



EGP CODE

GRE.EEC.R.24.IT.W.15012.00.033.00

PAGE

1 di/of 30

TITLE : RELAZIONE DI CALCOLO ELETTRICO

AVAILABLE LANGUAGE : IT

## Portoscuso Eolico

## RELAZIONE DI CALCOLO ELETTRICO

File: RELAZIONE DI CALCOLO ELETTRICO.pdf

00	23/11/2021	Prima Emissione	A.D.G.	A.D.G.	L.S.
REV.	DATE	DESCRIPTION	PREPARED	VERIFIED	APPROVED

## EGP VALIDATION

	<i>M. Porcellini; M. Martis; D. Napoli;</i>	<i>A.Puosi</i>
COLLABORATORS	VERIFIED BY	VALIDATED BY

PROJECT / PLANT	EGP CODE																		
	GROUP	FUNCION	TYPE	ISSUER	COUNTRY	TEC	PLANT	SYSTEM	PROGRESSIVE	REVISION									
	GRE	EEC	R	2	4	I	T	W	1	5	0	1	2	0	0	0	3	3	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 Power S.p.A.

**INDICE**

1. INTRODUZIONE.....	3
2. ACRONIMI .....	4
3. OGGETTO E SCOPO.....	4
4. DOCUMENTI DI RIFERIMENTO .....	5
5. BREVE DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO .....	7
6. RIEPILOGO DEI PRINCIPALI DATI DI INPUT .....	9
7. STUDIO DI POWER FLOW .....	17
7.1. SCOPO DELLE ANALISI .....	17
7.2. METODOLOGIA .....	17
7.3. IMPOSTAZIONI DI SIMULAZIONE.....	18
7.4. RISULTATI STUDI DI LOAD FLOW .....	19
7.5. CALCOLO DELLE PERDITE DI IMPIANTO .....	23
8. CALCOLO DELLE CORRENTI DI CORTOCIRCUITO E FORZA DELLA RETE NEL PUNTO DI CONNESSIONE .....	24
8.1. SCOPO DELLE ANALISI .....	24
8.2. METODOLOGIA .....	24
8.3. CALCOLO DELLE CORRENTI DI CORTOCIRCUITO.....	26
9. PROGETTAZIONE CAVIDOTTI MT E RISOLUZIONI INTERFERENZE.....	26
10. SOTTOSTAZIONE DI ELEVAZIONE .....	27
10.1. CARATTERISTICHE TECNICHE.....	27
10.2. SERVIZI AUSILIARI .....	28
10.3. ILLUMINAZIONE ESTERNA.....	28
10.4. RECINZIONE PERIMETRALE .....	28
11. RETE DI TERRA.....	29
11.1. RETE DI TERRA DI SOTTOSTAZIONE UTENTE 220/33 KV .....	29
11.2. PROGETTAZIONE DELLA MAGLIA DI TERRA DI SOTTOSTAZIONE.....	29
11.3. RETE DI TERRA WIND FARM .....	29
11.4. PROGETTAZIONE DELLA MAGLIA DI TERRA WIND FARM .....	29
11.5. VERIFICA IMPIANTO DI TERRA .....	30

**ALLEGATI**

- ALLEGATO 1: CALCOLO LOAD FLOW
- ALLEGATO 2: CALCOLO CORRENTE CORTO CIRCUITO 3F MASSIMO
- ALLEGATO 3: CALCOLO CORRENTE CORTO CIRCUITO 3F MINIMO
- ALLEGATO 4: CALCOLO CORRENTE CORTO CIRCUITO 1F-G MASSIMO
- ALLEGATO 5: PIANO CAVI
- ALLEGATO 6: DIMENSIONAMENTO CAVI MT



## 1. INTRODUZIONE

La presente relazione contiene la descrizione dei calcoli elettrici riferiti al progetto dell'impianto eolico "Portoscuso" proposto da Enel Green Power S.p.A., nei Comuni Carbonia e Gonnese tutti in provincia del Sud Sardegna.

L'impianto eolico denominato "Portoscuso" sarà di tipo grid-connected con allaccio trifase in alta tensione a 220kV alla futura Stazione Elettrica (SE) di Smistamento TERNA, a mezzo di sottostazione elettrica elevatrice 33/220kV come da STMG rilasciata da Terna con codice pratica: 202001527. Di seguito si riporta la potenza complessiva dell'impianto pari a 42MW.

La potenza dell'impianto complessivo è derivante da n°7 WTGs da 6MW suddivisi in 3 Clusters. Tale suddivisione è stata fatta al fine di ottimizzare la realizzazione dei cavidotti MT e di rispettare i limiti sulla massima potenza rispetto alla tensione di esercizio, sotto riportati.

MV level [kV]	Max Power per MV feeder [MVA]
11.0	7
13.8	9
20.0	13
22.0	14
24.0	16
30.0	20
33.0	22
34.5	23
36.0	24

A seguire, tabella riassuntiva con i principali dati del progetto in questione.

<b>Proponente</b>	<i>Enel Green Power S.p.A.</i>
<b>Nome Impianto</b>	<i>Portoscuso</i>
<b>Comuni</b>	<i>Carbonia-Gonnese (CI)</i>
<b>Tipologia impianto</b>	<i>Impianto eolico (No BESS)</i>
<b>N° aereogeneratori e potenza</b>	<i>7 aereogeneratori da 6MW</i>
<b>Soluzione di connessione</b>	<i>SSE da connettere in antenna a 220kV alla SE di smistamento di Terna di nuova realizzazione</i>
<b>Riferimento STMG</b>	<i>Codice Pratica: 202001527</i>



## 2. ACRONIMI

AT	Alta Tensione
MT	Media Tensione
bt	Bassa Tensione
V	Tensione
I	Corrente
P	Potenza Attiva
Q	Potenza Reattiva
S	Potenza Apparente
SSE	Sottostazione Elettrica
SE	Stazione Elettrica
TV	Trasformatore di tensione
TA	Trasformatore di corrente

## 3. OGGETTO E SCOPO

Il presente documento ha come oggetto l'impianto eolico di 42MW di Portoscuso (CI). Il documento ha lo scopo di determinare i parametri elettrici fondamentali di funzionamento dell'impianto, sia in condizioni normali che di guasto, con particolare riferimento ai requisiti richiesti da TERNA per la connessione degli impianti eolici alla RTN. Nella seconda parte del presente documento verrà dimensionata la rete di terra di sottostazione 220/33 kV utente e la rete di terra dell'impianto.

Come meglio descritto in seguito, le prescrizioni contenute nell'allegato A.17 al codice di rete TERNA riguardano:

- le caratteristiche generali d'impianto ed il campo di funzionamento necessari per la connessione alle reti AT;
- le caratteristiche dei sistemi di protezione ai fini del funzionamento in sicurezza del sistema elettrico;
- le caratteristiche dei sistemi di regolazione e gestione che gli Impianti Eolici devono fornire in condizioni normali ed in emergenza;



L'oggetto del presente studio sono pertanto le analisi del comportamento a regime dell'impianto eolico ed in particolare, la verifica del supporto reattivo al punto di connessione. Per lo scopo presente è studiata la sezione di impianto a partire da ogni singolo aerogeneratore in bassa tensione fino al punto di consegna sulla rete elettrica AT, a cui si suppone collegato un opportuno equivalente di rete a 220 kV.

Nei successivi capitoli sono inclusi:

- Il calcolo delle correnti di cortocircuito;
- I calcoli di power flow, la verifica del dimensionamento delle apparecchiature e delle condutture principali d'impianto;

#### **4. DOCUMENTI DI RIFERIMENTO**

- a.** CEI EN 60909-0: Correnti di cortocircuito nei sistemi trifase in corrente alternata Parte 0: Calcolo delle correnti
- b.** TERNA Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della Rete
- c.** TERNA Codice di Rete, allegato A.1 "Criteri per il coordinamento degli isolamenti nelle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV"
- d.** TERNA Codice di Rete, allegato A.2 "Guida agli schemi di connessione"
- e.** TERNA Codice di Rete, allegato A.3 "Requisiti e caratteristiche di riferimento di stazioni e linee elettriche della RTN"
- f.** TERNA Codice di Rete, allegato A.4 "Criteri generali di protezione delle reti a tensione uguale o superiore a 110 kV"
- g.** TERNA Codice di Rete, allegato A.8 "Correnti di corto circuito e tempo di eliminazione dei guasti negli impianti delle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV"
- h.** TERNA Codice di Rete, allegato A.11 "Criteri generali per la taratura delle protezioni delle reti a tensione uguale o superiore a 110 kV"
- i.** TERNA Codice di Rete, allegato A.12 "Criteri di taratura dei relè di frequenza del sistema elettrico"
- j.** TERNA Codice di Rete, allegato A.13 "Criteri di connessione al sistema di controllo di Terna"
- k.** TERNA Codice di Rete, allegato A.14 "Partecipazione alla regolazione di tensione"
- l.** TERNA Codice di Rete, allegato A.15 "Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza/potenza"
- m.** TERNA Codice di Rete, allegato A.17 "Centrali eoliche: Condizioni generali di connessione alle reti AT Sistemi di protezione regolazione e controllo"
- n.** TERNA Codice di Rete, allegato A.18 "Verifica della conformità delle unità di generazione alle prescrizioni tecniche del Gestore"



- o.** TERNA Codice di Rete, allegato A.45 "Specifica tecnica funzionale e realizzativa delle apparecchiature di misura"
- p.** TERNA Codice di Rete, allegato A.55 "Caratteristiche della tensione sulla rete di trasmissione nazionale"
- q.** TERNA Codice di Rete, allegato A.56 "Determinazione e verifica dei valori minimi e massimi convenzionali della potenza di corto circuito per i siti direttamente connessi alla RTN"
- r.** TERNA Codice di Rete, allegato A.57 "Contratto tipo per la connessione alla rete di trasmissione nazionale"
- s.** TERNA Codice di Rete, allegato A.64 "Modalità di utilizzo del tele distacco applicato ad impianti di produzione da fonte eolica"
- t.** TERNA Codice di Rete, allegato A.65 "Dati tecnici dei gruppi di generazione"
- u.** TERNA Qualità del servizio di trasmissione: Valori minimo e massimo della tensione effettiva misurata dagli Utenti AT sui propri impianti - Anno 2017
- v.** TERNA Qualità del servizio di trasmissione: Valori minimi e massimi convenzionali della corrente di cortocircuito e della potenza di cortocircuito della rete rilevante con tensione 380-220-150-132 kV – Anno 2019
- w.** SGRE ON SG 6.0-170 Developer Package. Rev 2
- x.** EGP.EEC. S.24.XX.W.00000.00.039.00\_MV\_UG

Per l'esecuzione del progetto di maglia di terra sono state adottate le norme CEI nella loro edizione più recente nonché gli standard Enel Green Power. Di seguito si elencano le principali normative e standard di riferimento.

- i. CEI 0-2: guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- ii. CEI EN 61936-1 (CEI 99-2) - Impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c. a. - Parte 1: Prescrizioni comuni.
- iii. CEI EN 50522 (CEI 99-3) - Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a.;
- iv. CEI 11.17 - Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica. Linee in cavo;
- v. CEI EN 60865-1 (CEI 11-26) Correnti di cortocircuito - Calcolo degli effetti - Parte 1: Definizioni e metodi di calcolo;
- vi. CEI EN 60909-0 (CEI 11-25) Correnti di corto circuito nei sistemi trifasi in corrente alternata - Parte 0: calcolo delle correnti;
- vii. CEI EN 60909-3 Correnti di corto circuito nei sistemi trifasi in corrente alternata - Parte 3: Correnti in due corto circuiti fase-terra simultanei e distinti e correnti di corto circuito parziali che fluiscono attraverso terra;



- viii. CEI 11-17 - Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica - Linee in cavo;
- ix. CEI 11-37 - Guida per l'esecuzione degli impianti di terra nei sistemi utilizzatori di energia alimentati a tensione maggiore di 1 kV;
- x. IEC 60479-1 - Effects of current on human beings and livestock - Part 1: General aspects;
- xi. IEC 60479-2 - Effects of current on human beings and livestock - Part 2: Special aspects;
- xii. IEC/TR 60909-2:2008 - Short-circuit currents in three-phase a.c. systems - Part 2: Data of electrical equipment for short-circuit current calculations;
- xiii. CEI 64.8 - Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V ca e 1500V cc;
- xiv. DL n°81 del 9.04.2008 - Procedure di attuazione per la sicurezza sul lavoro;
- xv. ANSI / IEEE Std 80 - Guide for Safety in AC Substation Grounding;
- xvi. S.24.XX.X.00000.16.010.00 TS\_Proj\_Guide\_Earth\_Syst

Per quanto non esplicitamente indicato, dovranno in ogni caso essere sempre adottate tutte le indicazioni normative e di legge atte a garantire la realizzazione del sistema a regola d'arte e nel rispetto della sicurezza.

## 5. BREVE DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO

L'impianto eolico di Portoscuso (CI) è costituito da sette aerogeneratori, ciascuno dei quali comprende un generatore ( $V=690V$ ,  $P=6000$  kW), collegati al rispettivo trasformatore MT/bt di macchina ( $33/0.69kV$ ,  $P=6500kVA$ ). I sette aerogeneratori sono divisi in tre sottogruppi (Clusters). All'interno di ogni cluster gli aerogeneratori sono connessi con collegamento di tipo "entra-esci" rigido alla linea MT di distribuzione a 33 kV. L'immissione in rete dell'energia prodotta dal parco eolico, riferita alla potenza di 42MW, avverrà mediante il collegamento tra la sottostazione utente SSE di trasformazione 220/33 kV e la SE di smistamento TERNA, ubicata nelle immediate vicinanze della stessa.

Ogni aerogeneratore è dotato di tutte le apparecchiature e circuiti di potenza nonché di comando, protezione, misura e supervisione.

L'impianto elettrico comprende sistemi di categoria 0, I e II ed è esercito alla frequenza di 50Hz.

L'impianto è composto dalle seguenti strutture:

- n°1 SSE ed al suo interno il Quadro MT ed il trasformatore di potenza AT/MT.
- n°7 aerogeneratori con annesse tutte le apparecchiature di macchina.

Di seguito vengono mostrati il layout dell'impianto su base ortofoto, una tabella riassuntiva del collegamento delle WTG tra loro per la formazione dei cluster e lo schema del modello di calcolo implementato nella suite di simulazione DIgSILENT PowerFactory per il dimensionamento dei cavi MT.



Figure 1 - Layout d'impianto su base ortofoto

<b>CLUSTER 1 (2 WTG - 12MW)</b>	
<i>DA WTG 01</i>	<i>A WTG 02</i>
<i>DA WTG 02</i>	<i>A SSE</i>
<b>CLUSTER 2 (2 WTG - 12MW)</b>	
<i>DA WTG 03</i>	<i>A WTG 04</i>
<i>DA WTG 04</i>	<i>A SSE</i>
<b>CLUSTER 3 (3 WTG - 18MW)</b>	
<i>DA WTG 05</i>	<i>A WTG 06</i>
<i>DA WTG 06</i>	<i>A WTG 07</i>
<i>DA WTG 07</i>	<i>A SSE</i>

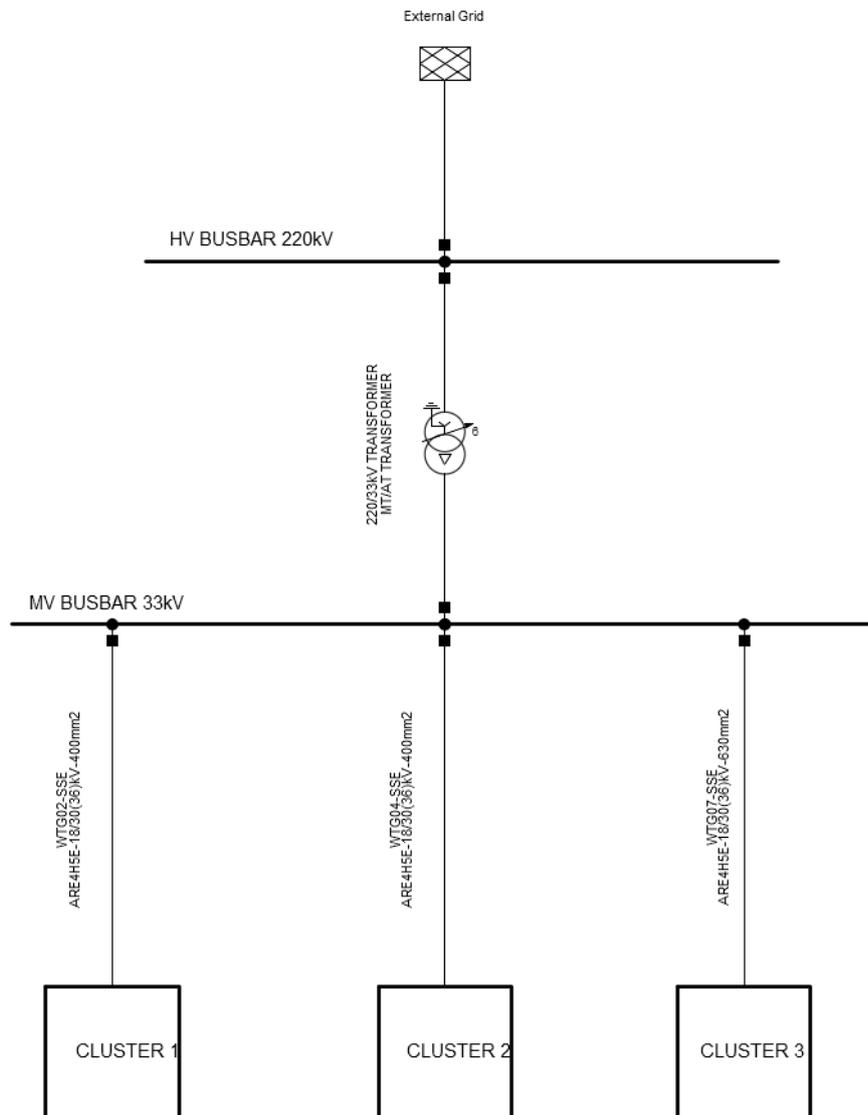


Figure 2 - Schema elettrico unifilare dell'impianto implementato in DIGSILENT

## 6. RIEPILOGO DEI PRINCIPALI DATI DI INPUT

La RTN al punto di connessione è rappresentata mediante un equivalente a 220 kV implementata a partire dal valore delle correnti di corto-circuito pubblicate da TERNA. Per lo studio di load flow verrà implementata la rete funzionante a 1.1 p.u. come indicato dalle specifiche tecniche EGP. Il preventivo di connessione rilasciato da Terna prevede nella soluzione tecnica quanto riportato di seguito:

*"La Soluzione Tecnica Minima Generale per Voi elaborata prevede che il Vs. impianto venga collegato in antenna a 220 kV sulla futura Stazione Elettrica (SE) di Smistamento 220 kV della RTN da inserire in entra - esce alla linea RTN a 220 kV "Sulcis - Oristano.*

*Vi comunichiamo che il nuovo elettrodotto in antenna a 220 kV per il collegamento della Vs. centrale sulla nuova Stazione Elettrica a 220 kV, costituisce impianto di utenza per la*

connessione, mentre lo stallo arrivo produttore a 220 kV nella suddetta nuova stazione costituisce impianto di rete per la connessione.”

