



UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA  
DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE



LAUREA MAGISTRALE IN INGEGNERIA ELETTRICA

**NORMA CEI 0-16 ED III: IMPATTO SULLA  
STABILITA' TRANSITORIA DI PICCOLI GENERATORI  
SINCRONI DIRETTAMENTE CONNESSI ALLA RETE  
DI MEDIA TENSIONE**

RELATORE: **PROF. ROBERTO TURRI**

DII DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE

CORRELATORE: **ING. FABIO PASUT**

S.T.E. ENERGY S.P.A.

LAUREANDO: **EDDY FACCO**

*ANNO ACCADEMICO: 2012 - 2013*



*Alla mia famiglia,  
con eterna riconoscenza*



# INDICE

INDICE .....	1
SOMMARIO .....	3
INTRODUZIONE .....	5
1 Norma CEI 0-16: punti salienti .....	7
1.1 Panoramica sulla GD .....	7
1.2 La nuova Norma CEI 0-16 .....	9
2 Coordinamento protezioni .....	19
2.1 Reti di alta tensione AT .....	20
2.2 Reti di media tensione MT .....	20
3 La stabilità del parallelo .....	25
4 Impianti: breve descrizione .....	31
4.1 Centrale di Temù .....	31
4.2 Centrale di Paullo .....	38
5 Modellazione Apparecchiature principali .....	45
5.1 DigSILENT PowerFactory® .....	45
5.2 Automatic Voltage Regulator .....	47
5.2.1 AVR di Temù e blocco PID per la regolazione del <i>cosphi</i> .....	48
5.3 Macchina sincrona tradizionale .....	52
5.3.1 Macchina sincrona reale .....	52
5.3.2 Modello DigSILENT della macchina sincrona .....	55
5.4 Macchina sincrona a magneti permanenti .....	59
5.4.1 Macchina a MP reale .....	60
5.4.2 Modello in DigSILENT della macchina a MP .....	64
5.5 Modello dei trasformatori .....	65
5.6 Modello delle linee .....	67
5.7 Simulazioni RMS e EMT .....	69
5.7.1 Simulazione guasto trifase sulla rete esterna .....	71

5.8	Study cases .....	74
5.8.1	Simulazione Temù .....	74
5.8.2	Simulazione Paullo.....	75
6	Progetto Temù.....	77
6.1	CASO A: guasto in rete MT .....	78
6.1.1	CasoA1: tutti i generatori connessi .....	78
6.1.2	CasoA2: solo G1 e G2 connessi.....	80
6.1.3	CasoA3: solo G1 connesso.....	82
6.1.4	CasoA4: solo G2 connesso.....	91
6.2	CASO B: guasto in rete AT .....	100
6.2.1	Casi 1B: tutti i generatori & 2B: G1 e G2 .....	101
6.2.2	Casi 3B: solo G1 connesso & 4B: solo G2 .....	103
6.3	Riassunto .....	103
7	Progetto Paullo.....	109
7.1	Caso A: guasto in rete MT .....	110
7.2	Caso B: guasto in rete AT.....	113
7.3	Riassunto .....	115
8	CONCLUSIONI .....	117
9	Bibliografia & Sitografia.....	119

# SOMMARIO

Il presente elaborato è il risultato di uno stage svolto presso l'azienda STE Energy S.p.A. di Padova, da anni operante nei settori della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e dell'impiantistica tradizionale.

L'obiettivo primario del lavoro, che dà il titolo alla tesi, è lo studio della stabilità transitoria di piccoli generatori rotanti direttamente connessi alla rete di Media Tensione a seguito dell'implementazione dei requisiti imposti dalla nuova Norma CEI 0-16 Ed. III.

La sempre crescente diffusione di generazione distribuita (GD), in particolare sulle reti MT e BT, ha spinto verso la revisione dei requisiti di esercizio dei piccoli impianti di generazione diffusi sul territorio, al fine di garantire la sicurezza e l'affidabilità del sistema elettrico nazionale. In particolare, nel caso di guasti esterni agli impianti d'utenza, si richiede alla generazione di mantenere il parallelo con la rete per alcune centinaia di millisecondi, in attesa che gli organi deputati procedano all'isolamento del guasto, al fine di prevenire possibili blackout dovuti ad una repentina disconnessione della GD.

Nel presente lavoro di tesi si è studiato, mediante l'impiego del software per l'analisi di reti elettriche *DigSILENTPowerFactory*<sup>®</sup>, il comportamento dinamico di due impianti idroelettrici ad acqua fluente connessi alla rete MT a seguito dell'implementazione dei nuovi requisiti della norma. La modellazione coinvolge sia i componenti di potenza (linee, trasformatori, generatori, etc.), sia i sistemi di regolazione e controllo (AVR, protezioni elettriche, etc.).

Dai risultati ottenuti si evince come l'applicazione indiscriminata dei nuovi requisiti tecnici per la connessione possa talvolta portare a condizioni di instabilità (perdita di passo) per i piccoli generatori sincroni direttamente connessi alla rete di Media Tensione.





# INTRODUZIONE

La nuova Norma CEI 0-16 Ed. III stabilisce che per un generatore sincrono tradizionale "il distacco dalla rete per abbassamento di tensione al di sotto del 70% non deve avvenire in tempi inferiori ai 150 ms."

L'attuazione indiscriminata di questa affermazione può in alcuni casi suscitare problemi di instabilità per gli impianti di generazione connessi alla rete MT. Infatti, a seguito di un buco di tensione, o a seguito di un corto circuito esterno alla rete di utenza, il generatore potrebbe perdere il passo, e quindi il sincronismo con la rete, in tempi inferiori ai 150 ms prescritti dalla Norma, senza alcuno scatto dei relè di protezione. Se ciò accadesse i danni per la macchina, per la rete d'impianto e per l'intero esercizio sarebbero ingenti, come si vedrà nel Capitolo 3. Vi è da sottolineare che esiste la protezione contro la perdita di passo (codice ANSI 78). In realtà però questa non viene mai implementata per macchine di così piccola taglia, per cui è esclusa da questo studio.

Nei paragrafi seguenti verranno approfonditi i nuovi requisiti della Norma CEI 0-16 Ed. III con particolare attenzione alle conseguenze sul regime di funzionamento dei generatori sincroni tradizionali connessi alla rete di Media Tensione.



# 1 NORMA CEI 0-16: PUNTI SALIENTI

## 1.1 PANORAMICA SULLA GD

L'avvento di nuove forme di produzione di energia elettrica, in particolare lo sviluppo delle FER (Fonti di Energia Rinnovabili), ha portato e sta portando a un radicale mutamento della rete elettrica sotto tutti gli aspetti. Infatti la cosiddetta GD (Generazione Distribuita) cerca di sfruttare tutte le potenzialità che le FER possono concedere ma nei luoghi e nei tempi in cui esse possono farlo; per esempio l'energia dal vento è reperibile in quantità sufficiente da rendere giustificabile la spesa solo in certe aree del globo ed è scarsamente programmabile; l'energia dal sole invece è più prevedibile ma necessita di aree più vaste per poterne produrre in quantità rilevante. Tutto ciò comporta svariati disagi/sfide per gli operatori del settore elettrico, dalla programmazione del mercato elettrico alla gestione della produzione e dei carichi, dalla configurazione di rete all'implementazione di nuove forme di monitoraggio e protezione. Per esempio se da un lato le fonti rinnovabili come il sole permettono di non far operare di giorno alcuni impianti a ciclo combinato o consentono operazioni di pompaggio a basso costo negli impianti idroelettrici, per contro, essendo distribuiti in maniera casuale lungo le linee di distribuzione sia MT che BT (e anche AT), comportano dei problemi di gestione dei flussi di potenza e dei profili di tensione.

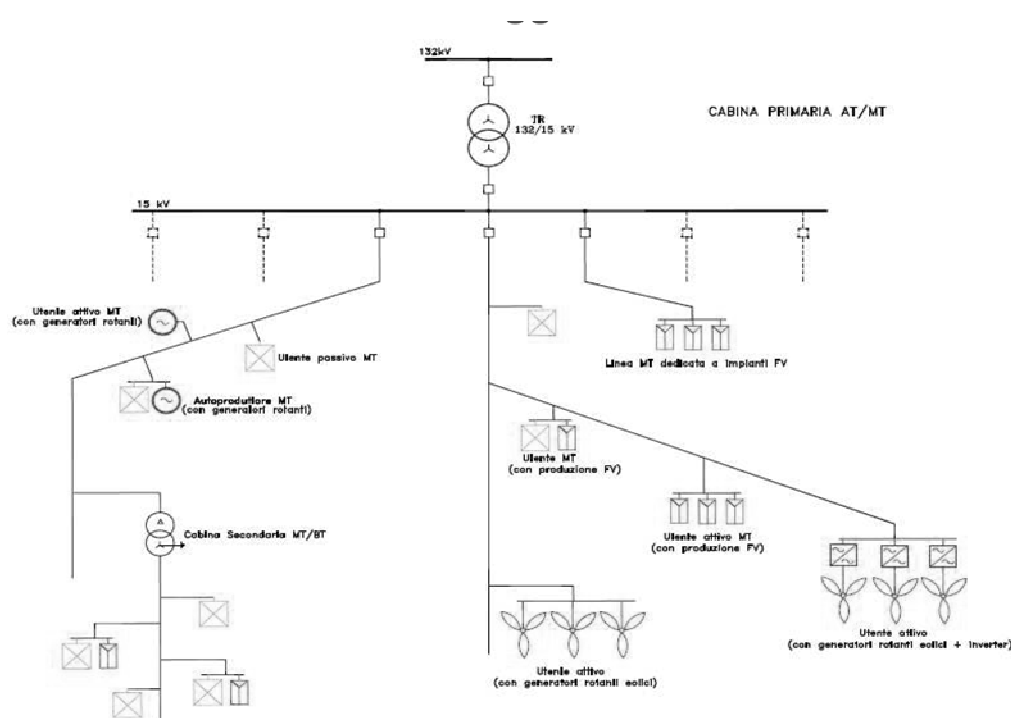


Fig.1.1: esempio di rete di distribuzione radiale con GD

Fra le principali conseguenze che la GD può avere sull'esercizio di rete, si evidenziano (perché più rilevanti ai fini del lavoro svolto) le seguenti:

- Gli intervalli e le soglie di funzionamento possono risultare non compatibili ai fini della sicurezza e affidabilità del SEN (Sistema Elettrico Nazionale)
- La coesistenza carico e GD sulle reti MT e BT non è prevista nei Piani di Difesa
- Il rischio dell'isola indesiderata
- La generazione tradizionale è costretta ad operare in punti non compatibili con i limiti tecnici
- La generazione tradizionale in funzionamento diminuisce, diminuendo di conseguenza la possibilità di regolazione rapida a fronte di perturbazioni sulla rete
- Gli impianti di generazione interfacciati tramite inverter, fanno decrescere l'inerzia dell'intero sistema elettrico<sup>1</sup>

<sup>1</sup> La costante d'inerzia (definita nel capitolo 5), ha questi ordini di grandezza:

Impianto	H [s]
Idroelettrico	2 - 5
Ciclo combinato	5 - 10
Termico	3 - 8
Inverter (FV, Eolico, Mini-Idro, etc.)	0

## 1.2 LA NORMA CEI 0-16 ED. III

La nuova Norma CEI 0-16 Ed. III è così suddivisa:

1. Oggetto, scopo, campo di applicazione e definizioni
2. Caratteristiche di: utenti, reti, criteri per la scelta del livello di tensione e degli schemi di connessione alle reti AT e MT
3. RTC (Regole Tecniche di Connessione) per reti AT
4. RTC per reti MT
5. Disposizione per gli utenti attivi, sia MT che AT, per quanto riguarda compatibilità EMC, misura della continuità e qualità della tensione
6. RTC per reti di distribuzione
7. Sistemi per la misura dell'energia
8. Contratto per la connessione, obblighi informativi e sistemi di comunicazione

Inoltre conta anche vari allegati in cui vengono presentati e discussi:

- I requisiti per i sistemi di protezione e loro coordinamento (dal sistema di protezione generale SPG a quello d'interfaccia SPI),
- Calcolo della potenza di corto circuito nel PdC (Punto di Connessione),
- Posizionamento e criteri di scelta per trasformatori/trasduttori,
- Partecipazione al controllo della tensione da parte della GD,
- Limitazione della potenza attiva da parte della GD,
- Partecipazione ai piani di difesa,
- Definizione delle prove sui vari tipi di generatori,
- Misura delle correnti armoniche
- Simulazioni per il fotovoltaico con sorgenti DC
- Calcolo valore di tensione da usare nella LVFRT (Low Voltage Fault Ride Through, di cui si parlerà più avanti nel capitolo) e nel caso di soglie per altre protezioni.

La nuova RTC presentata nella Norma CEI 0-16 Ed. III cerca di fondere gli aspetti tecnici legati alla continuità di servizio e la sempre crescente problematica/sfida riguardante la GD (infatti la rete di distribuzione di media tensione era ed è ancora esercita in modo radiale, al massimo contro-alimentabile, quindi progettata e dimensionata per flussi di potenza unidirezionali). Per rispondere alle nuove richieste della rete e degli operatori, la Norma prescrive che i generatori siano connessi con la rete stessa attraverso

dei dispositivi di protezione in grado di disconnettere l'impianto d'utenza al presentarsi di determinate anomalie o guasti interni o esterni all'impianto stesso.

Un semplice schema riassuntivo di interfacciamento generatore-rete è presentato in Fig.1.2.

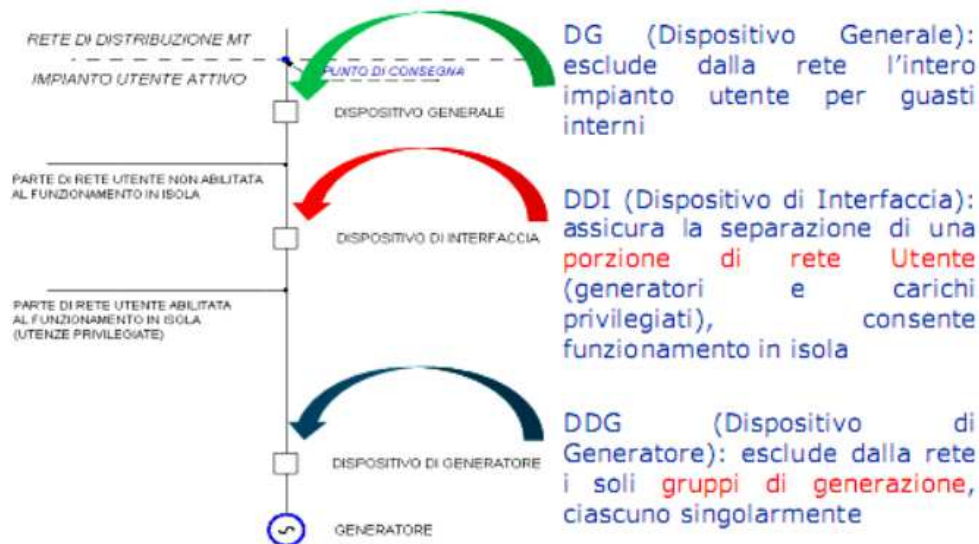


Fig.1.2: configurazione generale di un impianto di utente attivo

In realtà il funzionamento in isola intenzionale è previsto purché siano adottati tutti gli accorgimenti necessari atti a limitare il degrado della qualità del servizio e, in primis, la sicurezza delle persone e delle apparecchiature. In ogni caso le grandezze tensione e frequenza devono rispettare i seguenti limiti:

- variazioni di frequenza:  $50 \pm 2\%$  per il 90% del tempo e  $\pm 5\%$  per il 100% del tempo
- variazioni di tensione lente: +10%, -15%

Il problema dell'isola indesiderata insorge quando, nelle reti MT e BT prettamente radiali, a causa di un guasto o di una manovra, parte della rete viene isolata. Se in questa parte separata la GD continua a mantenere il parallelo, essa manterrà in tensione la rete, mettendo a repentaglio sia la sicurezza delle persone e delle apparecchiature, sia il rispetto dei parametri di funzionamento delle macchine e della rete. In pratica però, il funzionamento in isola indesiderata è un evento assai improbabile, o quanto meno è improbabile il funzionamento prolungato in questo stato. Infatti va verificata prima fra tutte la relazione:

$$P_{gen} = P_{ut} + P_{diss} + P_{acc}$$

la quale, per un sistema isolato, è di difficile realizzazione. Infatti le grandezze di tensione e frequenza in particolare, eccedono presto i limiti superiori o inferiori impostati

per il mantenimento della connessione, e attivano così i relè e gli organi di disconnessione che staccano la produzione. Per quanto riguarda il SPI (Sistema di Protezione d'Interfaccia, di cui si parlerà più avanti) per esempio, per superare le soglie 49.7 - 50.3 Hz è necessario uno squilibrio delle potenze nell'equazione precedente di almeno il  $\pm 20\%$ . All'interno di questi limiti, il SPI si trova a funzionare nella cosiddetta NDZ (Non Detectable Zone), per cui non è in grado di distinguere il funzionamento in isola, e permette la continuazione di funzionamento in parallelo. La nuova Norma CEI 0-16 dunque cerca di fondere le esigenze di sicurezza per i generatori, con quelle di continuità di servizio richieste perlopiù dal TSO, implementando un nuovo SPI a due soglie, restrittiva e permissiva, e un organo di sblocco voltmetrico in grado di percepire se il guasto avviene o meno nella rete MT. In tal modo il SPI funziona sempre con le soglie più permissive attivate (47.5 - 51.5 Hz) e passa a quelle più stringenti in caso di guasto all'interno della MT.

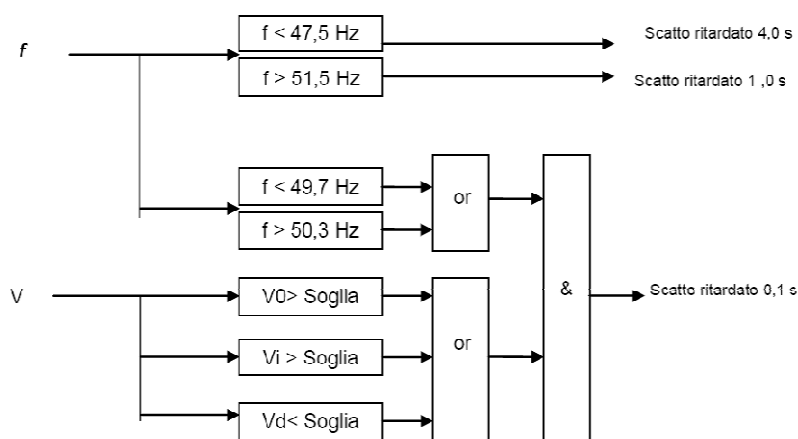


Fig.1.3: schema logico della protezione 81 e 81V (Soglia indica lo sblocco voltmetrico) del SPI

Come già visto in Fig.1.2, l'interfacciamento dell'impianto di utenza attiva con la rete non avviene solo attraverso il SPI ma anche tramite un più specifico DDG (Dispositivo Di Generatore) posto a protezione di ogni singolo generatore dell'impianto (se uno solo il DDI e DDG possono coincidere), e un più omnicomprensivo DG (Dispositivo Generale) composto dalla PG (Protezione Generale) che si occupa della connessione impianto attivo - rete MT. Le protezioni Generale e di Interfaccia sono composte come illustrato in maniera riassuntiva, rispettivamente nella

Tab.1.1 e nella Tab.1.2 (la taratura delle protezioni deve essere eseguita in funzione delle caratteristiche dell'impianto; i valori riportati di seguito rappresentano le soglie minime delle regolazioni che il Distributore può comunicare all'Utente in fase di connessione).

Tab.1.1: Regolazione del SPG

<b>Sistema di protezione Generale SPG</b>		
<b>Tipo Protezione</b>	<b>Soglie</b>	<b>Tempo estinzione<sup>2</sup></b>
<b>Massima corrente di fase</b>	Sovraccarico	Da stabilire con il Distributore
	51 (ritardata) - 250 A	500ms
	50 (istantanea) - 600A	120ms
<b>Massima corrente omopolare (differente se a NI o NC)</b>	51N e 50N oppure 51N e 67N	
<b>Reti a neutro isolato NI</b>		
<b>Senza 67N.S2</b>	2A	170ms
<b>Con 67N.S2</b>	140% $I_{1f}$	170ms
<b>Reti a neutro compensato NC</b>		
<b>Senza 67N.S1,S2</b>	2A	450ms
<b>Con 67N.S1,S2</b>	140% $I_{1f}$	170ms

dove la 67N, protezione direzionale di terra, è così suddivisa nelle sue 2 soglie:

**Tab.1.1: Soglie della protezione direzionale di terra 67N**

	<b>67N.S1(selezione guasti a terra in regime di NC)</b>	<b>67N.S2(selezione guasti a terra in regime di NI)</b>
$I_o$	2A	2A
$U_o$	5V	2V
<b>Settore intervento con <math>I_o</math> in ritardo su <math>U_o</math></b>	60° - 250°	60° - 120°
<b>Tempo estinzione guasto</b>	450ms	170ms

<sup>2</sup> Con "tempo estinzione" si intende la somma del tempo d'intervento della protezione e del tempo d'apertura dell'interruttore, fino all'estinzione completa della corrente.



Tab.1.2: Regolazione del SPI

<i>Sistema di protezione d'Interfaccia SPI</i>		
	<b>Soglie</b>	<b>Tempi intervento</b>
<b>Massima tensione 59S1</b>	1.10 Un	variabile
<b>Massima tensione 59S2</b>	1.20 Un	0.6s
<b>Minima tensione 27S1 (solo per statici)</b>	0.85 Un	1.5s
<b>Minima tensione 27S2</b>	0.3-0.4 Un (0.7Un per rotanti)	0.2s (0.15s)
<b>Massima frequenza 81&gt;S1 (restrittiva)(*)</b>	50.3Hz	0.15s
<b>Massima frequenza 81&gt;S2 (permissiva)</b>	51.5Hz	1s
<b>Minima frequenza 81&lt;S1 (restrittiva) (*)</b>	49.7Hz	0.15s
<b>Minima frequenza 81&lt;S2 (permissiva)</b>	47.5Hz	4s
<b>(*) Sblocco voltmetrico che attiva le soglie più restrittive</b>		
<b>59V<sub>o</sub></b>	5% Un	25s
<b>59V<sub>i</sub></b>	15% Un/En	-
<b>27V<sub>d</sub></b>	70% Un/En	-

La Norma fa distinzione fra utenti attivi e passivi in quanto le RTC per le due categorie saranno alquanto differenti. In particolare, all'interno dell'insieme "utenti attivi", in alcuni specifici casi, si trattano in maniera separata i seguenti tipi di generatori: sincrono, asincrono, eolici full converter (FC) ed eolici doubly fed induction generator (DFIG) per quanto riguarda quelli rotanti, e generatori statici per gli altri senza alcuna parte in movimento. E' il caso, per esempio, del paragrafo 8.8.4: "Avviamento, sincronizzazione e presa di carico", dove, per ogni tipo di impianto, vengono fissati i limiti di tensione, frequenza e tempo con cui le macchine possono connettersi alla rete; o il paragrafo 8.8.5.3 "Requisiti costruttivi dei generatori: scambio di potenza reattiva (curve di prestazione)", in cui vengono presentate le diverse curve di capability e vengono prescritte le modalità di scambio della potenza reattiva. Il paragrafo però più attinente a questo lavoro è l' 8.8.6 "Servizi di rete", di cui è riportata una sintesi nella Tab.1.3: servizi di rete

Tab.1.3: servizi di rete

Servizi di rete	Generatori rotanti				Gen. statici
	Sincroni	Asincroni	Eolici FC	Eolici DFIG	
<i>Insensibilità alle variazioni di tensione</i>	NO(*)	NO	SI	SI	SI
<i>Partecipazione al controllo della tensione</i>	SI	NO	SI	SI	SI
<i>Regolazione della potenza attiva in condizioni di variazione della frequenza</i>	SI (per P > 1MW)	SI (per P > 1MW)	SI	SI	SI
<i>Sostegno alla tensione durante un cortocircuito</i>	NO	NO	SI	SI	SI
<i>Partecipazione ai piani di difesa</i>	NO	NO	SI	SI	SI

(\*) L'insensibilità alle variazioni di tensione per quanto riguarda i generatori sincroni, richiede degli approfondimenti. Infatti all' 8.8.6.1 si legge:

<L'insensibilità ai buchi di tensione per i generatori sincroni è una variabile connessa alle caratteristiche costruttive del generatore e del motore primo, dei sistemi di regolazione della velocità e dell'eccitazione, nonché delle caratteristiche dell'abbassamento della tensione di rete (profondità, durata e numero di fasi coinvolte). Non potendo essere decisa a priori essa dovrà essere valutata caso per caso e risolta attraverso una regolazione delle protezioni di tensione proprie del generatore tale da massimizzare le condizioni di funzionamento in parallelo con la rete a fronte di guasti sulla rete esterna senza rischio di danni per la macchina. In ogni caso il distacco dalla rete per abbassamento di tensione al di sotto del 70% Un non deve avvenire in tempi inferiori ai 150 ms.>

In particolare l'ultima frase di tale citazione è il perno e il motore di questo lavoro. Infatti, se le macchine restano connesse alla rete durante un cortocircuito esterno all'impianto di produzione, detto guasto potrebbe provocare (in dipendenza dai parametri del guasto, della macchina e della rete nel PAC - Punto di Accoppiamento Comune) un abbassamento di tensione tale da portare fuori passo la macchina e compromettere il funzionamento in parallelo dell'impianto e la rottura del generatore stesso. Sempre in riferimento alla citazione, essa dimostra anche come la CEI 0-16 cerchi di recepire anche le esigenze dei TSO, espresse nel documento dell'ENTSO-E "*Network Code for Requirements for Grid Connection applicable to allGenerators*". A proposito dei generatori sincroni, il RfG propone una curva predefinita 'tensione-durata' *Low Voltage Fault Ride Through - LVFRT* di Fig.1.4, con i parametri specificati nella Tab.1.4 nel caso specifico di generatori sincroni.

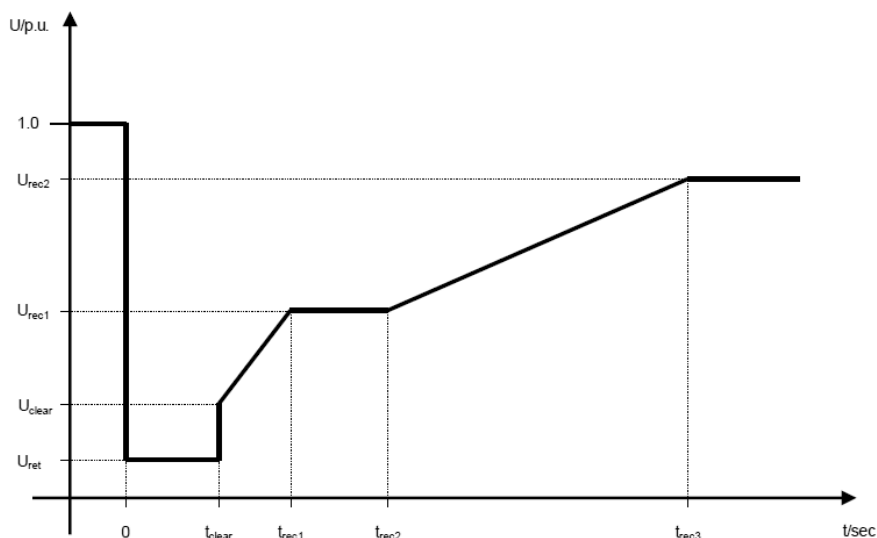


Fig.1.4: Profilo FRT di un generico impianto di produzione ( $U_{ret}$  è la retained-voltage al PC,  $t_{clear}$  è l'istante in cui il guasto è eliminato e i valori  $rec$  sono i valori di recovery dopo l'eliminazione del guasto)

Tab.1.4: parametri di tensione e tempo per il profilo FRT per un generatore sincrono

Parametri di tensione [p.u.]		Parametri temporali [s]	
$U_{ret}$	0.5 - 0.3	$t_{clear}$	0.14 - 0.25
$U_{clear}$	0.7 - 0.9	$t_{rec1}$	$t_{clear}$
$U_{rec1}$	$U_{clear}$	$t_{rec2}$	$t_{rec1} - 0.7$
$U_{rec2}$	0.85 - 0.9 e $>U_{clear}$	$t_{rec3}$	$t_{rec2} - 1.5$

Per concludere la trattazione relativa ai generatori sincroni, vengono specificate le condizioni nominali di funzionamento in parallelo alla rete. In generale per tutti i tipi di impianto essi devono rimanere connessi in parallelo alla rete in modo continuativo erogando costantemente lo stesso valore di potenza, quando i limiti per tensione e corrente nel PdC sono:

- $90\%U_n \leq U_n \leq 110\%U_n$
- $49.9\text{Hz} \leq f \leq 50.1\text{Hz}$

Inoltre gli impianti devono comunque rimanere connessi, pur potendo variare la potenza prodotta, nel caso di condizioni particolari di funzionamento della rete per periodi limitati di tempo con i seguenti estremi di tensione e frequenza al PdC:

- $85\%U_n \leq U_n \leq 110\%U_n$
- $47.5\text{Hz} \leq f \leq 51.5\text{Hz}$

Da questi valori, i secondi dei quali sono limiti inderogabili per la sicurezza del SEN (Sistema Elettrico Nazionale), si sono estrapolati riferimenti per le tarature dei sistemi di protezione specificati più sopra. In particolare per i generatori sincroni la norma CEI EN 60034-1 definisce i margini di funzionamento della macchina in un piano frequenza-tensione<sup>3</sup> come mostrato in Fig.1.5:

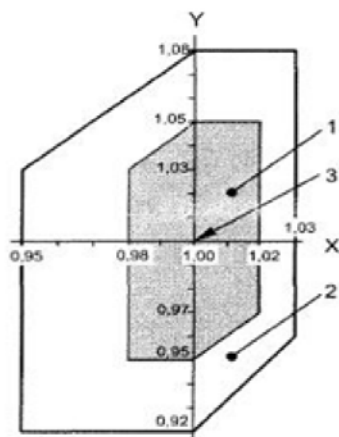


Fig.1.5: valori limiti di frequenza (X) e tensione (Y) in p.u.

Nella Fig.1.5 il punto 3 coincide con il funzionamento nominale; la zona grigia (o zona A) rappresenta la zona di funzionamento normale, cioè con i seguenti limiti di tensione e frequenza:

- $U_n = U_n \pm 5\%$
- $f = 50\text{Hz} \pm 2\%$  ;

infine la zona bianca (o zona B) rappresenta le condizioni eccezionali con questi limiti:

- $U_n = U_n \pm 8\%$
- $f = 50\text{Hz} + 3\%$  ;  $50\text{Hz} - 5\%$  .

Tali condizioni possono essere sopportate per periodi di durata non superiore a 15 minuti e per un numero di volte non superiore a 10 in un anno. Nelle zone A e B è chiaramente tollerato uno scostamento dalle prestazioni nominali. Infine viene mostrata in la curva di capability di un generatore sincrono che definisce i limiti di scambio di potenza reattiva:

<sup>3</sup> La tensione è quella misurata ai morsetti del generatore e differisce da quella al PdC per le cadute di tensione, in particolare quella sul trasformatore elevatore.

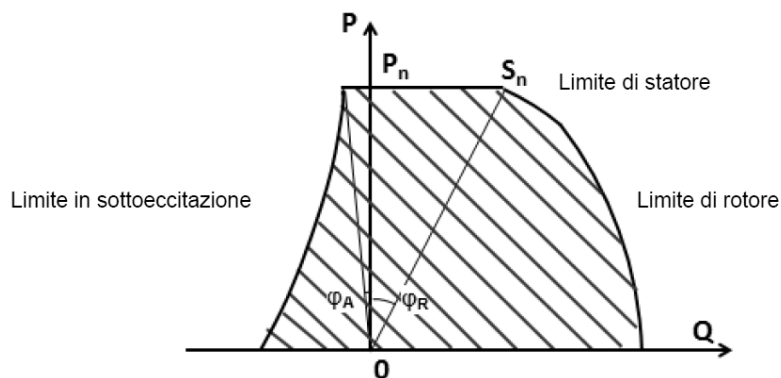


Fig.1.6: curva di capability tipica per un generatore sincrono

Per completare il quadro sui sistemi di protezione è necessario citare il paragrafo 8.8.8.5 "Protezioni dei gruppi di generazione" della Norma. Infatti la norma recita:

“Le protezioni dei gruppi di generazione (che agiscono su un DDG) hanno la funzione di arrestare il processo di conversione dell’energia quando si manifesti un guasto o un funzionamento anomalo nell’impianto di produzione stesso o nei carichi dell’impianto, al fine di eliminare tale guasto senza compromettere l’integrità del macchinario”.

“Le protezioni sensibili ai guasti ed ai disturbi sulla rete MT esterna all’impianto di generazione devono avere valori di regolazione (soglie e tempi di intervento) selettivi con quelli della protezione di interfaccia (SPI) in modo da evitare scatti anticipati dei generatori rispetto alla separazione dell’impianto di produzione dalla rete comandata dal medesimo SPI”.

Il problema che molto spesso si presenta è il coordinamento (vedi prossimo capitolo) delle protezioni di generatore, d'interfaccia, generale e di rete. Sarebbe dunque necessaria, ogni qualvolta un impianto venga installato e messo in esercizio o quando venga adattato alle nuove RTC come in questo caso, un preliminare studio della stabilità transitoria al fine di verificare il coordinamento prima e la reazione delle macchine a fronte di guasti e transitori dannosi poi. Infatti cercando di essere selettivi tra le protezioni generale e d'interfaccia con quelle di rete, si rischia talvolta di mettere a repentaglio la stabilità del parallelo dei generatori come si vedrà nel seguito.



# 2 COORDINAMENTO PROTEZIONI

Al fine di allacciare con il maggior grado di sicurezza possibile un impianto alla rete di alimentazione, il coordinamento tra le protezioni di Utente dell'impianto stesso e quelle del Distributore poste lungo le linee è assolutamente necessario. Tale coordinamento è definibile attraverso due parole chiave, che sono le prerogative principali di un sistema di protezione:

- Rapidità: la capacità di selezionare nel più breve tempo possibile il guasto in modo da ridurre le perturbazioni di esercizio;
- Selettività: capacità di individuare ed isolare la corretta porzione di rete affetta da guasto, evitando che la parte di rete sana subisca interruzioni o disservizi.

I casi per cui si studia il coordinamento delle protezioni sono fondamentalmente due:

- Caso in cui il guasto si verifica in porzioni di rete dell'Utente con tensione inferiore rispetto a quella nel PdC;
- Caso in cui le due tensioni di cui sopra sono identiche.

Per il primo caso generalmente si applica una semplice selettività amperometrica<sup>4</sup> mentre è più complesso il secondo caso. In particolare in questo capitolo si farà riferimento al solo caso della rete MT, in quanto la maggior parte degli utenti passivi e attivi che influiscono sulla stabilità del sistema elettrico sono collegati a quest'ultima, mentre si farà solo cenno a quella AT. In ogni caso, poichè maggiormente inerente a questo lavoro, verrà

---

<sup>4</sup> Esistono diversi tipi di selettività: amperometrica, basata sul diverso valore delle correnti per diverse distanze dal punto di guasto; cronometrica, basata sul differente tempo di intervento delle protezioni (tempo che aumenta più le protezioni coprono aree maggiori di rete); di zona (dalla prima legge di Kirchoff: se la somma delle correnti al nodo è diversa da zero c'è un guasto - differenziale); e logica basata su ritardi - cronometrica - i quali però derivano dall'invio di segnali logici di "blocco/rilascio" dalle protezioni a valle verso quelle a monte.

trattato solo il caso di cortocircuiti polifase, lasciando alle fonti citate in bibliografia i casi di guasti monofase e doppi monofase.

## 2.1 RETI DI ALTA TENSIONE AT

Generalmente le reti di alta tensione sono esercite con schemi di tipo magliato (più raramente radiale) e con neutro efficacemente a terra o, altre volte, francamente a terra. In generale per reti magliate il sistema di protezione si basa sull'impiego di relè distanziometrici, i quali sono tarati secondo le disposizioni indicate dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (Terna Spa).

Oltre alle protezioni distanziometriche che vengono coordinate tramite gradini di tempo crescente all'allontanarsi dal punto di guasto, la rete AT è inoltre dotata di DRA (Dispositivi di Richiusura Automatica - rapida) di tipo unipolare o tripolare. I tempi convenzionali di taratura vanno dai 300 ai 500ms.

## 2.2 RETI DI MEDIA TENSIONE MT

Nel precedente capitolo sono state definite a grandi linee quali devono essere i sistemi di protezione di un impianto di Utente e le proprietà fondamentali che devono avere. In questo capitolo si andrà un po' più nel dettaglio nella questione del coordinamento tra le protezioni interne all'Utenza con quelle della rete di distribuzione.

Una importante precisazione da farsi consiste nello schema di esercizio di rete. Infatti se la rete MT di distribuzione è di tipo radiale (al massimo contro-alimentabile), quella interna all'impianto potrebbe essere pure radiale ma anche ad anello chiuso. In particolare nell'ultimo caso per quanto riguarda le protezioni di massima corrente, esse dovranno essere direzionali in modo da individuare la provenienza del guasto ed estinguerlo con la minima parte di rete messa fuori servizio.



Storicamente la rete di distribuzione ENEL è stata esercita a neutro isolato dove l'unico organo di protezione consisteva in un OMA (Organo di Manovra Automatico - un interruttore) installato in CP (Cabina Primaria). Questa configurazione è particolarmente problematica allorchè il ciclo di richiusura di tale organo risulti negativo, in quanto l'intera rete afferente a questa CP viene a trovarsi disalimentata. A partire dal 2000 sono state introdotte alcune migliorie al fine di incrementare la qualità del servizio in termini di, appunto, selettività e rapidità. In primo luogo è stato introdotto l'uso della bobina Petersen al posto dell'esercizio con neutro isolato. Questa novità ha consentito di ridurre notevolmente il numero delle interruzioni<sup>5</sup>. Quattro anni dopo è iniziata su vasta scala l'implementazione di sistemi automatici di controllo, rilevazione e protezione, dagli IMS (Interruttori di Manovra Sezionatori) motorizzati, ai rilevatori di guasto RGDAT (Rilevazione di Guasto Direzionale e Assenza di Tensione), dalle RTU (Remote Terminal Unit) ai più complessi sistemi SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition). Questi organi/sistemi di controllo/azione vanno a completare il più generale sistema di protezione presente solo all'inizio della linea in CP, essendo installati lungo tutta la rete a valle di questa, in particolare presso le CS (Cabine Secondarie).

Per quanto riguarda la protezione contro le sovracorrenti dovute a sovraccarichi o guasti polifase, è sufficiente un sistema coordinato, tramite ritardi intenzionali e differenti soglie, di protezioni di massima corrente non direzionali<sup>6</sup>. In particolare, le protezioni adottate da ENEL sono in genere adirezionali, a tempo indipendente e con un certo numero di soglie. Per esempio la protezione di montante in CP è composta di tre soglie come indicato in Tab.2.1:

**Tab.2.1: protezione di massima corrente di montante di linea MT in CP**

<i>Protezione di massima corrente di montante di linea</i>			
<u>Nome soglia</u>	<u>Funzione</u>	<u>Limite amperometrico</u>	<u>Ritardo intenzionale</u>
51.1	Contro sovraccarichi	Funzione della "corrente di limite termico" della linea MT e della corrente di cc a fine linea	1s
51.2	Contro transitori e cortocircuiti	0.8kA	0.25s
51.3	Come 51.2	1.4kA	0.05s

<sup>5</sup> Dalla sperimentazione con 128 bobine Petersen per 24 mesi si sono ottenuti i seguenti risultati in termini di variazione percentuale dei rispettivi tipi di interruzione:

Transitorie monofasi (t<1s)	Transitorie totali (t<1s)	Brevi (1s≤t<180s)	Lunghe (t≥180s)
-63	-51	-38	-26

<sup>6</sup> Lo stato del neutro non influisce sulla modalità di protezione.

Anche la PG, riprendendo la Tab.2.1, consiste di tre differenti soglie. Un tempo invece queste soglie venivano garantite dall'intervento di fusibili MT, i quali però comportano un danno notevole in termini di qualità e continuità del servizio. Il coordinamento tra la PG e la protezione di linea deve far sì che per guasto interno all'impianto Utente, scatti solo, o quantomeno prima in tempo base, la PG stessa in modo da evitare inutili e dannose interruzioni al resto della rete. (Eventualmente per guasto a monte della PG ma comunque a valle del PdC, potrebbe darsi che il DRA intervenga prima della PG stessa, ma è necessario che il guasto venga estinto dall'Utente prima che avvenga la richiusura in CP).

In via del tutto generale (i tempi e le soglie amperometriche dovranno essere impostati seguendo le direttive imposte dalla CEI 0-16 e/o essere concordate con il Distributore), il CEI definisce questi scarti per cui il coordinamento, che all'oggi viene effettuato solo con la selettività cronometrica<sup>7</sup>, fra protezioni di Distributore e Utente risulta accettabile:

- $\Delta I_r \geq 20\%$
- $\Delta t_r \geq 200 \text{ ms}^8$

Infine, considerando la taglia dei generatori che sono installati negli impianti di Temù e Paullo, vi è da aggiungere un'importante precisazione: se i generatori, di qualsiasi genere, hanno potenze superiori o uguali a 400kVA allora sono necessarie due protezioni aggiuntive:

- di ricalzo contro la mancata apertura del DDI
- protezione 59V<sub>0</sub> di massima tensione omopolare.

La Fig.2.1 mostra il coordinamento delle protezioni con un trasformatore in CP di potenza minore o uguale a 25 kVA, in quanto è il caso studiato nelle simulazioni di guasto sulla rete di AT.

---

<sup>7</sup> In realtà, come specificato nel paragrafo 8.5.12.7 della Norma "Coordinamento selettivo tra le protezioni MT di utenza (protezioni basate su scambio di informazioni)" per <Utenti con particolari esigenze di continuità del servizio, è possibile impiegare sulla rete MT di utenza sistemi di coordinamento basati sullo scambio di informazioni tra relè a valle e qualunque soglia della PG>. Si rimanda alla bibliografia [1] per precisazioni sul tema.

<sup>8</sup> Deriva dalla somma dei tempi: di apertura ( $\approx 60 \text{ ms}$ ) - inerzia ( $\approx 20 \text{ ms}$ ) - errore ( $\approx 60 \text{ ms}$ ) - margine di sicurezza ( $\approx 60 \text{ ms}$ )

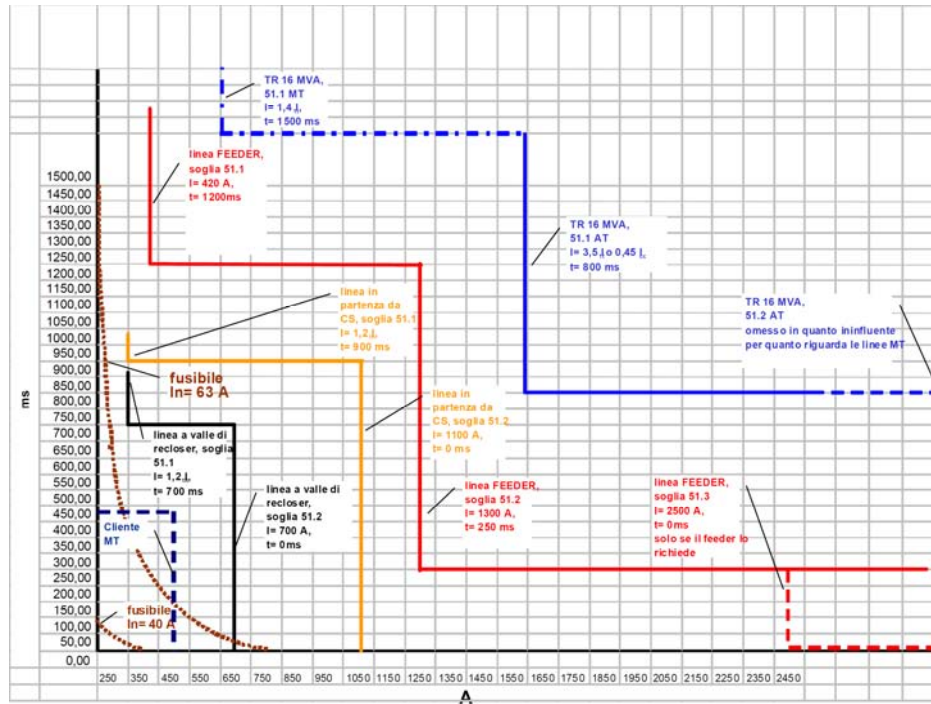


Fig.2.1: coordinamento delle protezioni dei Clienti e delle linee MT



# 3 LA STABILITÀ DEL PARALLELO

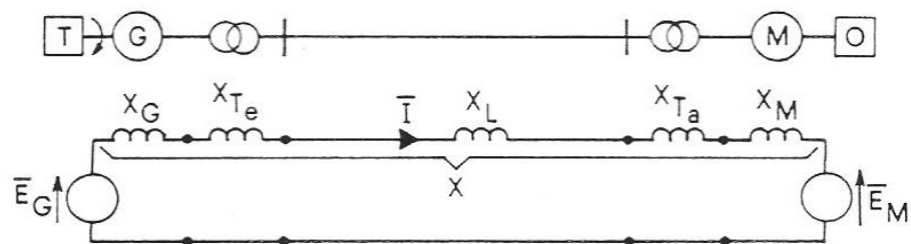


Fig.3.1: semplice rete per lo studio della stabilità

Si consideri una semplice rete come quella schematizzata in Fig.3.1. Essa è composta da una turbina che funge da motore primo, un generatore sincrono tradizionale, due trasformatori, rispettivamente elevatore e d abbassatore collegati da una linea (o un cavo), un motore elettrico e un carico utilizzatore. Sotto è presentato anche lo schema elettrico in cui compaiono le reattanze sincrone del generatore e del motore e le reattanze di cortocircuito dei due trafi e della linea; tutte queste vengono raggruppate nella reattanza totale  $X$ . Invece con  $\bar{E}_g$  ed  $\bar{E}_m$ , sono rappresentate, rispettivamente, le fem e fcm del generatore e del motore. Lo studio della stabilità del parallelo, è uno studio di fenomeni elettromeccanici. E' fatta però la supposizione che i transitori elettrici si esauriscano ben prima di quelli meccanici, caratterizzati da maggiore inerzia, e vengano quindi trascurati. Si considera che le variazioni elettriche portino il sistema a funzionare a regimi comunque sinusoidali, considerando per i calcoli le grandezze di regime permanente piuttosto che transitorio. L'equazione del circuito è:

$$\bar{E}_g = \bar{E}_m + jX\bar{I}$$

mentre la potenza è fornita dalla:

$$P = 3EgI \cos \psi = 3EmI \cos \varphi$$

avendo trascurato tutte le perdite e avendo usato la simbologia dal diagramma vettoriale di Fig.3.2:

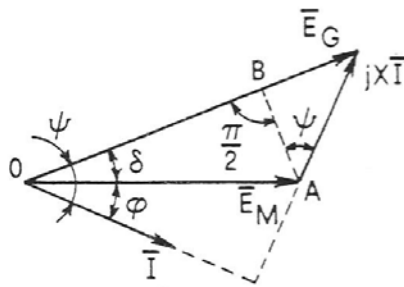


Fig.3.2: diagramma vettoriale

da cui si ricava anche:

$$\overline{AB} = Em \cos \delta$$

dove  $\delta$  è lo sfasamento tra  $\overline{Eg}$  ed  $\overline{Em}$  e anche l'angolo elettrico tra i rotori (che è vero se e solo se le due fem sono quelle a vuoto).

Dalle due precedenti equazioni, si ottiene:

$$P = 3 \frac{EgEm}{X} \sin \delta$$

da dove si vede che la massima è, per  $\delta = \pi/2$ :

$$P_{max} = 3 \frac{EgEm}{X}$$

Dall'equazione sulla potenza si ricava il diagramma di Fig.3.3.

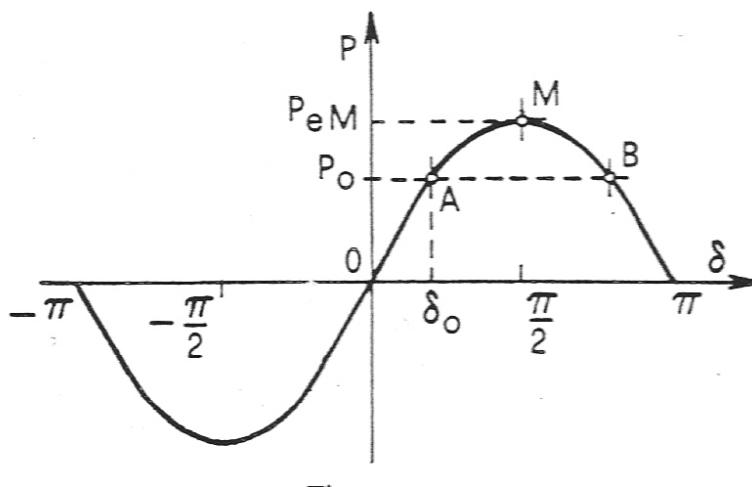


Fig.3.3: diagramma potenza in funzione dell'angolo

Il funzionamento dell'intero sistema sarà stabile solo quando  $\delta$  compreso tra  $-\pi/2$  e  $\pi/2$ .

Si supponga di lavorare nel punto A, che la potenza richiesta all'albero del motore aumenti di un  $\Delta P$ . Allora esso rallenterà rispetto al generatore. Al contempo  $\delta$  aumenterà e con esso la potenza trasmessa dal generatore. Questo dunque decelererà rispetto al suo motore primo e si potrà a funzionare in modo che la P trasmessa sia uguale alla nuova potenza meccanica richiesta. Ora interverrà l'organo regolatore frequenza/potenza che aumenterà la velocità di rotazione dell'albero calettato sul motore primo e il sistema funzionerà nuovamente in regime stazionario. Tutto ciò è valido solo fino al punto M, cioè quando  $\delta = \pi/2$ . Oltre a tale punto si vede che l'aumento di  $\delta$  causa una diminuzione di P e la differenza tra coppia resistente e motrice all'albero del motore aumenta progressivamente. Esso perde il sincronismo ("esce di passo") e si fermerà in breve tempo.

Esiste un altro caso in cui il motore potrebbe perdere il passo pur non partendo da un punto iniziale M o maggiore. Si prenda come riferimento la Fig.3.4:

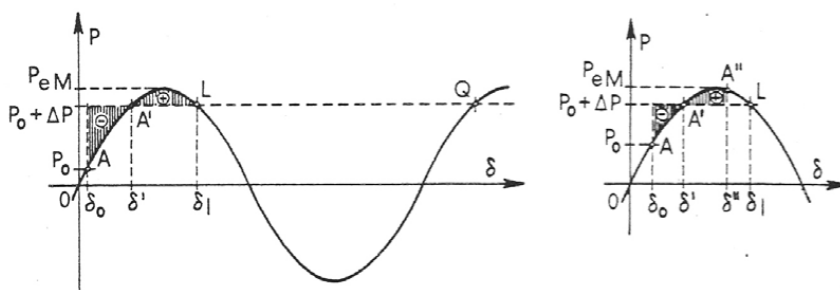


Fig.3.4: andamenti di un transitorio per sistema instabile a sinistra e stabile a destra

Si supponga che il punto iniziale di funzionamento sia caratterizzato da una scarsa potenza trasmessa, ma che la variazione di richiesta del motore sia molto ingente, oltre che

istantanea. Si considera inoltre che il generatore sia di potenza infinita (inerzia infinita e quindi rotante sempre alla velocità nominale). All'aumento di richiesta di valore  $\Delta P$ , il motore sfrutta l'energia cinetica delle masse rotanti (rimanendo  $\delta$  inizialmente pari a  $\delta_0$ ) e quindi rallenta. Rallentando aumenta l'angolo  $\delta$  per cui crescerà anche la potenza trasmessa secondo la formula della potenza mostrata prima. La maggiore richiesta  $\Delta P$  è compensata portando il punto di lavoro in  $A'$ , ma il motore sta ancora ruotando a velocità minore e ciò comporta un ulteriore aumento di  $\delta$ . Si ha dunque che la potenza erogata supera ora quella meccanica resistente, per cui il motore accelera tendendo alla velocità di regime. Si possono quindi presentare due scenari:

1. se raggiunto il punto L la velocità del motore è ancora minore, esso richiederà maggiore potenza che però non potrà più essere fornita, poiché la coppia resistente riprende il sopravvento su quella motrice. Il motore perde così il passo e si dice che il sistema è instabile;
2. il motore raggiunge la velocità di regime prima del punto L; nella Fig. ciò avviene in corrispondenza del punto  $A''$ . In questo punto comunque la coppia motrice supera quella resistente per cui il motore tenderà ancora ad accelerare. L'angolo  $\delta$  dunque diminuirà e il punto di lavoro ripasserà per  $\delta'$ . Senza effetti dissipativi o senza le gabbie di smorzamento delle macchine sincrone, si avrebbero continue pendolazioni tra i punti A e L, passando per  $A'$  dove l'accelerazione è nulla.

Il criterio delle aree, a cui qui si farà solo un accenno, indica quali siano i limiti di funzionamento stabile e non per un sistema. Questo afferma, tralasciando le dimostrazioni, che se l'area indicata con "-" (decelerazione del motore) nella Fig.3.4 viene uguagliata dalla "+" (accelerazione) prima del limite indicato dal punto L, allora il sistema è stabile, altrimenti non lo è e la macchina perderà il sincronismo.

Può altresì capitare, ed è il caso che interessa maggiormente in quanto riguarda i generatori, che avvenga un guasto ai capi di questi ultimi o all'esterno dell'impianto di produzione. Guasti nel sistema con conseguente perdita di linee, disconnessione di parti di rete e perdita di carichi ingenti, ha come conseguenza una minore potenza richiesta alle macchine generatrici. Contemporaneamente la potenza in ingresso ai generatori ancora connessi proveniente dal motore primo non varia, in quanto durante il breve periodo di guasto, la turbina (o l'equivalente prime mover) non riesce ad adattare il proprio output. Quindi i generatori aumentano la propria velocità immagazzinando in forma di energia cinetica la maggiore potenza in ingresso finché il sistema di regolazione non la regola, caso migliore. Per contro, se la regolazione è lenta o soprattutto, se il guasto è troppo ingente e duraturo nel tempo, si ha perdita di equilibrio tra potenza prodotta e richiesta, fino alla drastica perdita di sincronismo.

Qualunque sia la causa della perdita di sincronismo gli effetti possono essere: fluttuazione ciclica della tensione, malfunzionamento di altri sistemi di protezione, stress



torsionale all'albero della macchina sincrona, surriscaldamento dei conduttori (prevalentemente di quelli di statore). In particolare una delle cause con gli effetti più gravi è la LOE (Loss Of Excitation); infatti la fluttuazione od oscillazione della tensione è la conseguenza più deleteria per il generatore ed il sistema stesso. Infatti ai morsetti della macchina che ha perso l'eccitazione e poi il sincronismo, vi è un richiamo di potenza sia attiva che reattiva da altri generatori della rete. Quindi le oscillazioni di un generatore comportano stress torsionale per l'albero dello stesso e anche, seppur in maniera più lieve, per gli alberi delle altre macchine influenzate. Tali macchine inoltre, in relazione ai loro parametri strutturali e se le oscillazioni persistono e sono di una certa entità, possono a loro volta perdere il passo e quindi peggiorare in maniera drastica la situazione del sistema elettrico. Infine, queste fluttuazioni di tensione, provocano malfunzionamenti a tutti gli utenti connessi al PAC dove il rotore che esce di passo è connesso, provocando sovracorrenti per esempio, e quindi portando anche al malfunzionamento delle protezioni, che vedono la perdita di passo come un corto circuito trifase.

Per concludere il capitolo sulla stabilità, vengono introdotte e definite brevemente alcune grandezze utili ai calcoli. L'energia cinetica specifica H, chiamata anche costante d'inerzia, è definita dalle:

$$H = \frac{W_o}{Nt} = \frac{Ta}{2}$$

dove  $W_o$  è l'energia cinetica all'istante iniziale in  $kgm$ ,  $N_t$  la potenza apparente di targa in  $kVA$  e  $T_a$  il tempo di avviamento del gruppo generatore+turbina in  $s$ . Infatti l'unità di misura sono proprio i secondi. In realtà questa grandezza può essere espressa anche come  $GD^2$ , momento giratorio o dinamico in  $kg*m^2$ , essendo legato alla costante d'inerzia dalla:

$$H = 1,37 * \frac{GD^2 n^2}{Nt} * 10^{-6},$$

dove  $n$  è la velocità in *giri al* minuto; inoltre è legata all'inerzia dalla:

$$GD^2 = 4g * J$$

dove  $g$  è l'accelerazione di gravità e  $J$  il momento d'inerzia in  $kg*m*s^2$ .

Il motivo per cui sono state definite entrambe, è che i costruttori forniscono il momento dinamico nei data sheet delle turbine o dei generatori, mentre nel programma *PowerFactory*®, viene richiesta la costante d'inerzia in secondi.



# 4 IMPIANTI: BREVE DESCRIZIONE

## 4.1 CENTRALE DI TEMÙ

Temù è un comune situato nella Valle Camonica, nella parte settentrionale della provincia di Brescia, in Lombardia, a circa 1144 m sul livello del mare. La centrale idroelettrica in questione è stata edificata sul fiume Oglio.



**Fig.4.1:** *a sinistra* 3 macchine dell'impianto di Temù: una ad asse verticale e due ad asse orizzontale.  
*A destra* l'esterno e il salto

L'impianto è composto da due macchine ad asse orizzontale di potenza apparente nominale 2900 kVA e una ad asse verticale di potenza 1310 kVA, tutte con fattore di potenza nominale pari a 0.9, per un totale di 7110 kVA nominali d'impianto. I generatori ad asse orizzontale sono associati a due turbine Francis, mentre quello ad asse verticale è connesso a una turbina Pelton. I generatori sincroni a poli salienti, sono dotati di sistema di

eccitazione brushless e dell'AVR *Basler DECS200*. Quest'ultimo lavora in regolazione di tensione nelle fasi antecedenti il parallelo con la rete e, una volta accoppiato, mantiene il fattore di potenza unitario.

Le turbine sono corredate da centralina oleodinamica per la movimentazione del distributore e della valvola di macchina e da tubazioni ausiliarie di collegamento.

Tutte le apparecchiature sono dotate di strumenti trasmettitori digitali/analogici (pressostati, finecorsa, Pt100, etc.) per il controllo remoto dell'impianto.

Le caratteristiche tecniche principali sono riportate nelle Tab.4.1 e Tab.4.2:

**Tab.4.1: caratteristiche tecniche di generatori ad asse orizzontale e turbine Francis associate**

<u>GENERATORE</u>		
<b>Tipo</b>	Asse orizzontale	
<b>Numero di poli</b>	8	
<b>Velocità di rotazione nominale</b>	750	rpm
<b>Tensione d'uscita alla velocità nominale</b>	6.3	kV
<b>Potenza</b>	2610	kW
<b>Fattore di potenza</b>	0.9	
<u>TURBINA</u>		
<b>Tipo turbina</b>	Francis	
<b>Numero di pale</b>	13	
<b>Potenza nominale</b>	2900	kVA
<b>Pressione nominale</b>	9	Bar
<b>Velocità turbina</b>	750	rpm
<b>Salto netto nominale</b>	90	M
<b>Portata nominale</b>	3.25	m <sup>3</sup> /s
<b>Velocità di fuga stabilizzata</b>	1388	rpm
<b>Momento dinamico/costante d'inerzia</b>	1363/0.36	kgm <sup>2</sup> / s

**Tab.4.2: caratteristiche tecniche di generatore ad asse orizzontale e turbina Pelton associata**

<u>GENERATORE</u>		
<b>Tipo</b>	Asse verticale	
<b>Numero di poli</b>	16	
<b>Velocità di rotazione nominale</b>	375	rpm
<b>Tensione d'uscita alla velocità nominale</b>	6.3	kV

<b>Potenza</b>	1310	kVA
<b>Fattore di potenza</b>	0.9	
<b><u>TURBINA</u></b>		
<b>Tipo turbina</b>	Pelton	
<b>Numero di ugelli</b>	5	
<b>Potenza nominale</b>	1185	kW
<b>Pressione nominale</b>	9	bar
<b>Velocità turbina</b>	375	rpm
<b>Salto netto nominale</b>	90	m
<b>Portata nominale</b>	1.5	m <sup>3</sup> /s
<b>Velocità di fuga stabilizzata</b>	694	rpm
<b>Momento dinamico/costante d'inerzia</b>	1902/0.28	kgm <sup>2</sup> / s

Invece le caratteristiche degli step-up transformers sono:

**Tab.4.3: caratteristiche dei trasformatori elevatori di generatore**

	TR1	TR2 e TR3	
<b>V1</b>	6.3	6.3	kV
<b>V2</b>	15	15	kV
<b>Vcc</b>	6	6	%
<b>Nt</b>	1600	3150	kVA
<b>Gruppo CEI</b>	Yd11	Yd11	

Inoltre La centrale è dotata delle seguenti apparecchiature ed impianti meccanici:

- Paratoia di testa condotta ad azionamento elettrico (Opera di Presa);
- Due paratoie di ingresso vasca di carico (Opera di Presa);
- Paratoia sghiaiatrice ad azionamento elettrico (Opera di Presa);
- Paratoia dissabbiatrice ad azionamento manuale (Opera di Presa);
- Gru a ponte della portata di 16t
- Sgrigliatore oleodinamico semovente tipo a traliccio (Opera di Presa);
- Nastro trasportatore metallico (Opera di Presa);

Infine l'impianto è dotato di un sistema di automazione basato su architettura PLC serie S7-300 di Siemens. Data la tipologia di impianto non presidiato, il PLC si occupa di mantenere l'impianto in funzionamento totalmente automatico, permettendo di regolare il

regime di funzionamento delle macchine principalmente in funzione della quantità di acqua disponibile, mediante regolazione continua di livello. In funzione della disponibilità di acqua, l'automazione elabora inoltre, tramite opportuni algoritmi, ed in modo totalmente coordinato con le curve tipiche di macchina, un'ottimizzazione della gestione delle macchine in funzione della quantità d'acqua disponibile, in modo che essa si trovi sempre a funzionare nel punto di maggior rendimento possibile. La CPU è collegata ai sensori in campo sia mediante le proprie schede di I/O, sia attraverso opportune estensioni ("periferie decentrate", tipo ET200M di Siemens), mediante bus di campo "profibus". Il Sistema di Supervisione (SCADA) installato è basato su pacchetto "Intouch" della Wonderware.

Prima di addentrarsi nella simulazione vera e propria, è utile completare la presentazione dell'impianto.

Il tema delle protezioni è di fondamentale importanza per quanto riguarda la sicurezza dell'impianto e principalmente delle persone che vi operano. Come già visto nel capitolo sulla Norma CEI 0-16, una centrale deve essere dotata almeno di SPG e di SPI. Tutte le apparecchiature principali d'impianto (trasformatori, generatori, etc.) dispongono di sistemi di protezione dedicati.

I relè di protezione e le relative funzioni abilitate sono riassunti nelle seguenti tabelle:

**Tab.4.4: THYTRONIC NA30 - Protezione Generale**

Codice ANSI	Descrizione
<b>50/51</b>	Protezione di massima corrente
<b>50N</b>	Protezione di massima corrente residua
<b>50BF</b>	Protezione di ancata apertura

**Tab.4.5: THYTRONIC NV10P - Protezione di Interfaccia**

Codice ANSI	Descrizione
<b>27</b>	Protezione di minima tensione
<b>59</b>	Protezione di massima tensione
<b>59N</b>	Protezione di massima tensione residua
<b>81U/O</b>	Protezione di minima/massima frequenza
<b>50BF</b>	Protezione di ancata apertura

Tab.4.6: THYTRONIC NT10 - Protezione Differenziale

Codice ANSI	Descrizione
87GT	Protezione differenziale di montante
50/51	Protezione di massima corrente

Tab.4.7: THYTRONIC NG20 - Protezione di Generatore

Codice ANSI	Descrizione
50/51	Protezione di massima corrente
50N/51N	Protezione di massima corrente residua
27	Protezione di minima tensione
59	Protezione di massima tensione
81U/O	Protezione di minima/massima frequenza
32R	Protezione contro il ritorno di Potenza attiva
40	Protezione contro la perdita di eccitazione
46	Protezione di massima corrente di sequenza inversa
50BF	Protezione di mancata apertura

Infine la Tab. 4.8 mostra come interagiscono le protezioni di massima corrente nei confronti di guasto trifase, in relazione al loro grado di selettività. Tale Tab. rappresentativa delle protezioni e delle loro tarature, è fondamentale nella simulazione in quanto permette di verificare in che condizioni (in funzione del tempo) può portarsi il generatore a seguito di guasto esterno.

Tab. 4.8: comportamento protezioni per guasto trifase in diversi punti dell'impianto

Punto guasto	$I_{PG}[A]$	$I_{Pgen1}[A]$	$I_{Pgen2,3}[A]$	Tempo PG [ms]	Tempo Pgen1 [ms]	Tempo Pgen2,3 [ms]
Esterno MT	1222	387	1261	50	331	276
Esterno AT	1171	371	1209	50	346	285
Sbarra 15kV	11949	389	1267	50	329	275
G1	954	452	101	50	282	<sup>9</sup>
G2 (G3)	1787	58	1678	50	-	0

<sup>9</sup>La corrente è talmente bassa che la protezione non la legge e quindi non scatta.

mentre la Fig.4.2 rappresenta il grafico delle protezioni di massima corrente d'impianto:

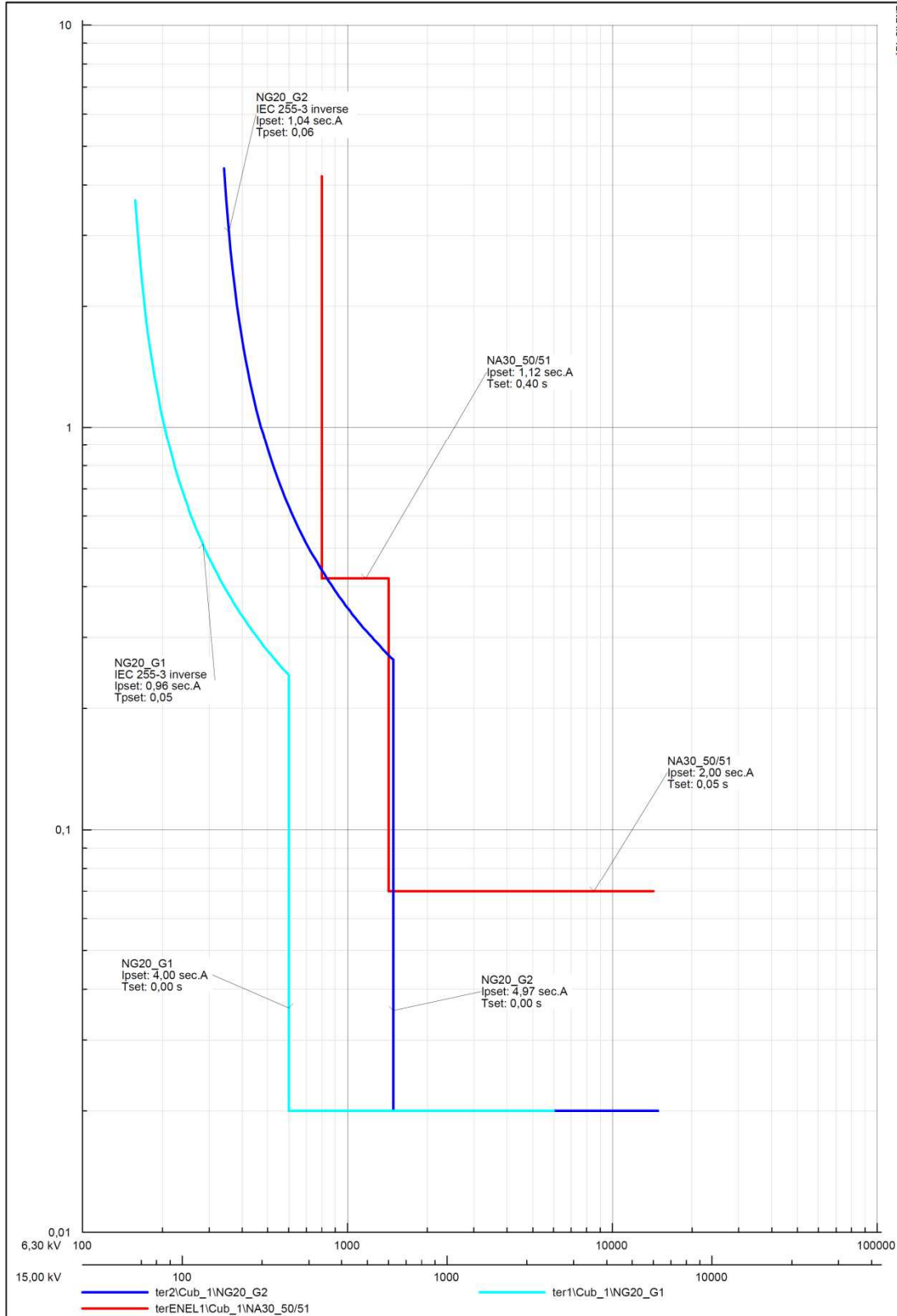


Fig.4.2: protezioni di massima corrente; in rosso PG, in azzurro e blu di generatore G1 e G2(G3)





Fig. 4.3: schema unifilare della centrale di Temù

## 4.2 CENTRALE DI PAULLO

La città di Paullo (Milano) è situata a circa 97 m sul livello del mare mentre l'impianto sorge sulle rive del fiume Lambro.

Come si vede dallo schema unifilare di Fig. 4.8, la centrale è connessa alla rete esterna MT di ENEL tramite un cavo di connessione a 20 kV di tensione nominale. I due generatori sincroni a magneti permanenti di potenza 1339 kVA invece sostengono ai morsetti una tensione nominale pari a 3,3 kV. Perciò sono necessari dei trasformatori elevatori, uguali per le due macchine.



**Fig.4.4: centrale idroelettrica di Paullo**

La centrale di Paullo è sempre di tipo idroelettrico e la sua peculiarità sta nei due generatori, i quali sono a magneti permanenti. Entrambi hanno potenza nominale pari a 1339 kVA e fattore di potenza 0.97 e sono associati alle due turbine "a bulbo", per la precisione ECOBulb™ della VA TECH Hydro. Questo tipo di turbina rappresenta un'evoluzione della Kaplan, in quanto immersa e inserita direttamente nella condotta, per cui non necessita di distributore. Essa è adatta per dislivelli ridotti, di qualche metro, nella fattispecie al massimo 4.76m. Per questa turbina però, l'alternatore è contenuto nel bulbo.



Fig.4.5: *sinistra* unità a doppia regolazione ECOBulb™; *destra* turbina a bulbo montata a Paulo

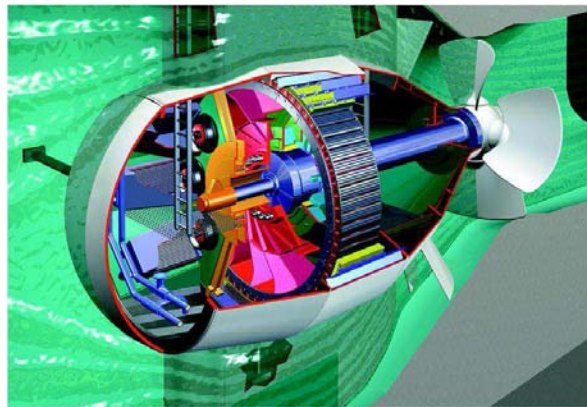


Fig.4.6: Spaccato di una turbina a bulbo

I dati tecnici dei generatori e delle turbine sono riportati in Tab.4.9:

Tab.4.9: caratteristiche tecniche dei generatori a MP e delle turbine ad essi associate

GENERATORE		
Numero di poli	40	
Velocità di rotazione nominale	150	rpm
Tensione d'uscita alla velocità nominale	3.3	kV
Potenza	1299	kW
Fattore di potenza	0.97	
Flusso generato dai MP	$0.95^{10}$	p.u.

<sup>10</sup> Si rimanda al paragrafo 6.4.2 <Modello in DigSILENT della macchina a MP> per la spiegazione di questo valore.

<b><u>TURBINA</u></b>		
<b>Tipo turbina</b>	Bulbo	
<b>Inclinazione asse</b>	15	°
<b>Potenza nominale</b>	1299	kW
<b>Diametro ruota</b>	2.6	m
<b>Velocità turbina</b>	150	rpm
<b>Salto netto massimo</b>	4.76	m
<b>Salto netto nominale</b>	4.36	m
<b>Portata nominale</b>	35	m <sup>3</sup> /s
<b>Velocità di fuga stabilizzata</b>	360	rpm

Le caratteristiche dei trasformatori invece sono:

**Tab.4.10: caratteristiche tecniche dei due trasformatori elevatori**

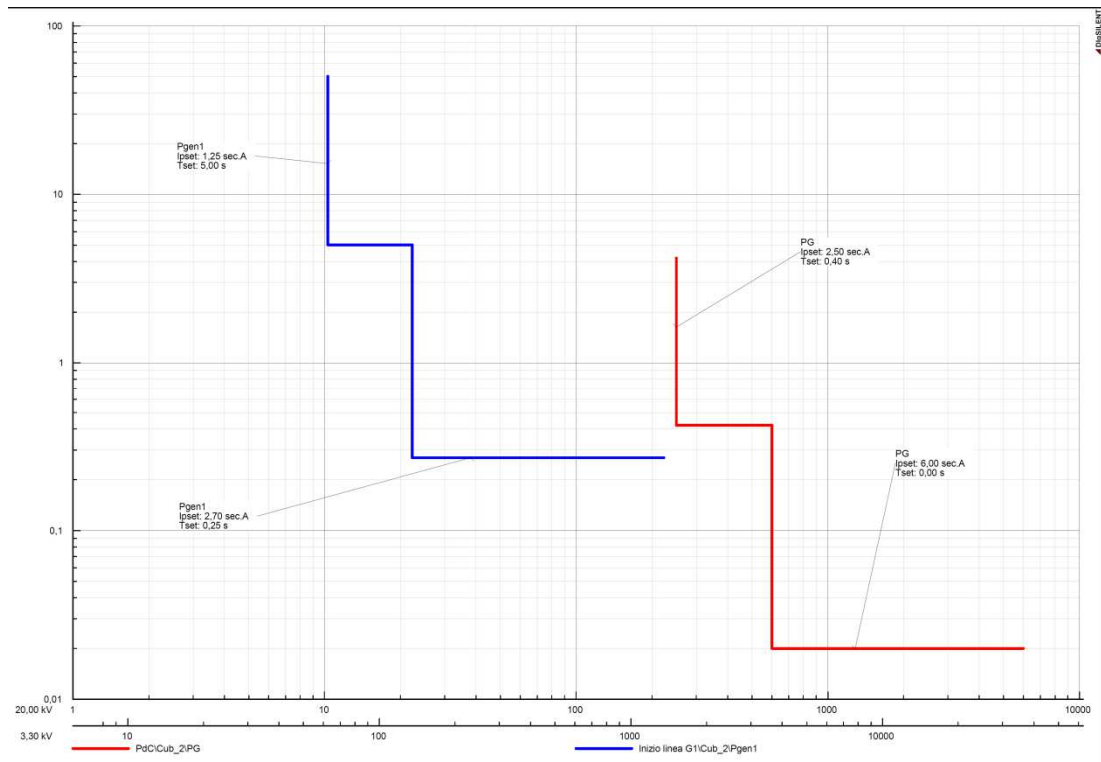
<b>Trasformatori elevatori</b>		
<b>V1</b>	20	kV
<b>V2</b>	3.3	kV
<b>Vcc</b>	6	%
<b>Nt</b>	1600	kVA
<b>Gruppo CEI</b>	Yd11	

L'alternatore quindi, essendo a MP, avrà eccitazione costante e pari al flusso generato dagli stessi MP. Tale casistica non è direttamente presa in considerazione dalla Norma CEI 0-16 che non cita mai i PMSG, sebbene di fatto, questo tipo di macchine rientri per comportamento in quella di generatori sincroni.

Infine nella Tab. 4.11 e in Fig. 4.7 viene mostrata l'interazione delle protezioni d'impianto (generale e di generatore):

**Tab. 4.11: comportamento protezioni per guasto trifase in diversi punti dell'impianto**

Punto guasto	$I_{PG}[A]$	$I_{Pgen1}[A]$	Tempo PG[ms]	Tempo Pgen1[ms]
Esterno MT	370	1121	400	250
Esterno AT	357	1083	400	250
Sbarra 20kV	12500	1121	0	250
G1	782	1457	0	250



**Fig. 4.7: protezioni di massima corrente; in rosso PG, in blu di generatore G1 (G2)**









# 5 MODELLAZIONE

## APPARECCHIATURE

### PRINCIPALI

#### 5.1 DIGSILENTPowerFACTORY®



Fig.5.1: *DigSILENTPowerFactory*® logo

DigSILENT sta per "**D**igital**S**imu**L**ation of **E**lectrical **N**e**T**works".

*DigSILENTPowerFactory*® è attualmente uno dei più completi e affidabili software per la simulazione e lo studio di reti elettriche oggi in commercio. Realizzato a Gomaringen in Germania, oggi ne è disponibile la 15ª versione. Le funzioni chiave del programma di calcolo sono:

- Le funzioni nevralgiche di *PowerFactory*®: definizione, modifica e organizzazione dei casi; routine numeriche; funzioni di documentazione e risultati
- "Single line graphic" integrato e interattivo

- Elementi dei sistemi di potenza e database dei casi più comuni
- Funzioni di calcolo integrate
- Configurazione delle reti dei sistemi di potenza con accesso SCADA interattivo oppure sul-posto
- Interfaccia generica per la mappatura del sistema "computer-based"

Il fatto di usare un singolo database per i soli componenti del sistema elettrico di potenza (quali linee, trasformatori, generatori, controllori, dati sulle armoniche etc.) permette al software di eseguire facilmente tutte le funzioni di simulazione all'interno di un singolo ambiente di lavoro - funzioni come flussi di potenza, calcolo di cortocircuiti, analisi armonica, coordinazione delle protezioni, calcoli di stabilità e altre.

1. Il singolo database generale si inserisce nel concetto di "database integration" e ne costituisce il perno. Oltre a essere completo di tutti gli elementi necessari per i vari tipi di simulazione e scenari possibili, può essere configurato a piacimento dall'utente.
2. Il project management invece contiene tutti i dati che definiscono il modello del sistema di potenza che l'utente intende analizzare. All'interno della cartella "project" si trovano le eventuali cartelle "study cases" (di cui si parlerà più avanti), utilizzati per definire diversi studi che si vogliono condurre sulla stessa rete, in parallelo con gli "operation scenarios" e le "variations".
3. Multi-users operation. E' prevista anche la possibilità che diversi utenti possano accedere ai dati dello stesso modello, o che ogni utente, lavorando sul proprio progetto, possa dividerne i dati.
4. Modalità offline. In alcuni casi la connessione di una rete al server database potrebbe non essere disponibile. Per oltrepassare il problema, *PowerFactory*® permette di lavorare in questa modalità: i dati di progetto richiesti vengono registrati e immagazzinati nella macchina locale dell'utente, il quale può venire sincronizzato in un secondo momento con il server database.

*PowerFactory*® è principalmente inteso per essere adoperato in un ambiente grafico. Quindi i dati possono venire inseriti con un doppio clic sugli elementi grafici che rappresentano gli elementi della rete; tutto ciò attraverso la GUI (Graphical User Interface) di cui è mostrata in Fig.5.2 una generica finestra principale:

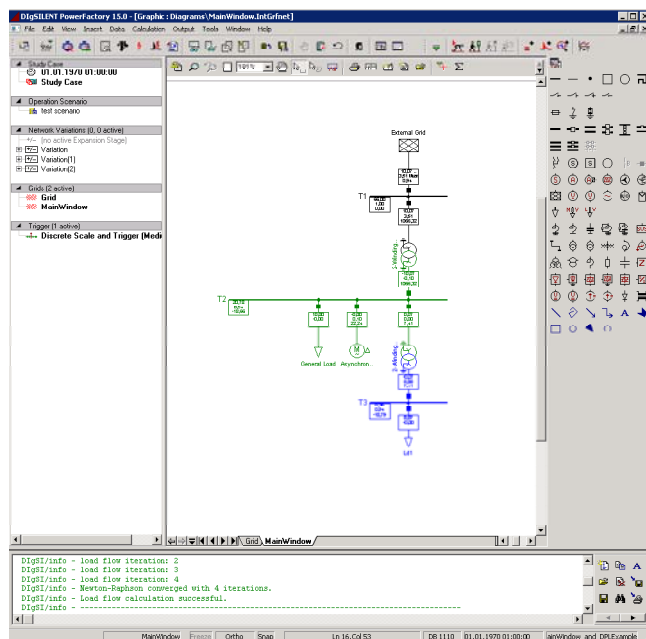


Fig.5.2: finestra principale di PowerFactory®

## 5.2 AUTOMATIC VOLTAGE REGULATOR

Un AVR è un dispositivo facente parte della famiglia dei regolatori di tensione e funziona in maniera automatica. La presenza di dispositivi di misura e trasduzione inviano un segnale (o più di uno) al blocco di controllo dell'AVR. Questo, attraverso l'implementazione del segnale stesso (o meglio del suo errore) attraverso opportuni microprocessori, manda in uscita la grandezza controllata e regolata. Senza scendere nel dettaglio della costruzione di questo apparecchio, è comunque chiara, anche dal nome stesso, la sua funzione principale ovvero regolare la tensione. Un AVR può controllare e regolare anche altre grandezze, quali il powerfactor o la potenza reattiva in uscita dalla macchina. In generale un AVR agisce sull'eccitazione della macchina sincrona, regolandone tensione e corrente.

Nel modello in *PowerFactory*® tale dispositivo deve essere associato al generatore su cui si opera la regolazione attraverso il cosiddetto "system modelling". Tale approccio è il perno dello studio dell'analisi di stabilità. Per implementarlo il software si basa su una

modellazione severamente gerarchica che combina metodi sia grafici che script-based. La struttura di questa gerarchia è:

- *DSL BlockDefinitions*, basata sulla definizione attraverso il linguaggio di simulazione DigSILENT, che definisce le funzioni di trasferimento e le equazioni differenziali che stanno alla base dei modelli transitori;
- *Built-in models* e *CommonModels*. I primi sono degli elementi del software che rappresentano l'equipaggiamento tecnico del modello della rete, per esempio generatori, motori, etc.; i secondi invece sono basati sulle definizioni presentate al punto precedente e permettono all'utente di interfacciarsi graficamente con il modello transitorio;
- *CompositeFrames*, sono i diagrammi che definiscono la connessione *model* precedenti e le variabili di input e output di ognuno. Vengono rappresentati da diagrammi a blocchi, le cui slot sono vuote e alle quali vengono assegnati i *model*;
- *CompositeModels*, sono basati sui *compositeframes* e combinano e interconnettono i diversi elementi del modello rappresentati dai built-in e/o *commonmodels*. Sono la maschera per i *frame* con cui si interfaccia l'utente e infatti elenca le slot di cui è composto il *frame* e i relativi elementi interni.

## 5.2.1 AVR di Temù e blocco PID per la regolazione del *cosphi*

Le funzioni per un AVR sopra citate, nel caso della centrale di Temù, vengono svolte dall'AVR prodotto dalla BaslerElectric chiamato *DECS-200* (Digital Excitation Control System). Tale dispositivo contiene tutte le funzionalità necessarie per limitare, controllare e infine proteggere il generatore dalle operazioni esterne alla capability della macchina. *DECS-200* utilizza un controllo di tipo PID, e ha 20 tarature di stabilità preprogrammate per applicazioni sul campo di eccitazione.

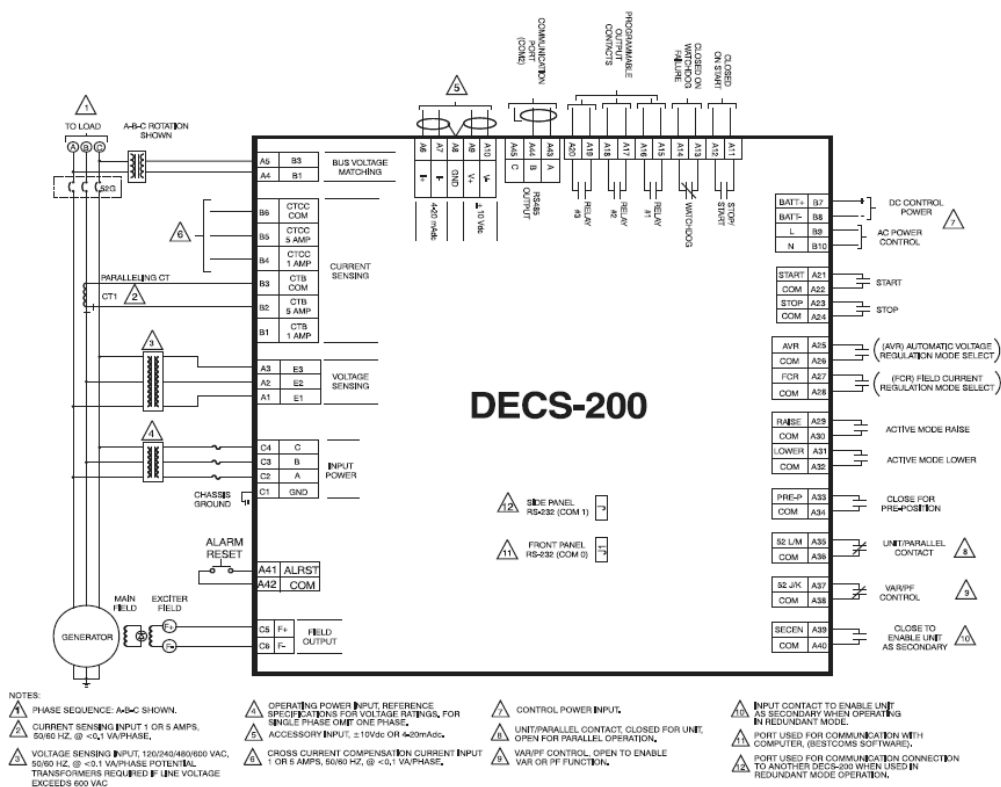


Fig.5.3: schema delle connessioni dell'AVR DECS-200

Questo AVR, nello specifico, ha il compito di regolare in fattore di potenza e mantenerlo pari all'unità a seguito dell'avvenuto parallelo tra impianto di Utente e rete di distribuzione. In realtà un vero e proprio AVR dovrebbe considerare tutte le grandezze di macchina e tutte le interazioni con altri organi di manovra e controllo (turbine governor fra gli altri). In questo caso, poichè ai fini delle verifiche è necessario e sufficiente che il fattore di potenza sia pari all'unità, il blocco regolatore implementato è decisamente più semplice, ma assolutamente versatile. Il *compositeframe* e il *commonmodel* creati per implementare tale regolazione sono illustrati nelle Fig.5.4 e Fig.5.5:

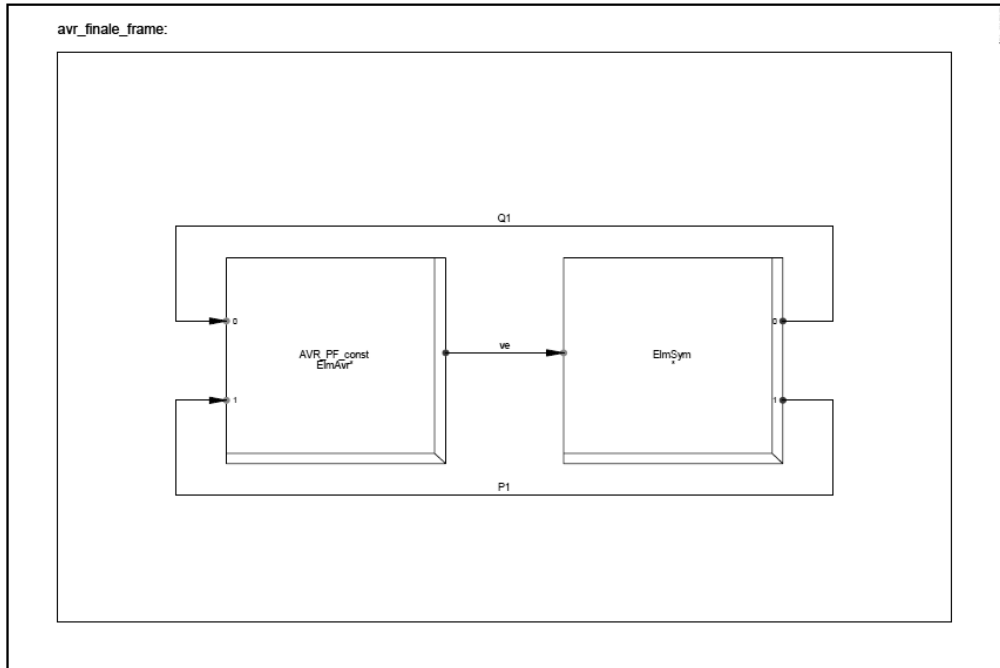


Fig.5.4: *compositeframe* dell'AVR in regolazione di fattore di potenza

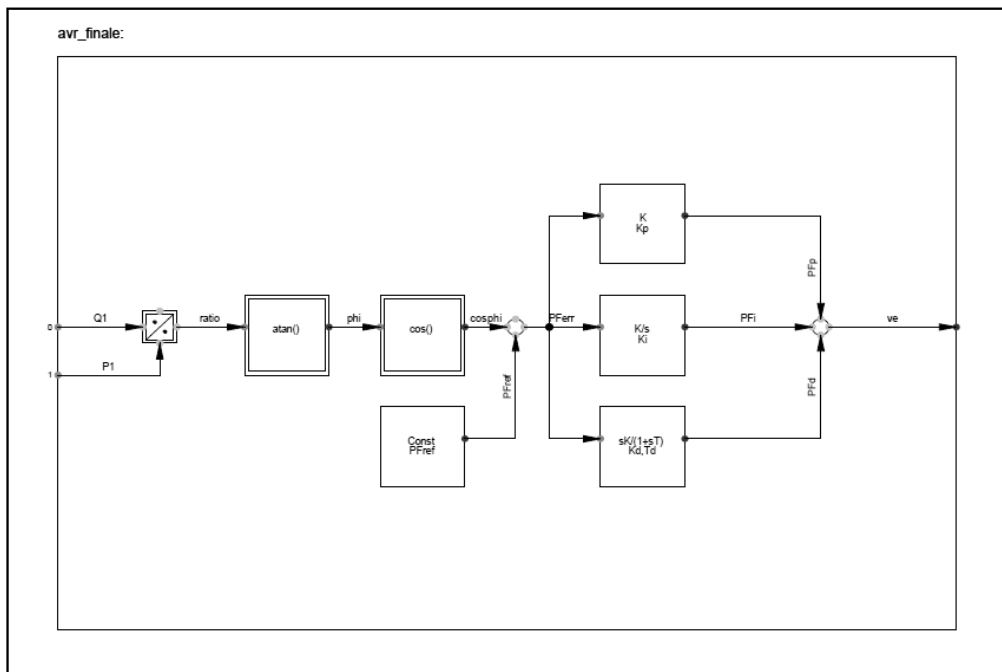


Fig.5.5: *commonmodel* dell'AVR in regolazione di fattore di potenza

Il controllore PID si basa, come indicato dal nome, sul controllo dell'errore in ingresso tramite azione proporzionale, integrale e derivativa. L'errore  $PF_e$  in ingresso deriva dalla differenza tra la costante  $PF_{ref}$ , cioè il valore desiderato, e il vero valore  $cosphi$  (ricavato

dalle misure di potenza attiva e reattiva in quanto l'elemento *ElmSym* non fornisce il powerfactor in uscita come mostrato in Tab.5.3 nel paragrafo 5.3.2.2) estratto dalla macchina sincrona, quindi operando in un loop chiuso. Il segnale  $v_e$  in uscita dal controllore è, nel dominio del tempo:

$$v_e(t) = K_p * PF_e(t) + K_i \int PF_e(t) dt + K_d * \frac{dPF_e}{dt}$$

La funzione di trasferimento del blocco PID quindi è, nel dominio delle trasformate di Laplace:

$$K_p + \frac{K_i}{s} + K_d * s = \frac{K_d * s^2 + K_p * s + K_i}{s}$$

Per controllare l'uscita in modo tale da ottenere il valore desiderato nel minor tempo possibile e con la risposta il più possibile priva di oscillazioni e sovraelongazioni, si possono accordare i parametri del filtro seguendo le indicazioni di Tab.5.1:

**Tab.5.1: effetto dei parametri di un controllore PID, dove: "+" cresce; "-" decresce; "SI" scarsa influenza; "NI" nessuna influenza**

	Tempo di salita	Sovraelongazione	Tempo al valore finale	Steady-state error
<b>Kp</b>	-	+	SI	-
<b>Ki</b>	-	+	+	Elimina
<b>Kd</b>	SI	-	-	NI

Questi ragionamenti sono validi per un PID ideale. In realtà però, poichè la funzione di trasferimento di un PID ideale non è propria, questo non è realizzabile nella pratica. Per risolvere questo problema si attua la cosiddetta realizzazione causale di controllori PID, cioè si aggiunge un polo in alta frequenza al blocco derivatore in modo che quest'ultimo diventi:

$$\frac{s * K_d}{1 + s * \frac{K_d}{NK_p}}$$

$N = 5 \div 20$ , tale che il polo  $s = -\frac{N}{T_d}$  sia fuori dalla banda di controllo ,

$$T_d = \frac{K_d}{K_p}$$

E' però da tenere in considerazione che questi parametri si influenzano l'un l'altro e quindi la variazione di uno può portare al cambiamento dell'effetto degli altri due. Quindi, simulando delle variazioni nel  $P_{Fref}$  in modo da capire e valutare la risposta dell'AVR e tenendo conto delle indicazioni di cui sopra, sono stati trovati questi valori per i 3 AVR, rispettivamente per i generatori 1, 2 e 3:

Tab.5.2: valori delle costanti del blocco PID di Temù in *PowerFactory*®

	G1	G2	G3
<b>Kp</b>	11	12	12
<b>Ki</b>	25	33	33
<b>Kd</b>	16	12	12
<b>Td</b>	0.001	0.001	0.001

## 5.3 MACCHINA SINCRONA TRADIZIONALE

### 5.3.1 Macchina sincrona reale

La macchina sincrona può essere di due tipi: a rotore liscio (isotropa) o a poli sporgenti (anisotropa). In ogni caso i circuiti di eccitazione in continua stanno sull'elemento mobile, mentre l'avvolgimento trifase giace sulle cave di statore. Questo avvolgimento è generalmente collegato a stella per evitare la circolazione di correnti dovute a terne armoniche di fem. La differenza invece tra le due macchine risiede nel traferro, prima caratteristica ad essere influenzata dalla tipologia del rotore, e conseguentemente nelle reattanze sugli assi diretto e in quadratura. Per la macchina isotropa esso è costante, mentre è massimo presso l'asse interpolare della macchina a PS e minimo presso quello polare. Ciò influisce perlopiù sulle induttanze le quali saranno costanti al ruotare dell'elemento mobile per la macchina isotropa mentre varieranno secondo la generale



$$l = L1 + L2\cos(2\vartheta)$$

per l'anisotropia.

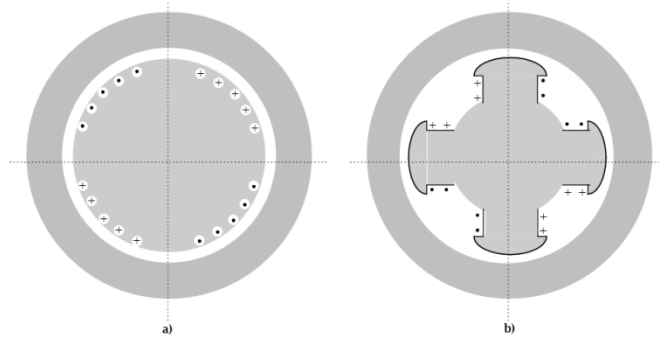


Fig.5.6:sezione trasversale semplificata della macchina sincrona a) isotropa; b) a poli sporgenti

Lo schema della macchina idealizzata - cioè 1 solo passo polare, eccitazione sullo statore e armatura sul rotore, eventuale salienza sullo statore - in cui si mostra il significato dell'angolo di sfasamento tra rotore e statore  $\vartheta$ , è presentato in Fig.5.7insieme a quello della macchina primitiva:

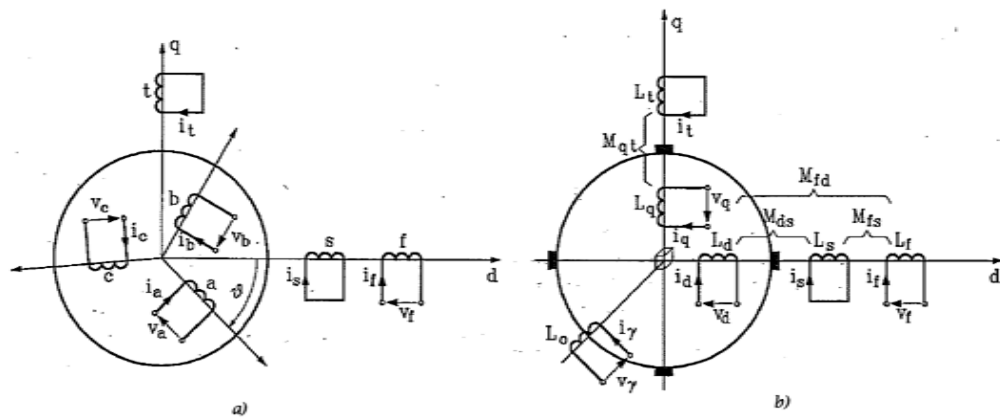


Fig.5.7: a) macchina idealizzata; b) macchina primitiva equivalente

La Fig. b) deriva dall'aver applicato alla macchina sincrona idealizzata la trasformazione di Park o dqY. Essa trasforma l'avvolgimento trifase di rotore in due avvolgimenti sugli assi d e q perpendicolari, più un avvolgimento sempre a 90° che produce solo flusso disperso Y, e ne blocca la rotazione in quanto divenuti a collettore. In questo modo scompare la dipendenza delle induttanze dallo sfasamento e gran parte delle mutue diventano nulle in quanto relative ad avvolgimenti posti a 90° tra loro.

Nonostante i due impianti montino generatori a poli sporgenti, ci si riferisce qui per semplicità alla macchina isotropa. Allo statore, in condizioni di simmetria costruttiva ed equilibrio elettrico, si ha per ogni fase (nell'es. la fase 1):

$$V_{s,1} = R_s * I_{s,1} + \frac{d\lambda_{s,1}}{dt}$$

con

$$\lambda_{s,1syn} = M_e * R_t \cos \vartheta_r$$

dove  $R_t$  è la riluttanza del traferro

$$R_t = \frac{\pi \delta}{2\mu_0 l \tau}$$

e  $M_e$  la forza magnetomotrice di eccitazione data dagli avvolgimenti di eccitazione sul rotore:

$$M_e = \frac{n_e q_e I_e}{2}$$

mentre l'eccitazione è regolata dalla:

$$V_e = R_e I_e$$

Sapendo che in ogni punto lungo la circonferenza esterna del rotore vale la:

$$\overline{F_a} + \overline{F_e} = R_t * \overline{\phi}$$

si riesce a ricavare il legame tra le correnti di rotore e statore e il flusso principale.

Nella formula precedente  $\overline{F_a}$  è la fmm di armatura in funzione della corrente di una fase di statore, e  $\overline{F_e}$  è la fmm di eccitazione che ruota, come  $\overline{F_a}$  alla velocità di rotore. Esse si calcolano rispettivamente secondo le:

$$\overline{Fa} = \frac{3NKa}{2p\pi} \bar{I}$$

e

$$\overline{Fe} = \frac{\sqrt{2}NeKae\bar{I}e}{2p\pi} e^{j\beta}$$

dove N e Ne sono i conduttori attivi di armatura ed eccitazione, Ka e Kae i fattori di avvolgimento riferiti ai due avvolgimenti generatori del campo, e  $\beta$  l'angolo di fase della  $\overline{Fe}$ .

## 5.3.2 Modello DigSILENT della macchina sincrona

Il software sfrutta la trasformazione  $dq\gamma$ , detta anche *di Park*, per modellare la macchina sincrona. Infatti, lavorando sulla cosiddetta "macchia primitiva" e utilizzando le equazioni che la regolano, *PowerFactory*® può implementare una vasta gamma di calcoli e simulazioni con precisione e accuratezza.

### 5.3.2.1 Modello matematico

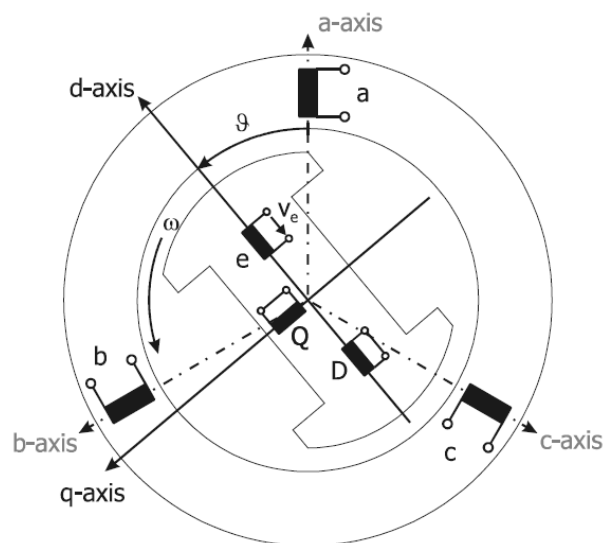


Fig.5.8: diagramma schematico di macchina sincrona trifase con rotore a poli sporgenti

Concentrandosi sulla macchina a poli sporgenti, dalle technicalreferences di DigSILENT, sappiamo che le equazioni elettriche allo statore sono:

$$u_d = r_s * i_d + \frac{1}{\omega_n} \frac{d\psi_d}{dt} - n * \psi_q$$

$$u_q = r_s * i_q + \frac{1}{\omega_n} \frac{d\psi_q}{dt} + n * \psi_d$$

$$u_0 = r_s * i_0 + \frac{1}{\omega_n} \frac{d\psi_0}{dt}$$

e al rotore, sull'asse d:

$$u_e = r_e * i_e + \frac{1}{\omega_n} \frac{d\psi_e}{dt}$$

$$0 = r_D * i_D + \frac{1}{\omega_n} \frac{d\psi_D}{dt}$$

mentre sull'asse q:

$$0 = r_x * i_x + \frac{1}{\omega_n} \frac{d\psi_x}{dt}$$

$$0 = r_Q * i_Q + \frac{1}{\omega_n} \frac{d\psi_Q}{dt}$$

La coppia elettrica è, in [p.u.]:

$$t_e = \psi_d * i_q - \psi_q * i_d$$

Per le simulazioni RMS, spesso usate in questo lavoro assieme alle EMT, viene operata la semplificazione che elimina dal calcolo delle tensioni in transitorio, la componente dovuta alla variazione nel tempo delle correnti che generano i flussi, quindi trascurando il contributo in transitorio dei flussi stessi. Le equazioni risultanti sono:

$$u_d = r_s * i_d - x_q'' * i_q + u_d''$$

$$u_q = r_s * i_q + x_d'' * i_d + u_q''$$

dove

$$u_d'' = -n * \psi_q''$$

$$u_q'' = n * \psi_d''$$

[vedere technicalreferences alla bibliografia [29] per maggiore chiarezza]

### 5.3.2.2 Modello dinamico

L'elemento *ElmSym* che definisce il modello della macchina sincrona e gli input/output dello stesso, vale sia per analisi RMS (RootMeanSquare) che EMT (ElectroMagneticTransient). Un elemento di *PowerFactory*® non è altro che un modello matematico "racchiuso" in un'interfaccia grafica che, associato ad altri elementi come linee, trasformatori, controllori etc., definisce e compone la rete e l'impianto da analizzare. Quindi, per quanto riguarda le macchine sincrone, è un elemento grafico al cui interno vengono implementate le equazione presentate al paragrafo precedente. Per fare un esempio di maschere con cui l'utente si interfaccia con il generatore si vedano la Fig.5.9 e la Fig.5.10:

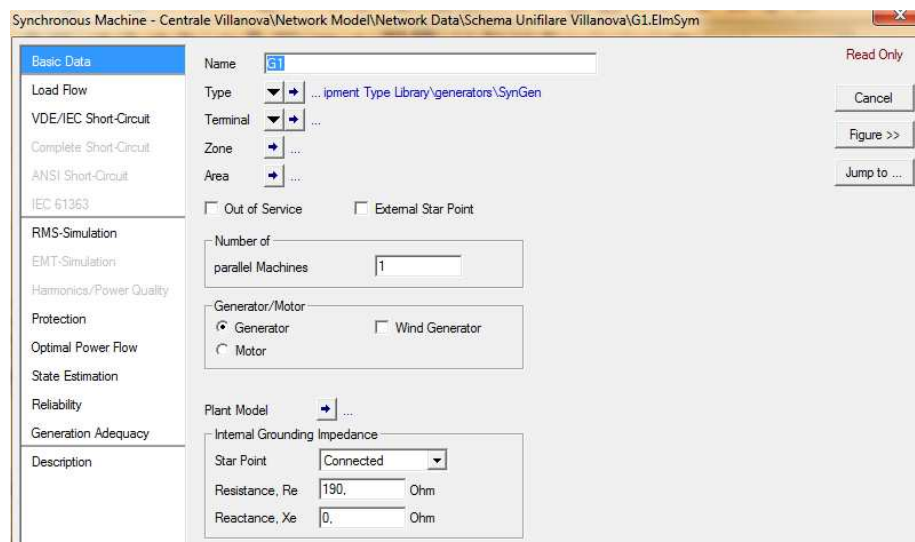


Fig.5.9: maschera per la definizione dei parametri di una macchina sincrona

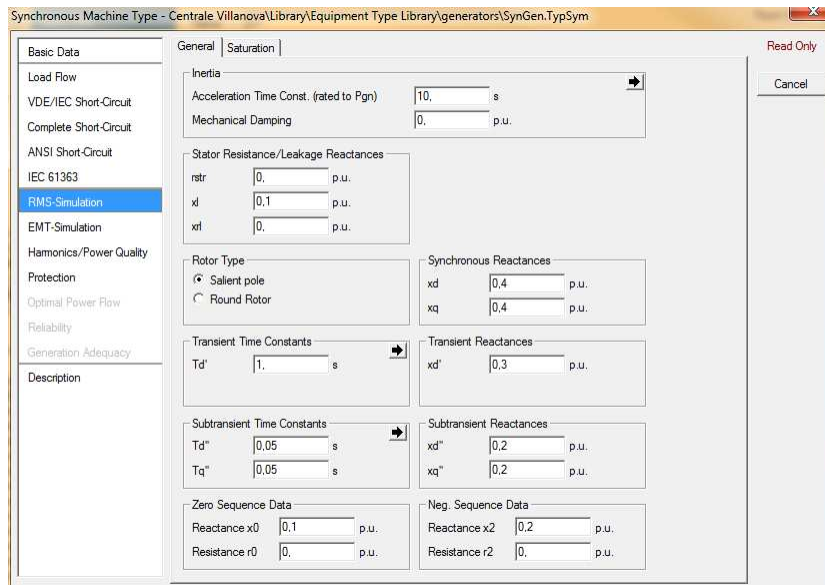


Fig.5.10: maschera per la definizione dei parametri del *type* "macchina sincrona" (il *type* definisce in modo generale le caratteristiche di un certo tipo di macchina o elemento)

Il modello dinamico dell'elemento "macchina sincrona" è presentato in Fig.5.11 mentre il significato dei parametri in Tab.5.3:

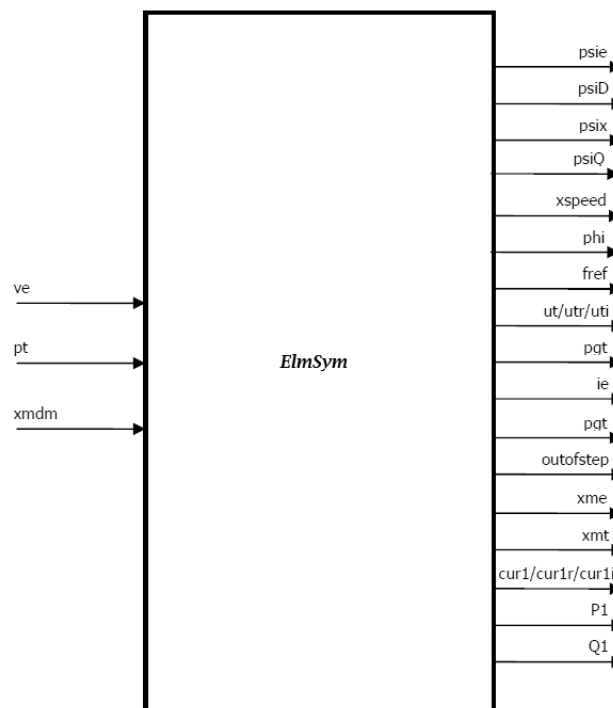


Fig.5.11: definizione degli input e output del modello della macchina sincrona per l'analisi di stabilità

Tab.5.3: definizione degli input e output per i modelli RMS e EMT

INPUT		
<b>ve</b>	Excitation Voltage	p.u.
<b>pt</b>	Turbine Power	p.u.
<b>xmdm</b>	Torque Input	p.u.
OUTPUT		
<b>psie</b>	ExcitationFlux	p.u.
<b>psiD</b>	Flux in Damper Winding, d-axis	p.u.
<b>psix</b>	Flux in x-Winding	p.u.
<b>psieQ</b>	Flux in Damper Winding, q-axis	p.u.
<b>xspeed</b>	Speed	p.u.
<b>phi</b>	Rotor Angle	p.u.
<b>fref</b>	Reference Frequency	p.u.
<b>ut</b>	Terminal Voltage	p.u.
<b>pgt</b>	ElectricalPower	p.u.
<b>outofstep</b>	Out of step signal (=1 if generator is out of step, =0 otherwise)	
<b>xme</b>	Electrical Torque	p.u.
<b>xmt</b>	Mechanical Torque	p.u.
<b>cur1</b>	Positive-sequencecurrentmagnitude	p.u.
<b>cur1r</b>	Positive-sequence current, real part	p.u.
<b>cur1i</b>	Positive-sequence current, imaginary part	p.u.
<b>P1</b>	Positive-sequenceactivepower	p.u.
<b>Q1</b>	Positive-sequencereactivepower	p.u.
<b>utr</b>	Terminal Voltage, real part	p.u.
<b>uti</b>	Terminal Voltage, imaginary part	p.u.

## 5.4 MACCHINA SINCRONA A MAGNETI PERMANENTI

## 5.4.1 Macchina a MP reale

Per parlare di macchina sincrona a magneti permanenti (PMSM - permanent magnets synchronous machine), occorre introdurre, seppur in maniera breve, i magneti permanenti stessi. L'introduzione di questo tipo di macchina nel mondo tecnico avvenne a partire dagli anni '60, quando si cominciò ad utilizzare in la lega di terre rare Samario-Cobalto (*SmCo*). Questo però, dovette essere presto sostituito con altre leghe nonostante le ottime proprietà del materiale, a causa dell'elevato costo. Fu infatti dall'83 in poi con l'introduzione della lega Neodimio-Ferro-Boro (*NdFeB*) che le PMSM conobbero il loro vero sviluppo. Infatti le prestazioni sono pressoché simili a quelle del *SmCo*, ma il prezzo nettamente inferiore. Inoltre più di trent'anni di ricerche sul campo hanno portato all'implementazione del *NdFeB* ad alte prestazioni, soprattutto in termini di dipendenza dalla temperatura, resistenza alla corrosione e stabilità del materiale. In questo modo tali macchine hanno potuto vedere il proprio uso venir sfruttato in un sempre maggior numero di soluzioni, dalle turbine eoliche alla propulsione navale. In Fig.5.12 è mostrata la caratteristica di una "versione" della lega detta *Neorem 576a*, una delle più usate per i MP:

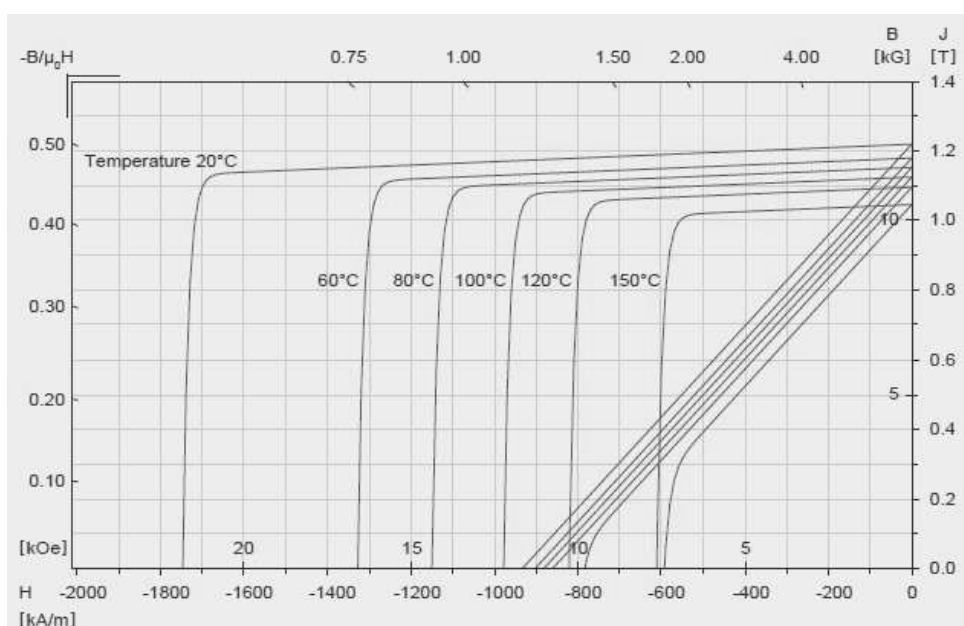


Fig.5.12: caratteristiche tipiche del Neroem 576a

Si nota in particolare la forte dipendenza dalla temperatura: infatti l'induzione residua cala drasticamente da 1.22T a 1.04T quando la temperatura sale da 20°C a 150°C. Ciò comporta una particolare attenzione in fase di progettazione per evitare che la macchina si surriscaldi oltre i limiti consentiti per la funzionalità dei MP. Il *NdFeB* infine,



nella sua forma sinterizzata, è il materiale più performante e presenta un prodotto di energia BH compreso tra 183 e 414 kJ/m<sup>3</sup>.

Oltre alle terre rare citate in precedenza, possono venire utilizzati anche materiali duri quali l' *AlNiCo* o le ferriti i quali presentano però problemi di fragilità e basse induzioni residue e scarse forze coercitive.

La macchina sincrona a magneti permanenti presenta differenti caratteristiche tecniche e funzionali rispetto alla macchina sincrona tradizionale. Innanzitutto diversi vantaggi:

- più facile implementazione del sistema direct drive a basse velocità, per la facilità di aumentare il numero di poli del rotore
- alta efficienza, in quanto non è richiesta energia di eccitazione né relativi circuiti e bobine che causano perdite
- dimensioni compatte e quindi versatilità elevata
- notevole affidabilità del sistema nel suo complesso.

In particolare, proprio per l'ottima efficienza combinata con la bassa velocità di rotazione, le macchine a MP sono diventate estremamente attraenti per applicazioni di mini-hydro. In ogni caso le soluzioni di connessione alla rete possono essere due: tramite convertitore di frequenza e DOL (direct-on-line). Entrambe le soluzioni presentano i loro punti di forza: la prima è conveniente in particolar modo per le applicazioni hydro in quanto permette alla macchina di funzionare a velocità variabile; la seconda invece è comunque adatta grazie alla elevata efficienza complessiva in quanto vengono evitate le perdite dovute alla gear-box o al convertitore.

Come detto prima, per applicazioni a bassa velocità è necessario un elevato numero di poli. L'induttanza di magnetizzazione è inversamente proporzionale al quadrato di questo numero:

$$L_m \propto \frac{1}{p^2}$$

Ciò comporta un problema per le macchine ad induzione in quanto il powerfactor sarà limitato, ma per le macchine sincrone invece è un beneficio poiché la coppia massima è inversamente proporzionale all'induttanza sincrona  $L_s$ , che è la combinazione di induttanza di dispersione e di magnetizzazione:

$$T_{max} \propto \frac{1}{L_s}, L_s = L_{disp} + L_m$$

Infine la differenza fra MP immersi e superficiali, conFig.zioni che trasposte alla macchina sincrona tradizionale significano macchina isotropa e anisotropa, è mostrata in Fig.5.13:

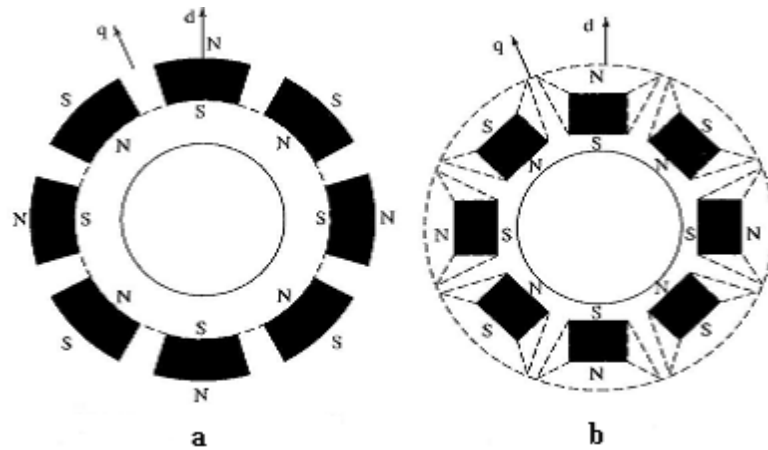


Fig.5.13: macchina sincrona a MP a) a MP superficiali - SPMSM e b) a MP interni - IPMSM

Di fatto quelle di tipo a) sono considerate come macchine isotrope con un elevato traferro, in quanto le riluttanza dei MP è di poco superiore a 1. Le altre vengono considerate a poli sporgenti; infatti nonostante la struttura del rotore sia di tipo isotropo, dal punto di vista magnetico il comportamento è simile a quello della macchina a PS. Questo perché il flusso secondo l'asse  $d$  incontra i MP, mentre non li incontra secondo l'asse  $q$ , ma solo la scarpa polare di acciaio dolce ad alta permeabilità; la differenza è illustrata nella Fig.5.14:

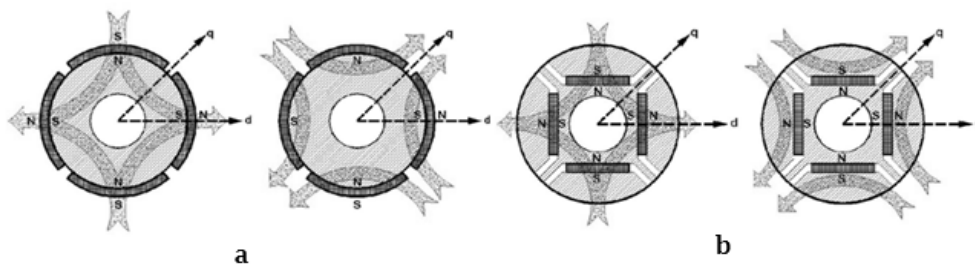


Fig.5.14: comportamento magnetico di una macchina a MP a) superficiali e b) immersi

Queste ultime sono macchine più robuste, essendo i MP all'interno delle stesse, e quindi più adatte ad applicazioni ad alta velocità.

Le macchine a MP comunque presentano anche alcuni difetti o limiti di cui tenere conto: per esempio la dipendenza dalla temperatura citata più sopra, o, per i DOL in

particolare, l'impossibilità di regolare la magnetizzazione e quindi il powerfactor. Questi in ogni caso, non sono tali da rendere questi generatori e motori meno appetibili sul mercato.

La principale diversità che contraddistingue questa macchina da quelle sincrone tradizionali è l'eccitazione. Infatti i magneti permanenti stessi sono la fonte di flusso di eccitazione e quindi non è necessaria una generazione ausiliaria. In questo lavoro, nel progetto della centrale di Paullo, è stato trovato un modo di simulare una macchina a MP attraverso l'interfaccia di una sincrone, in quanto le prime non sono previste all'intero del software *PowerFactory*®. L'altra differenza consiste nell'induttanza, che per le macchine a MP è più bassa, a causa dell'aumentato traferro conseguenza, come visto, della bassa permeabilità dei MP stessi;

$$L = \frac{N^2}{R}, R = \frac{t}{\mu_0 S}$$

Il modello matematico della macchina a MP è lo stesso di quello della macchina sincrone tradizionale, con l'unica differenza già discussa di non avere come variabili tensione e corrente di eccitazione, ma flusso costante.

Allora per la prima si ha il flusso concatenato:

$$\lambda_{s,1pm} = \phi_{pm} \cos \vartheta_r$$

con  $\vartheta_r$  angolo elettrico tra l'asse d del magnete e la fase 1 dello statore;

mentre per la seconda:

$$\lambda_{s,1syn} = M_e * R \cos \vartheta_r$$

dove

$$M_e = \frac{n_e q_e l_e}{2}$$

Quindi si vede che per la macchina sincrone il flusso dipende ed è generato dalla corrente di eccitazione  $l_e$ .

## 5.4.2 Modello in DigSILENT della macchina a MP

Se per la macchina a MP l'eccitazione è data da flusso costante e tale flusso per una tradizionale è controllato in tensione e soprattutto in corrente di eccitazione, allora si può pensare che se  $v_e$  e  $i_e$  vengono mantenute costanti, anche il flusso da queste generato lo sarà. Per far ciò si è creato un *model* molto simile a quello creato per Temù che, piuttosto che avere in ingresso *cosphi*, ora ha appunto  $\psi_e$  (*psie* in *PowerFactory*<sup>®</sup>). La grandezza di output invece, resta sempre la  $v_e$ . Il valore costante del flusso da imporre al modello è quello per cui il fattore di potenza a pieno carico è uguale al dato fornito dai costruttori. Cioè si impone un flusso tale per cui il comportamento del modello di macchina in DigSILENT sia lo stesso di quello della macchina reale fornito nei data sheet. Di seguito i diagrammi a blocchi dei *common* e *framemodel*:

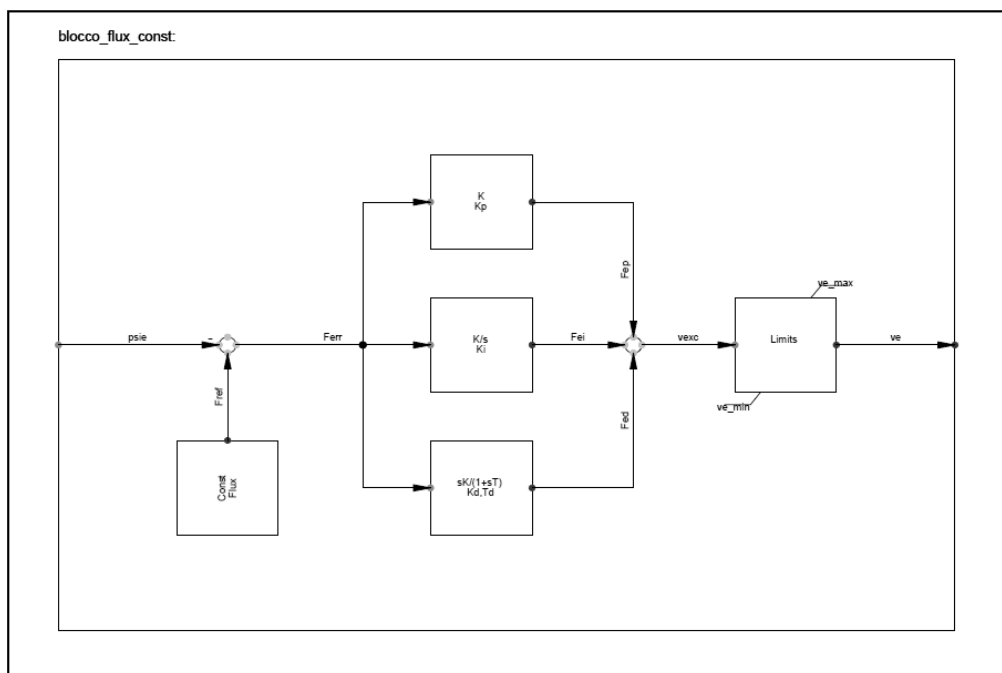


Fig.5.15: *commonmodel* dell'AVR per la regolazione del flusso di eccitazione -  $\psi_e$  costante

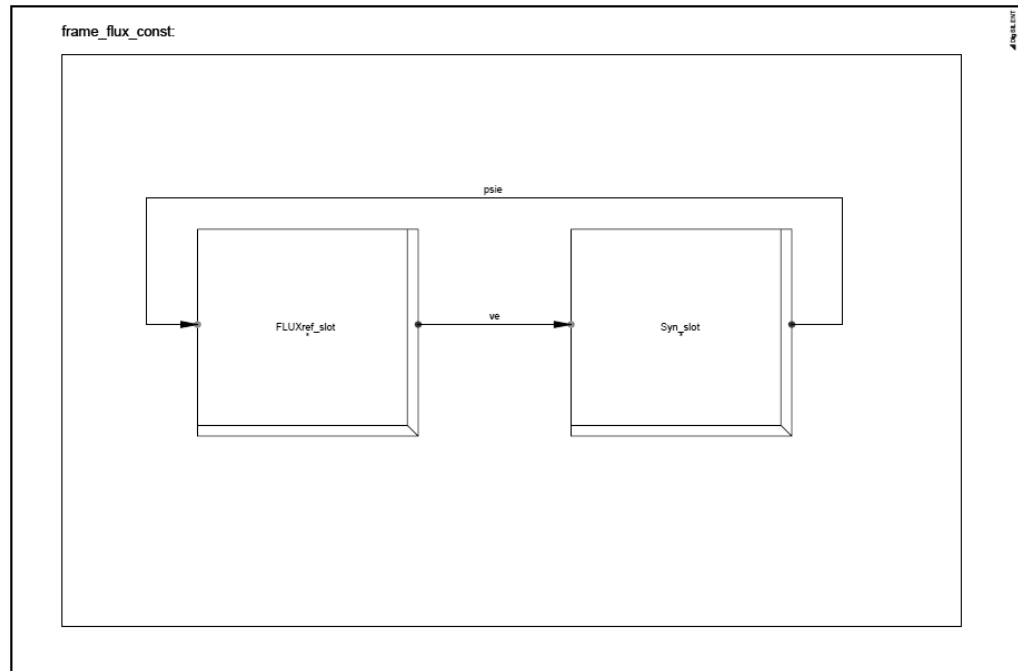


Fig.5.16: composite frame per la regolazione del flusso di eccitazione -  $\psi_e$  costante

In questo caso non è stato necessario introdurre all'ingresso del *commonmodel* dei blocchi per la "traduzione" del flusso come avvenuto per il powerfactor nel caso di Temù. Infatti l'*ElmSym*, come visto, fornisce in uscita il segnale di eccitazione *psie*.

Allo stesso modo che per l'AVR di Temù, cioè valutando la risposta del flusso di eccitazione e tenendo conto delle indicazioni della Tab.5.1 già citata, sono stati individuati i seguenti valori per i parametri, uguali per entrambi i generatori:

Tab.5.4: valori delle costanti del blocco PID di Paullo in *PowerFactory*®

G1 e G2	
Kp	25
Ki	40
Kd	15
Td	0.001

## 5.5 MODELLO DEI TRASFORMATORI

Per simulare il funzionamento dei trasformatori il programma utilizza dei modelli molto dettagliati, con degli schemi equivalenti diversi per le varie sequenze e per i vari gruppi, che offrono la possibilità di inserire il variatore di tacche al primario o al secondario e di farlo agire in maniera automatica durante le simulazioni effettuate. Di seguito vengono mostrati due modelli particolarmente esemplificativi tra quelli utilizzati dal software:

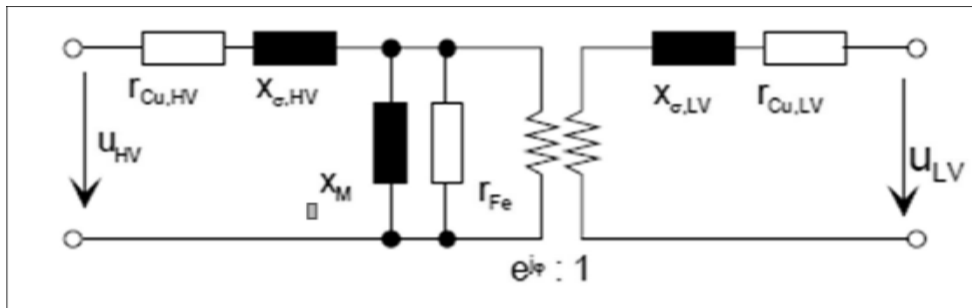


Fig.5.17:Modello del trasformatore alla sequenza diretta

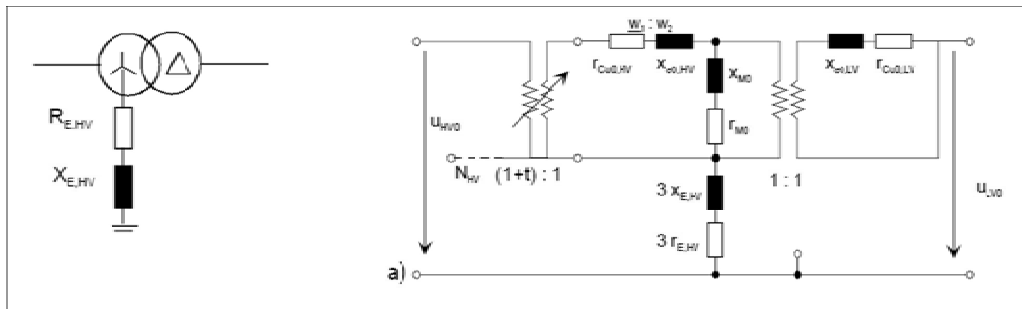


Fig.5.18: Modello del trasformatore Yd alla sequenza omopolare con variatore di tacche al primario

Le relazioni tra i parametri inseriti nel modello ed i parametri del modello matematico sono espresse dalle equazioni seguenti:

$$Z_{r,HV} = \frac{U_{r,HV}^2}{S_r}$$

$$Z_{r,LV} = \frac{U_{r,LV}^2}{S_r}$$

$$z_{SC} = \frac{u_{SC}}{100}$$

$$r_{SC} = \frac{P_{Cu}/1000}{S_r}$$

$$x_{SC} = \sqrt{z_{SC}^2 - r_{SC}^2}$$

$$r_{Cu,HV} = Y_{R,HV,1} * r_{SC}$$

$$r_{Cu,LV} = (1 - Y_{R,HV,1}) * r_{SC}$$

$$r_{\sigma,HV} = Y_{X,HV,1} * r_{SC}$$

$$r_{\sigma,LV} = (1 - Y_{X,HV,1}) * r_{SC}$$

$$z_M = \frac{1}{i_o/100}$$

$$r_{fe} = \frac{S_r}{P_{fe}/100}$$

$$X_M = \frac{1}{\sqrt{\frac{1}{z_M^2} - \frac{1}{r_{fe}^2}}}$$

Dove i pedici HV ed LV indicano rispettivamente le grandezze sul lato alta tensione e sul lato bassa tensione, i pedici SC indicano le grandezze in corto circuito ed i pedici r le grandezze nominali.

Ciascuno dei modelli di trasformatore è stato impostato con le informazioni di cui al paragrafo 5.1. A completamento del settaggio sono stati inseriti i valori delle impedenze alla sequenza omopolare che sono state determinate secondo le note relazioni:

- Trasformatori di tipo Dyn (trasformatore elevatore e di eccitazione): le correnti di sequenza zero circolano al secondario e nel triangolo del primario per cui si ha:

$$\dot{Z}_{CCO} \cong \dot{Z}_{CC}$$

$$\dot{Z}_{vo} \cong (10 \div 20)Z_{CC}$$

- Trasformatori di tipo Yyn (trasformatore servizi ausiliari): le correnti omopolari circolano solo al primario per cui vale solo la seconda delle relazioni precedenti.

## 5.6 MODELLO DELLE LINEE

Il software utilizzato può fare riferimento, a scelta dell'utente, sia al modello di linea a parametri uniformemente distribuiti che a quello semplificato a parametri concentrati. Per modellare le linee della centrale in esame si è scelto il modello a parametri concentrati, vista la loro esigua lunghezza e vista la frequenza di 50 Hz utilizzata dalla rete. Il modello a parametri concentrati infatti, oltre allo studio di regimi stazionari, permette anche quello dei regimi transitori, a patto che la lunghezza delle linee non sia superiore ai 250 km e che la frequenza sia prossima a quella industriale. Il circuito a  $\pi$  equivalente a cui si deve far riferimento è pertanto il seguente:

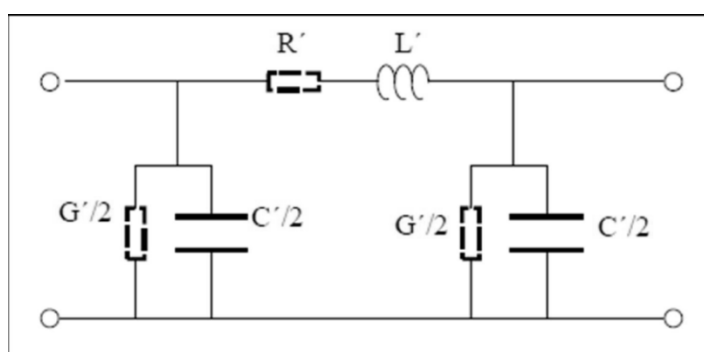


Fig.5.19: Modello a parametri concentrati

Quindi i parametri inseriti nel modello vengono così elaborati dal programma:

$$Z_{\pi} = Z' * l = R' * l + j\omega * L' * l$$

$$Y_{\pi} = \frac{1}{2} * (G' * l + j\omega * C' * l)$$

Per ciascuna linea si sono dovuti affrontare dei calcoli al fine di completare l'inserimento dei dati, riguardanti l'adeguamento della portata alla posa, l'eventuale adeguamento delle resistenze (da dc ad ac), l'adeguamento delle reattanze alla frequenza di esercizio e il calcolo delle impedenze alla sequenza omopolare.

Linea in cavo MT: i cavi che collegano l'interruttore del generatore al quadro MT hanno da catalogo una certa portata definita dal costruttore per posa in aria e cavi in piano. Questo valore va moltiplicato per due coefficienti correttivi: il primo tiene conto del fatto che la temperatura ambiente prevista nel sito di posa è diversa da quella di riferimento (30°C). Il secondo coefficiente tiene conto del numero di passerelle impiegate e del numero di cavi entro ogni passerella. Per quanto riguarda l'impedenza alla sequenza zero si considera l'assenza del neutro e quindi si fa corrispondere  $Z_0$  alla reattanza capacitiva del cavo alla sequenza diretta e cioè si considera  $\dot{Z}_0 \cong -j \frac{1}{\omega C}$



## 5.7 SIMULAZIONI RMS E EMT

Al fine di studiare la risposta delle macchine, degli impianti o di parti di rete, a condizioni particolari di esercizio, è necessario svolgere un'accurata analisi della stabilità transitoria. Queste particolari condizioni sono generalmente situazioni pericolose e/o dannose per l'impianto, come il distacco di gruppi di generazione, la perdita ingente di carico e, in particolare per quanto riguarda questo lavoro, le conseguenze dell'equilibrio (se esiste) che si viene a instaurare a seguito di guasti in rete, esterni all'impianto stesso. La curva FRT vista nei primi capitoli, definisce proprio la robustezza di un sistema, cioè la sua capacità di mantenere un funzionamento stabile a seguito di perturbazioni, principalmente di tensione.

Le funzioni di simulazione di transitori disponibili in *DigSILENTPowerFactory*<sup>®</sup> sono in grado di analizzare il comportamento dinamico anche di estesi sistemi di potenza, nel dominio del tempo, e tenendo in considerazione sia parametri elettrici che meccanici. Può venire studiato un vasto range di sistemi sia in corrente alternata che continua, ma anche la combinazione dei due.

I transitori nei sistemi elettrici di potenza, vengono classificati in base a tre diverse durate:

- breve durata, o transitorio elettromagnetico;
- media durata, o transitorio elettromeccanico;
- transitori di lunga durata.

Il sistema di modellazione delle reti e degli apparecchi di rete e l'uso di potenti algoritmi di calcolo, fanno in modo che si possano analizzare il range completo dei fenomeni transitori nei sistemi elettrici. Quindi sono disponibili tre diverse simulazioni:

- Symmetrical Steady-State RMS (o Balanced RMS), adatta per transitori di media e lunga durata ma non solo. Usa, per l'appunto, una rappresentazione simmetrica e steady-state della rete passiva. In questo modo vengono tenute in considerazione solo le componenti fondamentali di tensione e corrente.
- Three-Phase RMS, per lo studio di reti asimmetriche o in condizioni di asimmetria derivanti da eventi che squilibrano il regime di tensioni e correnti. Con questa si

possono analizzare anche reti mono e bifase e ovviamente tutti quei guasti non simmetrici non studiabili dal precedente tipo di simulazione.

- Three-Phase EMT, particolarmente adatta per lo studio di transitori elettromagnetici, quindi di breve durata. Le tensioni e le correnti sono rappresentate attraverso i loro valori istantanei (e non con la media) perciò l'alto livello di dettaglio usato da tale simulazione permette di analizzare qualsiasi tipo di evento per ogni numero di fasi. Per lo stesso motivo però, dato l'elevato grado di dettaglio della simulazione, essa è anche più dispendiosa in termini di tempo delle prime due.

Queste simulazioni vengono effettuate nel dominio e del tempo e richiedono, per essere inizializzate, la valutazione delle condizioni iniziali di tutti gli elementi di rete, compresi i controllori e i componenti meccanici, effettuato tramite il calcolo di load flow. Queste condizioni iniziali rappresentano il punto di lavoro steady-state al principio della simulazione e soddisfano al vincolo che le derivate di tutte le variabili di stato dei carichi, delle macchine, dei controllori, etc. siano pari a zero. Dopodiché la simulazione può essere fatta partire, previa la selezione della durata della stessa e del passo di integrazione (stepsize). In *PowerFactory*® si può simulare un enorme numero di casi e situazioni, essendo possibile lavorare con equazioni e modelli non lineari estremamente precise sia di componenti e strumenti elettrici ed elettronici, sia per dispositivi idro e termo-meccanici. Inoltre, ed è in questo modo che ogni situazione può venir rappresentata, la finestra "events" dà la possibilità di creare ed editare innumerevoli cosiddetti eventi (eventualità che possono verificarsi nella rete reale), dagli *switch-events* agli *shortcircuit-events* passando per *dispatch-events* e molti altri. Di tutti questi possono venire decisi e stabiliti alcuni parametri per meglio rappresentare l'evento e la situazione che si vuole studiare, dal tempo d'inizio a quello di fine, dal numero di fasi coinvolte ai circuitbrackers associati che devono intervenire e molto altro ancora.

I passi del processo di simulazione possono essere così riassunti:

1. Calcolo dei valori iniziali, includendo un calcolo di load flow;
2. Definizione dei valori che vogliamo studiare, dei risultati e/o degli eventi;
3. Definizione (opzionale) dei grafici e relativi parametri da plottare e/o simili strumenti di visualizzazione della risposta del sistema;
4. Esecuzione della simulazione;
5. Creazione eventuale di grafici o altri strumenti addizionali, o correzione di quelli esistenti;
6. Cambiamento delle impostazioni e ripetizione del calcolo;
7. Stampa dei risultati.

## 5.7.1 Simulazione guasto trifase sulla rete esterna

Dato che un cortocircuito trifase sulla rete esterna, sia MT che AT, provoca un abbassamento di tensione al PdC, sono stati analizzati limiti della stabilità del parallelo dei generatori connessi direttamente alla rete di MT nel caso di guasto in Media o Alta Tensione. Un cortocircuito in rete richiama a sé ingenti correnti di guasto causando più o meno rilevanti cadute di tensione, a seconda del tipo di corto. Essendo il guasto trifase il più pericoloso in termini di valori di correnti, benché non il più frequente, l'analisi di questo caso è la più significativa.

L'altra frequente causa insieme ai cortocircuiti di abbassamenti di tensione è l'avvio di grossi motori o la connessione di grossi carichi, i quali richiamano elevate correnti che a loro volta producono perdite e cadute di tensione.

Si definisce quindi con *PowerFactory*<sup>®</sup> un evento di guasto trifase a un certo tempo al terminale che funge da connessione con la rete esterna e lo si elimina per tempi  $T_g$  crescenti, fino a che viene identificato l'istante per cui, se il generatore è rimasto connesso, esso perde il sincronismo. In questo modo si riesce a verificare qual è la durata del disservizio che causa la perdita di passo, così da confrontarla con i valori limite forniti dalla CEI 0-16.

Il punto in cui il guasto deve essere calcolato in DigSILENT è il terminale estremo dell'impianto, cioè il terminale dove avviene la consegna all'ente distributore, cioè appunto il PdC. In Fig.5.20 il calcolo di un guasto trifase nello schema di rete e in Fig.5.21 relativa maschera dei parametri.

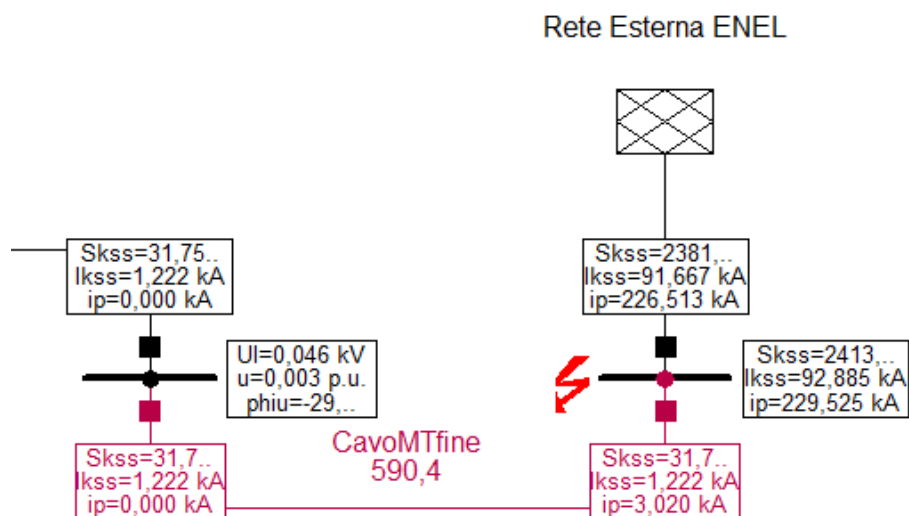


Fig.5.20: guasto trifase al PdC in PowerFactory®

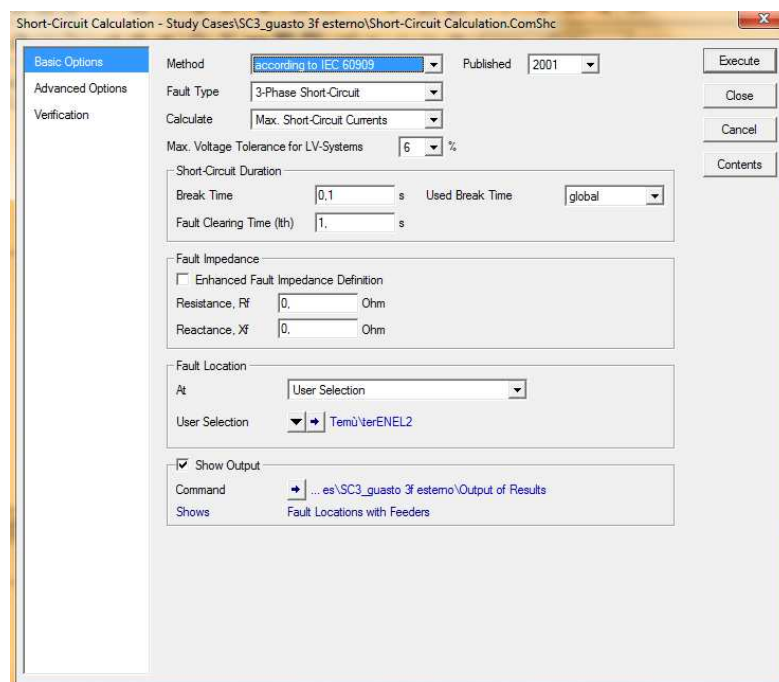


Fig.5.21: maschera di definizione dei parametri per il calcolo delle correnti di corto circuito; nel caso specifico calcolo di guasto trifase secondo Norma IEC 60909

Oltre a questo caso, come detto, si è analizzato anche quello di guasto in AT. Lo schema in DigSILENT si modifica come mostrato in Fig. e il cortocircuito viene calcolato al terminale lato AT a cui è connesso il trasformatore AT/MT le cui caratteristiche vengono riassunte in Tab. 5.5: caratteristiche tecniche principali del trafo AT/MT

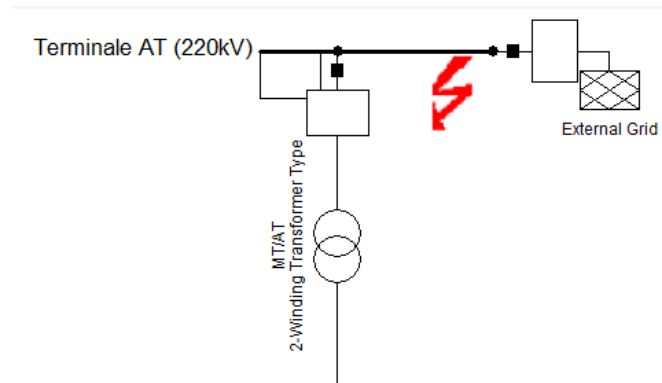


Fig. 5.22: guasto trifase al PdC lato AT del trafo AT/MT

Tab. 5.5: caratteristiche tecniche principali del trafo AT/MT

Trasformatore AT/MT		
V1	220	kV
V2	15/20 <sup>11</sup>	kV
Vcc	7.5	%
Nt	25	MVA
Gruppo CEI	YNd1	

<sup>11</sup> Il caso di terminale MT a 20 kV si riferisce al valore per la centrale di Paullo.

## 5.8 STUDY CASES

DigSILENT offre la possibilità, una volta creato il modello di rete, di salvarlo in diverse "directories" chiamate *studycases*. Creando uno *study case* partendo dal modello originale, si può al suo interno modificare la configurazione di rete, aggiungere elementi alla stessa, definire eventi e simulazioni, tutto ciò in maniera indipendente da un caso all'altro. In questo modo si evita di dover, ogni qualvolta si voglia introdurre una variazione in rete o nelle definizioni di simulazione, modificare il modello di base.

Per simulare le diverse condizioni critiche al fine di analizzarne la risposta del sistema in merito alla citazione della Norma CEI 0-16 citata nei primi capitoli, sono stati quindi creati diversi scenari tipo in cui si analizza il comportamento del sistema per diverse configurazioni della rete (con o senza rete esterna in AT). Questi si basano comunque tutti sullo stesso modello/layout di rete di Utente che in questo lavoro resta il medesimo in ognuno di essi (l'impianto infatti non cambia ma se ne studiano diverse varianti; tutti i generatori connessi o meno).

### 5.8.1 Simulazione Temù

#### CASO A: GUASTO IN RETE MT

Caso A1: Tutti i generatori connessi. Caso tipico in cui la centrale conta tutti i generatori funzionanti e connessi alla rete esterna.

Caso A2: Due generatori connessi. In questa situazione si è simulata la condizione in cui il generatore G3 (di taglia 2900kVA come G2) è fermo.

Casi A3 e A4: Un generatore connesso. Similmente alla situazione esposta sopra, si è considerata l'eventualità che solo un gruppo sia in funzione. Così nel caso3 è in funzione solo il generatore più piccolo G1, mentre nel caso4 è in funzione uno degli altri due, nello specifico la macchina G2.

#### CASO B: GUASTO IN RETE AT

Questa simulazione vuole verificare cosa succeda all'impianto nel caso il guasto avvenga nella rete di AT quindi a monte della CP e del relativo trasformatore AT/MT. A tale proposito lo schema degli impianti è stato effettivamente modificato, aggiungendo tra il PdC e la rete esterna, un terminale a 220kV connesso al terminale in MT a 15 kV tramite il trasformatore descritto nel paragrafo precedente.

## 5.8.2 Simulazione Paullo

### **CASO A: GUASTO IN RETE MT**

Nel caso della centrale di Paullo, essendo i due generatori perfettamente identici nelle caratteristiche tecniche, non vengono distinti ulteriori sotto-casi.

### **CASO B: GUASTO IN RETE AT**

Similmente a quanto fatto per Temù, anche in questa simulazione viene introdotto tra terminale MT e rete esterna un trasformatore AT/MT con le stesse caratteristiche di Tab. 5.5 del precedente paragrafo.





# 6 PROGETTO TEMÙ

Come descritto nei capitoli precedenti, l'impianto è stato modellato in DigSILENTPowerFactory®. L'unifilare di impianto è riportato in Fig. 6.1.

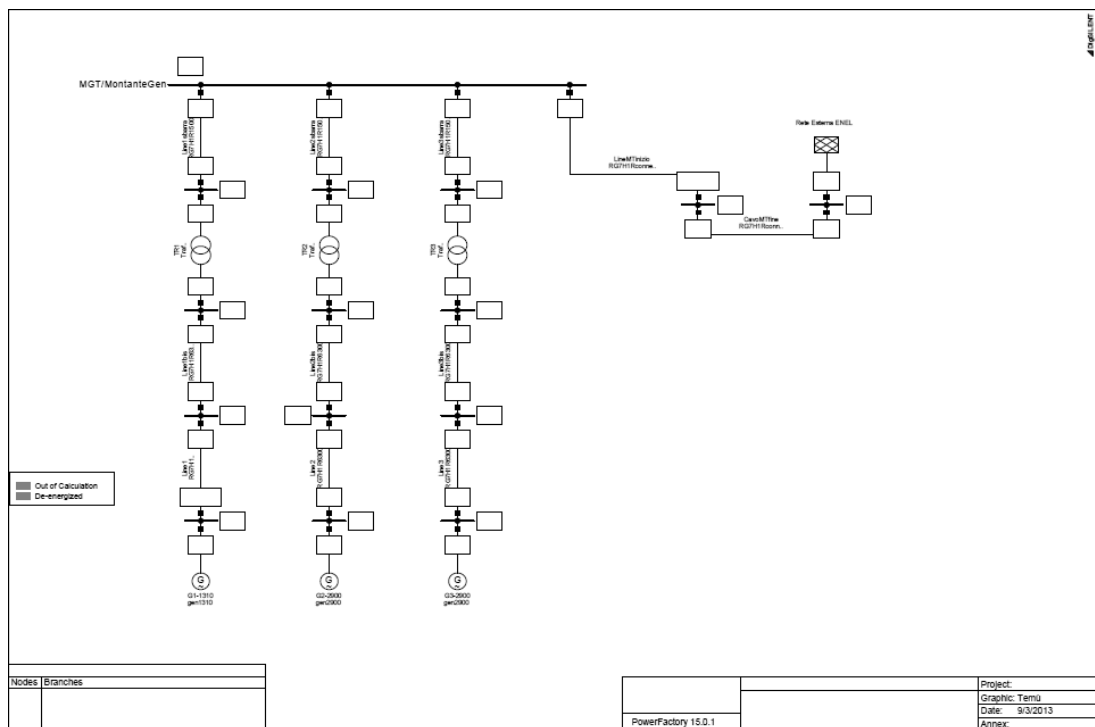


Fig.6.1: schema unifilare della centrale di Temù modellato in PowerFactory®

## 6.1 CASO A: GUASTO IN RETE MT

Nei seguenti paragrafi vengono riassunti i risultati più significativi derivanti dalle simulazioni. Per gli istanti appena antecedente e successivo alla perdita di passo vengono evidenziate le seguenti grandezze:

- tensioni e correnti di macchina a confronto con le rispettive grandezze misurate sulla sbarra principale d'impianto a 15 kV;
- angolo di macchina in relazione all'angolo della rete di riferimento;
- velocità angolare della turbina a confronto con la frequenza sulla sbarra principale;
- potenza attiva, potenza reattiva e fattore di potenza dei gruppi di generazione;
- curve di intervento delle protezioni di massima corrente e correnti di cortocircuito

In relazione all'ultimo punto si sottolinea come nello studio si siano considerate tutte le funzioni protettive di impianto e i relativi tempi di intervento a fronte dei guasti simulati.

Sono stati simulati guasti trifase sulla rete di Media Tensione a cui l'impianto è connesso, condizione per cui si attiva lo sblocco voltmetrico per le soglie strette di frequenza.

### 6.1.1 CasoA1: tutti i generatori connessi

In questo scenario tutti i gruppi di generazione sono in parallelo con la rete alla loro potenza nominale. Dalla simulazione di corto circuito, si è estrapolato il seguente grafico relativo alle curve di intervento delle massime correnti:

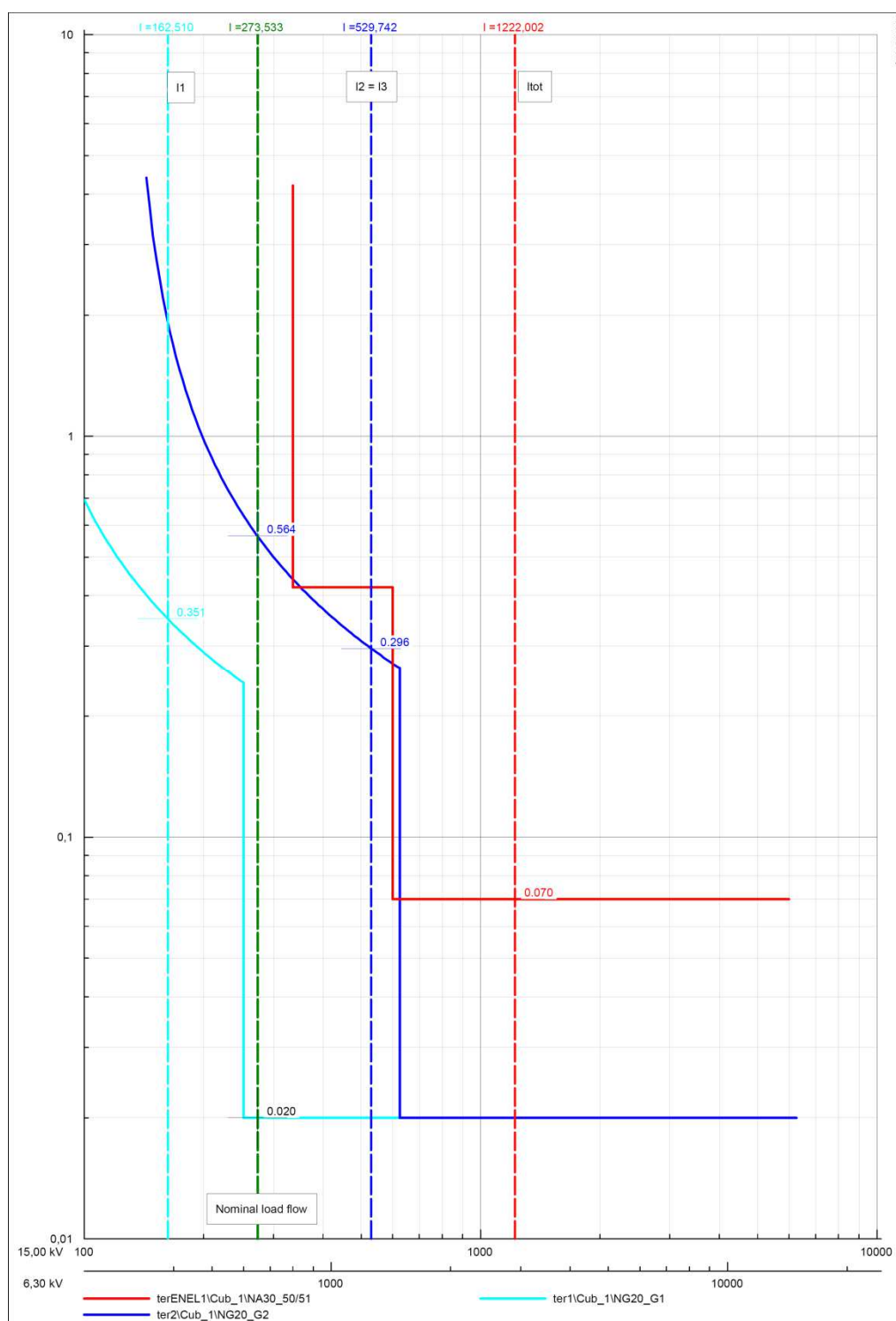


Fig.6.2: curve di massima corrente con le rispettive correnti di cortocircuito nel caso in cui tutti i generatori siano connessi

Dal grafico si evince come la protezione generale di impianto (con le tarature imposte dal gestore della rete) intervenga in tempo base, ovvero in 70 ms per il relè considerato.

In questo caso dunque, a fronte di un guasto esterno, le macchine vengono disconnesse senza ritardo intenzionale, non vi è rischio di perdita di sincronismo con la rete ma, per contro, la generazione non garantisce il superamento del buco di tensione che si viene a generare.

Trascurando i tempi di intervento delle protezioni si calcola che il generatore G1, essendo di taglia minore, perde il sincronismo per  $T_g \approx 70$  ms, mentre i generatori G2 e G3 perdono il passo in circa 80 ms.

### 6.1.2 CasoA2: solo G1 e G2 connessi

Il generatore G3 è fermo, mentre i generatori G2 e G3 sono in produzione alla potenza nominale. Come si vede nel grafico di Fig.6.3, anche in questo caso la PG scatta in tempo base 70 ms, quindi le considerazioni sono del tutto simili a quelle del caso precedente.

