



EGP CODE

GRE.EEC.R.24.IT.W.15066.00.031.00

PAGE

1 di/of 35

TITLE : RELAZIONE DI CALCOLO ELETTRICO

AVAILABLE LANGUAGE : IT

Impianto Eolico Sindia
RELAZIONE DI CALCOLO ELETTRICO

Il Tecnico
Ing. Leonardo Sblendido

File: GRE.EEC.R.24.IT.W.15066.00.031.00_Relazione di calcolo elettrico.pdf

REV.	DATE	DESCRIPTION	PREPARED	VERIFIED	APPROVED
00	15/12/2021	Prima Emissione	A.D.G.	A.D.G.	L.S.

EGP VALIDATION

COLLABORATORS	M. Porcellini;	A. Puosi;
	VERIFIED BY	VALIDATED BY

PROJECT / PLANT IMPIANTO EOLICO SINDIA	EGP CODE																		
	GROUP	FUNCION	TYPE	ISSUER	COUNTRY	TEC	PLANT	SYSTEM	PROGRESSIVE	REVISION									
	GRE	EEC	R	2	4	I	T	W	1	5	0	6	6	0	0	0	3	1	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.



EGP CODE

GRE.EEC.R.24.IT.W.15066.00.031.00

PAGE

2 di/of 35

INDICE

1. INTRODUZIONE.....	3
2. ACRONIMI	4
3. OGGETTO E SCOPO.....	4
4. DOCUMENTI DI RIFERIMENTO.....	5
5. BREVE DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO	8
6. RIEPILOGO DEI PRINCIPALI DATI DI INPUT	10
7. STUDIO DI POWER FLOW	19
7.1. SCOPO DELLE ANALISI	19
7.2. METODOLOGIA	20
7.3. IMPOSTAZIONI DI SIMULAZIONE.....	21
7.4. RISULTATI STUDI DI LOAD FLOW	22
7.5. CALCOLO DELLE PERDITE DI IMPIANTO	25
8. CALCOLO DELLE CORRENTI DI CORTOCIRCUITO E FORZA DELLA RETE NEL PUNTO DI CONNESSIONE.	27
8.1. SCOPO DELLE ANALISI	27
8.2. METODOLOGIA	27
8.3. CALCOLO DELLE CORRENTI DI CORTOCIRCUITO.....	29
9. PROGETTAZIONE CAVIDOTTI MT E RISOLUZIONI INTERFERENZE.....	30
10. SOTTOSTAZIONE DI ELEVAZIONE E CAVIDOTTO AT.....	30
10.1. CARATTERISTICHE TECNICHE STALLO TRASFORMAZIONE E SSE	31
10.2. CARATTERISTICHE CAVO AT.....	32
10.3. SERVIZI AUSILIARI	33
10.4. ILLUMINAZIONE ESTERNA.....	33
10.5. RECINZIONE PERIMETRALE	33
11. RETE DI TERRA.....	34
11.1. RETE DI TERRA DI SOTTOSTAZIONE UTENTE 150/33 KV	34
11.1.1. PROGETTAZIONE DELLA MAGLIA DI TERRA DI SOTTOSTAZIONE.....	34
11.2. RETE DI TERRA WIND FARM	34
11.2.1. PROGETTAZIONE DELLA MAGLIA DI TERRA WIND FARM	34
11.3. VERIFICA IMPIANTO DI TERRA	35
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 "Sindia" proposto da Enel Green Power Italia S.r.l., nei Comuni di Borore, Macomer, Santa Giusta, Santu Lussurgiu, Scano di Montiferro e Sindia nelle provincie di Nuoro (NU) ed Oristano (OR).

L'impianto eolico denominato "Sindia" sarà di tipo grid-connected con allaccio trifase in alta tensione a 150kV alla futura Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione 380/150 kV di TERNA, a mezzo di sottostazione elettrica elevatrice 33/150 kV come da STMG rilasciata da Terna con codice pratica: 202001594. Di seguito si riporta la potenza complessiva dell'impianto pari a 78MW.

La potenza dell'impianto complessivo è derivante da n°13 WTGs da 6MW suddivisi in 5 Clusters. Tale suddivisione è stata concepita 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

Tabella 1 - Massima potenza [MVA] per differenti livelli di tensione [kV]

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

Proponente	<i>Enel Green Power Italia srl</i>
Nome Impianto	<i>Sindia</i>
Comuni	<i>Borore, Macomer, Santa Giusta, Santu Lussurgiu, Scano di Montiferro e Sindia</i>
Tipologia impianto	<i>Impianto eolico (No BESS)</i>
N° aereogeneratori e potenza	<i>13 aereogeneratori da 6MW</i>



EGP CODE

GRE.EEC.R.24.IT.W.15066.00.031.00

PAGE

4 di/of 35

Soluzione di connessione*SSE da connettere in antenna a 150kV alla SE di Trasformazione 380/150 kV Terna di nuova realizzazione***Riferimento STMG***Codice Pratica: 202001594***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 "Sindia" da 78MW. 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 150/33 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 150 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 "Sindia" è costituito da tredici 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 tredici aerogeneratori sono divisi in cinque 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 78MW, avverrà mediante il collegamento tra la sottostazione multiutente SSE 150 kV e la SE di trasformazione 380/150 kV TERNA, ubicata nelle immediate vicinanze della stessa. In particolare, i cluster si collegheranno in MT allo stallo trasformatore 150/33 kV da realizzare nel comune di Macomer (Foglio 42). In uscita dallo stallo trasformatore avremo un collegamento in cavo AT interrato fino allo stallo 150 kV della sottostazione multiutente da realizzare sempre nel comune di Macomer (Foglio 56). Dallo stallo linea della SSE 150 kV si avrà il collegamento in cavo interrato AT alla Cabina di trasformazione 380/150 kV TERNA, ubicata nelle immediate vicinanze.

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°13 aerogeneratori con annesse tutte le apparecchiature di macchina;
- cavidotto MT a 33kV di connessione tra WTGs e SSE. I cavi saranno del tipo ARE4H5E 18/30(36) kV di sezione variabile. I cavi sono direttamente interrati a profondità di 1m o 1,1m e distanziati di almeno 20cm, come da specifica tecnica.
- n°1 stallo trasformatore, con predisposizione di quadro MT e trasformatore di potenza AT/MT;
- cavidotto AT a 150 kV di collegamento tra lo stallo trasformatore e lo stallo in SSE;
- n°1 SSE multiutente a 150 kV con stallo di arrivo.

Di seguito vengono mostrati il layout dell'impianto di connessione 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.

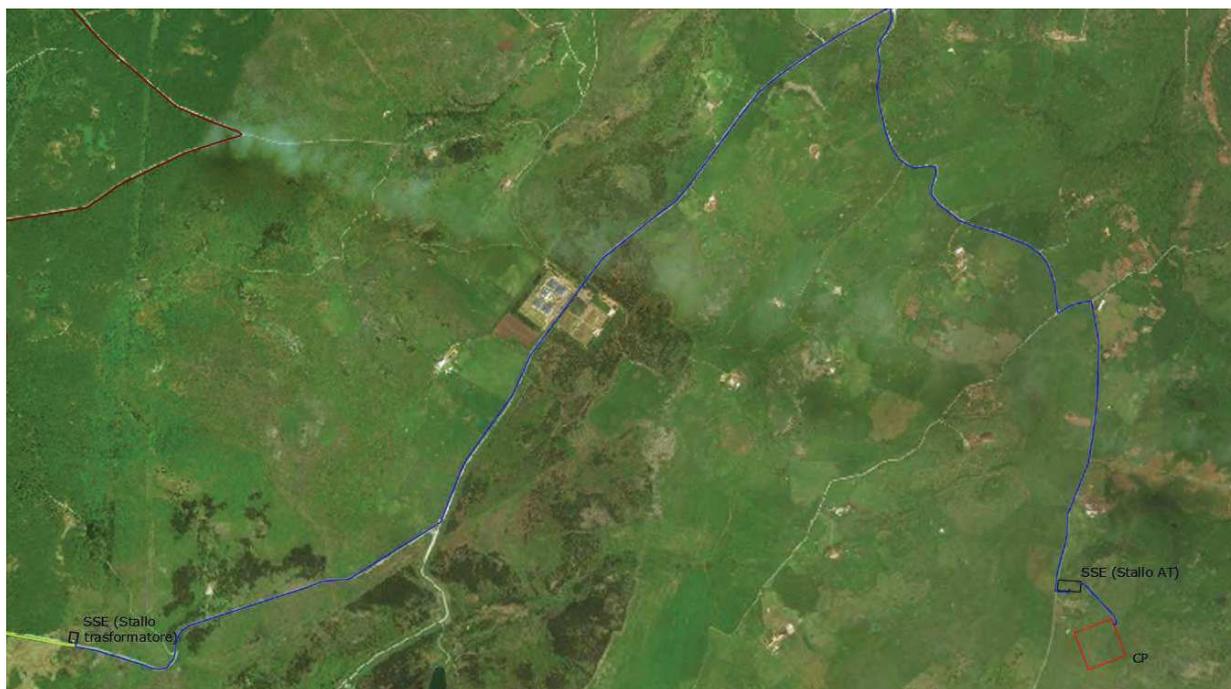


Figura 1 - Inquadramento su ortofoto

CLUSTER 1 (2 WTG – 12MW)	
DA WTG 04	A WTG 01
DA WTG 01	A QUADRO MT 33/150 kV
CLUSTER 2 (2 WTG – 12MW)	
DA WTG 02	A WTG 05
DA WTG 05	A QUADRO MT 33/150 kV
CLUSTER 3 (3 WTG – 18MW)	
DA WTG 10	A WTG 11
DA WTG 11	A WTG 12
DA WTG 12	A QUADRO MT 33/150 kV
CLUSTER 4 (3 WTG – 18MW)	
DA WTG 13	A WTG 03
DA WTG 03	A WTG 07
DA WTG 07	A QUADRO MT 33/150 kV

CLUSTER 5 (3 WTG – 18MW)	
DA WTG 06	A WTG 09
DA WTG 08	A WTG 09
DA WTG 09	A QUADRO MT 33/150 kV

Tabella 2 - Collegamenti WTG per cluster

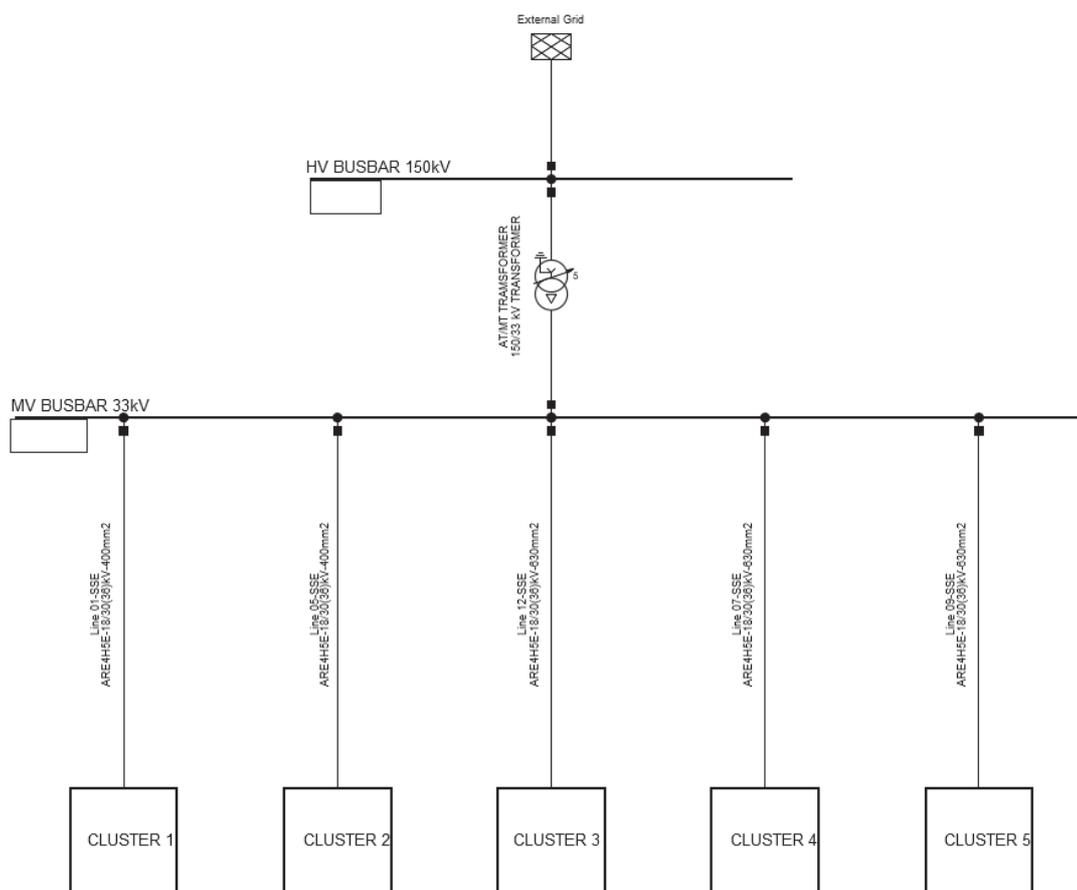


Figure 1 - Schema elettrico unifilare dell'impianto implementato in DIGSILENT

6. RIEPILOGO DEI PRINCIPALI DATI DI INPUT

La RTN al punto di connessione è rappresentata mediante un equivalente a 150 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 150 kV sulla sezione 150 kV della futura

Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione 380/150 kV della RTN da inserire in entra – esce alla linea RTN a 380 kV "Ittiri - Selargius".

Ai sensi dell'art. 21 dell'allegato A alla deliberazione Arg/elt/99/08 e s.m.i.

dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, Vi comunichiamo che il nuovo elettrodotto in antenna a 150 kV per il collegamento della Vs. centrale sulla nuova Stazione Elettrica a 150 kV, costituisce impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo arrivo produttore a 150 kV nella suddetta nuova stazione costituisce impianto di rete per la connessione.

Vi informiamo fin d'ora che al fine di razionalizzare l'utilizzo delle strutture di rete, sarà necessario condividere lo stallo in stazione con altri impianti di produzione; in alternativa sarà necessario prevedere ulteriori interventi di ampliamento da progettare."

Non avendo a disposizione i dati relativi allo stato della rete nel punto di connessione in quanto la SE di trasformazione è di nuova realizzazione, si sono presi, per lo svolgimento dei calcoli, i valori riportati nei documenti TERNA appartenenti alla cabina primaria di ITTIRI a 380kV per due motivi:

- la CP Ittiri risulta essere più vicina rispetto alla CP di Selargius;
- i valori risultano essere maggiori rispetto alla CP di Selargius, 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	CODRO	CODCTI3801	SUBNET	1	380	TERNA	12.866	14.345	8468	5686
C	CODRO	CODCTI3802	SUBNET	1	380	TERNA	12.817	14.295	8436	5673
C	CODRO	CODCTI3803	SUBNET	1	380	TERNA	12.817	14.298	8436	5673
C	CAGLIA.SUD	CSUCTI3801	SUBNET	1	380	TERNA	10.768	11.813	7088	4518
C	F.SANTO CR	FSACTI3801	SUBNET	1	380	EP PRODUZION	11.927	13.138	7850	4942
C	F.SANTO CR	FSACTI3802	SUBNET	1	380	EP PRODUZION	11.869	13.085	7812	4925
C	F.SANTO CR	FSACTI3803	SUBNET	1	380	EP PRODUZION	11.869	13.085	7812	4925
C	ITTIRI	ITTC_I3801	SUBNET	1	380	TERNA	12.408	12.770	8167	4644
C	RUMIANCA	RUMCTI3801	SUBNET	1	380	TERNA	11.099	11.919	7305	4204
C	SELARGIUS	SELCTI3801	SUBNET	1	380	TERNA	10.735	10.374	7066	2858
C	SARLUX	SLXC2I3801	SUBNET	1	380	SARLUX	10.809	11.855	7114	3048
C	BOLOTANA	BOLC_I2201	SUBNET	1	220	TIRSOLE SRL	10.368	9.692	3951	1592
C	BUSACHI	BSACTI2201	SUBNET	1	220	TERNA	7.483	6.580	2851	1148
C	CODRO	CODCTI2201	SUBNET	1	220	TERNA	14.177	14.486	5402	3263
C	ENICHEM	ECOCZI2201	SUBNET	1	220	AES OTTANA E	10.141	9.294	3864	1575
C	ENICHEM	ECOCZI2202	SUBNET	1	220	AES OTTANA E	10.137	9.288	3863	1579
C	EURALLUMIN	EURC_I2201	SUBNET	1	220	EURALLUMINIA	14.125	16.564	5383	3291
C	EURALLUMIN	EURC_I2201	SUBNET	2	220	EURALLUMINIA	14.124	16.562	5382	3291
C	GRIGHINE E	GRIC_I2201	SUBNET	1	220	GREENTECH MO	7.385	6.910	2814	1109
C	PORTOVESME	MIMC_I2201	SUBNET	1	220	PORTOVESME	13.982	16.334	5328	3269
C	PORTOVESME	MIMC_I2201	SUBNET	2	220	PORTOVESME	13.982	16.334	5328	3269

Figure 2 - 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 150kV, denominata come "External Grid".

È importante sottolineare, però, che i dati della stazione Ittiri sono riferiti al livello di tensione 380 kV. Pertanto, l'uso diretto di tali valori risulterebbe erroneo. Prima di implementare la rete, quindi, è necessario fare il riporto dei valori al livello di tensione a cui ci connettiamo, ossia 150 kV.

Il rapporto di trasformazione risulta essere (considerando il "primario" il lato 380 kV):

$$r = \frac{V_1}{V_2} = \frac{380}{150} = 2.533$$

Quindi, la corrente riportata al lato 150 kV risulta essere:

$$I_2 = r * I_1 = 2.533 * 12.408kA = 31.4348kA$$

In tal caso, la corrente I_2 è la corrente massima trifase. Analogo calcolo può essere condotto per la corrente massima monofase.

La potenza, invece, non subisce variazione. Il software restituisce il valore di corrente di corto circuito, se inseriamo il valore di potenza e viceversa. All'inserimento del valore di corrente massima trifase precedentemente calcolata, il valore di potenza risulta essere pari a quanto dichiarato nell'allegato di TERNA sopra citato. Si può concludere, quindi, che i dati inseriti sono coerenti al livello di tensione di 150 kV a cui ci si connette.

		Potenza di cortocircuito [MVA]	Corrente di Cortocircuito [kA]
Valori Massimi	Trifase	8167	31.4348
	Monofase	8405	32.3507
Valori minimi	Trifase	4644	17.8748

Tabella 3 - Valori di corto circuito implementati

External Grid - Grid\External Grid.ElmXnet

Basic Data	Max. Values	Min. Values
Description	Short-Circuit Power S_k'' max: 8167 MVA	Short-Circuit Power S_k'' min: 4644 MVA
Load Flow	Short-Circuit Current I_k'' max: 31,4348 kA	Short-Circuit Current I_k'' min: 17,87476 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.: 1,0291	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 ...

Figura 4 - Implementazione rete a 150 kV

La centrale eolica è collegata alla RTN alla tensione di 150 kV. Per elevare la tensione dal livello della distribuzione in MT a 33 kV, nello stallo trasformatore, si ipotizza l'installazione di un trasformatore elevatore 150/33 kV della potenza ONAN/ONAF di 85.8/90 MVA con una impedenza di cortocircuito pari al 12.5%@85.8MVA 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 ($150 \pm 10 \times 1.5\% / 33\text{kV}$) modellate sul software come mostrato in Fig. 6.

2-Winding Transformer Type - Equipment Type Library\150/33 kV TRANSFORMER.TypTr2

Basic Data	Name	150/33 kV TRANSFORMER	OK	
Description	Technology	Three Phase Transformer	Cancel	
Version	Rated Power	85,8 MVA		
Load Flow	Nominal Frequency	50, Hz		
Short-Circuit VDE/IEC	Rated Voltage		Vector Group	
Short-Circuit Complete	HV-Side	150, kV	HV-Side	YN
Short-Circuit ANSI	LV-Side	33, kV	LV-Side	D
Short-Circuit IEC 61363	Positive Sequence Impedance		Phase Shift	11, *30deg
Short-Circuit DC	Short-Circuit Voltage uk	12,5 %	Name	YNd11
Simulation RMS	Copper Losses	300, kW		
Simulation EMT	Zero Sequence Impedance			
Protection	Short-Circuit Voltage uk0	3, %		
Power Quality/Harmonics	SHC-Voltage (Re(uk0)) uk0r	0, %		
Reliability				
Hosting Capacity Analysis				
Optimal Power Flow				

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

2-Winding Transformer Type - Equipment Type Library\150/33 kV TRANSFORMER.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	1,5 %			
Short-Circuit Complete	Phase of du	0, deg			
Short-Circuit ANSI	Neutral Position	0			
Short-Circuit IEC 61363	Minimum Position	-10			
Short-Circuit DC	Maximum Position	10			
Simulation RMS	<input type="checkbox"/> Tap dependent impedance				
Simulation EMT					
Protection					
Power Quality/Harmonics					
Reliability					
Hosting Capacity Analysis					
Optimal Power Flow					

Figura 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 ²
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.

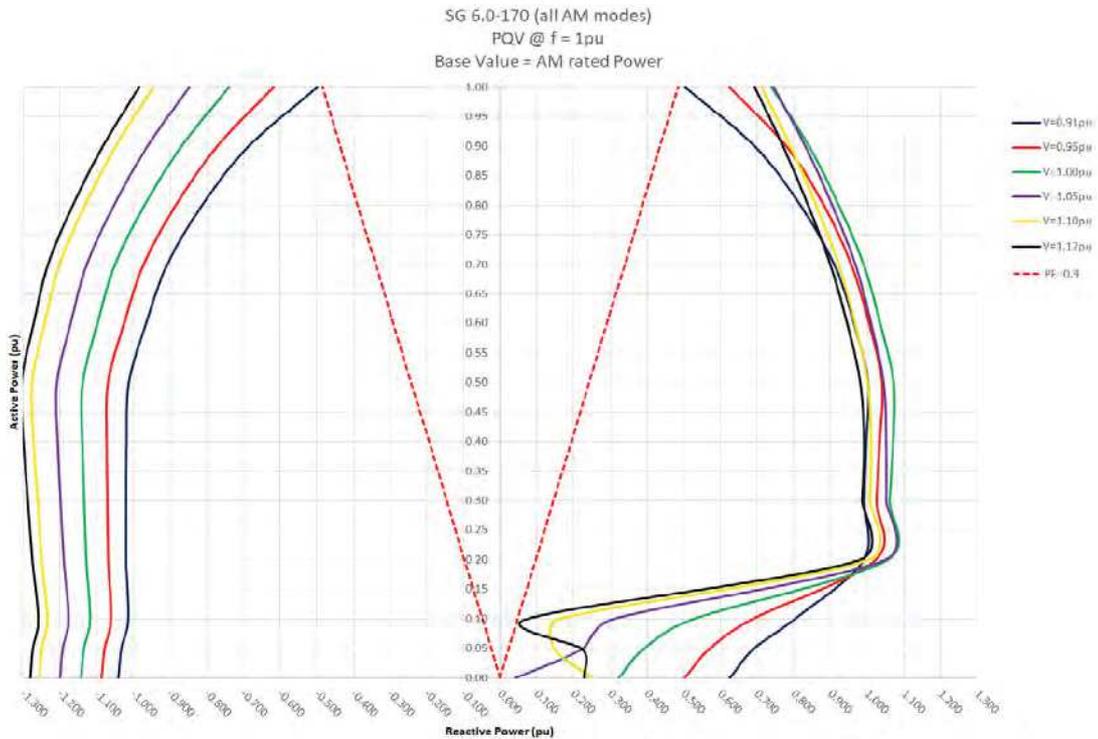


Figure 1: Reactive power capability curves (PQV), 50/60 Hz Wind Turbine, at LV terminals.
Note: Voltage Saturation set to 91% and 112% (refer to *Reactive Power / Voltage limiting function* section)

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.