Non avendo a disposizione i dati relativi allo stato della rete nel punto di connessione in quanto la SE di smistamento è di nuova realizzazione, si sono presi, per lo svolgimento dei calcoli, i valori riportati nei documenti TERNA appartenenti alla cabina primaria di SULCIS a 220kV per due motivi:

-la CP Sulcis risulta essere più vicina rispetto alla CP di Oristano

-i valori risultano essere maggiori rispetto alla CP di Oristano; pertanto, le simulazioni fanno riferimento alla situazione “worst case”, a favore di sicurezza.

VALORI DELLE CORRENTI E DELLE POTENZE DI CORTO CIRCUITO NEGLI IMPIANTI DELLA RETE A 380 - 220 - 150 - 132 kV AGGIORNAMENTO APRILE 2020										
Area	Stazione	Codice univoco utente		Tensione kV	Titolare	Icc trifase massima kA	Icc monofase massima kA	Pcc massima trifase convenzionale MVA	Pcc minima trifase convenzionale MVA	
		Sezione	Nodo							
C	MOGORELLA	MOGC_I2201	SUBNET	1	220	TERNA	7.421	6.931	2828	1111
C	ORISTANO	OR SCTI2201	SUBNET	1	220	TERNA	7.418	5.939	2827	1527
C	OTTANA	OTTCTI2201	SUBNET	1	220	TERNA	10.449	9.749	3982	1598
C	P.SCUSO	PSOCTI2203	SUBNET	1	220	ENEL PRODUZI	14.028	16.428	5346	3335
C	RUMIANCA	RUMCTI2201	SUBNET	1	220	TERNA	13.141	12.410	5007	2722
C	SELARGIUS	SELCTI2201	SUBNET	1	220	TERNA	11.549	10.841	4401	640
C	SULCIS	SULCTI2201	SUBNET	1	220	ENEL PRODUZI	14.405	16.983	5489	3335
C	TALORO	TALCTI2201	SUBNET	1	220	ENEL PRODUZI	10.156	10.752	3870	877
C	TIRSO C.LE	TIRC_I2201	SUBNET	1	220	ENEL PRODUZI	7.445	6.560	2837	1145
C	VILLASOR	VORCTI2201	SUBNET	1	220	TERNA	14.424	13.397	5496	3027
C	F.SANTO CR	FSACTI2201	SUBNET	1	220	EP PRODUZION	9.690	0.000	3692	2873
C	F.SANTO CR	FSACTI2202	SUBNET	1	220	EP PRODUZION	9.690	0.000	3692	2873
C	ARBATAX	ABXCDI1501	SUBNET	1	150	ENEL DISTRIB	3.068	3.155	797	392
C	AGLIENTU	AGLC_I1501	SUBNET	1	150	ENEL DISTRIB	3.377	2.608	877	611
C	ALGHERO	ALGCDI1501	SUBNET	1	150	ENEL DISTRIB	5.012	3.454	1302	301
C	ALGHERO 2	ALHCDI1501	SUBNET	1	150	ENEL DISTRIB	6.491	4.641	1686	265
C	AIR LIQUID	ALIC_I1501	SUBNET	1	150	AIR LIQUIDE	14.636	12.881	3803	1297
C	ARZACHENA2	AR2C_I1501	SUBNET	1	150	ENEL DISTRIB	3.063	2.026	796	585
C	ARMUNGIA	ARMC_I1501	SUBNET	1	150	ENAS	3.825	3.609	994	375
C	ARZACHENA	ARZCDI1501	SUBNET	1	150	ENEL DISTRIB	3.475	2.321	903	534
C	ASSEMINI	ASSCPI1501	SUBNET	1	150	ENEL PRODUZI	20.932	23.000	5438	1729
C	ASSEMINI	ASSCPI1502	SUBNET	1	150	ENEL PRODUZI	20.932	23.000	5438	1729

Figure 3 - Estratto dei valori massimi e minimi delle correnti di cortocircuito nella Cabina Primaria di SULCIS

I dati sopra riportati provengono dal documento terna del 2019 “Qualità Del Servizio Di Trasmissione - Valori Minimi E Massimi Convenzionali Della Corrente di Cortocircuito E Della Potenza Di Cortocircuito Della Rete Rilevante Con Tensione 380-220-150-132 kV”. A seguire, l’implementazione su DigSilent della rete a 220kV, denominata come “External Grid”.

External Grid - Grid\External Grid.ElmXnet

Basic Data	Max. Values	Min. Values
Description	Short-Circuit Power $S_k''$ max: 5489,042 MVA	Short-Circuit Power $S_k''$ min: 8000 MVA
Load Flow	Short-Circuit Current $I_k''$ max: 14,405 kA	Short-Circuit Current $I_k''$ min: 20,99455 kA
Short-Circuit VDE/IEC	R/X Ratio (max.): 0,1	R/X Ratio (min.): 0,1
Short-Circuit Complete	Impedance Ratio	
Short-Circuit ANSI	Z2/Z1 max.: 1,	Z2/Z1 min.: 1,
Short-Circuit IEC 61363	X0/X1 max.: 0,8769	X0/X1 min.: 1,
Short-Circuit DC	R0/X0 max.: 0,1	R0/X0 min.: 0,1
Quasi-Dynamic Simulation		
Simulation RMS		
Simulation EMT		
Power Quality/Harmonics		
Reliability		
Hosting Capacity Analysis		
Optimal Power Flow		
Unit Commitment		

Buttons: OK, Cancel, Figure, Jump to ...

**Figure 4 - Implementazione dell'equivalente di rete**

La centrale eolica è collegata alla RTN alla tensione di 220 kV. Per elevare la tensione dal livello della distribuzione in MT a 33 kV, nella stazione di utenza, si ipotizza l'installazione di un trasformatore elevatore 220/33 kV della potenza ONAN/ONAF di 46.2/55 MVA con una impedenza di cortocircuito pari al 11%@55MVA e 75°C. A seguire, il modello del trasformatore implementato su DigSilent. È bene notare che, il trasformatore è dotato di commutatore sotto carico (OLTC) sul lato AT, con 20 posizioni ( $220 \pm 10 \times 1.5\% / 33\text{kV}$ ) modellate sul software come mostrato in Fig. 6.

2-Winding Transformer Type - Equipment Type Library\MT\AT TRANSFORMER.TypeTr2

**Basic Data**

Name: MT/AT TRANSFORMER

Technology: Three Phase Transformer

Rated Power: 46,2 MVA

Nominal Frequency: 50, Hz

Rated Voltage:

- HV-Side: 220, kV
- LV-Side: 33, kV

Vector Group:

- HV-Side: YN
- LV-Side: D

Phase Shift: 11, \*30deg

Name: YNd11

Positive Sequence Impedance:

- Short-Circuit Voltage uk: 11, %
- Copper Losses: 150, kW

Zero Sequence Impedance:

- Short-Circuit Voltage uk0: 3, %
- SHC-Voltage (Re(uk0)) uk0r: 0, %

Figure 5 - Implementazione del trasformatore principale AT/MT - dati di base

2-Winding Transformer Type - Equipment Type Library\MT\AT TRANSFORMER.TypeTr2

**Tap Changer**

Tap Changer 1

Type: Ratio/Asym. Phase Shifter

at Side: HV

Additional Voltage per Tap: 1,5 %

Phase of du: 0, deg

Neutral Position: 0

Minimum Position: -10

Maximum Position: 10

Tap Changer 2

Tap dependent impedance

Figure 6 - Implementazione del trasformatore principale AT/MT - variatore di tensione



Le WTGs saranno dotate di generatore asincrono DFIG ed a seguire, si riportano le principali caratteristiche fornite dal costruttore degli aerogeneratori.

## Technical Specifications

### Rotor

Type .....	3-bladed, horizontal axis
Position .....	Upwind
Diameter .....	170 m
Swept area .....	22,698 m <sup>2</sup>
Power regulation .....	Pitch & torque regulation with variable speed
Rotor tilt .....	6 degrees

### Blade

Type .....	Self-supporting
Blade length .....	83 m
Max chord .....	4.5 m
Aerodynamic profile .....	Siemens Gamesa proprietary airfoils
Material .....	GRE (Glassfiber Reinforced Epoxy) – CRP (Carbon Reinforced Plastic)
Surface gloss .....	Semi-gloss, < 30 / ISO2813
Surface color .....	Light grey, RAL 7035 or White, RAL 9018

### Aerodynamic Brake

Type .....	Full span pitching
Activation .....	Active, hydraulic

### Load-Supporting Parts

Hub .....	Nodular cast iron
Main shaft .....	Forged steel
Nacelle bed frame .....	Nodular cast iron

### Mechanical Brake

Type .....	Hydraulic disc brake
Position .....	Gearbox rear end

### Nacelle Cover

Type .....	Totally enclosed
Surface gloss .....	Semi-gloss, <30 / ISO2813
Color .....	Light Grey, RAL 7035 or White, RAL 9018

### Generator

Type .....	Asynchronous, DFIG
------------	--------------------

### Grid Terminals (LV)

Baseline nominal power ..	6.0 MW
Voltage .....	690 V
Frequency .....	50 Hz or 60 Hz

### Yaw System

Type .....	Active
Yaw bearing .....	Externally geared
Yaw drive .....	Electric gear motors
Yaw brake .....	Active friction brake

### Controller

Type .....	Siemens Integrated Control System (SICS)
------------	--

SCADA system .....	SGRE SCADA System
--------------------	-------------------

### Tower

Type .....	Tubular steel / Hybrid
------------	------------------------

Hub height .....	100m to 165 m and site-specific
------------------	---------------------------------

### Corrosion protection .....

Surface gloss .....	Painted
Color .....	Semi-gloss, <30 / ISO-2813 Light grey, RAL 7035 or White, RAL 9018

### Operational Data

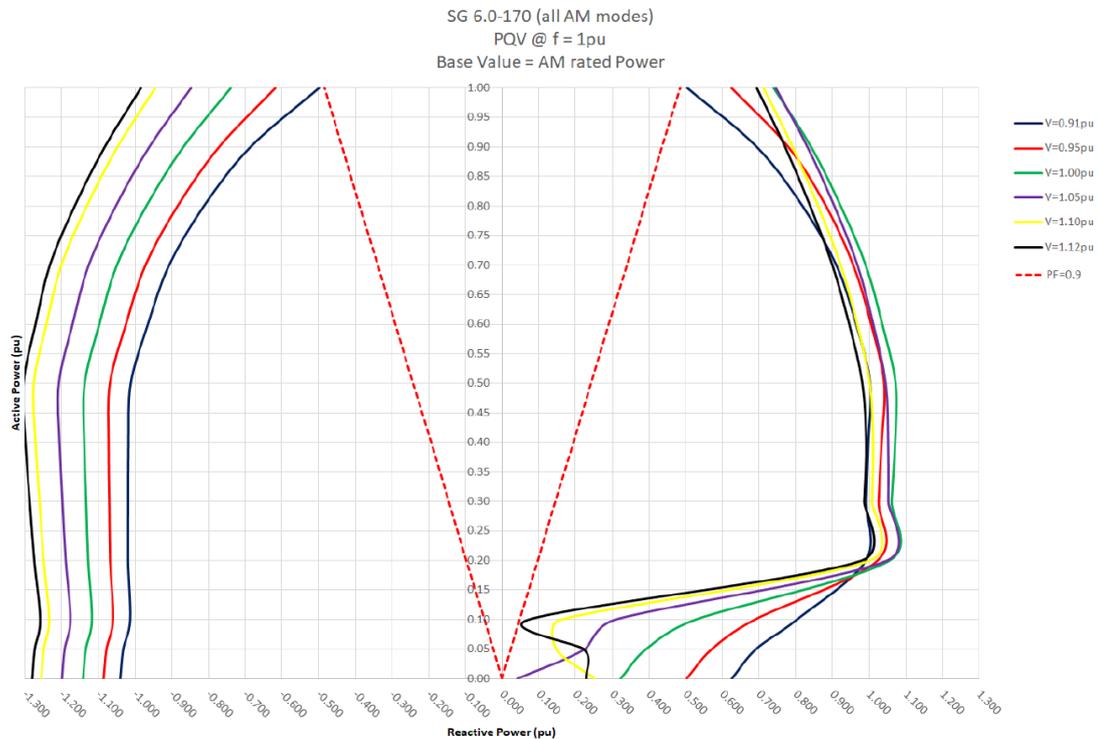
Cut-in wind speed .....	3 m/s
Rated wind speed .....	10.0 m/s (steady wind without turbulence, as defined by IEC61400-1)
Cut-out wind speed .....	25 m/s
Restart wind speed .....	22 m/s

### Weight

Modular approach .....	All modules weight lower than 80 t for transport
------------------------	--

Figure 7 - Caratteristiche principali datasheet SIEMENS GAMESA SG6.0-170

Il costruttore fornisce anche le curve di funzionamento (curve di capability) qui di seguito riportate.



**Figure 1:** Reactive power capability curves (PQV), 50/60 Hz Wind Turbine, at LV terminals.  
Note: Voltage Saturation set to 91% and 112% (refer to Reactive Power / Voltage limiting function section)

**Figure 8 - Curva di capability fornita dal costruttore**

Quest'ultime verranno caricate nel modello dell'aerogeneratore implementato nel software, tramite inserimento puntuale dei valori tabellati.

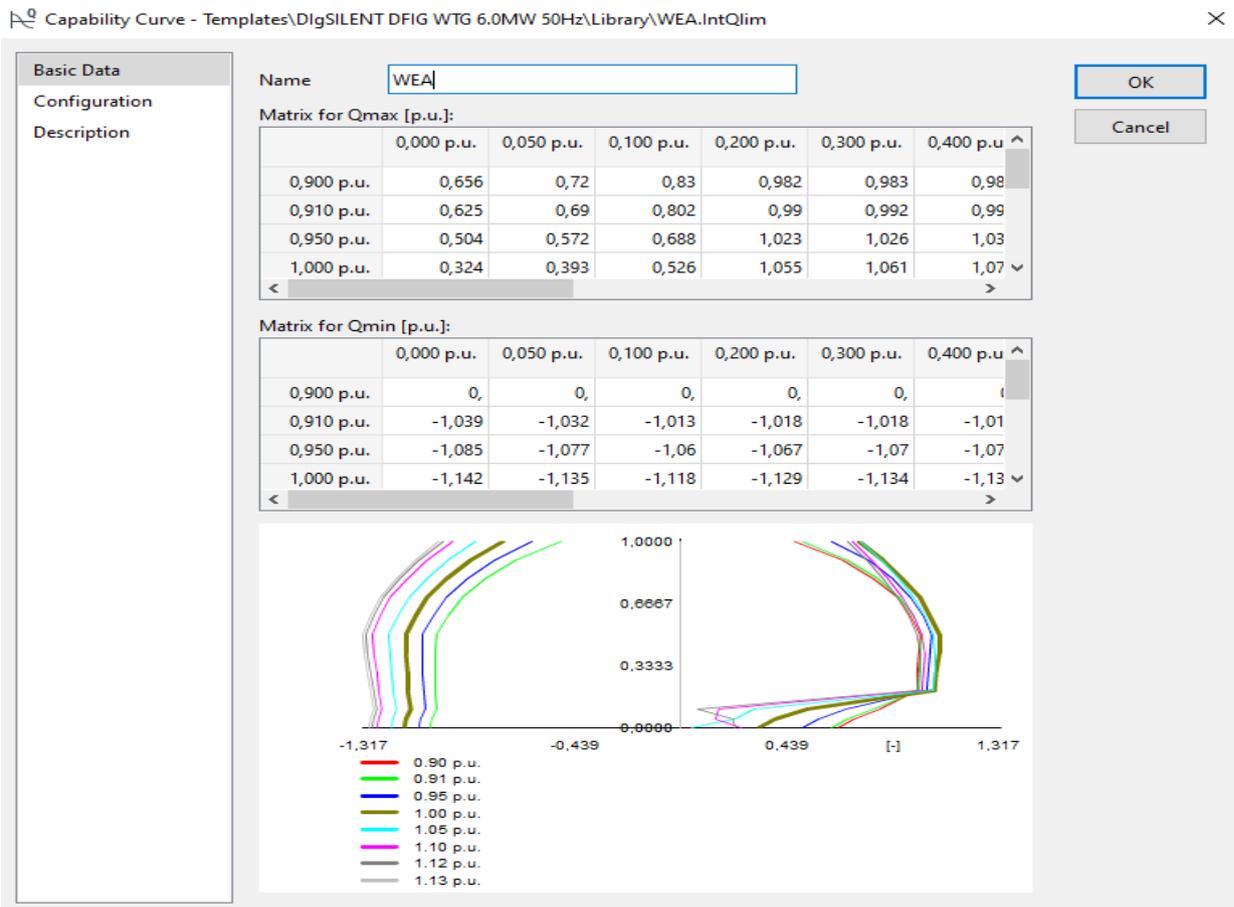


Figure 9 - implementazione curve di capability in ambiente DIGSILENT

Ogni aerogeneratore dell'impianto consegna la potenza prodotta in bassa tensione a 0.69kV ed è equipaggiato con un trasformatore MT/bt di macchina per la connessione al sistema di distribuzione in MT al livello di tensione di 33kV.

2-Winding Transformer Type - Templates\DlgSILENT DFIG WTG 6.0MW 50Hz\Library\Trf 0.69kV - 33kV.TypTr2

Basic Data	Name	Trf 0.69kV - 33kV	OK	
Description	Technology	Three Phase Transformer	Cancel	
Version	Rated Power	6,5 MVA		
Load Flow	Nominal Frequency	50, Hz		
Short-Circuit VDE/IEC	Rated Voltage		Vector Group	
Short-Circuit Complete	HV-Side	33, kV	HV-Side	D
Short-Circuit ANSI	LV-Side	0,69 kV	LV-Side	YN
Short-Circuit IEC 61363	Positive Sequence Impedance		Phase Shift	11, *30deg
Short-Circuit DC	Short-Circuit Voltage uk	9,5 %	Name	Dyn11
Simulation RMS	Copper Losses	82,24 kW		
Simulation EMT	Zero Sequence Impedance			
Protection	Reactance x0	0, p.u.		
Power Quality/Harmonics	Resistance r0	0,01 p.u.		
Reliability				
Hosting Capacity Analysis				
Optimal Power Flow				

**Figure 10 - Trasformatore delle WTGs - dati di base**

Ogni trasformatore di macchina è anche dotato, sul proprio avvolgimento MT, di un variatore di tensione a vuoto  $\pm 2 \times 2.5\%$ .

2-Winding Transformer Type - Templates\DlgSILENT DFIG WTG 6.0MW 50Hz\Library\Trf 0.69kV - 33kV.TypTr2

Basic Data	General	Tap Changer	Saturation	Advanced	OK
Description	<input checked="" type="checkbox"/> Tap Changer 1 <input type="checkbox"/> Tap Changer 2				Cancel
Version	Type	Ratio/Asym. Phase Shifter			
Load Flow	at Side	HV			
Short-Circuit VDE/IEC	Additional Voltage per Tap	2,5 %			
Short-Circuit Complete	Phase of du	0, deg			
Short-Circuit ANSI	Neutral Position	0			
Short-Circuit IEC 61363	Minimum Position	-2			
Short-Circuit DC	Maximum Position	2			
Simulation RMS	<input type="checkbox"/> Tap dependent impedance				
Simulation EMT					
Protection					
Power Quality/Harmonics					
Reliability					
Hosting Capacity Analysis					
Optimal Power Flow					

**Figure 11 - Trasformatore delle WTGs - OLTC**



In base al layout dell'impianto ed alla lunghezza di ciascuna tratta, la sezione dei cavi viene dimensionata in base a criteri di portata di corrente e caduta di tensione in servizio normale e tenuta dei livelli di cortocircuito.

