

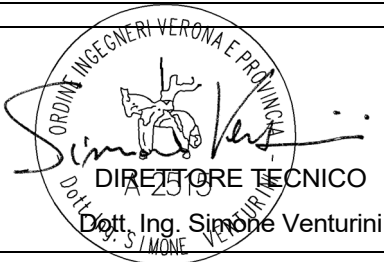


PROGETTO DEFINITIVO DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO DELLA POTENZA DI PICCO DI 360MW CON SISTEMA DI ACCUMULO DI CAPACITA' PARI A 82,5MWH E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE RTN, DA REALIZZARSI NEL COMUNE DI SASSARI NELLE FRAZIONI DI "PALMADULA, LA CORTE, CANAGLIA, LI PIANI, SAN GIORGIO, SCALA ERRE"

PROGETTO DEFINITIVO

COMMITTENTE: **PALMADULA SOLAR S.R.L.**

PROGETTISTA:



TITOLO ELABORATO:

RELAZIONE DI CORTO CIRCUITO

ELABORATO n°:
BI028F-D-PAL-RT-16-r00

NOME FILE:

SCALA: ----

DATA: AGOSTO 2023

REVISIONE	N.	DATA	DESCRIZIONE	ELABORATO	CONTROLLATO	APPROVATO
	00	Agosto 2023	Prima Emissione	F. Bellabona	M. Sandri	S. Venturini
	01					
	02					
	03					
	04					

	Rev. 0	Data: Agosto 2023	El: BI028F-D-PAL-RT-16-r00	Pag. 1
			RELAZIONE CORTO CIRCUITO	

SOMMARIO

1. PREMESSA	2
2. DEFINIZIONI	3
3. IPOTESI	4
4. ELEMENTI DI IMPIANTO.....	5
4.1. <i>Generatori fotovoltaici</i>	5
4.2. <i>Alimentazione TERNA 380 kV</i>	5
4.3. <i>Autotrasformatori e trasformatori</i>	6
4.3.1. Autotrasformatori.....	6
4.3.2. Trasformatori.....	7
4.4. <i>Cavi</i>	8
4.4.1. Cavo in estruso a 380 kV.....	8
4.4.2. Cavo in estruso a 150 kV.....	10
4.4.3. Cavo a 30 kV	11
5. CONFIGURAZIONE DI RETE	12
6. CONCLUSIONI	13

INDICE DELLE FIGURE

Figura 4.1 Data sheet cavo 380 kV (fonte: Nexans)	9
Figura 4.2 Data sheet cavo 150 kV (fonte: Nexans)	10
Figura 4.3 Data sheet cavo 30 kV (fonte: Prysmian)	11
Figura 6.1 Valori calcolati delle correnti di corto circuito	13

 TERNA	Rev. 0	Data: Agosto 2023	El: BI028F-D-PAL-RT-16-r00	Pag. 2
			RELAZIONE CORTO CIRCUITO	

1. PREMESSA

Scopo del calcolo delle correnti di corto circuito è determinare i valori delle correnti di guasto nelle stazioni AT/MT Sud e Nord del progetto agrivoltaico di Palmadula.

Tali valori sono necessari per verificare la congruità del dimensionamento delle apparecchiature: interruttori, apparecchiature, quadri, ecc. Gli stessi valori saranno necessari inoltre successivamente per impostare il coordinamento delle protezioni.

Lo studio è stato sviluppato con il programma ETAP® release 22.5.0C.

Il calcolo è stato elaborato a partire dai seguenti documenti di riferimento:

- [1] Schema unifilare di potenza, schema n°: BI026F-D-PAL-IMP-07-r01;
- [2] TERNA. Codice di Rete. Allegato A.3 - Requisiti e caratteristiche di riferimento di stazioni e linee elettriche della RTN
- [3] TERNA. Valori delle correnti e delle potenze di corto circuito negli impianti della rete a 380 - 220 - 150 - 132 kV - aggiornamento aprile 2022

	Rev. 0	Data: Agosto 2023	El: BI028F-D-PAL-RT-16-r00	Pag. 3
			RELAZIONE CORTO CIRCUITO	

2. DEFINIZIONI

Gli elaborati di dettaglio del calcolo sono in lingua inglese in quanto il programma è di origine americana. I riferimenti riportati nei tabulati sono quindi alla Norma IEC 909. Nel seguito, in accordo alla norma stessa si utilizzeranno le seguenti definizioni:

- I''_K corrente simmetrica iniziale di corto circuito;
- S''_K potenza (apparente) simmetrica iniziale di corto circuito;
- i_p valore di picco della corrente di corto circuito;
- I_K corrente di corto circuito permanente;
- S_K potenza (apparente) di corto circuito permanente;
- c fattore di tensione.

	Rev. 0	Data: Agosto 2023	El: BI028F-D-PAL-RT-16-r00	Pag. 4
			RELAZIONE CORTO CIRCUITO	

3. IPOTESI

I calcoli sono stati elaborati facendo riferimento alle ipotesi prescritte dalla Norma IEC 60909. In particolare:

- non si tiene conto delle resistenze d'arco (l'impedenza di guasto viene assunta uguale a zero);
- per tutta la durata del corto circuito non vi sono variazioni nel numero di circuiti coinvolti e non vi è alcuna variazione della configurazione di rete;
- i commutatori (sia del tipo sotto carico che no) dei trasformatori sono considerati in posizione principale;
- il fattore di tensione 'c' (che definisce la tensione equivalente della sorgente nel punto di guasto) è assunto con i valori riportati nella Norma:
 - 1,10 per tensioni nominali maggiori di 1000 V
 - 1,05 per tensioni nominali minori o uguali a 1000 V.
- La tolleranza relativa alle impedenze dei trasformatori è stata presa in considerazione. Per i trasformatori d'impianto le tolleranze applicate sono:
 - 7.5% per trasformatori con impedenza di cortocircuito $\geq 10\%$;
 - 10% per trasformatori con impedenza di cortocircuito $< 10\%$.
- Per i generatori di autoproduzione la reattanza subtransitoria diretta (X''_d) è stata applicata la tolleranza del 15%.

 TERNA	Rev. 0	Data: Agosto 2023	El: BI028F-D-PAL-RT-16-r00	Pag. 5
			RELAZIONE CORTO CIRCUITO	

4. ELEMENTI DI IMPIANTO

Nel seguito si fornisce breve presentazione dei dati principali utilizzati nel calcolo.

4.1. Generatori fotovoltaici

Al verificarsi di un corto circuito, i generatori rotanti continuano a sostenere la corrente di corto circuito come conseguenza del fatto che il circuito di eccitazione sostiene il campo nella macchina e il motore primo mantiene la macchina a velocità nominale. La tensione generata dal sistema di eccitazione produce una corrente di corto circuito che fluisce dal generatore verso il punto di guasto.

Ciò non si verifica in ugual modo nel caso di generatori fotovoltaici, che solo in modo molto limitato e grazie al contributo degli inverter cui sono interfacciati riescono a contribuire a tale fenomeno.

Nelle valutazioni svolte durante il verificarsi di un cortocircuito si è cautelativamente considerato un contributo di ciascun raggruppamento di generatori fotovoltaici pari a poco meno di 2 kA alla tensione di 30 kV nel loro punto di connessione a ciascuno dei trasformatori 150/30 kV delle stazioni Sud e Nord, corrispondente a circa un 10% di contributo in aggiunta alla potenza nominale dei generatori.

4.2. Alimentazione TERNA 380 kV

La Rete di Trasporto Nazionale (RTN) costituisce il massimo contributo esistente alle correnti di corto circuito che si possono verificare nelle stazioni Sud e Nord.

Dal momento che la stazione TERNA di Olmedo è in fase realizzativa, per essa non sono ancora disponibili valori certi delle correnti di corto in gioco.

Pertanto, ci si è ricondotti ai valori disponibili per un altro nodo prossimo della rete 380 kV, individuato nella stazione RTN di Ittiri.

Dal documento [3], aggiornato al 2022, si ricavano i seguenti parametri:

- Icc trifase massima: 13,265 kA
- Icc monofase massima: 15,996 kA
- Pcc massima trifase convenzionale: 8731 MVA
- Pcc minima trifase convenzionale: 4996 MVA

 TERNA	Rev. 0	Data: Agosto 2023	El: BI028F-D-PAL-RT-16-r00	Pag. 6
			RELAZIONE CORTO CIRCUITO	

In accordo alla Norma IEC 60909 (paragrafo 3.2) il rapporto X/R dell'impedenza equivalente della rete TERNA è così considerato pari a $R/X = 0$ (l'impedenza è considerata una pura reattanza).

4.3. Autotrasformatori e trasformatori

La corrente di corto circuito che passa attraverso un autotrasformatore oppure un trasformatore è determinata dal rapporto di trasformazione e dalla impedenza di corto circuito. Nel calcolo si tiene conto delle perdite nel rame.

I valori delle impedenze di corto circuito sono stati desunti dai documenti [1] e [2].