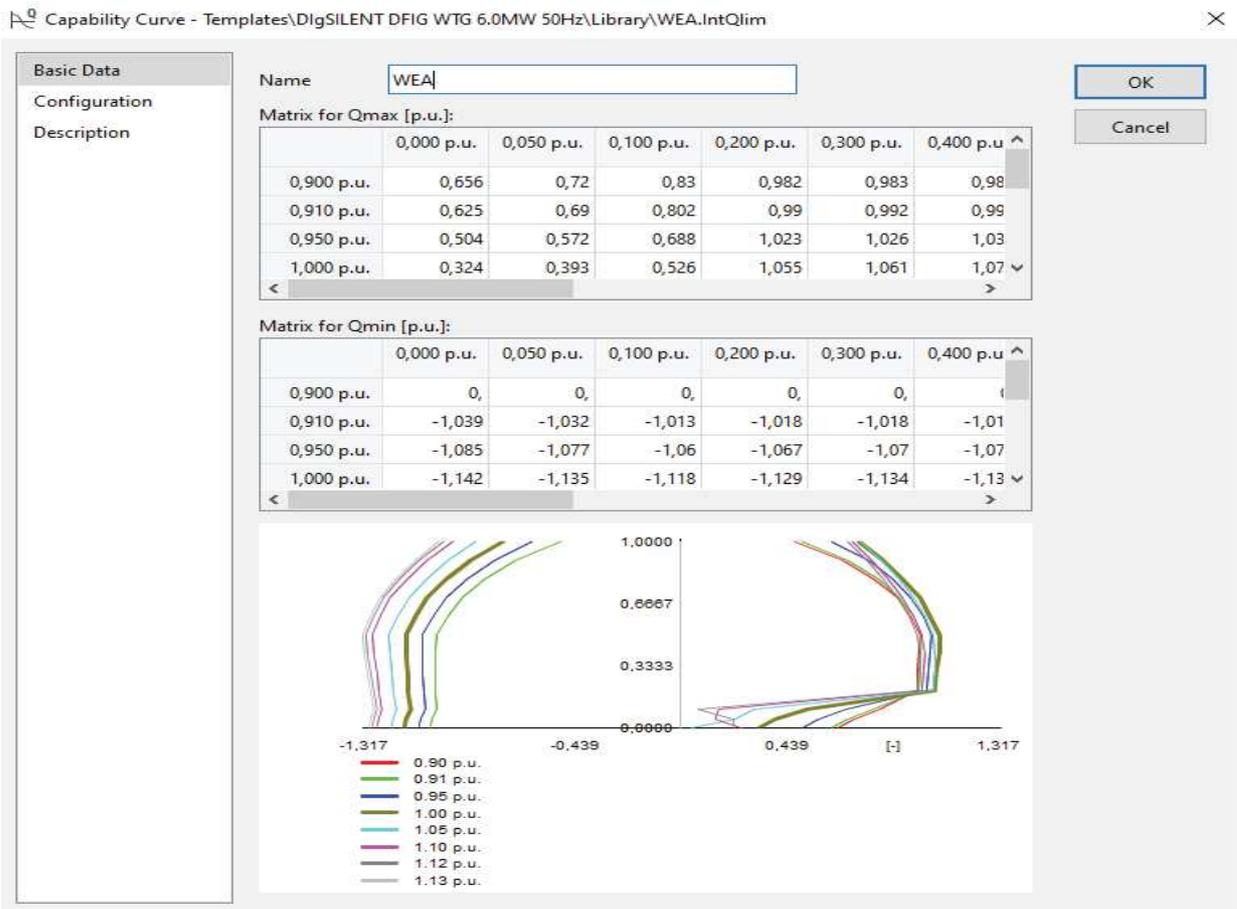


Figure 9 - implementazione curve di capability in ambiente DIGSILENT

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				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 - Tap changer



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:

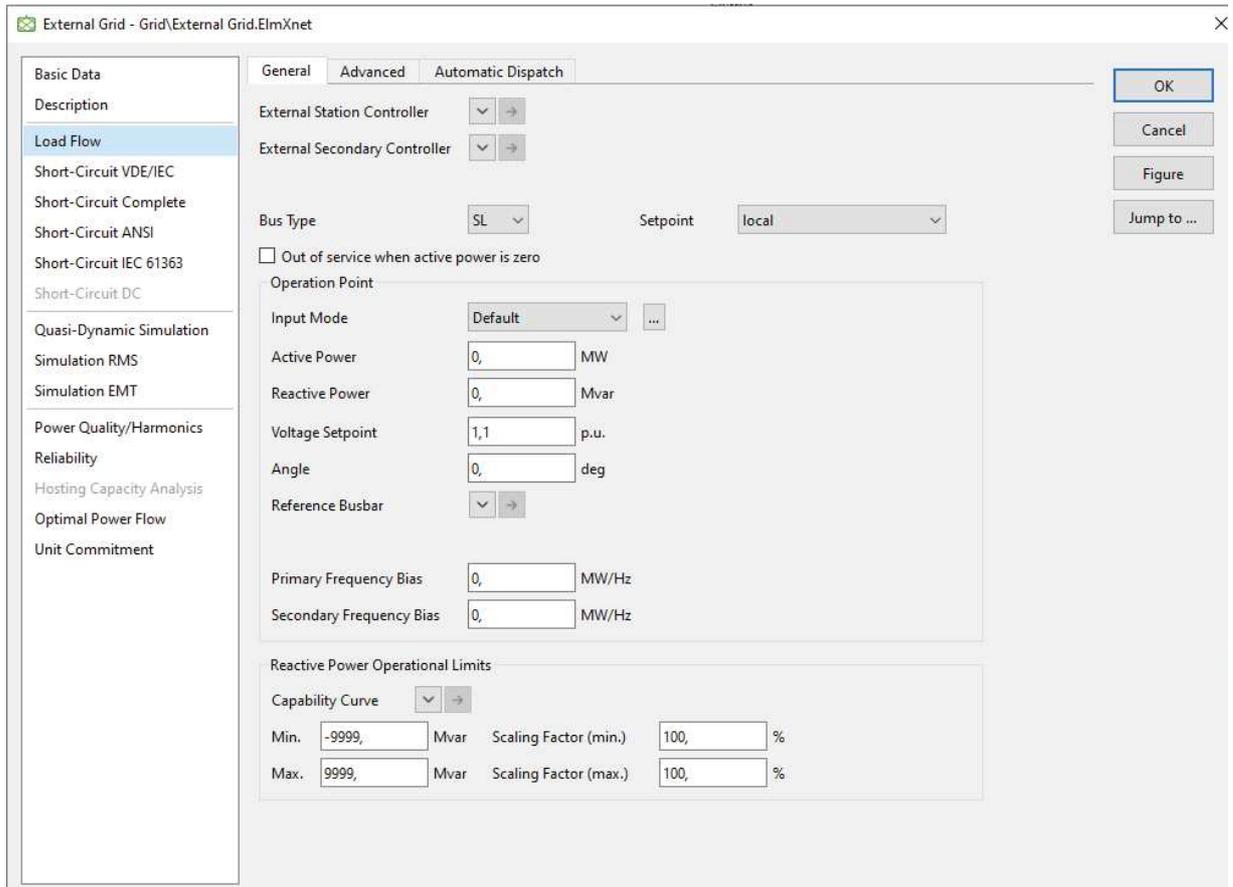
- Ogni WTG al massimo carico (100%) che significa massima potenza attiva e reattiva;
- Valore della tensione al punto di consegna (Barra AT nella CP) al suo massimo valore (1.1p.u)

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.



The screenshot shows the 'External Grid - Grid\External Grid.ElmXnet' window with the 'Advanced' tab selected. The 'Load Flow' option is highlighted in the left sidebar. The main configuration area includes:

- External Station Controller**: dropdown menu
- External Secondary Controller**: dropdown menu
- Bus Type**: dropdown menu (SL)
- Setpoint**: dropdown menu (local)
- Out of service when active power is zero**
- Operation Point** section:
 - Input Mode**: dropdown menu (Default)
 - Active Power**: 0, [] MW
 - Reactive Power**: 0, [] Mvar
 - Voltage Setpoint**: 1,1 [] p.u.
 - Angle**: 0, [] deg
 - Reference Busbar**: dropdown menu
 - Primary Frequency Bias**: 0, [] MW/Hz
 - Secondary Frequency Bias**: 0, [] MW/Hz
- Reactive Power Operational Limits** section:
 - Capability Curve**: dropdown menu
 - Min.**: -9999, [] Mvar **Scaling Factor (min.)**: 100, [] %
 - Max.**: 9999, [] Mvar **Scaling Factor (max.)**: 100, [] %

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. \pm 0.04 p.u. sulla sbarra di media tensione. Nel caso in esame, la posizione del tap del trasformatore AT/MT è +5, mentre il tap del trasformatore MT/bt è +1. 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.

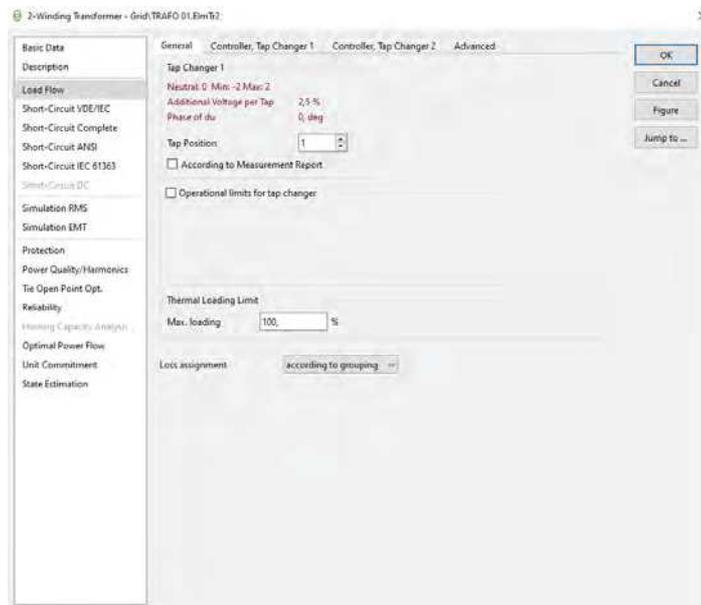


Figure 3 - Tap Trasformatore AT/MT

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.

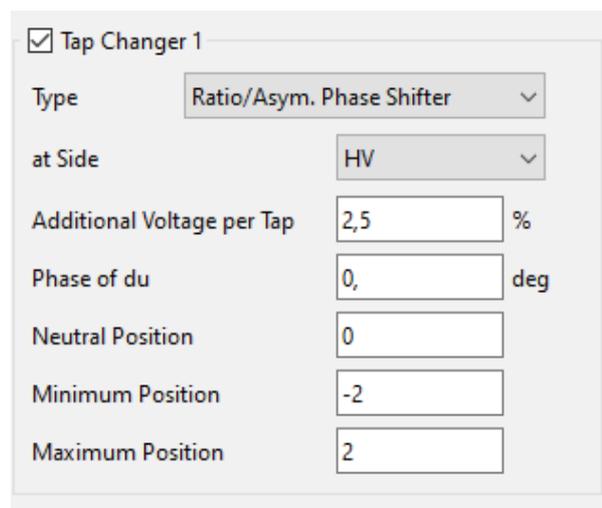


Figure 14 - Tap Trasformatore di macchina WTGs

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.15066.00.031.00

PAGE

23 di/of 35

CLUSTER	Linea	Da	A	Codice Cavo	Formazione				Numero di Terne	Terne vicine	Lunghezza [m]	Lunghezza +10% [m]	Potenza (kVA)	Caduta di Tensione
					Sezione [mm ²]									
1	Line 1	WTG 04	WTG 01	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	120	1	1	1368	1504,8	6000	0,195%
	Line 2	WTG 01	Quadro MT_SSE 150/33kV	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	400	1	5	14785	16263,5	12000	1,351%
2	Line 3	WTG 02	WTG 05	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	120	1	2	4470	4917	6000	0,646%
	Line 4	WTG 05	Quadro MT_SSE 150/33kV	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	400	1	5	9657	10623	12000	0,879%
3	Line 5	WTG 10	WTG 11	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	120	1	1	1314	1445	6000	0,188%
	Line 6	WTG 11	WTG 12	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	400	1	1	1808	1989	12000	0,148%
	Line 7	WTG 12	Quadro MT_SSE 150/33kV	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	630	1	5	9565	10522	18000	0,722%
4	Line 8	WTG 13	WTG 03	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	185	1	2	5639	6203	6000	0,530%
	Line 9	WTG 03	WTG 07	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	400	1	2	3543	3897	12000	0,520%
	Line 10	WTG 07	Quadro MT_SSE 150/33kV	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	630	1	5	4516	4968	18000	0,342%
5	Line 11	WTG 06	WTG 09	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	185	1	2	3611	3972	6000	0,335%
	Line 12	WTG 08	WTG 09	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	185	1	1	827	910	12000	0,075%
	Line 13	WTG 09	Quadro MT_SSE 150/33kV	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	630	1	5	2690	2959	18000	0,194%

Figure 5 - 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 ²]								
1	Line 1	WTG 04	WTG 01	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	120	1368	1505	6000	12,00	6000
	Line 2	WTG 01	Quadro MT_SSE 150/33kV	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	400	14785	16264	12000	162,00	6000
2	Line 3	WTG 02	WTG 05	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	120	4470	4917	6000	39,00	6000
	Line 4	WTG 05	Quadro MT_SSE 150/33kV	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	400	9657	10623	12000	107,00	6000
3	Line 5	WTG 10	WTG 11	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	120	1314	1445	6000	12,00	6000
	Line 6	WTG 11	WTG 12	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	400	1808	1989	12000	20,00	6000
	Line 7	WTG 12	Quadro MT_SSE 150/33kV	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	630	9565	10522	18000	149,00	6000
4	Line 8	WTG 13	WTG 03	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	185	5639	6203	6000	32,00	6000
	Line 9	WTG 03	WTG 07	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	400	3543	3897	12000	7,00	6000
	Line 10	WTG 07	Quadro MT_SSE 150/33kV	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	630	4516	4968	18000	71,00	6000
5	Line 11	WTG 06	WTG 09	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	185	3611	3972	6000	21,00	6000
	Line 12	WTG 08	WTG 09	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	185	827	910	12000	5,00	6000
	Line 13	WTG 09	Quadro MT_SSE 150/33kV	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	630	2690	2959	18000	42,00	6000
Perdite di Potenza Totali Linee [kW]											679		

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]		
WTG1	6,5	33	0,69	4,77	82,24	87,01	68	
WTG2	6,5	33	0,69	4,77	82,24	87,01	68	
WTG3	6,5	33	0,69	4,77	82,24	87,01	70	
WTG4	6,5	33	0,69	4,77	82,24	87,01	68	
WTG5	6,5	33	0,69	4,77	82,24	87,01	69	
WTG6	6,5	33	0,69	4,77	82,24	87,01	70	
WTG7	6,5	33	0,69	4,77	82,24	87,01	70	
WTG8	6,5	33	1,69	4,77	82,24	87,01	70	
WTG9	6,5	33	2,69	4,77	82,24	87,01	70	
WTG10	6,5	33	3,69	4,77	82,24	87,01	69	
WTG11	6,5	33	4,69	4,77	82,24	87,01	69	
WTG12	6,5	33	5,69	4,77	82,24	87,01	69	
WTG13	6,5	33	6,69	4,77	82,24	87,01	69	
Total [kW]							609,1	899

Figure 46 - 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: mescola 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 e **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

Schermatura

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 57 - 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 95mm² fino al 630mm², 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°C;
- ✓ Temperatura del terreno: 30°C;
- ✓ Resistenza termica del terreno: 2Km/W;
- ✓ Distanza tra i circuiti 125mm<d<250mm
- ✓ Profondità di installazione secondo tipico "GRE.EEC.D.24.IT.W.00000.00.019.01 Trincee e Attraversi Cavi Disegni Tipici".:
 - 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 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 ver. 2014:

- k₁: Fattore di correzione della corrente nominale per temperatura del terreno diverse da 20°C – Table B.11 della IEC sopra citata;
- K₂: Fattore di correzione per differenti valori di profondità di posa diversi da 0,8 m – Table B.12 della IEC sopra citata;
- K₃: Fattore di correzione per differenti valori di resistività termica del terreno rispetto al valore standard di 1.5km/W – Table B.14 della IEC sopra citata;
- K₄: Fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati sullo stesso piano (distanza 200mm) – Table B.19 della IEC sopra citata.

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 68 - Tabella di calcolo perdite massime

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

- Potenza impianto=78MW (>50MW);
- FLH-P50=2800 (2500<FLH<3500);
- Distanza tra la WTG più vicina e la SSE=2.158km (>1km)

Il calcolo, quindi, risulta essere

$$\text{Perdite elettriche maxime} = 0.6\% + 0.2\% + 2.158\text{km} * 0.06\%/ \text{km} = 0.929\%$$

Pertanto, in termini di potenza, la massima perdita ammissibile per il collector system risulta essere pari a 724.99kW. 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]	679,00	43,03% of the total losses
WTG MT/bt transformers total losses [kW]	899,00	56,97% of the total losses
Total losses [kW]	1578,00	

ADMISSIBLE LOSSES COLLECTOR SYSTEM	
INPUT DATA	VALUES
FLH-P50 [h]	2800
NOMINAL PPWER [MW]	78
Distance nearest WTG-SSE [km]	2,158
ADMISSIBLE LOSSES	0,929%
ADMISSIBLE POWER LOSSES [kW]	724,99
COLLECTOR SYSTEM POWER LOSSES [kW]	679,00
POWER LOSSES	0,871%

Chap. 9.4.1.2.3.3.4

Figure 79 - Risultati analisi perdite



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

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



EGP CODE

GRE.EEC.R.24.IT.W.15066.00.031.00

PAGE

28 di/of 35

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); 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	8167	31.4348
	Monofase	8405	32.3507
Valori minimi	Trifase	4644	17.8748

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 alto.

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 E CAVIDOTTO AT

Il collegamento alla stazione di trasformazione 380/150 kV avviene per mezzo di una sottostazione utente di connessione. Per il progetto oggetto di studio, però, lo stallo trasformatore sarà localizzato nel comune di Macomer (Foglio 42) e



predisporrà l'elevazione della tensione per mezzo del trasformatore AT/MT 150/33 kV. Dallo stallo trasformatore avremo un cavo AT a 150 kV che si muoverà verso la SSE utente. La sottostazione utente avrà tre stalli, di cui uno è predisposto per l'arrivo a 150 kV del cavo AT dallo stallo trasformatore. La SSE avrà dimensioni totali 145.07 x 51.2m. Essa avrà, quindi due stalli trasformatore (per altri utenti), lo stallo arrivo a 150 kV Sindia e uno stallo linea. L'impianto in oggetto di questa relazione avrà uno stallo dedicato per il collegamento dello stesso alla RTN.

Per approfondimenti sullo stallo trasformatore 150/33kV e sulla SSE multiutente si rimanda all'elaborato grafico "GRE.EEC.D.74.IT.W.15066.00.001.02_Sezioni elettromeccaniche sottostazione 150_33 kV".

La connessione tra lo stallo trasformatore e la SSE multiutente sarà in cavo di alluminio da 400mm² con portata in corrente da 500A, tale da garantire il trasferimento della potenza prodotta dal parco eolico (78MW).

La connessione tra la SSE multiutente 150 kV e la Stazione di trasformazione TERNA 380/150 kV, avverrà per mezzo di un cavo in rame da 1200mm² e portata in corrente di 1200A, tale da garantire il trasferimento della potenza massima accoglibile da uno stallo in Cabina Primaria (200/220MW).

10.1. CARATTERISTICHE TECNICHE STALLO TRASFORMAZIONE E SSE

La sottostazione sarà formata sostanzialmente da 4 parti essenziali:

- N°1. Stallo linea;
- N°2. Stallo di trasformazione;
- N°1. Stallo di arrivo a 150kV;
- 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 150/33 kV ONAN/ONAF 85.8/90 MVA vcc%=12.5%, gruppo YNd11;
- Scaricatori di sovratensione per reti a 150 kV con sostegno;
- Trasformatore di corrente con sostegno, per misure e protezione;
- Interruttore tripolare 170 kV;
- Trasformatore di tensione induttivo con sostegno, per misure e protezione;
- Sezionatore tripolare orizzontale 170 kV con lame di terra;
- Scaricatori di sovratensione per reti a 150 kV con sostegno;



Lo stallo di arrivo a 150 kV sarà costituito dalle seguenti apparecchiature in aria:

- Scaricatori di sovratensione per reti a 150 kV con sostegno per terminale cavo - aria;
- Sezionatore tripolare orizzontale 170 kV con lame di terra;
- Trasformatore di tensione induttivo con sostegno, per misure e protezione;
- Interruttore tripolare 170 kV;
- Trasformatore di corrente con sostegno, per misure e protezione;
- Sezionatore tripolare orizzontale 170 kV con lame di terra;

Lo stallo linea sarà costituito dalle seguenti apparecchiature in aria:

- Sezionatore tripolare orizzontale 170 kV con lame di terra;
- Trasformatore di corrente con sostegno, per misure e protezione;
- Interruttore tripolare 170 kV;
- Trasformatore di tensione induttivo con sostegno, per misure e protezione;
- Sezionatore tripolare orizzontale 170 kV con lame di terra;
- Scaricatori di sovratensione per reti a 150 kV con sostegno per terminale cavo - aria;

10.2. CARATTERISTICHE CAVO AT

Il cavo AT avrà caratteristiche minime richieste dall'allegato A3 al codice di rete TERNA, con tensione 87/150 (170) kV e le seguenti peculiarità:

1. Anima: conduttore a corda rigida rotonda, compatta e tamponata di rame ricotto non stagnato o alluminio. Le sezioni normalizzate dovranno essere conformi alle prescrizioni IEC 60228.
2. Isolante e strati semiconduttivi: isolante costituito da uno strato di polietilene reticolato estruso insieme ai due strati semiconduttivi (tripla estrusione).
3. Schermo: lo schermo metallico, in piombo o alluminio, o a fili di rame ricotto o fili di alluminio non stagnati opportunamente tamponati, o in una loro combinazione deve:
 - contribuire ad assicurare la protezione meccanica del cavo
 - assicurare la tenuta ermetica radiale
 - consentire il passaggio delle correnti corto circuito
4. Guaina esterna: il rivestimento protettivo esterno sarà costituito da una guaina di PE e grafitata, ovvero, quando per installazioni in aria si ritiene opportuno evitare il propagarsi della fiamma, guaina in PVC non propagante la fiamma o PE opportunamente addizionata oppure con microguaina aggiuntiva in PE opportunamente addizionata.

10.3. 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.

10.4. 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.

10.5. 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 70mm².

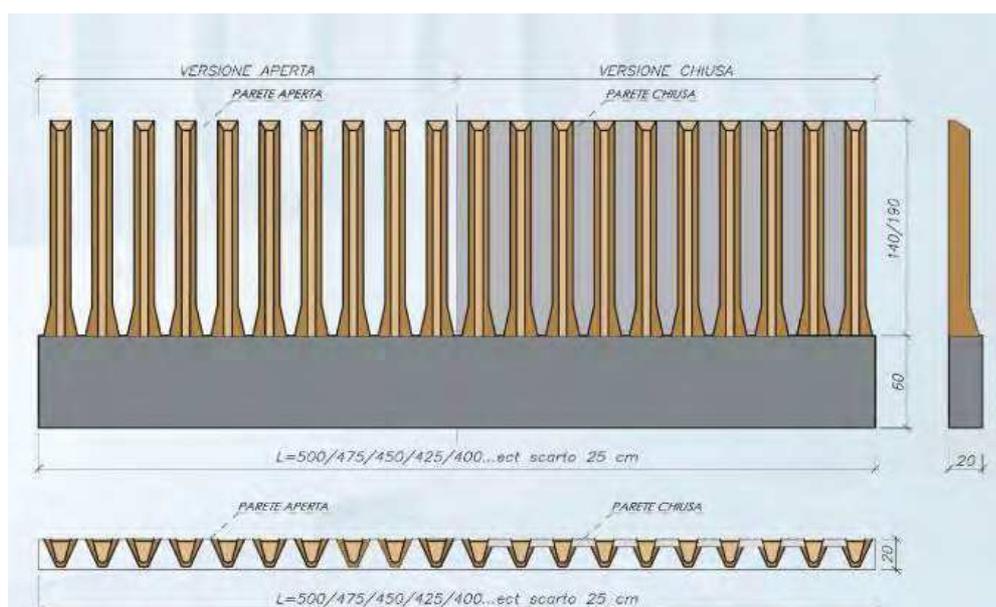


Figura 20 - Tipico recinzione



11. RETE DI TERRA

11.1. RETE DI TERRA DI SOTTOSTAZIONE UTENTE 150/33 kV

Nell'ambito della progettazione della Sottostazione 150/33 kV 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.

11.1.1. 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 125mm², interrato ad una profondità di circa 0.5m, mentre la seconda da una rete magliata in corda di rame nudo da 70mm² 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.

11.2. 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.