## 7. STUDIO DI POWER FLOW

### 7.1. SCOPO DELLE ANALISI

In una rete attiva come quella rappresentata dal collector system di un impianto wind, più che le cadute di tensione percentuali, andrebbero verificate due condizioni importanti:

1. La corrente che attraversa i cavi deve essere inferiore o al limite uguale alla portata effettiva stimata della conduttura sulla base delle condizioni di posa;
2. La tensione che si trova ai morsetti di ogni WTG sia all'interno del suo campo di funzionamento normale.

Tali verifiche devono essere effettuate almeno in due condizioni critiche (in entrambe la tensione sul quadro MT in stazione può essere considerata pari al valore nominale, dato che il trasformatore principale è equipaggiato con variatore di rapporto sotto carico con range di variazione della tensione tale da compensare le variazioni della tensione sul lato AT):

- A) L'impianto genera la massima potenza attiva consentita, potenza reattiva erogata in rete (sovraeccitazione) pari al massimo valore come indicato in allegato A17 al codice di rete TERNA, tensione sul nodo di alta tensione al minimo valore (0.9 p.u.);
- B) L'impianto genera la minima potenza attiva (da stabilire sulla base del tipo di turbina impiegata), potenza reattiva assorbita dalla rete (sottoeccitazione) pari al massimo valore (assoluto) come indicato in allegato A17 al codice di rete TERNA, tensione sul nodo di alta tensione al massimo valore (1.1 p.u.).

Ogni percorso della rete (cavo) sarà rappresentato da:

- Impedenza longitudinale (serie di resistenza e reattanza induttiva);
- Impedenza trasversale (reattanza capacitiva e conduttanza che considera le perdite nel dielettrico).

Lo scambio di energia tra ogni punto di generazione (WTG) and il punto di consegna (Barra AT) è affetta da perdita.

Lo studio di Power Flow di ogni cluster MT consente di calcolare:

- Valore di picco e angolo di fase della tensione a ogni nodo;
- Potenza attiva e reattiva (e corrente anche) che fluisce in ogni linea in cavo;
- Perdite nei cavi.

### 7.2. METODOLOGIA

Lo studio verrà effettuato analizzando lo scenario peggiore per tutte le linee in cavo relative a ogni cluster e include le seguenti condizioni:

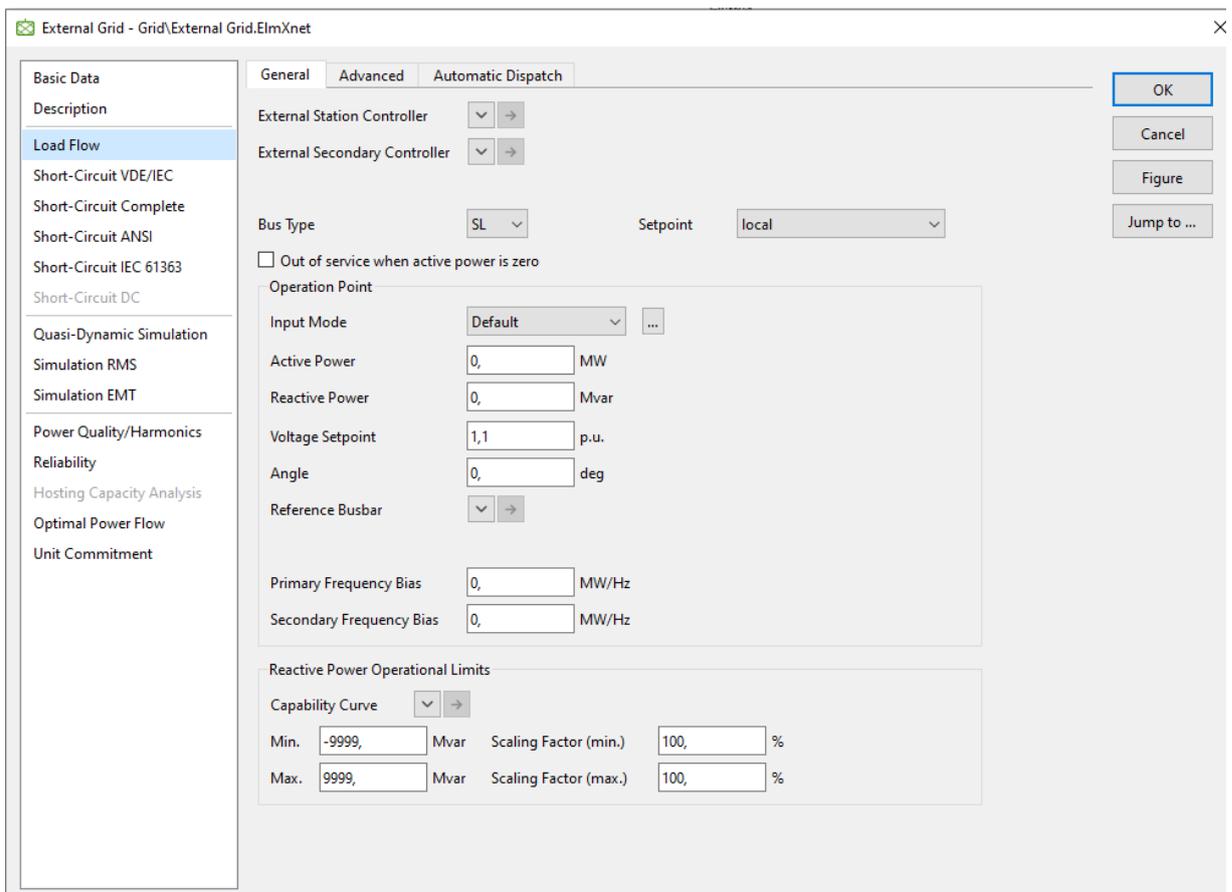
- Ogni WTG al massimo carico (100%) che significa massima potenza attiva e reattiva;
- Valore della tensione al punto di consegna (Barra AT nella CP) al suo massimo valore (1.1p.u)

I risultati dello studio consentiranno di valutare i seguenti parametri di progettazione di ogni cluster:

- Valore della tensione di ogni nodo di generazione dovrebbe essere nel range stabilito del fornitore delle WTGs o  $\pm 4\%$  laddove non specificato.
- La corrente di picco che fluisce in ogni linea in cavo deve essere inferiore all'effettiva portata del cavo  $I'_z$ .

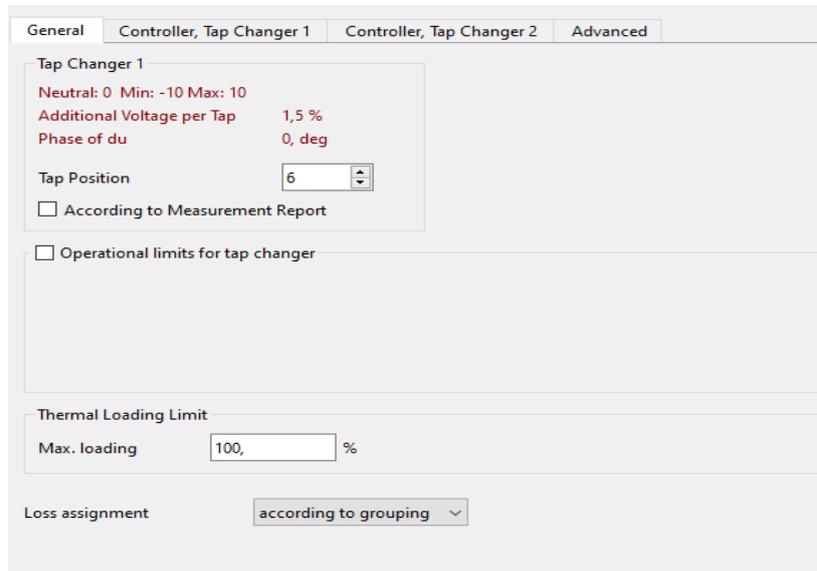
### 7.3. IMPOSTAZIONI DI SIMULAZIONE

L'implementazione del valore massimo della tensione al punto di consegna è riportato di seguito.



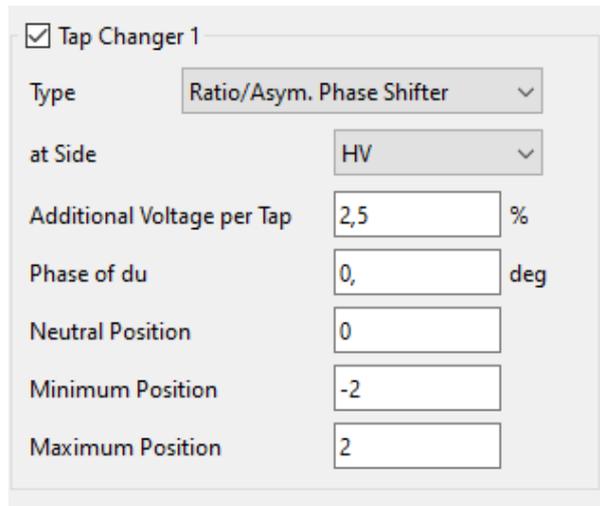
**Figure 12 - Impostazioni di rete**

Il tap del trasformatore principale *si posiziona automaticamente* in modo tale da avere una tensione pari a 1 p.u. sulla sbarra di media tensione. Nel caso in esame, la posizione del tap è +6. Nei file allegati è possibile trovare i valori di tensione in valori fisici (kV) ed in "per unit" (p.u.) delle sbarre bt, MT ed AT.



**Figure 13 - Tap Trasformatore AT/MT**

Laddove non sia rispettato il valore di tensione nel nodo di generazione delle WTGs è necessario agire sul tap del trasformatore delle WTG in modo da far rientrare il valore della tensione nel punto di connessione bt nel range  $\pm 4\%$  come indicato da specifiche EGP.



**Figure 14 - Tap Trasformatore di macchina WTGs**

#### **7.4. RISULTATI STUDI DI LOAD FLOW**

Di seguito vengono riportati i collegamenti con il tipo di cavo, la potenza di carico su ogni tratto di linea e la relativa caduta di tensione e perdite. Le sezioni dei cavi riportate di seguito soddisfano le condizioni 1) e 2) riportate nel capitolo 7.1.



EGP CODE

GRE.EEC.R.24.IT.W.15012.00.033.00

PAGE

20 di/of 30

Linea	Da	A	Codice Cavo	Formazione			Numero di Terne	Lunghezza [m]	Lunghezza +10% [m]	Potenza (kVA)	Caduta di Tensione	
				Sezione [mm <sup>2</sup> ]								
Cluster 1												
Line 1	WTG01	WTG02	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	120	1	1235	1358,5	6000	0,176%
Line 2	WTG02	Quadro MT_SSE 220/33kV	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	400	1	8548	9402,8	12000	0,741%
Cluster 2												
Line 3	WTG03	WTG04	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	120	1	758	834	6000	0,108%
Line 4	WTG04	Quadro MT_SSE 220/33kV	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	400	1	5789	6388	12000	0,488%
Cluster 3												
Line 5	WTG05	WTG06	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	120	1	1031	1134	6000	0,147%
Line 6	WTG06	WTG07	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	400	1	1403	1543	12000	0,114%
Line 7	WTG07	Quadro MT_SSE 220/33kV	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	630	1	6615	7277	18000	0,482%

Figure 15 - Cadute di tensione su linee MT

Cluster	Linea	Da	A	Codice Cavo	Formazione			Lunghezza [m]	Lunghezza +10% [m]	Potenza Linea [kVA]	Perdita di Potenza Linea [kW]	Potenza WTG [kW]	
					Sezione [mm <sup>2</sup> ]								
1	Line 1	WTG01	WTG02	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	120	1235	1359	6000	11	6000
	Line 2	WTG02	Quadro MT_SSE 220/33kV	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	400	8548	9403	12000	93	6000
2	Line 3	WTG03	WTG04	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	120	758	834	6000	7	6000
	Line 4	WTG04	Quadro MT_SSE 220/33kV	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	400	5789	6388	12000	64	6000
3	Line 5	WTG05	WTG06	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	120	1031	1134	6000	9	6000
	Line 6	WTG06	WTG07	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	400	1403	1543	12000	15	6000
	Line 7	WTG07	Quadro MT_SSE 220/33kV	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	2	X	630	6615	7277	18000	102	6000
Perdite di Potenza Totali Linee [kW]											301		

Cluster	WTG	WTG Trasformatore [MVA]	WTG Tensione primaria Trasformatore [kV]	WTG Tensione secondaria Trasformatore [kV]	WTG Power transformer			WTG Perdite totali trasformatore simulate [kW]	
					Max. Perdite a vuoto supposte [kW]	Max. Perdite a carico supposte [kW]	WTG Perdite totali trasformatore supposte [kW]		
1	WTG1	6,5	33	0,69	4,77	82,24	87,01	69	
1	WTG2	6,5	33	0,69	4,77	82,24	87,01	70	
2	WTG3	6,5	33	0,69	4,77	82,24	87,01	70	
2	WTG4	6,5	33	0,69	4,77	82,24	87,01	70	
3	WTG5	6,5	33	0,69	4,77	82,24	87,01	70	
4	WTG6	6,5	33	0,69	4,77	82,24	87,01	70	
4	WTG7	6,5	33	0,69	4,77	82,24	87,01	70	
Total [kW]								609,1	489

Figure 16 - Perdite su linee MT e trasformatori MT/bt

La scelta per i cavi MT è ricaduta sulla tipologia ARE4H5E 18/30(36)kV. Seguendo la nomenclatura riconosciuta dalla CEI UNEL 35011 il cavo avrà le seguenti caratteristiche, secondo le lettere che ne compongono la sigla:

- A: conduttore in alluminio
- R: conduttore a corda rigida rotonda normale o compatta
- E4: miscela a base di polietilene reticolato avente una temperatura caratteristica da 85 °C adatta anche per rivestimenti protettivi
- H5: schermo a nastro longitudinale di alluminio ricoperto
- E: guaina termoplastica qualità EZ

## ARE4H5E COMPACT

Unipolare 12/20 kV - **18/30 kV**  
Single core 12/20 kV and 18/30 kV



**Norma di riferimento**  
HD 620/IEC 60502-2

### Descrizione del cavo

**Anima**  
Conduttore a corda rotonda compatta di alluminio  
**Semiconduttivo interno**  
Mescola estrusa  
**Isolante**  
Mescola di polietilene reticolato (qualità DIX 8)  
**Semiconduttivo esterno**  
Mescola estrusa  
**Rivestimento protettivo**  
Nastro semiconduttore igroespandente  
**Schematura**  
Nastro di alluminio avvolto a cilindro longitudinale  
( $R_{max} 3\Omega/Km$ )  
**Guaina**  
Polietilene: colore rosso (qualità DMP 2)  
**Marcatura**  
PRYSMIAN (\*\*) ARE4H5E <tensione>  
<sezione> <anno>

(\*\*) sigla sito produttivo

Marcatura in rilievo ogni metro  
Marcatura metrica ad inchiostro

### Applicazioni

Il cavo rispetta le prescrizioni della norma HD 620 per quanto riguarda l'isolante; per tutte le altre caratteristiche rispetta le prescrizioni della IEC 60502-2.

### Accessori idonei

**Terminali**  
ELTI-1C (pag. 115), ELTO-1C (pag. 118), FMCS 250 (pag. 128),  
FMCE (pag. 130), FMCTS-400 (pag. 132),  
FMCTXs-630/C (pag. 136)  
**Giunti**  
ECOSPEED™ (pag. 140)

**Standard**  
HD 620/IEC 60502-2

### Cable design

**Core**  
Compact stranded aluminium conductor  
**Inner semi-conducting layer**  
Extruded compound  
**Insulation**  
Cross-linked polyethylene compound (type DIX 8)  
**Outer semi-conducting layer**  
Extruded compound  
**Protective layer**  
Semiconductive watertight tape  
**Screen**  
Aluminium tape longitudinally applied  
( $R_{max} 3\Omega/Km$ )  
**Sheath**  
Polyethylene: red colour (DMP 2 type)  
**Marking**  
PRYSMIAN (\*\*) ARE4H5E <rated voltage>  
<cross-section> <year>

(\*\*) production site label

Embossed marking each meter  
Ink-jet meter marking

### Applications

According to the HD 620 standard for insulation, and the IEC 60502-2 for the other characteristics.

### Suitable accessories

**Terminations**  
ELTI-1C (pag. 115), ELTO-1C (pag. 118), FMCS 250 (pag. 128),  
FMCE (pag. 130), FMCTS-400 (pag. 132),  
FMCTXs-630/C (pag. 136)  
**Joints**  
ECOSPEED™ (pag. 140)

Figure 17 - Stralcio cavo MT ARE4H5E 18/30(36)kV

A partire dal datasheet, è stato possibile ricostruire il modello DigSilent del cavo per ogni singola sezione di interesse. A partire dal  $95mm^2$  fino al  $630mm^2$ , taglia massima consentita dalle specifiche tecniche EGP di riferimento.

Nelle analisi condotte tramite il software DigSilent, un fattore importante per la corretta simulazione dell'impianto è stata la valutazione delle modalità di posa del cavo. In particolari, i dati richiesti dal software sono i seguenti:

- ✓ Temperatura di funzionamento:  $90^{\circ}C$ ;
- ✓ Temperatura del terreno:  $30^{\circ}C$ ;
- ✓ Resistenza termica del terreno:  $2Km/W$ ;
- ✓ Distanza tra i circuiti  $125mm < d < 250mm$
- ✓ Profondità di installazione secondo tipico:



- su terreno 1m
- su asfalto 1,1m

Eseguendo la simulazione di cable sizing secondo le norme internazionali presenti nel software per tensioni comprese nel range 3kV-36kV, i fattori di derating sono stati calcolati ed utilizzati per il calcolo della portata effettiva in corrente del cavo.

Il derating factor  $k$  viene calcolato come il prodotto:

$$k = k_1 \times k_2 \times k_3 \times k_4$$

dove i fattori di correzione sono standardizzati dalla norma IEC 60502-2:

- $k_1$ : Fattore di correzione della corrente nominale per temperatura del terreno diverse da 20°C;
- $k_2$ : Fattore di correzione per differenti valori di profondità di posa diversi da 0,8 m;
- $k_3$ : Fattore di correzione per differenti valori di resistività termica del terreno rispetto al valore standard di 1.5km/W;
- $k_4$ : Fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati sullo stesso piano (distanza 200mm).

