



Green Power

Engineering & Construction



GRE CODE

GRE.EEC.C.24.IT.W.17279.00.074.00

PAGE

1 di/of 10

TITLE:

AVAILABLE LANGUAGE: IT

IMPIANTO EOLICO DI SANLURI-SARDARA

RELAZIONE DI CALCOLO ELETTRICO
(DIMENSIONAMENTO SEZIONI DEI CAVI DELLA
RETE MT)



File: GRE.EEC.C.24.IT.W.17279.00.074.00 - Relazione di calcolo elettrico (dimensionamento sezioni dei cavi della rete MT).docx

REV.	DATE	DESCRIPTION	PREPARED	VERIFIED	APPROVED
00	28/09/2022	First Issue	Stangalino	Alfano	Stangalino

GRE VALIDATION

G. Alfano

COLLABORATORS

VERIFIED BY

VALIDATED BY

PROJECT / PLANT

Sanluri-Sardara

GRE CODE

GROUP	FUNCTION	TYPE	ISSUER	COUNTRY	TEC	PLANT	SYSTEM	PROGRESSIVE	REVISION										
GRE	EEC	C	2	4	I	T	W	1	7	2	7	9	0	0	0	7	4	0	0

CLASSIFICATION PUBLIC

UTILIZATION SCOPE BASIC DESIGN

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 Power S.p.A.

INDEX

1. INTRODUZIONE	3
2. NORMATIVA DI RIFERIMENTO	3
3. IMPIANTO EOLICO	3
4. DIMENSIONAMENTO DEI CAVI DI MEDIA TENSIONE.....	4
4.1. LINEE IN CAVO MT INTERNE AL PARCO EOLICO	4
4.2. LINEE IN CAVO MT DI COLLEGATO AI TRASFORMATORI ELEVATORI.....	5
5. DIMENSIONAMENTO DEL TRASFORMATORE ELEVATORE	6
6. DIMENSIONAMENTO DEL QUADRO DI MEDIA TENSIONE DI RACCOLTA	6
7. VALUTAZIONE DELLA CADUTA DI TENSIONE	7
8. VALUTAZIONE DELLE PERDITE.....	8
8.1. PERDITE SULLE LINEE IN CAVO MT INTERNE AL PARCO EOLICO	8
8.2. PERDITE SUL TRASFORMATORE ELEVATORE.....	9
9. LOAD FLOW.....	9
10. CORTO CIRCUITO DI FASE	9
11. GUASTI A TERRA	10

1. INTRODUZIONE

Lo scopo della presente relazione tecnica è quello di descrivere i criteri di dimensionamento ed esporre i risultati sullo studio di rete per le opere di connessione del nuovo impianto eolico di Sanluri-Sardara in antenna a 150 kV sulla sezione a 150 kV della futura Stazione Elettrica (SE) a 380/150 kV della RTN da inserire in entra - esce alla linea RTN a 380 kV "Ittiri - Selargius".

Si tratta della costruzione ex-novo di un impianto eolico che prevede l'installazione di n.12 nuove torri di generazione per una potenza complessiva di 72 MW.

Per la connessione in alta tensione sarà costruita una nuova sottostazione che sarà condivisa sul lato alta tensione con altri produttori.

2. 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

3. IMPIANTO EOLICO

Il progetto di costruzione dell'impianto eolico consiste nell'installazione di n. 12 torri di generazione eolica di nuova costruzione ciascuna equipaggiata con generatore asincrono DIFG in bassa tensione 690 V da 6 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 sulla navicella in quota sulla torre di generazione.

Trasformatore elevatore singolo generatore eolico

Tensione primaria	33 kV $\pm 2 \times 2,5\%$ a vuoto
Potenza nominale	6 MVA
Gruppo vettoriale	YNd11
Tensione secondaria	0,690 kV
Tensione di corto circuito	8%
Sistema di raffreddamento	AN/AF (resina)
Perdite cc	34,2 kW (valore ipotizzato)

Generatore eolico

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

La massima potenzialità del parco eolico sarà di 72 MW.

Il parco eolico sarà suddiviso in n. 4 sottocampi composti da 2/3 aerogeneratori collegati in entra-esci con linee in cavo e connessi al quadro di media tensione installato all'interno del fabbricato della sottostazione di trasformazione. Pertanto saranno previste n. 4 elettrodotti che convoglieranno l'energia prodotta alla sottostazione di trasformazione:

- Elettrodotto 1: aerogeneratori V03-V04-V01
- Elettrodotto 2: aerogeneratori V08-V07-V02
- Elettrodotto 3: aerogeneratori V12-V06-V05
- Elettrodotto 4: aerogeneratori V11-V10-V09

4. DIMENSIONAMENTO DEI CAVI DI MEDIA TENSIONE

4.1. 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 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=0,92
Coefficiente di correzione per la vicinanza di altri circuiti	K4= 0,75

Pertanto la portata effettiva dei cavi risulta essere:

cavo 1x300mm ²	$I_{zeff} = I_z * K1 * K2 * K3 * K4 = 305,23 \text{ A}$
cavo 1x630mm ²	$I_{zeff} = I_z * K1 * K2 * K3 * K4 = 385,36 \text{ A}$

Corrente di impiego massima Ib 117A tratto iniziale alimentato da 1 generatore
233A tratto intermedio alimentato da 2 generatori
350A tratto finale alimentato da 3 generatori
(valutazioni con $\cos\phi \geq 0,9$ a piena potenza: 6 MW)

Verifica della portata $I_b < I_{zeff}$

Sul tratto iniziale saranno utilizzati cavi da 300 mm², mentre sul tratto intermedio saranno usati cavi da 300 e 630 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 m ²
Massima c.c. sopportabile	$I = KS/\sqrt{t} = 62,2 \text{ kA}$ cavo 1x400 m ²

4.2. LINEE IN CAVO MT DI COLLEGATO AI TRASFORMATORI ELEVATORI

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 RG7H1R tensione di isolamento 18/30 kV.

Le caratteristiche del cavo sono le seguenti:

Tipo di cavo:	unipolare - 18/30 kV
Isolamento:	HEPR di qualità G7
Sezione:	1x630 mm ² / 5 conduttori in parallelo per fase
Resistenza:	0,0425 Ω/km
Reattanza:	0,099 Ω/km
Capacità:	0,47 Ω/km

Portata nominale Iz	860 A
Costante cavo	K = 143
Energia specifica passante	8116x10 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=1
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}	$I_z * K1 * K2 * K3 * K4 = 572,64 \text{ A}$
--	--

Corrente di impiego I _b	1400 A (corrente nominale trasformatore)
------------------------------------	--

Verifica della portata	$I_b < I_{zeff} \rightarrow 2536,92 \text{ A} < 5 * 572,64 = 2863,18 \text{ A}$
------------------------	---

Tempo di intervento protezioni	0,5 s soglia di corto circuito ritardato (51)
Massima c.c. sopportabile	$I = KS/\sqrt{t} = 127 \text{ kA}$

5. DIMENSIONAMENTO DEL TRASFORMATORE ELEVATORE

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

- Impianto eolico Sanluri-Sardara 72 MW

Considerando un margine di riserva del 20%, sarà previsto un trasformatore di potenza 145/* MVA con sistema di ventilazione ONAN/ONAF.

Il trasformatore sarà dotato di variatore sottocarico sul lato primario per la regolazione di tensione con $\pm 10 \times 1,25\%$ posizioni.

Pertanto le caratteristiche principali del trasformatore elevatore sono:

Tensione primaria	150 kV
Variatore primario	$\pm 10 \times 1,25\%$
Potenza nominale	145/* MVA
Gruppo vettoriale	YNd11
Tensione secondaria	33 kV
Tensione di corto circuito	13%
Sistema di raffreddamento	ONAN-ONAF
Perdite cc	417,25 kW a potenza nominale (valore ipotizzato 0,325%)

(*) la potenza con sistema di raffreddamento ONAF sarà definita in fase di ingegneria esecutiva.

6. DIMENSIONAMENTO DEL QUADRO DI MEDIA TENSIONE DI RACCOLTA

Il quadro di media tensione della sottostazione sarà dimensionato per consentire la connessione delle seguenti linee:

- Sottocampi dall'impianto eolico (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 da impianto BESS
- 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 2500 A
- Corrente simmetrica di c.c. 25 kA
- Corrente di picco 63 kA

7. 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	Cdt%
V-01	V-04	3470	1x630	117	0,2
V-04	V-03	1130	1x630	233	0,13
V-03	SST	18532	1x630	350	1,911
					3,529

Elettrodotto 2

DA	A	Lunghezza [m]	Sezione [mm ²]	Corrente transitante	Cdt%
V-02	V-07	4875	1x300	117	0,48
V-07	V-08	1155	1x300	233	0,227
V-08	SST	12760	1x630	350	3,199
					2,910

Elettrodotto 3

DA	A	Lunghezza [m]	Sezione [mm ²]	Corrente transitante	Cdt%
V-05	V-06	2513	1x300	117	0,247
V-06	V-12	2360	1x300	233	0,465
V-12	SST	6155	1x630	350	1,062
					1,775

Elettrodotto 4

DA	A	Lunghezza [m]	Sezione [mm ²]	Corrente transitante	Cdt%
V-09	V-10	1694	1x300	117	0,167
V-10	V-11	1700	1x300	233	0,355
V-11	SST	6928	1x630	350	1,196
					1,697

Occorre evidenziare che le suddette cadute di tensione sono state calcolate considerando come potenza erogabile, la massima potenza dei generatori (6 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.

8. VALUTAZIONE DELLE PERDITE

8.1. PERDITE SULLE LINEE IN CAVO MT INTERNE AL PARCO EOLICO

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

Lunghezze:

vedere capitolo 7

Resistenza dei cavi:

vedere paragrafo 4.1

Corrente di impiego delle condutture:

corrispondente alla massima potenza erogabile (6 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 %
V-01	V-04	3470	1x630	8,498	
V-04	V-03	1130	1x630	11,069	
V-03	SST	18532	1x630	408,443	
				428,009	3,567

Elettrodotto 2

DA	A	Lunghezza [m]	Sezione [mm ²]	Perdite in linea [kW]	Perdite %
V-02	V-07	4875	1x300	25,667	
V-07	V-08	1155	1x300	24,325	
V-08	SST	12760	1x630	281,229	
				331,2205	2,76

Elettrodotto 3

DA	A	Lunghezza [m]	Sezione [mm ²]	Perdite in linea [kW]	Perdite %
V-05	V-06	2513	1x300	13,231	
V-06	V-12	2360	1x300	49,702	
V-12	SST	6155	1x630	135,655	
				198,589	1,103

Elettrodotto 4

DA	A	Lunghezza [m]	Sezione [mm ²]	Perdite in linea [kW]	Perdite %
V-09	V-10	1694	1x300	8,919	
V-10	V-11	1700	1x300	35,803	
V-11	SST	6928	1x630	152,692	
				197,417	1,097

8.2. PERDITE SUL TRASFORMATORE ELEVATORE

Per la valutazione delle perdite di trasporto sul trasformatore elevatore sono stati considerati i seguenti parametri:

Dati del trasformatore elevatore
vedere capitolo 5

Potenza transitante

Massima potenza erogabile dall'impianto dedotta delle perdite di trasmissione.

Perdite per effetto Joule:

TR1 *304,228 kW*

9. LOAD FLOW

I flussi di potenza dell'impianto eolico sono stati calcolati considerando la piena potenza dei generatori eolici (6 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 5918 kW.

Pertanto considerando tutti i generatori in servizio con erogazione massima si ha una potenza complessiva evacuabile sulla rete di 71,016 MW.

La potenza netta evacuata risulta essere pari a 69,85393 MW.

Complessivamente le perdite di trasmissione sono 1,16207 MW (sulle linee e sui trasformatori elevatori delle torri e della sottostazione).

Il variatore sottocarico del trasformatore elevatore è attestato nella posizione +4 per mantenere la tensione sul quadro di media tensione di raccolta a valori prossimi alla tensione nominale 33 kV (100%).

Il trasformatore elevatore della sottostazione in tale condizione è caricato al 80,35% (riferito a 145 MVA).

Non si evidenziano criticità sugli elettrodotti di collegamento dei sottocampi.

10. CORTO CIRCUITO DI FASE

Per la valutazione del corto circuito di fase sono stati considerati i seguenti parametri di rete:

Rete alta tensione

Tensione nominale	150 kV
Tensione minima	-10%
Tensione massima	+10%
Massima corrente trifase	28 kA (valore ipotizzato)
Rapporto R/X	0,1
Minima corrente trifase	12 kA (valore ipotizzato)
Massima corrente monofase	40 kA
Tempo di eliminazione del guasto	0,5 s

La corrente di corto circuito trifase sul quadro di raccolta a 33 kV (19,515 kA) è

inferiore al valore di dimensionamento del quadro stesso (25 kA).

Le correnti di corto circuito sui cavi di media tensione sono inferiori alla massima corrente ammissibile da parte dei cavi stessi in funzione del tempo di intervento delle protezioni.

Il contributo dei generatori asincroni alla corrente di corto circuito lato 150 kV risulta essere pari a 775,2 A.

11. **GUASTI A TERRA**

La sezione di alta tensione sottostazione è esercita con il neutro connesso direttamente a terra come da prescrizioni del codice di rete di Terna.

La sezione di media tensione dell'impianto eolico 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 media tensione pari a 63,272 km e pertanto la corrente di guasto a terra massima potrebbe essere pari a 417,6 A.

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