4.3.1. Autotrasformatori

I dati caratteristici delle due macchine di autotrasformazione identiche presenti nella stazione Sud sono i seguenti:

- Potenza nominale 250 MVA
- Rapporto nominale 380/150 kV
- Gruppo e collegamento Yyn0
- $V_{\max, \text{prim}} = 420 \text{ kV}$
- $V_{\text{esercizio, prim}} = 380 \text{ kV}$
- $V_{\max, \text{sec}} = 170 \text{ kV}$
- $V_{\text{esercizio, sec}} = 150 \text{ kV}$
- $F_n = 50 \text{ Hz}$
- Tipologia di raffreddamento OFAF
- $V_{\text{cc}\%} = 11,6\%$ sulla presa centrale (tolleranza $\pm 10\%$)
- OLTC $380 \pm 5 \times 2\% \text{ kV}$, MR/ABB
- Corrente di tenuta al corto circuito = 63 kA
- Corrente a vuoto = 0,1% di I_n a $V_{\text{esercizio}}$, 0,3% di I_n a $1,1 \times V_{\text{esercizio}}$
- Tensioni di prova dell'avvolgimento primario:
 - Tensione indotta di breve durata a freq. industriale (fase-terra) = 570 kV
 - Tensione indotta di lunga durata a freq. industriale (fase-terra) = 412 kV

	Rev. 0	Data: Agosto 2023	El: BI028F-D-PAL-RT-16-r00	Pag. 7
			RELAZIONE CORTO CIRCUITO	

- Tensione di tenuta a impulso atmosferico=1300 kV
- Tensioni di prova dell'avvolgimento secondario:
 - Tensione di tenuta a frequenza industriale (solo neutro) = 140 kV
 - Tensione di tenuta a impulso atmosferico=650 kV
- Isolatori passanti conformi a CEI EN 60137 e al Codice di Rete, allegato A.3, art. 9.7.12 per tensione massima dell'isolatore pari a 420 kV o 170 kV, rispettivamente per il primario e il secondario
- Linea di fuga (creepage distance) ≥ 31 mm/kV
- Salinità di prova = 56 kg/m³

4.3.2. Trasformatori

I dati caratteristici delle quattro macchine di trasformazione identiche presenti nella stazione Sud (3 pezzi) e nella stazione Nord (1 pezzo) sono i seguenti:

- Potenza nominale 100 MVA
- Rapporto nominale 150/30 kV
- $P_{\text{prim}} = 100$ MVA
- $P_{\text{sec}} = 100$ MVA
- Gruppo e collegamento YNd11
- $V_{\text{max,prim}} = 170$ kV
- $V_{\text{esercizio,prim}} = 150$ kV
- $V_{\text{max,sec}} = 36$ kV
- $V_{\text{esercizio,sec}} = 30$ kV
- Tensione di tenuta a frequenza industriale=325 kV
- Tensione di tenuta a impulso atmosferico=750 kV
- $F_n = 50$ Hz
- Tipologia di raffreddamento ONAN/ONAF
- $V_{\text{cc}\%} = 14,6$ % (sia al primario che al secondario)

 TERNA	Rev. 0	Data: Agosto 2023	El: BI028F-D-PAL-RT-16-r00	Pag. 8
			RELAZIONE CORTO CIRCUITO	

4.4. Cavi

Nelle simulazioni condotte si è tenuto conto della presenza delle seguenti tre tratte realizzate in cavo:

- cavo in estruso a 380 kV, tratta tra la stazione Terna di Olmedo e la stazione Sud, per una lunghezza complessiva di circa 17 km, interrata;
- cavo in estruso a 150 kV, tratta tra la stazione Sud e la stazione Nord, per una lunghezza complessiva di 7 km, interrata;
- cavo a 30 kV, tratte tra il secondario di ciascun trasformatore 150/30 kV e la cabina MT a 30 kV corrispondente internamente sia alla stazione Sud che alla stazione Nord.

Nel seguito si forniscono le caratteristiche tecniche generali dei cavi di cui sopra.

4.4.1. Cavo in estruso a 380 kV

In base alle valutazioni svolte, e tenendo conto delle prescrizioni vigenti del Codice di Rete¹, la sezione da utilizzare è stata individuata in 2500 mm² (evidenziata in giallo nella figura seguente).

¹ Allegato A.3 - Requisiti e caratteristiche di riferimento di stazioni e linee elettriche della RTN - pagg 54-56 (documento di riferimento Terna, che individua la sezione di 2500 mm² e il materiale Cu del conduttore)

Constructional data (nominal)

Nominal section area	Conductor diameter	Thickness of insulation	DC conductor resistance at 20°C	Electrostatic capacitance	Aluminium screen			Copper wire/lead sheath			Copper wire/alu sheath			Corrugated Alu sheath			Lead sheath		
					Sectional area*	Outside diameter of cable*	Weight of cable*	Sectional area*	Outside diameter of cable*	Weight of cable*	Sectional area*	Outside diameter of cable*	Weight of cable*	Sectional area*	Outside diameter of cable*	Weight of cable*	Sectional area*	Outside diameter of cable*	Weight of cable*
mm ²	mm	mm	Ω/km	μF/km	mm ²	mm	kg/m	mm ²	mm	kg/m	mm ²	mm	kg/m	mm ²	mm	kg/m	mm ²	mm	kg/m
500 R	26.7	31.5	0.0366	0.12	400	110	13	195	117	25	240	113	15	860	124	15	1840	119	34
630 R	30.3	29.8	0.0283	0.13	400	110	15	195	117	26	240	113	16	860	124	16	1850	119	35
800 R	34.7	27.7	0.0221	0.15	400	110	16	195	118	28	240	113	18	860	125	18	1850	119	36
1000 R	38.8	25.8	0.0176	0.17	410	111	18	195	118	29	240	113	19	860	125	19	1860	119	38
1000 S	40.0	24.6	0.0176	0.18	410	111	18	195	118	30	240	113	20	860	125	19	1860	119	38
1200 S	42.5	25.3	0.0151	0.18	420	115	20	185	123	32	240	118	21	930	129	21	1860	123	40
1600 S	48.9	25.8	0.0113	0.20	420	122	26	170	131	39	230	125	27	1030	137	27	1840	130	46
1600 S En	48.9	25.8	0.0113	0.20	420	122	26	170	131	39	230	125	27	1030	137	27	1840	130	46
2000 S	57.2	25.5	0.0090	0.22	450	131	29	155	139	44	230	133	30	1180	146	31	1840	138	49
2000 S En	57.2	25.5	0.0090	0.22	450	131	29	155	139	44	230	133	30	1180	146	31	1840	138	49
2500 S En	63.5	25.8	0.0072	0.24	430	138	35	140	146	51	220	140	37	1290	154	38	1860	144	56
3000 S En	70.0	26.1	0.0060	0.25	420	145	39	120	154	57	220	148	40	1450	162	42	1830	152	59

*Indicative value

R : round stranded
S : segmental stranded
S En : segmental stranded enamelled

Continuous current ratings (Amperes)

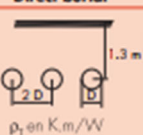
Nominal section area	Laying conditions : Trefoil formation					Laying conditions : Flat formation					Nominal section area
	Earthing conditions induced current in the metallic screen	Direct burial		In air, in gallery		Earthing conditions induced current in the metallic screen	Direct burial		In air, in gallery		
		 ρ_T en K.m/VV $\rho_T = 1,0$ T = 20°C	$\rho_T = 1,2$ T = 30°C	T = 30°C	T = 50°C		 ρ_T en K.m/VV $\rho_T = 1,0$ T = 20°C	$\rho_T = 1,2$ T = 30°C	T = 30°C	T = 50°C	
mm ²										mm ²	
500 R	Without circulating current	735	630	960	765	785	680	1 065	850	500 R	
630 R		825	705	1 100	875	890	765	1 235	990	630 R	
800 R		910	780	1 250	990	995	855	1 420	1 135	800 R	
1000 R		985	840	1 385	1 100	1 095	935	1 605	1 285	1000 R	
1000 S		1 050	895	1 490	1 180	1 160	990	1 715	1 370	1000 S	
1200 S		1 115	950	1 600	1 270	1 245	1 060	1 860	1 485	1200 S	
1600 S		1 170	995	1 720	1 360	1 320	1 125	2 015	1 610	1600 S	
1600 S En		1 255	1 065	1 855	1 470	1 430	1 220	2 195	1 755	1600 S En	
2000 S		1 245	1 055	1 890	1 495	1 430	1 215	2 255	1 800	2000 S	
2000 S En		1 360	1 150	2 090	1 650	1 590	1 355	2 540	2 025	2000 S En	
2500 S En		1 470	1 245	2 325	1 835	1 765	1 495	2 880	2 295	2500 S En	
3000 S En		1 510	1 275	2 425	1 915	1 825	1 545	3 025	2 410	3000 S En	

Figura 4.1 Data sheet cavo 380 kV (fonte: Nexans)

4.4.2. Cavo in estruso a 150 kV

In base alle valutazioni svolte, la sezione da utilizzare è stata individuata in 400 mm² (evidenziata in giallo nella figura seguente).

Constructional data (nominal)

Nominal section area	Conductor diameter	Thickness of insulation	DC conductor resistance at 20°C	Electrostatic capacitance	Aluminium screen			Copper wire/lead sheath			Copper wire/alu sheath			Corrugated Alu sheath			Lead sheath		
					Sectional area*	Outside diameter of cable*	Weight of cable*	Sectional area*	Outside diameter of cable*	Weight of cable*	Sectional area*	Outside diameter of cable*	Weight of cable*	Sectional area*	Outside diameter of cable*	Weight of cable*	Sectional area*	Outside diameter of cable*	Weight of cable*
mm ²	mm	mm	Ω/km	μF/km	mm ²	mm	kg/m	mm ²	mm	kg/m	mm ²	mm	kg/m	mm ²	mm	kg/m	mm ²	mm	kg/m
400 R	23.2	20.8	0.0470	0.15	180	82	8	65	88	15	85	85	9	470	95	9	810	87	17
500 R	26.7	19.5	0.0366	0.17	190	83	9	65	89	16	85	86	10	480	96	10	790	88	18
630 R	30.3	18.5	0.0283	0.19	190	85	11	65	91	17	85	87	11	490	98	12	810	90	20
800 R	34.7	17.6	0.0221	0.21	200	88	12	60	94	20	85	90	13	500	101	13	810	92	21
1000 R	38.8	17.0	0.0176	0.23	200	91	15	55	97	22	85	93	15	550	105	16	780	95	23
1000 S	40.0	16.7	0.0176	0.25	170	92	15	55	99	23	80	95	15	560	107	16	800	97	24
1200 S	42.5	16.7	0.0151	0.26	170	95	16	50	102	25	80	98	17	580	110	18	800	100	25
1600 S	48.9	16.4	0.0113	0.29	180	101	22	40	108	31	80	104	22	740	117	23	790	105	30
1600 S En	48.9	16.4	0.0113	0.29	180	101	22	40	108	31	80	104	22	740	117	23	790	105	30
2000 S	57.2	16.4	0.0090	0.32	160	110	25	25	117	35	75	113	25	870	126	27	830	114	34
2000 S En	57.2	16.4	0.0090	0.32	160	110	25	25	117	35	75	113	25	870	126	27	830	114	34

*Indicative value

R : round stranded
S : segmental stranded
S En : segmental stranded enamelled

Continuous current ratings (Amperes)

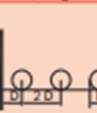
Nominal section area	Laying conditions : Trefoil formation					Laying conditions : Flat formation					Nominal section area
	Earthing conditions	Direct burial		In air, in gallery		Earthing conditions	Direct burial		In air, in gallery		
		induced current in the metallic screen		induced current in the metallic screen			induced current in the metallic screen		induced current in the metallic screen		
											
mm ²		$\rho_T = 1,0$ T = 20°C	$\rho_T = 1,2$ T = 30°C	T = 30°C	T = 50°C		$\rho_T = 1,0$ T = 20°C	$\rho_T = 1,2$ T = 30°C	T = 30°C	T = 50°C	mm ²
400 R	With circulating currents	640	550	835	665		710	615	960	775	400 R
500 R		715	615	955	760		810	700	1 125	900	500 R
630 R		860	740	1 145	910		920	795	1 305	1 045	630 R
800 R		780	670	1 065	845		835	715	1 225	980	800 R
1000 R	Without circulating current	1 040	895	1 445	1 150		1 140	980	1 700	1 360	1000 R
1000 S		1 130	970	1 575	1 250		1 220	1 045	1 815	1 455	1000 S
1200 S		1 210	1 040	1 705	1 355		1 315	1 130	1 980	1 585	1200 S
1600 S		1 275	1 090	1 840	1 460		1 395	1 200	2 160	1 730	1600 S
1600 S En		1 375	1 180	1 990	1 580		1 520	1 305	2 360	1 885	1600 S En
2000 S		1 385	1 185	2 050	1 625		1 530	1 310	2 435	1 945	2000 S
2000 S En		1 535	1 315	2 290	1 815		1 725	1 480	2 750	2 200	2000 S En

Figura 4.2 Data sheet cavo 150 kV (fonte: Nexans)

	Rev. 0	Data: Agosto 2023	El: B1028F-D-PAL-RT-16-r00	Pag. 11
			RELAZIONE CORTO CIRCUITO	

4.4.3. Cavo a 30 kV

In base alle valutazioni svolte, la sezione da utilizzare è stata individuata in 400 mm² (evidenziata in giallo nella figura seguente), conforme CPR.

MEDIA TENSIONE - CAVI A NORMA CPR / MEDIUM VOLTAGE - CPR-COMPLIANT CABLES

RG26H1M16 Afumex™
MV Power 105 PLUS
 Unipolare 12/20 kV e 18/30 kV
 Single core 12/20 kV and 18/30 kV



Unipolare - conduttore di rame / Single core - copper conductor - RG26H1M16

sezione nominale	diametro indicativo conduttore	diametro indicativo sull'isolante	diametro esterno massimo	massa indicativa del cavo	raggio minimo di curvatura(*)
conductor cross-section	approximate conductor diameter	approximate insulation diameter	maximum outer diameter	approximate cable mass	minimum bending radius(*)
(mm ²)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(mm)

Dati costruttivi / Construction charact. - 12/20 kV

70	9,8	19,2	32,8	1590	430
95	11,4	20,6	34,5	1880	450
120	12,9	22,1	36,4	2200	480
150	14,2	23,6	37,0	2520	500
185	15,9	25,5	39,5	2974	539
240	18,3	27,9	42,4	3600	570

Dati costruttivi / Construction charact. - 18/30 kV

95	11,4	26,0	40,0	2340	530
120	12,9	26,9	41,1	2590	550
150	14,2	27,8	42,5	2920	560
185	15,9	29,1	44,1	3300	580
240	18,3	31,5	45,1	3950	620
300	20,5	34,3	48,6	4720	660
400	22,9	36,9	51,8	5670	700
500	26,2	40,4	56,0	6930	760
630	30,0	45,0	61,7	8680	830

sezione nominale	posa in aria in piano	a trifoglio	in piano p=1 °C. m/W	posa interrata a trifoglio in piano p=2 °C. m/W	a trifoglio
conductor cross-section	open air installation flat	trefoil	flat p=1 °C. m/W	underground installation trefoil	trefoil p=2 °C. m/W
(mm ²)	(A)	(A)	(A)	(A)	(A)

Caratt. elettriche / Electrical charact. - 12/20 kV

70	364	326	295	285	226	219
95	443	396	353	342	269	261
120	510	457	400	389	304	295
150	577	519	447	436	339	330
185	659	596	504	493	381	372
240	776	704	582	571	438	430

Caratt. elettriche / Electrical charact. - 18/30 kV

95	435	396	349	338	269	261
120	502	456	397	385	304	296
150	568	518	444	433	339	331
185	651	594	501	490	381	373
240	765	701	578	568	438	430
300	869	802	648	640	490	484
400	994	925	751	726	550	548
500	1135	1069	820	822	615	618
630	1288	1228	915	924	685	693

(*) durante la posa / during laying

Figura 4.3 Data sheet cavo 30 kV (fonte: Prysmian)

	Rev. 0	Data: Agosto 2023	El: BI028F-D-PAL-RT-16-r00	Pag. 12
			RELAZIONE CORTO CIRCUITO	

5. CONFIGURAZIONE DI RETE

Il calcolo delle correnti di corto circuito è stato eseguito nella seguente configurazione:

- Connessione attiva tramite rete AT 380 kV alla stazione Terna di Olmedo;
- Sezione AT 380 kV della stazione Sud regolarmente in servizio;
- Sezione AT 150 kV della stazione Sud regolarmente in servizio;
- Sezione AT 150 kV della stazione Nord regolarmente in servizio
- Tutti i generatori fotovoltaici in servizio alla piena potenza;
- Fattore di tensione 'c' in accordo alla norma;
- Resistenza dei cavi riferita a 20°.

Le risultanze sono riportate negli allegati "A" e "B" al presente documento.

6. CONCLUSIONI

I valori risultanti ottenuti dalla simulazione per il calcolo delle correnti di corto circuito sono riepilogati nella seguente figura:

Short-Circuit Summary Report

3-Phase, LG, LL, LLG Fault Currents		3-Phase Fault						Line-to-Ground Fault						Line-to-Line Fault						*Line-to-Line-to-Ground					
ID	Bus	kV	I ^r k	ip	I _k	I ^r k	ip	I _b	I _k	I ^r k	ip	I _b	I _k	I ^r k	ip	I _b	I _k	I ^r k	ip	I _b	I _k	I ^r k	ip	I _b	I _k
30kV BB1		30.000	14.101	37.766	14.101	1.401	3.752	1.401	1.401	12.212	32.707	12.212	12.212	12.240	32.781	12.240	12.240	12.240	32.781	12.240	12.240	12.240	32.781	12.240	12.240
30kV BB2		30.000	14.101	37.766	14.101	1.401	3.752	1.401	1.401	12.212	32.707	12.212	12.212	12.240	32.781	12.240	12.240	12.240	32.781	12.240	12.240	12.240	32.781	12.240	12.240
30kV BB3		30.000	14.101	37.766	14.101	1.401	3.752	1.401	1.401	12.212	32.707	12.212	12.212	12.240	32.781	12.240	12.240	12.240	32.781	12.240	12.240	12.240	32.781	12.240	12.240
30kV BB4		30.000	13.695	36.188	13.695	1.398	3.694	1.398	1.398	11.860	31.340	11.860	11.860	11.884	31.404	11.884	11.884	11.884	31.404	11.884	11.884	11.884	31.404	11.884	11.884
30kV T1		30.000	14.116	37.834	14.116	1.401	3.754	1.401	1.401	12.225	32.766	12.225	12.225	12.253	32.840	12.253	12.253	12.253	32.840	12.253	12.253	12.253	32.840	12.253	12.253
30kV T2		30.000	14.116	37.834	14.116	1.401	3.754	1.401	1.401	12.225	32.766	12.225	12.225	12.253	32.840	12.253	12.253	12.253	32.840	12.253	12.253	12.253	32.840	12.253	12.253
30kV T3		30.000	14.116	37.834	14.116	1.401	3.754	1.401	1.401	12.225	32.766	12.225	12.225	12.253	32.840	12.253	12.253	12.253	32.840	12.253	12.253	12.253	32.840	12.253	12.253
30kV T4		30.000	13.709	36.249	13.709	1.398	3.697	1.398	1.398	11.872	31.393	11.872	11.872	11.896	31.458	11.896	11.896	11.896	31.458	11.896	11.896	11.896	31.458	11.896	11.896
150kV ATR1		150.000	12.725	33.342	12.725	13.367	35.024	13.367	13.367	11.021	28.875	11.021	11.021	13.105	34.337	13.105	13.105	13.105	34.337	13.105	13.105	13.105	34.337	13.105	13.105
150kV ATR2		150.000	12.725	33.342	12.725	13.367	35.024	13.367	13.367	11.021	28.875	11.021	11.021	13.105	34.337	13.105	13.105	13.105	34.337	13.105	13.105	13.105	34.337	13.105	13.105
150kV SS NORD		150.000	10.852	26.845	10.852	11.176	27.646	11.176	11.176	9.398	23.248	9.398	9.398	11.754	29.077	11.754	11.754	11.754	29.077	11.754	11.754	11.754	29.077	11.754	11.754
150kV SS SUD BB1		150.000	12.725	33.342	12.725	13.367	35.024	13.367	13.367	11.021	28.875	11.021	11.021	13.105	34.337	13.105	13.105	13.105	34.337	13.105	13.105	13.105	34.337	13.105	13.105
150kV SS SUD BB2		150.000	12.725	33.342	12.725	13.367	35.024	13.367	13.367	11.021	28.875	11.021	11.021	13.105	34.337	13.105	13.105	13.105	34.337	13.105	13.105	13.105	34.337	13.105	13.105
400kV SS SUD		400.000	11.337	28.245	11.337	7.072	17.619	7.072	7.072	9.818	24.461	9.818	9.818	10.208	25.433	10.208	10.208	10.208	25.433	10.208	10.208	10.208	25.433	10.208	10.208

All fault currents are in rms kA. Current ip is calculated using Method C.

* LLG fault current is the larger of the two faulted line currents.

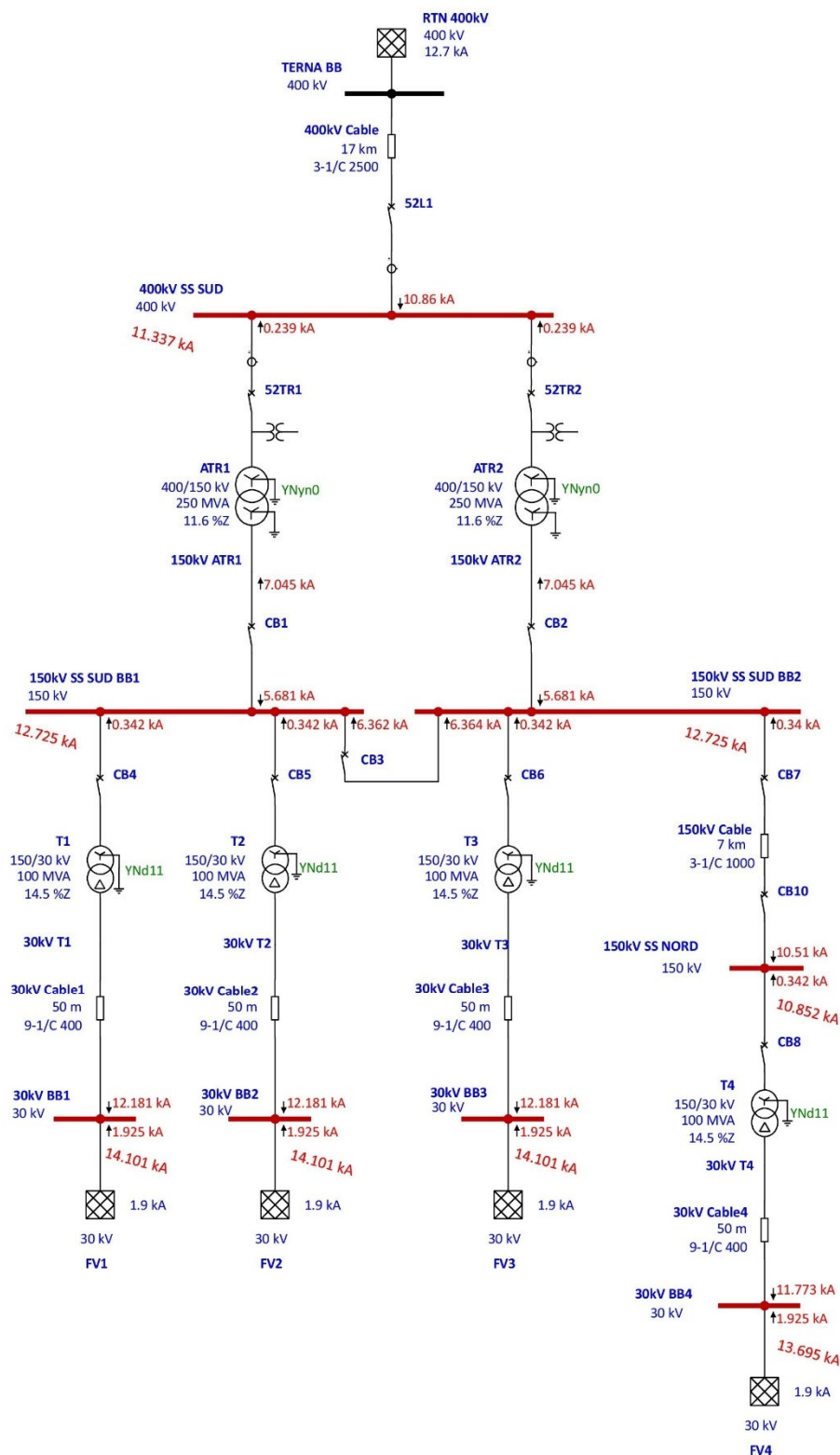
Figura 6.1 Valori calcolati delle correnti di corto circuito

 TECNITALIA	Rev. 0	Data: Agosto 2023	El: BI028F-D-PAL-RT-16-r00	Pag. 14
			RELAZIONE CORTO CIRCUITO	

ALLEGATO “A”

SCHEMA UNIFILARE CON RISULTANZE

One-Line Diagram - Generale | Short-Circuit Analysis | SC TOT



	Rev. 0	Data: Agosto 2023	El: BI028F-D-PAL-RT-16-r00	Pag. 16
			RELAZIONE CORTO CIRCUITO	

ALLEGATO “B”

DETTAGLI DI CALCOLO

Project:	Fotovoltaico 400MW	ETAP	Page:	1
Location:	Palmadula (SS)	22.5.0C	Date:	01-08-2023
Contract:			SN:	IMPELSYSTEM
Engineer:		Study Case: SC_TOT	Revision:	Base
Filename:	Palmadula		Config.:	Normal

Electrical Transient Analyzer Program

Short-Circuit Analysis

IEC 60909 Standard

3-Phase, LG, LL, & LLG Fault Currents

	Swing	V-Control	Load	Total			
Number of Buses:	1	0	14	15			

	XFMR2	XFMR3	Reactor	Line/Cable/ Busway	Impedance	Tie PD	Total
Number of Branches:	6	0	0	6	0	3	15

	Synchronous Generator	Power Grid	Synchronous Motor	Induction Machines	Lumped Load	Inverter	Total
Number of Machines:	0	5	0	0	0	0	5

System Frequency:	50.00
Unit System:	Metric
Project Filename:	Palmadula
Output Filename:	D:\Commesse\475 - PAL\ETAP\SC_AT.SI2S

Project:	Fotovoltaico 400MW	ETAP	Page:	2
Location:	Palmadula (SS)	22.5.0C	Date:	01-08-2023
Contract:			SN:	IMPELSYSTEM
Engineer:		Study Case: SC_TOT	Revision:	Base
Filename:	Palmadula		Config.:	Normal

Adjustments

Tolerance	Apply Adjustments	Individual /Global	Percent
Transformer Impedance:	Yes	Individual	
Reactor Impedance:	Yes	Individual	
Overload Heater Resistance:	No		
Transmission Line Length:	No		
Cable / Busway Length:	No		

Temperature Correction	Apply Adjustments	Individual /Global	Degree C
Transmission Line Resistance:	Yes	Individual	
Cable / Busway Resistance:	Yes	Individual	

Project:	Fotovoltaico 400MW	ETAP	Page:	3
Location:	Palmadula (SS)	22.5.0C	Date:	01-08-2023
Contract:			SN:	IMPELSYSTEM
Engineer:		Study Case: SC_TOT	Revision:	Base
Filename:	Palmadula		Config.:	Normal

Bus Input Data

Bus					Initial Voltage	
ID	Type	Nom. kV	Base kV	Sub-sys	%Mag.	Ang.
30kV BB1	Load	30.000	30.000	1	100.46	30.00
30kV BB2	Load	30.000	30.000	1	100.45	30.00
30kV BB3	Load	30.000	30.000	1	100.45	30.00
30kV BB4	Load	30.000	30.000	1	100.98	30.00
30kV T1	Load	30.000	30.000	1	100.44	30.00
30kV T2	Load	30.000	30.000	1	100.44	30.00
30kV T3	Load	30.000	30.000	1	100.44	30.00
30kV T4	Load	30.000	30.000	1	100.97	30.00
150kV ATR1	Load	150.000	150.000	1	99.72	5.46
150kV ATR2	Load	150.000	150.000	1	99.72	5.46
150kV SS NORD	Load	150.000	150.000	1	99.90	5.72
150kV SS SUD BB1	Load	150.000	150.000	1	99.72	5.46
150kV SS SUD BB2	Load	150.000	150.000	1	99.72	5.46
400kV SS SUD	Load	400.000	400.000	1	100.20	0.45
TERNA BB	SWNG	400.000	400.000	1	100.00	0.00

15 Buses Total

All voltages reported by ETAP are in % of bus Nominal kV.
Base kV values of buses are calculated and used internally by ETAP .

Project:	Fotovoltaico 400MW	ETAP	Page:	4
Location:	Palmadula (SS)	22.5.0C	Date:	01-08-2023
Contract:			SN:	IMPELSYSTEM
Engineer:		Study Case: SC_TOT	Revision:	Base
Filename:	Palmadula		Config.:	Normal

Line/Cable/Busway Input Data

ohms or siemens per 1000 m per Conductor (Cable) or per Phase (Line/Busway)

Line/Cable/Busway		Length										
ID	Library	Size	Adj. (m)	% Tol.	#/Phase	T (°C)	R1	X1	Y1	R0	X0	Y0
30kV Cable1	33NCUS1	400	50.0	0.0	3	75	0.0610416	0.116	0.0001029	0.0970562	0.29464	
30kV Cable2	33MCUS1	400	50.0	0.0	3	75	0.0610416	0.116	0.0000858	0.192281	0.28536	
30kV Cable3	33MCUS1	400	50.0	0.0	3	75	0.0610416	0.116	0.0000858	0.192281	0.28536	
30kV Cable4	33MCUS1	400	50.0	0.0	3	75	0.0610416	0.116	0.0000858	0.192281	0.28536	
150kV Cable	138NCUS1	1000	7000.0	0.0	1	75	0.068842	0.1913823		0.6289659	0.2597332	
400kV Cable	220NCUN1	2500	17000.0	0.0	1	75	0.0105011	0.19932	0.00009	0.1530904	0.0733	0.00009

Line / Cable / Busway resistances are listed at the specified temperatures.

Project:	Fotovoltaico 400MW	ETAP	Page:	5
Location:	Palmadula (SS)	22.5.0C	Date:	01-08-2023
Contract:			SN:	IMPELSYSTEM
Engineer:		Study Case: SC_TOT	Revision:	Base
Filename:	Palmadula		Config.:	Normal

2-Winding Transformer Input Data

Transformer	Rating					Z Variation			% Tap Setting		Adjusted	Phase Shift	
ID	MVA	Prim. kV	Sec. kV	% Z	X/R	+ 5%	- 5%	% Tol.	Prim.	Sec.	% Z	Type	Angle
ATR1	250.000	400.000	150.000	11.60	45.00	8.20	-6.20	0	0	0	11.60	YNyn	0.00
ATR2	250.000	400.000	150.000	11.60	45.00	8.20	-6.20	0	0	0	11.60	YNyn	0.00
T1	100.000	150.000	30.000	14.50	45.00	8.20	-6.20	0	0	0	14.50	YNd	-30.00
T2	100.000	150.000	30.000	14.50	45.00	8.20	-6.20	0	0	0	14.50	YNd	-30.00
T3	100.000	150.000	30.000	14.50	45.00	8.20	-6.20	0	0	0	14.50	YNd	-30.00
T4	100.000	150.000	30.000	14.50	45.00	8.20	-6.20	0	0	0	14.50	YNd	-30.00

2-Winding Transformer Grounding Input Data

Transformer	Rating			Grounding									
	ID	MVA	Prim. kV	Sec. kV	Conn.	Primary				Secondary			
					Type	Type	kV	Amp	ohm	Type	kV	Amp	ohm
	ATR1	250.000	400.000	150.000	Y/Y	Solid				Solid			
	ATR2	250.000	400.000	150.000	Y/Y	Solid				Solid			
	T1	100.000	150.000	30.000	Y/D	Solid							
	T2	100.000	150.000	30.000	Y/D	Solid							
	T3	100.000	150.000	30.000	Y/D	Solid							
	T4	100.000	150.000	30.000	Y/D	Solid							

Project:	Fotovoltaico 400MW	ETAP	Page:	6
Location:	Palmadula (SS)	22.5.0C	Date:	01-08-2023
Contract:			SN:	IMPELSYSTEM
Engineer:		Study Case: SC_TOT	Revision:	Base
Filename:	Palmadula		Config.:	Normal

Branch Connections

CKT/Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVAh			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
ATR1	2W XFMR	400kV SS SUD	150kV ATR1	0.10	4.53	4.53	
ATR2	2W XFMR	400kV SS SUD	150kV ATR2	0.10	4.53	4.53	
T1	2W XFMR	150kV SS SUD BB1	30kV T1	0.31	13.94	13.94	
T2	2W XFMR	150kV SS SUD BB1	30kV T2	0.31	13.94	13.94	
T3	2W XFMR	150kV SS SUD BB2	30kV T3	0.31	13.94	13.94	
T4	2W XFMR	150kV SS NORD	30kV T4	0.31	13.94	13.94	
30kV Cable1	Cable	30kV T1	30kV BB1	0.01	0.02	0.02	0.0138915
30kV Cable2	Cable	30kV T2	30kV BB2	0.01	0.02	0.02	0.0115830
30kV Cable3	Cable	30kV T3	30kV BB3	0.01	0.02	0.02	0.0115830
30kV Cable4	Cable	30kV T4	30kV BB4	0.01	0.02	0.02	0.0115830
150kV Cable	Cable	150kV SS SUD BB2	150kV SS NORD	0.21	0.60	0.63	
400kV Cable	Cable	TERNA BB	400kV SS SUD	0.01	0.21	0.21	244.8000031
CB1	Tie Breakr	150kV ATR1	150kV SS SUD BB1				
CB2	Tie Breakr	150kV ATR2	150kV SS SUD BB2				
CB3	Tie Breakr	150kV SS SUD BB1	150kV SS SUD BB2				

Project:	Fotovoltaico 400MW	ETAP	Page:	7
Location:	Palmadula (SS)	22.5.0C	Date:	01-08-2023
Contract:			SN:	IMPELSYSTEM
Engineer:		Study Case: SC_TOT	Revision:	Base
Filename:	Palmadula		Config.:	Normal

Power Grid Input Data

Power Grid ID	Connected Bus ID	Rating		% Impedance 100 MVA Base			Grounding Type
		MVASC	kV	R	X"	R/X"	
FV1	30kV BB1	100.000	30.000	9.95037	99.50372	0.10	Wye - Solid
FV2	30kV BB2	100.000	30.000	9.95037	99.50372	0.10	Wye - Solid
FV3	30kV BB3	100.000	30.000	9.95037	99.50372	0.10	Wye - Solid
FV4	30kV BB4	100.000	30.000	9.95037	99.50372	0.10	Wye - Solid
RTN 400kV	TERNA BB	8798.817	400.000	0.11309	1.13088	0.10	Wye - Solid

Total Connected Power Grids (= 5): 9198.817 MVA

Project: Fotovoltaico 400MW

Location: Palmadula (SS)

Contract:

Engineer:

Filename: Palmadula

ETAP

22.5.0C

Study Case: SC_TOT

Page: 8

Date: 01-08-2023

SN: IMPELSYSTEM

Revision: Base

Config.: Normal

SHORT- CIRCUIT REPORT

Fault at bus: 30kV BB1
Nominal kV = 30.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
30kV BB1	Total	0.00	14.101	0.00	180.83	181.49	1.401	1.401	5.79E+001	1.50E+001	4.21E+001	4.21E+002
30kV T1	30kV BB1	0.15	12.181	0.01	180.84	181.49	0.807	0.000	5.03E+001	1.74E+001		
FV1	30kV BB1	110.00	1.925	110.00	110.00	110.00	0.594	1.401	1.09E+001	1.09E+002	4.21E+001	4.21E+002
150kV SS SUD BB1	30kV T1	88.37	12.181	108.95	108.91	110.00	0.807	0.000	4.92E+001	1.74E+001		
Initial Symmetrical Current (kA, rms)		3-Phase		L-G		L-L		L-L-G				
		14.101		1.401		12.212		12.240				
Peak Current (kA), Method C		37.766		3.752		32.707		32.781				
Breaking Current (kA, rms, symm)				1.401		12.212		12.240				
Steady State Current (kA, rms)		14.101		1.401		12.212		12.240				

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer.
* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer.

Project: Fotovoltaico 400MW

Location: Palmadula (SS)

Contract:

Engineer:

Filename: Palmadula

ETAP

22.5.0C

Study Case: SC_TOT

Page: 11

Date: 01-08-2023

SN: IMPELSYSTEM

Revision: Base

Config.: Normal

Fault at bus: 30kV BB4

Nominal kV = 30.000

Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
30kV BB4	Total	0.00	13.695	0.00	180.62	181.18	1.398	1.398	7.46E+001	1.54E+001	4.21E+001	4.21E+002
30kV T4	30kV BB4	0.15	11.773	0.01	180.62	181.19	0.801	0.000	7.17E+001	1.80E+001		
FV4	30kV BB4	110.00	1.925	110.00	110.00	110.00	0.597	1.398	1.09E+001	1.09E+002	4.21E+001	4.21E+002
150kV SS NORD	30kV T4	85.41	11.773	108.74	108.75	110.00	0.801	0.000	7.06E+001	1.79E+001		
Initial Symmetrical Current (kA, rms)		3-Phase		L-G		L-L		L-L-G				
		:		13.695		1.398		11.860		11.884		
Peak Current (kA), Method C		:		36.188		3.694		31.340		31.404		
Breaking Current (kA, rms, symm)		:				1.398		11.860		11.884		
Steady State Current (kA, rms)		:		13.695		1.398		11.860		11.884		

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer.

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer.

Project: Fotovoltaico 400MW

Location: Palmadula (SS)

Contract:

Engineer:

Filename: Palmadula

ETAP

22.5.0C

Study Case: SC_TOT

Page: 12

Date: 01-08-2023

SN: IMPELSYSTEM

Revision: Base

Config.: Normal

Fault at bus: 30kV T1

Nominal kV = 30.000

Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
30kV T1	Total	0.00	14.116	0.00	180.84	181.50	1.401	1.401	5.71E+001	1.50E+001	4.21E+001	4.21E+002
30kV BB1	30kV T1	0.02	1.924	0.02	180.83	181.49	0.594	1.401	1.10E+001	1.09E+002	4.21E+001	4.21E+002
150kV SS SUD BB1	30kV T1	88.34	12.196	108.95	108.91	110.00	0.807	0.000	4.92E+001	1.74E+001		
FV1	30kV BB1	110.00	1.924	110.00	110.00	110.00	0.594	1.401	1.09E+001	1.09E+002	4.21E+001	4.21E+002
30kV T2	150kV SS SUD BB1	90.78	0.067	108.73	109.67	109.70	0.004	0.000 *	3.08E+002	6.01E+001		
150kV SS NORD	150kV SS SUD BB2	88.45	0.067	108.95	108.91	110.00	0.004	0.000	3.10E+002	6.08E+001		
30kV T3	150kV SS SUD BB2	90.78	0.067	108.73	109.67	109.70	0.004	0.000 *	3.08E+002	6.01E+001		
400kV SS SUD	150kV ATR2	101.52	1.119	109.58	109.58	110.00	0.064	0.000	1.87E+001	2.85E+000		
400kV SS SUD	150kV ATR1	101.52	1.119	109.58	109.58	110.00	0.064	0.000	1.87E+001	2.85E+000		
Initial Symmetrical Current (kA, rms)			3-Phase	L-G		L-L		L-L-G				
		:	14.116	1.401		12.225		12.253				
Peak Current (kA), Method C		:	37.834	3.754		32.766		32.840				
Breaking Current (kA, rms, symm)		:		1.401		12.225		12.253				
Steady State Current (kA, rms)		:	14.116	1.401		12.225		12.253				

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer.

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer.

Project: Fotovoltaico 400MW

Location: Palmadula (SS)

Contract:

Engineer:

Filename: Palmadula

ETAP

22.5.0C

Study Case: SC_TOT

Page: 13

Date: 01-08-2023

SN: IMPELSYSTEM

Revision: Base

Config.: Normal

Fault at bus: 30kV T2

Nominal kV = 30.000

Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
30kV T2	Total	0.00	14.116	0.00	180.84	181.50	1.401	1.401	5.71E+001	1.50E+001	4.22E+001	4.21E+002
30kV BB2	30kV T2	0.02	1.924	0.02	180.83	181.49	0.594	1.401	1.10E+001	1.09E+002	4.22E+001	4.21E+002
150kV SS SUD BB1	30kV T2	88.34	12.196	108.95	108.91	110.00	0.807	0.000	4.92E+001	1.74E+001		
FV2	30kV BB2	110.00	1.924	110.00	110.00	110.00	0.594	1.401	1.09E+001	1.09E+002	4.21E+001	4.21E+002
30kV T1	150kV SS SUD BB1	90.78	0.067	108.73	109.67	109.70	0.004	0.000 *	3.08E+002	6.01E+001		
150kV SS NORD	150kV SS SUD BB2	88.45	0.067	108.95	108.91	110.00	0.004	0.000	3.10E+002	6.08E+001		
30kV T3	150kV SS SUD BB2	90.78	0.067	108.73	109.67	109.70	0.004	0.000 *	3.08E+002	6.01E+001		
400kV SS SUD	150kV ATR2	101.52	1.119	109.58	109.58	110.00	0.064	0.000	1.87E+001	2.85E+000		
400kV SS SUD	150kV ATR1	101.52	1.119	109.58	109.58	110.00	0.064	0.000	1.87E+001	2.85E+000		
Initial Symmetrical Current (kA, rms)			3-Phase	L-G		L-L		L-L-G				
		:	14.116	1.401		12.225		12.253				
Peak Current (kA), Method C		:	37.834	3.754		32.766		32.840				
Breaking Current (kA, rms, symm)		:		1.401		12.225		12.253				
Steady State Current (kA, rms)		:	14.116	1.401		12.225		12.253				

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer.

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer.

Project: Fotovoltaico 400MW

Location: Palmadula (SS)

Contract:

Engineer:

Filename: Palmadula

ETAP

22.5.0C

Study Case: SC_TOT

Page: 14

Date: 01-08-2023

SN: IMPELSYSTEM

Revision: Base

Config.: Normal

Fault at bus: 30kV T3
Nominal kV = 30.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
30kV T3	Total	0.00	14.116	0.00	180.84	181.50	1.401	1.401	5.71E+001	1.50E+001	4.22E+001	4.21E+002
30kV BB3	30kV T3	0.02	1.924	0.02	180.83	181.49	0.594	1.401	1.10E+001	1.09E+002	4.22E+001	4.21E+002
150kV SS SUD BB2	30kV T3	88.34	12.196	108.95	108.91	110.00	0.807	0.000	4.92E+001	1.74E+001		
FV3	30kV BB3	110.00	1.924	110.00	110.00	110.00	0.594	1.401	1.09E+001	1.09E+002	4.21E+001	4.21E+002
150kV SS NORD	150kV SS SUD BB2	88.45	0.067	108.95	108.91	110.00	0.004	0.000	3.10E+002	6.08E+001		
30kV T1	150kV SS SUD BB1	90.78	0.067	108.73	109.67	109.70	0.004	0.000 *	3.08E+002	6.01E+001		
30kV T2	150kV SS SUD BB1	90.78	0.067	108.73	109.67	109.70	0.004	0.000 *	3.08E+002	6.01E+001		
400kV SS SUD	150kV ATR1	101.52	1.119	109.58	109.58	110.00	0.064	0.000	1.87E+001	2.85E+000		
400kV SS SUD	150kV ATR2	101.52	1.119	109.58	109.58	110.00	0.064	0.000	1.87E+001	2.85E+000		
Initial Symmetrical Current (kA, rms)		3-Phase		L-G		L-L		L-L-G				
			14.116	1.401		12.225		12.253				
Peak Current (kA), Method C			37.834	3.754		32.766		32.840				
Breaking Current (kA, rms, symm)				1.401		12.225		12.253				
Steady State Current (kA, rms)			14.116	1.401		12.225		12.253				

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer.
* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer.

Project: Fotovoltaico 400MW

Location: Palmadula (SS)

Contract:

Engineer:

Filename: Palmadula

ETAP

22.5.0C

Study Case: SC_TOT

Page: 15

Date: 01-08-2023

SN: IMPELSYSTEM

Revision: Base

Config.: Normal

Fault at bus: 30kV T4

Nominal kV = 30.000

Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
30kV T4	Total	0.00	13.709	0.00	180.62	181.20	1.398	1.398	7.38E+001	1.54E+001	4.22E+001	4.21E+002
30kV BB4	30kV T4	0.02	1.924	0.02	180.62	181.18	0.597	1.398	1.10E+001	1.09E+002	4.22E+001	4.21E+002
150kV SS NORD	30kV T4	85.38	11.787	108.74	108.75	110.00	0.801	0.000	7.06E+001	1.79E+001		
FV4	30kV BB4	110.00	1.924	110.00	110.00	110.00	0.597	1.398	1.09E+001	1.09E+002	4.21E+001	4.21E+002
150kV SS SUD BB2	150kV SS NORD	89.07	2.357	108.96	108.91	110.00	0.139	0.000	8.67E+000	1.96E+000		
Initial Symmetrical Current (kA, rms)		3-Phase		L-G		L-L		L-L-G				
Peak Current (kA), Method C												
Breaking Current (kA, rms, symm)												
Steady State Current (kA, rms)												

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer.

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer.

Project: Fotovoltaico 400MW

Location: Palmadula (SS)

Contract:

Engineer:

Filename: Palmadula

ETAP

22.5.0C

Study Case: SC_TOT

Page: 16

Date: 01-08-2023

SN: IMPELSYSTEM

Revision: Base

Config.: Normal

Fault at bus: 150kV ATR1
Nominal kV = 150.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
150kV ATR1	Total	0.00	12.725	0.00	107.10	107.57	13.367	13.367	1.81E+001	3.32E+000	1.77E+001	2.84E+000
400kV SS SUD	150kV ATR1	66.91	5.681	52.04	116.93	116.81	4.418	1.321	3.72E+001	7.44E+000	2.83E+000	2.87E+001
30kV T1	150kV SS SUD BB1	12.37	0.342	66.07	110.00	65.44	1.149	2.731 *	1.13E+001	1.23E+002	3.10E+001	1.39E+001
30kV T2	150kV SS SUD BB1	12.37	0.342	66.07	110.00	65.44	1.149	2.731 *	1.13E+001	1.23E+002	3.10E+001	1.39E+001
150kV SS NORD	150kV SS SUD BB2	0.56	0.340	4.96	109.66	103.03	1.088	2.552	1.15E+001	1.24E+002	2.27E+000	1.47E+001
30kV T3	150kV SS SUD BB2	12.37	0.342	66.07	110.00	65.44	1.149	2.731 *	1.13E+001	1.23E+002	3.10E+001	1.39E+001
400kV SS SUD	150kV ATR2	66.91	5.681	52.04	116.93	116.81	4.418	1.321	3.72E+001	7.44E+000	2.83E+000	2.87E+001
TERNA BB	400kV SS SUD	73.17	4.261	56.62	118.37	117.68	3.314	0.990	1.36E+001	1.46E+000	1.36E+000	1.21E+001
30kV BB1	30kV T1	12.39	1.708	66.07	110.00	65.45	1.036	0.000	7.12E+001	8.73E+001		
30kV BB2	30kV T2	12.39	1.708	66.07	110.00	65.45	1.036	0.000	7.12E+001	8.73E+001		
30kV T4	150kV SS NORD	12.84	0.340	66.17	110.00	65.66	1.088	2.552 *	1.13E+001	1.23E+002	3.10E+001	1.39E+001
30kV BB3	30kV T3	12.39	1.708	66.07	110.00	65.45	1.036	0.000	7.12E+001	8.73E+001		
Initial Symmetrical Current (kA, rms)		:	12.725	13.367	11.021	13.105						
Peak Current (kA), Method C		:	33.342	35.024	28.875	34.337						
Breaking Current (kA, rms, symm)		:	13.367	11.021	13.105							
Steady State Current (kA, rms)		:	12.725	13.367	11.021	13.105						

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer.
* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer.

Project: Fotovoltaico 400MW

Location: Palmadula (SS)

Contract:

Engineer:

Filename: Palmadula

ETAP

22.5.0C

Study Case: SC_TOT

Page: 17

Date: 01-08-2023

SN: IMPELSYSTEM

Revision: Base

Config.: Normal

Fault at bus: 150kV ATR2
Nominal kV = 150.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
150kV ATR2	Total	0.00	12.725	0.00	107.10	107.57	13.367	13.367	1.81E+001	3.32E+000	1.77E+001	2.84E+000
400kV SS SUD	150kV ATR2	66.91	5.681	52.04	116.93	116.81	4.418	1.321	3.72E+001	7.44E+000	2.83E+000	2.87E+001
150kV SS NORD	150kV SS SUD BB2	0.56	0.340	4.96	109.66	103.03	1.088	2.552	1.15E+001	1.24E+002	2.27E+000	1.47E+001
30kV T3	150kV SS SUD BB2	12.37	0.342	66.07	110.00	65.44	1.149	2.731 *	1.13E+001	1.23E+002	3.10E+001	1.39E+001
30kV T1	150kV SS SUD BB1	12.37	0.342	66.07	110.00	65.44	1.149	2.731 *	1.13E+001	1.23E+002	3.10E+001	1.39E+001
30kV T2	150kV SS SUD BB1	12.37	0.342	66.07	110.00	65.44	1.149	2.731 *	1.13E+001	1.23E+002	3.10E+001	1.39E+001
400kV SS SUD	150kV ATR1	66.91	5.681	52.04	116.93	116.81	4.418	1.321	3.72E+001	7.44E+000	2.83E+000	2.87E+001
TERNA BB	400kV SS SUD	73.17	4.261	56.62	118.37	117.68	3.314	0.990	1.36E+001	1.46E+000	1.36E+000	1.21E+001
30kV T4	150kV SS NORD	12.84	0.340	66.17	110.00	65.66	1.088	2.552 *	1.13E+001	1.23E+002	3.10E+001	1.39E+001
30kV BB3	30kV T3	12.39	1.708	66.07	110.00	65.45	1.036	0.000	7.12E+001	8.73E+001		
30kV BB1	30kV T1	12.39	1.708	66.07	110.00	65.45	1.036	0.000	7.12E+001	8.73E+001		
30kV BB2	30kV T2	12.39	1.708	66.07	110.00	65.45	1.036	0.000	7.12E+001	8.73E+001		
		3-Phase	L-G	L-L	L-L-G							
Initial Symmetrical Current (kA, rms)		:	12.725	13.367	11.021	13.105						
Peak Current (kA), Method C		:	33.342	35.024	28.875	34.337						
Breaking Current (kA, rms, symm)		:		13.367	11.021	13.105						
Steady State Current (kA, rms)		:	12.725	13.367	11.021	13.105						

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer.
* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer.

Project: Fotovoltaico 400MW

Location: Palmadula (SS)

Contract:

Engineer:

Filename: Palmadula

ETAP

22.5.0C

Study Case: SC_TOT

Page: 18

Date: 01-08-2023

SN: IMPELSYSTEM

Revision: Base

Config.: Normal

Fault at bus: 150kV SS NORD
Nominal kV = 150.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
150kV SS NORD	Total	0.00	10.852	0.00	100.93	116.35	11.176	11.176	3.83E+001	3.88E+000	1.22E+000	3.42E+000
150kV SS SUD BB2	150kV SS NORD	17.28	10.510	25.63	108.82	104.71	10.024	8.460	3.96E+001	4.01E+000	2.10E+000	4.32E+000
30kV T4	150kV SS NORD	12.37	0.342	63.20	110.00	69.82	1.197	2.915 *	1.13E+001	1.23E+002	3.10E+001	1.39E+001
30kV T3	150kV SS SUD BB2	27.35	0.290	67.70	110.00	76.28	0.910	2.134 *	1.13E+001	1.23E+002	3.10E+001	1.39E+001
30kV T1	150kV SS SUD BB1	27.35	0.290	67.70	110.00	76.28	0.910	2.134 *	1.13E+001	1.23E+002	3.10E+001	1.39E+001
30kV T2	150kV SS SUD BB1	27.35	0.290	67.70	110.00	76.28	0.910	2.134 *	1.13E+001	1.23E+002	3.10E+001	1.39E+001
400kV SS SUD	150kV ATR1	73.38	4.820	64.17	117.86	111.29	3.649	1.032	3.72E+001	7.44E+000	2.83E+000	2.87E+001
400kV SS SUD	150kV ATR2	73.38	4.820	64.17	117.86	111.29	3.649	1.032	3.72E+001	7.44E+000	2.83E+000	2.87E+001
30kV BB4	30kV T4	12.39	1.708	63.21	110.00	69.83	1.016	0.000	7.12E+001	8.73E+001		
Initial Symmetrical Current (kA, rms)		3-Phase		L-G		L-L		L-L-G				
			10.852		11.176		9.398					11.754
Peak Current (kA), Method C			26.845		27.646		23.248					29.077
Breaking Current (kA, rms, symm)					11.176		9.398					11.754
Steady State Current (kA, rms)			10.852		11.176		9.398					11.754

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer.
* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer.

Project: Fotovoltaico 400MW

Location: Palmadula (SS)

Contract:

Engineer:

Filename: Palmadula

ETAP

22.5.0C

Study Case: SC_TOT

Page: 19

Date: 01-08-2023

SN: IMPELSYSTEM

Revision: Base

Config.: Normal

Fault at bus: 150kV SS SUD BB1
Nominal kV = 150.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
150kV SS SUD BB1	Total	0.00	12.725	0.00	107.10	107.57	13.367	13.367	1.81E+001	3.32E+000	1.77E+001	2.84E+000
30kV T1	150kV SS SUD BB1	12.37	0.342	66.07	110.00	65.44	1.149	2.731 *	1.13E+001	1.23E+002	3.10E+001	1.39E+001
30kV T2	150kV SS SUD BB1	12.37	0.342	66.07	110.00	65.44	1.149	2.731 *	1.13E+001	1.23E+002	3.10E+001	1.39E+001
150kV SS NORD	150kV SS SUD BB2	0.56	0.340	4.96	109.66	103.03	1.088	2.552	1.15E+001	1.24E+002	2.27E+000	1.47E+001
30kV T3	150kV SS SUD BB2	12.37	0.342	66.07	110.00	65.44	1.149	2.731 *	1.13E+001	1.23E+002	3.10E+001	1.39E+001
400kV SS SUD	150kV ATR2	66.91	5.681	52.04	116.93	116.81	4.418	1.321	3.72E+001	7.44E+000	2.83E+000	2.87E+001
400kV SS SUD	150kV ATR1	66.91	5.681	52.04	116.93	116.81	4.418	1.321	3.72E+001	7.44E+000	2.83E+000	2.87E+001
30kV BB1	30kV T1	12.39	1.708	66.07	110.00	65.45	1.036	0.000	7.12E+001	8.73E+001		
30kV BB2	30kV T2	12.39	1.708	66.07	110.00	65.45	1.036	0.000	7.12E+001	8.73E+001		
30kV T4	150kV SS NORD	12.84	0.340	66.17	110.00	65.66	1.088	2.552 *	1.13E+001	1.23E+002	3.10E+001	1.39E+001
30kV BB3	30kV T3	12.39	1.708	66.07	110.00	65.45	1.036	0.000	7.12E+001	8.73E+001		
TERNA BB	400kV SS SUD	73.17	4.261	56.62	118.37	117.68	3.314	0.990	1.36E+001	1.46E+000	1.36E+000	1.21E+001
		3-Phase		L-G		L-L		L-L-G				
Initial Symmetrical Current (kA, rms)		:		12.725		13.367		11.021		13.105		
Peak Current (kA), Method C		:		33.342		35.024		28.875		34.337		
Breaking Current (kA, rms, symm)		:				13.367		11.021		13.105		
Steady State Current (kA, rms)		:		12.725		13.367		11.021		13.105		

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer.
* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer.

Project:	Fotovoltaico 400MW	ETAP	Page:	20
Location:	Palmadula (SS)	22.5.0C	Date:	01-08-2023
Contract:			SN:	IMPELSYSTEM
Engineer:		Study Case: SC_TOT	Revision:	Base
Filename:	Palmadula		Config.:	Normal

Fault at bus: **150kV SS SUD BB2**
Nominal kV = 150.000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
150kV SS SUD BB2	Total	0.00	12.725	0.00	107.10	107.57	13.367	13.367	1.81E+001	3.32E+000	1.77E+001	2.84E+000
150kV SS NORD	150kV SS SUD BB2	0.56	0.340	4.96	109.66	103.03	1.088	2.552	1.15E+001	1.24E+002	2.27E+000	1.47E+001
30kV T3	150kV SS SUD BB2	12.37	0.342	66.07	110.00	65.44	1.149	2.731 *	1.13E+001	1.23E+002	3.10E+001	1.39E+001
30kV T1	150kV SS SUD BB1	12.37	0.342	66.07	110.00	65.44	1.149	2.731 *	1.13E+001	1.23E+002	3.10E+001	1.39E+001
30kV T2	150kV SS SUD BB1	12.37	0.342	66.07	110.00	65.44	1.149	2.731 *	1.13E+001	1.23E+002	3.10E+001	1.39E+001
400kV SS SUD	150kV ATR1	66.91	5.681	52.04	116.93	116.81	4.418	1.321	3.72E+001	7.44E+000	2.83E+000	2.87E+001
400kV SS SUD	150kV ATR2	66.91	5.681	52.04	116.93	116.81	4.418	1.321	3.72E+001	7.44E+000	2.83E+000	2.87E+001
30kV T4	150kV SS NORD	12.84	0.340	66.17	110.00	65.66	1.088	2.552 *	1.13E+001	1.23E+002	3.10E+001	1.39E+001
30kV BB3	30kV T3	12.39	1.708	66.07	110.00	65.45	1.036	0.000	7.12E+001	8.73E+001		
30kV BB1	30kV T1	12.39	1.708	66.07	110.00	65.45	1.036	0.000	7.12E+001	8.73E+001		
30kV BB2	30kV T2	12.39	1.708	66.07	110.00	65.45	1.036	0.000	7.12E+001	8.73E+001		
TERNA BB	400kV SS SUD	73.17	4.261	56.62	118.37	117.68	3.314	0.990	1.36E+001	1.46E+000	1.36E+000	1.21E+001

		3-Phase	L-G	L-L	L-L-G
Initial Symmetrical Current (kA, rms)	:	12.725	13.367	11.021	13.105
Peak Current (kA), Method C	:	33.342	35.024	28.875	34.337
Breaking Current (kA, rms, symm)	:		13.367	11.021	13.105
Steady State Current (kA, rms)	:	12.725	13.367	11.021	13.105

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer.
* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer.

Project: Fotovoltaico 400MW

Location: Palmadula (SS)

Contract:

Engineer:

Filename: Palmadula

ETAP

22.5.0C

Study Case: SC_TOT

Page: 21

Date: 01-08-2023

SN: IMPELSYSTEM

Revision: Base

Config.: Normal

Fault at bus: 400kV SS SUD

Nominal kV = 400.000

Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
400kV SS SUD	Total	0.00	11.337	0.00	136.33	134.72	7.072	7.072	1.29E+001	1.39E+000	2.52E+001	3.93E+000
TERNA BB	400kV SS SUD	15.96	10.860	7.18	138.94	136.14	5.278	2.289	1.36E+001	1.46E+000	1.36E+000	1.21E+001
150kV ATR1	400kV SS SUD	7.49	0.239	28.17	120.32	119.61	0.897	2.393	5.76E+000	6.63E+001	4.78E+001	1.16E+001
150kV ATR2	400kV SS SUD	7.49	0.239	28.17	120.32	119.61	0.897	2.393	5.76E+000	6.63E+001	4.78E+001	1.16E+001
RTN 400kV	TERNA BB	110.00	10.860	110.00	110.00	110.00	5.278	2.289	1.24E+001	1.24E+000	1.20E+000	1.20E+001
30kV T1	150kV SS SUD BB1	19.02	0.318	83.91	110.00	82.60	1.215	3.249 *	1.13E+001	1.23E+002	3.10E+001	1.39E+001
30kV T2	150kV SS SUD BB1	19.02	0.318	83.91	110.00	82.60	1.215	3.249 *	1.13E+001	1.23E+002	3.10E+001	1.39E+001
150kV SS NORD	150kV SS SUD BB2	7.99	0.317	31.49	122.50	114.16	1.143	3.036	1.15E+001	1.24E+002	2.27E+000	1.47E+001
30kV T3	150kV SS SUD BB2	19.02	0.318	83.91	110.00	82.60	1.215	3.249 *	1.13E+001	1.23E+002	3.10E+001	1.39E+001
Initial Symmetrical Current (kA, rms)		3-Phase		L-G		L-L		L-L-G				
		11.337		7.072		9.818		10.208				
Peak Current (kA), Method C		28.245		17.619		24.461		25.433				
Breaking Current (kA, rms, symm)				7.072		9.818		10.208				
Steady State Current (kA, rms)		11.337		7.072		9.818		10.208				

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer.

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer.

Project: Fotovoltaico 400MW

Location: Palmadula (SS)

Contract:

Engineer:

Filename: Palmadula

ETAP

22.5.0C

Study Case: SC_TOT

Page: 22

Date: 01-08-2023

SN: IMPELSYSTEM

Revision: Base

Config.: Normal

Short-Circuit Summary Report

3-Phase, LG, LL, LLG Fault Currents

Bus		3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault				Line-to-Line Fault				*Line-to-Line-to-Ground			
ID	kV	I"k	ip	Ik	I"k	ip	Ib	Ik	I"k	ip	Ib	Ik	I"k	ip	Ib	Ik
30kV BB1	30.000	14.101	37.766	14.101	1.401	3.752	1.401	1.401	12.212	32.707	12.212	12.212	12.240	32.781	12.240	12.240
30kV BB2	30.000	14.101	37.766	14.101	1.401	3.752	1.401	1.401	12.212	32.707	12.212	12.212	12.240	32.781	12.240	12.240
30kV BB3	30.000	14.101	37.766	14.101	1.401	3.752	1.401	1.401	12.212	32.707	12.212	12.212	12.240	32.781	12.240	12.240
30kV BB4	30.000	13.695	36.188	13.695	1.398	3.694	1.398	1.398	11.860	31.340	11.860	11.860	11.884	31.404	11.884	11.884
30kV T1	30.000	14.116	37.834	14.116	1.401	3.754	1.401	1.401	12.225	32.766	12.225	12.225	12.253	32.840	12.253	12.253
30kV T2	30.000	14.116	37.834	14.116	1.401	3.754	1.401	1.401	12.225	32.766	12.225	12.225	12.253	32.840	12.253	12.253
30kV T3	30.000	14.116	37.834	14.116	1.401	3.754	1.401	1.401	12.225	32.766	12.225	12.225	12.253	32.840	12.253	12.253
30kV T4	30.000	13.709	36.249	13.709	1.398	3.697	1.398	1.398	11.872	31.393	11.872	11.872	11.896	31.458	11.896	11.896
150kV ATR1	150.000	12.725	33.342	12.725	13.367	35.024	13.367	13.367	11.021	28.875	11.021	11.021	13.105	34.337	13.105	13.105
150kV ATR2	150.000	12.725	33.342	12.725	13.367	35.024	13.367	13.367	11.021	28.875	11.021	11.021	13.105	34.337	13.105	13.105
150kV SS NORD	150.000	10.852	26.845	10.852	11.176	27.646	11.176	11.176	9.398	23.248	9.398	9.398	11.754	29.077	11.754	11.754
150kV SS SUD BB1	150.000	12.725	33.342	12.725	13.367	35.024	13.367	13.367	11.021	28.875	11.021	11.021	13.105	34.337	13.105	13.105
150kV SS SUD BB2	150.000	12.725	33.342	12.725	13.367	35.024	13.367	13.367	11.021	28.875	11.021	11.021	13.105	34.337	13.105	13.105
400kV SS SUD	400.000	11.337	28.245	11.337	7.072	17.619	7.072	7.072	9.818	24.461	9.818	9.818	10.208	25.433	10.208	10.208

All fault currents are in rms kA. Current ip is calculated using Method C.

* LLG fault current is the larger of the two faulted line currents.

Project:	Fotovoltaico 400MW	ETAP	Page:	23
Location:	Palmadula (SS)	22.5.0C	Date:	01-08-2023
Contract:			SN:	IMPELSYSTEM
Engineer:		Study Case: SC_TOT	Revision:	Base
Filename:	Palmadula		Config.:	Normal

Sequence Impedance Summary Report

Bus		Positive Seq. Imp. (ohm)			Negative Seq. Imp. (ohm)			Zero Seq. Imp. (ohm)			Fault Zf (ohm)		
ID	kV	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance
30kV BB1	30.000	0.05215	1.35012	1.35113	0.05215	1.35012	1.35113	3.79160	37.91601	38.10512	0.00000	0.00000	0.00000
30kV BB2	30.000	0.05215	1.35012	1.35113	0.05215	1.35012	1.35113	3.79160	37.91601	38.10512	0.00000	0.00000	0.00000
30kV BB3	30.000	0.05215	1.35012	1.35113	0.05215	1.35012	1.35113	3.79160	37.91601	38.10512	0.00000	0.00000	0.00000
30kV BB4	30.000	0.06717	1.38962	1.39124	0.06717	1.38962	1.39124	3.79160	37.91601	38.10512	0.00000	0.00000	0.00000
30kV T1	30.000	0.05137	1.34873	1.34971	0.05137	1.34873	1.34971	3.79322	37.92092	38.11016	0.00000	0.00000	0.00000
30kV T2	30.000	0.05137	1.34873	1.34971	0.05137	1.34873	1.34971	3.79481	37.92076	38.11017	0.00000	0.00000	0.00000
30kV T3	30.000	0.05137	1.34873	1.34971	0.05137	1.34873	1.34971	3.79481	37.92076	38.11017	0.00000	0.00000	0.00000
30kV T4	30.000	0.06641	1.38825	1.38983	0.06641	1.38825	1.38983	3.79481	37.92076	38.11017	0.00000	0.00000	0.00000
150kV ATR1	150.000	0.40669	7.47494	7.48599	0.40669	7.47494	7.48599	0.39724	6.39559	6.40791	0.00000	0.00000	0.00000
150kV ATR2	150.000	0.40669	7.47494	7.48599	0.40669	7.47494	7.48599	0.39724	6.39559	6.40791	0.00000	0.00000	0.00000
150kV SS NORD	150.000	0.86160	8.73629	8.77868	0.86160	8.73629	8.77868	2.75472	7.70460	8.18226	0.00000	0.00000	0.00000
150kV SS SUD BB1	150.000	0.40669	7.47494	7.48599	0.40669	7.47494	7.48599	0.39724	6.39559	6.40791	0.00000	0.00000	0.00000
150kV SS SUD BB2	150.000	0.40669	7.47494	7.48599	0.40669	7.47494	7.48599	0.39724	6.39559	6.40791	0.00000	0.00000	0.00000
400kV SS SUD	400.000	2.07177	22.31227	22.40824	2.07177	22.31227	22.40824	4.03559	62.83501	62.96447	0.00000	0.00000	0.00000

Project:	Fotovoltaico 400MW	ETAP	Page:	24
Location:	Palmadula (SS)	22.5.0C	Date:	01-08-2023
Contract:			SN:	IMPELSYSTEM
Engineer:		Study Case: SC_TOT	Revision:	Base
Filename:	Palmadula		Config.:	Normal

Branch (earth-fault factor) Summary Report

Bus		EFF/Kc (LG)	EFF/Kc (LLG)
ID	kV		
30kV BB1	30.000	1.81	1.62
30kV BB2	30.000	1.81	1.62
30kV BB3	30.000	1.81	1.62
30kV BB4	30.000	1.81	1.62
30kV T1	30.000	1.82	1.62
30kV T2	30.000	1.82	1.62
30kV T3	30.000	1.82	1.62
30kV T4	30.000	1.81	1.62
150kV ATR1	150.000	1.08	1.04
150kV ATR2	150.000	1.08	1.04
150kV SS NORD	150.000	1.16	1.08
150kV SS SUD BB1	150.000	1.08	1.04
150kV SS SUD BB2	150.000	1.08	1.04
400kV SS SUD	400.000	1.36	1.40