A seguire, tabella riassuntiva con formazione dei cavi utilizzati, fattore di derating e portata in corrente effettiva del cavo:

Linea	Da	A	Codice Cavo	Formazione	Portata (A)*	k1	k2	k3	k4	ktot	Portata effettiva (A)
				Sezione [mm <sup>2</sup> ]							
Line 1	WTG01	WTG02	ARE4H5E 18/30(38) kV	3 x 1 x 120	291	0,93	0,97	0,88	1	0,794	231,01
Line 2	WTG02	Quadro MT_SSE 220/33kV	ARE4H5E 18/30(38) kV	3 x 1 x 400	549	0,93	0,97	0,88	0,73	0,580	318,15
Line 3	WTG03	WTG04	ARE4H5E 18/30(38) kV	3 x 1 x 120	291	0,93	0,97	0,88	1	0,794	231,01
Line 4	WTG04	Quadro MT_SSE 220/33kV	ARE4H5E 18/30(38) kV	3 x 1 x 400	549	0,93	0,97	0,88	0,73	0,580	318,15
Line 5	WTG05	WTG06	ARE4H5E 18/30(38) kV	3 x 1 x 120	291	0,93	0,97	0,88	0,73	0,580	168,64
Line 6	WTG06	WTG07	ARE4H5E 18/30(38) kV	3 x 1 x 400	549	0,93	0,97	0,88	0,83	0,659	361,73
Line 7	WTG07	Quadro MT_SSE 220/33kV	ARE4H5E 18/30(38) kV	3 x 1 x 630	709	0,93	0,97	0,88	0,73	0,580	410,87

Note:

\*La portata in corrente è fornita dal costruttore e dichiarata secondo norma 60287-1-1 a resistività termica del terreno pari a 1,5°Cm/W

\*\* $k_1$ ,  $k_2$ ,  $k_3$  e  $k_4$  sono stati presi dalla IEC 60502-2 2014;

**Tabella 1 - Tabella riassuntiva e relative note**

### 7.5. CALCOLO DELLE PERDITE DI IMPIANTO

Il seguente paragrafo ha lo scopo di valutare le perdite nell'impianto eolico, come richiesto da specifica tecnica "GRE.EEC.S.73.XX.W.00000.00.064.01 TS DESIGN" paragrafo 9.4.1.2.3.3.4. Il paragrafo sopra citato permette il calcolo delle perdite percentuali massime accettabili tramite la tabella a seguire.

Full Load Hours (FLH-P50)	MAXIMUM ELECTRICAL LOSSES (%) (calculated at Nominal Power)			
	Nominal Power		Distance between the substation and the nearest WTG	
	≤ 50 MW	> 50 MW	≤ 1 km	> 1 km
≤ 2500 FLH	0.7%	0.7% + 0.25% / each additional 50 MW	0 %	+ 0.1% / km
2500 < FLH ≤ 3500	0.6%	0.6% + 0.20% / each additional 50 MW	0 %	+ 0.06% / km
> 3500 FLH	0.55%	0.55% + 0.18% / each additional 50 MW	0 %	+ 0.05% / km

**Figure 18 - Tabella di calcolo perdite massime**

Attraverso I dati di impianto che seguono, è possibile valutare le perdite:

- Potenza impianto=42MW (<50MW);
- FLH-P50=2399 (<2500);
- Distanza tra la WTG più vicina e la SSE=6.37km (<1km)

Il calcolo, quindi, risulta essere

$$\text{Perdite elettriche maxime} = 0.7\% + 6.37\text{km} * 0.1\%/ \text{km} = 1.337\%$$

Pertanto, in termini di potenza, la massima perdita ammissibile per il collector system risulta essere pari a 561.54kW. Per la definizione di collector system al paragrafo 9.4.1.1.1, la valutazione va eseguita solo sulle tratte MT di connessione tra le WTGs stesse, e tra le WTGs e la SSE.

I risultati sono i seguenti:

LOSSES TABLE SUMMARY		
Total power line losses [kW]	301,00	38,10% of the total losses
WTG MT/bt transformers total losses [kW]	489,00	61,90% of the total losses
Total losses [kW]	790,00	

ADMISSIBLE LOSSES COLLECTOR SYSTEM	
INPUT DATA	VALUES
FLH-P50 [h]	2399
NOMINAL PPWER [MW]	42
Distance nearest WTG-SSE [km]	6,37
<b>ADMISSIBLE LOSSES</b>	<b>1,337%</b>
<b>ADMISSIBLE POWER LOSSES [kW]</b>	<b>561,54</b>

<b>COLLECTOR SYSTEM POWER LOSSES [kW]</b>	<b>301,00</b>
<b>POWER LOSSES</b>	<b>0,717%</b>

Chap. 9.4.1.2.3.3.4

**Figure 19 - Risultati analisi perdite**



La potenza dispersa dal collector system risulta abbondantemente sotto il limite. È importante notare, però, che la quota di perdite del trasformatore MT/bt risulta essere prevalente nella valutazione complessiva delle perdite.

## **8. CALCOLO DELLE CORRENTI DI CORTOCIRCUITO E FORZA DELLA RETE NEL PUNTO DI CONNESSIONE**

### **8.1. SCOPO DELLE ANALISI**

Questa sezione del rapporto si propone la valutazione delle correnti di cortocircuito oltre al confronto della potenza nominale dell'impianto con la Potenza di cortocircuito nel punto di connessione (rete "forte" o "debole").

Nel seguito, pertanto, si riepilogano i risultati del calcolo delle correnti di cortocircuito al PCC ed ai nodi interni dell'impianto eolico.

Successivamente si determinerà il valore di Short Circuit Ratio (SCR) come misura della prevalenza del Sistema AT.

I calcoli seguenti sono ottenuti a partire dalle grandezze e ipotesi di calcolo riepilogate nel capitolo precedente.

Le analisi sono state svolte ai sensi della norma CEI EN 60909-0 e considerando configurazioni opportune per questo tipo di analisi. Eventuali possibili aggiustamenti del layout o modesti cambiamenti delle lunghezze delle condutture elettriche non influiscono sull'ordine di grandezza dei risultati.

### **8.2. METODOLOGIA**

I calcoli di corto circuito sono stati realizzati mediante l'utilizzo del programma PowerFactory, secondo la procedura della norma CEI EN 60909-0; in particolare sono stati calcolati i valori massimi delle seguenti grandezze:

$S_k$  = potenza di cortocircuito totale

$I''_k$  = corrente di cortocircuito simmetrica iniziale

$I_{th}$  = corrente termica equivalente di breve durata

$I_p$  = valore di cresta della corrente di cortocircuito

Tali valori sono da utilizzare per il dimensionamento dei quadri e per la scelta dei dispositivi di interruzione automatici. Nello schema unifilare sono riportati, a fianco di ciascun nodo dell'impianto, i valori delle suddette correnti nel caso di guasto trifase.

Al fine della determinazione delle correnti di cortocircuito convenzionali massime, i componenti delle reti AAT e AT sono considerati tutti in servizio (salvo particolari eccezioni);



EGP CODE

**GRE.EEC.R.24.IT.W.15012.00.033.00**

PAGE

25 di/of 30

le reti a 380 kV e 220 kV si trovano in assetto pienamente magliato, mentre le reti a 150 kV e 132 kV ad "isole di esercizio". Per il macchinario di generazione sono considerate le reattanze subtransitorie dirette. È stata inoltre applicata la massima utilizzazione possibile del parco di generazione disponibile per l'esercizio. Le correnti di cortocircuito massime, inoltre, sono calcolate supponendo la tensione preesistente al guasto pari al 110% della tensione nominale (fattore di tensione  $c=1.1$ ), trascurando le correnti di carico e considerando nulla l'impedenza di guasto.

Il calcolo delle correnti di cortocircuito minime convenzionali è invece effettuato eseguendo una simulazione sulla rete in condizioni ordinarie di esercizio, considerando il parco di generazione effettivamente in parallelo nelle condizioni di minima potenza rotante in servizio.

Le correnti di cortocircuito sono calcolate imponendo la tensione preesistente al guasto pari alla tensione nominale. Il calcolo è inoltre effettuato ipotizzando indisponibile il componente di rete (linea, generatore, trasformatore di interconnessione) che ha maggiore influenza sui valori totali delle correnti di cortocircuito nel punto in esame (Regola A ai sensi dell'allegato A.56 "Determinazione e verifica dei valori minimi e massimi convenzionali della potenza di cortocircuito per i siti direttamente connessi alla RTN", allegato al Codice di Rete).

Il criterio generale suddetto non si è applicato alle sezioni a 150 e 132 kV delle stazioni di interconnessione 380/150-132 kV e 220/150-132 kV. In questi casi la corrente minima convenzionale di cortocircuito è calcolata considerando il nodo in esame alimentato da uno solo dei trasformatori di stazione in servizio nelle condizioni ordinarie di esercizio ed annullando ogni altro contributo proveniente dalle linee 150-132 kV ad esso afferente (Regola B ai sensi dell'allegato A.56 "Determinazione e verifica dei valori minimi e massimi convenzionali della potenza di cortocircuito per i siti direttamente connessi alla RTN", allegato al Codice di Rete).

La Potenza di cortocircuito del nodo di connessione ha una grande importanza in relazione all'impatto dell'impianto eolico sulla rete locale. Tutte le problematiche connesse alle performance degli impianti collegati alla rete, dalla regolazione della tensione, al supporto di potenza reattiva, all'insensibilità alle variazioni di tensione, sono direttamente legati alla potenza di cortocircuito della rete nel punto di connessione.

Come misura relativa della prevalenza della rete nel punto di connessione si può fare riferimento all'indice SCR (short-circuit ratio) definito come:

$$SCR = \frac{S}{P_{WIND}}$$

Dove S è la Potenza di cortocircuito trifase simmetrica del nodo di connessione in AT espressa in MVA e  $P_{wind}$  è la potenza nominale espressa in MW dell'impianto eolico.

Più debole è il sistema (cioè più basso è l'indice SCR) maggiore sarà l'impatto dell'esercizio dell'impianto sulla rete.

In letteratura, il rapporto SCR è classificato secondo i seguenti range:

- SCR > 15 corrisponde a "RETE MOLTO FORTE"
- $15 < SCR < 10$ , corrisponde a "RETE FORTE" può essere considerato un rapporto normale e non comporta alcuna criticità
- $10 < SCR < 4$  corrisponde a "RETE DEBOLE"
- SCR < 4 corrisponde a "RETE MOLTO DEBOLE" in relazione alla potenza dell'impianto da connettere

Si deve notare che un punto di connessione pur normalmente non critico e operante, in condizioni normali e per la maggioranza del tempo, con SCR elevato o molto elevato, in condizioni di emergenza o per mancanza di elementi di rete (condizione N-1) può essere caratterizzato da valori di SCR bassi o bassissimi.

### 8.3. CALCOLO DELLE CORRENTI DI CORTOCIRCUITO

Nella tabella seguente e nei grafici delle pagine successive sono riportati i valori delle correnti di guasto calcolate ai sensi della norma CEI EN 60909 in base alle ipotesi descritte in precedenza e assumendo per il rapporto X/R dell'impedenza di cortocircuito dell'equivalente di rete un valore pari a 10.

L'equivalente di rete è caratterizzato dalle seguenti caratteristiche:

		Potenza di cortocircuito [MVA]	Corrente di Cortocircuito [kA]
Valori Massimi	Trifase	<b>5489</b>	<b>14.405</b>
	Monofase	465.78	16.983
Valori minimi	Trifase	<b>3335</b>	<b>8.75</b>

Le correnti calcolate per tutti i nodi del modello sono riportate negli allegati finali.

## 9. PROGETTAZIONE CAVIDOTTI MT E RISOLUZIONI INTERFERENZE

Nell'ambito della progettazione del cavidotto ci si è attenuto alle specifiche tecniche di Enel Green Power, la quale definisce per i collegamenti in MT i cavi debbano essere in alluminio del tipo ARE4H5E 18/30(36) kV (unipolari). La messa in posa sarà a profondità non superiore a 1m secondo quanto prescritto da CEI 11-17 e specifiche EGP. Il cavidotto MT su terreno



conterrà, oltre ai cavi MT, la fibra ottica interrata a una profondità di posa di 1m e la corda di rame nudo per la terra interrata a una profondità di 0.85m. I conduttori verranno interrati in uno strato di sabbia fine di 0.40m e protetti tramite lastre di copertura. Il cavidotto MT su strada prevede la posa dei cavi 10cm più in basso.

La temperatura minima di posa del cavo in oggetto, nel rispetto delle indicazioni fornite dal costruttore, non è inferiore a -25°C.

La progettazione del cavidotto sotterraneo in bassa e media tensione è improntata a criteri di sicurezza, sia per quanto attiene le modalità di realizzazione sia per quanto concerne la compatibilità in esercizio con le opere interferite. La progettazione è improntata all'ottimizzazione del tracciato di posa in funzione del costo del cavo in opera, tenendo in particolare considerazione la riduzione dei tempi e dei costi di realizzazione. Non risultano noti in questa fase altri servizi esistenti nel sottosuolo, quali: acquedotti, cavi elettrici o telefonici, cavi dati, fognature ecc.

## 10. SOTTOSTAZIONE DI ELEVAZIONE

La sottostazione di trasformazione utente 220/33 kV sarà di dimensioni 201 x 67.5m. Essa sarà una stazione multiutente con 4 stalli trasformatore e uno stallo linea. L'impianto in oggetto di questa relazione avrà uno stallo dedicato per il collegamento dello stesso alla RTN.

Per approfondimenti sulla SSE 220/33kV si rimanda all'elaborato grafico "GRE.EEC.D.24.IT.W.15012.00.016.02\_Planimetria elettromeccanica sottostazione MT-AT".

### 10.1. CARATTERISTICHE TECNICHE

La sottostazione sarà formata sostanzialmente da 3 parti essenziali:

- N°1. Stallo linea;
- N°4. Stallo di trasformazione;
- N°1. Sbarre AT 245kV.

Lo stallo trasformatore adibito per la connessione dell'impianto in oggetto sarà costituito dalle seguenti apparecchiature in aria:

- Trasformatore elevatore 220/33 kV ONAN/ONAF 46.2/55 MVA vcc%=11%, gruppo YNd11;
- Scaricatori di sovratensione per reti a 220 kV con sostegno;
- Trasformatore di corrente con sostegno, per misure e protezione;
- Interruttore tripolare 245 kV;
- Trasformatore di tensione induttivo con sostegno, per misure e protezione;
- Sezionatore tripolare orizzontale 245 kV con lame di terra;

Lo stallo linea sarà costituito dalle seguenti apparecchiature in aria:

- Sezionatore tripolare orizzontale 245 kV con lame di terra;
- Trasformatore di corrente con sostegno, per misure e protezione;
- Interruttore tripolare 245 kV;
- Trasformatore di tensione induttivo con sostegno, per misure e protezione;
- Sezionatore tripolare orizzontale 245 kV con lame di terra;
- Scaricatori di sovratensione per reti a 220 kV con sostegno per terminale cavo - aria;

### 10.2. SERVIZI AUSILIARI

L'alimentazione servizi ausiliari di sottostazione avverrà dal quadro MT posto nell'edificio di sottostazione, mediante riduzione della tensione tramite trasformatore MT/bt 33/0.4 kV in resina da 100 kVA posto all'interno dell'edificio in locale dedicato.

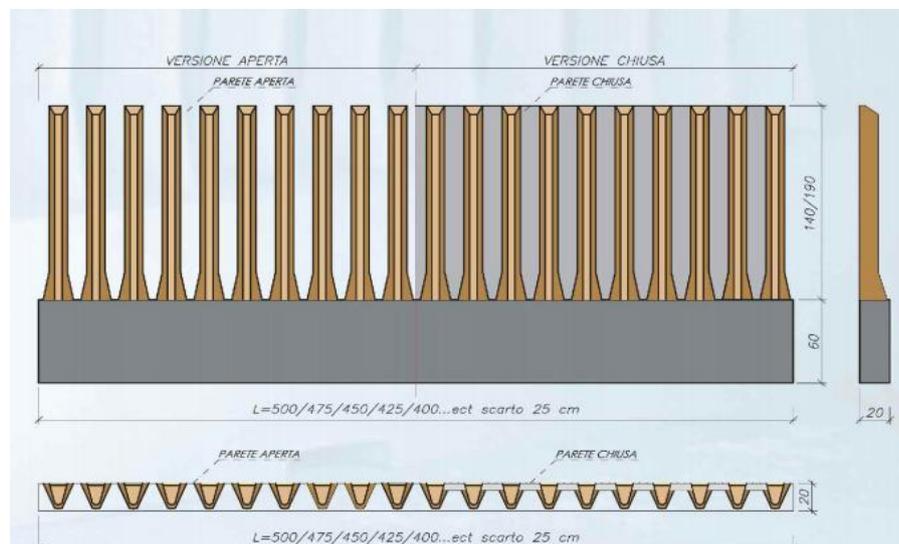
I servizi ausiliari di sottostazione per l'alimentazione d'emergenza saranno alimentati da un gruppo elettrogeno per esterno di 30 kVA 400V IP 56.

### 10.3. ILLUMINAZIONE ESTERNA

Al fine di garantire la manutenzione e la sorveglianza delle apparecchiature anche nelle ore notturne, si installerà un sistema di illuminazione dell'area di stazione mediante corpi illuminanti posti su pali in vetroresina di altezza 7m.

### 10.4. RECINZIONE PERIMETRALE

La recinzione perimetrale sarà realizzata con un muro prefabbricato in cemento armato vibrato di altezza pari a 1.5m accessibile dall'esterno e da elementi prefabbricati in cemento del tipo a pettine di altezza pari a 1m per un'altezza totale della recinzione pari a 2.5m. La distanza dell'anello perimetrale dalla recinzione è non inferiore a 2m. I cancelli di stazione sono in materiale metallico e verranno collegati al dispersore di terra a mezzo di due conduttori equipotenziale in rame nudo da 70mm<sup>2</sup>.



**Figura 20 - Tipico recinzione**



## 11. RETE DI TERRA

### 11.1. RETE DI TERRA DI SOTTOSTAZIONE UTENTE 220/33 kV

Nell'ambito della progettazione della Sottostazione 220/30kV è prevista la verifica della rete di terra di stazione e di cabine di consegna presenti in stazione a servizio della stessa. Trattandosi di una Stazione Elettrica di proprietà di Enel Green Power, verranno attuati i criteri progettuali previsti dalle Specifiche Tecniche e dalle Norme CEI.

### 11.2. PROGETTAZIONE DELLA MAGLIA DI TERRA DI SOTTOSTAZIONE

L'impianto di terra sarà costituito essenzialmente da una maglia primaria perimetrale e da una maglia secondaria.

La prima è costituita da un dispersore orizzontale ad anello perimetrale in corda di rame nudo da 120mm<sup>2</sup>, interrato ad una profondità di circa 0.5m, mentre la seconda da una rete magliata in corda di rame nudo da 70mm<sup>2</sup> interrato ad una profondità di circa 0.5m.

La dimensione delle singole maglie sarà mediamente 2m x 2m, in modo da realizzare una superficie pressoché equipotenziale su tutta l'area interessata dall'impianto. Lo sviluppo superficiale complessivo della rete, con particolare riferimento alla lunghezza dei conduttori ed ai potenziali, saranno oggetto di verifica nel presente calcolo.

Eventuali strutture metalliche inserite nelle fasi successive di realizzazione e manutenzione dell'impianto dovranno essere oggetto di valutazione elettrica e al fine di verificare ed eliminare pericolose tensioni di contatto.

### 11.3. RETE DI TERRA WIND FARM

La progettazione dell'impianto di terra della Wind Farm è stata effettuata seguendo le direttive delle norme CEI e le specifiche tecniche di Enel Green Power.

### 11.4. PROGETTAZIONE DELLA MAGLIA DI TERRA WIND FARM

L'impianto di terra sarà costituito da doppi anelli circolari in corda di rame nudo da 70 mm<sup>2</sup> posti attorno ai singoli aerogeneratori. Gli anelli saranno fatti nel seguente modo:

- Anello interno:  $r = 5.4\text{m}$  interrato a una profondità di 0.5m;
- Anello esterno:  $r = 10\text{m}$  interrato a una profondità di 1m.

Tali anelli rispettano le prescrizioni delle specifiche tecniche per la "Intentional earthing system", che richiede la presenza di due anelli perimetrali alle fondazioni delle WTGs. I due anelli saranno collegati tra loro in 4 punti tramite corda in rame nudo da 70mm<sup>2</sup>.

Gli anelli esterni degli aerogeneratori saranno dotati di 4 dispersori a picchetto circolare in rame di diametro 2.5cm e lunghezza 6m.

I collegamenti tra i singoli aerogeneratori verranno effettuati tramite corda in rame nudo da 70mm<sup>2</sup> interrata alla profondità di 0.85m.



EGP CODE

**GRE.EEC.R.24.IT.W.15012.00.033.00**

PAGE

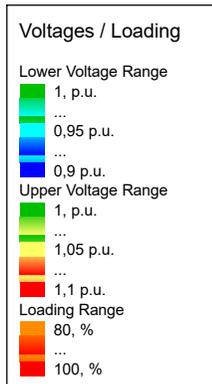
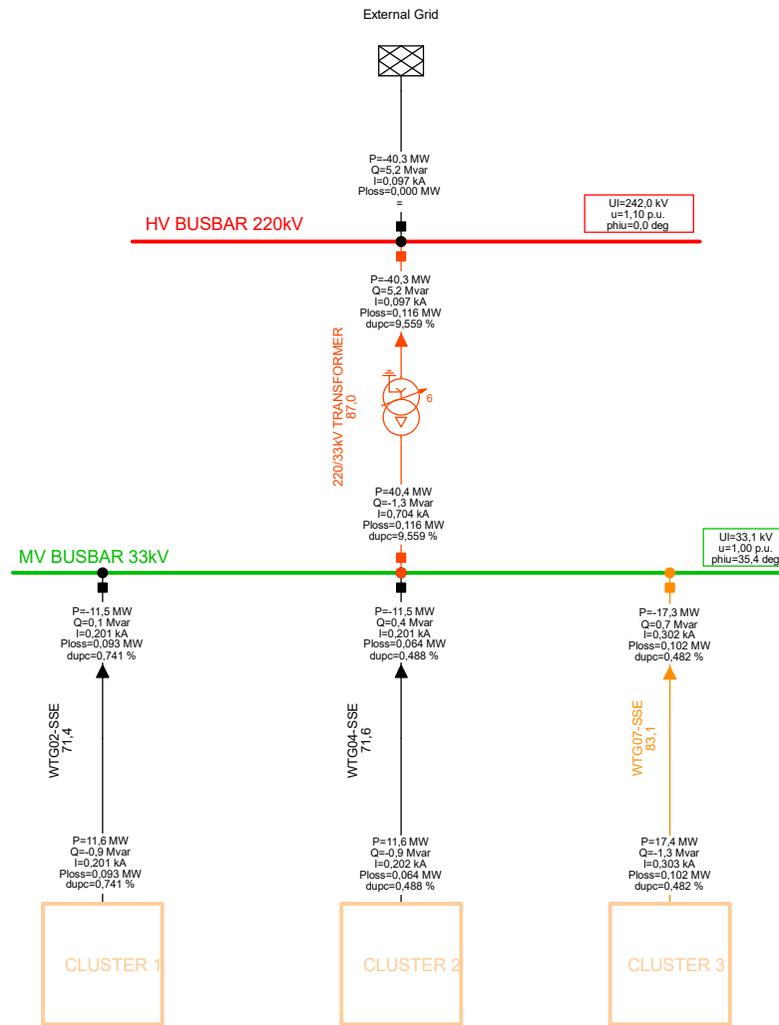
30 di/of 30

L'impianto di terra della Wind Farm non verrà collegato all'impianto di terra di sottostazione utente ma verrà predisposto un collegamento con cavo isolato fino a 5m dalla sottostazione utente come descritto nelle specifiche tecniche EGP.EEC.X.24.00000.10.012.00.

#### **11.5. VERIFICA IMPIANTO DI TERRA**

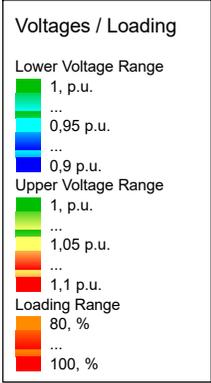
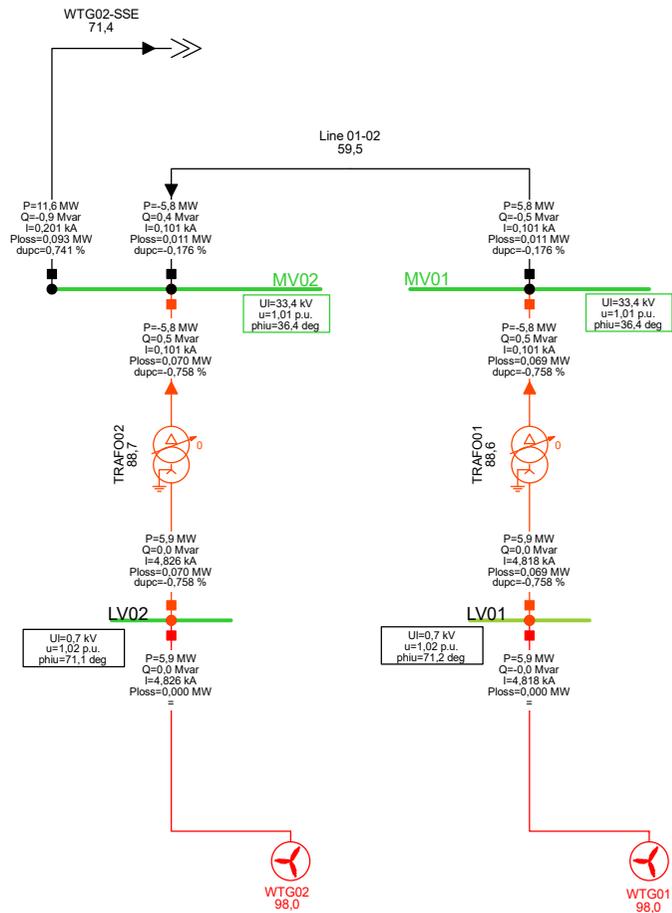
Prima della messa in servizio dell'impianto, l'impianto di terra deve essere sottoposto a verifica iniziale e successivamente a verifiche periodiche. Verifiche straordinarie dovranno essere eseguite a seguito della modifica del dispersore e/o della distribuzione di masse nelle sue vicinanze. In particolare, le verifiche sono obbligatorie come prescritto dalla CEI 99-2 (CEI EN 61936-1), dal DLgs 81/08, DPR 462/01, DM 37/08.3 sia ad impianto realizzato sia durante le varie fasi della sua realizzazione essendo la SE, come da richiesto da TERNA, sempre in esercizio. Le tensioni di guasto che possono assumere valori preoccupanti nell'area di SSE sono quelle "di passo" e "di contatto", come definite dalla normativa CEI 99-3 cap 3 (CEI EN 50522). Il progetto del dispersore è eseguito con particolare riferimento alle tensioni di contatto, poiché queste assumono normalmente valori di gran lunga superiori a quelle di passo. Come indicato al punto 4.3 della norma CEI 99-3 (CEI EN 50522), al fine di soddisfare i criteri di sicurezza, nell'osservare le prescrizioni per la tensione di contatto vengano automaticamente soddisfatte le prescrizioni per la tensione di passo.

Per quanto riguarda l'impianto di terra della sottostazione, nelle zone più periferiche, cioè in prossimità del conduttore perimetrale, anche le tensioni di passo possono divenire pericolose per l'intensa attività disperdente dell'anello perimetrale, ciò generalmente accade a distanza di un metro dall'anello perimetrale. A causa di tale fenomeno, il perimetro dell'impianto potrà essere asfaltato e l'anello perimetrale disterà non meno di due metri dalla recinzione muraria. In ogni caso, saranno oggetto di verifica strumentale le tensioni di contatto e di passo sia internamente alla stazione che nelle zone esterne periferiche.



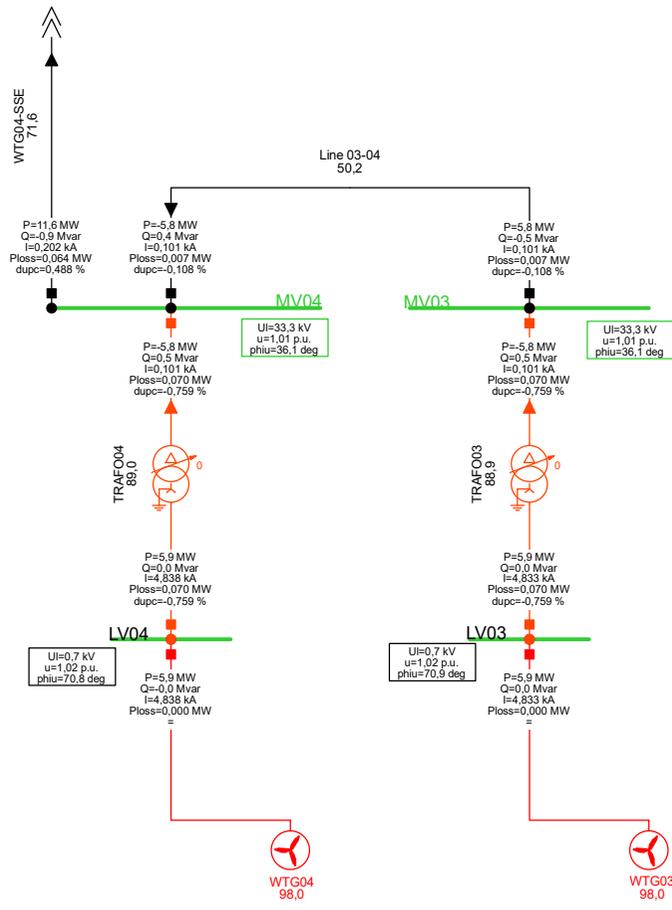
Load Flow Balanced	
Nodes	Branches
U <sub>l</sub> Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	P Active Power [MW]
u Voltage, Magnitude [p.u.]	Q Reactive Power [Mvar]
phi <sub>u</sub> Voltage, Angle [deg]	I Current, Magnitude [kA]
	P <sub>loss</sub> Losses (total) [MW]
	dupc Voltage Drop [%]

	PORTOSCUSO EO	Project:
	POWER FLOW	Graphic: Grid
PowerFactory 2020 SP3		Date: 04/11/2021
		Annex:



Load Flow Balanced	
Nodes	Branches
UI Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	P Active Power [MW]
u Voltage, Magnitude [p.u.]	Q Reactive Power [Mvar]
phi Voltage, Angle [deg]	I Current, Magnitude [kA]
	Ploss Losses (total) [MW]
	dupc Voltage Drop [%]

	PORTOSCUSO EO	Project:
	POWER FLOW	Graphic: CompGrph
PowerFactory 2020 SP3		Date: 04/11/2021
		Annex:



**Voltages / Loading**

**Lower Voltage Range**

- 1, p.u.
- ...
- 0,95 p.u.
- ...
- 0,9 p.u.

**Upper Voltage Range**

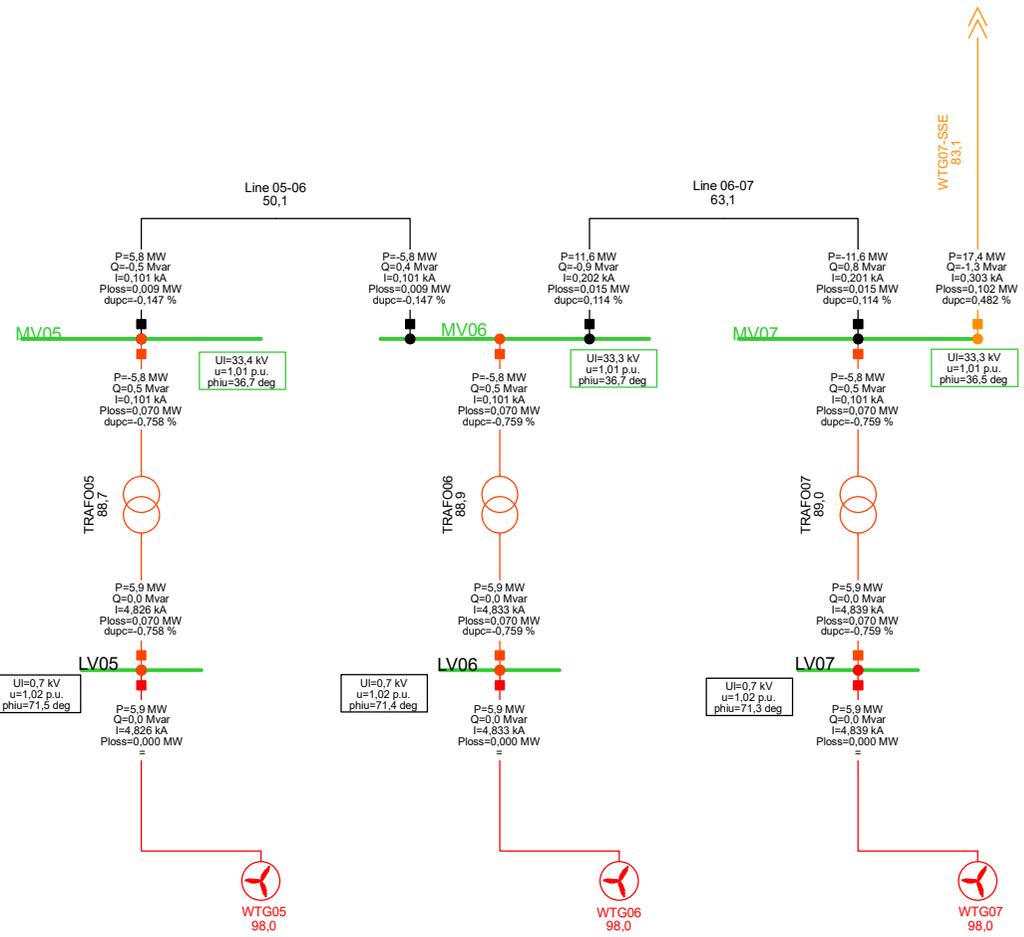
- 1, p.u.
- ...
- 1,05 p.u.
- ...
- 1,1 p.u.

**Loading Range**

- 80, %
- ...
- 100, %

Load Flow Balanced	
Nodes	Branches
UI Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	P Active Power [MW]
u Voltage, Magnitude [p.u.]	Q Reactive Power [Mvar]
phi Voltage, Angle [deg]	I Current, Magnitude [kA]
	Ploss Losses (total) [MW]
	dupc Voltage Drop [%]

 WE ENGINEERING PowerFactory 2020 SP3	PORTOSCUSO EO	Project:
	POWER FLOW	Graphic: CompGrph
		Date: 04/11/2021
		Annex:



**Voltages / Loading**

**Lower Voltage Range**

- 1, p.u.
- ...
- 0,95 p.u.
- ...
- 0,9 p.u.

**Upper Voltage Range**

- 1, p.u.
- ...
- 1,05 p.u.
- ...
- 1,1 p.u.

**Loading Range**

- 80, %
- ...
- 100, %

Load Flow Balanced	
Nodes	Branches
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]
Voltage, Angle [deg]	Current, Magnitude [kA]
	Losses (total) [MW]
	Voltage Drop [%]

	PORTOSCUSO EO	Project:
	POWER FLOW	Graphic: CompGrph
PowerFactory 2020 SP3		Date: 04/11/2021
		Annex:

```

-----
|                               | DigSILENT | Project: |
|                               | PowerFactory |-----
|                               | 2020 SP3 | Date: 04/11/2021 |
-----

```

```

-----
| Load Flow Calculation | Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange |
-----

```

```

| AC Load Flow, balanced, positive sequence | Automatic Model Adaptation for Convergence | No | |
| Automatic tap adjustment of transformers | No | Max. Acceptable Load Flow Error |
| Consider reactive power limits | No | Bus Equations(HV) | 1,00 kVA |
| | | Model Equations | 0,10 % |
-----

```

```

-----
| Grid: Grid | System Stage: Grid | Study Case: Study Case | Annex: / 1 |
-----

```

	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Active Power [kW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data			
								deg			
HV BUSBAR 220kV											
	220,00	1,10	242,00	0,00							
Cub_1	/Xnet	External Grid	-40,26	5,15	-0,99	0,10		Sk":	5489,04	MVA	
Cub_2	/Tr2	220/33kV TRANSFORM	-40,26	5,15	-0,99	0,10	87,04	Tap:	6,00	Min:	-10
										Max:	10
LV01											
	0,69	1,02	0,70	71,17							
Cub_5	/Genstat	WTG01	5,88	-0,00	1,00	4,82	98,00				
Cub_4	/Tr2	TRAFO01	5,88	0,00	1,00	4,82	88,59	Tap:	0,00	Min:	-2
										Max:	2
LV02											
	0,69	1,02	0,70	71,10							
Cub_5	/Genstat	WTG02	5,88	0,00	1,00	4,83	98,00				
Cub_4	/Tr2	TRAFO02	5,88	0,00	1,00	4,83	88,74	Tap:	0,00	Min:	-2
										Max:	2
LV03											
	0,69	1,02	0,70	70,88							
Cub_5	/Genstat	WTG03	5,88	0,00	1,00	4,83	98,00				
Cub_4	/Tr2	TRAFO03	5,88	0,00	1,00	4,83	88,87	Tap:	0,00	Min:	-2
										Max:	2

