11 LOAD FLOW

I flussi di potenza dell'impianto eolico sono stati calcolati considerando la piena potenza dei generatori eolici (6,2 MW $\cos\phi=0,9$) decurtata delle perdite sul trasformatore elevatore di ogni torre (33 kV/690V $vcc\%=8\%$ perdite nel rame 0,57%) e del consumo degli ausiliari (41 kW).

La massima potenza netta immessa in rete da ogni generatore risulta essere pari a 6123,66 kW.

Pertanto considerando tutti i generatori in servizio con erogazione massima si ha una potenza complessiva evacuabile sulla rete di 30618,3 kW a cui si aggiunge la potenza dell'impianto BESS (10000 kW).

Complessivamente le perdite di trasmissione sono 622,832 KW (perdite per effetto Joule sulle linee).

La potenza da evacuare lato 33 kV risulta essere pari a 39995,468 kW.

Le perdite per effetto Joule sul trasformatore elevatore sono 128,366 kW

La potenza netta evacuata risulta essere pari a 39867,102 kW.

Non si evidenziano criticità sugli elettrodotti di collegamento dei sottocampi.

12 CORTO CIRCUITO DI FASE

Le correnti di corto circuito saranno in funzione dei parametri della rete a 36 kV a cui sarà collegato l'impianto. Tali parametri al momento non sono noti, per cui l'impianto è stato dimensionamento in funzione della massima corrente di corto circuito trifase del trasformatore (8748 A). Pertanto si ritiene che il valore di dimensionamento del quadro della sottostazione (16 kA) sia idoneo per il servizio richiesto.

Il contributo dei generatori asincroni alla corrente di corto circuito lato 33 kV risulta essere pari a $5 \times 506,22 = 2531,1$ A, ipotizzando un contributo del singolo generatore pari a 4,2 volte la corrente nominale.

Il contributo lato 36 kV risulta essere pari a 2320,18 A.

13 GUASTI A TERRA

La sezione di media tensione a 33 kV è esercita con il neutro isolato.

Il contributo alla corrente di guasto monofase è determinato dalle capacità verso terra dei cavi di media tensione.

Utilizzando la formula approssimata delle norme CEI, la corrente di guasto monofase a terra è calcolabile con la seguente formula $I_g = 0,2 * L * V$ [A] dove:

L = lunghezza delle linee della rete elettrica in km

V = tensione di esercizio in kV

Pertanto la corrente di guasto a terra risulta essere pari a 6,6 A/km.

Complessivamente sull'impianto si ha uno sviluppo di cavi di alta tensione pari a 42,595 km e pertanto la corrente di guasto a terra massima potrebbe essere pari a 281,13 A.

Tale corrente sarà opportunamente rilevata con protezioni direzionali di guasto a terra (67N).