11.2.1. PROGETTAZIONE DELLA MAGLIA DI TERRA WIND FARM

L'impianto di terra sarà costituito da doppi anelli circolari in corda di rame nudo da 70 mm² 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.
-

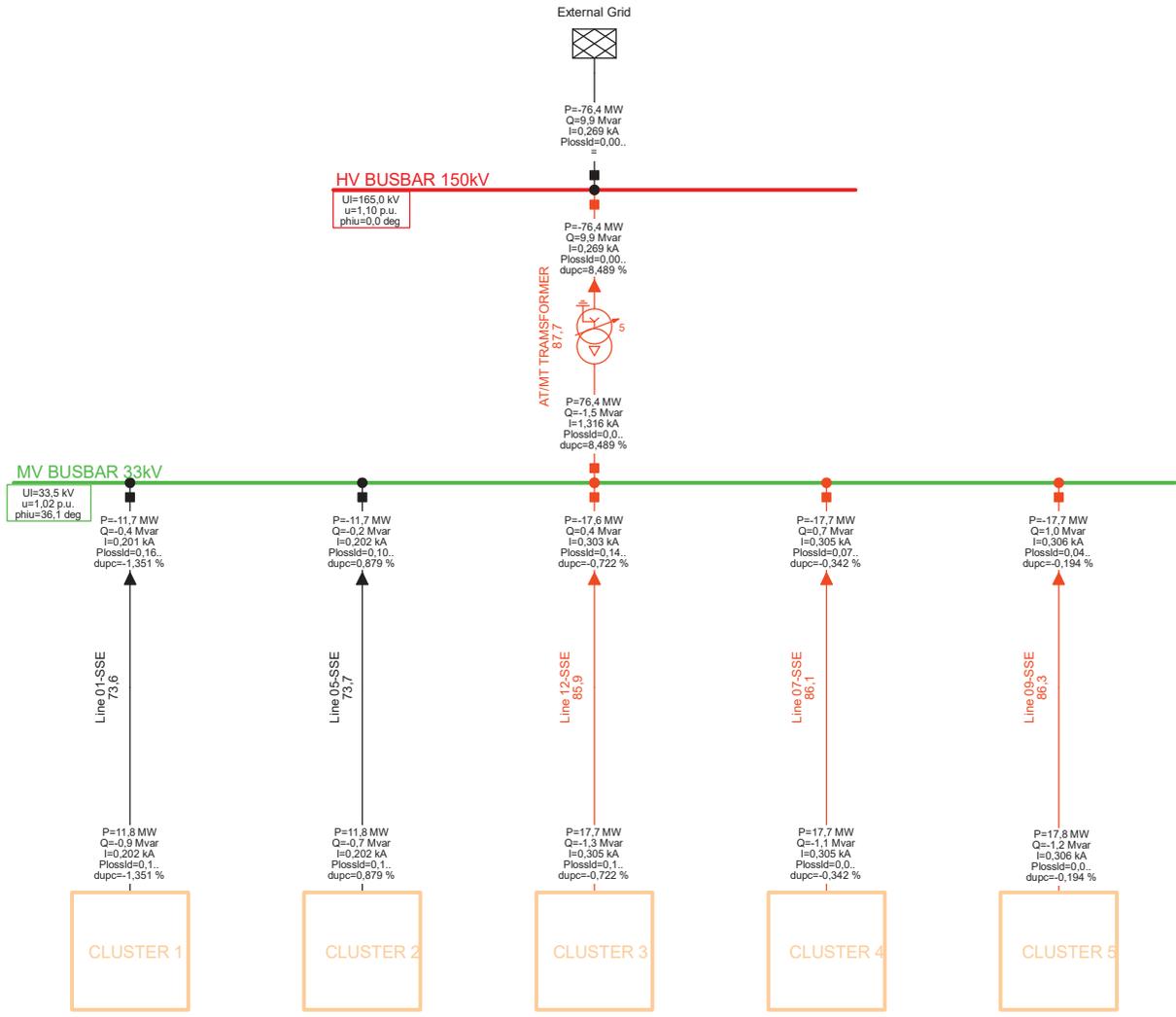


Tali anelli rispettano le prescrizioni delle specifiche tecniche per la "Intentional earthing system", che richiede la presenza di due anelli perimetrali alle fondazioni delle WTGs. I due anelli saranno collegati tra loro in 4 punti tramite corda in rame nudo da 70mm². Gli anelli esterni degli aerogeneratori 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 70mm² interrata alla profondità di 0.85m. 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.

11.3. 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.



Inactive
 Out of Calculation
 De-energised

Voltagess / Loading

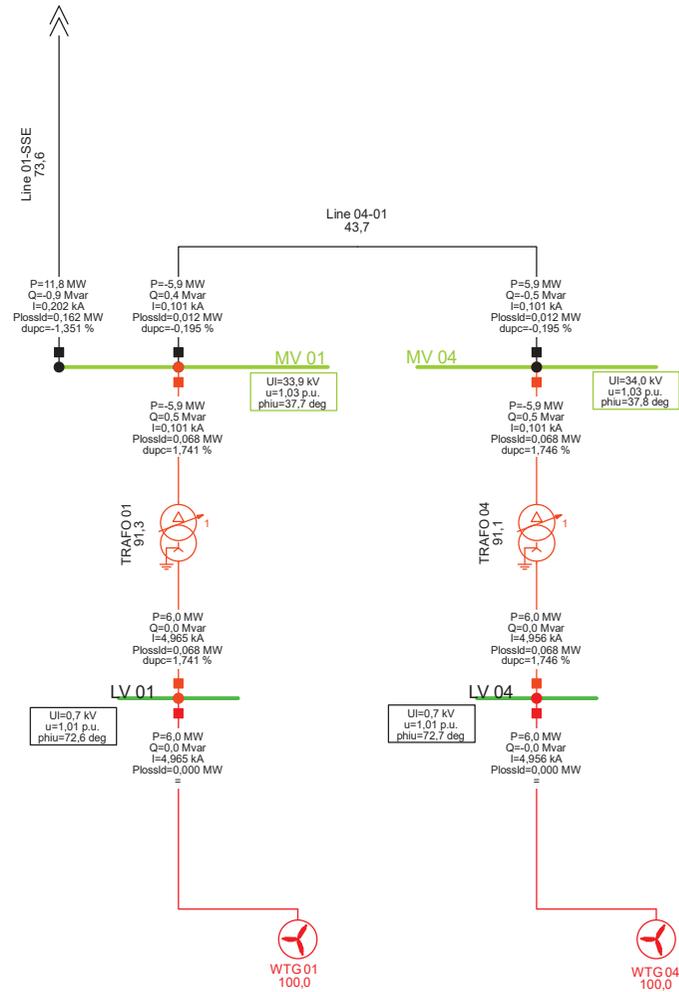
Lower Voltage Range
 1, p.u.
 ...
 0,95 p.u.
 ...
 0,9 p.u.

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 (load) [MW]
	Voltage Drop [%]

 PowerFactory 2020 SP3	MACOMER 1 EO	Project:
	POWER FLOW	Graphic: Grid
		Date: 09/11/2021
		Annex:



Legend

- Inactive
- Out of Calculation
- De-energised

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

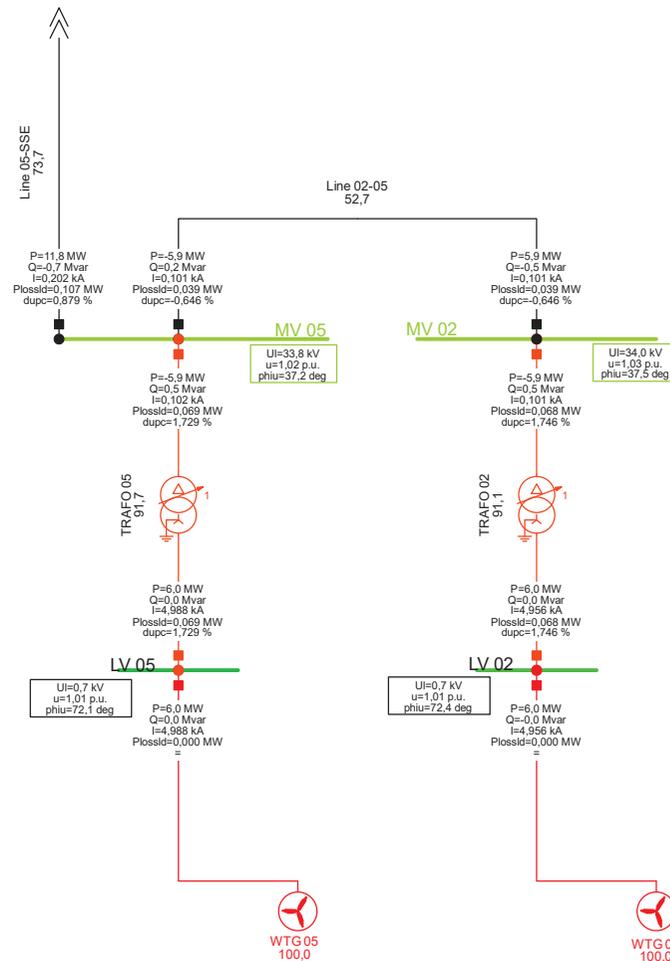
- 80, %
- ...
- 100, %

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 (load) [MW]
	Voltage Drop [%]

green & green
ENERGY CONSULTING

PowerFactory 2020 SP3

MACOMER 1 EO	Project:
POWER FLOW	Graphic: CompGrph
	Date: 09/11/2021
	Annex:



Legend

- Inactive
- Out of Calculation
- De-energised

Voltages / Loading

Lower Voltage Range

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

Upper Voltage Range

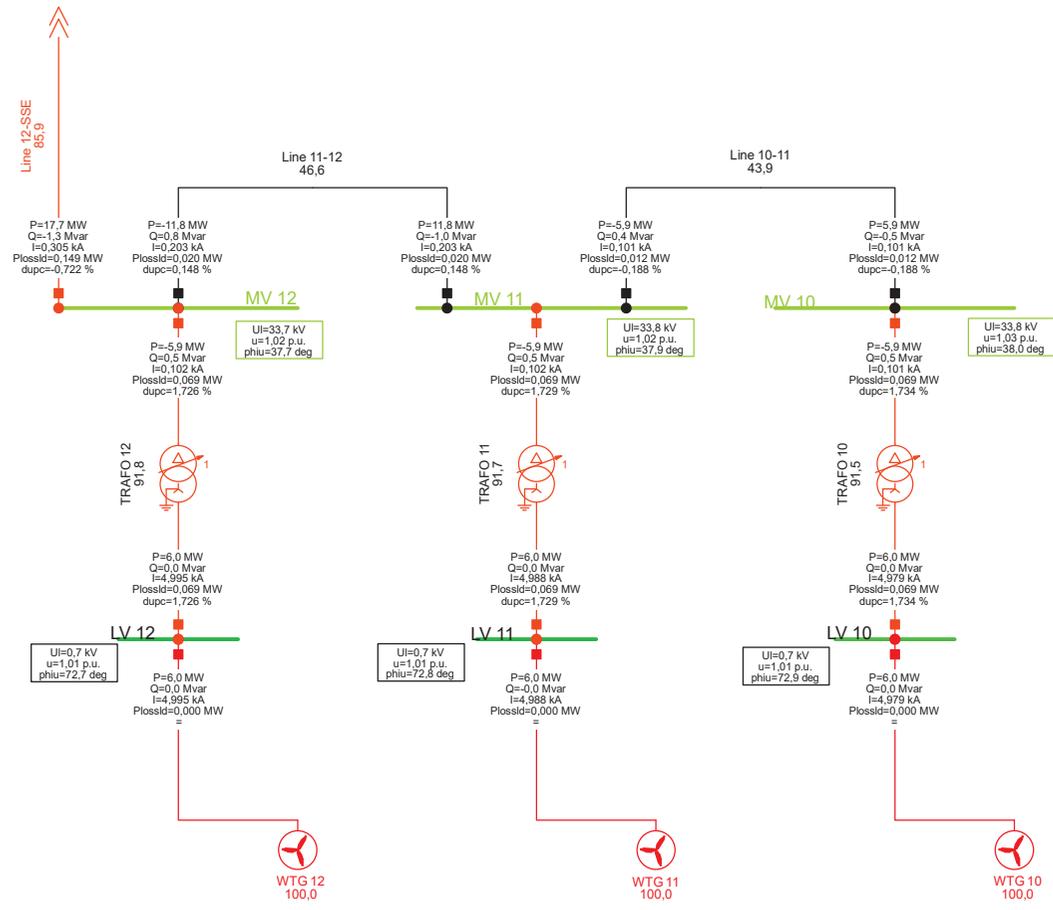
- 1, p.u.
- ...
- 1,05 p.u.
- ...
- 1,1 p.u.

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 (load) [MW]
	Voltage Drop [%]

	MACOMER 1 EO	Project:
	POWER FLOW	Graphic: CompGrph
PowerFactory 2020 SP3		Date: 09/11/2021
		Annex:



Legend

- Inactive
- Out of Calculation
- De-energised

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

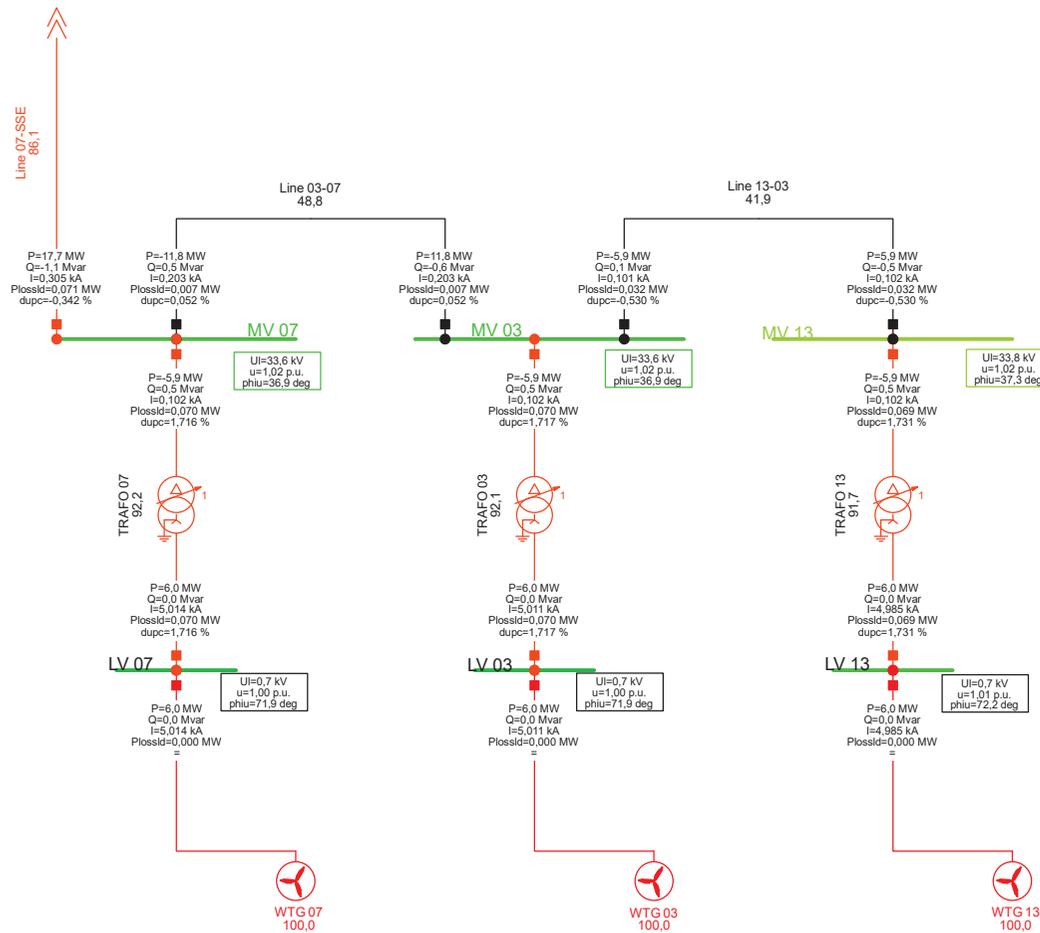
- 80, %
- ...
- 100, %

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 (load) [MW]
	Voltage Drop [%]

green & green
ENERGY CONSULTING

PowerFactory 2020 SP3

MACOMER 1 EO	Project:
POWER FLOW	Graphic: CompGrph
	Date: 09/11/2021
	Annex:



Inactive
 Out of Calculation
 De-energised

Voltages / Loading

Lower Voltage Range

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

Upper Voltage Range

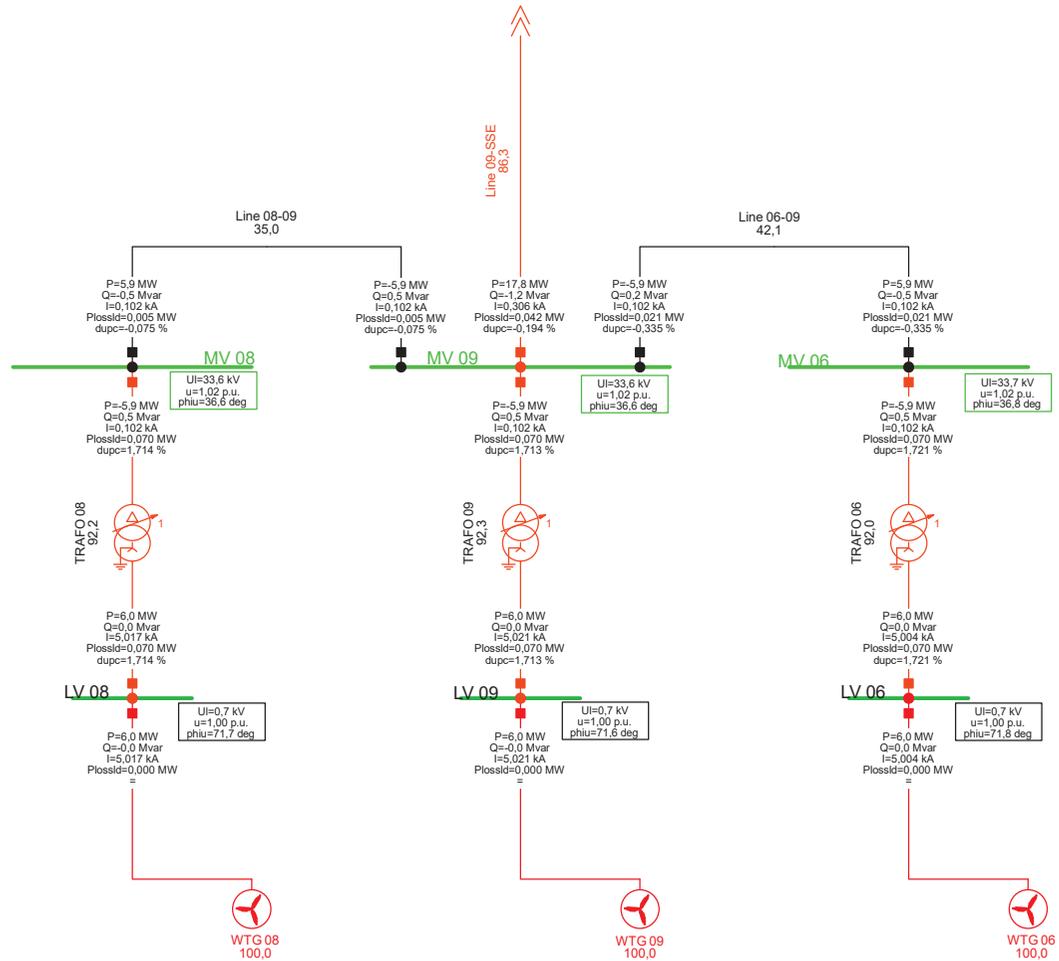
1, p.u.
...
1,05 p.u.
...
1,1 p.u.

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 (load) [MW]
	Voltage Drop [%]

 PowerFactory 2020 SP3	MACOMER 1 EO	Project:
	POWER FLOW	Graphic: CompGrph
		Date: 09/11/2021
		Annex:



Inactive
Out of Calculation
De-energised

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 (load) [MW]
	Voltage Drop [%]

green & green
ENERGY CONSULTING

PowerFactory 2020 SP3

MACOMER 1 EO	Project:
POWER FLOW	Graphic: CompGrph
	Date: 09/11/2021
	Annex:

```

-----
|                               | DigSILENT | Project: |
|                               | PowerFactory |-----
|                               | 2020 SP3 | Date: 09/11/2021 |
-----