Grid: Grid		System Stage: Grid			Study Case: Study Case					Annex: / 2				
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	deg	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Power Loading [%]	Additional Data					
LV04														
0,69	1,02	0,70	70,84											
Cub_5	/Genstat	WTG04		5,88	-0,00	1,00	4,84	98,00						
Cub_4	/Tr2	TRAFO04		5,88	0,00	1,00	4,84	88,96	Tap:	0,00	Min:	-2	Max:	2
LV05														
0,69	1,02	0,70	71,47											
Cub_5	/Genstat	WTG05		5,88	0,00	1,00	4,83	98,00						
Cub_4	/Tr2	TRAFO05		5,88	0,00	1,00	4,83	88,74	Tap:	0,00	Min:	-2	Max:	2
LV06														
0,69	1,02	0,70	71,42											
Cub_5	/Genstat	WTG06		5,88	0,00	1,00	4,83	98,00						
Cub_4	/Tr2	TRAFO06		5,88	0,00	1,00	4,83	88,87	Tap:	0,00	Min:	-2	Max:	2
LV07														
0,69	1,02	0,70	71,27											
Cub_5	/Genstat	WTG07		5,88	0,00	1,00	4,84	98,00						
Cub_4	/Tr2	TRAFO07		5,88	0,00	1,00	4,84	88,97	Tap:	0,00	Min:	-2	Max:	2
MV BUSEBAR 33kV														
33,00	1,00	33,15	35,44											
Cub_1	/Tr2	220/33kV TRANSFORM		40,37	-1,26	1,00	0,70	87,04	Tap:	6,00	Min:	-10	Max:	10
Cub_2	/Lne	WTG02-SSE		-11,52	0,14	-1,00	0,20	71,43	Pv:	93,35 kW	cLod:	0,95 Mvar	L:	9,40 km
Cub_3	/Lne	WTG04-SSE		-11,55	0,42	-1,00	0,20	71,65	Pv:	63,68 kW	cLod:	0,64 Mvar	L:	6,37 km
Cub_4	/Lne	WTG07-SSE		-17,30	0,70	-1,00	0,30	83,11	Pv:	101,61 kW	cLod:	0,91 Mvar	L:	7,28 km
MV01														
33,00	1,01	33,45	36,45											
Cub_1	/Tr2	TRAFO01		-5,81	0,49	-1,00	0,10	88,59	Tap:	0,00	Min:	-2	Max:	2
Cub_2	/Lne	Line 01-02		5,81	-0,49	1,00	0,10	59,55	Pv:	10,73 kW	cLod:	0,09 Mvar	L:	1,36 km

Grid: Grid		System Stage: Grid			Study Case: Study Case					Annex: / 3		
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data			
MV02												
33,00	1,01	33,39	36,37									
Cub_2 /Lne		Line 01-02		-5,80	0,41	-1,00	0,10	59,55	Pv: 10,73 kW	cLod: 0,09 Mvar	L: 1,36 km	
Cub_3 /Lne		WTG02-SSE		11,61	-0,90	1,00	0,20	71,43	Pv: 93,35 kW	cLod: 0,95 Mvar	L: 9,40 km	
Cub_4 /Tr2		TRAFO02		-5,81	0,49	-1,00	0,10	88,74	Tap: 0,00	Min: -2	Max: 2	
MV03												
33,00	1,01	33,34	36,13									
Cub_1 /Tr2		TRAFO03		-5,81	0,50	-1,00	0,10	88,87	Tap: 0,00	Min: -2	Max: 2	
Cub_2 /Lne		Line 03-04		5,81	-0,50	1,00	0,10	50,20	Pv: 6,64 kW	cLod: 0,06 Mvar	L: 0,83 km	
MV04												
33,00	1,01	33,31	36,08									
Cub_1 /Tr2		TRAFO04		-5,81	0,50	-1,00	0,10	88,96	Tap: 0,00	Min: -2	Max: 2	
Cub_2 /Lne		Line 03-04		-5,80	0,44	-1,00	0,10	50,20	Pv: 6,64 kW	cLod: 0,06 Mvar	L: 0,83 km	
Cub_3 /Lne		WTG04-SSE		11,61	-0,94	1,00	0,20	71,65	Pv: 63,68 kW	cLod: 0,64 Mvar	L: 6,37 km	
MV05												
33,00	1,01	33,39	36,73									
Cub_1 /Tr2		TRAFO05		-5,81	0,49	-1,00	0,10	88,74	Tap: 0,00	Min: -2	Max: 2	
Cub_2 /Lne		Line 05-06		5,81	-0,49	1,00	0,10	50,13	Pv: 8,98 kW	cLod: 0,08 Mvar	L: 1,13 km	
MV06												
33,00	1,01	33,34	36,67									
Cub_1 /Tr2		TRAFO06		-5,81	0,50	-1,00	0,10	88,87	Tap: 0,00	Min: -2	Max: 2	
Cub_2 /Lne		Line 06-07		11,61	-0,92	1,00	0,20	63,05	Pv: 15,43 kW	cLod: 0,16 Mvar	L: 1,54 km	
Cub_4 /Lne		Line 05-06		-5,80	0,42	-1,00	0,10	50,13	Pv: 8,98 kW	cLod: 0,08 Mvar	L: 1,13 km	

Grid: Grid		System Stage: Grid			Study Case: Study Case				Annex: / 4				
rated	Bus-voltage		Active Power	Reactive Power	Power Factor	Current	Loading	Additional Data					
Voltage	[kV]	[p.u.]	[kV]	[deg]	[MW]	[Mvar]	[-]	[kA]	[%]				
MV07	33,00	1,01	33,30	36,51									
Cub_1	/Tr2	TRAFO07			-5,81	0,50	-1,00	0,10	88,97	Tap:	0,00	Min: -2	Max: 2
Cub_2	/Lne	Line 06-07			-11,60	0,79	-1,00	0,20	63,05	Pv:	15,43 kW	cLod: 0,16 Mvar	L: 1,54 km
Cub_3	/Lne	WTG07-SSE			17,41	-1,29	1,00	0,30	83,11	Pv:	101,61 kW	cLod: 0,91 Mvar	L: 7,28 km

```

-----
|                               | DigSILENT | Project: |
|                               | PowerFactory |-----
|                               | 2020 SP3 | Date: 04/11/2021 |
-----

```

```

-----
| Load Flow Calculation | Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange |
-----

```

```

| AC Load Flow, balanced, positive sequence | Automatic Model Adaptation for Convergence | No | |
| Automatic tap adjustment of transformers | No | Max. Acceptable Load Flow Error |
| Consider reactive power limits | No | Bus Equations(HV) | 1,00 kVA |
| | | Model Equations | 0,10 % |
-----

```

```

-----
| Grid: Grid | System Stage: Grid | Study Case: Study Case | Annex: / 5 |
-----

```

	rtd.V [kV]	Bus - voltage		Voltage - Deviation [%]					
		[p.u.]	[kV]	[deg]	-10	-5	0	+5	+10
HV BUSBAR 220kV									
	220,00	1,100	242,00	0,00					
LV01									
	0,69	1,021	0,70	71,17					
LV02									
	0,69	1,019	0,70	71,10					
LV03									
	0,69	1,018	0,70	70,88					
LV04									
	0,69	1,017	0,70	70,84					
LV05									
	0,69	1,019	0,70	71,47					
LV06									
	0,69	1,018	0,70	71,42					
LV07									
	0,69	1,017	0,70	71,27					
MV BUSBAR 33kV									
	33,00	1,004	33,15	35,44					
MV01									
	33,00	1,014	33,45	36,45					
MV02									

Grid: Grid		System Stage: Grid			Study Case: Study Case			Annex: / 6	
	rtd.V [kV]	Bus - voltage		Voltage - Deviation [%]					
		[p.u.]	[kV]	[deg]	-10	-5	0	+5	+10
MV03	33,00	1,012	33,39	36,37					
MV04	33,00	1,010	33,34	36,13					
MV05	33,00	1,009	33,31	36,08					
MV06	33,00	1,012	33,39	36,73					
MV07	33,00	1,010	33,34	36,67					
	33,00	1,009	33,30	36,51					

```

-----
|                               | DigSILENT | Project: |
|                               | PowerFactory |-----
|                               | 2020 SP3 | Date: 04/11/2021 |
-----

```

```

-----
| Load Flow Calculation | Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange |
-----

```

```

| AC Load Flow, balanced, positive sequence | Automatic Model Adaptation for Convergence | No | |
| Automatic tap adjustment of transformers | No | Max. Acceptable Load Flow Error |
| Consider reactive power limits | No | Bus Equations(HV) | 1,00 kVA |
| | | Model Equations | 0,10 % |
-----

```

```

-----
| Grid: Grid | System Stage: Grid | Study Case: Study Case | Annex: / 7 |
-----

```

Volt. Level	Generation [MW]/[Mvar]	Motor Load [MW]/[Mvar]	Load [MW]/[Mvar]	Compensation [MW]/[Mvar]	External Infeed [MW]/[Mvar]	Interchange to	Power Interchange [MW]/[Mvar]	Total Losses [MW]/[Mvar]	Load Losses [MW]/[Mvar]	No load Losses [MW]/[Mvar]
0,69	41,16	0,00	0,00	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	33,00 kV	41,16	0,00	0,00	0,00
							0,00	0,49	0,45	0,03
								3,46	3,38	0,09
33,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			0,30	0,30	0,00
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,69 kV	-40,67	-2,20	0,67	-2,87
							3,46	0,49	0,45	0,03
						220,00 kV	40,37	3,46	3,38	0,09
							-1,26	0,12	0,11	0,00
								3,89	3,85	0,04
220,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-40,26			0,00	0,00	0,00
	0,00	0,00	0,00	0,00	5,15	33,00 kV	-40,26	0,00	0,00	0,00
							5,15	0,12	0,11	0,00
								3,89	3,85	0,04

Grid: Grid		System Stage: Grid				Study Case: Study Case			Annex:		/ 8
Volt. Level	Generation [MW]/ [Mvar]	Motor Load [MW]/ [Mvar]	Load [MW]/ [Mvar]	Compensation [MW]/ [Mvar]	External Infeed [MW]/ [Mvar]	Interchange to	Power Interchange [MW]/ [Mvar]	Total Losses [MW]/ [Mvar]	Load Losses [MW]/ [Mvar]	No load Losses [MW]/ [Mvar]	
Total:	41,16	0,00	0,00	0,00	-40,26		0,00	0,90	0,87	0,04	
	0,00	0,00	0,00	0,00	5,15		0,00	5,15	7,90	-2,75	

```

-----
|                               | DigSILENT | Project: |
|                               | PowerFactory |-----
|                               | 2020 SP3 | Date: 04/11/2021 |
-----

```

```

-----
| Load Flow Calculation | Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange |
-----

```

```

| AC Load Flow, balanced, positive sequence | Automatic Model Adaptation for Convergence | No | |
| Automatic tap adjustment of transformers | No | Max. Acceptable Load Flow Error |
| Consider reactive power limits | No | Bus Equations(HV) | 1,00 kVA |
| | | Model Equations | 0,10 % |
-----

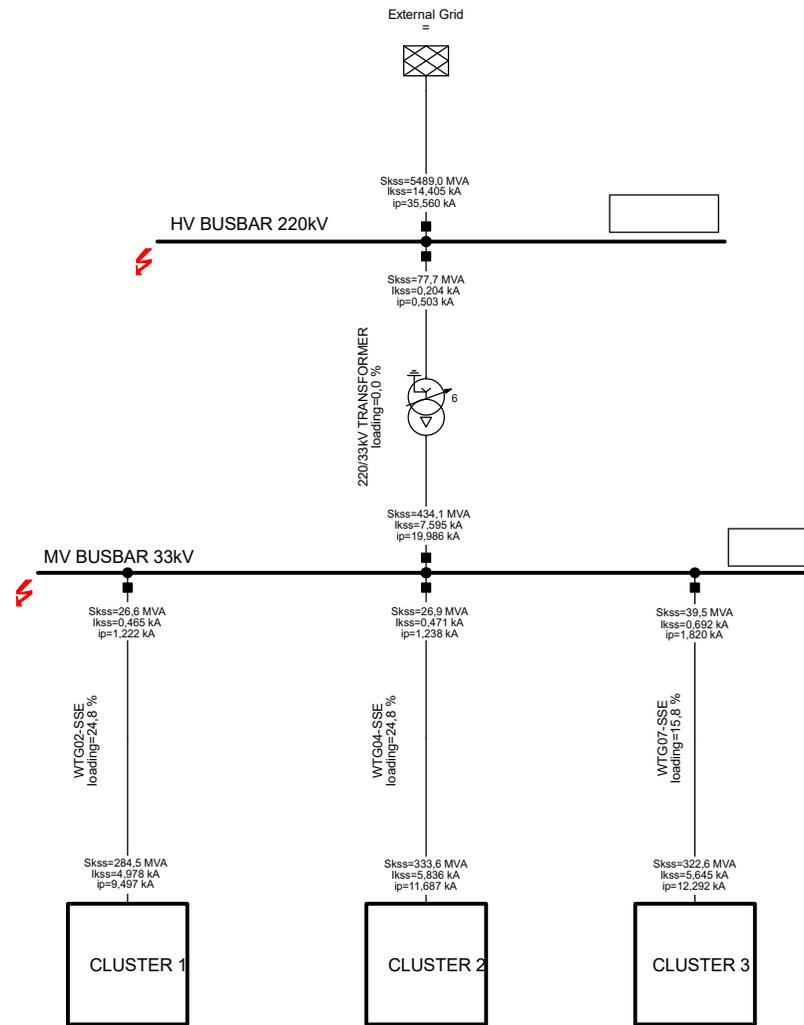
```

```

-----
| Total System Summary | Study Case: Study Case | Annex: / 9 |
-----

```

Generation	Motor Load	Load	Compen- sation	External Infeed	Inter Area Flow	Total Losses	Load Losses	No load Losses	
[MW]/ [Mvar]	[MW]/ [Mvar]	[MW]/ [Mvar]	[MW]/ [Mvar]	[MW]/ [Mvar]	[MW]/ [Mvar]	[MW]/ [Mvar]	[MW]/ [Mvar]	[MW]/ [Mvar]	
-----									
\utente21\PORTOSCUSO\Network Model\Network Data\Grid									
41,16	0,00	0,00	0,00	-40,26	0,00	0,90	0,87	0,04	
0,00	0,00	0,00	0,00	5,15	0,00	5,15	7,90	-2,75	
-----									
Total:									
41,16	0,00	0,00	0,00	-40,26		0,90	0,87	0,04	
0,00	0,00	0,00	0,00	5,15		5,15	7,90	-2,75	
-----									



Inactive  
 Out of Calculation  
 De-energised

**Loading of Thermal / Peak Short-Circuit Current**

**Max. Mech. Loading**

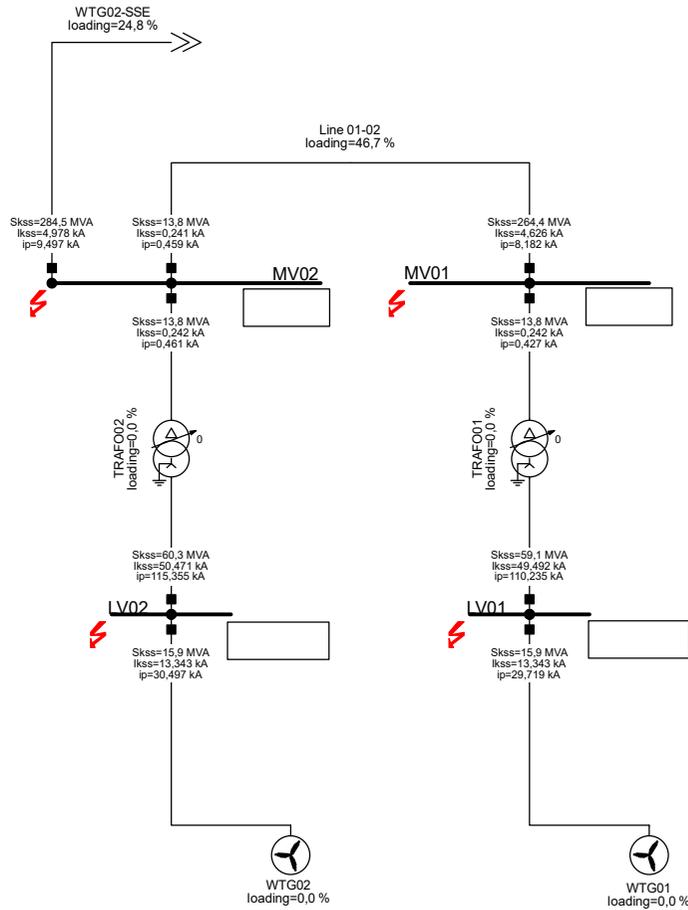
- >= 80, %
- >= 85, %
- >= 90, %

**Max. Therm. Loading**

- >= 80, %
- >= 85, %
- >= 90, %

Max. 3-Phase Short-Circuit IEC 60909	
Short Circuit Nodes	Branches
	Skss Initial Short-Circuit Power [MVA]
	Ikss Initial Short-Circuit Current [kA]
	Ip Peak Short-Circuit Current [kA]

 PowerFactory 2020 SP3	PORTOSCUSO EO	Project:
	3P SHORT CIRCUIT MAX	Graphic: Grid
		Date: 23/11/2021
		Annex:



**Inactive**  
 ■ Out of Calculation  
 ■ De-energised

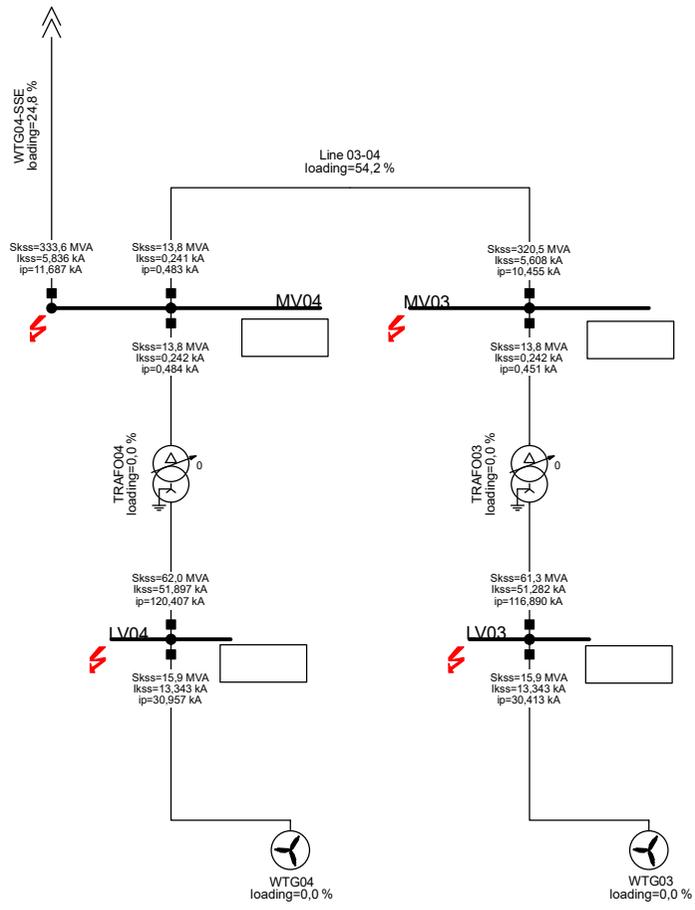
**Loading of Thermal / Peak Short-Circuit Current**

**Max. Mech. Loading**  
 ■ >= 80, %  
 ■ >= 85, %  
 ■ >= 90, %

**Max. Therm. Loading**  
 ■ >= 80, %  
 ■ >= 85, %  
 ■ >= 90, %

Max. 3-Phase Short-Circuit IEC 60909	
Short Circuit Nodes	Branches
	Skss Initial Short-Circuit Power [MVA]
	Ikss Initial Short-Circuit Current [kA]
	ip Peak Short-Circuit Current [kA]

 PowerFactory 2020 SP3	PORTOSCUSO EO	Project:
	3P SHORT CIRCUIT MAX	Graphic: CompGrph
		Date: 23/11/2021
		Annex:



**Max. 3-Phase Short-Circuit IEC 60909**

Inactive  
Out of Calculation  
De-energised

**Loading of Thermal / Peak Short-Circuit Current**

**Max. Mech. Loading**

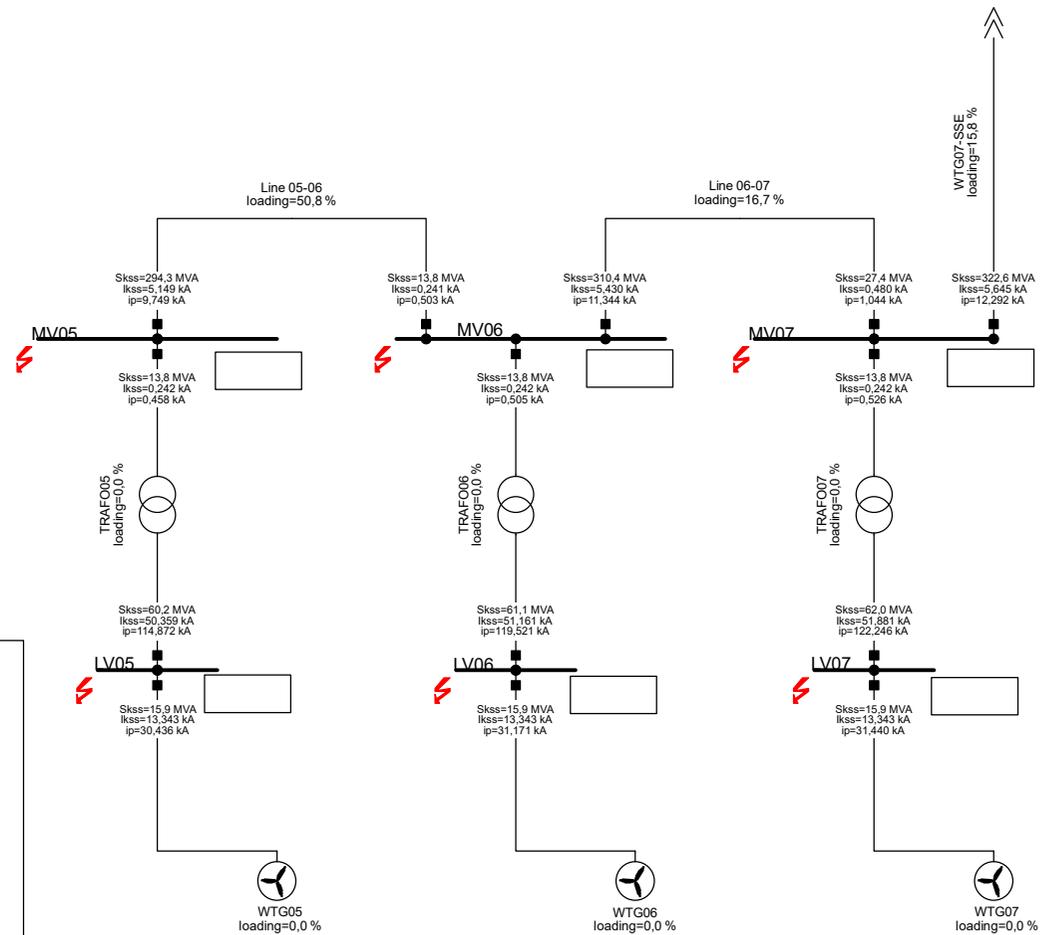
- >= 80, %
- >= 85, %
- >= 90, %

**Max. Therm. Loading**

- >= 80, %
- >= 85, %
- >= 90, %

Max. 3-Phase Short-Circuit IEC 60909	
Short Circuit Nodes	Branches
	Skss Initial Short-Circuit Power [MVA]
	Ikss Initial Short-Circuit Current [kA]
	ip Peak Short-Circuit Current [kA]

 WE ENGINEERING PowerFactory 2020 SP3	PORTOSCUSO EO	Project:
	3P SHORT CIRCUIT MAX	Graphic: CompGrph
		Date: 23/11/2021
		Annex:



**Loading of Thermal / Peak Short-Circuit Current**

Inactive  
 Out of Calculation  
 De-energised

**Max. Mech. Loading**

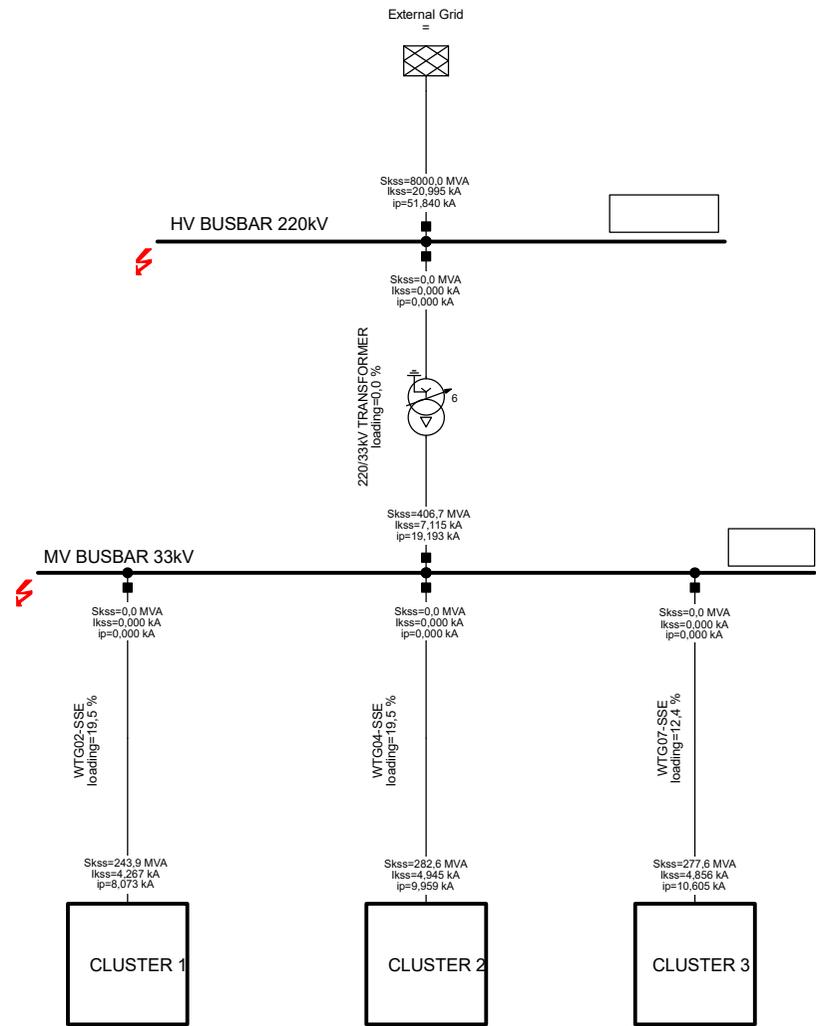
- >= 80, %
- >= 85, %
- >= 90, %

**Max. Therm. Loading**

- >= 80, %
- >= 85, %
- >= 90, %

Max. 3-Phase Short-Circuit IEC 60909	
Short Circuit Nodes	Branches
	Initial Short-Circuit Power [MVA]
	Initial Short-Circuit Current [kA]
	Peak Short-Circuit Current [kA]

 PowerFactory 2020 SP3	PORTOSCUSO EO	Project:
	3P SHORT CIRCUIT MAX	Graphic: CompGrph
		Date: 23/11/2021
		Annex:



**Inactive**  
**Out of Calculation**  
**De-energised**

**Loading of Thermal / Peak Short-Circuit Current**

**Max. Mech. Loading**

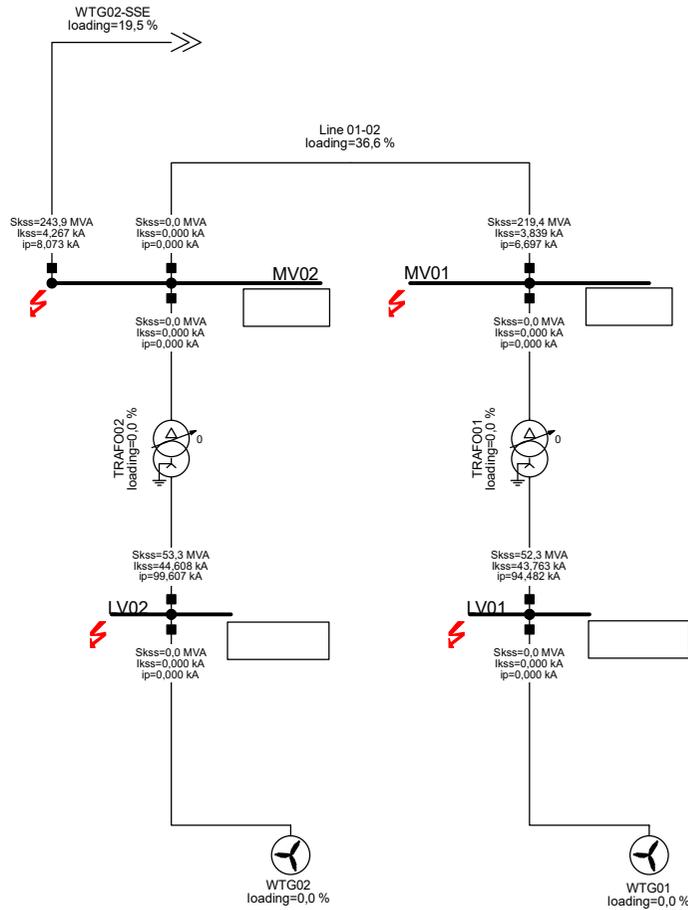
- >= 80, %
- >= 85, %
- >= 90, %

**Max. Therm. Loading**

- >= 80, %
- >= 85, %
- >= 90, %

Min. 3-Phase Short-Circuit IEC 60909	
Short Circuit Nodes	Branches
	Skss Initial Short-Circuit Power [MVA]
	Ikss Initial Short-Circuit Current [kA]
	ip Peak Short-Circuit Current [kA]

 PowerFactory 2020 SP3	PORTOSCUSO EO	Project:
	3P SHORT CIRCUIT MIN	Graphic: Grid
		Date: 23/11/2021
		Annex:



**Inactive**  
 ■ Out of Calculation  
 ■ De-energised

**Loading of Thermal / Peak Short-Circuit Current**

**Max. Mech. Loading**

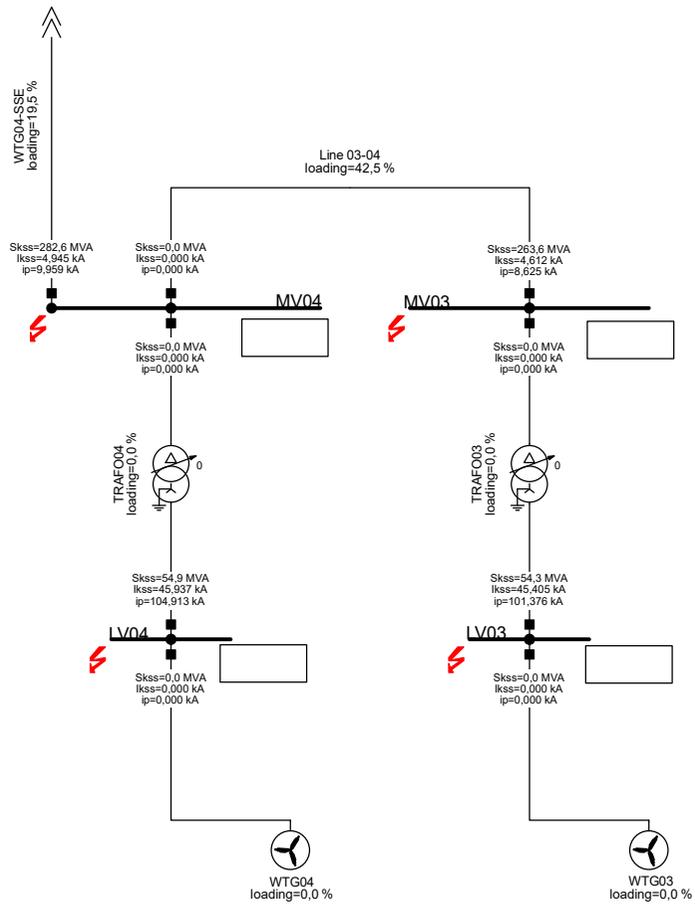
- >= 80, %
- >= 85, %
- >= 90, %

**Max. Therm. Loading**

- >= 80, %
- >= 85, %
- >= 90, %

Min. 3-Phase Short-Circuit IEC 60909	
Short Circuit Nodes	Branches
	Skss Initial Short-Circuit Power [MVA]
	Ikss Initial Short-Circuit Current [kA]
	ip Peak Short-Circuit Current [kA]

	PORTOSCUSO EO	Project:
	3P SHORT CIRCUIT MIN	Graphic: CompGrph
PowerFactory 2020 SP3		Date: 23/11/2021
		Annex:



Inactive  
 Out of Calculation  
 De-energised

**Loading of Thermal / Peak Short-Circuit Current**

Max. Mech. Loading

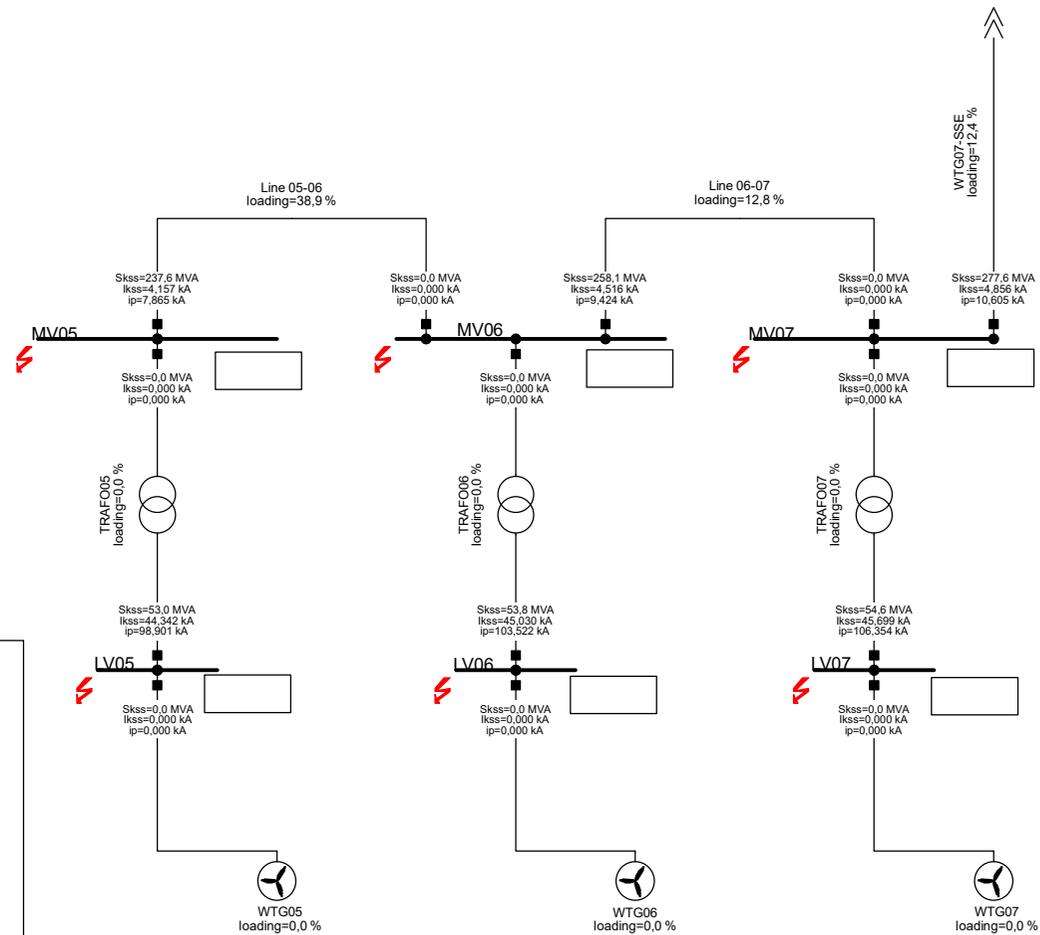
- >= 80, %
- >= 85, %
- >= 90, %

Max. Therm. Loading

- >= 80, %
- >= 85, %
- >= 90, %

Min. 3-Phase Short-Circuit IEC 60909	
Short Circuit Nodes	Branches
	Skss Initial Short-Circuit Power [MVA]
	Ikss Initial Short-Circuit Current [kA]
	ip Peak Short-Circuit Current [kA]

 WE ENGINEERING	PORTOSCUSO EO	Project:
	3P SHORT CIRCUIT MIN	Graphic: CompGrph
PowerFactory 2020 SP3		Date: 23/11/2021
		Annex:



**Loading of Thermal / Peak Short-Circuit Current**

Inactive  
 Out of Calculation  
 De-energised

**Max. Mech. Loading**

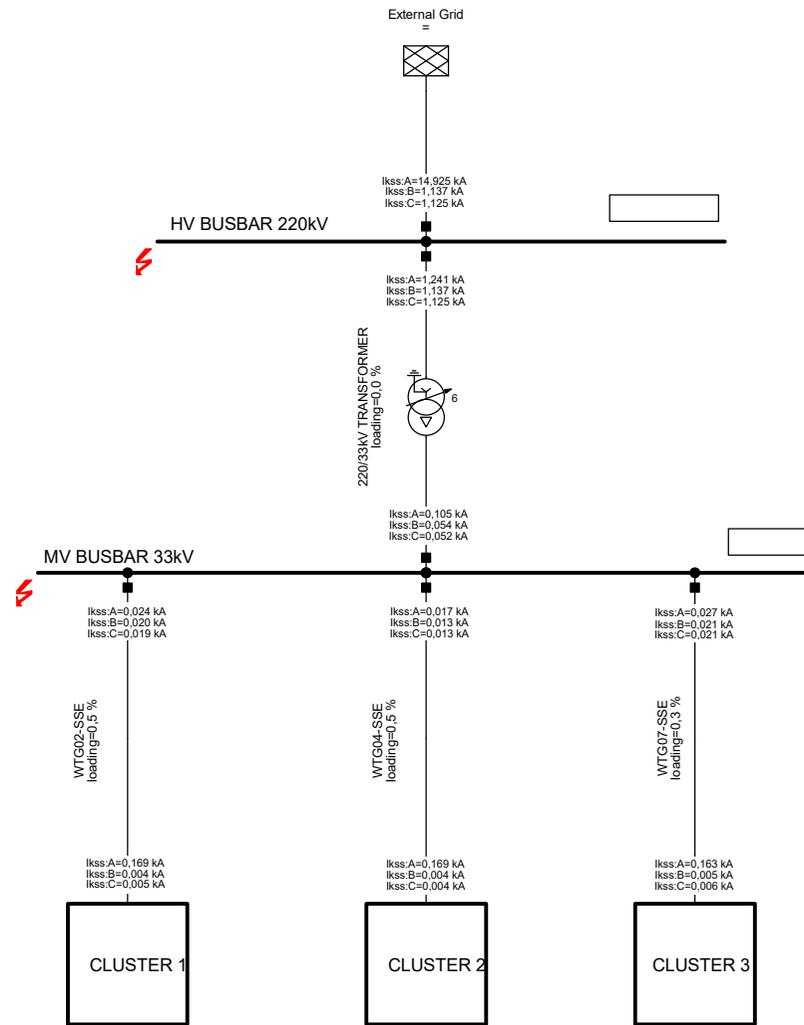
>= 80, %  
 >= 85, %  
 >= 90, %

**Max. Therm. Loading**

>= 80, %  
 >= 85, %  
 >= 90, %

Min. 3-Phase Short-Circuit IEC 60909	
Short Circuit Nodes	Branches
	Initial Short-Circuit Power [MVA]
	Initial Short-Circuit Current [kA]
	Peak Short-Circuit Current [kA]

 PowerFactory 2020 SP3	PORTOSCUSO EO	Project:
	3P SHORT CIRCUIT MIN	Graphic: CompGrph
		Date: 23/11/2021
		Annex:



Inactive  
 Out of Calculation  
 De-energised

**Loading of Thermal / Peak Short-Circuit Current**

**Max. Mech. Loading**

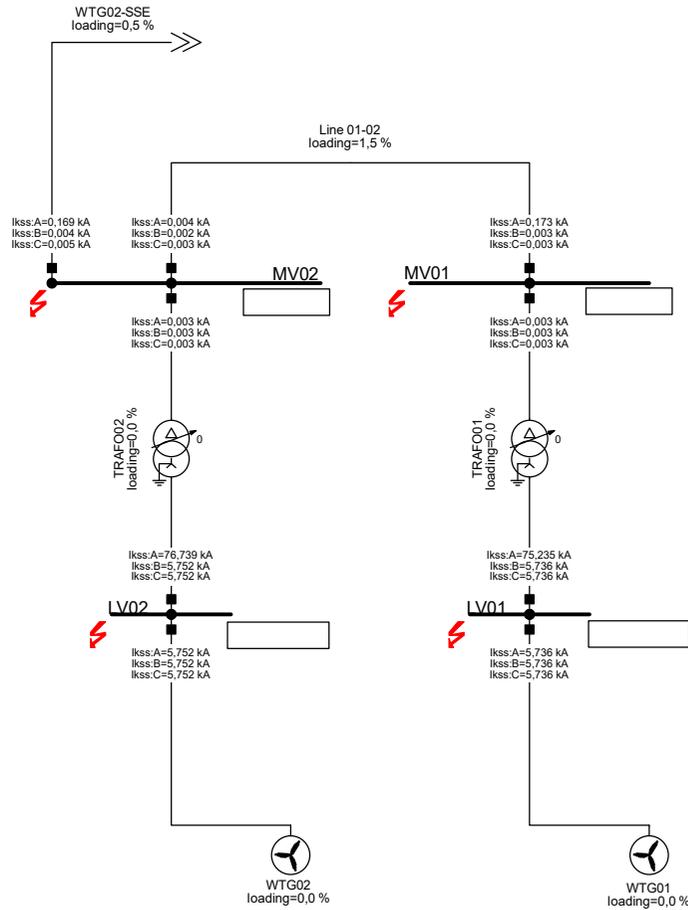
>= 80, %  
 >= 85, %  
 >= 90, %

**Max. Therm. Loading**

>= 80, %  
 >= 85, %  
 >= 90, %

Max. Single Phase to Ground IEC 60909	
Short Circuit Nodes	Branches
	Ikss:A Initial Short-Circuit Current A [kA] Ikss:B Initial Short-Circuit Current B [kA] Ikss:C Initial Short-Circuit Current C [kA]

 PowerFactory 2020 SP3	PORTOSCUSO EO	Project:
	1P TO GROUND SHORT CIRCUIT	Graphic: Grid
		Date: 23/11/2021
		Annex:



**Inactive**  
 ■ Out of Calculation  
 ■ De-energised

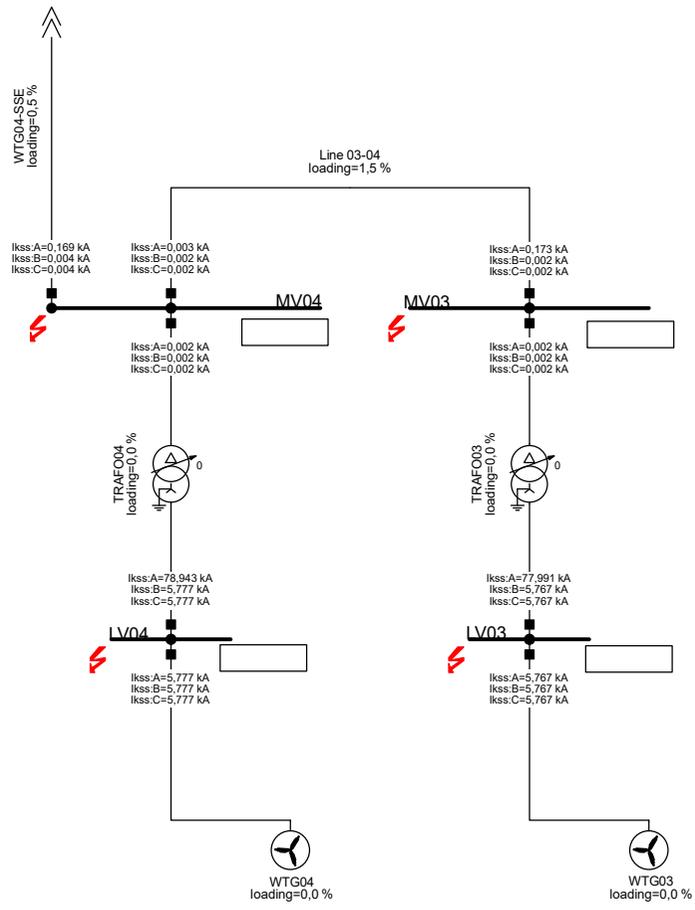
**Loading of Thermal / Peak Short-Circuit Current**

**Max. Mech. Loading**  
 ■ >= 80, %  
 ■ >= 85, %  
 ■ >= 90, %

**Max. Therm. Loading**  
 ■ >= 80, %  
 ■ >= 85, %  
 ■ >= 90, %

Max. Single Phase to Ground IEC 60909	
Short Circuit Nodes	Branches
	Ikss:A Initial Short-Circuit Current A [kA] Ikss:B Initial Short-Circuit Current B [kA] Ikss:C Initial Short-Circuit Current C [kA]

 PowerFactory 2020 SP3	PORTOSCUSO EO	Project:
	1P TO GROUND SHORT CIRCUIT	Graphic: CompGrph
		Date: 23/11/2021
		Annex:



**Inactive**  
 ■ Out of Calculation  
 ■ De-energised

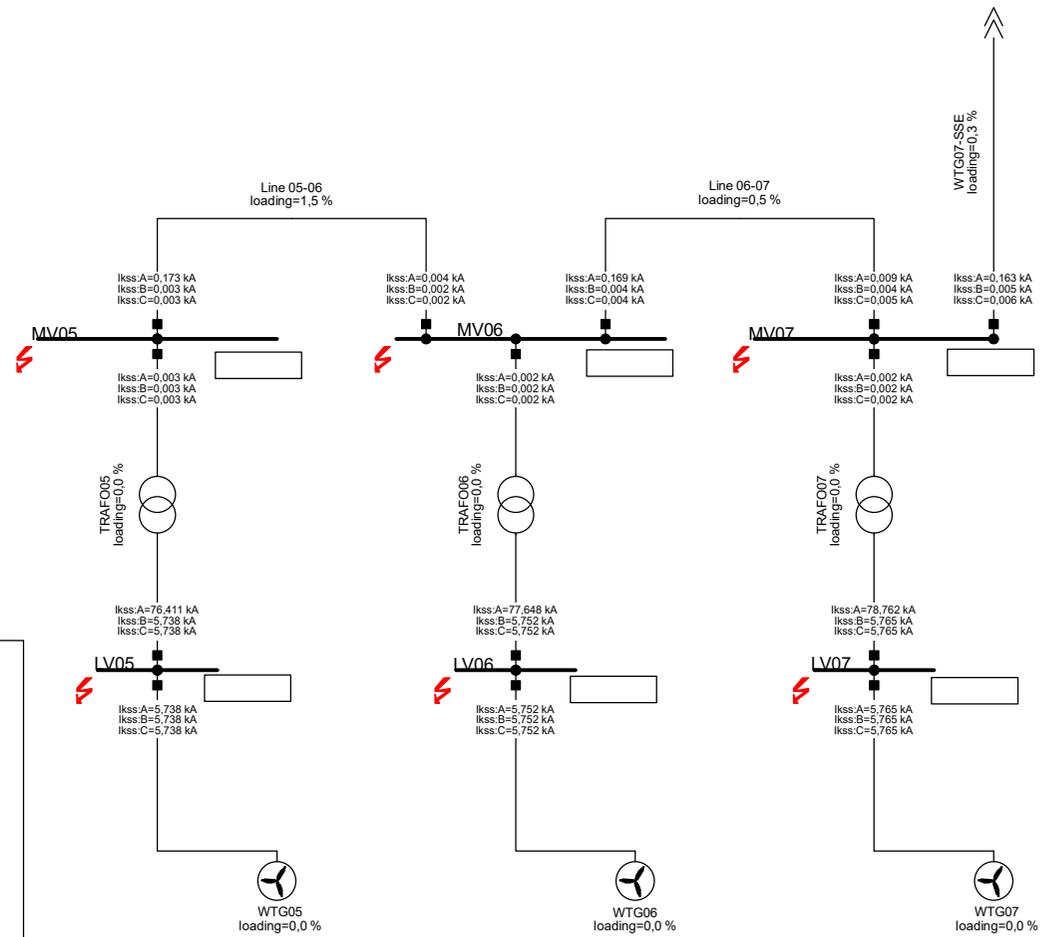
**Loading of Thermal / Peak Short-Circuit Current**

**Max. Mech. Loading**  
 ■ >= 80, %  
 ■ >= 85, %  
 ■ >= 90, %

**Max. Therm. Loading**  
 ■ >= 80, %  
 ■ >= 85, %  
 ■ >= 90, %

Max. Single Phase to Ground IEC 60909	
Short Circuit Nodes	Branches
	Ikss:A Initial Short-Circuit Current A [kA]
	Ikss:B Initial Short-Circuit Current B [kA]
	Ikss:C Initial Short-Circuit Current C [kA]

 WE ENGINEERING PowerFactory 2020 SP3	PORTOSCUSO EO	Project:
	1P TO GROUND SHORT CIRCUIT	Graphic: CompGrph
		Date: 23/11/2021
		Annex:



**Loading of Thermal / Peak Short-Circuit Current**

Inactive  
 Out of Calculation  
 De-energised

**Max. Mech. Loading**

>= 80, %  
 >= 85, %  
 >= 90, %

**Max. Therm. Loading**

>= 80, %  
 >= 85, %  
 >= 90, %

Max. Single Phase to Ground IEC 60909	
Short Circuit Nodes	Branches
	Initial Short-Circuit Current A [kA]
	Initial Short-Circuit Current B [kA]
	Initial Short-Circuit Current C [kA]

 PowerFactory 2020 SP3	PORTOSCUSO EO	Project:
	1P TO GROUND SHORT CIRCUIT	Graphic: CompGrph
		Date: 23/11/2021
		Annex:

Linea	Da	A	Codice Cavo	Formazione				Numero di Terne	Lunghezza [m]	Lunghezza +10% [m]	Potenza (kVA)	Caduta di Tensione
				Sezione [mm <sup>2</sup> ]								
<b>Cluster 1</b>												
Line 1	WTG01	WTG02	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	120	1	1235	1358,5	6000	0,176%
Line 2	WTG02	Quadro MT_SSE 220/33kV	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	400	1	8548	9402,8	12000	0,741%
<b>Cluster 2</b>												
Line 3	WTG03	WTG04	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	120	1	758	834	6000	0,108%
Line 4	WTG04	Quadro MT_SSE 220/33kV	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	400	1	5789	6368	12000	0,488%
<b>Cluster 3</b>												
Line 5	WTG05	WTG06	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	120	1	1031	1134	6000	0,147%
Line 6	WTG06	WTG07	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	400	1	1403	1543	12000	0,114%
Line 7	WTG07	Quadro MT_SSE 220/33kV	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	630	1	6615	7277	18000	0,482%

Cluster	Linea	Da	A	Codice Cavo	Formazione				Lunghezza [m]	Lunghezza +10% [m]	Potenza Linea [kVA]	Perdita di Potenza Linea [kW]	Potenza WTG [kW]
					Sezione [mm2]								
1	Line 1	WTG01	WTG02	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	120	1235	1359	6000	11	6000
	Line 2	WTG02	Quadro MT_SSE 220/33kV	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	400	8548	9403	12000	93	6000
2	Line 3	WTG03	WTG04	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	120	758	834	6000	7	6000
	Line 4	WTG04	Quadro MT_SSE 220/33kV	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	400	5789	6368	12000	64	6000
3	Line 5	WTG05	WTG06	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	120	1031	1134	6000	9	6000
	Line 6	WTG06	WTG07	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	400	1403	1543	12000	15	6000
	Line 7	WTG07	Quadro MT_SSE 220/33kV	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	2	X	630	6615	7277	18000	102	6000
<b>Perdite di Potenza Totali Linee [kW]</b>											<b>301</b>		

Cluster	WTG	WTG Trasformatore [MVA]	WTG Tensione primaria Trasformatore[kV]	WTG Tensione secondaria Trasformatore [kV]	WTG Power transformer			WTG Perdite totali trasformatore simulate [kW]
					Max. Perdite a vuoto supposte [kW]	Max. Perdite a carico supposte [kW]	WTG Perdite totali trasformatore supposte [kW]	
1	WTG1	6,5	33	0,69	4,77	82,24	87,01	69
1	WTG2	6,5	33	0,69	4,77	82,24	87,01	70
2	WTG3	6,5	33	0,69	4,77	82,24	87,01	70
2	WTG4	6,5	33	0,69	4,77	82,24	87,01	70
3	WTG5	6,5	33	0,69	4,77	82,24	87,01	70
4	WTG6	6,5	33	0,69	4,77	82,24	87,01	70
4	WTG7	6,5	33	0,69	4,77	82,24	87,01	70
<b>Total [kW]</b>							<b>609,1</b>	<b>489</b>

<b>LOSSES TABLE SUMMARY</b>			
Total power line losses [kW]	301,00	38,10%	of the total losses
WTG MT/bt transformers total losses [kW]	489,00	61,90%	of the total losses
<b>Total losses [kW]</b>	<b>790,00</b>		

<b>ADMISSIBLE LOSSES COLLECTOR SYSTEM</b>	
INPUT DATA	VALUES
FLH-P50 [h]	2399
NOMINAL PPWER [MW]	42
Distance nearest WTG-SSE [km]	6,37
<b>ADMISSIBLE LOSSES</b>	<b>1,337%</b>
<b>ADMISSIBLE POWER LOSSES [kW]</b>	<b>561,54</b>

Chap. 9.4.1.2.3.3.4

<b>COLLECTOR SYSTEM POWER LOSSES [kW]</b>	<b>301,00</b>
<b>POWER LOSSES</b>	<b>0,717%</b>

**"PORTOSCUSO" PLANT  
PORTOSCUSO(CI), ITALY**

**cavi di potenza MT/ MV power cables**

Pag. 2 di 12

Numero/ Number	Tratta/ Line		Lunghezza/ Length	Lunghezza/ Length	Tipo di cavo/ Type of cable			Posa/ Cable laying		Pezzature MAX/ Maximum size (m)	Giunzioni/ Joints (1 per phase)	Note/ Note
	Partenza/ From	Arrivo/ To	Cavo / Cable(m)	Cavo da ordinare/ Cable to buy(m)	Materiale / Core	Formazione/ Formation	Sigla/ Cable code	Tipologia/ Type	Competenza/ Task			
001	WTG01	WTG02	1.392	4.200	ALLUMINIO/ ALUMINIUM	1x120	ARE4H5E 18/30(36)kV	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR	1000	1	
002	WTG02	MV switchgear_step-up station 220/33kV	9.436	28.320	ALLUMINIO/ ALUMINIUM	1x400	ARE4H5E 18/30(36)kV	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR	1000	9	
003	WTG03	WTG04	867	2.610	ALLUMINIO/ ALUMINIUM	1x120	ARE4H5E 18/30(36)kV	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR	1000	0	
004	WTG04	MV switchgear_step-up station 220/33kV	6.401	19.230	ALLUMINIO/ ALUMINIUM	1x400	ARE4H5E 18/30(36)kV	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR	1000	6	
005	WTG05	WTG06	1.167	3.510	ALLUMINIO/ ALUMINIUM	1x120	ARE4H5E 18/30(36)kV	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR	1000	1	
006	WTG06	WTG07	1.576	4.740	ALLUMINIO/ ALUMINIUM	1x400	ARE4H5E 18/30(36)kV	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR	1000	1	
007	WTG07	MV switchgear_step-up station 220/33kV	7.310	21.930	ALLUMINIO/ ALUMINIUM	1x630	ARE4H5E 18/30(36)kV	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR	1000	7	

**"PORTOSCUSO" PLANT  
PORTOSCUSO(CI), ITALY  
fibra ottica/ optical fiber**

	Tratta/ Line		Lunghezza/ Length	Tipo di cavo/ Type of cable	Posa/ Cable laying	
Numero/ Number	Partenza/ From	Arrivo/ To	Cavo da ordinare/ Cable to buy(m)	Designazione/ Formation	Tipologia/ Type	Competenza/ Task
001	WTG01	WTG02	1.400	MONOMODALE/ SINGLE MODE 9/125/250	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR
002	WTG02	MV switchgear_step-up station 220/33kV	9.440	MONOMODALE/ SINGLE MODE 9/125/250	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR
003	WTG03	WTG04	870	MONOMODALE/ SINGLE MODE 9/125/250	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR
004	WTG04	MV switchgear_step-up station 220/33kV	6.410	MONOMODALE/ SINGLE MODE 9/125/250	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR
006	WTG05	WTG06	1.170	MONOMODALE/ SINGLE MODE 9/125/250	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR
007	WTG06	WTG07	1.580	MONOMODALE/ SINGLE MODE 9/125/250	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR
008	WTG07	MV switchgear_step-up station 220/33kV	7.310	MONOMODALE/ SINGLE MODE 9/125/250	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR

**"PORTOSCUSO" PLANT  
PORTOSCUSO(CI), ITALY**

**Conduttore di terra / Ground conductor**

0

Pag. 8 di 12

Numero/ Number	Tratta/ Line		Lunghezza/ Length	Tipo di cavo/ Type of cable			Posa/ Cable laying		Note/ Note
	Partenza/ From	Arrivo/ To	Cavo da ordinare/ Cable to buy(m)	Materiale/ Core	SIGLA _ Sezione/ Formation (mm2)	Sigla/ Standard	Tipologia/ Type	Competenza/ Task	
001	CORDA DI RAME PER IMPIANTO EOLICO/ COPPER CONDUCTOR FOR WF 70mm2		16.750	RAME/ COPPER	1x70	IEC 60228	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR	
002	CORDA DI RAME MAGLIA PRIMARIA PER SOTTOSTAZIONE 70mm2		2.200	RAME/ COPPER	1x70	IEC 60228	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR	
003	CORDA DI RAME MAGLIA SECONDARIA PER SOTTOSTAZIONE 120mm2		250	RAME/ COPPER	1x120	IEC 60228	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR	