



REGIONE BASILICATA



PROVINCIA di MATERA



COMUNE di TRICARICO

Committente:



ADEST S.r.l. via Amendola n° 21 – 75100

Amministratore Unico: **Luca O. Leone**



Progetto DEFINITIVO: **Parco Eolico "CORONA PRIMA"**

Oggetto:

**VALUTAZIONE DI IMPATTO
ELETTROMAGNETICO - CALCOLO DELLE
FASCE DI RISPETTO**

Progettisti:

Ing. Luca O. LEONE - Geol. Francesco P. TRALLI

N.	Data/Date	Descrizione/Description	Preparato/Prepared	Visto/Checked	Approvato/Approved
0.	19/10/2018	Emissione	L.P.	L.L.	L.L.
1.	25/01/2019	Revisione	L.P.	L.L.	L.L.
2.					
3.					

INDICE

INDICE	2
PREMESSA	3
DIFFERENZA TRA CAMPI INDOTTI DA LINEE ELETTRICHE AEREE E CAVI INTERRATI	6
ANALISI DELL'IMPATTO ELETTROMAGNETICO DELL'IMPIANTO EOLICO IN PROGETTO	8
VALORE DEL CAMPO ELETTRICO E MAGNETICO INDOTTO DAI CAVIDOTTI INTERRATI	12
CABINA DI TRASFORMAZIONE	15
CALCOLO DELLE FASCE DI RISPETTO	11
CONCLUSIONI SULL'IMPATTO ELETTROMAGNETICO INDOTTO DAL CAVIDOTTO E DALLA CABINA DI TRASFORMAZIONE	17

PREMESSA

Il *D.P.C.M. 8 luglio 2003* prescrive che il proprietario/gestore comunichi alle autorità competenti l'ampiezza delle fasce di rispetto e i dati utilizzati per il loro calcolo.

Lo studio di impatto elettromagnetico si rende necessario al fine di una valutazione del campo elettrico e magnetico nei riguardi della popolazione. In particolare "la fascia di rispetto", di cui al DM 29-5-08 "*Metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto degli elettrodotti*", viene calcolata tenendo conto dell'elettrodotto (o cavidotto) e delle cabine utente AT.

Al calcolo della "*fascia di rispetto*" segue la verifica dell'assenza di recettori sensibili all'interno di tale fascia: aree gioco per l'infanzia, ambienti abitativi, ambienti scolastici, luoghi adibiti a permanenze non inferiori a 4 ore giornaliere.

Poiché le linee di trasporto e di distribuzione dell'energia elettrica (elettrodotti), hanno in Europa una frequenza di 50 Hz i campi elettrici e magnetici rientrano nella cosiddetta banda ELF (30 - 300 Hz, bassa frequenza).

Il progetto riguarda l'installazione di **15** aerogeneratori avente la potenza massima di **2,2 MW** per complessivi **33 MW** da realizzare nel **Comune di Tricarico – Matera**.

Lo studio che segue viene condotto per l'aerogeneratore avente le seguenti caratteristiche:

Modello	Potenza MW	Altezza mozzo m	Diametro rotore m	Altezza massima complessi
Vestas V120	2,2	95	120	155

Basse frequenze

I limiti per le basse frequenze sono imposti dal D.P.C.M. 8-7-03, pubblicato sulla G.U. n.200 del 29 Agosto 2003, "Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni a campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti".

I valori limite fissati nel caso di esposizione a campi elettrici e magnetici alla frequenza di 50 Hz sono riportati nella seguente tabella:

	Campo Elettrico [kV/m]	Induzione Magnetica [μT]
Limite di esposizione	5	100
Valore di attenzione	-	10
Obiettivo di qualità	-	3

Il decreto prevede, nel caso del limite di esposizione, che i valori di campo elettrico e campo magnetico siano espressi come valori efficaci mentre, per il valore di attenzione e l'obiettivo di qualità, l'induzione magnetica è da intendersi come mediana dei valori nell'arco delle 24 ore nelle normali condizioni di esercizio, in corrispondenza di aree gioco per l'infanzia, in ambienti abitativi, in ambienti scolastici e nei luoghi adibiti a permanenze non inferiori a quattro ore giornaliere.

Si fa notare che i suddetti limiti non si applicano ai lavoratori professionalmente esposti che operano nel settore della costruzione, manutenzione, etc. poiché quest'ultimi sono sottoposti ad una differente normativa.

I campi ELF, contraddistinti da frequenze estremamente basse, sono caratterizzabili mediante la semplificazione delle equazioni di Maxwell dei "campi elettromagnetici quasi statici" e quindi da due entità distinte:

- **il campo elettrico**, generato dalla presenza di cariche elettriche o tensioni e quindi direttamente proporzionale al valore della tensione di linea;
- **il campo magnetico**, generato invece dalle correnti elettriche.

Dagli elettrodotti si genera sia un campo elettrico che un campo magnetico.

Campo elettrico

Il campo elettrico è legato in maniera direttamente proporzionale alla tensione della sorgente; esso si attenua, allontanandosi da un elettrodotto, come l'inverso della distanza dai conduttori. I valori efficaci delle tensioni di linea variano debolmente con le correnti che le attraversano, pertanto l'intensità del campo elettrico può considerarsi, in prima approssimazione, costante. La presenza di alberi, oggetti conduttori o edifici in prossimità delle linee riduce l'intensità del campo elettrico e, in particolare all'interno degli edifici, si possono misurare intensità di campo fino a 10 (anche 100) volte inferiori a quelle rilevabili all'esterno.

Campo magnetico

L'intensità del campo magnetico generato in corrispondenza di un elettrodotto dipende invece dall'intensità della corrente circolante nel conduttore; tale flusso risulta estremamente variabile sia nell'arco di una giornata sia su scala temporale maggiore quale quella stagionale.

Non c'è alcun effetto schermante nei confronti dei campi magnetici da parte di edifici, alberi o altri oggetti vicini alla linea: quindi all'interno di eventuali edifici circostanti si può misurare un campo magnetico d'intensità comparabile a quello riscontrabile all'esterno. Ne consegue che sia campo elettrico che campo magnetico decadono all'aumentare della distanza dalla linea elettrica, ma mentre il campo elettrico, è facilmente schermabile da oggetti quali legno, metallo, ma anche alberi ed edifici, il campo magnetico non è schermabile dalla maggior parte dei materiali di uso comune.

DIFFERENZA TRA CAMPI INDOTTI DA LINEE ELETTRICHE AEREE E CAVI INTERRATI

Campo elettrico

Il campo elettrico risulta ridotto in maniera significativa per l'effetto combinato dovuto alla speciale guaina metallica schermante del cavo ed alla presenza del terreno che presenta una conducibilità elevata. Per le linee elettriche di MT a 50 Hz, **i campi elettrici misurati attraverso prove sperimentali sono risultati praticamente nulli**, per l'effetto schermante delle guaine metalliche e del terreno sovrastante i cavi interrati.

Campo magnetico

Le grandezze che determinano l'intensità del campo magnetico circostante un elettrodotto sono principalmente:

- distanza dalle sorgenti (conduttori);
- intensità delle sorgenti (correnti di linea);
- disposizione e distanza tra sorgenti (distanza mutua tra i conduttori di fase);
- presenza di sorgenti compensatrici;
- suddivisione delle sorgenti (terne multiple).

I metodi di controllo del campo magnetico si basano principalmente sulla riduzione della distanza tra le fasi, sull'installazione di circuiti addizionali (spire) nei quali circolano correnti di schermo, sull'utilizzazione di circuiti in doppia terna a fasi incrociate e sull'utilizzazione di linee in cavo.

I valori di campo magnetico risultano notevolmente abbattuti mediante interrimento degli elettrodotti. Questi saranno posti a circa 1,5- 1,85 metri di profondità e sono composti da un conduttore cilindrico, una guaina isolante, una guaina conduttrice (la quale funge da schermante per i disturbi esterni, i quali sono più acuti nel sottosuolo in quanto il terreno è molto più conduttore dell'aria) e un rivestimento produttivo.

I cavi interrati generano, a parità di corrente trasportata, un campo magnetico al livello del suolo più intenso degli elettrodotti aerei (circa il doppio), però l'intensità di campo magnetico si riduce molto più rapidamente con la distanza (i circa 80 m diventano in questo caso circa 24). Tra i vantaggi collegati all'impiego dei cavi interrati sono da considerare i valori d'intensità di campo magnetico che decrescono molto più rapidamente con la distanza. Tra gli svantaggi sono da considerare i problemi di perdita di energia legati alla potenza reattiva (produzione, oltre ad una certa lunghezza del cavo, di una corrente capacitiva, dovuta all'interazione tra il cavo ed il terreno stesso, che si contrappone a quella di trasmissione). Altri metodi con i quali ridurre i valori d'intensità di campo elettrico e magnetico possono essere quelli di usare "linee compatte", dove i cavi vengono avvicinati tra di loro in quanto questi sono isolati con delle membrane isolanti. Queste portano ad una riduzione del campo magnetico. Confrontando il campo magnetico generato da linee aeree con quello generato da cavi interrati, si rileva che per i cavi interrati l'intensità massima del campo magnetico è più elevata, ma presenta un'attenuazione più pronunciata.

NEL SEGUITO SI RICHIAMANO LE PRINCIPALI NORME:

- **CEI 211-7** “Guida per la misura e per la valutazione dei campi elettromagnetici nell’intervallo di frequenza 10 kHz – 300 GHz, con riferimento all’esposizione umana” (01/2001).
- **CEI 106-11** “Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 (Art. 6) – Parte 1: Linee elettriche aeree e in cavo” (02/2006);
- **CEI 106-12** “Guida pratica ai metodi e criteri di riduzione dei campi magnetici prodotti dalle cabine elettriche MT/BT” (05/2006).

In particolare, per quanto riguarda il calcolo dell’induzione magnetica e la determinazione delle fasce si è tenuto conto delle indicazioni tecniche previste nel decreto del 29 maggio 2008 e nelle Norme CEI 106-11 e CEI 106-12 nelle quali viene ripreso il modello di calcolo normalizzato della Norma CEI 211-4 e vengono proposte, in aggiunta, delle formule analitiche approssimate che permettono il calcolo immediato dell’induzione magnetica ad una data distanza dal centro geometrico della linea elettrica.

Ai fini della presente relazione è utile richiamare le seguenti definizioni valide per gli elettrodotti e le cabine di trasformazione (*cfr.* Decreto 29/05/2008):

Linee elettriche

Le linee corrispondono ai collegamenti con conduttori elettrici aerei o in cavo, delimitati da organi di manovra, che permettono di unire due o più impianti (Centrali di Produzione, Stazioni Elettriche, Cabine di Trasformazione primarie e secondarie, cabine utente AT allo stesso livello di tensione.

Cabine di trasformazione

Nell’ambito di una rete elettrica, la cabina di trasformazione corrisponde ad un’officina elettrica destinata alla modifica (trasformazione e/o conversione) dell’energia elettrica transitante in modo da renderla adatta a soddisfare le richieste della successiva fase di destinazione.

Fascia di rispetto

La fascia di rispetto è lo spazio circostante un elettrodotto comprendente tutti i punti, al di sopra e al di sotto del livello del suolo, caratterizzati da un’induzione magnetica di intensità maggiore o uguale all’obiettivo di qualità.

Distanza di prima approssimazione (Dpa)

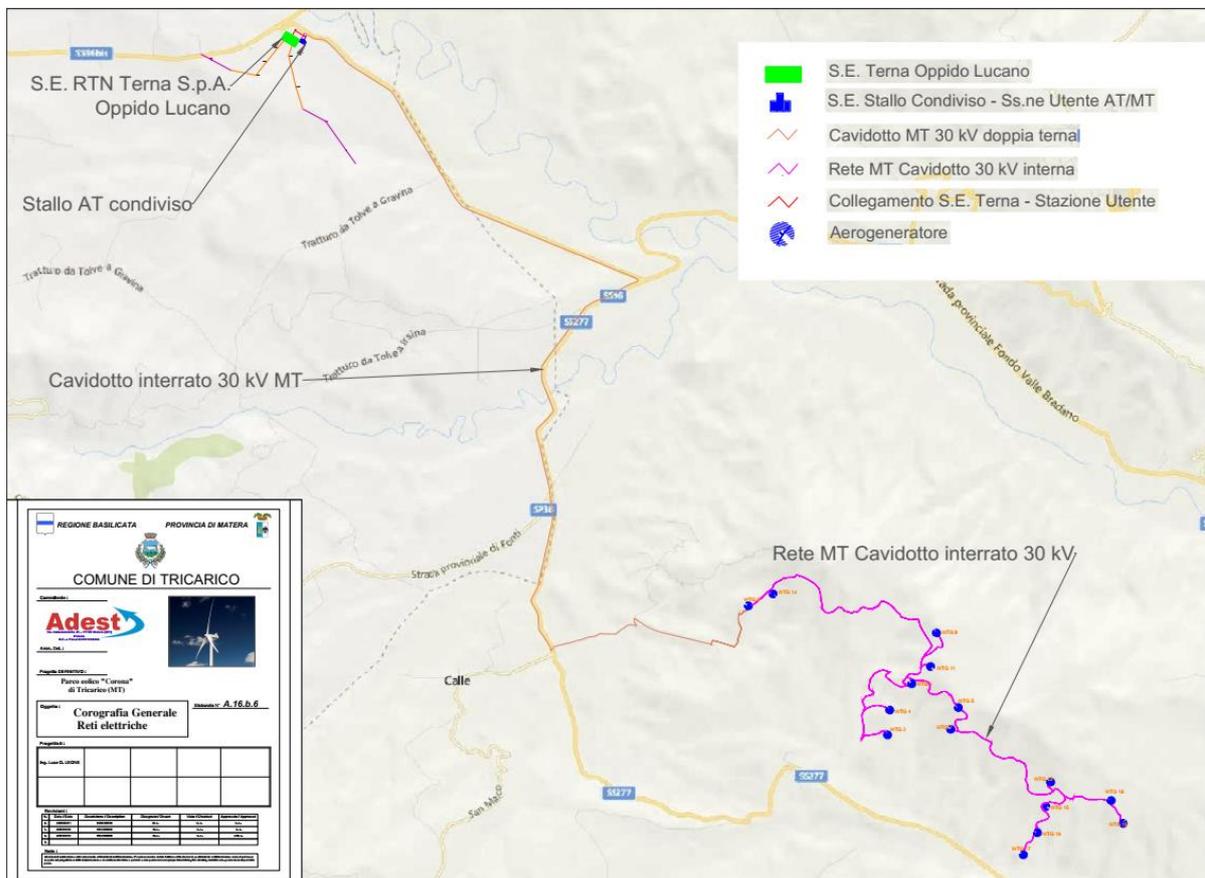
Per le **linee** è "la distanza, in pianta sul livello del suolo, dalla proiezione del centro linea che garantisce che ogni punto la cui proiezione al suolo disti dalla proiezione del centro linea più della Dpa, si trovi all’esterno delle fasce di rispetto". Per le **cabine** è la distanza, in pianta sul livello del suolo, da tutte le pareti della cabina stessa che garantisce i requisiti di cui sopra.

ANALISI DELL'IMPATTO ELETTROMAGNETICO DELL'IMPIANTO EOLICO IN PROGETTO

L'area prevista per l'installazione dell'impianto eolico è sita a **nord-est** del territorio Comunale di **Tricarico** ad una distanza, in linea d'aria, dell'aerogeneratore più vicino di oltre **8 km** dal confine del centro abitato di Tricarico e **6 km** dal comune di Grassano.

Il progetto prevede la installazione di:

- un impianto eolico costituito da **15** aerogeneratori con cabina di trasformazione 0,6/30 kV;
- la stazione utente 30/150 kV;
- il cavidotto di interconnessione (colore giallo nella figura seguente)
- il cavidotto esterno (colore magenta nella figura seguente) per raggiungere la stazione TERNA di Oppido Lucano

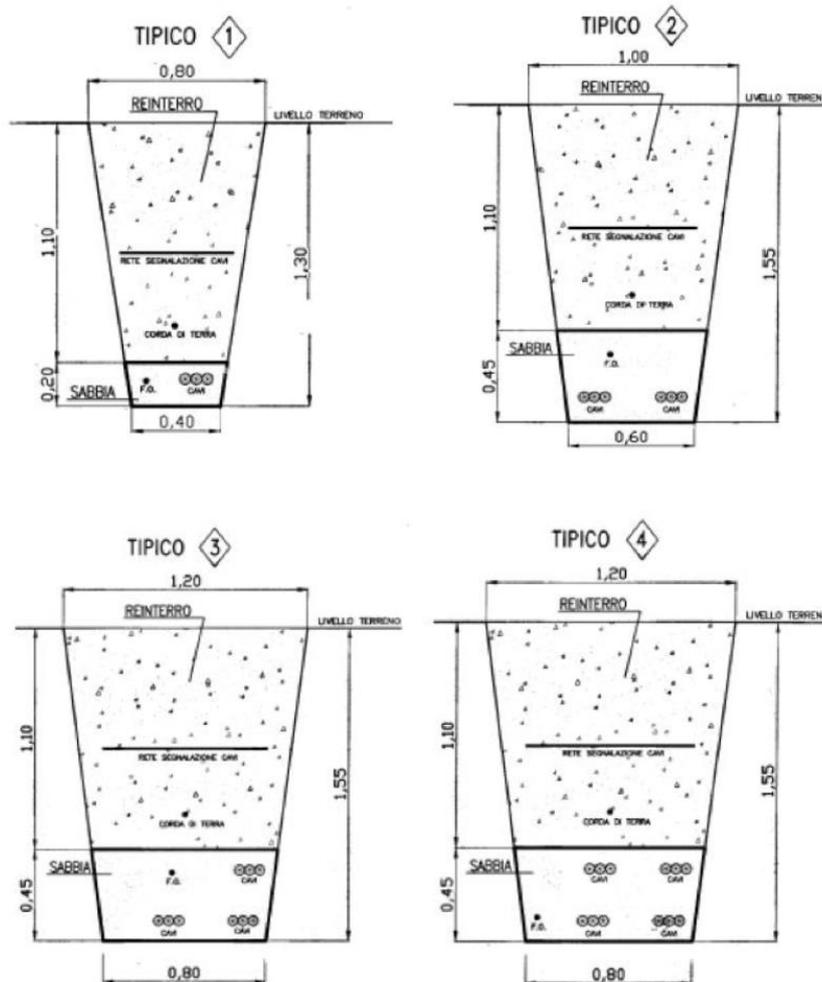


Per garantire una sufficiente elasticità ed indipendenza di esercizio, gli aerogeneratori sono collegati a gruppi con linee elettriche indipendenti per ciascun gruppo, garantendo così una continuità di servizio indipendente anche durante il fuori esercizio di un tratto di cavo solo per esigenze di manutenzione.

All'interno di ogni torre è ubicato l'impianto di trasformazione per il collegamento alla cabina di raccolta connessione di progetto, questo consentirà l'elevazione della tensione al valore di trasporto: da 650 V (tensione in uscita dal generatore) a 30 kV (tensione in uscita dal trasformatore). L'energia prodotta verrà trasportata tramite cavidotti interrati (a 30kV) che saranno ubicati quasi sempre lungo la rete viaria esistente, tranne i primi tratti a partire da ogni pala e fino al raggiungimento della viabilità secondaria.

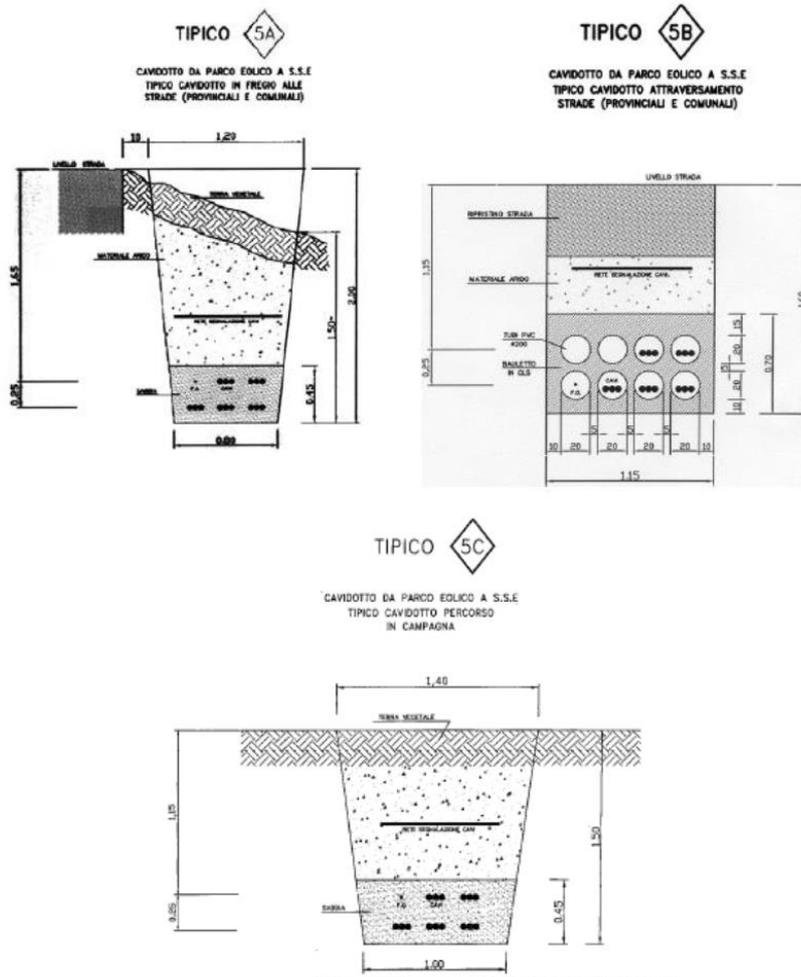
I cavidotti saranno interrati fino alla profondità massima di m.1,50. Saranno realizzati su percorsi di campagna o in fregio alle strade secondo i tipici 1-2-3-4-5A-5B-5C.

I tipici 1-2-3-4 sotto riportati sono riferiti alle vie cavo all'interno del Parco Eolico e si differenziano fra loro per il numero dei cavi contenuti.



I tipici 5A-5B-5C, sotto riportati, sono riferiti al cavidotto di interconnessione tra il Parco Eolico e la Stazione di Trasformazione e consegna:

- Il tipico 5A è riferito al cavidotto in fregio alle Strade Provinciali.
- Il tipico 5B è riferito agli attraversamenti di Strade (Provinciali e Comunali); i cavi sono posati in tubi in PVC a loro volta protetti da un bauletto di calcestruzzo.
- Il tipico 5C è riferito al cavidotto in un percorso di campagna.



I cavi di potenza sono terne unipolari del tipo ARP1HE-AIR-BAG in alluminio sezioni da 95 a 630 mm² ed idonei anche alla posa direttamente interrati senza protezione meccanica in conformità alla modalità di posa "L" figura 3.6 e punto 4.3.11 della norma CEI 11-17 Fascicolo 8402.

Per il sistema di supervisione e comunicazione è impiegato un cavo a fibra ottica con caratteristiche conformi alla sopraccitata norma CEI 11-17.

Per il collegamento equipotenziale viene impiegato un conduttore di rame nudo di sezione pari a 50mm².

CALCOLO DELLE FASCE DI RISPETTO

Linee in cavo interrato

La norma CEI106-12 indica le formule approssimate per il calcolo dell'induzione magnetica prodotta da un sistema trifase di conduttori rettilinei disposti tra loro parallelamente e percorsi da una terna di correnti equilibrate e simmetriche. Successivamente dimostra che il campo magnetico nell'intorno dei cavi avvolti ad elica è inferiore tanto più quanto è piccolo il passo dell'elica.

Nel progetto presentato si considera la condizione di posa più sfavorevole dal punto di vista di emissioni di campi elettromagnetici in considerazione che, eventuali soluzioni alternative come l'utilizzo di cavi cordati ad elica, possono solo migliorare la criticità dovuta a tale fenomeno emissivo:

- la disposizione delle terne di cavi sarà in piano. Pertanto, in tale configurazione, si applica la formula per conduttori rettilinei disposti in piano e parallelamente;
- si considera il tipico 5B perché genera una fascia di rispetto di maggiore ampiezza essendo maggiore la distanza tra i conduttori;
- gli elettrodotti interrati presentano distanze rilevanti da edifici abitati o stabilmente occupati;
- la corrente viene distribuita alternata e non continua, riducendo così le perdite a parità di tensione.

Modalità di posa elettrodotto interrato

La posa interrata dei cavi avverrà a una profondità maggiore di m.1,10 e una adeguata protezione meccanica sarà posta sui cavi stessi in conformità alla modalità di posa "L" della Norma C.E.I 11-17.

Lo scavo sarà eseguito a sezione obbligata e a profondità costante secondo il tipico applicabile.

Prima della posa dei cavi verrà ricoperto il fondo dello scavo (letto di posa) con uno strato di sabbia avente proprietà dielettriche e per uno spessore secondo il tipico applicabile.

Sarà installata una rete in PVC di colore rosso per protezione e segnalazione dei cavi interrati.

Tutti gli impianti in bassa e media tensione saranno realizzati secondo le prescrizioni della norma CEI 11-1 con particolare riferimento alla scelta dei componenti della disposizione circuitale, degli schemi elettrici, della sicurezza di esercizio.

Più in generale, le modalità di connessione saranno conformi alle disposizioni tecniche emanate dall'autorità per l'energia elettrica e il gas, al Gestore della rete di distribuzione ed in completo accordo con disposizioni e consuetudini tecniche dell'ENEL e con le regole tecniche di connessione previste dal GRTN.

VALORE DEL CAMPO ELETTRICO E MAGNETICO INDOTTO DAI CAVIDOTTI INTERRATI

Campo elettrico

Il campo elettrico risulta ridotto in maniera significativa per l'effetto combinato dovuto alla speciale guaina metallica schermante del cavo ed alla presenza del terreno che presenta una conducibilità elevata. Per le linee elettriche di MT a 50Hz, i campi elettrici misurati attraverso prove sperimentali sono risultati praticamente nulli, per l'effetto schermante delle guaine metalliche e del terreno sovrastante i cavi interrati.

Considerando:

- la tipologia di posa dei cavi previsti in progetto;
- la tipologia di cavidotto definito in progetto: trifase unipolare;

si è stimato il valore del campo elettromagnetico, o meglio le distanze dal cavidotto, che garantiscono il rispetto dei limiti normativi, mediante le formule matematiche per il calcolo del campo magnetico.

Campo magnetico

Il valore del campo magnetico indotto dipende dal valore di corrente elettrica che attraversa il conduttore, pertanto per il calcolo del valore del campo magnetico si è preso in considerazione la linea elettrica interrata destinata al trasporto dell'energia elettrica prodotta dell'intero impianto, ossia si è considerato il cavidotto che raccoglie tutta l'energia elettrica prodotta dall'impianto **eolico** (caso peggiore dal punto di vista dell'induzione di campi elettromagnetici).

Di seguito vengono riportati i risultati delle elaborazioni eseguite per determinare la DPA e la fascia di rispetto lungo le singole tratte dove si riscontra la presenza di uno o più cavi.

La situazione in esame è rappresentata da terne di cavi posati in piano lungo direttrici parallele.

La formula della distanza dal baricentro della configurazione di terne di conduttori (che rappresenta la scelta progettuale adottata per $B=3\mu T$) è la seguente:

$$B = 0,2 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{S \cdot I}{R^2}$$

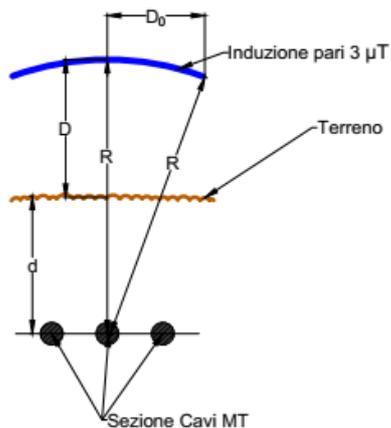
dove:

S rappresenta la distanza tra le generatrici delle terne dei conduttori

R è la distanza o raggio dal centro geometrico dei conduttori rispetto al quale corrisponde un valore di induzione magnetica B pari a $3 \mu T$.

Se a R sottraiamo la distanza di profondità di posa dei conduttori, che nel caso specifico è di circa metri 1,10 otteniamo la distanza di rispetto al di sopra del terreno.

$$D=R-d$$

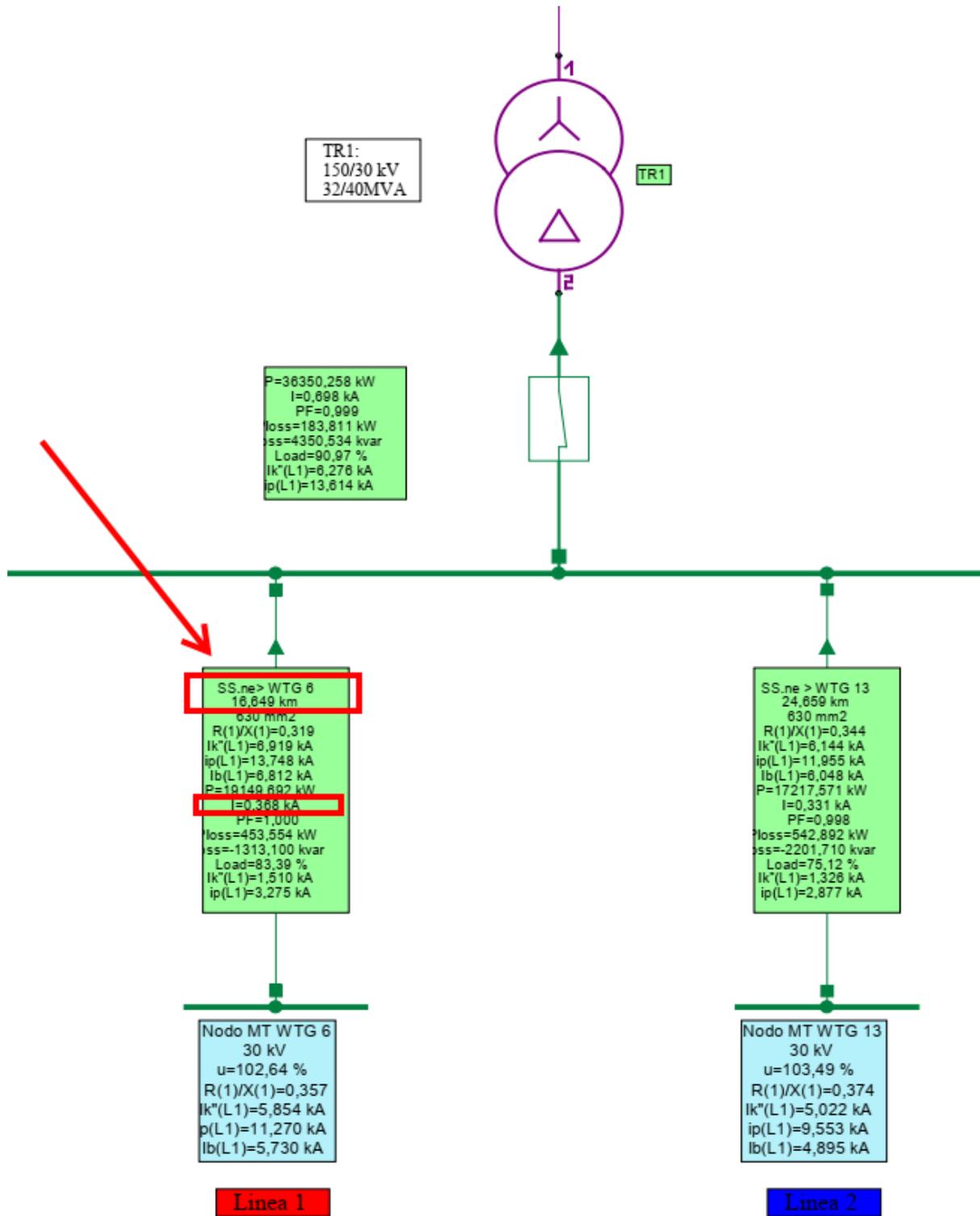


Rappresentazione grafica geometria posa cavi

Inoltre, con la relazione seguente può calcolarsi la distanza D_0 in orizzontale dopo la quale il valore della induzione magnetica scende sotto i $3 \mu\text{T}$:

$$D_0 = \sqrt{0,115 \cdot S \cdot I - d^2}$$

A seguito del calcolo dei flussi di potenza per la configurazione del parco, il cavidotto a valle dell'aerogeneratore **6**, il quale lascia l'impianto eolico per connettersi alla stazione elettrica di interconnessione, ha la configurazione più penalizzante dal punto di vista elettromagnetico (corrente di esercizio massima più elevata).



Estratto da calcolo flussi di potenza

Considerando una disposizione separata dei cavi si calcola la fascia di rispetto nella sezione più sollecitata che corrisponde all'impiego degli aerogeneratori da 2,2 MW.

Come già detto tale disposizione a "grappoli" consente una migliore gestione dell'impianto e una minore perdita energetica in caso di guasto o manutenzione.

La sezione del cavidotto che produce la maggiore intensità di campo elettromagnetico, a parità di tensione (30kW), sarà quella all'uscita dall'aerogeneratore 6 poiché comprende la linea di uscita verso la stazione Terna con il maggior numero di aerogeneratori allacciati (n.10).

Si è scelto di utilizzare cavi unipolari in alluminio, con isolamento in politene reticolato (XLPE), schermo a fili di rame, guaina in PVC, ma potranno adottarsi anche cavi cordati ad elica. In quest'ultimo caso il campo magnetico risulterà quasi nullo.

I calcoli per la determinazione della DPA sono stati eseguiti con il valore della corrente I intesa come corrente nominale di tratta riferita alle condizioni di massima potenza teorica sviluppata dai singoli aerogeneratori con l'ipotesi di posa ad profondità 1,2 m, presenza di altri cavi in trincea e resistività del terreno 1,5 mK/W.

Utilizzo degli aerogeneratori da 2,2 MW

Sezione a valle dell'intero parco eolico con 9 aerogeneratori:

- Frequenza nominale: 50 Hz
- Tensione nominale: 30 kV
- Potenza max: 19149 kW
- Corrente massima generabile alla tensione di 30kV: 368 A
- Numero di terne di conduttori: 1 da 630 mm²
- Distanza (S) tra le generatrici dei cavi: 0,30 m

Imponendo il limite di legge:

Obiettivo qualità $B = 3 \mu T \rightarrow R = 3,56 \text{ m}; D=2,36 \text{ m}; D_0 = 3,35 \text{ m}$

Se consideriamo che la profondità dei cavi sarà non inferiore a metri 1,10 il vettore R che parte dal baricentro dei cavi in direzione verticale avrà una estensione pari a $R=m.3,56$; la distanza verticale a partire dalla superficie del terreno all'interno della quale è corretto ritenere che non ci sia presenza di persone risulta pari a $D = 2,36 \text{ m}$ la stessa si estende in orizzontale per $D_0 = m.3,35$.

CABINA DI TRASFORMAZIONE

La metodologia di calcolo applicata è quella contenuta nella **Guida CEI 106-12 (2006)**. In essa vengono proposte alcune formule per il calcolo dell'induzione magnetica in riferimento alle sorgenti di campo magnetico a 50 Hz individuate all'interno delle cabina 30/150kV: le sorgenti che producono significativi valori di induzione magnetica negli ambienti esterni, dove è possibile la permanenza di persone, sono individuate dai sistemi trifase di conduttori per il trasporto di corrente elettrica, considerate normalmente equilibrate e simmetriche e con diversa disposizione geometrica. Per la determinazione della fascia di rispetto si farà riferimento al sistema trifase di conduttori percorsi dalla corrente di media tensione ed impiegati nel collegamento diretto fra il parco eolico e la stazione elettrica; la geometria considerata è quella di conduttori disposti parallelamente fra loro ed in piano, con distanza fra le fasi pari alla distanza tra i poli di connessione del trasformatore.

La formula utilizzata per il calcolo dell'induzione magnetica è la seguente:

$$B = 0,2 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{S \cdot I}{R^2}$$

dove:

B = Valore efficace del vettore induzione magnetica (μT);

I = Corrente nominale in ingresso al trasformatore elevatore (A);

S = Distanza tra i conduttori (m);

R = Distanza corrispondente all'obiettivo di qualità pari a 3 μT (m).

Relativamente alla cabina di trasformazione 30/150kV in esame, costituita da un solo trasformatore, si riportano nel seguito i dati, con riferimento alle formule precedentemente esposte:

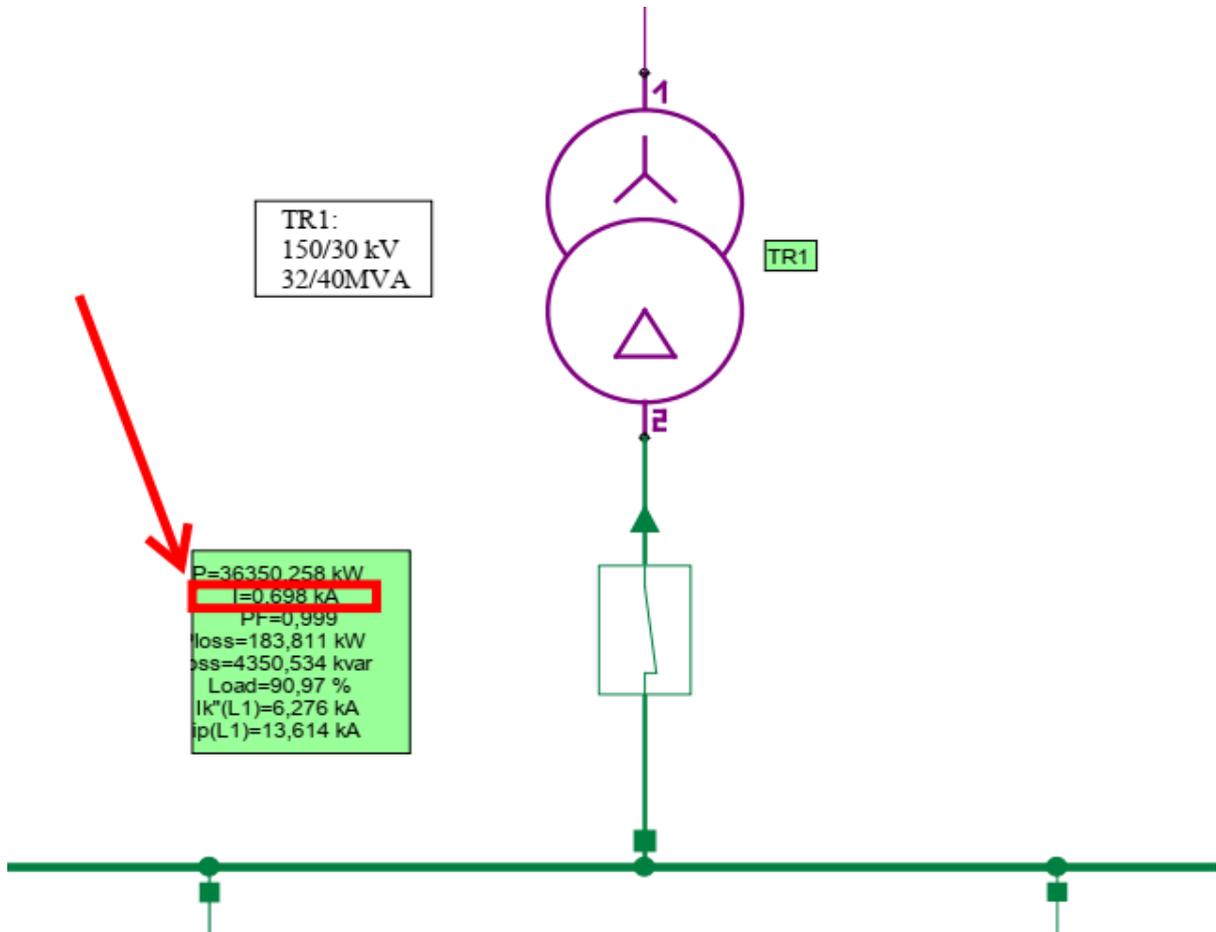
Cabina utente:

- Valore efficace del vettore induzione magnetica (μT) = 3;
- Potenza massima al secondario del trasformatore elv.: 36350 kW
- I = Corrente max calcolata in ingresso al trasformatore elev. = 698 A (FP=1);
- S = Distanza tra i conduttori (m) = 0,25;

Risulta:

Calcolo dell'ampiezza della fascia di rispetto secondo la Guida CEI 106-12:

$$\mathbf{R = 4,48\ m}$$



Estratto da calcolo flussi di potenza cabina di trasformazione

CONCLUSIONI SULL'IMPATTO ELETTROMAGNETICO INDOTTO DAL CAVIDOTTO E DALLA CABINA DI TRASFORMAZIONE

Da quanto riportato nei precedenti paragrafi, nonché nei calcoli sopra eseguiti, risulta evidente che i campi generati sono tali da rientrare nei limiti di legge.

La fascia di rispetto per il cavidotto calcolata con l'obiettivo qualità da considerarsi sull'area al di sopra dello scavo, cioè dal piano strada, risulta estesa per una distanza verticale di $D = 2,4$ m e per una estensione in orizzontale pari a $D_0 = 3,35$ m.

La fascia di rispetto per la cabina di trasformazione 30/150kV calcolata con l'obiettivo qualità da considerarsi a partire dal trasformatore risulta pari a circa $R=4,48$ m.

Dalla verifica puntuale di tutto il percorso del cavidotto e in prossimità della cabina utente 30/150kV non esistono recettori sensibili all'interno delle fasce di rispetto come sopra definite.

Pertanto, dal punto di vista della compatibilità elettromagnetica il l'impianto nel complesso è conforme alla normativa vigente.

Allegato: "Calcolo dei flussi di potenza e delle correnti di corto circuito trifase" redatto da PLC S.r.l.



**CALCOLI DEI FLUSSI DI POTENZA E DELLE CORRENTI DI
CORTO CIRCUITO TRIFASE
LOAD FLOW & SHORT CIRCUIT-**

Load Flow&short circuit-
CONDIZIONE 1

NOME DEL DOCUMENTO:	CALCOLO DEI FLUSSI DI POTENZA E DELLE CORRENTI DI CORTO CIRCUITO TRIFASE							
IMPIANTO DI:	Tricarico							
SOCIETA' COMMITTENTE:	Ibernordic							
DESCRIZIONE ATTIVITA':	Verifica del dimensionamento dei cavi MT e calcolo dei flussi di potenza, nella condizione di massima generazione dell'impianto eolico di Tricarico. Calcolo delle correnti simmetriche trifase di guasto.							
REVISIONI:	Emissione	Rev.1	Rev.2	Rev.3				
DATA:	04/05/2015	08/05/2015	07/01/2016	02/02/2016				
REDATTO:	PLC S.r.l.	PLC S.r.l.	PLC S.r.l.	PLC S.r.l.				



Condizione di Calcolo 1 : si considera l'impianto generante la sua massima potenza in condizioni di esercizio normali: congiuntore MT aperto.

Risultato dell'analisi di calcolo: **VERIFICATO.**

NEPLAN

Note:

Il calcolo dei flussi di potenza è stato realizzato mediante l'ausilio del programma NEPLAN versione 5.4.3. Si precisa con l'occasione che per convenzione le potenze erogate sono espresse con il segno "-" meno mentre con il segno "+" più gli assorbimenti

Condizioni di calcolo 1

Per il calcolo delle portate dei conduttori è stata applicata la Norma tedesca DIN VDE 276 su cui si basa il software di calcolo NEPLAN.

I coefficienti di riduzione applicati alle varie tratte sono stati calcolati dal software imponendo le "condizioni di calcolo iniziali" suggerite dalla sopra citata Norma.

Di seguito si riporta il dettaglio dei parametri utilizzati durante la simulazione per la determinazione dei coefficienti di riduzione:

- **Temperature of vicinity:** 20°C;
- **Heat resistance:** 2,5 Km/W;
- **Laying:** single core bundleled, 25 cm distance;
- **Laying:** direct in earth;
- **Kind of cables:** XLPE-AIRBAG;
- **Max operating temperature:** 105°C;
- **Degree of loading:** 1;
- **Number of circuit:** valore impostato di volta in volta a secondo della tratta;

Il calcolo è stato eseguito considerando l' impianto funzionante alla massima potenza ("condizione 1").

SOMMARIO DEI CALCOLI

From Area/Zone	P Loss kW	Q Loss kvar	P Imp kW	Q Imp kvar	P Gen kW	Q Gen kvar	P Load kW	Q Load kvar	Qc Shunt kvar	Iron Losses kW
Rete	1404,54	676,3	-28579,46	684,05	30000	0	28595	-676,3	0	81,49
Un kV	P Loss Line kW	Q Loss Line kvar	P Loss Transformer kW	Q Loss Transformer kvar						
30	989,71	-4455,48	291,11	2333,09						
150	0	0	123,73	2798,69						

	P Loss Tot.	P Loss Line	P Loss Transformer	Loss Warranty**
kW	1420,54	989,71	414,84	1486
%	4,74%	3,30%	1,38%	5,0%

Potenza reattiva capacitiva assorbita dalla Rete

Potenza reattiva capacitiva prodotta dagli aerogeneratori

DETTAGLIO DEI CALCOLI DEI FLUSSI DI POTENZA - CONDIZIONE 1

ID	Nodo	Elemento	Tipo	P	Q	I	Angolo I	Carico	Perdite P	Perdite Q	P Fe
	Nome	Nome		kW	kVar	kA	°	%	kW	kVar	kW
1683205	B-1683209	L-1683205	Carico	16	7,75	0,026	-19,5	0			
1689785	B-1689783	WTG 8	Macchina asincrona	-2000	0	1,651	-166,2	0			
1689830	B-1689828	WTG 11	Macchina asincrona	-2000	0	1,689	-165,9	0			
1689913	B-1689911	WTG 13	Macchina asincrona	-2000	0	1,65	-166	0			
1689953	B-1689951	WTG 15	Macchina asincrona	-2000	0	1,687	-165,7	0			
1690034	B-1690032	WTG 18	Macchina asincrona	-2000	0	1,682	-165,6	0			
1689742	B-1690930	WTG 14	Macchina asincrona	-2000	0	1,662	-166,6	0			
1682963	B-1690933	WTG 6	Macchina asincrona	-2000	0	1,663	-166,6	0			
1692580	B-1692578	WTG 19	Macchina asincrona	-2000	0	1,68	-165,6	0			
1692587	B-1692585	WTG 20	Macchina asincrona	-2000	0	1,679	-165,6	0			
1694537	B-1694535	WTG 5	Macchina asincrona	-2000	0	1,681	-165,8	0			
1694544	B-1694542	WTG 7	Macchina asincrona	-2000	0	1,679	-165,8	0			
1694585	B-1694583	WTG 9	Macchina asincrona	-2000	0	1,678	-165,8	0			
1694674	B-1694672	WTG 10	Macchina asincrona	-2000	0	1,683	-165,7	0			
1694681	B-1694679	WTG 12	Macchina asincrona	-2000	0	1,682	-165,7	0			
1695414	B-1695412	WTG 1	Macchina asincrona	-2000	0	1,687	-165,9	0			
1695421	B-1695419	WTG 4	Macchina asincrona	-2000	0	1,68	-165,8	0			
1695431	B-1695429	WTG 2	Macchina asincrona	-2000	0	1,677	-165,8	0			
1695623	B-1695621	WTG 16	Macchina asincrona	-2000	0	1,685	-165,7	0			
1695630	B-1695628	WTG 17	Macchina asincrona	-2000	0	1,684	-165,7	0			
1695413	NODO MT WTG 1	TR2-1695413	Trasformatore 2 avv.	-1980,63	155,93	0,037	-165,7	0	19,372	155,932	4,117
1695425	NODO MT WTG 1	WTG1 > WTG4	Linea	-3940,71	150,37	0,073	-168	56,8	17,909	-95	
1695493	NODO MT WTG 1	WTG11 > WTG1	Linea	11836,2	-640,74	0,22	12,9	74,48	13,73	-56,68	
1694673	Nodo MT WTG 10	TR2-1694673	Trasformatore 2 avv.	-1980,68	155,25	0,037	-165,5	0	19,317	155,245	4,137
1694811	Nodo MT WTG 10	WTG13 > WTG10	Linea	3959,89	-277,74	0,074	14	63,87	16,203	-85,1	
1689829	Nodo MT WTG 11	TR2-1689829	Trasformatore 2 avv.	-1980,6	156,25	0,037	-165,8	0	19,397	156,249	4,108
1694680	Nodo MT WTG 12	TR2-1694680	Trasformatore 2 avv.	-1980,7	155,04	0,037	-165,5	0	19,3	155,035	4,143
1694806	Nodo MT WTG 12	WTG10 > WTG 12	Linea	1980,7	-155,04	0,037	14,5	24,6	1,49	-32,53	
1689959	Nodo MT WTG 13	WTG13 > WTG15	Linea	-11835,65	689,94	0,22	-166,8	83,54	18,32	-75,17	
1689912	Nodo MT WTG 13	TR2-1689912	Trasformatore 2 avv.	-1981,13	149,64	0,037	-165,8	0	18,874	149,635	4,2
1689741	Nodo MT WTG 14	TR2-1689741	Trasformatore 2 avv.	-1980,96	151,77	0,037	-166,4	0	19,041	151,767	4,136
1689793	Nodo MT WTG 14	WTG14 > WTG8	Linea	-15650,95	518,38	0,293	-168,9	86,66	112,322	-313,78	
1689952	Nodo MT WTG 15	TR2-1689952	Trasformatore 2 avv.	-1980,62	155,98	0,037	-165,5	0	19,376	155,981	4,116
1690040	Nodo MT WTG 15	WTG15 > WTG18	Linea	-5917,95	350,22	0,11	-166,6	71,28	18,872	-67,66	
1695668	NODO MT WTG 1	WTG15 > WTG16	Linea	3960,02	-283,08	0,074	14,1	57,13	4,622	-24,17	
1695622	NODO MT WTG 1	TR2-1695622	Trasformatore 2 avv.	-1980,65	155,65	0,037	-165,5	0	19,35	155,653	4,125

DETTAGLIO DEI CALCOLI DEI FLUSSI DI POTENZA - CONDIZIONE 1

1695634	NODO MT WTG 1	WTG16 > WTG17	Linea	1980,66	-155,47	0,037	14,5	24,64	1,292	-28,04	
1695629	NODO MT WTG 1	TR2-1695629	Trasformatore 2 avv.	-1980,66	155,47	0,037	-165,5	0	19,335	155,471	4,13
1690033	Nodo MT WTG 18	TR2-1690033	Trasformatore 2 avv.	-1980,69	155,09	0,037	-165,5	0	19,305	155,093	4,141
1695651	Nodo MT WTG 19	WTG18 > WTG19	Linea	3960,34	-285,12	0,073	14,2	49,13	4,216	-22,32	
1692579	Nodo MT WTG 19	TR2-1692579	Trasformatore 2 avv.	-1980,72	154,8	0,037	-165,4	0	19,281	154,796	4,15
1692591	Nodo MT WTG 19	WTG19 > WTG20	Linea	-1979,62	130,32	0,037	-166,1	24,55	1,107	-24,31	
1695435	NODO MT WTG 2	WTG4 > WTG2	Linea	1980,76	-154,25	0,037	14,4	28,45	2,876	-63,53	
1695430	NODO MT WTG 2	TR2-1695430	Trasformatore 2 avv.	-1980,76	154,25	0,037	-165,6	0	19,238	154,251	4,166
1692586	Nodo MT WTG 20	TR2-1692586	Trasformatore 2 avv.	-1980,73	154,64	0,037	-165,4	0	19,269	154,64	4,154
1695420	NODO MT WTG 4	TR2-1695420	Trasformatore 2 avv.	-1980,73	154,66	0,037	-165,7	0	19,27	154,656	4,154
1695440	NODO MT WTG 5	WTG1 > WTG5	Linea	5935,5	-408,61	0,11	13,8	71,28	20,634	-74,16	
1694536	NODO MT WTG 5	TR2-1694536	Trasformatore 2 avv.	-1980,71	154,96	0,037	-165,7	0	19,294	154,96	4,145
1694548	NODO MT WTG 5	WTG 5 > WTG 7	Linea	-3954,79	253,65	0,073	-166,5	56,89	5,508	-29,26	
1682962	Nodo MT WTG 6	TR MT/BT P13	Trasformatore 2 avv.	-1980,95	151,91	0,037	-166,5	0	19,052	151,91	4,132
1689750	Nodo MT WTG 6	WTG6 > WTG14	Linea	-17622,3	643,89	0,331	-168,8	85,5	9,613	-26,25	
1694543	NODO MT WTG 7	TR2-1694543	Trasformatore 2 avv.	-1980,74	154,57	0,037	-165,6	0	19,263	154,572	4,156
1689784	Nodo MT WTG 8	TR2-1689784	Trasformatore 2 avv.	-1981,11	149,89	0,037	-166	0	18,893	149,886	4,192
1689836	Nodo MT WTG 8	WTG8 > WTG11	Linea	-13782,17	682,27	0,257	-167,5	86,92	20,898	-58,03	
1694584	NODO MT WTG 9	TR2-1694584	Trasformatore 2 avv.	-1980,75	154,41	0,037	-165,6	0	19,25	154,406	4,161
1694596	NODO MT WTG 9	WTG7 > WTG9	Linea	1980,75	-154,41	0,037	14,4	24,55	1,183	-26,06	
1683194	SBARRA 150 kV	PPC	Alimentazione rete	36166,45	-2671,6	0,14	4,2	0			
1690851	SBARRA 150 kV	TR1	Trasformatore 2 avv.	-36166,45	2671,6	0,14	-175,8	90,66	183,811	4350,534	19,356
1689669	SBARRA 30 kV	SS.ne> WTG 6	Linea	-19149,69	-517,3	0,368	-174,8	83,39	453,554	-1313,1	
1689682	SBARRA 30 kV	SS.ne > WTG 13	Linea	-17217,57	-1169,51	0,331	-177,1	75,12	542,892	-2201,71	
1683204	SBARRA 30 kV	TR S.A.	Trasformatore 2 avv.	17,01	7,88	0	-18,1	18,74	1,005	0,132	1,003

VALORI DETERMINATI DAL CALCOLO DELLA CADUTA DI TENSIONE AI PRINCIPALI NODI DELL'IMPIANTO ELETTRICO
CONDIZIONE - 1

ID	Nome	U	u
		kV	%
1683209	B-1683209	0,4	99,96
1689783	B-1689783	0,699	101,35
1689828	B-1689828	0,684	99,09
1689911	B-1689911	0,7	101,44
1689951	B-1689951	0,684	99,18
1690032	B-1690032	0,686	99,49
1690930	B-1690930	0,695	100,66
1690933	B-1690933	0,694	100,61
1692578	B-1692578	0,687	99,59
1692585	B-1692585	0,688	99,65
1694535	B-1694535	0,687	99,53
1694542	B-1694542	0,688	99,67
1694583	B-1694583	0,688	99,73
1694672	B-1694672	0,686	99,43
1694679	B-1694679	0,687	99,51
1695412	B-1695412	0,684	99,2
1695419	B-1695419	0,688	99,64
1695429	B-1695429	0,688	99,78
1695621	B-1695621	0,685	99,29
1695628	B-1695628	0,686	99,36
1695411	NODO MT WTG 1	31,098	103,66
1694671	Nodo MT WTG 10	31,172	103,91
1689827	Nodo MT WTG 11	31,063	103,54
1694678	Nodo MT WTG 12	31,195	103,98
1689674	Nodo MT WTG 13	31,047	103,49
1689712	Nodo MT WTG 14	30,808	102,69
1689950	Nodo MT WTG 15	31,092	103,64
1695620	NODO MT WTG 16	31,128	103,76
1695627	NODO MT WTG 17	31,148	103,83
1690031	Nodo MT WTG 18	31,189	103,96
1692577	Nodo MT WTG 19	31,221	104,07
1695428	NODO MT WTG 2	31,281	104,27
1692584	Nodo MT WTG 20	31,239	104,13
1695418	NODO MT WTG 4	31,237	104,12
1694534	NODO MT WTG 5	31,203	104,01

VALORI DETERMINATI DAL CALCOLO DELLA CADUTA DI TENSIONE AI PRINCIPALI NODI DELL'IMPIANTO ELETTRICO
CONDIZIONE - 1

ID	Nome	U	u
1689666	Nodo MT WTG 6	30,792	102,64
1694541	NODO MT WTG 7	31,246	104,15
1689755	Nodo MT WTG 8	31,019	103,4
1694582	NODO MT WTG 9	31,264	104,21
1683195	SBARRA 150 kV	150	100
1683201	SBARRA 30 kV	30,087	100,29

CALCOLO DELLE CORRENTI DI GUASTO TRIFASE SIMMETRICHE

ID	Nodo guasto	Al nodo	Distanza	Nome elemento	Tipo	Un	U L-E (RST)	Uw L-E (RST)	Ik'' (RST)	Ikw'' (RST)	I _p (RST)	I _b (RST)	I _{th} (RST)	Z _f (012)	Z _{fw} (012)	R/X (012)	Guasto	Metodo	
	Da nodo	Guasto	Guasto			kV	kV	°	kA	°	kA	kA	kA	Ohm				Tipo	Tipo
1695651	WTG18 > WTG1	Guasto	0			30	19,053	180	4,502	-63,45	7,963	4,397	3,83	4,232	63,45	0,5	Guasto trif	IEC60909	Magliato
1689669	SS.ne> WTG 6	Guasto	0			30	19,053	180	6,919	-72,3	13,748	6,812	6,068	2,753	72,3	0,319	Guasto trif	IEC60909	Magliato
1689666	Nodo MT WTG 6	Guasto	0			30	19,053	180	5,854	-70,38	11,27	5,73	5,012	3,255	70,38	0,357	Guasto trif	IEC60909	Magliato
1689669	Nodo MT WTG 6	SBARRA 30 kV		SS.ne> WTG 6	Linea				4,015	109,91	7,73		4,035						
1682962	Nodo MT WTG 6	B-1690933		TR MT/BT P13	Trasformatore 2 avv.				0,195	107,1	0,375		0,037						
1689750	Nodo MT WTG 6	Nodo MT WTG 14		WTG6 > WTG14	Linea				1,644	109,22	3,166		0,313						
1689950	Nodo MT WTG 1	Guasto	0			30	19,053	180	4,914	-68,91	9,28	4,788	4,154	3,877	68,91	0,386	Guasto trif	IEC60909	Magliato
1695668	Nodo MT WTG 1	NODO MT WTG 16		WTG15 > WTG16	Linea				0,388	107,47	0,732		0,073						
1689959	Nodo MT WTG 1	Nodo MT WTG 13		WTG13 > WTG13	Linea				3,758	112,13	7,096		3,452						
1689952	Nodo MT WTG 1	B-1689951		TR2-1689952	Trasformatore 2 avv.				0,195	107,1	0,368		0,037						
1690040	Nodo MT WTG 1	Nodo MT WTG 18		WTG15 > WTG18	Linea				0,577	108,09	1,089		0,109						
1689674	Nodo MT WTG 1	Guasto	0			30	19,053	180	5,022	-69,47	9,553	4,895	4,249	3,794	69,47	0,374	Guasto trif	IEC60909	Magliato
1689959	Nodo MT WTG 1	Nodo MT WTG 15		WTG13 > WTG15	Linea				1,149	108,01	2,185		0,217						
1689682	Nodo MT WTG 1	SBARRA 30 kV		SS.ne > WTG 13	Linea				3,297	111,88	6,271		3,312						
1694811	Nodo MT WTG 1	Nodo MT WTG 10		WTG13 > WTG10	Linea				0,385	108,21	0,732		0,073						
1689912	Nodo MT WTG 1	B-1689911		TR2-1689912	Trasformatore 2 avv.				0,195	107,1	0,37		0,037						
1689951	B-1689951	Guasto	0			0,69	0,438	180	34,583	-76,95	76,026	33,021	29,487	0,0127	76,95	0,232	Guasto trif	IEC60909	Magliato
1689952	B-1689951	Nodo MT WTG 15		TR2-1689952	Trasformatore 2 avv.				22,216	97,53	48,839		22,404						
1689953	B-1689951	B-1689951		WTG 15	Macchina asincrona				12,652	112,78	27,813		2,646						
1695668	WTG15 > WTG1	Guasto	0			30	19,053	180	4,823	-67,46	8,934	4,703	4,084	3,95	67,46	0,415	Guasto trif	IEC60909	Magliato
1689959	WTG13 > WTG1	Guasto	0			30	19,053	180	4,967	-69,18	9,413	4,841	4,201	3,836	69,18	0,38	Guasto trif	IEC60909	Magliato
1689682	SS.ne > WTG 13	Guasto	0			30	19,053	180	6,144	-71,01	11,955	6,048	5,38	3,101	71,01	0,344	Guasto trif	IEC60909	Magliato
1694582	NODO MT WTG	Guasto	0			30	19,053	180	4,314	-57,38	7,195	4,229	3,712	4,416	57,38	0,64	Guasto trif	IEC60909	Magliato
1694584	NODO MT WTG	B-1694583		TR2-1694584	Trasformatore 2 avv.				0,195	107,1	0,325		0,035						
1694596	NODO MT WTG	NODO MT WTG 7		WTG7 > WTG9	Linea				4,127	123,34	6,883		3,602						
1694583	B-1694583	Guasto	0			0,69	0,438	180	34,493	-75,9	74,059	32,911	29,365	0,0127	75,9	0,251	Guasto trif	IEC60909	Magliato
1694584	B-1694583	NODO MT WTG 9		TR2-1694584	Trasformatore 2 avv.				22,069	99,14	47,384		22,236						
1694585	B-1694583	B-1694583		WTG 9	Macchina asincrona				12,652	112,78	27,164		2,593						
1694596	WTG7 > WTG9	Guasto	0			30	19,053	180	4,416	-58,61	7,448	4,325	3,79	4,315	58,61	0,61	Guasto trif	IEC60909	Magliato
1695418	NODO MT WTG	Guasto	0			30	19,053	180	4,384	-57,63	7,325	4,297	3,77	4,346	57,63	0,634	Guasto trif	IEC60909	Magliato
1695435	NODO MT WTG	NODO MT WTG 2		WTG4 > WTG2	Linea				0,194	107,46	0,324		0,035						
1695425	NODO MT WTG	NODO MT WTG 1		WTG1 > WTG4	Linea				4,01	123,82	6,7		3,548						
1695420	NODO MT WTG	B-1695419		TR2-1695420	Trasformatore 2 avv.				0,195	107,1	0,325		0,035						
1695411	NODO MT WTG	Guasto	0			30	19,053	180	5,17	-67,67	9,609	5,04	4,379	3,686	67,68	0,411	Guasto trif	IEC60909	Magliato
1695413	NODO MT WTG	B-1695412		TR2-1695413	Trasformatore 2 avv.				0,195	107,1	0,362		0,036						
1695425	NODO MT WTG	NODO MT WTG 4		WTG1 > WTG4	Linea				0,384	108,41	0,713		0,072						
1695440	NODO MT WTG	NODO MT WTG 5		WTG1 > WTG5	Linea				0,576	108,22	1,071		0,108						
1695493	NODO MT WTG	Nodo MT WTG 11		WTG11 > WTG11	Linea				4,019	113,54	7,471		3,681						
1695419	B-1695419	Guasto	0			0,69	0,438	180	34,526	-75,95	74,217	32,945	29,405	0,0127	75,95	0,25	Guasto trif	IEC60909	Magliato
1695420	B-1695419	NODO MT WTG 4		TR2-1695420	Trasformatore 2 avv.				22,105	99,06	47,516		22,273						
1695421	B-1695419	B-1695419		WTG 4	Macchina asincrona				12,652	112,78	27,196		2,596						

CALCOLO DELLE CORRENTI DI GUASTO TRIFASE SIMMETRICHE

ID	Nodo guasto	Al nodo	Distanza	Nome elemento	Tipo	Un	U L-E (RST)	Uw L-E (RST)	Ik" (RST)	Ikw" (RST)	I _{ip} (RST)	I _b (RST)	I _{th} (RST)	Zf (012)	Zfw (012)	R/X (012)	Guasto	Metodo	
1695412	B-1695412	Guasto	0			0,69	0,438	180	34,718	-76,93	76,291	33,155	29,658	0,0126	76,93	0,232	Guasto trif	IEC60909	Magliato
1695413	B-1695412	NODO MT WTG 1		TR2-1695413	Trasformatore 2 avv.				22,35	97,58	49,113		22,538						
1695414	B-1695412	B-1695412		WTG 1	Macchina asincrona				12,652	112,78	27,802		2,646						
1695428	NODO MT WTG	Guasto	0			30	19,053	180	3,916	-52,34	6,273	3,852	3,409	4,866	52,34	0,772	Guasto trif	IEC60909	Magliato
1695435	NODO MT WTG	NODO MT WTG 4		WTG4 > WTG2	Linea				3,734	128,71	5,982		3,299						
1695430	NODO MT WTG	B-1695429		TR2-1695430	Trasformatore 2 avv.				0,195	107,1	0,312		0,034						
1695435	WTG4 > WTG2	Guasto	0			30	19,053	180	4,141	-54,82	6,757	4,067	3,584	4,601	54,82	0,705	Guasto trif	IEC60909	Magliato
1695425	WTG1 > WTG4	Guasto	0			30	19,053	180	4,764	-62,15	8,299	4,659	4,066	3,999	62,15	0,528	Guasto trif	IEC60909	Magliato
1689712	Nodo MT WTG 1	Guasto	0			30	19,053	180	5,815	-70,28	11,18	5,691	4,974	3,276	70,28	0,359	Guasto trif	IEC60909	Magliato
1689750	Nodo MT WTG 1	Nodo MT WTG 6		WTG6 > WTG14	Linea				4,164	109,95	8,005		4,184						
1689741	Nodo MT WTG 1	B-1690930		TR2-1689741	Trasformatore 2 avv.				0,195	107,1	0,374		0,037						
1689793	Nodo MT WTG 1	Nodo MT WTG 8		WTG14 > WTG8	Linea				1,457	109,42	2,801		0,277						
1695429	B-1695429	Guasto	0			0,69	0,438	180	34,388	-75,28	72,819	32,796	29,233	0,0127	75,28	0,263	Guasto trif	IEC60909	Magliato
1695430	B-1695429	NODO MT WTG 2		TR2-1695430	Trasformatore 2 avv.				21,933	100,09	46,445		22,09						
1695431	B-1695429	B-1695429		WTG 2	Macchina asincrona				12,652	112,78	26,791		2,565						
1683195	SBARRA 150 kV	Guasto	0			150	95,263	180	9,262	-24,34	13,427	9,254	9,274	10,286	24,34	2,21	Guasto trif	IEC60909	Magliato
1683194	SBARRA 150 kV	SBARRA 150 kV		PPC	Alimentazione rete				9,01	157,63	13,062		9,022						
1690851	SBARRA 150 kV	SBARRA 30 kV		TR1	Trasformatore 2 avv.				0,403	105,26	0,585		0,069						
1683201	SBARRA 30 kV	Guasto	0			30	19,053	180	9,074	-77,02	19,684	8,953	8,074	2,1	77,02	0,23	Guasto trif	IEC60909	Magliato
1689669	SBARRA 30 kV	Nodo MT WTG 6		SS.ne > WTG 6	Linea				1,51	110,84	3,275		0,31						
1689682	SBARRA 30 kV	Nodo MT WTG 13		SS.ne > WTG 13	Linea				1,326	110,6	2,877		0,273						
1690851	SBARRA 30 kV	SBARRA 150 kV		TR1	Trasformatore 2 avv.				6,276	99,48	13,614		6,325						
1683204	SBARRA 30 kV	B-1683209		TR S.A.	Trasformatore 2 avv.				0	-88,81	0		0						
1695440	WTG1 > WTG5	Guasto	0			30	19,053	180	4,958	-65,11	8,932	4,839	4,211	3,843	65,11	0,464	Guasto trif	IEC60909	Magliato
1683209	B-1683209	Guasto	0			0,4	0,254	180	3,868	-88,5	10,536	3,868	4,112	0,0657	88,5	0,026	Guasto trif	IEC60909	Magliato
1683204	B-1683209	SBARRA 30 kV		TR S.A.	Trasformatore 2 avv.				3,868	91,5	10,536		4,112						
1690031	Nodo MT WTG 1	Guasto	0			30	19,053	180	4,582	-64,6	8,209	4,473	3,892	4,158	64,6	0,475	Guasto trif	IEC60909	Magliato
1695651	Nodo MT WTG 1	Nodo MT WTG 19		WTG18 > WTG19	Linea				0,388	107,43	0,695		0,071						
1690040	Nodo MT WTG 1	Nodo MT WTG 15		WTG15 > WTG11	Linea				4,006	116,58	7,177		3,553						
1690033	Nodo MT WTG 1	B-1690032		TR2-1690033	Trasformatore 2 avv.				0,195	107,1	0,349		0,036						
1689750	WTG6 > WTG14	Guasto	0			30	19,053	180	5,834	-70,33	11,224	5,71	4,993	3,266	70,33	0,358	Guasto trif	IEC60909	Magliato
1689755	Nodo MT WTG 8	Guasto	0			30	19,053	180	5,362	-68,54	10,071	5,231	4,549	3,553	68,54	0,393	Guasto trif	IEC60909	Magliato
1689784	Nodo MT WTG 8	B-1689783		TR2-1689784	Trasformatore 2 avv.				0,195	107,1	0,366		0,037						
1689793	Nodo MT WTG 8	Nodo MT WTG 14		WTG14 > WTG8	Linea				3,841	112,73	7,215		3,858						
1689836	Nodo MT WTG 8	Nodo MT WTG 11		WTG8 > WTG11	Linea				1,33	108,42	2,497		0,251						
1690040	WTG15 > WTG1	Guasto	0			30	19,053	180	4,746	-66,65	8,706	4,629	4,021	4,014	66,65	0,432	Guasto trif	IEC60909	Magliato
1694671	Nodo MT WTG 1	Guasto	0			30	19,053	180	4,374	-60,24	7,475	4,283	3,747	4,356	60,24	0,572	Guasto trif	IEC60909	Magliato
1694673	Nodo MT WTG 1	B-1694672		TR2-1694673	Trasformatore 2 avv.				0,195	107,1	0,333		0,035						
1694811	Nodo MT WTG 1	Nodo MT WTG 13		WTG13 > WTG11	Linea				3,995	120,97	6,828		3,524						
1694806	Nodo MT WTG 1	Nodo MT WTG 12		WTG10 > WTG 1	Linea				0,194	107,29	0,332		0,035						
1690032	B-1690032	Guasto	0			0,69	0,438	180	34,486	-76,54	75,113	32,916	29,357	0,0127	76,54	0,239	Guasto trif	IEC60909	Magliato
1690033	B-1690032	Nodo MT WTG 18		TR2-1690033	Trasformatore 2 avv.				22,096	98,14	48,128		22,275						
1690034	B-1690032	B-1690032		WTG 18	Macchina asincrona				12,652	112,78	27,557		2,625						

CALCOLO DELLE CORRENTI DI GUASTO TRIFASE SIMMETRICHE

ID	Nodo guasto	Al nodo	Distanza	Nome elemento	Tipo	Un	U L-E (RST)	Uw L-E (RST)	Ik'' (RST)	Ikw'' (RST)	I _p (RST)	I _b (RST)	I _{th} (RST)	Zf (012)	Zfw (012)	R/X (012)	Guasto	Metodo	
1695493	WTG11 > WTG1	Guasto	0			30	19,053	180	5,216	-67,89	9,721	5,086	4,419	3,652	67,89	0,406	Guasto trif	IEC60909	Magliato
1694678	Nodo MT WTG 1	Guasto	0			30	19,053	180	4,136	-57,2	6,87	4,058	3,565	4,607	57,2	0,644	Guasto trif	IEC60909	Magliato
1694680	Nodo MT WTG 1	B-1694679		TR2-1694680	Trasformatore 2 avv.				0,195	107,1	0,323		0,035						
1694806	Nodo MT WTG 1	Nodo MT WTG 10		WTG10 > WTG 1	Linea				3,949	123,56	6,56		3,455						
1694679	B-1694679	Guasto	0			0,69	0,438	180	34,392	-75,78	73,639	32,808	29,237	0,0127	75,78	0,253	Guasto trif	IEC60909	Magliato
1694680	B-1694679	Nodo MT WTG 12		TR2-1694680	Trasformatore 2 avv.				21,962	99,29	47,025		22,126						
1694681	B-1694679	B-1694679		WTG 12	Macchina asincrona				12,652	112,78	27,09		2,588						
1694672	B-1694672	Guasto	0			0,69	0,438	180	34,46	-76,13	74,368	32,882	29,323	0,0127	76,13	0,247	Guasto trif	IEC60909	Magliato
1694673	B-1694672	Nodo MT WTG 10		TR2-1694673	Trasformatore 2 avv.				22,048	98,76	47,583		22,219						
1694674	B-1694672	B-1694672		WTG 10	Macchina asincrona				12,652	112,78	27,304		2,604						
1689783	B-1689783	Guasto	0			0,69	0,438	180	34,786	-77,04	76,616	33,225	29,754	0,0126	77,04	0,23	Guasto trif	IEC60909	Magliato
1689784	B-1689783	Nodo MT WTG 8		TR2-1689784	Trasformatore 2 avv.				22,424	97,44	49,388		22,615						
1689785	B-1689783	B-1689783		WTG 8	Macchina asincrona				12,652	112,78	27,865		2,651						
1689793	WTG14 > WTG8	Guasto	0			30	19,053	180	5,574	-69,3	10,569	5,447	4,749	3,418	69,3	0,378	Guasto trif	IEC60909	Magliato
1689827	Nodo MT WTG 1	Guasto	0			30	19,053	180	5,264	-68,1	9,836	5,134	4,461	3,619	68,1	0,402	Guasto trif	IEC60909	Magliato
1695493	Nodo MT WTG 1	NODO MT WTG 1		WTG11 > WTG1	Linea				1,147	108,31	2,142		0,215						
1689836	Nodo MT WTG 1	Nodo MT WTG 8		WTG8 > WTG11	Linea				3,927	113,18	7,337		3,944						
1689829	Nodo MT WTG 1	B-1689828		TR2-1689829	Trasformatore 2 avv.				0,195	107,1	0,364		0,037						
1689836	WTG8 > WTG11	Guasto	0			30	19,053	180	5,313	-68,32	9,951	5,182	4,504	3,586	68,32	0,398	Guasto trif	IEC60909	Magliato
1689828	B-1689828	Guasto	0			0,69	0,438	180	34,752	-76,99	76,454	33,19	29,705	0,0126	76,99	0,231	Guasto trif	IEC60909	Magliato
1689829	B-1689828	Nodo MT WTG 11		TR2-1689829	Trasformatore 2 avv.				22,387	97,51	49,251		22,577						
1689830	B-1689828	B-1689828		WTG 11	Macchina asincrona				12,652	112,78	27,834		2,648						
1690930	B-1690930	Guasto	0			0,69	0,438	180	34,936	-77,24	77,293	33,379	29,979	0,0125	77,24	0,226	Guasto trif	IEC60909	Magliato
1689742	B-1690930	B-1690930		WTG 14	Macchina asincrona				12,652	112,78	27,991		2,662						
1689741	B-1690930	Nodo MT WTG 14		TR2-1689741	Trasformatore 2 avv.				22,585	97,16	49,968		22,782						
1690933	B-1690933	Guasto	0			0,69	0,438	180	34,948	-77,26	77,343	33,391	29,998	0,0125	77,26	0,226	Guasto trif	IEC60909	Magliato
1682962	B-1690933	Nodo MT WTG 6		TR MT/BT P13	Trasformatore 2 avv.				22,598	97,14	50,011		22,795						
1682963	B-1690933	B-1690933		WTG 6	Macchina asincrona				12,652	112,78	27,999		2,663						
1692577	Nodo MT WTG 1	Guasto	0			30	19,053	180	4,423	-62,36	7,733	4,322	3,769	4,308	62,36	0,524	Guasto trif	IEC60909	Magliato
1695651	Nodo MT WTG 1	Nodo MT WTG 18		WTG18 > WTG1	Linea				4,041	118,64	7,065		3,545						
1692579	Nodo MT WTG 1	B-1692578		TR2-1692579	Trasformatore 2 avv.				0,195	107,1	0,34		0,036						
1692591	Nodo MT WTG 1	Nodo MT WTG 20		WTG19 > WTG2	Linea				0,194	107,24	0,34		0,035						
1692591	WTG19 > WTG2	Guasto	0			30	19,053	180	4,334	-61,12	7,478	4,239	3,701	4,396	61,12	0,551	Guasto trif	IEC60909	Magliato
1692584	Nodo MT WTG 2	Guasto	0			30	19,053	180	4,247	-59,94	7,241	4,157	3,635	4,486	59,94	0,579	Guasto trif	IEC60909	Magliato
1692586	Nodo MT WTG 2	B-1692585		TR2-1692586	Trasformatore 2 avv.				0,195	107,1	0,332		0,035						
1692591	Nodo MT WTG 2	Nodo MT WTG 19		WTG19 > WTG2	Linea				4,057	120,68	6,918		3,525						
1692585	B-1692585	Guasto	0			0,69	0,438	180	34,392	-76,05	74,089	32,814	29,235	0,0127	76,05	0,248	Guasto trif	IEC60909	Magliato
1692586	B-1692585	Nodo MT WTG 20		TR2-1692586	Trasformatore 2 avv.				21,977	98,88	47,343		22,146						
1692587	B-1692585	B-1692585		WTG 20	Macchina asincrona				12,652	112,78	27,255		2,6						
1692578	B-1692578	Guasto	0			0,69	0,438	180	34,442	-76,31	74,638	32,868	29,299	0,0127	76,31	0,244	Guasto trif	IEC60909	Magliato
1692579	B-1692578	Nodo MT WTG 19		TR2-1692579	Trasformatore 2 avv.				22,04	98,48	47,762		22,214						
1692580	B-1692578	B-1692578		WTG 19	Macchina asincrona				12,652	112,78	27,417		2,613						

CALCOLO DELLE CORRENTI DI GUASTO TRIFASE SIMMETRICHE

ID	Nodo guasto	Al nodo	Distanza	Nome elemento	Tipo	Un	U L-E (RST)	Uw L-E (RST)	Ik" (RST)	Ikw" (RST)	I _{ip} (RST)	I _b (RST)	I _{th} (RST)	Zf (012)	Zfw (012)	R/X (012)	Guasto	Metodo	
1695620	NODO MT WTG	Guasto	0			30	19,053	180	4,732	-66,08	8,615	4,618	4,013	4,026	66,08	0,444	Guasto trif	IEC60909	Magliato
1695668	NODO MT WTG	Nodo MT WTG 15		WTG15 > WTG1	Linea				4,346	114,53	7,912		3,79						
1695622	NODO MT WTG	B-1695621		TR2-1695622	Trasformatore 2 avv.				0,195	107,1	0,354		0,036						
1695634	NODO MT WTG	NODO MT WTG 17		WTG16 > WTG1	Linea				0,194	107,26	0,354		0,036						
1694541	NODO MT WTG	Guasto	0			30	19,053	180	4,52	-59,91	7,72	4,423	3,869	4,215	59,91	0,58	Guasto trif	IEC60909	Magliato
1694596	NODO MT WTG	NODO MT WTG 9		WTG7 > WTG9	Linea				0,194	107,25	0,332		0,035						
1694548	NODO MT WTG	NODO MT WTG 5		WTG 5 > WTG 7	Linea				4,142	121,3	7,074		3,647						
1694543	NODO MT WTG	B-1694542		TR2-1694543	Trasformatore 2 avv.				0,195	107,1	0,332		0,035						
1694534	NODO MT WTG	Guasto	0			30	19,053	180	4,753	-62,82	8,357	4,644	4,05	4,008	62,82	0,514	Guasto trif	IEC60909	Magliato
1694540	NODO MT WTG	NODO MT WTG 1		WTG1 > WTG5	Linea				4,181	118,54	7,35		3,712						
1694536	NODO MT WTG	B-1694535		TR2-1694536	Trasformatore 2 avv.				0,195	107,1	0,342		0,036						
1694548	NODO MT WTG	NODO MT WTG 7		WTG 5 > WTG 7	Linea				0,387	107,52	0,681		0,071						
1694811	WTG13 > WTG1	Guasto	0			30	19,053	180	4,693	-64,47	8,375	4,585	3,994	4,06	64,47	0,478	Guasto trif	IEC60909	Magliato
1694806	WTG10 > WTG	Guasto	0			30	19,053	180	4,253	-58,67	7,159	4,169	3,655	4,48	58,67	0,609	Guasto trif	IEC60909	Magliato
1695627	NODO MT WTG	Guasto	0			30	19,053	180	4,515	-62,88	7,916	4,415	3,849	4,22	62,88	0,512	Guasto trif	IEC60909	Magliato
1695634	NODO MT WTG	NODO MT WTG 16		WTG16 > WTG1	Linea				4,324	117,56	7,58		3,738						
1695629	NODO MT WTG	B-1695628		TR2-1695629	Trasformatore 2 avv.				0,195	107,1	0,341		0,036						
1695628	B-1695628	Guasto	0			0,69	0,438	180	34,482	-76,39	74,834	32,91	29,351	0,0127	76,39	0,242	Guasto trif	IEC60909	Magliato
1695630	B-1695628	B-1695628		WTG 17	Macchina asincrona				12,652	112,78	27,457		2,616						
1695629	B-1695628	NODO MT WTG 17		TR2-1695629	Trasformatore 2 avv.				22,084	98,37	47,928		22,26						
1695621	B-1695621	Guasto	0			0,69	0,438	180	34,538	-76,69	75,487	32,971	29,424	0,0127	76,69	0,236	Guasto trif	IEC60909	Magliato
1695622	B-1695621	NODO MT WTG 16		TR2-1695622	Trasformatore 2 avv.				22,157	97,91	48,427		22,339						
1695623	B-1695621	B-1695621		WTG 16	Macchina asincrona				12,652	112,78	27,652		2,633						
1694542	B-1694542	Guasto	0			0,69	0,438	180	34,547	-76,18	74,648	32,971	29,435	0,0127	76,18	0,246	Guasto trif	IEC60909	Magliato
1694543	B-1694542	NODO MT WTG 7		TR2-1694543	Trasformatore 2 avv.				22,138	98,71	47,834		22,31						
1694544	B-1694542	B-1694542		WTG 7	Macchina asincrona				12,652	112,78	27,337		2,607						
1694535	B-1694535	Guasto	0			0,69	0,438	180	34,607	-76,48	75,275	33,036	29,513	0,0127	76,48	0,24	Guasto trif	IEC60909	Magliato
1694536	B-1694535	NODO MT WTG 5		TR2-1694536	Trasformatore 2 avv.				22,214	98,26	48,318		22,392						
1694537	B-1694535	B-1694535		WTG 5	Macchina asincrona				12,652	112,78	27,519		2,622						
1689911	B-1689911	Guasto	0			0,69	0,438	180	34,626	-77,01	76,232	33,065	29,546	0,0127	77,01	0,231	Guasto trif	IEC60909	Magliato
1689912	B-1689911	Nodo MT WTG 13		TR2-1689912	Trasformatore 2 avv.				22,263	97,44	49,014		22,452						
1689913	B-1689911	B-1689911		WTG 13	Macchina asincrona				12,652	112,78	27,854		2,65						
1695634	WTG16 > WTG1	Guasto	0			30	19,053	180	4,623	-64,44	8,25	4,516	3,931	4,121	64,44	0,478	Guasto trif	IEC60909	Magliato
1694548	WTG 5 > WTG 7	Guasto	0			30	19,053	180	4,635	-61,32	8,024	4,532	3,959	4,11	61,32	0,547	Guasto trif	IEC60909	Magliato

SBARRA 150 kV
150 kV
u=100,00 %
R(1)/X(1)=2,210
Ik'(L1)=9,262 kA
p(L1)=13,427 kA
lb(L1)=9,254 kA

PPC
=36166,447 kW
=2671,602 kvar
i(L1)=9,010 kA
p(L1)=13,062 kA
lb(L1)=9,010 kA

P=-36166,446 kW
I=0,140 kA
PF=0,997
loss=183,811 kW
ss=4350,534 kvar
Load=90,66 %
Ik'(L1)=0,403 kA
ip(L1)=0,585 kA

TR1:
150/30 kV
32/40MVA

TR1

P=36350,258 kW
I=0,698 kA
PF=0,999
loss=183,811 kW
ss=4350,534 kvar
Load=90,97 %
Ik'(L1)=6,276 kA
ip(L1)=13,614 kA

SBARRA 30 kV
30 kV
u=100,29 %
R(1)/X(1)=0,230
Ik'(L1)=9,074 kA
p(L1)=19,684 kA
lb(L1)=8,953 kA

P=17,006 kW
I=0,000 kA
PF=0,907
loss=1,005 kW
ss=0,132 kvar
Load=18,74 %
i(L1)=0,000 kA
lb(L1)=0,000 kA

SS.ne> WTG 6
16,649 km
630 mm2
R(1)/X(1)=0,319
Ik'(L1)=6,919 kA
ip(L1)=13,748 kA
Ib(L1)=6,812 kA
P=19149,692 kW
I=0,368 kA
PF=1,000
loss=43,554 kW
ss=1313,100 kvar
Load=83,39 %
Ik'(L1)=1,510 kA
ip(L1)=3,275 kA

SS.ne > WTG 13
24,659 km
630 mm2
R(1)/X(1)=0,344
Ik'(L1)=6,144 kA
ip(L1)=11,955 kA
Ib(L1)=6,048 kA
P=17217,571 kW
I=0,331 kA
PF=0,998
loss=542,892 kW
ss=2201,710 kvar
Load=75,12 %
Ik'(L1)=1,326 kA
ip(L1)=2,877 kA

B-1683209
0,4 kV
u=99,96 %
R(1)/X(1)=0,026
Ik'(L1)=3,868 kA
p(L1)=10,536 kA
lb(L1)=3,868 kA

L-1683205
=16,000 kW
PF=0,900

Nodo MT WTG 6
30 kV
u=102,64 %
R(1)/X(1)=0,357
Ik'(L1)=5,854 kA
p(L1)=11,270 kA
lb(L1)=5,730 kA

Linea 1

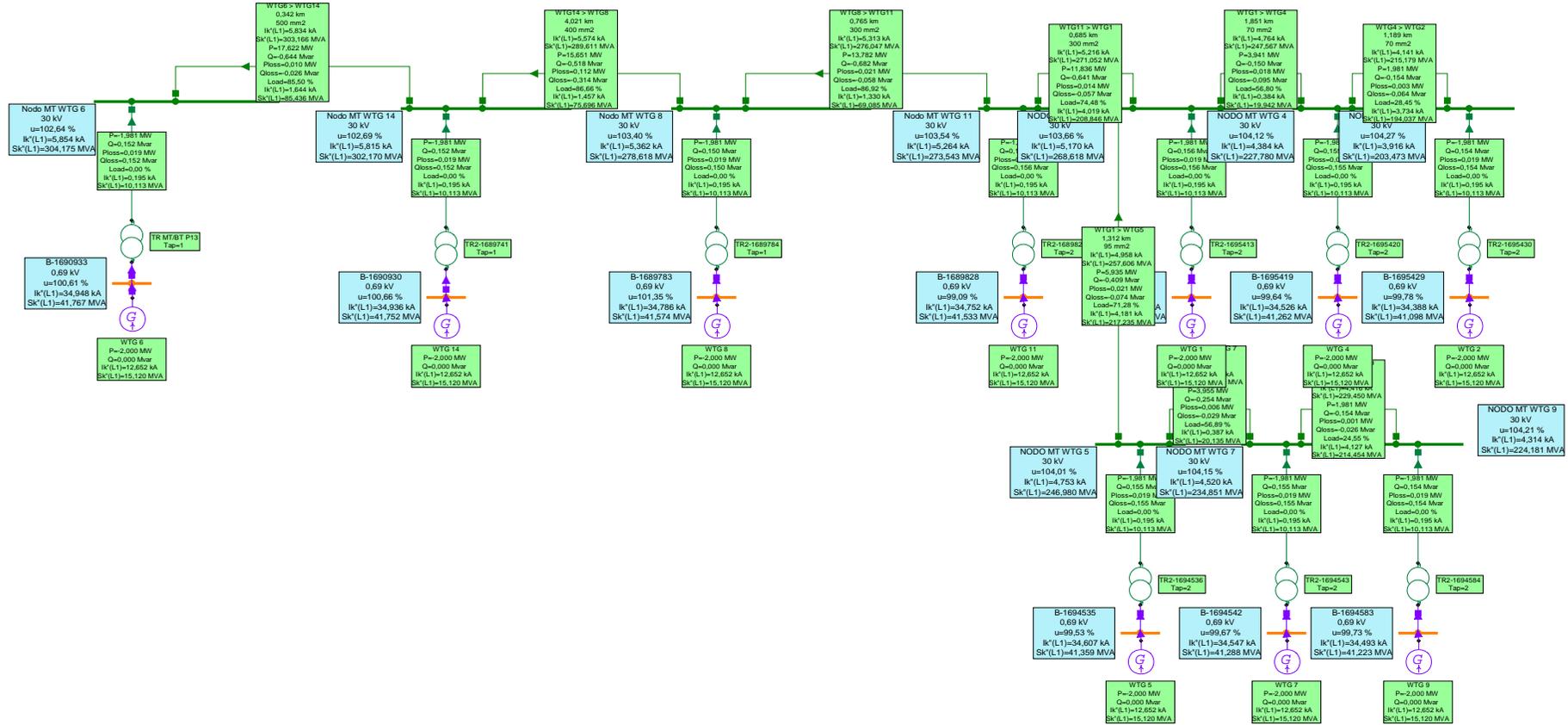
Nodo MT WTG 13
30 kV
u=103,49 %
R(1)/X(1)=0,374
Ik'(L1)=5,022 kA
p(L1)=9,553 kA
lb(L1)=4,895 kA

Linea 2

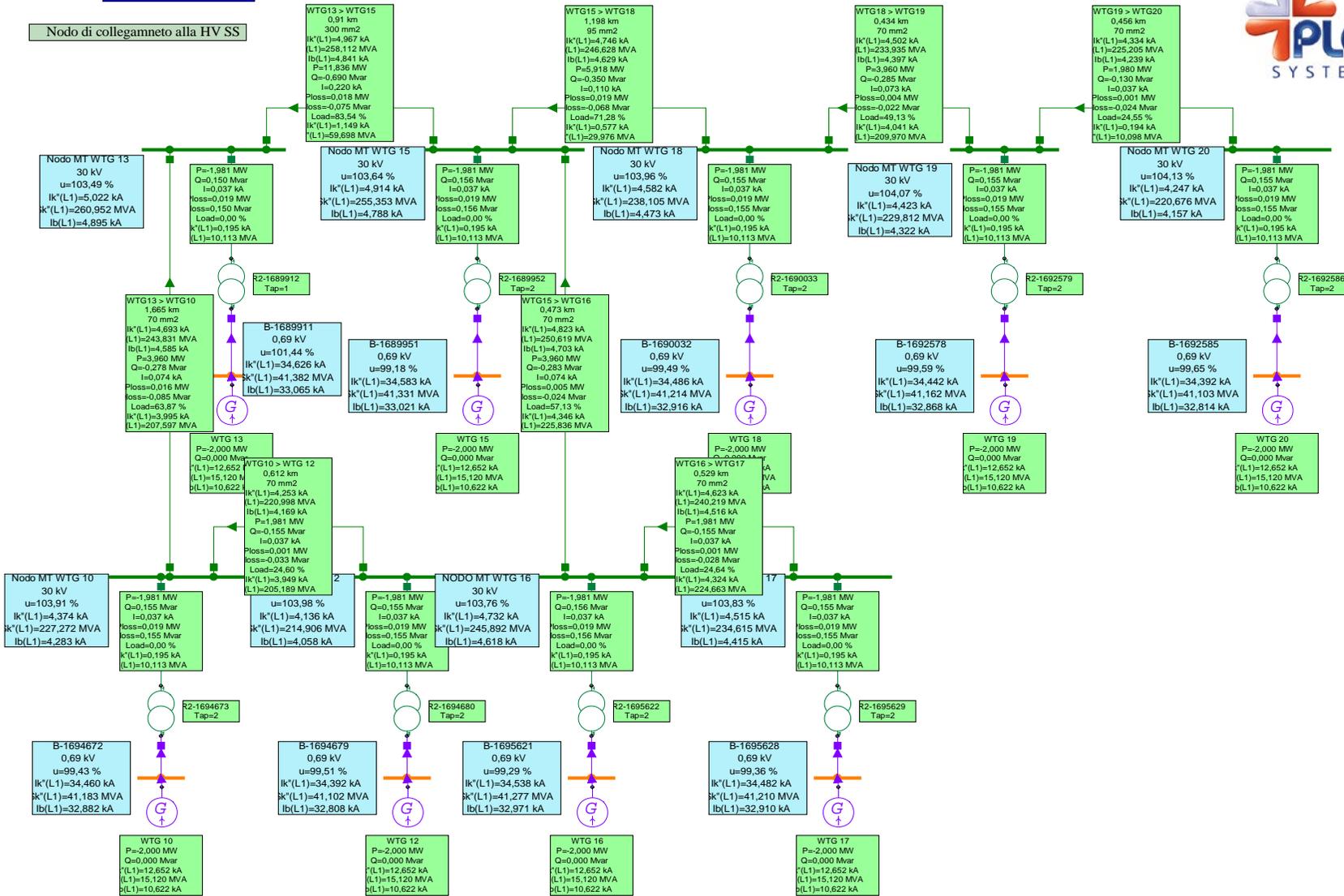
LINEA 1



Nodo di collegamento alla HV SS



LINEA 2



LISTA CAVI- CONDIZIONE 1

ID	Nome	Tipo	Lunghezza	R(1)	X(1)	C(1)	B(1)	Unità	Irmax (high)	Q	Materiale
			km	Ohm/...	Ohm/...	uF/...	uS/...		A	mm2	
1689669	SS.ne> WTG 6	ARP1H5(AR)E 18/30 3x(1x500) 105°	16,649	0,0857	0,123	0,393	123,465	km	636	500	Al
1689682	SS.ne > WTG 13	ARP1H5(AR)E 18/30 3x(1x500) 105°	24,659	0,0857	0,123	0,393	123,465	km	636	500	Al
1689750	WTG6 > WTG14	ARP1H5(AR)E 18/30 3x(1x400) 105°	0,342	0,108	0,115	0,359	112,783	km	557	400	Al
1689793	WTG14 > WTG8	ARP1H5(AR)E 18/30 3x(1x400) 105°	4,021	0,108	0,115	0,359	112,783	km	557	400	Al
1689836	WTG8 > WTG11	ARP1H5(AR)E 18/30 3x(1x240) 105°	0,765	0,171	0,121	0,305	95,819	km	428	240	Al
1689959	WTG13 > WTG15	ARP1H5(AR)E 18/30 3x(1x240) 105°	0,91	0,171	0,121	0,305	95,819	km	428	240	Al
1690040	WTG15 > WTG18	ARP1H5(AR)E 18/30 3x(1x70) 105°	1,198	0,601	0,148	0,176	55,292	km	212	70	Al
1694548	WTG 5 > WTG 7	ARP1H5(AR)E 18/30 3x(1x70) 105°	0,568	0,601	0,148	0,176	55,292	km	212	70	Al
1695435	WTG4 > WTG2	ARP1H5(AR)E 18/30 3x(1x70) 105°	1,189	0,601	0,148	0,176	55,292	km	212	70	Al
1695425	WTG1 > WTG4	ARP1H5(AR)E 18/30 3x(1x70) 105°	1,851	0,601	0,148	0,176	55,292	km	212	70	Al
1695440	WTG1 > WTG5	ARP1H5(AR)E 18/30 3x(1x70) 105°	1,312	0,601	0,148	0,176	55,292	km	212	70	Al
1695493	WTG11 > WTG1	ARP1H5(AR)E 18/30 3x(1x240) 105°	0,685	0,171	0,121	0,305	95,819	km	428	240	Al
1695634	WTG16 > WTG17	ARP1H5(AR)E 18/30 3x(1x70) 105°	0,529	0,601	0,148	0,176	55,292	km	212	70	Al
1695651	WTG18 > WTG19	ARP1H5(AR)E 18/30 3x(1x70) 105°	0,434	0,601	0,148	0,176	55,292	km	212	70	Al
1695668	WTG15 > WTG16	ARP1H5(AR)E 18/30 3x(1x70) 105°	0,473	0,601	0,148	0,176	55,292	km	212	70	Al