```

```

-----
| 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		Active Power			Reactive Power		Factor	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data
		[p.u.]	[kV]	[deg]	[MW]	[Mvar]	[-]					
HV BUSBAR 150kV												
	150,00	1,10	165,00	0,00								
Cub_1	/Xnet	External Grid		-76,36	9,86	-0,99	0,27				Sk": 8167,00 MVA	
Cub_2	/Tr2	AT/MT TRANSFORMER		-76,36	9,86	-0,99	0,27	87,69			Tap: 5,00	Min: -10 Max: 10
LV 01												
	0,69	1,01	0,70	72,62								
Cub_5	/Genstat	WTG 01		6,00	0,00	1,00	4,96	100,00				
Cub_4	/Tr2	TRAFO 01		6,00	0,00	1,00	4,96	91,29			Tap: 1,00	Min: -2 Max: 2
LV 02												
	0,69	1,01	0,70	72,35								
Cub_5	/Genstat	WTG 02		6,00	-0,00	1,00	4,96	100,00				
Cub_4	/Tr2	TRAFO 02		6,00	0,00	1,00	4,96	91,13			Tap: 1,00	Min: -2 Max: 2
LV 03												
	0,69	1,00	0,69	71,95								
Cub_5	/Genstat	WTG 03		6,00	0,00	1,00	5,01	100,00				
Cub_4	/Tr2	TRAFO 03		6,00	0,00	1,00	5,01	92,13			Tap: 1,00	Min: -2 Max: 2

Grid: Grid		System Stage: Grid			Study Case: Study Case					Annex: / 2					
	rated	Bus-voltage			Active	Reactive	Power	Current	Loading	Additional Data					
	Voltage	[kV]	[p.u.]	[kV]	[deg]	Power	Power							Factor	
	[kV]	[p.u.]	[kV]	[deg]	[MW]	[Mvar]	[-]	[kA]	[%]						
LV 04	0,69	1,01	0,70	72,69											
Cub_5	/Genstat	WTG 04			6,00	-0,00	1,00	4,96	100,00						
Cub_4	/Tr2	TRAFO 04			6,00	0,00	1,00	4,96	91,11	Tap:	1,00	Min:	-2	Max:	2
LV 05	0,69	1,01	0,69	72,13											
Cub_5	/Genstat	WTG 05			6,00	0,00	1,00	4,99	100,00						
Cub_4	/Tr2	TRAFO 05			6,00	0,00	1,00	4,99	91,70	Tap:	1,00	Min:	-2	Max:	2
LV 06	0,69	1,00	0,69	71,80											
Cub_5	/Genstat	WTG 06			6,00	0,00	1,00	5,00	100,00						
Cub_4	/Tr2	TRAFO 06			6,00	0,00	1,00	5,00	92,01	Tap:	1,00	Min:	-2	Max:	2
LV 07	0,69	1,00	0,69	71,89											
Cub_5	/Genstat	WTG 07			6,00	0,00	1,00	5,01	100,00						
Cub_4	/Tr2	TRAFO 07			6,00	0,00	1,00	5,01	92,18	Tap:	1,00	Min:	-2	Max:	2
LV 08	0,69	1,00	0,69	71,66											
Cub_5	/Genstat	WTG 08			6,00	-0,00	1,00	5,02	100,00						
Cub_4	/Tr2	TRAFO 08			6,00	0,00	1,00	5,02	92,25	Tap:	1,00	Min:	-2	Max:	2
LV 09	0,69	1,00	0,69	71,61											
Cub_5	/Genstat	WTG 09			6,00	-0,00	1,00	5,02	100,00						
Cub_4	/Tr2	TRAFO 09			6,00	0,00	1,00	5,02	92,32	Tap:	1,00	Min:	-2	Max:	2

Grid: Grid		System Stage: Grid			Study Case: Study Case					Annex: / 3					
	rated	Bus-voltage			Active Power	Reactive Power	Power Factor	Current	Loading	Additional Data					
	[kV]	[p.u.]	[kV]	[deg]	[MW]	[Mvar]	[-]	[kA]	[%]						
LV 10	0,69	1,01	0,70	72,90											
Cub_5	/Genstat	WTG 10			6,00	0,00	1,00	4,98	100,00						
Cub_4	/Tr2	TRAFO 10			6,00	0,00	1,00	4,98	91,54	Tap:	1,00	Min:	-2	Max:	2
LV 11	0,69	1,01	0,69	72,84											
Cub_5	/Genstat	WTG 11			6,00	-0,00	1,00	4,99	100,00						
Cub_4	/Tr2	TRAFO 11			6,00	0,00	1,00	4,99	91,71	Tap:	1,00	Min:	-2	Max:	2
LV 12	0,69	1,01	0,69	72,65											
Cub_5	/Genstat	WTG 12			6,00	0,00	1,00	5,00	100,00						
Cub_4	/Tr2	TRAFO 12			6,00	0,00	1,00	5,00	91,84	Tap:	1,00	Min:	-2	Max:	2
LV 13	0,69	1,01	0,69	72,24											
Cub_5	/Genstat	WTG 13			6,00	0,00	1,00	4,99	100,00						
Cub_4	/Tr2	TRAFO 13			6,00	0,00	1,00	4,99	91,66	Tap:	1,00	Min:	-2	Max:	2
MV 01	33,00	1,03	33,94	37,71											
Cub_2	/Lne	Line 04-01			-5,91	0,42	-1,00	0,10	43,72	Pv:	11,96 kW	cLod:	0,10 Mvar	L:	1,50 km
Cub_3	/Lne	Line 01-SSE			11,84	-0,95	1,00	0,20	73,61	Pv:	162,32 kW	cLod:	1,68 Mvar	L:	16,26 km
Cub_4	/Tr2	TRAFO 01			-5,93	0,52	-1,00	0,10	91,29	Tap:	1,00	Min:	-2	Max:	2
MV 02	33,00	1,03	34,00	37,46											
Cub_1	/Tr2	TRAFO 02			-5,93	0,52	-1,00	0,10	91,13	Tap:	1,00	Min:	-2	Max:	2
Cub_2	/Lne	Line 02-05			5,93	-0,52	1,00	0,10	52,68	Pv:	38,98 kW	cLod:	0,34 Mvar	L:	4,92 km

Grid: Grid		System Stage: Grid			Study Case: Study Case				Annex: / 4		
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data		
MV 03											
33,00	1,02	33,63	36,94								
Cub_1 /Tr2		TRAFO 03		-5,93	0,53	-1,00	0,10	92,13	Tap: 1,00	Min: -2	Max: 2
Cub_2 /Lne		Line 13-03		-5,89	0,07	-1,00	0,10	41,90	Pv: 32,48 kW	cLod: 0,49 Mvar	L: 6,20 km
Cub_4 /Lne		Line 03-07		11,82	-0,60	1,00	0,20	48,83	Pv: 6,69 kW	cLod: 0,07 Mvar	L: 0,66 km
MV 04											
33,00	1,03	34,01	37,80								
Cub_1 /Tr2		TRAFO 04		-5,93	0,52	-1,00	0,10	91,11	Tap: 1,00	Min: -2	Max: 2
Cub_2 /Lne		Line 04-01		5,93	-0,52	1,00	0,10	43,72	Pv: 11,96 kW	cLod: 0,10 Mvar	L: 1,50 km
MV 05											
33,00	1,02	33,79	37,17								
Cub_2 /Lne		Line 02-05		-5,89	0,21	-1,00	0,10	52,68	Pv: 38,98 kW	cLod: 0,34 Mvar	L: 4,92 km
Cub_3 /Lne		Line 05-SSE		11,81	-0,74	1,00	0,20	73,68	Pv: 106,52 kW	cLod: 1,09 Mvar	L: 10,62 km
Cub_4 /Tr2		TRAFO 05		-5,93	0,53	-1,00	0,10	91,70	Tap: 1,00	Min: -2	Max: 2
MV 06											
33,00	1,02	33,67	36,81								
Cub_1 /Tr2		TRAFO 06		-5,93	0,53	-1,00	0,10	92,01	Tap: 1,00	Min: -2	Max: 2
Cub_2 /Lne		Line 06-09		5,93	-0,53	1,00	0,10	42,06	Pv: 20,99 kW	cLod: 0,31 Mvar	L: 3,97 km
MV 07											
33,00	1,02	33,61	36,88								
Cub_1 /Tr2		TRAFO 07		-5,93	0,53	-1,00	0,10	92,18	Tap: 1,00	Min: -2	Max: 2
Cub_2 /Lne		Line 03-07		-11,81	0,55	-1,00	0,20	48,83	Pv: 6,69 kW	cLod: 0,07 Mvar	L: 0,66 km
Cub_3 /Lne		Line 07-SSE		17,74	-1,08	1,00	0,31	86,11	Pv: 70,69 kW	cLod: 0,63 Mvar	L: 4,97 km
MV 08											
33,00	1,02	33,59	36,64								
Cub_1 /Tr2		TRAFO 08		-5,93	0,53	-1,00	0,10	92,25	Tap: 1,00	Min: -2	Max: 2
Cub_2 /Lne		Line 08-09		5,93	-0,53	1,00	0,10	35,00	Pv: 4,85 kW	cLod: 0,07 Mvar	L: 0,91 km

Grid: Grid		System Stage: Grid			Study Case: Study Case					Annex: / 5					
	rated	Bus-voltage			Active	Reactive	Power	Current	Loading	Additional Data					
	Voltage	[p.u.]	[kV]	[deg]	Power	Power	Factor								
	[kV]				[MW]	[Mvar]	[-]	[kA]	[%]						
MV 09	33,00	1,02	33,56	36,58											
Cub_1	/Tr2	TRAFO 09			-5,93	0,53	-1,00	0,10	92,32	Tap:	1,00	Min:	-2	Max:	2
Cub_2	/Lne	Line 06-09			-5,90	0,24	-1,00	0,10	42,06	Pv:	20,99 kW	cLod:	0,31 Mvar	L:	3,97 km
Cub_4	/Lne	Line 08-09			-5,92	0,47	-1,00	0,10	35,00	Pv:	4,85 kW	cLod:	0,07 Mvar	L:	0,91 km
Cub_5	/Lne	Line 09-SSE			17,75	-1,24	1,00	0,31	86,34	Pv:	42,36 kW	cLod:	0,38 Mvar	L:	2,96 km
MV 10	33,00	1,03	33,85	37,96											
Cub_1	/Tr2	TRAFO 10			-5,93	0,52	-1,00	0,10	91,54	Tap:	1,00	Min:	-2	Max:	2
Cub_2	/Lne	Line 10-11			5,93	-0,52	1,00	0,10	43,92	Pv:	11,59 kW	cLod:	0,10 Mvar	L:	1,45 km
MV 11	33,00	1,02	33,79	37,88											
Cub_1	/Tr2	TRAFO 11			-5,93	0,53	-1,00	0,10	91,71	Tap:	1,00	Min:	-2	Max:	2
Cub_2	/Lne	Line 10-11			-5,91	0,43	-1,00	0,10	43,92	Pv:	11,59 kW	cLod:	0,10 Mvar	L:	1,45 km
Cub_4	/Lne	Line 11-12			11,84	-0,96	1,00	0,20	46,57	Pv:	20,14 kW	cLod:	0,21 Mvar	L:	1,99 km
MV 12	33,00	1,02	33,74	37,68											
Cub_1	/Tr2	TRAFO 12			-5,93	0,53	-1,00	0,10	91,84	Tap:	1,00	Min:	-2	Max:	2
Cub_2	/Lne	Line 11-12			-11,82	0,79	-1,00	0,20	46,57	Pv:	20,14 kW	cLod:	0,21 Mvar	L:	1,99 km
Cub_3	/Lne	Line 12-SSE			17,75	-1,32	1,00	0,30	85,91	Pv:	148,68 kW	cLod:	1,34 Mvar	L:	10,52 km
MV 13	33,00	1,02	33,80	37,29											
Cub_1	/Tr2	TRAFO 13			-5,93	0,53	-1,00	0,10	91,66	Tap:	1,00	Min:	-2	Max:	2
Cub_2	/Lne	Line 13-03			5,93	-0,53	1,00	0,10	41,90	Pv:	32,48 kW	cLod:	0,49 Mvar	L:	6,20 km

Grid: Grid		System Stage: Grid			Study Case: Study Case				Annex: / 6						
rated	Bus-voltage			Active Power	Reactive Power	Power Factor	Current	Loading	Additional Data						
Voltage	[kV]	[p.u.]	[kV]	[deg]	[MW]	[Mvar]	[-]	[kA]	[%]						
MV BUSBAR	33kV														
	33,00	1,02	33,50	36,15											
Cub_1	/Tr2		AT/MT TRANSFORMER		76,36	-1,54	1,00	1,32	87,69	Tap:	5,00	Min:	-10	Max:	10
Cub_2	/Lne		Line 01-SSE		-11,68	-0,42	-1,00	0,20	73,61	Pv:	162,32 kW	cLod:	1,68 Mvar	L:	16,26 km
Cub_3	/Lne		Line 05-SSE		-11,71	-0,15	-1,00	0,20	73,68	Pv:	106,52 kW	cLod:	1,09 Mvar	L:	10,62 km
Cub_4	/Lne		Line 12-SSE		-17,60	0,44	-1,00	0,30	85,91	Pv:	148,68 kW	cLod:	1,34 Mvar	L:	10,52 km
Cub_5	/Lne		Line 07-SSE		-17,67	0,67	-1,00	0,30	86,11	Pv:	70,69 kW	cLod:	0,63 Mvar	L:	4,97 km
Cub_6	/Lne		Line 09-SSE		-17,71	1,00	-1,00	0,31	86,34	Pv:	42,36 kW	cLod:	0,38 Mvar	L:	2,96 km

```

-----
|                               | DigSILENT | Project: |
|                               | PowerFactory |-----
|                               | 2020 SP3 | Date: 09/11/2021 |
-----

```

```

-----
| 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 |
-----

```

	rtd.V [kV]	Bus - voltage		Voltage - Deviation [%]					
		[p.u.]	[kV]	[deg]	-10	-5	0	+5	+10
HV BUSBAR 150kV	150,00	1,100	165,00	0,00					
LV 01	0,69	1,011	0,70	72,62					
LV 02	0,69	1,013	0,70	72,35					
LV 03	0,69	1,002	0,69	71,95					
LV 04	0,69	1,013	0,70	72,69					
LV 05	0,69	1,007	0,69	72,13					
LV 06	0,69	1,003	0,69	71,80					
LV 07	0,69	1,001	0,69	71,89					
LV 08	0,69	1,001	0,69	71,66					
LV 09	0,69	1,000	0,69	71,61					
LV 10									

Grid: Grid		System Stage: Grid		Study Case: Study Case		Annex:		/ 8	
	rtd.V	Bus - voltage		Voltage - Deviation [%]					
	[kV]	[p.u.]	[kV]	[deg]	-10	-5	0	+5	+10
	0,69	1,008	0,70	72,90					
LV 11	0,69	1,007	0,69	72,84					
LV 12	0,69	1,005	0,69	72,65					
LV 13	0,69	1,007	0,69	72,24					
MV 01	33,00	1,029	33,94	37,71					
MV 02	33,00	1,030	34,00	37,46					
MV 03	33,00	1,019	33,63	36,94					
MV 04	33,00	1,031	34,01	37,80					
MV 05	33,00	1,024	33,79	37,17					
MV 06	33,00	1,020	33,67	36,81					
MV 07	33,00	1,019	33,61	36,88					
MV 08	33,00	1,018	33,59	36,64					
MV 09	33,00	1,017	33,56	36,58					
MV 10	33,00	1,026	33,85	37,96					
MV 11	33,00	1,024	33,79	37,88					
MV 12	33,00	1,022	33,74	37,68					
MV 13	33,00	1,024	33,80	37,29					
MV BUSBAR 33kV									

Grid: Grid		System Stage: Grid		Study Case: Study Case		Annex:		/ 9	
rtd.V	Bus - voltage			Voltage - Deviation [%]					
[kV]	[p.u.]	[kV]	[deg]	-10	-5	0	+5	+10	
33,00	1,015	33,50	36,15						

```

-----
|                               | DigSILENT | Project: |
|                               | PowerFactory |-----
|                               | 2020 SP3 | Date: 09/11/2021 |
-----

```

```

-----
| 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: / 10 |
-----

```

Volt. Level	Generation [MW]/ [Mvar]	Motor Load [MW]/ [Mvar]	Load [MW]/ [Mvar]	Compen- sation [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	78,00	0,00	0,00	0,00	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	78,00	0,96	0,90	0,06
							0,00	6,85	6,69	0,16
33,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			0,68	0,68	0,00
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			-5,31	1,50	-6,81
						0,69 kV	-77,04	0,96	0,90	0,06
							6,85	6,85	6,69	0,16
						150,00 kV	76,36	0,00	0,00	0,00
							-1,54	8,32	8,25	0,07
150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-76,36			0,00	0,00	0,00
	0,00	0,00	0,00	0,00	9,86			0,00	0,00	0,00
						33,00 kV	-76,36	0,00	0,00	0,00
							9,86	8,32	8,25	0,07

Grid: Grid		System Stage: Grid				Study Case: Study Case			Annex:		/ 11
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:	78,00	0,00	0,00	0,00	-76,36		0,00	1,64	1,58	0,07	
	-0,00	0,00	0,00	0,00	9,86		0,00	9,86	16,44	-6,58	

```

-----
|                               | DigSILENT | Project: |
|                               | PowerFactory |-----
|                               | 2020 SP3 | Date: 09/11/2021 |
-----

```

```

-----
| 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: / 12 |
-----

```

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]

```

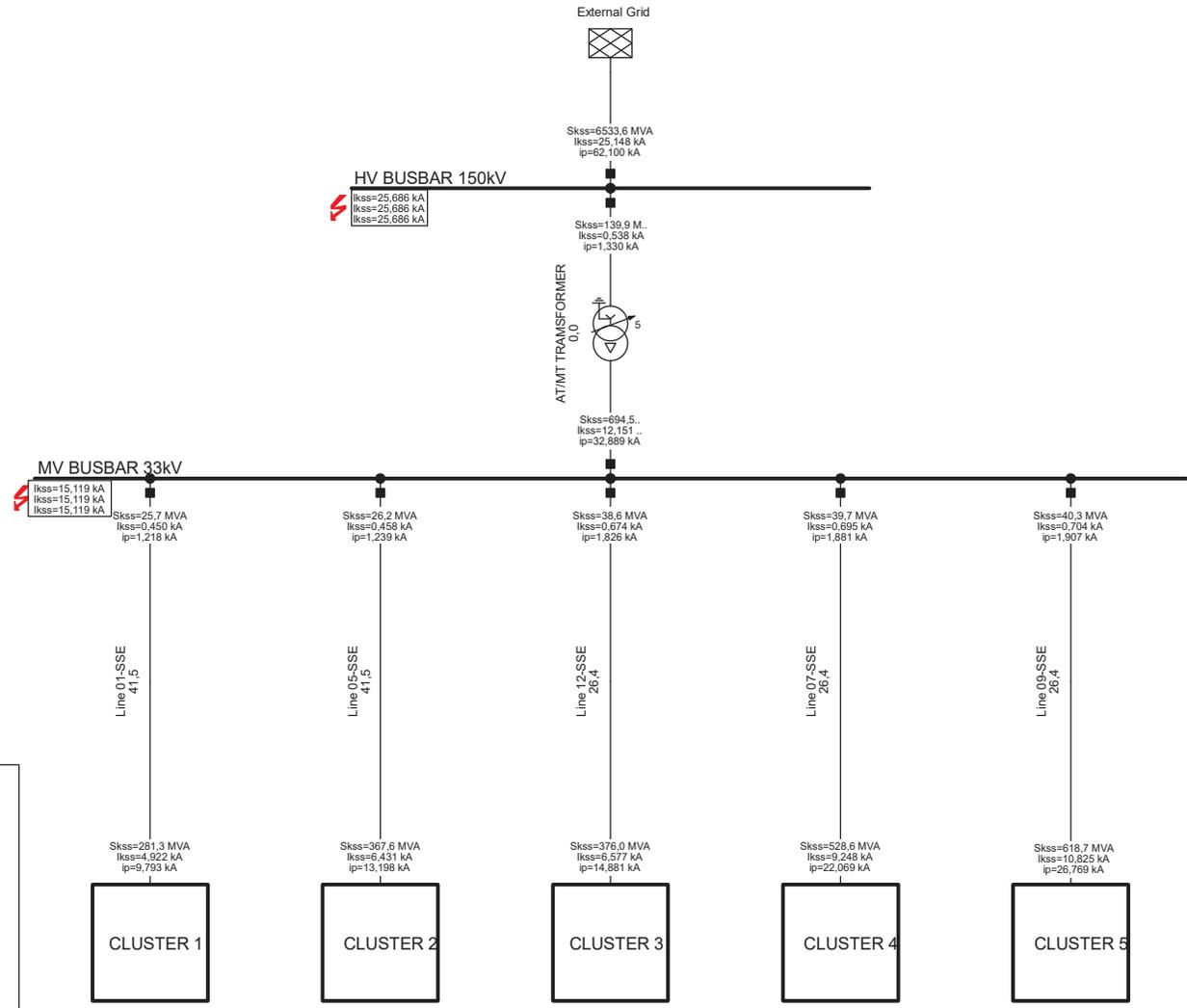
| \utente21\MACOMER 1\Network Model\Network Data\Grid |
| 78,00 0,00 0,00 0,00 -76,36 0,00 1,64 1,58 0,07 |
| -0,00 0,00 0,00 0,00 9,86 0,00 9,86 16,44 -6,58 |
-----

```

```

| Total: |
| 78,00 0,00 0,00 0,00 -76,36 0,00 1,64 1,58 0,07 |
| -0,00 0,00 0,00 0,00 9,86 0,00 9,86 16,44 -6,58 |
-----

```



Inactive
 Out of Calculation
 De-energised

Loading of Thermal / Peak Short-Circuit Current

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

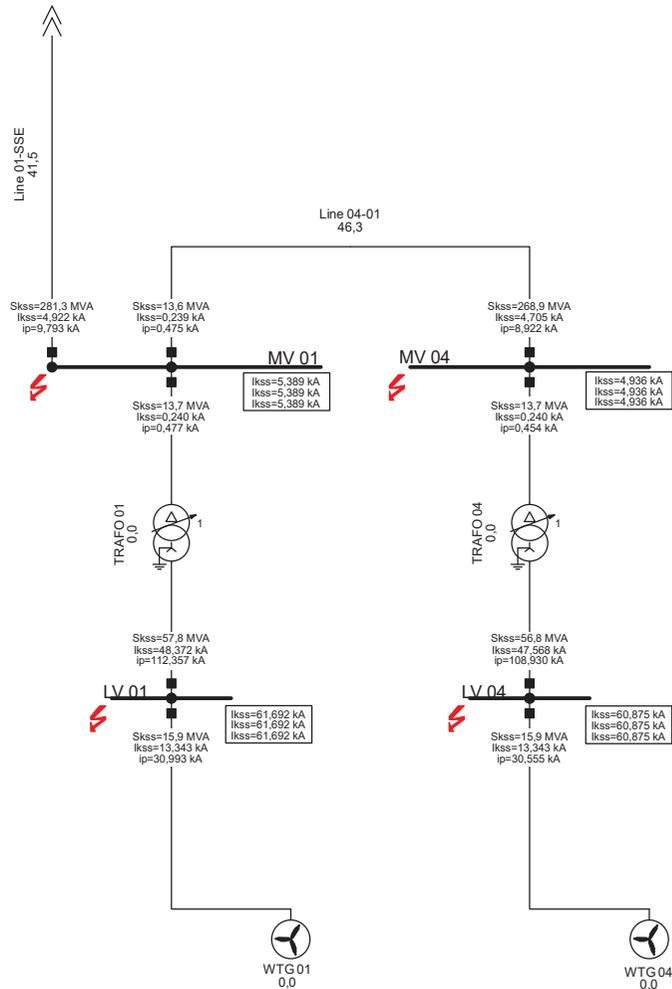
Max. Therm. Loading
 >= 80, %
 >= 85, %
 >= 90, %

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


 PowerFactory 2020 SP3

MACOMER 1 EO
3P SHORT CIRCUIT MAX

Project:
Graphic: Grid
Date: 24/11/2021
Annex:



Inactive
Out of Calculation
De-energised

Loading of Thermal / Peak Short-Circuit Current

Max. Mech. Loading

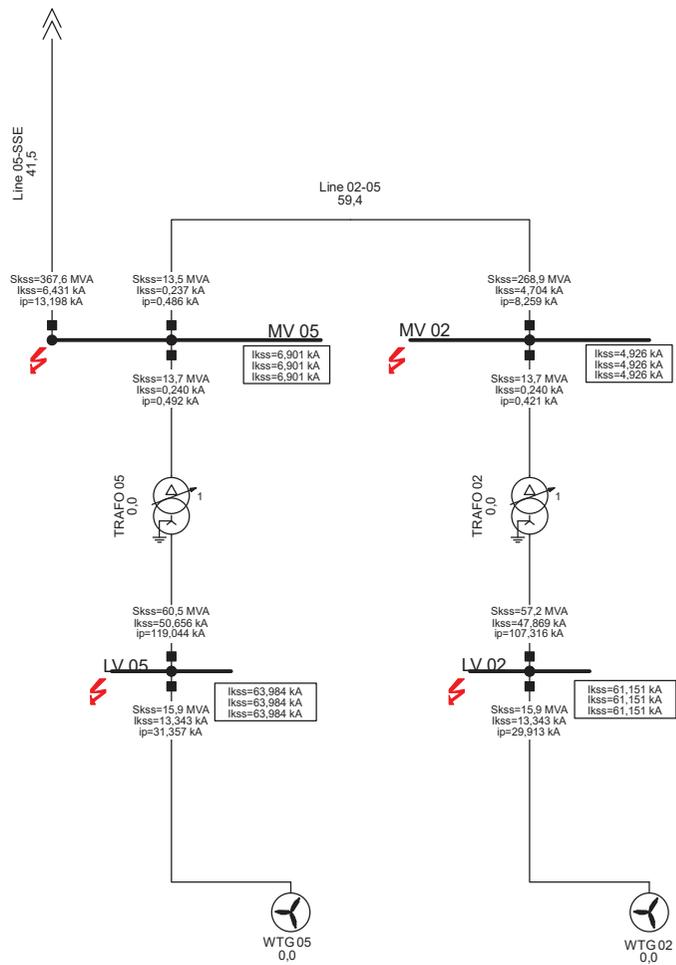
- >= 80, %
- >= 85, %
- >= 90, %

Max. Therm. Loading

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

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

	MACOMER 1 EO	Project:
	3P SHORT CIRCUIT MAX	Graphic: CompGrph
PowerFactory 2020 SP3		Date: 24/11/2021
		Annex:



Inactive
 Out of Calculation
 De-energised

Loading of Thermal / Peak Short-Circuit Current

Max. Mech. Loading

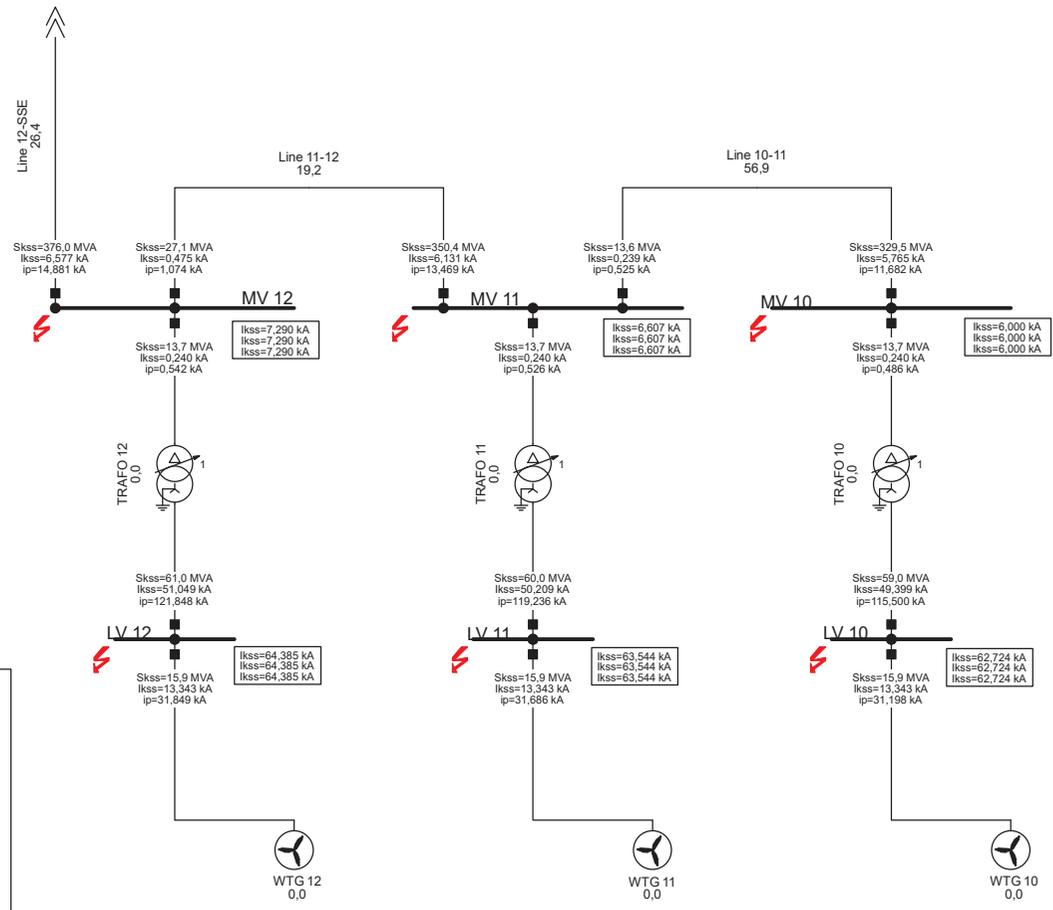
- >= 80, %
- >= 85, %
- >= 90, %

Max. Therm. Loading

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

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

 PowerFactory 2020 SP3	MACOMER 1 EO	Project:
	3P SHORT CIRCUIT MAX	Graphic: CompGrph
		Date: 24/11/2021
		Annex:



Inactive
Out of Calculation
De-energised

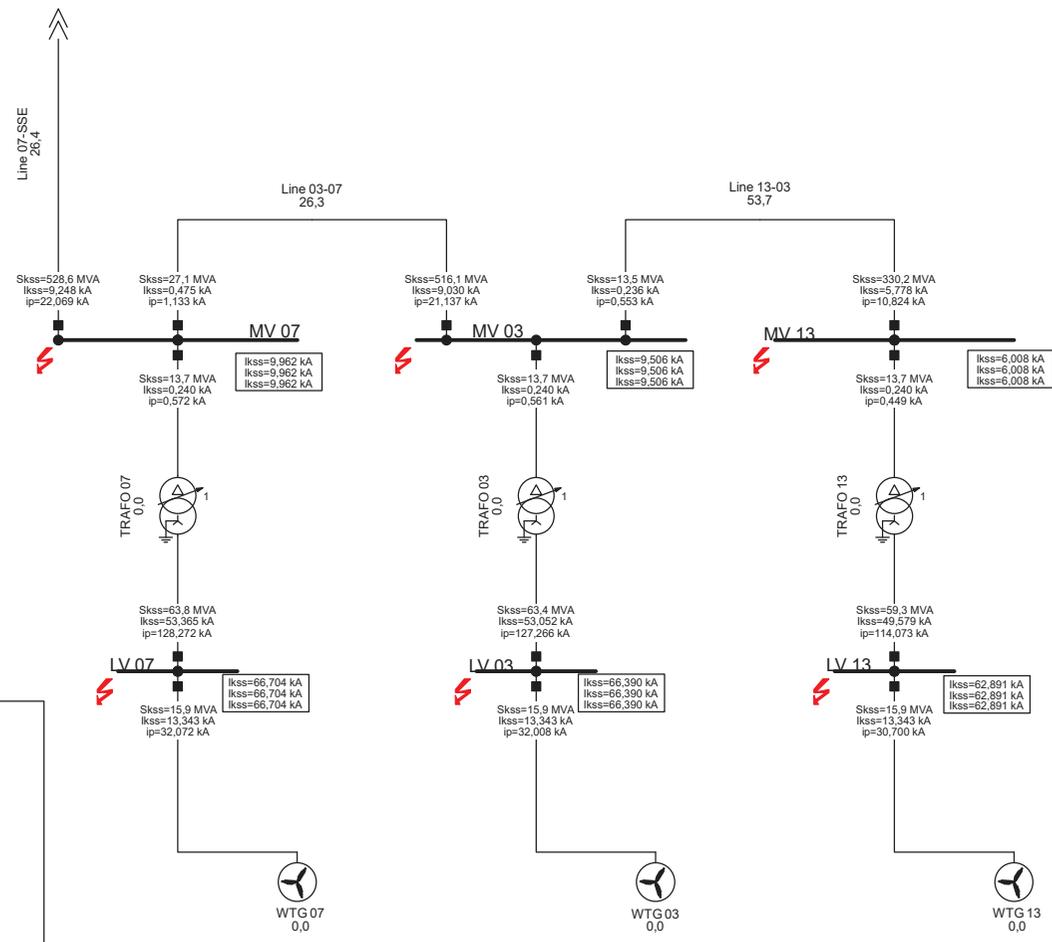
Loading of Thermal / Peak Short-Circuit Current

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

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

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

 PowerFactory 2020 SP3	MACOMER 1 EO	Project:
	3P SHORT CIRCUIT MAX	Graphic: CompGrph
		Date: 24/11/2021
		Annex:



Legend:

- Inactive (Yellow)
- Out of Calculation (Grey)
- De-energised (Dark Grey)

Loading of Thermal / Peak Short-Circuit Current

Max. Mech. Loading

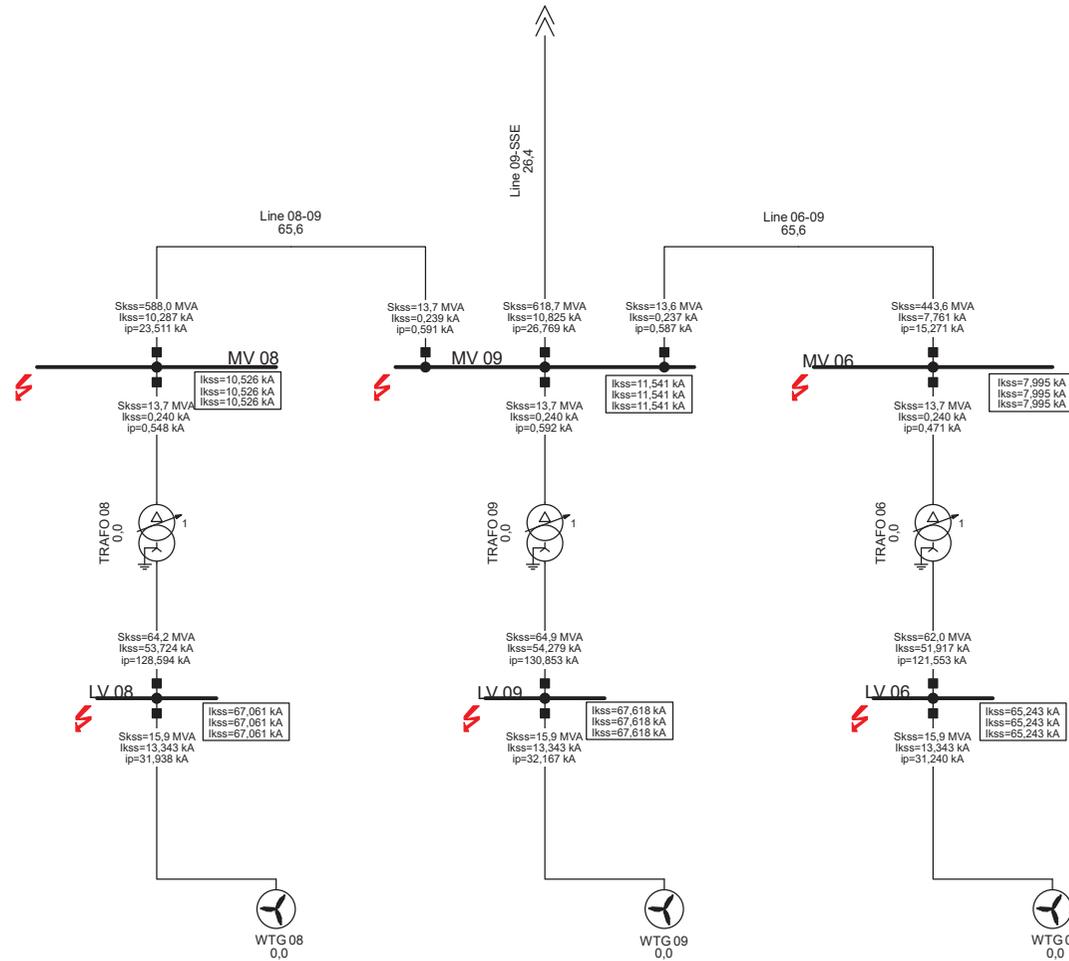
- >= 80, % (Orange)
- >= 85, % (Red-Orange)
- >= 90, % (Red)

Max. Therm. Loading

- >= 80, % (Yellow-Green)
- >= 85, % (Green)
- >= 90, % (Dark Green)

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

 PowerFactory 2020 SP3	MACOMER 1 EO	Project:
	3P SHORT CIRCUIT MAX	Graphic: CompGrph
		Date: 24/11/2021
		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
Initial Short-Circuit Current [kA]	Initial Short-Circuit Power [MVA]
Initial Short-Circuit Current [kA]	Initial Short-Circuit Current [kA]
Initial Short-Circuit Current [kA]	Peak Short-Circuit Current [kA]

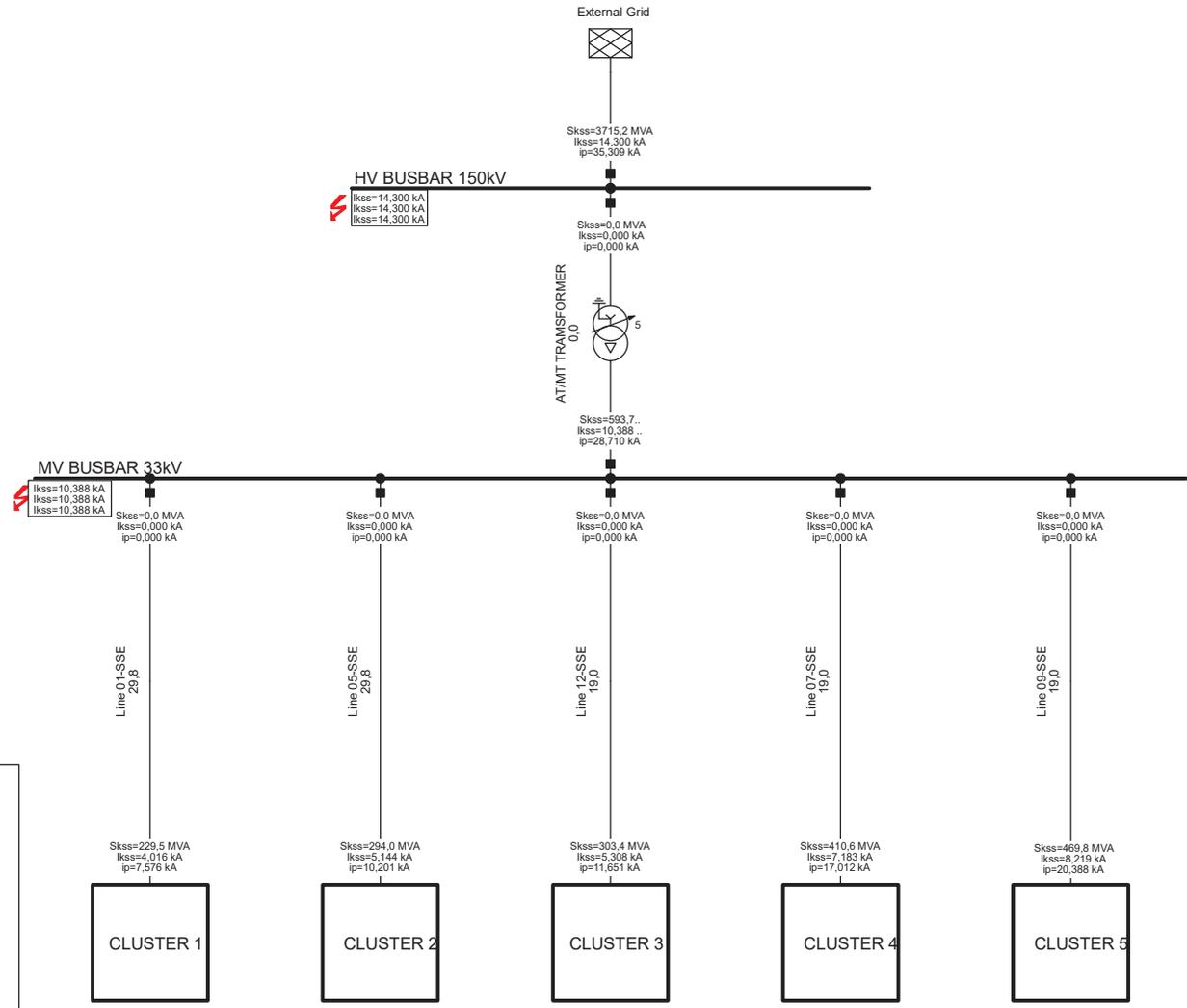
 PowerFactory 2020 SP3	MACOMER 1 EO	Project:
	3P SHORT CIRCUIT MAX	Graphic: CompGrph
		Date: 24/11/2021
		Annex:

Grid: Grid		System Stage: Grid					Annex: / 2						
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	deg	c- Factor	Sk" [MVA]	Ik" [kA]	deg	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	Ik [kA]	Ith [kA]	
TRAFO 04 WTG 04	MV 04				56,85 MVA 15,95 MVA	47,57 kA 13,34 kA	100,48 -84,29	108,93 kA 30,56 kA					
LV 05 TRAFO 05 WTG 05	0,69 MV 05	0,00	0,00	1,05	76,47 MVA 60,54 MVA 15,95 MVA	63,98 kA 50,66 kA 13,34 kA	-81,92 98,70 -84,29	150,37 kA 119,04 kA 31,36 kA	63,98	76,47	63,98	64,75	
LV 06 TRAFO 06 WTG 06	0,69 MV 06	0,00	0,00	1,05	77,97 MVA 62,05 MVA 15,95 MVA	65,24 kA 51,92 kA 13,34 kA	-81,74 98,91 -84,29	152,75 kA 121,55 kA 31,24 kA	65,24	77,97	65,24	66,01	
LV 07 TRAFO 07 WTG 07	0,69 MV 07	0,00	0,00	1,05	79,72 MVA 63,78 MVA 15,95 MVA	66,70 kA 53,37 kA 13,34 kA	-83,03 97,28 -84,29	160,33 kA 128,27 kA 32,07 kA	66,70	79,72	66,70	67,63	
LV 08 TRAFO 08 WTG 08	0,69 MV 08	0,00	0,00	1,05	80,15 MVA 64,21 MVA 15,95 MVA	67,06 kA 53,72 kA 13,34 kA	-82,83 97,53 -84,29	160,52 kA 128,59 kA 31,94 kA	67,06	80,15	67,06	67,97	
LV 09 TRAFO 09 WTG 09	0,69 MV 09	0,00	0,00	1,05	80,81 MVA 64,87 MVA 15,95 MVA	67,62 kA 54,28 kA 13,34 kA	-83,17 97,10 -84,29	163,01 kA 130,85 kA 32,17 kA	67,62	80,81	67,62	68,58	
LV 10 TRAFO 10 WTG 10	0,69 MV 10	0,00	0,00	1,05	74,96 MVA 59,04 MVA 15,95 MVA	62,72 kA 49,40 kA 13,34 kA	-81,67 99,04 -84,29	146,66 kA 115,50 kA 31,20 kA	62,72	74,96	62,72	63,46	
LV 11 TRAFO 11 WTG 11	0,69 MV 11	0,00	0,00	1,05	75,94 MVA 60,01 MVA 15,95 MVA	63,54 kA 50,21 kA 13,34 kA	-82,44 98,05 -84,29	150,90 kA 119,24 kA 31,69 kA	63,54	75,94	63,54	64,36	
LV 12 TRAFO 12 WTG 12	0,69 MV 12	0,00	0,00	1,05	76,95 MVA 61,01 MVA 15,95 MVA	64,39 kA 51,05 kA 13,34 kA	-82,69 97,73 -84,29	153,68 kA 121,85 kA 31,85 kA	64,39	76,95	64,39	65,24	

Grid: Grid		System Stage: Grid						Annex: / 3					
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- Factor		Sk" [MVA]	Ik" [kA]	Ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	Ik [kA]	Ith [kA]		
LV 13	0,69	0,00	0,00	1,05	75,16 MVA	62,89 kA	-80,85	144,70 kA	62,89	75,16	62,89	63,56	
TRAFO 13	MV 13				59,25 MVA	49,58 kA	100,08	114,07 kA					
WTG 13					15,95 MVA	13,34 kA	-84,29	30,70 kA					
MV 01	33,00	0,00	0,00	1,10	308,04 MVA	5,39 kA	-72,28	10,72 kA	5,39	308,04	5,39	5,42	
Line 04-01	MV 04				13,65 MVA	0,24 kA	96,23	0,48 kA					
Line 01-SSE	MV BUSBAR				281,31 MVA	4,92 kA	108,84	9,79 kA					
TRAFO 01	LV 01				13,69 MVA	0,24 kA	95,99	0,48 kA					
MV 02	33,00	0,00	0,00	1,10	281,54 MVA	4,93 kA	-62,38	8,65 kA	4,93	281,54	4,93	4,94	
TRAFO 02	LV 02				13,69 MVA	0,24 kA	95,99	0,42 kA					
Line 02-05	MV 05				268,86 MVA	4,70 kA	118,69	8,26 kA					
MV 03	33,00	0,00	0,00	1,10	543,32 MVA	9,51 kA	-81,71	22,25 kA	9,51	543,32	9,51	9,62	
TRAFO 03	LV 03				13,69 MVA	0,24 kA	95,99	0,56 kA					
Line 13-03	MV 13				13,51 MVA	0,24 kA	96,59	0,55 kA					
Line 03-07	MV 07				516,14 MVA	9,03 kA	98,40	21,14 kA					
MV 04	33,00	0,00	0,00	1,10	282,13 MVA	4,94 kA	-68,83	9,36 kA	4,94	282,13	4,94	4,96	
TRAFO 04	LV 04				13,69 MVA	0,24 kA	95,99	0,45 kA					
Line 04-01	MV 01				268,94 MVA	4,71 kA	111,94	8,92 kA					
MV 05	33,00	0,00	0,00	1,10	394,45 MVA	6,90 kA	-74,42	14,16 kA	6,90	394,45	6,90	6,94	
Line 02-05	MV 02				13,54 MVA	0,24 kA	96,75	0,49 kA					
Line 05-SSE	MV BUSBAR				367,60 MVA	6,43 kA	106,26	13,20 kA					
TRAFO 05	LV 05				13,69 MVA	0,24 kA	95,99	0,49 kA					
MV 06	33,00	0,00	0,00	1,10	457,00 MVA	8,00 kA	-71,82	15,73 kA	8,00	457,00	8,00	8,04	
TRAFO 06	LV 06				13,69 MVA	0,24 kA	95,99	0,47 kA					
Line 06-09	MV 09				443,62 MVA	7,76 kA	108,55	15,27 kA					
MV 07	33,00	0,00	0,00	1,10	569,41 MVA	9,96 kA	-82,64	23,77 kA	9,96	569,41	9,96	10,09	
TRAFO 07	LV 07				13,69 MVA	0,24 kA	95,99	0,57 kA					

Grid: Grid		System Stage: Grid				Annex: / 4							
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- [deg]	Factor	Sk" [MVA]	Ik" [kA]	[deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	Ik [kA]	Ith [kA]	
Line 03-07	MV 03				27,13 MVA	0,47 kA	96,35	1,13 kA					
Line 07-SSE	MV BUSBAR				528,59 MVA	9,25 kA	97,45	22,07 kA					
MV 08	33,00	0,00	0,00	1,10	601,62 MVA	10,53 kA	-80,51	24,06 kA	10,53	601,62	10,53	10,63	
TRAFO 08	LV 08				13,69 MVA	0,24 kA	95,99	0,55 kA					
Line 08-09	MV 09				587,95 MVA	10,29 kA	99,57	23,51 kA					
MV 09	33,00	0,00	0,00	1,10	659,65 MVA	11,54 kA	-84,29	28,54 kA	11,54	659,65	11,54	11,74	
TRAFO 09	LV 09				13,69 MVA	0,24 kA	95,99	0,59 kA					
Line 06-09	MV 06				13,57 MVA	0,24 kA	96,38	0,59 kA					
Line 08-09	MV 08				13,67 MVA	0,24 kA	96,08	0,59 kA					
Line 09-SSE	MV BUSBAR				618,71 MVA	10,82 kA	95,68	26,77 kA					
MV 10	33,00	0,00	0,00	1,10	342,96 MVA	6,00 kA	-73,67	12,16 kA	6,00	342,96	6,00	6,04	
TRAFO 10	LV 10				13,69 MVA	0,24 kA	95,99	0,49 kA					
Line 10-11	MV 11				329,50 MVA	5,76 kA	106,75	11,68 kA					
MV 11	33,00	0,00	0,00	1,10	377,63 MVA	6,61 kA	-78,41	14,51 kA	6,61	377,63	6,61	6,66	
TRAFO 11	LV 11				13,69 MVA	0,24 kA	95,99	0,53 kA					
Line 10-11	MV 10				13,65 MVA	0,24 kA	96,22	0,52 kA					
Line 11-12	MV 12				350,42 MVA	6,13 kA	102,01	13,47 kA					
MV 12	33,00	0,00	0,00	1,10	416,68 MVA	7,29 kA	-79,99	16,49 kA	7,29	416,68	7,29	7,36	
TRAFO 12	LV 12				13,69 MVA	0,24 kA	95,99	0,54 kA					
Line 11-12	MV 11				27,14 MVA	0,47 kA	96,27	1,07 kA					
Line 12-SSE	MV BUSBAR				375,95 MVA	6,58 kA	100,43	14,88 kA					
MV 13	33,00	0,00	0,00	1,10	343,40 MVA	6,01 kA	-68,24	11,26 kA	6,01	343,40	6,01	6,03	
TRAFO 13	LV 13				13,69 MVA	0,24 kA	95,99	0,45 kA					
Line 13-03	MV 03				330,24 MVA	5,78 kA	112,40	10,82 kA					
MV BUSBAR 33kV	33,00	0,00	0,00	1,10	864,14 MVA	15,12 kA	-88,18	40,92 kA	15,12	864,14	15,12	15,94	
AT/MT TRANSFORM	HV BUSBAR				694,52 MVA	12,15 kA	90,61	32,89 kA					
Line 01-SSE	MV 01				25,73 MVA	0,45 kA	97,40	1,22 kA					

Grid: Grid		System Stage: Grid				Annex: / 5						
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- [deg]	Factor	Sk" [MVA]	Ik" [kA]	[deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	Ik [kA]	Ith [kA]
Line 05-SSE	MV 05				26,16 MVA	0,46 kA	97,22	1,24 kA				
Line 12-SSE	MV 12				38,55 MVA	0,67 kA	96,83	1,83 kA				
Line 07-SSE	MV 07				39,72 MVA	0,69 kA	96,54	1,88 kA				
Line 09-SSE	MV 09				40,26 MVA	0,70 kA	96,34	1,91 kA				



Legend

- Inactive
- Out of Calculation
- De-energised

Loading of Thermal / Peak Short-Circuit Current

Max. Mech. Loading

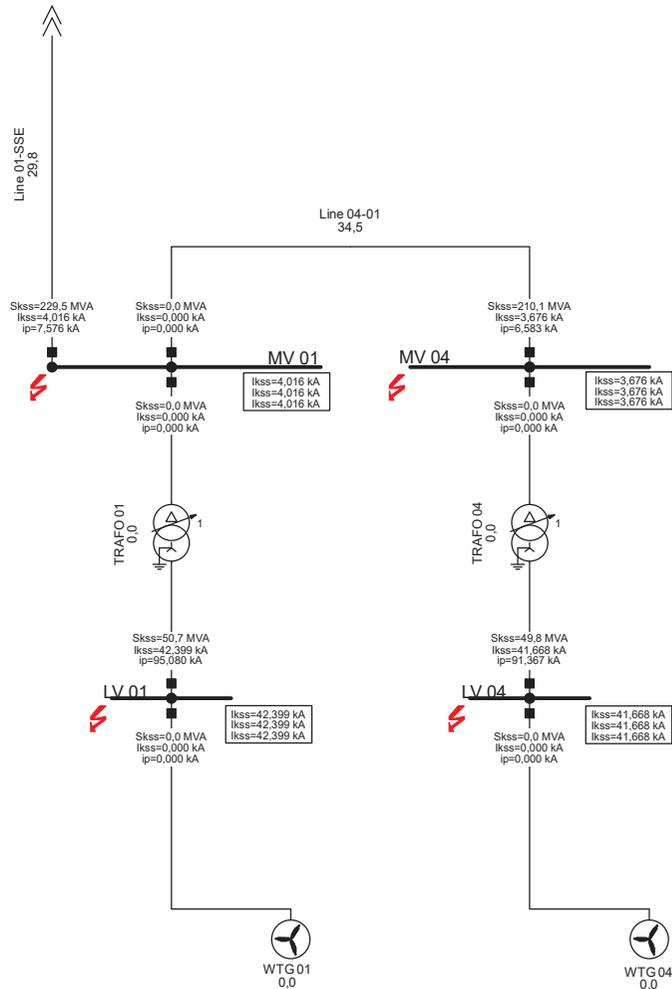
- >= 80, %
- >= 85, %
- >= 90, %

Max. Therm. Loading

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

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

 PowerFactory 2020 SP3	MACOMER 1 EO	Project:
	3P SHORT CIRCUIT MIN	Graphic: Grid
		Date: 24/11/2021
		Annex:



Inactive
 Out of Calculation
 De-energised

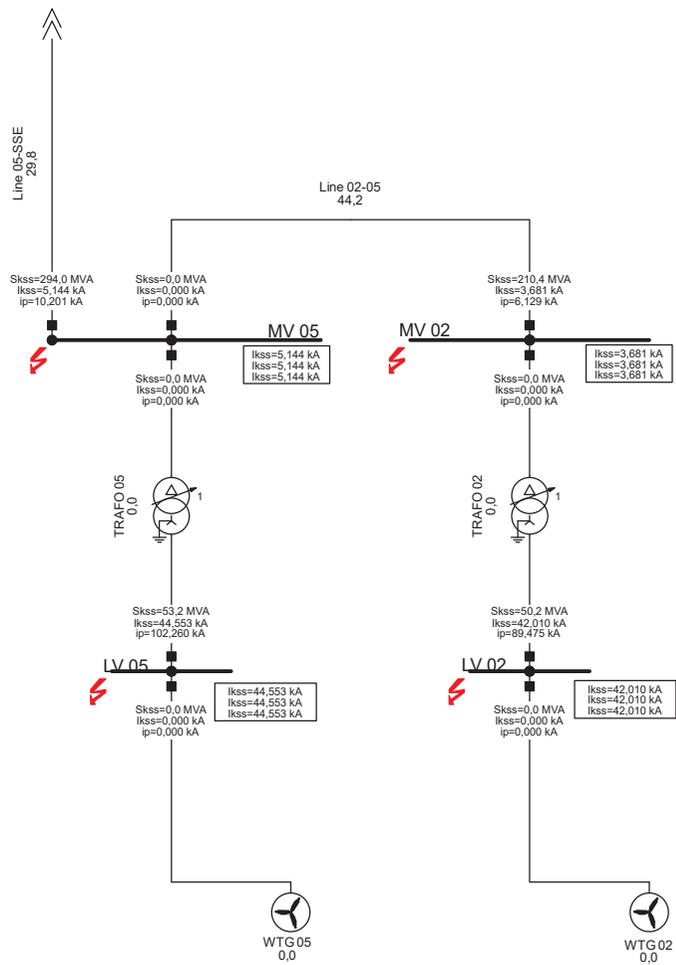
Loading of Thermal / Peak Short-Circuit Current

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

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

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

 PowerFactory 2020 SP3	MACOMER 1 EO	Project:
	3P SHORT CIRCUIT MIN	Graphic: CompGrph
		Date: 24/11/2021
		Annex:



Legend:

- Inactive
- Out of Calculation
- De-energised

Loading of Thermal / Peak Short-Circuit Current

Max. Mech. Loading

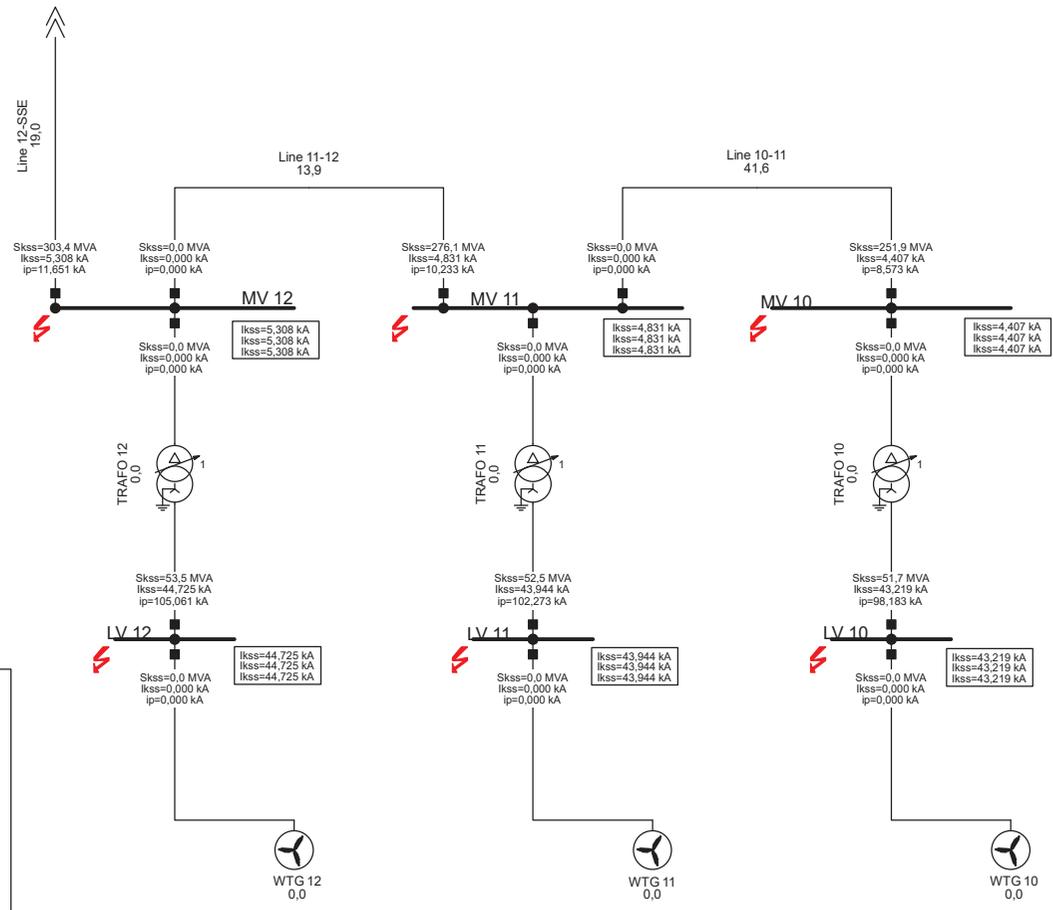
- >= 80, %
- >= 85, %
- >= 90, %

Max. Therm. Loading

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

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

 PowerFactory 2020 SP3	MACOMER 1 EO	Project:
	3P SHORT CIRCUIT MIN	Graphic: CompGrph
		Date: 24/11/2021
		Annex:



Inactive
 Out of Calculation
 De-energised

Loading of Thermal / Peak Short-Circuit Current

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

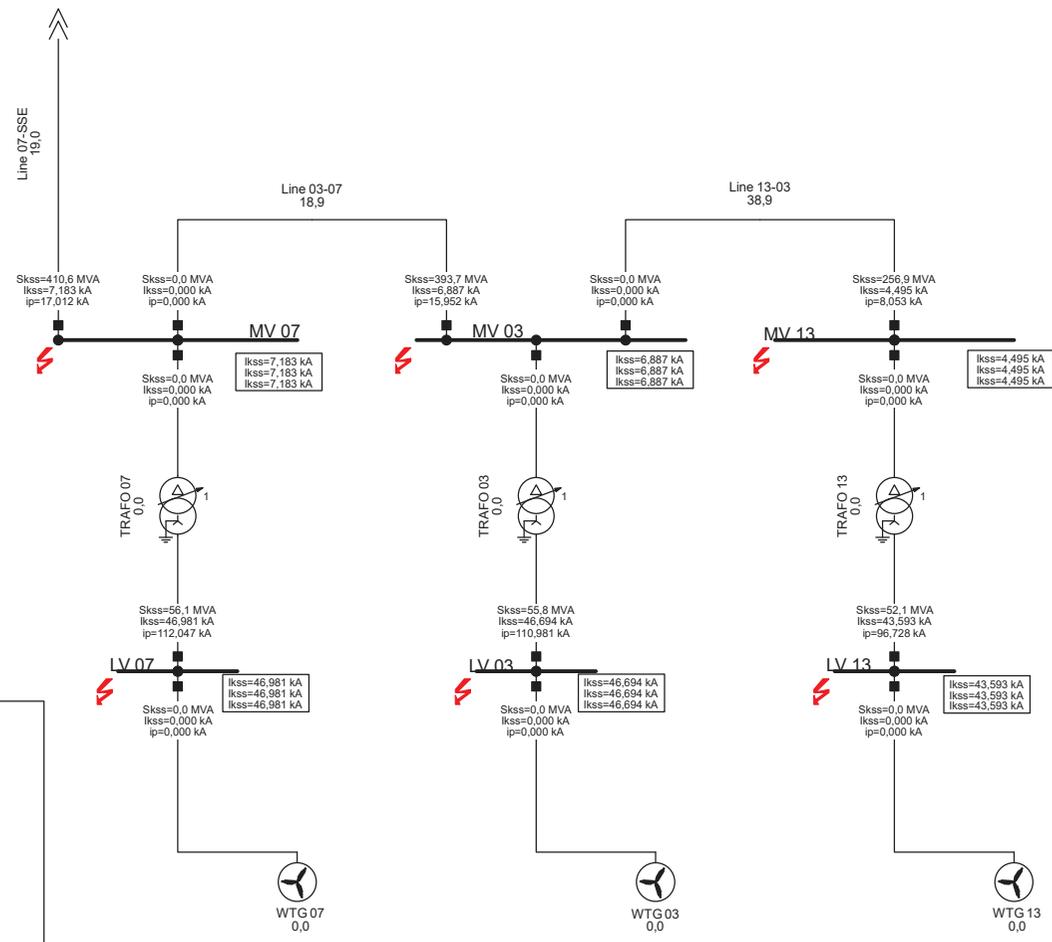
Max. Therm. Loading
 >= 80, %
 >= 85, %
 >= 90, %

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


 PowerFactory 2020 SP3

MACOMER 1 EO
 3P SHORT CIRCUIT
 MIN

Project:
Graphic: CompGrph
Date: 24/11/2021
Annex:



Inactive
Out of Calculation
De-energised

Loading of Thermal / Peak Short-Circuit Current

Max. Mech. Loading

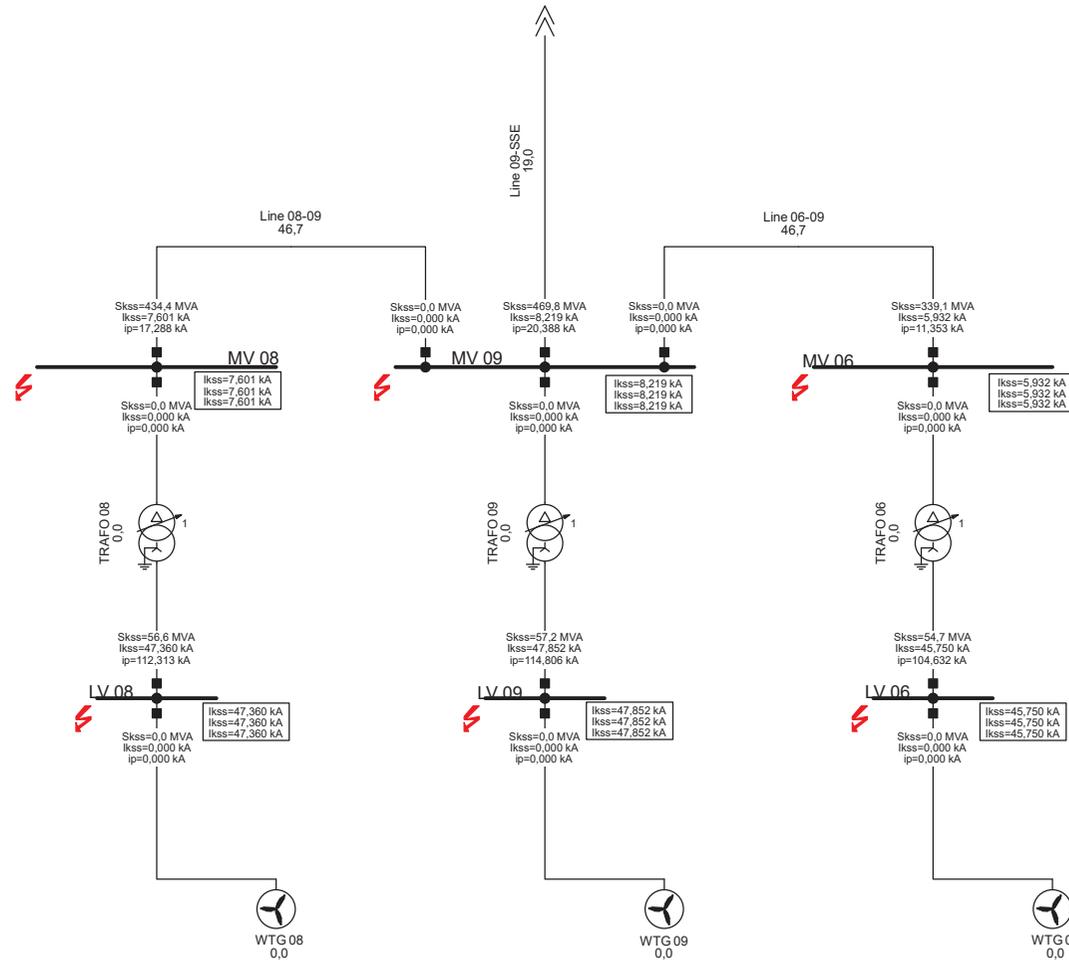
- >= 80, %
- >= 85, %
- >= 90, %

Max. Therm. Loading

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

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

 PowerFactory 2020 SP3	MACOMER 1 EO	Project:
	3P SHORT CIRCUIT MIN	Graphic: CompGrph
		Date: 24/11/2021
		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 Current [kA]	Initial Short-Circuit Power [MVA]
Initial Short-Circuit Current [kA]	Initial Short-Circuit Current [kA]
Initial Short-Circuit Current [kA]	Peak Short-Circuit Current [kA]


 PowerFactory 2020 SP3

MACOMER 1 EO
 3P SHORT CIRCUIT
 MIN

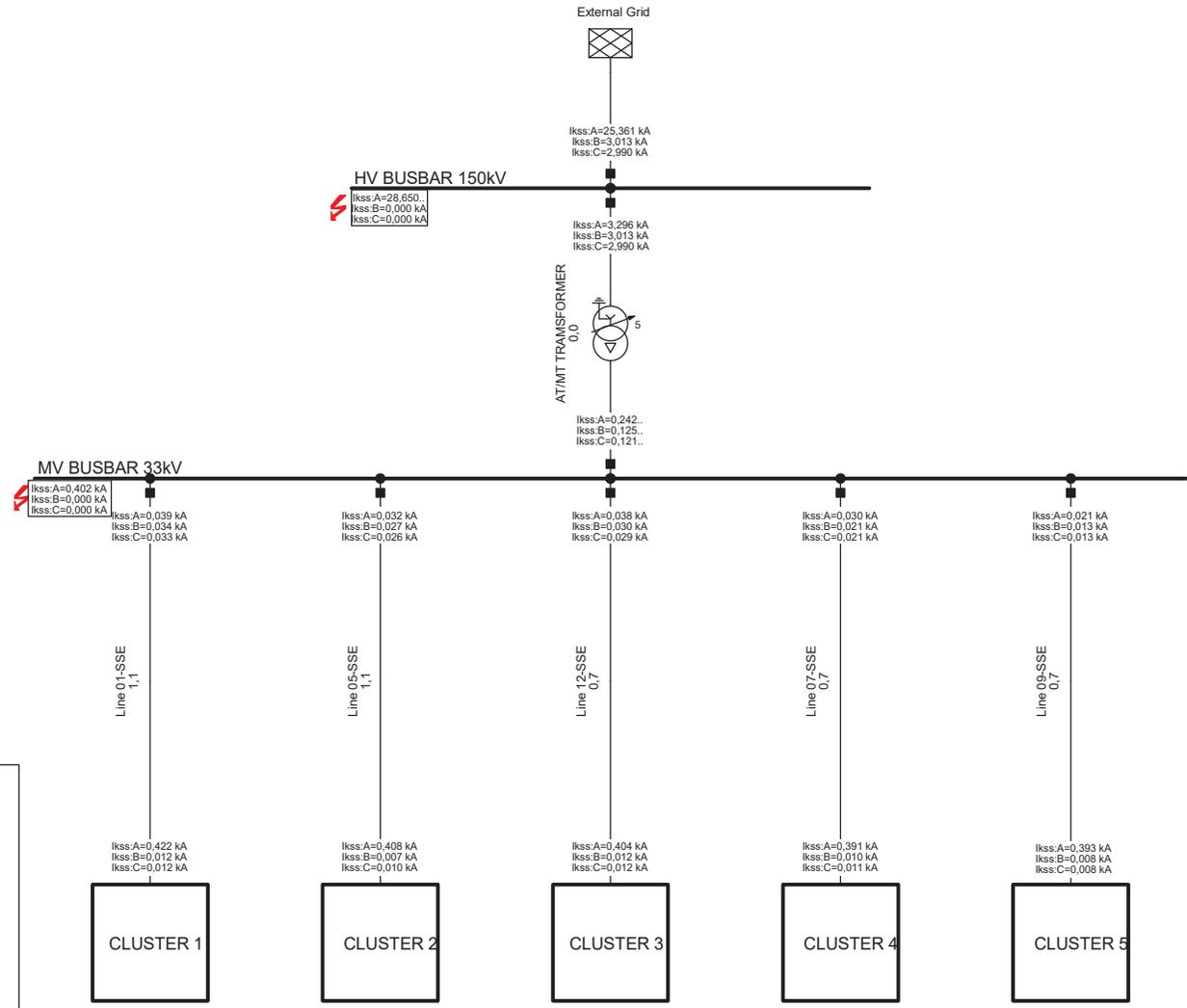
Project:
Graphic: CompGrph
Date: 24/11/2021
Annex:

Grid: Grid		System Stage: Grid					Annex: / 2						
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	[deg]	c- Factor	Sk" [MVA]	Ik" [kA]	[deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	Ik [kA]	Ith [kA]	
TRAFO 04 WTG 04	MV 04				49,80 MVA 0,00 MVA	41,67 kA 0,00 kA	101,56 0,00	91,37 kA 0,00 kA					
LV 05 TRAFO 05 WTG 05	0,69 MV 05	0,00	0,00	0,95	53,25 MVA 53,25 MVA 0,00 MVA	44,55 kA 44,55 kA 0,00 kA	-80,80 99,20 0,00	102,26 kA 102,26 kA 0,00 kA	44,55	53,25	44,55	45,02	
LV 06 TRAFO 06 WTG 06	0,69 MV 06	0,00	0,00	0,95	54,68 MVA 54,68 MVA 0,00 MVA	45,75 kA 45,75 kA 0,00 kA	-80,62 99,38 0,00	104,63 kA 104,63 kA 0,00 kA	45,75	54,68	45,75	46,22	
LV 07 TRAFO 07 WTG 07	0,69 MV 07	0,00	0,00	0,95	56,15 MVA 56,15 MVA 0,00 MVA	46,98 kA 46,98 kA 0,00 kA	-82,68 97,32 0,00	112,05 kA 112,05 kA 0,00 kA	46,98	56,15	46,98	47,60	
LV 08 TRAFO 08 WTG 08	0,69 MV 08	0,00	0,00	0,95	56,60 MVA 56,60 MVA 0,00 MVA	47,36 kA 47,36 kA 0,00 kA	-82,40 97,60 0,00	112,31 kA 112,31 kA 0,00 kA	47,36	56,60	47,36	47,96	
LV 09 TRAFO 09 WTG 09	0,69 MV 09	0,00	0,00	0,95	57,19 MVA 57,19 MVA 0,00 MVA	47,85 kA 47,85 kA 0,00 kA	-82,96 97,04 0,00	114,81 kA 114,81 kA 0,00 kA	47,85	57,19	47,85	48,51	
LV 10 TRAFO 10 WTG 10	0,69 MV 10	0,00	0,00	0,95	51,65 MVA 51,65 MVA 0,00 MVA	43,22 kA 43,22 kA 0,00 kA	-80,29 99,71 0,00	98,18 kA 98,18 kA 0,00 kA	43,22	51,65	43,22	43,65	
LV 11 TRAFO 11 WTG 11	0,69 MV 11	0,00	0,00	0,95	52,52 MVA 52,52 MVA 0,00 MVA	43,94 kA 43,94 kA 0,00 kA	-81,49 98,51 0,00	102,27 kA 102,27 kA 0,00 kA	43,94	52,52	43,94	44,44	
LV 12 TRAFO 12 WTG 12	0,69 MV 12	0,00	0,00	0,95	53,45 MVA 53,45 MVA 0,00 MVA	44,73 kA 44,73 kA 0,00 kA	-81,95 98,05 0,00	105,06 kA 105,06 kA 0,00 kA	44,73	53,45	44,73	45,26	

Grid: Grid		System Stage: Grid						Annex: / 3					
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- Factor		Sk" [MVA]	Ik" [kA]	Ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	Ik [kA]	Ith [kA]		
LV 13	0,69	0,00	0,00	0,95	52,10 MVA	43,59 kA	-79,07	96,73 kA	43,59	52,10	43,59	43,98	
TRAFO 13	MV 13				52,10 MVA	43,59 kA	100,93	96,73 kA					
WTG 13					0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA					
MV 01	33,00	0,00	0,00	1,00	229,52 MVA	4,02 kA	-69,23	7,58 kA	4,02	229,52	4,02	4,03	
Line 04-01	MV 04				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA					
Line 01-SSE	MV BUSBAR				229,52 MVA	4,02 kA	110,77	7,58 kA					
TRAFO 01	LV 01				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA					
MV 02	33,00	0,00	0,00	1,00	210,42 MVA	3,68 kA	-58,62	6,13 kA	3,68	210,42	3,68	3,69	
TRAFO 02	LV 02				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA					
Line 02-05	MV 05				210,42 MVA	3,68 kA	121,38	6,13 kA					
MV 03	33,00	0,00	0,00	1,00	393,65 MVA	6,89 kA	-81,26	15,95 kA	6,89	393,65	6,89	6,96	
TRAFO 03	LV 03				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA					
Line 13-03	MV 13				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA					
Line 03-07	MV 07				393,65 MVA	6,89 kA	98,74	15,95 kA					
MV 04	33,00	0,00	0,00	1,00	210,13 MVA	3,68 kA	-65,27	6,58 kA	3,68	210,13	3,68	3,69	
TRAFO 04	LV 04				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA					
Line 04-01	MV 01				210,13 MVA	3,68 kA	114,73	6,58 kA					
MV 05	33,00	0,00	0,00	1,00	294,03 MVA	5,14 kA	-72,57	10,20 kA	5,14	294,03	5,14	5,17	
Line 02-05	MV 02				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA					
Line 05-SSE	MV BUSBAR				294,03 MVA	5,14 kA	107,43	10,20 kA					
TRAFO 05	LV 05				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA					
MV 06	33,00	0,00	0,00	1,00	339,07 MVA	5,93 kA	-70,22	11,35 kA	5,93	339,07	5,93	5,96	
TRAFO 06	LV 06				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA					
Line 06-09	MV 09				339,07 MVA	5,93 kA	109,78	11,35 kA					
MV 07	33,00	0,00	0,00	1,00	410,56 MVA	7,18 kA	-82,34	17,01 kA	7,18	410,56	7,18	7,27	
TRAFO 07	LV 07				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA					

Grid: Grid		System Stage: Grid				Annex: / 4							
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	[deg]	c- Factor	Sk" [MVA]	Ik" [kA]	[deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	Ik [kA]	Ith [kA]	
Line 03-07	MV 03				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA					
Line 07-SSE	MV BUSBAR				410,56 MVA	7,18 kA	97,66	17,01 kA					
MV 08	33,00	0,00	0,00	1,00	434,44 MVA	7,60 kA	-80,35	17,29 kA	7,60	434,44	7,60	7,68	
TRAFO 08	LV 08				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA					
Line 08-09	MV 09				434,44 MVA	7,60 kA	99,65	17,29 kA					
MV 09	33,00	0,00	0,00	1,00	469,79 MVA	8,22 kA	-84,50	20,39 kA	8,22	469,79	8,22	8,36	
TRAFO 09	LV 09				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA					
Line 06-09	MV 06				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA					
Line 08-09	MV 08				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA					
Line 09-SSE	MV BUSBAR				469,79 MVA	8,22 kA	95,50	20,39 kA					
MV 10	33,00	0,00	0,00	1,00	251,89 MVA	4,41 kA	-71,33	8,57 kA	4,41	251,89	4,41	4,43	
TRAFO 10	LV 10				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA					
Line 10-11	MV 11				251,89 MVA	4,41 kA	108,67	8,57 kA					
MV 11	33,00	0,00	0,00	1,00	276,11 MVA	4,83 kA	-76,54	10,23 kA	4,83	276,11	4,83	4,87	
TRAFO 11	LV 11				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA					
Line 10-11	MV 10				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA					
Line 11-12	MV 12				276,11 MVA	4,83 kA	103,46	10,23 kA					
MV 12	33,00	0,00	0,00	1,00	303,38 MVA	5,31 kA	-78,49	11,65 kA	5,31	303,38	5,31	5,35	
TRAFO 12	LV 12				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA					
Line 11-12	MV 11				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA					
Line 12-SSE	MV BUSBAR				303,38 MVA	5,31 kA	101,51	11,65 kA					
MV 13	33,00	0,00	0,00	1,00	256,95 MVA	4,50 kA	-65,31	8,05 kA	4,50	256,95	4,50	4,51	
TRAFO 13	LV 13				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA					
Line 13-03	MV 03				256,95 MVA	4,50 kA	114,69	8,05 kA					
MV BUSBAR 33kV	33,00	0,00	0,00	1,00	593,73 MVA	10,39 kA	-89,09	28,71 kA	10,39	593,73	10,39	11,45	
AT/MT TRANSFORM	HV BUSBAR				593,73 MVA	10,39 kA	90,91	28,71 kA					
Line 01-SSE	MV 01				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA					

Grid: Grid		System Stage: Grid				Annex: / 5						
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- [deg]	Factor	Sk" [MVA]	Ik" [kA]	[deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	Ik [kA]	Ith [kA]
Line 05-SSE	MV 05				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
Line 12-SSE	MV 12				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
Line 07-SSE	MV 07				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
Line 09-SSE	MV 09				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				



Legend:

- Inactive (Yellow)
- Out of Calculation (Grey)
- De-energised (Dark Grey)

Loading of Thermal / Peak Short-Circuit Current

Max. Mech. Loading

- >= 80, % (Orange)
- >= 85, % (Red)
- >= 90, % (Dark Red)

Max. Therm. Loading

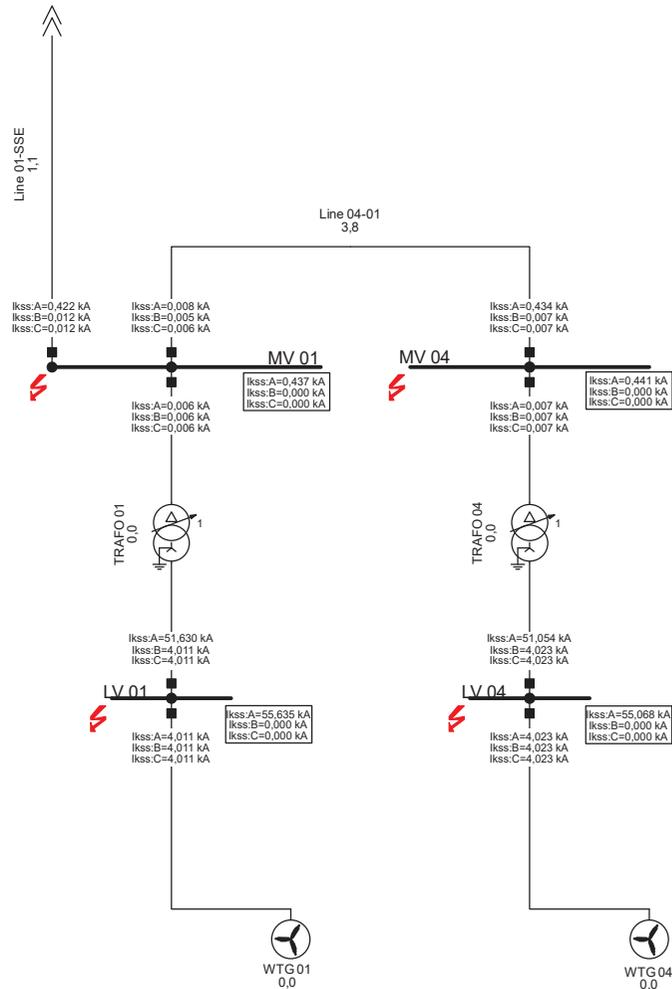
- >= 80, % (Light Green)
- >= 85, % (Medium Green)
- >= 90, % (Dark Green)

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

green & green
PowerFactory 2020 SP3

MACOMER 1 EO
1P SHORT CIRCUIT

Project:
Graphic: Grid
Date: 24/11/2021
Annex:



Inactive
 Out of Calculation
 De-energised

Loading of Thermal / Peak Short-Circuit Current

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

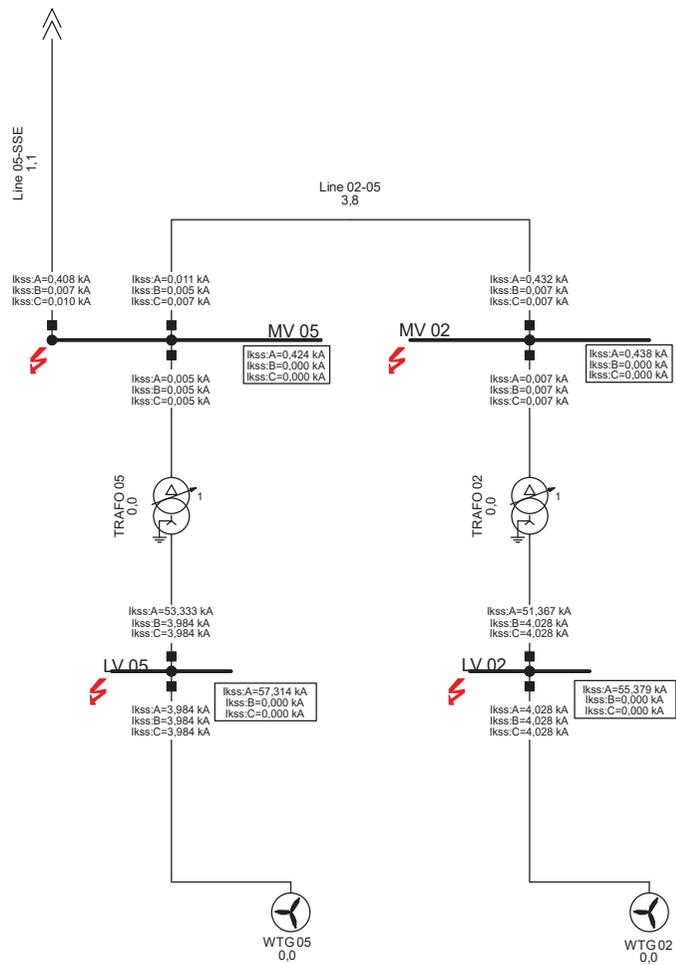
Max. Therm. Loading
 >= 80, %
 >= 85, %
 >= 90, %

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

green & green
INGEGNERIA E PROGETTAZIONE

PowerFactory 2020 SP3

MACOMER 1 EO	Project:
1P SHORT CIRCUIT	Graphic: CompGrph
	Date: 24/11/2021
	Annex:



Inactive
 Out of Calculation
 De-energised

Loading of Thermal / Peak Short-Circuit Current

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

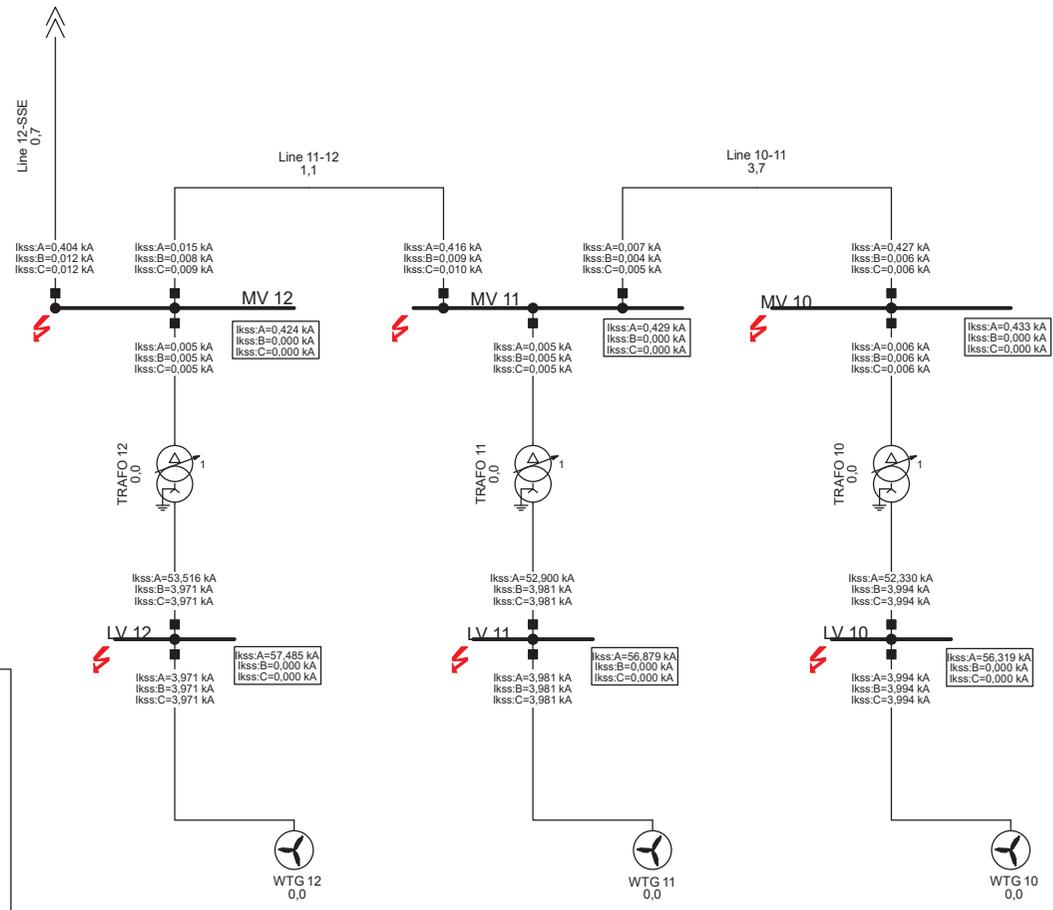
Max. Therm. Loading
 >= 80, %
 >= 85, %
 >= 90, %

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


 PowerFactory 2020 SP3

MACOMER 1 EO
1P SHORT CIRCUIT

Project:
Graphic: CompGrph
Date: 24/11/2021
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, %

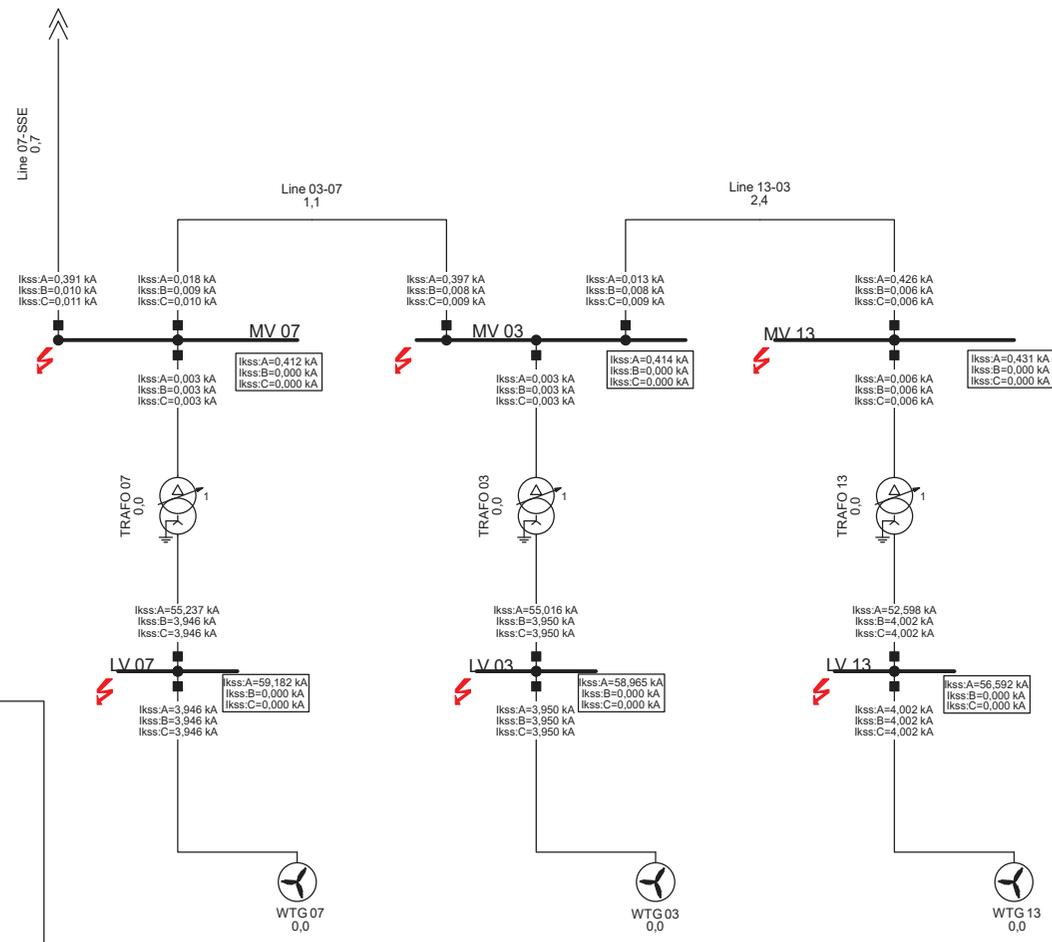
Max. Single Phase to Ground IEC 60909	
Short Circuit Nodes	Branches
Initial Short-Circuit Current A [kA]	Initial Short-Circuit Current A [kA]
Initial Short-Circuit Current B [kA]	Initial Short-Circuit Current B [kA]
Initial Short-Circuit Current C [kA]	Initial Short-Circuit Current C [kA]

green & green
INGENIEURBÜRO

PowerFactory 2020 SP3

MACOMER 1 EO
1P SHORT CIRCUIT

Project:
Graphic: CompGrph
Date: 24/11/2021
Annex:



Legend:

- Inactive (Yellow)
- Out of Calculation (Grey)
- De-energised (Dark Grey)

Loading of Thermal / Peak Short-Circuit Current

Max. Mech. Loading

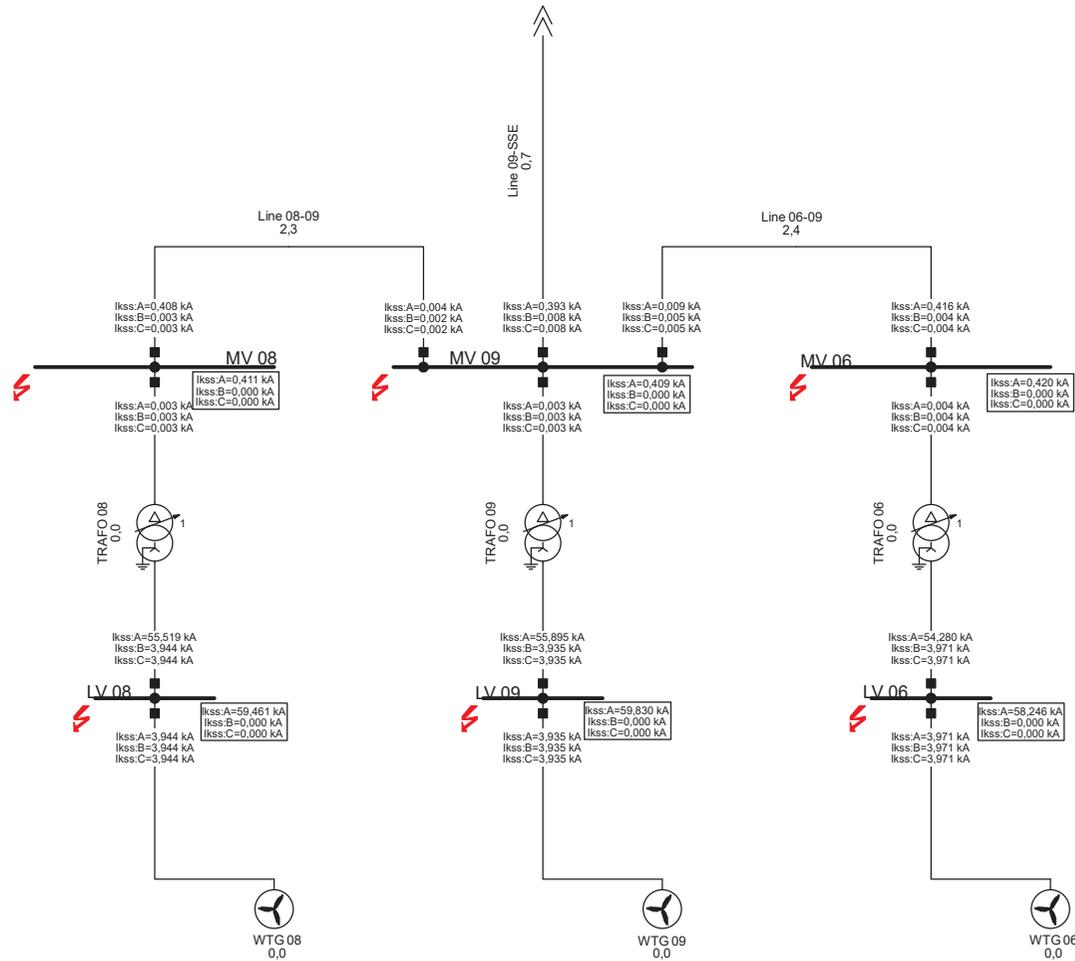
- >= 80, % (Orange)
- >= 85, % (Red-Orange)
- >= 90, % (Red)

Max. Therm. Loading

- >= 80, % (Yellow-Green)
- >= 85, % (Green)
- >= 90, % (Dark Green)

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

 PowerFactory 2020 SP3	MACOMER 1 EO	Project:
	1P SHORT CIRCUIT	Graphic: CompGrph
		Date: 24/11/2021
		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
Initial Short-Circuit Current A [kA]	Initial Short-Circuit Current A [kA]
Initial Short-Circuit Current B [kA]	Initial Short-Circuit Current B [kA]
Initial Short-Circuit Current C [kA]	Initial Short-Circuit Current C [kA]


 PowerFactory 2020 SP3

MACOMER 1 EO	Project:
1P SHORT CIRCUIT	Graphic: CompGrph
	Date: 24/11/2021
	Annex:

Grid: Grid		System Stage: Grid						Annex: / 2				
		rtd.V. [kV]	Voltage [kV]		c- Factor	Sk" [MVA]	Ik" [kA]		ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]
TRAFO 01	MV 01				A	20,57 MVA	51,63 kA	98,33	119,92 kA			
						1,60 MVA	4,01 kA	155,12	9,32 kA			
						1,60 MVA	4,01 kA	35,12	9,32 kA			
WTG 01					A	1,60 MVA	4,01 kA	-84,88	9,32 kA			
					B	1,60 MVA	4,01 kA	155,12	9,32 kA			
					C	1,60 MVA	4,01 kA	35,12	9,32 kA			
LV 02	A	0,69	0,00	0,00	1,05	22,06 MVA	55,38 kA	-80,43	124,15 kA	55,38	22,06	0,00
						0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,03
						0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	0,98
TRAFO 02	MV 02				A	20,46 MVA	51,37 kA	99,95	115,16 kA			
					B	1,60 MVA	4,03 kA	154,69	9,03 kA			
					C	1,60 MVA	4,03 kA	34,70	9,03 kA			
WTG 02					A	1,60 MVA	4,03 kA	-85,30	9,03 kA			
					B	1,60 MVA	4,03 kA	154,69	9,03 kA			
					C	1,60 MVA	4,03 kA	34,70	9,03 kA			
LV 03	A	0,69	0,00	0,00	1,05	23,49 MVA	58,97 kA	-83,31	141,45 kA	58,97	23,49	0,00
						0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,02
						0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,01
TRAFO 03	MV 03				A	21,92 MVA	55,02 kA	96,79	131,98 kA			
					B	1,57 MVA	3,95 kA	155,34	9,48 kA			
					C	1,57 MVA	3,95 kA	35,34	9,48 kA			
WTG 03					A	1,57 MVA	3,95 kA	-84,66	9,48 kA			
					B	1,57 MVA	3,95 kA	155,34	9,48 kA			
					C	1,57 MVA	3,95 kA	35,34	9,48 kA			

Grid: Grid		System Stage: Grid						Annex: / 3				
		rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- [deg]	Factor	Sk" [MVA]	Ik" [kA]	[deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]
LV 04	A	0,69	0,00	0,00	1,05	21,94 MVA	55,07 kA	-81,29	126,11 kA	55,07	21,94	0,00
	B		0,45	-115,49		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,02
	C		0,43	115,91		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	0,98
TRAFO 04		MV 04										
	A					20,34 MVA	51,05 kA	99,00	116,91 kA			
	B					1,60 MVA	4,02 kA	154,98	9,21 kA			
WTG 04	C					1,60 MVA	4,02 kA	34,98	9,21 kA			
	A					1,60 MVA	4,02 kA	-85,02	9,21 kA			
	B					1,60 MVA	4,02 kA	154,98	9,21 kA			
LV 05	C					1,60 MVA	4,02 kA	34,98	9,21 kA			
	A	0,69	0,00	0,00	1,05	22,83 MVA	57,31 kA	-82,47	134,69 kA	57,31	22,83	0,00
	B		0,45	-116,58		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,02
TRAFO 05	C		0,43	116,95		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,00
		MV 05										
	A					21,25 MVA	53,33 kA	97,71	125,34 kA			
WTG 05	B					1,59 MVA	3,98 kA	155,16	9,36 kA			
	C					1,59 MVA	3,98 kA	35,16	9,36 kA			
	A					1,59 MVA	3,98 kA	-84,84	9,36 kA			
LV 06	B					1,59 MVA	3,98 kA	155,16	9,36 kA			
	C					1,59 MVA	3,98 kA	35,16	9,36 kA			
	A	0,69	0,00	0,00	1,05	23,20 MVA	58,25 kA	-82,39	136,37 kA	58,25	23,20	0,00
LV 06	B		0,45	-116,97		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,03
	C		0,43	117,44		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,00

Grid: Grid		System Stage: Grid						Annex:		/ 4		
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV] [deg]		c- Factor	Sk" [MVA]	Ik" [kA] [deg]		ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]	
TRAFO 06	MV 06			A	21,62 MVA	54,28 kA	97,79	127,08 kA				
				B	1,58 MVA	3,97 kA	155,06	9,30 kA				
				C	1,58 MVA	3,97 kA	35,06	9,30 kA				
WTG 06			A	1,58 MVA	3,97 kA	-84,94	9,30 kA					
			B	1,58 MVA	3,97 kA	155,06	9,30 kA					
			C	1,58 MVA	3,97 kA	35,06	9,30 kA					
LV 07	A	0,69	0,00	0,00	1,05	23,58 MVA	59,18 kA	-83,39	142,25 kA	59,18	23,58	0,00
			0,45	-117,49		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,02
			0,44	117,76		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,01
TRAFO 07	MV 07			A	22,00 MVA	55,24 kA	96,70	132,77 kA				
				B	1,57 MVA	3,95 kA	155,35	9,49 kA				
				C	1,57 MVA	3,95 kA	35,35	9,49 kA				
WTG 07			A	1,57 MVA	3,95 kA	-84,65	9,49 kA					
			B	1,57 MVA	3,95 kA	155,35	9,49 kA					
			C	1,57 MVA	3,95 kA	35,35	9,49 kA					
LV 08	A	0,69	0,00	0,00	1,05	23,69 MVA	59,46 kA	-83,25	142,33 kA	59,46	23,69	0,00
			0,45	-117,60		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,03
			0,44	117,91		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,01
TRAFO 08	MV 08			A	22,12 MVA	55,52 kA	96,86	132,89 kA				
				B	1,57 MVA	3,94 kA	155,29	9,44 kA				
				C	1,57 MVA	3,94 kA	35,30	9,44 kA				
WTG 08			A	1,57 MVA	3,94 kA	-84,70	9,44 kA					
			B	1,57 MVA	3,94 kA	155,29	9,44 kA					
			C	1,57 MVA	3,94 kA	35,30	9,44 kA					

Grid: Grid		System Stage: Grid						Annex: / 5				
		rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- [deg]	Factor	Sk" [MVA]	Ik" [kA]	[deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]
LV 09	A	0,69	0,00	0,00	1,05	23,83 MVA	59,83 kA	-83,51	144,24 kA	59,83	23,83	0,00
	B		0,45	-117,80		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,03
	C		0,44	118,05		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,01
TRAFO 09		MV 09										
					A	22,27 MVA	55,90 kA	96,57	134,75 kA			
					B	1,57 MVA	3,94 kA	155,37	9,49 kA			
				C	1,57 MVA	3,94 kA	35,37	9,49 kA				
WTG 09					A	1,57 MVA	3,94 kA	-84,63	9,49 kA			
					B	1,57 MVA	3,94 kA	155,37	9,49 kA			
					C	1,57 MVA	3,94 kA	35,37	9,49 kA			
LV 10	A	0,69	0,00	0,00	1,05	22,44 MVA	56,32 kA	-82,24	131,68 kA	56,32	22,44	0,00
	B		0,45	-116,09		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,02
	C		0,43	116,46		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	0,99
TRAFO 10		MV 10										
					A	20,85 MVA	52,33 kA	97,96	122,35 kA			
					B	1,59 MVA	3,99 kA	155,13	9,34 kA			
				C	1,59 MVA	3,99 kA	35,13	9,34 kA				
WTG 10					A	1,59 MVA	3,99 kA	-84,87	9,34 kA			
					B	1,59 MVA	3,99 kA	155,13	9,34 kA			
					C	1,59 MVA	3,99 kA	35,13	9,34 kA			
LV 11	A	0,69	0,00	0,00	1,05	22,66 MVA	56,88 kA	-82,86	135,07 kA	56,88	22,66	0,00
	B		0,45	-116,40		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,02
	C		0,44	116,68		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,00

Grid: Grid		System Stage: Grid						Annex:		/ 6		
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV] [deg]		c- Factor	Sk" [MVA]	Ik" [kA] [deg]		ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]	
TRAFO 11	MV 11			A	21,07 MVA	52,90 kA	97,28	125,63 kA				
				B	1,59 MVA	3,98 kA	155,29	9,45 kA				
				C	1,59 MVA	3,98 kA	35,29	9,45 kA				
WTG 11			A	1,59 MVA	3,98 kA	-84,71	9,45 kA					
			B	1,59 MVA	3,98 kA	155,29	9,45 kA					
			C	1,59 MVA	3,98 kA	35,29	9,45 kA					
LV 12	A	0,69	0,00	0,00	1,05	22,90 MVA	57,49 kA	-83,08	137,21 kA	57,49	22,90	0,00
		B	0,45	-116,69		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,02
		C	0,44	116,95		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,00
TRAFO 12	MV 12			A	21,32 MVA	53,52 kA	97,04	127,74 kA				
				B	1,58 MVA	3,97 kA	155,32	9,48 kA				
				C	1,58 MVA	3,97 kA	35,33	9,48 kA				
WTG 12			A	1,58 MVA	3,97 kA	-84,67	9,48 kA					
			B	1,58 MVA	3,97 kA	155,32	9,48 kA					
			C	1,58 MVA	3,97 kA	35,33	9,48 kA					
LV 13	A	0,69	0,00	0,00	1,05	22,54 MVA	56,59 kA	-81,64	130,21 kA	56,59	22,54	0,00
		B	0,45	-116,17		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,02
		C	0,43	116,70		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	0,99
TRAFO 13	MV 13			A	20,95 MVA	52,60 kA	98,62	121,02 kA				
				B	1,59 MVA	4,00 kA	154,91	9,21 kA				
				C	1,59 MVA	4,00 kA	34,92	9,21 kA				
WTG 13			A	1,59 MVA	4,00 kA	-85,08	9,21 kA					
			B	1,59 MVA	4,00 kA	154,91	9,21 kA					
			C	1,59 MVA	4,00 kA	34,92	9,21 kA					

Grid: Grid		System Stage: Grid				Annex: / 7						
		rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- [deg]	Factor	Sk" [MVA]	Ik" [kA]	[deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]
MV 01	A	33,00	0,00	0,00	1,10	8,32 MVA	0,44 kA	87,33	0,87 kA	0,44	8,32	0,00
	B		37,45	-152,24		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,78
	C		38,10	150,59		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,81
Line 04-01		MV 04										
	A					0,16 MVA	0,01 kA	-101,00	0,02 kA			
	B					0,10 MVA	0,01 kA	152,52	0,01 kA			
	C					0,12 MVA	0,01 kA	-2,82	0,01 kA			
Line 01-SSE		MV BUSBAR										
	A					8,04 MVA	0,42 kA	-92,32	0,84 kA			
	B					0,22 MVA	0,01 kA	-36,82	0,02 kA			
	C					0,24 MVA	0,01 kA	-173,39	0,02 kA			
TRAFO 01		LV 01										
	A					0,12 MVA	0,01 kA	-104,39	0,01 kA			
	B					0,12 MVA	0,01 kA	135,61	0,01 kA			
	C					0,12 MVA	0,01 kA	15,61	0,01 kA			
MV 02	A	33,00	0,00	0,00	1,10	8,35 MVA	0,44 kA	85,25	0,77 kA	0,44	8,35	0,00
	B		37,22	-152,77		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,78
	C		38,28	150,01		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,82
TRAFO 02		LV 02										
	A					0,14 MVA	0,01 kA	-116,37	0,01 kA			
	B					0,14 MVA	0,01 kA	123,63	0,01 kA			
	C					0,14 MVA	0,01 kA	3,63	0,01 kA			
Line 02-05		MV 05										
	A					8,23 MVA	0,43 kA	-94,40	0,76 kA			
	B					0,14 MVA	0,01 kA	-56,37	0,01 kA			
	C					0,14 MVA	0,01 kA	-176,37	0,01 kA			

Grid: Grid		System Stage: Grid				Annex:		/ 8				
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- [deg]	Factor	Sk" [MVA]	Ik" [kA]	[deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]	
MV 03	A	33,00	0,00	0,00	1,10	7,88 MVA	0,41 kA	89,32	0,97 kA	0,41	7,88	0,00
	B		37,07	-151,03		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,77
	C		37,21	150,64		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,77
TRAFO 03	LV 03					A	0,07 MVA	0,00 kA	-92,99	0,01 kA		
						B	0,07 MVA	0,00 kA	147,01	0,01 kA		
						C	0,07 MVA	0,00 kA	27,01	0,01 kA		
Line 13-03	MV 13					A	0,25 MVA	0,01 kA	-90,83	0,03 kA		
						B	0,16 MVA	0,01 kA	-110,67	0,02 kA		
						C	0,16 MVA	0,01 kA	-69,62	0,02 kA		
Line 03-07	MV 07					A	7,57 MVA	0,40 kA	-90,66	0,93 kA		
						B	0,16 MVA	0,01 kA	45,25	0,02 kA		
						C	0,17 MVA	0,01 kA	133,25	0,02 kA		
MV 04	A	33,00	0,00	0,00	1,10	8,40 MVA	0,44 kA	86,39	0,84 kA	0,44	8,40	0,00
	B		37,44	-152,60		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,78
	C		38,30	150,41		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,82
TRAFO 04	LV 04					A	0,14 MVA	0,01 kA	-108,79	0,01 kA		
						B	0,14 MVA	0,01 kA	131,21	0,01 kA		
						C	0,14 MVA	0,01 kA	11,21	0,01 kA		
Line 04-01	MV 01					A	8,27 MVA	0,43 kA	-93,37	0,82 kA		
						B	0,14 MVA	0,01 kA	-48,79	0,01 kA		
						C	0,14 MVA	0,01 kA	-168,79	0,01 kA		

Grid: Grid		System Stage: Grid				Annex:		/ 9				
		rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- [deg]	Factor	Sk" [MVA]	Ik" [kA]	[deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]
MV 05	A	33,00	0,00	0,00	1,10	8,09 MVA	0,42 kA	88,24	0,87 kA	0,42	8,09	0,00
	B		37,23	-151,64		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,77
	C		37,64	150,57		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,79
Line 02-05		MV 02										
	A					0,22 MVA	0,01 kA	-94,88	0,02 kA			
	B					0,10 MVA	0,01 kA	-137,08	0,01 kA			
	C					0,13 MVA	0,01 kA	-48,34	0,01 kA			
Line 05-SSE		MV BUSBAR										
	A					7,78 MVA	0,41 kA	-91,56	0,84 kA			
	B					0,14 MVA	0,01 kA	2,01	0,02 kA			
	C					0,19 MVA	0,01 kA	159,16	0,02 kA			
TRAFO 05		LV 05										
	A					0,09 MVA	0,00 kA	-101,35	0,01 kA			
	B					0,09 MVA	0,00 kA	138,65	0,01 kA			
	C					0,09 MVA	0,00 kA	18,65	0,01 kA			
MV 06	A	33,00	0,00	0,00	1,10	7,99 MVA	0,42 kA	88,10	0,83 kA	0,42	7,99	0,00
	B		37,06	-151,45		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,77
	C		37,44	150,42		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,78
TRAFO 06		LV 06										
	A					0,08 MVA	0,00 kA	-104,09	0,01 kA			
	B					0,08 MVA	0,00 kA	135,91	0,01 kA			
	C					0,08 MVA	0,00 kA	15,91	0,01 kA			
Line 06-09		MV 09										
	A					7,92 MVA	0,42 kA	-91,78	0,82 kA			
	B					0,08 MVA	0,00 kA	-44,09	0,01 kA			
	C					0,08 MVA	0,00 kA	-164,09	0,01 kA			

Grid: Grid		System Stage: Grid				Annex: / 10						
		rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- [deg]	Factor	Sk" [MVA]	Ik" [kA]	[deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]
MV 07	A	33,00	0,00	0,00	1,10	7,86 MVA	0,41 kA	89,43	0,98 kA	0,41	7,86	0,00
	B		37,04	-150,96		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,76
	C		37,16	150,64		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,77
TRAFO 07		LV 07										
					A	0,06 MVA	0,00 kA	-91,94	0,01 kA			
					B	0,06 MVA	0,00 kA	148,06	0,01 kA			
					C	0,06 MVA	0,00 kA	28,06	0,01 kA			
Line 03-07		MV 03										
					A	0,33 MVA	0,02 kA	-90,75	0,04 kA			
					B	0,18 MVA	0,01 kA	-126,70	0,02 kA			
					C	0,19 MVA	0,01 kA	-53,99	0,02 kA			
Line 07-SSE		MV BUSBAR										
					A	7,46 MVA	0,39 kA	-90,55	0,93 kA			
					B	0,19 MVA	0,01 kA	34,51	0,02 kA			
					C	0,20 MVA	0,01 kA	143,85	0,03 kA			
MV 08	A	33,00	0,00	0,00	1,10	7,83 MVA	0,41 kA	89,25	0,94 kA	0,41	7,83	0,00
	B		36,98	-150,95		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,76
	C		37,12	150,55		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,77
TRAFO 08		LV 08										
					A	0,06 MVA	0,00 kA	-94,25	0,01 kA			
					B	0,06 MVA	0,00 kA	145,75	0,01 kA			
					C	0,06 MVA	0,00 kA	25,75	0,01 kA			
Line 08-09		MV 09										
					A	7,77 MVA	0,41 kA	-90,72	0,93 kA			
					B	0,06 MVA	0,00 kA	-34,25	0,01 kA			
					C	0,06 MVA	0,00 kA	-154,25	0,01 kA			

Grid: Grid		System Stage: Grid						Annex: / 11				
		rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- [deg]	Factor	Sk" [MVA]	Ik" [kA]	[deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]
MV 09	A	33,00	0,00	0,00	1,10	7,78 MVA	0,41 kA	89,60	1,01 kA	0,41	7,78	0,00
	B		36,95	-150,80		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,76
	C		37,02	150,59		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,76
TRAFO 09		LV 09										
					A	0,05 MVA	0,00 kA	-90,12	0,01 kA			
					B	0,05 MVA	0,00 kA	149,88	0,01 kA			
				C	0,05 MVA	0,00 kA	29,88	0,01 kA				
Line 06-09		MV 06										
					A	0,17 MVA	0,01 kA	-90,02	0,02 kA			
					B	0,10 MVA	0,01 kA	-117,29	0,01 kA			
				C	0,10 MVA	0,01 kA	-63,03	0,01 kA				
Line 08-09		MV 08										
					A	0,08 MVA	0,00 kA	-90,07	0,01 kA			
					B	0,05 MVA	0,00 kA	179,85	0,01 kA			
				C	0,05 MVA	0,00 kA	0,09	0,01 kA				
Line 09-SSE		MV BUSBAR										
					A	7,48 MVA	0,39 kA	-90,42	0,97 kA			
					B	0,15 MVA	0,01 kA	24,35	0,02 kA			
				C	0,15 MVA	0,01 kA	155,59	0,02 kA				
MV 10	A	33,00	0,00	0,00	1,10	8,25 MVA	0,43 kA	87,66	0,88 kA	0,43	8,25	0,00
	B		37,37	-151,98		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,78
	C		37,89	150,63		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,80
TRAFO 10		LV 10										
					A	0,11 MVA	0,01 kA	-102,68	0,01 kA			
					B	0,11 MVA	0,01 kA	137,32	0,01 kA			
				C	0,11 MVA	0,01 kA	17,32	0,01 kA				
Line 10-11		MV 11										
					A	8,14 MVA	0,43 kA	-92,20	0,87 kA			
					B	0,11 MVA	0,01 kA	-42,68	0,01 kA			
				C	0,11 MVA	0,01 kA	-162,68	0,01 kA				

Grid: Grid		System Stage: Grid				Annex: / 12						
		rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- [deg]	Factor	Sk" [MVA]	Ik" [kA]	[deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]
MV 11	A	33,00	0,00	0,00	1,10	8,17 MVA	0,43 kA	88,54	0,94 kA	0,43	8,17	0,00
	B		37,36	-151,64		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,78
	C		37,70	150,79		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,79
TRAFO 11		LV 11										
					A	0,10 MVA	0,01 kA	-97,05	0,01 kA			
					B	0,10 MVA	0,01 kA	142,95	0,01 kA			
				C	0,10 MVA	0,01 kA	22,95	0,01 kA				
Line 10-11		MV 10										
					A	0,14 MVA	0,01 kA	-95,10	0,02 kA			
					B	0,08 MVA	0,00 kA	164,78	0,01 kA			
				C	0,09 MVA	0,00 kA	0,81	0,01 kA				
Line 11-12		MV 12										
					A	7,93 MVA	0,42 kA	-91,33	0,91 kA			
					B	0,18 MVA	0,01 kA	-27,16	0,02 kA			
				C	0,19 MVA	0,01 kA	-167,61	0,02 kA				
MV 12	A	33,00	0,00	0,00	1,10	8,07 MVA	0,42 kA	88,91	0,96 kA	0,42	8,07	0,00
	B		37,29	-151,43		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,78
	C		37,54	150,78		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,79
TRAFO 12		LV 12										
					A	0,09 MVA	0,00 kA	-95,11	0,01 kA			
					B	0,09 MVA	0,00 kA	144,89	0,01 kA			
				C	0,09 MVA	0,00 kA	24,89	0,01 kA				
Line 11-12		MV 11										
					A	0,29 MVA	0,02 kA	-93,08	0,03 kA			
					B	0,15 MVA	0,01 kA	-173,84	0,02 kA			
				C	0,16 MVA	0,01 kA	-14,63	0,02 kA				
Line 12-SSE		MV BUSBAR										
					A	7,69 MVA	0,40 kA	-90,96	0,91 kA			
					B	0,22 MVA	0,01 kA	-9,22	0,03 kA			
				C	0,24 MVA	0,01 kA	179,05	0,03 kA				

Grid: Grid		System Stage: Grid				Annex:		/ 13				
		rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- [deg]	Factor	Sk" [MVA]	Ik" [kA]	[deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]
MV 13	A	33,00	0,00	0,00	1,10	8,22 MVA	0,43 kA	86,94	0,81 kA	0,43	8,22	0,00
	B		37,23	-152,08		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,77
	C		37,89	150,35		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,80
TRAFO 13		LV 13										
	A					0,11 MVA	0,01 kA	-108,82	0,01 kA			
	B					0,11 MVA	0,01 kA	131,18	0,01 kA			
	C					0,11 MVA	0,01 kA	11,18	0,01 kA			
Line 13-03		MV 03										
	A					8,11 MVA	0,43 kA	-92,85	0,80 kA			
	B					0,11 MVA	0,01 kA	-48,82	0,01 kA			
	C					0,11 MVA	0,01 kA	-168,82	0,01 kA			
MV BUSBAR 33kV	A	33,00	0,00	0,00	1,10	7,66 MVA	0,40 kA	89,89	1,09 kA	0,40	7,66	0,00
	B		36,82	-150,56		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,75
	C		36,83	150,52		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,76
AT/MT TRANSFORM		HV BUSBAR										
	A					4,61 MVA	0,24 kA	-90,65	0,65 kA			
	B					2,38 MVA	0,13 kA	78,86	0,34 kA			
	C					2,30 MVA	0,12 kA	100,22	0,33 kA			
Line 01-SSE		MV 01										
	A					0,74 MVA	0,04 kA	-89,59	0,11 kA			
	B					0,64 MVA	0,03 kA	-96,37	0,09 kA			
	C					0,63 MVA	0,03 kA	-84,51	0,09 kA			
Line 05-SSE		MV 05										
	A					0,61 MVA	0,03 kA	-89,45	0,09 kA			
	B					0,51 MVA	0,03 kA	-98,08	0,07 kA			
	C					0,49 MVA	0,03 kA	-82,82	0,07 kA			
Line 12-SSE		MV 12										
	A					0,73 MVA	0,04 kA	-89,32	0,10 kA			
	B					0,58 MVA	0,03 kA	-100,34	0,08 kA			
	C					0,56 MVA	0,03 kA	-80,52	0,08 kA			

Grid: Grid		System Stage: Grid						Annex: / 14			
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- Factor	Sk" [MVA]	Ik" [kA]	[deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]	
Line 07-SSE	MV 07		A	0,56 MVA	0,03 kA	-89,10	0,08 kA				
			B	0,41 MVA	0,02 kA	-105,09	0,06 kA				
			C	0,39 MVA	0,02 kA	-75,78	0,06 kA				
Line 09-SSE	MV 09		A	0,40 MVA	0,02 kA	-88,73	0,06 kA				
			B	0,26 MVA	0,01 kA	-114,74	0,04 kA				
			C	0,24 MVA	0,01 kA	-65,75	0,03 kA				

CLUSTER	Linea	Da	A	Codice Cavo	Formazione				Numero di Terne	Terne nella stessa trincea	Lunghezza [m]	Lunghezza +10% [m]	Potenza (kVA)	Caduta di Tensione
					Sezione [mm ²]									
1	Line 1	WTG 04	WTG 01	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	120	1	1	1368	1504,8	6000	0,195%
	Line 2	WTG 01	Quadro MT_SSE 150/33kV	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	400	1	5	14785	16263,5	12000	1,351%
2	Line 3	WTG 02	WTG 05	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	120	1	2	4470	4917	6000	0,646%
	Line 4	WTG 05	Quadro MT_SSE 150/33kV	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	400	1	5	9657	10623	12000	0,879%
3	Line 5	WTG 10	WTG 11	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	120	1	1	1314	1445	6000	0,188%
	Line 6	WTG 11	WTG 12	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	400	1	1	1808	1989	12000	0,148%
	Line 7	WTG 12	Quadro MT_SSE 150/33kV	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	630	1	5	9565	10522	18000	0,722%
4	Line 8	WTG 13	WTG 03	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	185	1	2	5639	6203	6000	0,530%
	Line 9	WTG 03	WTG 07	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	400	1	2	3543	3897	12000	0,520%
	Line 10	WTG 07	Quadro MT_SSE 150/33kV	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	630	1	5	4516	4968	18000	0,342%
5	Line 11	WTG 06	WTG 09	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	185	1	2	3611	3972	6000	0,335%
	Line 12	WTG 08	WTG 09	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	185	1	1	827	910	12000	0,075%
	Line 13	WTG 09	Quadro MT_SSE 150/33kV	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	630	1	5	2690	2959	18000	0,194%

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	WTG 04	WTG 01	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	120	1368	1505	6000	12,00	6000
	Line 2	WTG 01	Quadro MT_SSE 150/33kV	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	400	14785	16264	12000	162,00	6000
2	Line 3	WTG 02	WTG 05	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	120	4470	4917	6000	39,00	6000
	Line 4	WTG 05	Quadro MT_SSE 150/33kV	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	400	9657	10623	12000	107,00	6000
3	Line 5	WTG 10	WTG 11	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	120	1314	1445	6000	12,00	6000
	Line 6	WTG 11	WTG 12	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	400	1808	1989	12000	20,00	6000
	Line 7	WTG 12	Quadro MT_SSE 150/33kV	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	630	9565	10522	18000	149,00	6000
4	Line 8	WTG 13	WTG 03	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	185	5639	6203	6000	32,00	6000
	Line 9	WTG 03	WTG 07	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	400	3543	3897	12000	7,00	6000
	Line 10	WTG 07	Quadro MT_SSE 150/33kV	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	630	4516	4968	18000	71,00	6000
5	Line 11	WTG 06	WTG 09	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	185	3611	3972	6000	21,00	6000
	Line 12	WTG 08	WTG 09	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	185	827	910	12000	5,00	6000
	Line 13	WTG 09	Quadro MT_SSE 150/33kV	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	630	2690	2959	18000	42,00	6000
Perdite di Potenza Totali Linee [kW]											679		

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]	
WTG1	6,5	33	0,69	4,77	82,24	87,01	68
WTG2	6,5	33	0,69	4,77	82,24	87,01	68
WTG3	6,5	33	0,69	4,77	82,24	87,01	70
WTG4	6,5	33	0,69	4,77	82,24	87,01	68
WTG5	6,5	33	0,69	4,77	82,24	87,01	69
WTG6	6,5	33	0,69	4,77	82,24	87,01	70
WTG7	6,5	33	0,69	4,77	82,24	87,01	70
WTG8	6,5	33	1,69	4,77	82,24	87,01	70
WTG9	6,5	33	2,69	4,77	82,24	87,01	70
WTG10	6,5	33	3,69	4,77	82,24	87,01	69
WTG11	6,5	33	4,69	4,77	82,24	87,01	69
WTG12	6,5	33	5,69	4,77	82,24	87,01	69
WTG13	6,5	33	6,69	4,77	82,24	87,01	69
Total [kW]						609,1	899

LOSSES TABLE SUMMARY

Total power line losses [kW]	679,00	43,03%	of the total losses
WTG MT/bt transformers total losses [kW]	899,00	56,97%	of the total losses
Total losses [kW]	1578,00		

ADMISSIBLE LOSSES COLLECTOR SYSTEM

IMPUT DATA	VALUES
FLH-P50 [h]	2800
NOMINAL PPWER [MW]	78
Distance nearest WTG-SSE [km]	2,158
ADMISSIBLE LOSSES	0,929%
ADMISSIBLE POWER LOSSES [kW]	724,99

Chap. 9.4.1.2.3.3.4

COLLECTOR SYSTEM POWER LOSSES [kW]	679,00
POWER LOSSES	0,871%

**"MACOMER 1" PLANT
MACOMER (NU), ITALY**

cavi di potenza MT/ MV power cables

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)
	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	WTG04	WTG01	1.538	4.620	ALLUMINIO/ ALUMINIUM	1x120	ARE4H5E 18/30(36)kV	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR	1000	1
002	WTG01	MV switchgear_step-up station 150/33kV	16.297	48.900	ALLUMINIO/ ALUMINIUM	1x400	ARE4H5E 18/30(36)kV	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR	1000	16
003	WTG02	WTG05	4.950	14.850	ALLUMINIO/ ALUMINIUM	1x120	ARE4H5E 18/30(36)kV	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR	1000	4
004	WTG05	MV switchgear_step-up station 150/33kV	10.656	31.980	ALLUMINIO/ ALUMINIUM	1x400	ARE4H5E 18/30(36)kV	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR	1000	10
005	WTG10	WTG11	1.478	4.440	ALLUMINIO/ ALUMINIUM	1x120	ARE4H5E 18/30(36)kV	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR	1000	1
006	WTG11	WTG12	2.022	6.090	ALLUMINIO/ ALUMINIUM	1x400	ARE4H5E 18/30(36)kV	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR	1000	2
007	WTG12	MV switchgear_step-up station 150/33kV	10.555	31.680	ALLUMINIO/ ALUMINIUM	1x630	ARE4H5E 18/30(36)kV	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR	1000	10
008	WTG13	WTG03	6.236	18.720	ALLUMINIO/ ALUMINIUM	1x185	ARE4H5E 18/30(36)kV	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR	1000	6
009	WTG03	WTG07	3.930	11.820	ALLUMINIO/ ALUMINIUM	1x400	ARE4H5E 18/30(36)kV	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR	1000	3
010	WTG07	MV switchgear_step-up station 150/33kV	5.001	15.030	ALLUMINIO/ ALUMINIUM	1x630	ARE4H5E 18/30(36)kV	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR	1000	5
011	WTG06	WTG09	4.005	12.030	ALLUMINIO/ ALUMINIUM	1x185	ARE4H5E 18/30(36)kV	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR	1000	4
012	WTG08	WTG09	943	2.850	ALLUMINIO/ ALUMINIUM	1x400	ARE4H5E 18/30(36)kV	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR	1000	0
013	WTG09	MV switchgear_step-up station 150/33kV	2.992	9.000	ALLUMINIO/ ALUMINIUM	1x630	ARE4H5E 18/30(36)kV	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR	1000	2

**"MACOMER 1" PLANT
MACOMER (NU), 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	WTG04	WTG01	1.540	MONOMODALE/ SINGLE MODE 9/125/250	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR
002	WTG01	MV switchgear_step-up station 150/33kV	16.300	MONOMODALE/ SINGLE MODE 9/125/250	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR
003	WTG02	WTG05	4.950	MONOMODALE/ SINGLE MODE 9/125/250	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR
004	WTG05	MV switchgear_step-up station 150/33kV	10.660	MONOMODALE/ SINGLE MODE 9/125/250	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR
005	WTG10	WTG11	1.480	MONOMODALE/ SINGLE MODE 9/125/250	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR
006	WTG11	WTG12	2.030	MONOMODALE/ SINGLE MODE 9/125/250	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR
007	WTG12	MV switchgear_step-up station 150/33kV	10.560	MONOMODALE/ SINGLE MODE 9/125/250	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR
008	WTG13	WTG03	6.240	MONOMODALE/ SINGLE MODE 9/125/250	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR
009	WTG03	WTG07	3.940	MONOMODALE/ SINGLE MODE 9/125/250	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR
010	WTG07	MV switchgear_step-up station 150/33kV	5.010	MONOMODALE/ SINGLE MODE 9/125/250	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR
011	WTG06	WTG09	4.010	MONOMODALE/ SINGLE MODE 9/125/250	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR
012	WTG08	WTG09	950	MONOMODALE/ SINGLE MODE 9/125/250	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR
013	WTG09	MV switchgear_step-up station 150/33kV	3.000	MONOMODALE/ SINGLE MODE 9/125/250	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR

**"MACOMER 1" PLANT
MACOMER (NU), ITALY**

Conduttore di terra / Ground conductor

Numero/ Number	Tratta/ Line		Lunghezza/ Length	Tipo di cavo/ Type of cable			Posa/ Cable laying	
	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		40.850	RAME/ COPPER	1x70	IEC 60228	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR
002	CORDA DI RAME MAGLIA PRIMARIA PER SOTTOSTAZIONE 125mm2		350	RAME/ COPPER	1x125	IEC 60228	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR
003	CORDA DI RAME MAGLIA SECONDARIA PER SOTTOSTAZIONE 70mm2		2.800	RAME/ COPPER	1x120	IEC 60228	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR