



GRE CODE
GRE.EEC.R.24.IT.W.14706.00.024.01

PAGE
1 di/of 16

TITLE:AVAILABLE LANGUAGE: IT

“IMPIANTO EOLICO LATIANO”

Calcoli preliminari impianti

File: GRE.EEC.R.24.IT.W.14706.00.024.01

REV.	DATE	DESCRIPTION	PREPARED	VERIFIED	APPROVED
01	09/12/2020	REVISIONE	SCS Ingegneria D. BUFANO	SCS Ingegneria S. MICCOLI	SCS Ingegneria A. SERGI
00	13/11/2020	EMISSIONE	SCS Ingegneria D. BUFANO	SCS Ingegneria S. MICCOLI	SCS Ingegneria A. SERGI

GRE VALIDATION

NOME (GRE)	DISCIPLINA	A. PUOSI
COLLABORATORS	VERIFIED BY	VALIDATED BY

PROJECT / PLANT IMPIANTO EOLICO LATIANO	GRE.EEC.R.24.IT.W.14706.00.024.01																		
	GROUP	FUNCION	TYPE	ISSUER	COUNTRY	TEC	PLANT	SYSTEM	PROGRESSIVE	REVISION									
	GRE	EEC	R	2	4	I	T	W	1	4	7	0	6	0	0	0	2	4	0

CLASSIFICATION	UTILIZATION SCOPE
----------------	-------------------

This document is property of Enel Green Power S.p.A. It is strictly forbidden to reproduce this document, in whole or in part, and to provide to others any related information without the previous written consent by Enel Green PowerS.p.A.

INDEX

1. PREMESSA	3
2. DOCUMENTI DI RIFERIMENTO	4
3. NORMATIVA DI RIFERIMENTO	4
4. ACRONIMI	4
5. INQUADRAMENTO TERRITORIALE	5
6. DESCRIZIONE DEL PROGETTO	7
7. CALCOLO DELLA RETE DI MEDIA TENSIONE	9
7.1. CALCOLO DELLA MASSIMA CORRENTE AMMISSIBILE	9
7.2. CALCOLO DELLA CADUTA DI TENSIONE E DELLE PERDITE DI POTENZA	12
8. CALCOLO DELLA RETE DI ALTA TENSIONE	15

1. PREMESSA

La società "Enel Green Power Italia S.r.l." è promotrice di un progetto per l'installazione di un impianto eolico nel territorio comunale di Latiano e Mesagne. Il progetto, cui la presente relazione fa riferimento, riguarda la realizzazione di un impianto di produzione di energia rinnovabile fa fonte eolica composta da 13 aerogeneratori , con potenza unitaria pari a 6 MW ciascuno, per una potenza complessiva di 78 MW integrato da un sistema di accumulo per una potenza complessiva pari a 35 MW.

La potenza generata da parco eolico sarà distribuita alla sottostazione utente di Enel Green Power Italia S.r.l. di nuova realizzazione dove verrà eseguita una elevazione di tensione di sistema (150/33 kV) per il collegamento in antenna AT a 150 kV alla sottostazione della Rete Elettrica Nazionale (RTN) della futura Stazione Elettrica 380/150 kV di TERNA S.p.A. da inserire in entra-esce alla linea 380 kV "Brindisi - Taranto N2".

Come indicato nella S.T.M.G trasmessa da Terna (Codice Pratica:202001227) alla suddetta società, al fine di razionalizzare l'utilizzo delle strutture di rete, il nuovo stallo a 150 kV da realizzare nella nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN 380/150 kV, dovrà essere condiviso con altri produttori.

L'obiettivo del presente documento è di presentare i calcoli preliminari degli impianti elettrici relativi all'impianto eolico e del sistema di accumulo, in particolare il dimensionamento dei cavi in media tensione in relazione alle condizioni di posa scelte e verificare che quest'ultima sia maggiore della corrente di impiego dei circuiti in tutte le condizioni d'esercizio d'impianto. La verifica è stata realizzata in maniera conforme alla norma IEC 60502-2 - "Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV ($U_m=1.2$ kV) up to 30 kV ($U_m=36$ kV) - Part 2: Cables for rated voltages from 6 kV ($U_m=7.2$ kV) up to 30 kV ($U_m=36$ kV) (03/2005)" e alle specifiche comunicate da Enel Green Power.

<u>Progetto Latiano</u>	
Numero Turbine	13
Potenza Installata	78 MW
Storage	35 MW
Modello Turbina	Siemens-Gamesa SG170
Potenza Nominale	6 MW
Altezza Mozzo	115 m

Tensione sistema MT	33 kV
Tensione Sistema AT	150 kV

Tabella 1: Caratteristiche impianto

2. DOCUMENTI DI RIFERIMENTO

Nella redazione del presente documento, sono di riferimento i seguenti documenti tecnici di progetto:

- GRE.EEC.D.24.IT.W.14706.00.088.00 – Schema elettrico Unifilare;
- GRE.EEC.D.25.IT.W.14706.00.078.00 – Sezioni tipiche;
- GRE.EEC.D.24.IT.W.14706.00.081.00 – Planimetria dell'elettrodotto;

3. NORMATIVA DI RIFERIMENTO

Nella redazione del presente progetto sono state e dovranno essere osservate anche in fase esecutiva dei lavori, le disposizioni di legge vigenti in materia e le norme tecniche CEI EN.

Si riportano di seguito, un elenco delle principali specifiche tecniche e norme di riferimento. S'intendono comprese nello stesso tutte le varianti, le modifiche ed integrazioni:

- IEC 60502-2: Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV ($U_m=1.2$ kV) up to 30 kV ($U_m=36$ kV) – Part 2: Cables for rated voltages from 6 kV ($U_m=7.2$ kV) up to 30 kV ($U_m=36$ kV) (03/2005);
- CEI EN 60909 (11-25) – Calcolo di cortocircuito nei sistemi trifasi in corrente alternata (12/2001);
- IEC 60287: Electric cables – Calculation of the current rating (12/2006);
- CEI 11-17: Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica – Linee in cavo (07/2006);
- GRE.EEC.S.73.XX.W.00000.00.064.00 – Design Engineering Services For Wind Energy Installations;
- EGP.EEC.S.73.XX.X.00000.00.014.00 - Engineering Services New Countries.

4. ACRONIMI

Per agevolare la comprensione del documento, sono riportati di seguito alcuni acronimi che potranno essere ritrovati all'interno del presente studio:

- BT Bassa Tensione
- MT Media Tensione
- AT Alta Tensione
- V Tensione

- I Corrente
- P Potenza Attiva
- Q Potenza Reattiva
- S Potenza Apparente

5. INQUADRAMENTO TERRITORIALE

L'impianto in progetto è costituito da n. 13 aerogeneratori distribuiti su circa 15 kmq tra i centri urbani di Mesagne e Latiano in provincia di Brindisi, l'area complessiva è situata in particolare a nord della SS7/E90, ed è adibita principalmente a seminativo e uliveti, con orografia pressoché pianeggiante senza evidenti variazioni di quota. Si rimanda alla relazione tecnica e agli elaborati grafici di progetto per i dettagli relativi alla localizzazione catastale e geografica di ogni singola torre eolica.



Figura 1: Localizzazione dell'area di impianto nel contesto nazionale

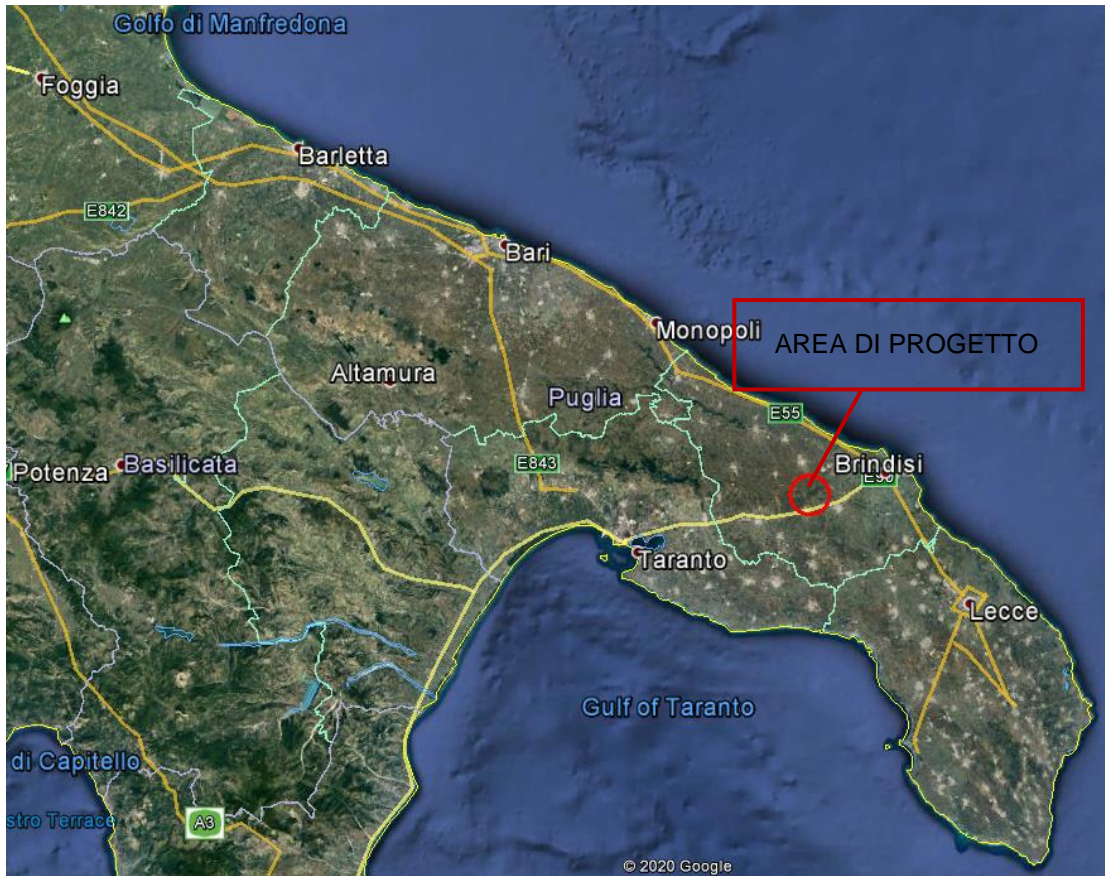


Figura 2 - Individuazione su ortofoto a livello regionale dell'area impianto

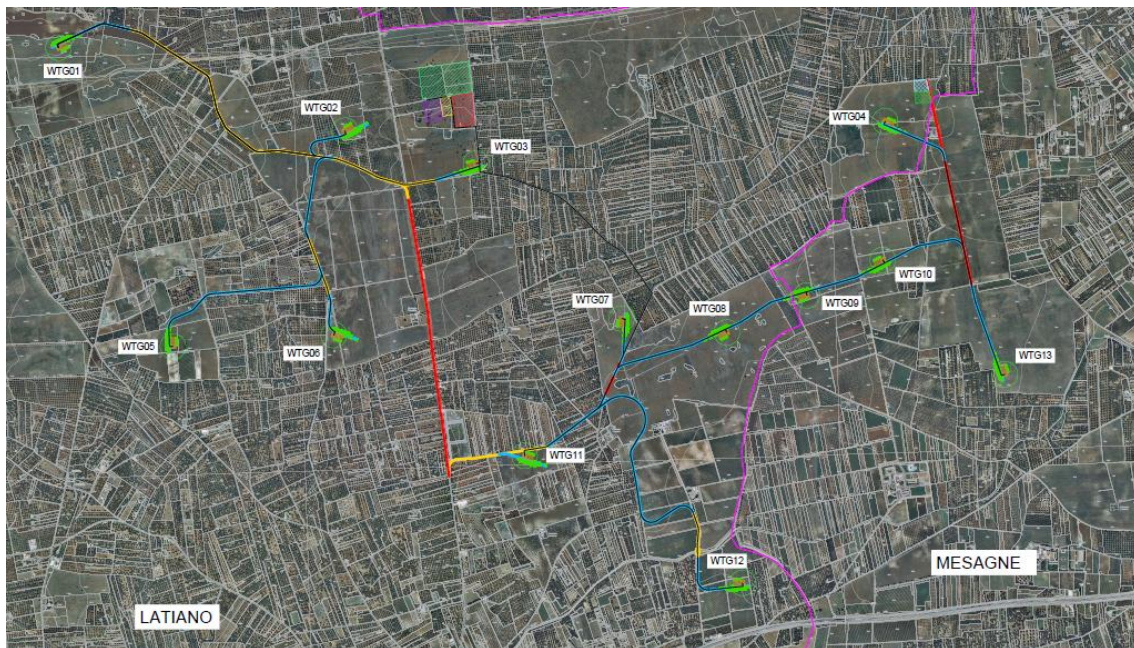


Figura 3 - Layout finale su ortofoto

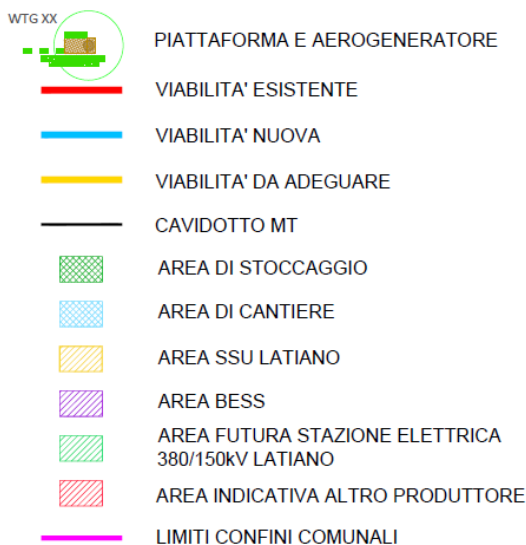


Figura 4 - Legenda layout

L'installazione dei 13 aerogeneratori è previsto nei comuni di Latiano e Mesagne, la sottostazione utenze di trasformazione (SSU) e il sistema di accumulo saranno realizzati nel comune di Latiano così come la nuova Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN a 380/150 kV di proprietà della società TERNA S.p.A.

6. DESCRIZIONE DEL PROGETTO

L'impianto eolico di progetto interessa il territorio nei Comuni di Latiano e Mesagne della provincia di Brindisi. L'intervento prevede l'installazione di n. 13 aerogeneratori della Siemens-Gamesa SG170, ognuno della potenza nominale di 6 MW per una potenza complessiva di 78 MW. L'impianto sarà integrato da un sistema di accumulo da 35 MW la cui area di installazione ricade all'interno del comune di Latiano.

Il parco eolico da 78 MW, integrato dal sistema di accumulo da 30 MW, sarà collegato alla nuova Stazione Elettrica 380/150 kV di Latiano di proprietà di Terna S.p.A. e l'energia prodotta sarà immessa sulla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

Le opere elettriche necessarie per il trasporto dell'energia prodotta dal parco eolico alla nuova Stazione Elettrica 380/150 kV sono le seguenti:

1. Rete in cavo interrato interno al parco, esercita in media tensione a 33 kV, per il collegamento di tutti gli aerogeneratori previsti da progetto;
2. Sottostazione Utente 33/150 kV;
3. Rete in cavo interrato esterna al parco, esercita in media tensione a 33 kV, per il collegamento di quest'ultimo alla nuova sottostazione Utenze (SSU);
4. Rete in cavo interrato, esercita in media tensione a 33 kV, per il collegamento del sistema di accumulo (BESS) alla nuova sottostazione Utente (SSU);
5. Collegamento in cavo interrato, esercita in alta tensione a 150 kV, per il collegamento della sottostazione utente (SSU) al futuro stallo a 150 kV della nuova stazione

elettrica (S.E.) della RTN a 380/150 kV.

Per maggiori dettagli tecnici delle suddette opere si rimanda al documento GRE.EEC.D.73.IT.W.14706.00.019.00 – Relazione tecnica di progetto.

Il progetto in questione prevede che ciascun aerogeneratore sia elettricamente interconnesso mediante un collegamento di tipo “entra-esce” attraverso un cavo MT all’aerogeneratore successivo, secondo quanto riportato nello schema unifilare presentato nel documento GRE.EEC.D.24.IT.W.14706.00.088.00 – Schema Elettrico Unifilare.

Sia i cavidotti d’interconnessione (cavidotti interni) fra gli aerogeneratori che i cavidotti di vettoriamento (esterno) seguiranno un tracciato sia su strada esistente (strade comunali e/o provinciali) sia su nuova viabilità a servizio degli aerogeneratori di progetto.

La configurazione elettrica d’impianto prevede la realizzazione di 5 cluster di media tensione ciascuno caratterizzato rispettivamente da n.2 e n.3 WTG collegate in entra-esce tra loro. Il quadro MT dell’ultima WTG di ciascun cluster sarà connesso al quadro MT in sottostazione utente dove avverrà l’innalzamento di tensione per la connessione alla rete a 150 kV. L’energia prodotta verrà convogliata, per mezzo di un cavo AT, alla nuova Stazione Elettrica della RTN 380/150 kV, come dimostrato nello schema seguente:

Schema di collegamento WTG e lunghezza del tracciato dei cavidotti MT

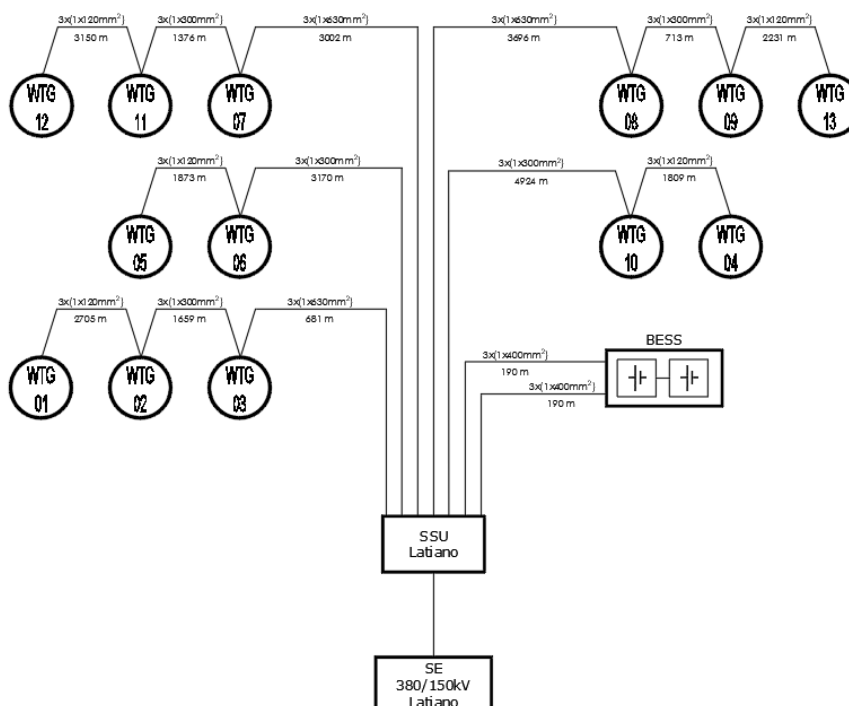


Figura 5 - Schema di collegamento tra WTG - SSU - SE

7. CALCOLO DELLA RETE DI MEDIA TENSIONE

7.1. CALCOLO DELLA MASSIMA CORRENTE AMMISSIBILE

Le linee MT interna al parco eolico di interconnessione tra gli aerogeneratori e tra questi e la sottostazione utente, saranno realizzate con cavi eserciti a 33 kV direttamente interrati e posati a trifoglio.

I cavi saranno installati in trincee della profondità variabile tra 1 metro o superiore, in relazione alle interferenze presenti in sito secondo il tracciato indicato negli elaborati grafici:

- GRE.EEC.D.25.IT.W.14706.00.082.00 - Inquadramento IGM cavidotto MT esterno;
- GRE.EEC.D.25.IT.W.14706.00.083.00 - Inquadramento CTR cavidotto MT esterno;
- GRE.EEC.D.25.IT.W.14706.00.084.00 - Inquadramento ORTOFOTO cavidotto MT esterno;
- GRE.EEC.D.25.IT.W.14706.00.085.00 - Inquadramento CATASTALE cavidotto MT esterno;
- GRE.EEC.D.25.IT.W.14706.00.078.00 - Sezioni Tipiche;
- GRE.EEC.D.25.IT.W.14706.00.086.00 - Planimetria interferenze cavidotto MT esterno.

Le corrette condizioni di esercizio delle diverse tratte della linea MT intera al parco eolico e di collegamento tra l'ultimo aerogeneratore del cluster e la sottostazione utente 150/33 kV, sono state verificate con cavi unipolari di sezione 120, 300 e 630 mm² caratterizzati da conduttore in alluminio e tensione nominale U₀/U: 18/30 kV (U_m:36 kV).

Per quanto riguarda le linee MT per il collegamento del sistema di accumulo alla sottostazione sono state verificate con cavi unipolari di sezione 400 mm² caratterizzati da conduttore in alluminio e tensione nominale U₀/U: 18/30 kV (U_m:36 kV).

Le condizioni di installazione dei cavi saranno le seguenti:

- Temperatura di funzionamento: 90 ° C
- Temperatura del terreno: 30 ° C
- Resistenza termica del terreno: 2 K m / W (specificato dal cliente)
- Profondità di installazione: 1 (specificato dal cliente)
- Separazione tra circuiti: 200 mm.
- Fattore di potenza: 0,90
- Frequenza: 50 Hz.
- Tensione nominale: 33 kV (specificato dal cliente)

Per il calcolo dei circuiti sono state considerate le caratteristiche elettriche del cavo tipo ARE4H5E avente grado di isolamento 18/30 kV, conduttore in alluminio e portata I₀ in corrente come di seguito indicate nella tabella 2:

ARE4H5E 18/30kV 1x...														
Type	Conductor diameter nominal	Insulation		Sheath thickness nominal	Cable		Electrical resistance		X at 50 Hz	C	Current capacity		Short circuit current	
		thickness min	diameter nominal		diameter approx	weight indicative	at 20 °C - d.c. max	at 90 °C - a.c.			in ground at 20 °C	in free air at 30 °C	conductor Tmax 250°C	screen Tmax 150°C
n° x mm ²	mm	mm	mm	mm	mm	kg/km	Ω/km	Ω/km	Ω/km	μF/km	A	A	kA x 1.0 s	kA x 0.5 s
1x50	8,2	7,1	24,7	2,0	32,0	800	0,641	0,822	0,142	0,147	175	189	4,7	1,9
1x70	9,8	7,1	25,8	2,0	33,2	880	0,443	0,568	0,133	0,166	214	235	6,6	2,0
1x95	11,5	6,6	26,5	2,0	33,9	960	0,320	0,411	0,124	0,193	256	284	9,0	2,0
1x120	13,1	6,4	27,7	2,1	35,4	1.070	0,253	0,325	0,119	0,215	291	329	11,3	2,0
1x150	14,3	6,2	28,5	2,1	36,2	1.160	0,206	0,265	0,115	0,233	326	371	14,2	2,1
1x185	16,0	6,0	29,8	2,1	37,6	1.280	0,164	0,211	0,110	0,258	369	426	17,5	2,1
1x240	18,5	5,8	31,9	2,2	40,0	1.510	0,1250	0,161	0,105	0,294	428	505	22,7	2,3
1x300	20,7	5,9	34,3	2,3	42,6	1.740	0,1000	0,130	0,102	0,316	483	580	28,3	2,4
1x400	23,5	6,0	37,3	2,4	46,0	2.070	0,0778	0,102	0,098	0,344	552	677	37,8	2,5
1x500	26,5	6,1	40,8	2,5	49,8	2.495	0,0605	0,080	0,095	0,373	630	788	47,2	2,7
1x630	30,0	6,2	44,6	2,6	54,0	3.040	0,0469	0,063	0,093	0,411	715	915	59,5	3,0

Tabella 2 - Caratteristiche cavo ARE4H5E

I valori della portata di corrente (A), indicati nella tabella precedente, corrispondono ai valori di corrente massima consentiti ai conduttori in condizioni di installazione standard (temperatura a 20°C, profondità 1 m e resistività del terreno 1 k m/W).

Poiché le condizioni di installazione dei cavi saranno quelle riportate ad inizio del presente paragrafo, le portate di corrente dei cavi selezionati non saranno quelle che si determinano in condizioni di installazione standard come sopra riportate. Pertanto, alla portata nominale, sono applicati dei fattori di correzione che tengono conto delle condizioni di posa dei cavi al fine di calcolare appunto, la portata di corrente di ciascun cavo I_z .

$$I_z = I_0 \times K = I_0 \times K_1 \times K_2 \times K_3 \times K_4$$

I fattori di correzione su citati sono standardizzati dalla norma IEC 60502-2: Nello specifico, sono stati utilizzati i seguenti fattori di correzione:

- **k_1 - Fattore di correzione della corrente nominale per temperatura del terreno diverse da 20°C:**

Temperatura del terreno (°C)	Fattore K_1
30	0,93

- **K_2 - Fattore di correzione per differenti valori di profondità di posa diversi da 0,8 m:**

Profondità (m)	Fattore K_2	
	< 185 mm ²	> 185 mm ²
1	0,98	0,97

- **K₃ Fattore di correzione per differenti valori di resistività termica del terreno:**

Resistività del terreno pari a 2 (k*m/W)	
Sezione del cavo [mm ²]	Fattore K ₃
120	0,88
300	0,88
630	0,88

- **K₄ - Fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati sullo stesso piano (distanza 200mm):**

Numero di circuiti per gruppi	Fattore K ₄
2	0,83
3	0,73
5	0,63

La portata effettiva I'_z del cavo scelto, nelle condizioni d'installazione previste, è stata quindi determinata verificando il criterio seguente:

$$I'_z \geq I_0 \cdot K$$

$$I_z \geq I_0 \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4$$

Di seguito viene mostrata una tabella esplicativa di riferimento per il calcolo sopra riportato e relativa a ciascuna linea di media tensione:

LINEA 1	Derating Factors					Conductor nominal current capacity - I ₀	Adjusted conductor current capacity - I _z (A)
	For ambient temperatures different from 20 °C (K1)	For depths of laying other than 0,8 m for direct buried cables (K2)	For soil thermal resistivities other than 1,5 K m /W for direct buried single core-cables (K3) (**)	For groups of three-phase circuits of single-core cables laid direct in the ground (K4)	TOTAL (Ktot)		
01 - 02	0,93	0,98	0,88	0,83	0,67	291	194
02 - 03	0,93	0,97	0,88	0,63	0,50	483	242
03- SSU	0,93	0,97	0,88	0,63	0,50	715	358

LINEA 2							
Connection WTGa-WTGb	Derating Factors				TOTAL (Ktot)	Conductor nominal current capacity - I ₀	Adjusted conductor current capacity - I _z (A)
	For ambient temperatures different from 20 °C (K1)	For depths of laying other than 0,8 m for direct buried cables (K2)	For soil thermal resistivities other than 1,5 K m /W for direct buried single core-cables (K3) (**)	For groups of three-phase circuits of single-core cables laid direct in the ground (K4)			
05 - 06	0,93	0,98	0,88	0,83	0,67	291	194
06 - SSU	0,93	0,97	0,88	0,63	0,50	483	242

LINEA 3							
Connection WTGa-WTGb	Derating Factors				TOTAL (Ktot)	Conductor nominal current capacity - I ₀	Adjusted conductor current capacity - I _z (A)
	For ambient temperatures different from 20 °C (K1)	For depths of laying other than 0,8 m for direct buried cables (K2)	For soil thermal resistivities other than 1,5 K m /W for direct buried single core-cables (K3) (**)	For groups of three-phase circuits of single-core cables laid direct in the ground (K4)			
12 - 11	0,93	0,98	0,88	0,83	0,67	291	194
11 - 07	0,93	0,97	0,88	0,73	0,58	483	280
07 - SSU	0,93	0,97	0,88	0,63	0,50	715	358

LINEA 4							
Connection WTGa-WTGb	Derating Factors				TOTAL (Ktot)	Conductor nominal current capacity - I ₀	Adjusted conductor current capacity - I _z (A)
	For ambient temperatures different from 20 °C (K1)	For depths of laying other than 0,8 m for direct buried cables (K2)	For soil thermal resistivities other than 1,5 K m /W for direct buried single core-cables (K3) (**)	For groups of three-phase circuits of single-core cables laid direct in the ground (K4)			
13 - 09	0,93	0,98	0,88	0,83	0,67	291	194
09 - 08	0,93	0,98	0,88	0,83	0,67	483	322
08 - SSU	0,93	0,97	0,88	0,63	0,50	715	358

LINEA 5							
Connection WTGa-WTGb	Derating Factors				TOTAL (Ktot)	Conductor nominal current capacity - I ₀	Adjusted conductor current capacity - I _z (A)
	For ambient temperatures different from 20 °C (K1)	For depths of laying other than 0,8 m for direct buried cables (K2)	For soil thermal resistivities other than 1,5 K m /W for direct buried single core-cables (K3) (**)	For groups of three-phase circuits of single-core cables laid direct in the ground (K4)			
04-10	0,93	0,98	0,88	0,83	0,67	291	194
10 - SSU	0,93	0,97	0,88	0,63	0,50	483	242

LINEA 6 - 7							
Connection BESS-SSU	Derating Factors				TOTAL (Ktot)	Conductor nominal current capacity - I ₀	Adjusted conductor current capacity - I _z (A)
	For ambient temperatures different from 20 °C (K1)	For depths of laying other than 0,8 m for direct buried cables (K2)	For soil thermal resistivities other than 1,5 K m /W for direct buried single core-cables (K3) (**)	For groups of three-phase circuits of single-core cables laid direct in the ground (K4)			
BESS (17,5 MW) - SSU	0,93	0,97	0,88	0,83	0,66	552	364
BESS (17,5 MW) - SSU	0,93	0,97	0,88	0,83	0,66	552	364

Tabella 3 - Valori coefficienti di riduzione

7.2. CALCOLO DELLA CADUTA DI TENSIONE E DELLE PERDITE DI POTENZA

Il fenomeno di abbassamento di tensione tra due punti, uno a monte e l'altro a valle, in una rete elettrica di distribuzione, viene denominato caduta di tensione. In tutti gli impianti elettrici occorre valutare che la differenza tra la tensione del punto d'origine dell'alimentazione e la tensione all'utilizzatore d'energia sia adeguatamente contenuta, nei

limiti normativi e nei limiti di funzionamento delle apparecchiature utilizzatrici.

La formula da applicare per determinare la caduta di tensione sarà:

$$AV\% = \frac{\sqrt{3xLxI(R\cos\varphi + X\sin\varphi)}x100}{U}$$

La formula da applicare per determinare le perdite di potenza sarà:

$$Pp = 3xLxRxI^2$$

Dove

AV% = caduta di tensione in %

L = lunghezza della linea in km

I = corrente nominale (A)

R = resistenza elettrica della linea in Ω/km

X = reattanza elettrica della linea in Ω/km

cosφ = 0,90

senφ = 0,44

In merito a quanto indicato, si riporta di seguito la tabella di calcolo in cui sono state verificate le cadute di tensione sulle linee MT:

LINEA 1

Connection WTGa-WTGb	size	Voltage level (KV)	DISTANCE BETWEEN WTG's (km) linear distance from dwtg	DISTANCE BETWEEN WTG's (km)	Power Factor (°)	sen φ	Accumulated active power (MW)	Nominal current (A)	TOTAL (Ktot)	Conductor nominal current capacity -I0	Adjusted conductor current capacity -Iz (A)	Admissible Current Verification Criteria	cables / phase	Resistance R [Ω/km] 90°C	Inductive reactance X [Ω/km]	ΔV Voltage drop (%)	Admissible Voltage Drop Verification Criteria
01 - 02	3 x (1 x 120mm ²)	33,0	2,498	2,705	0,9	0,44	6	116,64	0,67	291	194	OK	1	0,279	0,119	0,50%	OK
02 - 03	3 x (1 x 300mm ²)	33,0	1,520	1,659	0,9	0,44	12	233,27	0,50	483	242	OK	1	0,129	0,102	0,33%	OK
03-SSU	3 x (1 x 630mm ²)	33,0	0,626	0,681	0,9	0,44	18	349,91	0,50	715	358	OK	1	0,063	0,093	0,12%	OK
0,95%																	

LINEA 2

Connection WTGa-WTGb	size	Voltage level (KV)	DISTANCE BETWEEN WTG's (km) linear distance from dwtg	DISTANCE BETWEEN WTG's (km)	Power Factor (°)	sen φ	Accumulated active power (MW)	Nominal current (A)	TOTAL (Ktot)	Conductor nominal current capacity -I0	Adjusted conductor current capacity -Iz (A)	Admissible Current Verification Criteria	cables / phase	Resistance R [Ω/km] 90°C	Inductive reactance X [Ω/km]	ΔV Voltage drop (%)	Admissible Voltage Drop Verification Criteria
05 - 06	3 x (1 x 120mm ²)	33,0	1,172	1,873	0,9	0,44	6	116,64	0,67	291	194	OK	1	0,325	0,119	0,39%	OK
06 - SSU	3 x (1 x 300mm ²)	33,0	2,953	3,170	0,9	0,44	12	233,27	0,50	483	242	OK	1	0,129	0,102	0,62%	OK
1,02%																	

LINEA 3

Connection WTGa-WTGb	size	Voltage level (KV)	DISTANCE BETWEEN WTG's (km) linear distance from dwtg	DISTANCE BETWEEN WTG's (km)	Power Factor (°)	sen φ	Accumulated active power (MW)	Nominal current (A)	TOTAL (Ktot)	Conductor nominal current capacity -I0	Adjusted conductor current capacity -Iz (A)	Admissible Current Verification Criteria	cables / phase	Resistance R [Ω/km] 90°C	Inductive reactance X [Ω/km]	ΔV Voltage drop (%)	Admissible Voltage Drop Verification Criteria
12 - 11	3 x (1 x 120mm ²)	33,0	2,914	3,150	0,9	0,44	6	116,64	0,67	291	194	OK	1	0,325	0,119	0,66%	OK
11 - 07	3 x (1 x 300mm ²)	33,0	1,256	1,378	0,9	0,44	12	233,27	0,58	483	280	OK	1	0,129	0,102	0,27%	OK
07 - SSU	3 x (1 x 630mm ²)	33,0	2,796	3,002	0,9	0,44	18	349,91	0,50	715	358	OK	1	0,063	0,093	0,54%	OK
1,47%																	

LINEA 4

Connection WTGa-WTGb	size	Voltage level (kV)	DISTANCE BETWEEN WTG's (km) linear distance from dwg	DISTANCE BETWEEN WTG's (km)	Power Factor (*)	sen φ	Accumulated active power (MW)	Nominal current (A)	TOTAL (Ktot)	Conductor nominal current capacity -I0	Adjusted conductor current capacity -Iz (A)	Admissible Current Verification Criteria	cables / phase	Resistance R [Ω/km] 90°C	Inductive reactance X [Ω/km]	ΔV Voltage drop (%)	Admissible Voltage Drop Verification Criteria
13 - 09	3 x (1 x 120mm ²)	33,0	2,055	2,231	0,9	0,44	6	116,64	0,67	291	194	OK	1	0,325	0,119	0,47%	OK
09 - 08	3 x (1 x 120mm ²)	33,0	0,636	0,713	0,9	0,44	12	233,27	0,67	483	322	OK	1	0,129	0,102	0,14%	OK
08 - SSU	3 x (1 x 630mm ²)	33,0	3,424	3,696	0,9	0,44	18	349,91	0,50	715	356	OK	1	0,063	0,093	1,27%	OK

LINEA 5

Connection WTGa-WTGb	size	Voltage level (kV)	DISTANCE BETWEEN WTG's (km) linear distance from dwg	DISTANCE BETWEEN WTG's (km)	Power Factor (*)	sen φ	Accumulated active power (MW)	Nominal current (A)	TOTAL (Ktot)	Conductor nominal current capacity -I0	Adjusted conductor current capacity -Iz (A)	Admissible Current Verification Criteria	cables / phase	Resistance R [Ω/km] 90°C	Inductive reactance X [Ω/km]	ΔV Voltage drop (%)	Admissible Voltage Drop Verification Criteria
04-10	3 x (1 x 120mm ²)	33,0	1,661	1,809	0,9	0,44	6	116,64	0,67	291	194	OK	1	0,325	0,119	0,38%	OK
10 - SSU	3 x (1 x 300mm ²)	33,0	4,572	4,924	0,9	0,44	12	233,27	0,50	483	242	OK	1	0,129	0,102	0,97%	OK

LINEA 6 - 7

Connection BESS-SSU	size	Voltage level (kV)	DISTANCE BETWEEN WTG's (km) linear distance from dwg	DISTANCE BETWEEN WTG's (km)	Power Factor (*)	sen φ	Accumulated active power (MW)	Nominal current (A)	TOTAL (Ktot)	Conductor nominal current capacity -I0	Adjusted conductor current capacity -Iz (A)	Admissible Current Verification Criteria	cables / phase	Resistance R [Ω/km] 90°C	Inductive reactance X [Ω/km]	ΔV Voltage drop (%)	Admissible Voltage Drop Verification Criteria
BESS (17,5 MW) - SSU	3 x (1 x 400mm ²)	33,0	0,148	0,190	0,9	0,44	17,5	340,19	0,66	552	364	OK	1	0,101	0,098	0,05%	OK
BESS (17,5 MW) - SSU	3 x (1 x 400mm ²)	33,0	0,148	0,190	0,9	0,44	17,5	340,19	0,66	552	364	OK	1	0,101	0,098	0,05%	OK

Tabella 4 - Calcolo delle cadute di tensioni sulle linee MT

Dalla suddetta tabella si evince che il valore massimo di caduta di tensione riscontrata per le singole linee MT è pari a:

- Linea 1: **0,95%**
- Linea 2: **1,02%**
- Linea 3: **1,47%**
- Linea 4: **1,27%**
- Linea 5: **1,35%**
- Linea 6: **0,05%**
- Linea 7: **0,05%**

Le perdite di energia sono state calcolate in condizioni di funzionamento nominale dell'impianto. Di seguito si riporta la tabella riassuntiva:

LINEA 1

Connection WTGa-WTGb	size	Voltage level (kV)	DISTANCE BETWEEN WTG's (km) linear distance from dwg	DISTANCE BETWEEN WTG's (km)	Power Factor (*)	Accumulated active power (MW)	Nominal current (A)	Resistance R [Ω/km] 90°C	ΔP Losses W	ΔP Losses(tatal)-line	
										W	%
01 - 02	3 x (1 x 120mm ²)	33,0	2,498	2,705	0,9	6	116,64	0,279	30800	81474	0,41%
02 - 03	3 x (1 x 300mm ²)	33,0	1,520	1,659	0,9	12	233,27	0,129	34926		
03- SSU	3 x (1 x 630mm ²)	33,0	0,626	0,681	0,9	18	349,91	0,063	15748		

LINEA 2

Connection WTGa-WTGb	size	Voltage level (kV)	DISTANCE BETWEEN WTG's (km) linear distance from dwg	DISTANCE BETWEEN WTG's (km)	Power Factor (*)	Accumulated active power (MW)	Nominal current (A)	Resistance R [Ω/km] 90°C	ΔP Losses W	ΔP Losses(tatal)-line	
										W	%
05 - 06	3 x (1 x 120mm ²)	33,0	1,72	1,873	0,9	6	116,64	0,325	24837	91603	0,69%
06 - SSU	3 x (1 x 300mm ²)	33,0	2,953	3,170	0,9	12	233,27	0,129	66766		

LINEA 3										ΔP Losses(total)-line	
Connection WTGa-WTGb	size	Voltage level (kV)	DISTANCE BETWEEN WTG's (km) linear distance from dwg	DISTANCE BETWEEN WTG's (km)	Power Factor (*)	Accumulated active power (MW)	Nominal current (A)	Resistance R [Ω/km] 90°C	ΔP Losses W	W	%
12 - 11	3 x (1 x 120mm ²)	33,0	2,914	3,150	0,9	6	116,64	0,325	41783	140238	0,70%
11 - 07	3 x (1 x 300mm ²)	33,0	1,256	1,376	0,9	12	233,27	0,129	28978		
07 - SSU	3 x (1 x 630mm ²)	33,0	2,796	3,002	0,9	18	349,91	0,063	69477		

LINEA 4										ΔP Losses(total)-line	
Connection WTGa-WTGb	size	Voltage level (kV)	DISTANCE BETWEEN WTG's (km) linear distance from dwg	DISTANCE BETWEEN WTG's (km)	Power Factor (*)	Accumulated active power (MW)	Nominal current (A)	Resistance R [Ω/km] 90°C	ΔP Losses W	W	%
13 - 09	3 x (1 x 120mm ²)	33,0	2,055	2,231	0,9	6	116,64	0,325	29591	130121	0,65%
09 - 08	3 x (1 x 120mm ²)	33,0	0,636	0,713	0,9	12	233,27	0,129	15007		
08 - SSU	3 x (1 x 630mm ²)	33,0	3,424	3,696	0,9	18	349,91	0,063	85522		

LINEA 5										ΔP Losses(total)-Line	
Connection WTGa-WTGb	size	Voltage level (kV)	DISTANCE BETWEEN WTG's (km) linear distance from dwg	DISTANCE BETWEEN WTG's (km)	Power Factor (*)	Accumulated active power (MW)	Nominal current (A)	Resistance R [Ω/km] 90°C	ΔP Losses W	W	%
04-10	3 x (1 x 120mm ²)	33,0	1,661	1,809	0,9	6	116,64	0,325	23999	127697	0,96%
10 - SSU	3 x (1 x 300mm ²)	33,0	4,572	4,924	0,9	12	233,27	0,129	103698		

LINEA 6 - 7										ΔP Losses(total)-Line	
Connection BESS-SSU	size	Voltage level (kV)	DISTANCE BETWEEN WTG's (km) linear distance from dwg	DISTANCE BETWEEN WTG's (km)	Power Factor (*)	Accumulated active power (MW)	Nominal current (A)	Resistance R [Ω/km] 90°C	ΔP Losses W	W	%
BESS (17,5 MW) - SSU	3 x (1 x 400mm ²)	33,0	0,148	0,190	0,9	17,5	340,19	0,101	6679	13357	0,07%
BESS (17,5 MW) - SSU	3 x (1 x 400mm ²)	33,0	0,148	0,190	0,9	17,5	340,19	0,101	6679		

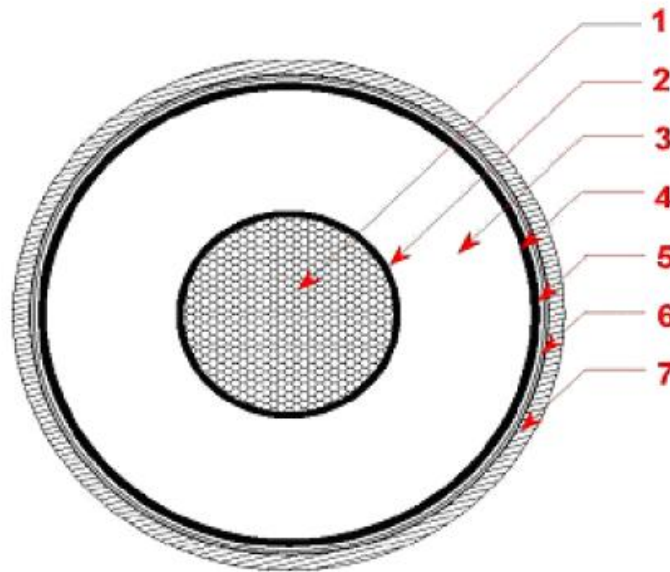
Tabella 5 - Calcolo delle perdite sulle linee MT

Dalla suddetta tabella si evidenzia che ogni tratta è dimensionata per il trasporto della corrente nominale prevista e che la somma delle perdite di potenza è pari a **0,73 %**.

8. CALCOLO DELLA RETE DI ALTA TENSIONE

L'elettrodotto a 150 kV sarà realizzato con una terna di cavi unipolari realizzati con conduttore in alluminio, isolamento in polietilene reticolato (XLPE), schermatura in alluminio e guaina esterna in polietilene.

Di seguito si riporta a titolo illustrativo la tipologia di cavo che verrà utilizzato:



- | | |
|----------------------------------|------------------------------|
| 1. Conduuttore | 5. Rivestimento impermeabile |
| 2. Strato semiconduttivo interno | 6. Guaina metallica |
| 3. Isolante | 7. Guaina protettiva esterna |
| 4. Strato semiconduttivo esterno | |

Figura 6 - Sezione tipo cavo AT

Di seguito si riportano le caratteristiche elettriche principali:

Tensione nominale	150 kV
Frequenza nominale	50 Hz
Potenza trasportata	220 MVA
Isolamento	XLPE
Sezione del conduttore	1200 mm ²
Portata in corrente	Circa 950 A (*)

(*) per una potenza di circa 220 MV, $\cos\phi$ 0,90

La sezione impegnata è stata scelta sulla base della potenza trasportabile prevista in relazione agli scenari di condivisione dello stallo AT con altri produttori come indicato nella STMG ricevuto da terna. Tali dati potranno subire adattamenti dovuti alla successiva fase di progettazione esecutiva e di cantierizzazione, anche in funzione delle soluzioni tecnologiche adottate dai fornitori e/o appaltatori.