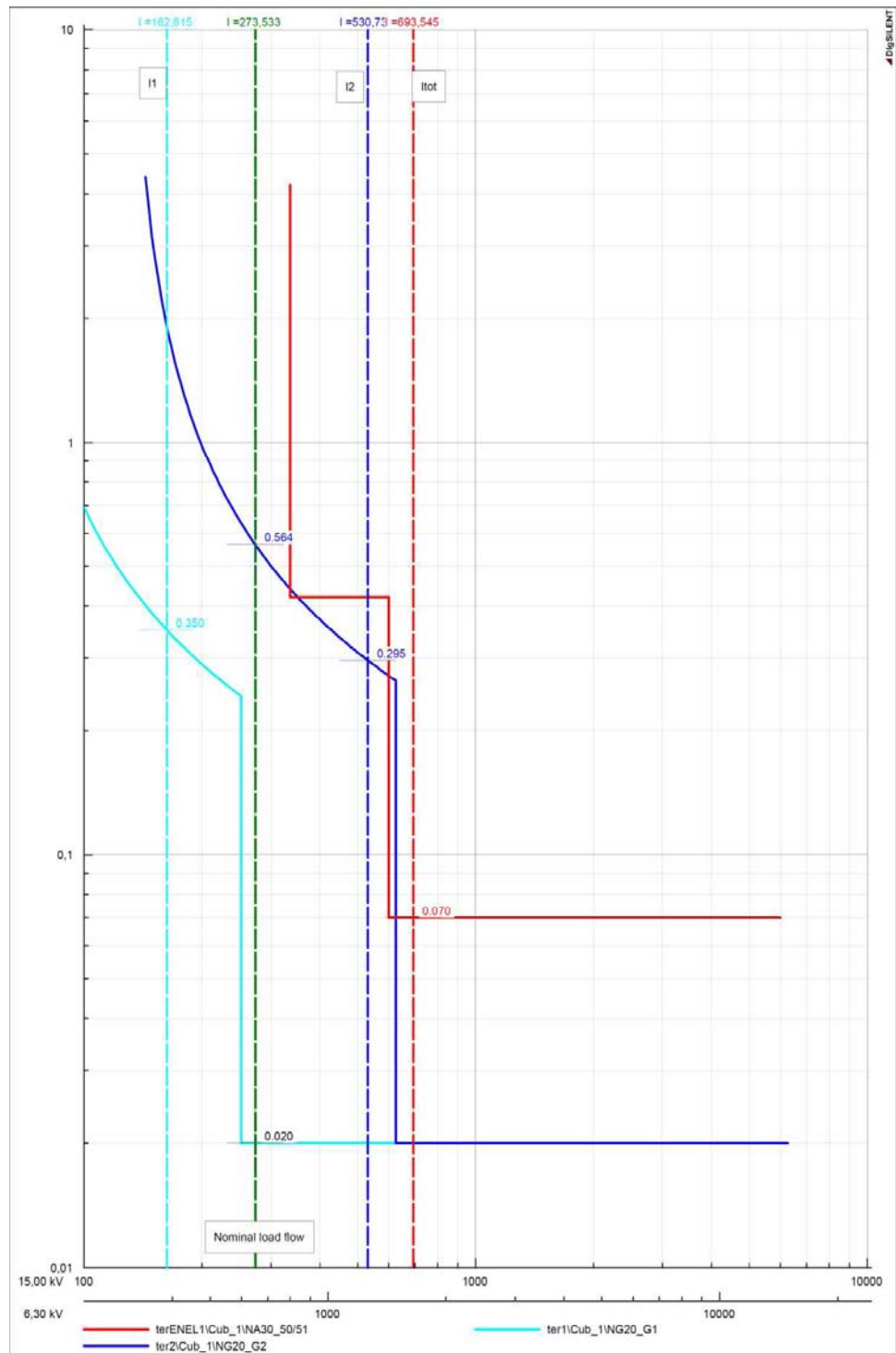


Fig.6.3: protezioni di massima corrente con le rispettive correnti di cortocircuito nel caso in cui siano connessi solo G1 e G2

### 6.1.3 CasoA3: solo G1 connesso

I generatori G2 e G3 sono fermi, mentre il generatore G1(di taglia inferiore) è in produzione alla potenza nominale.

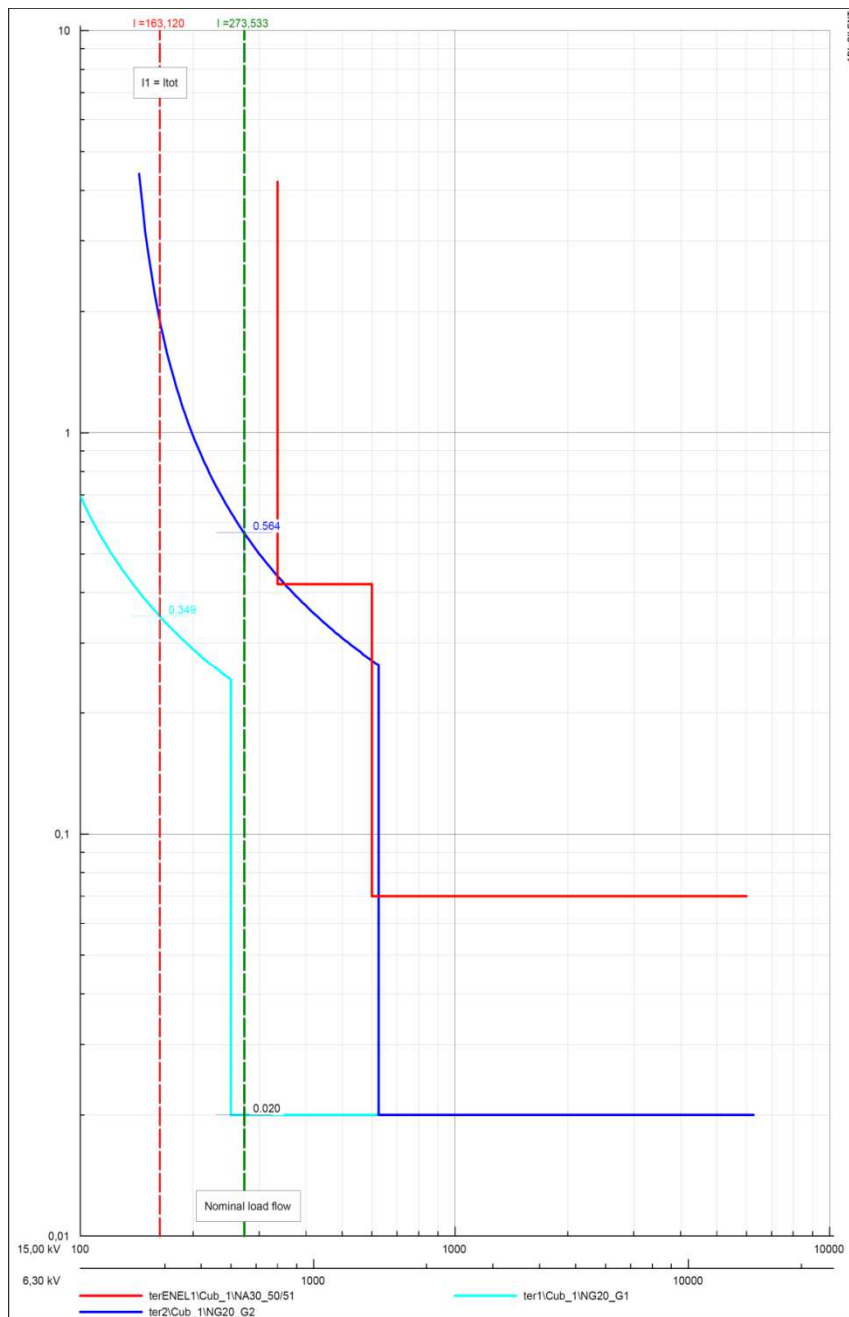


Fig.6.4: protezioni di massima corrente con la rispettiva corrente di cortocircuito nel caso in cui sia connesso solo G1

In questo caso, come si vede dalla Fig.6.4, il tempo di intervento della protezione di generatore è 349 ms mentre la PG non vede la corrente di guasto dato che risulta inferiore alla prima soglia di intervento. Il generatore perde il sincronismo con la rete dopo 69 ms dall'instaurarsi del guasto. I seguenti grafici mostrano le grandezze di cui al paragrafo 8.1 per  $T_g = 68$  ms (limite di stabilità) e per 69 ms (perdita di sincronismo).

- Tensione ai morsetti di macchina e alla sbarra principale

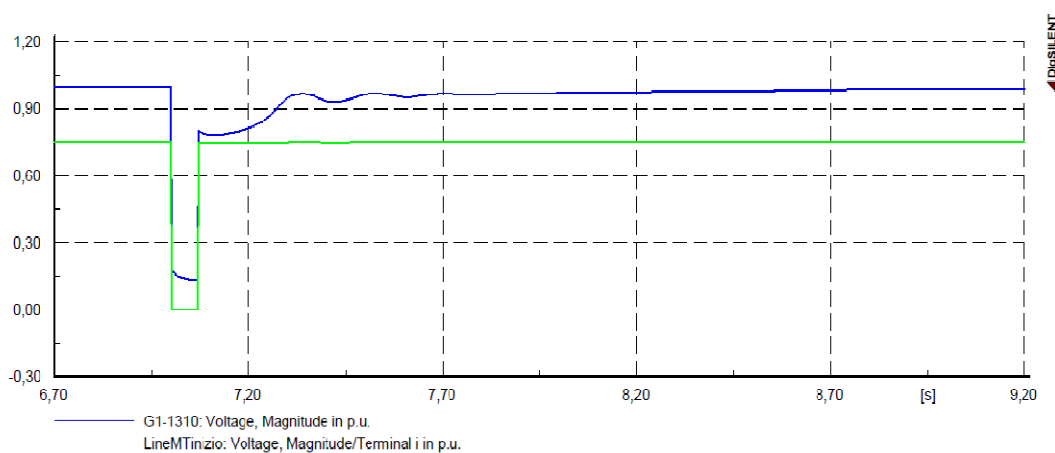


Fig. 6.5: *in blu* la tensione in *p.u.* ai morsetti e *in verde* la tensione alla sbarra principale per  $T_g = 68$  ms

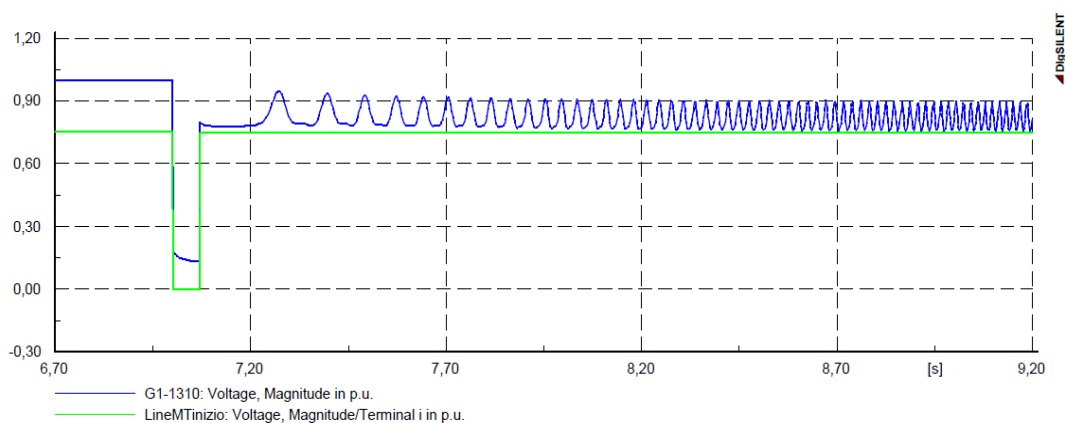
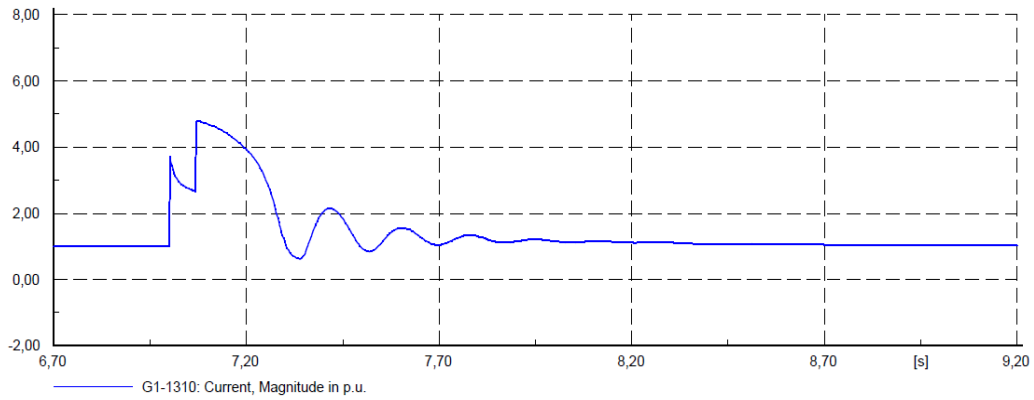
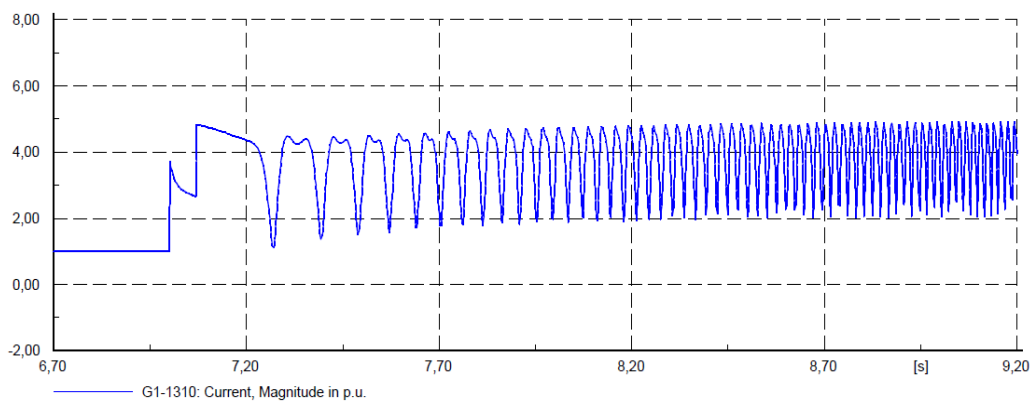


Fig. 6.6: *in blu* la tensione in *p.u.* ai morsetti e *in verde* la tensione alla sbarra principale per  $T_g = 69$  ms

- Corrente ai morsetti



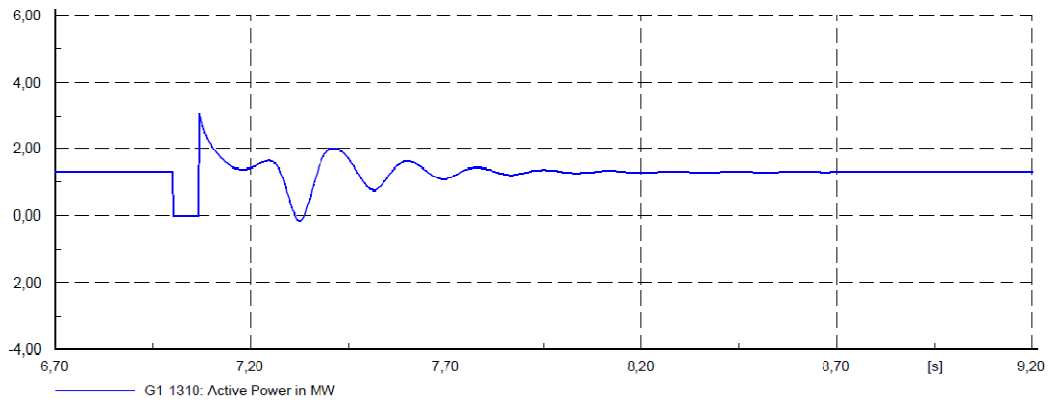
**Fig. 6.7:** corrente in *p.u.* ai morsetti per  $T_g = 68$  ms



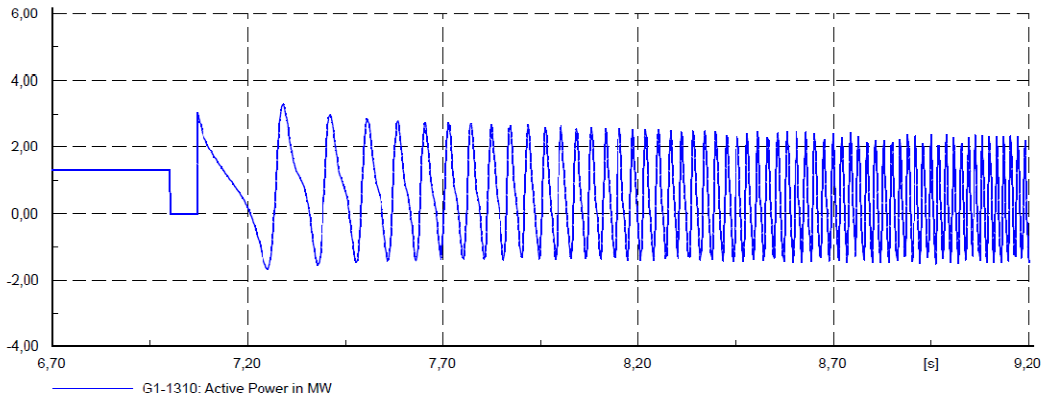
**Fig. 6.8:** corrente in *p.u.* ai morsetti per  $T_g = 69$  ms



- Potenza attiva erogata

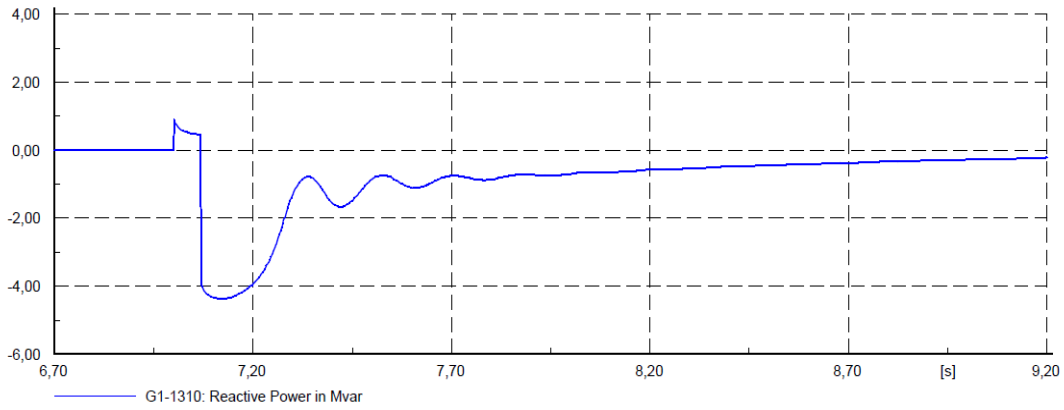


**Fig. 6.10: potenza attiva in MW ai morsetti per  $T_g = 68$  ms**

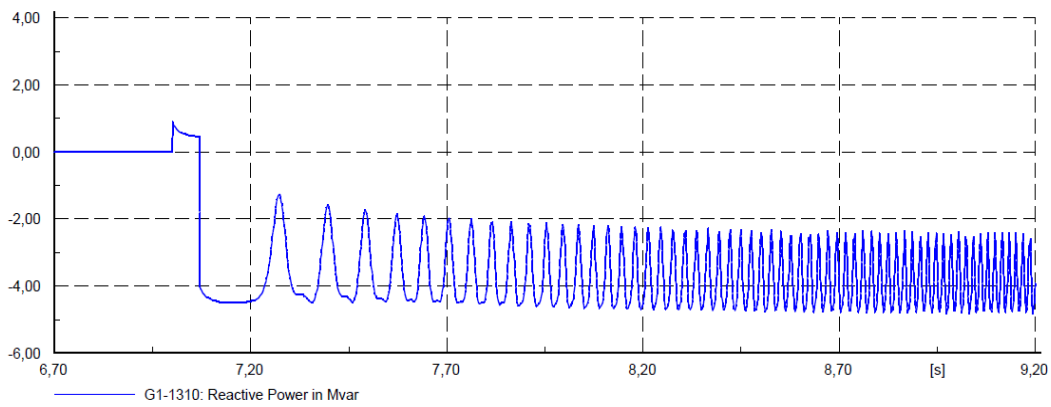


**Fig. 6.9: potenza attiva in MW ai morsetti per  $T_g = 69$  ms**

- Potenza reattiva erogata



**Fig. 6.11: potenza reattiva in MVar ai morsetti per  $T_g = 68$  ms**



**Fig. 6.12: potenza reattiva in MVar ai morsetti per  $T_g = 69$  ms**

- Fattore di potenza

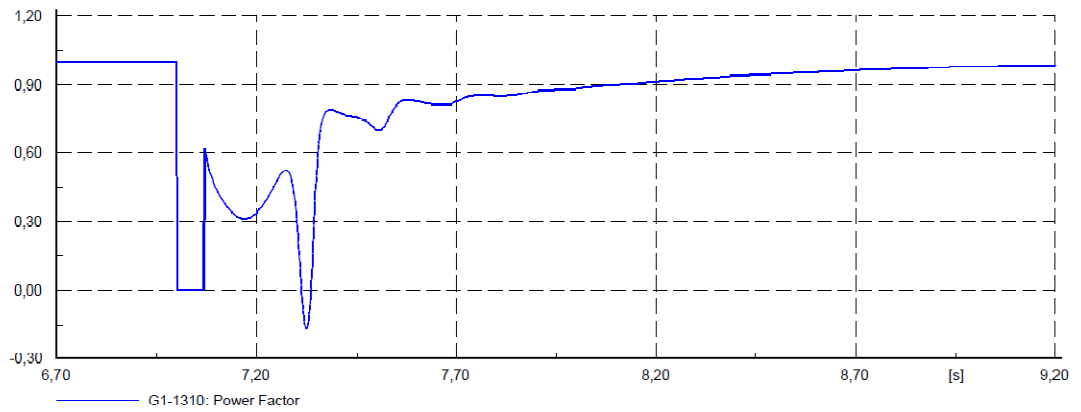


Fig. 6.13: powerfactor ai morsetti per  $T_g = 68$  ms

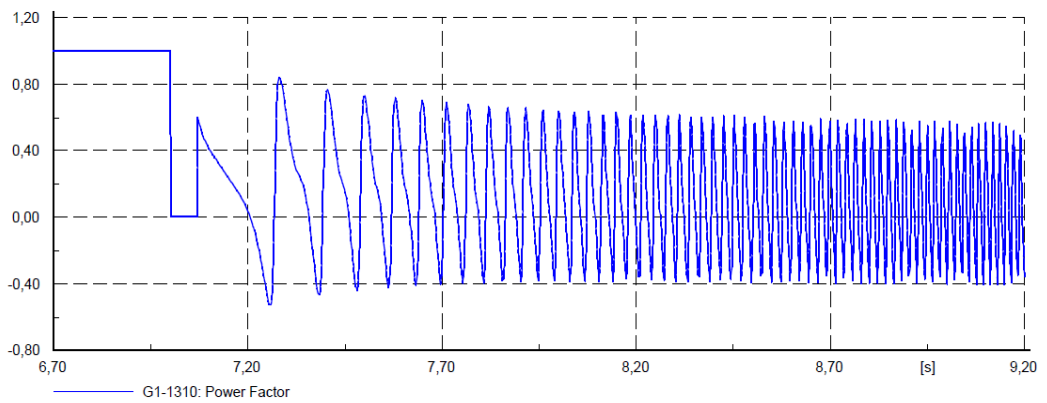


Fig. 6.14: powerfactor ai morsetti per  $T_g = 69$  ms

- Velocità del rotore

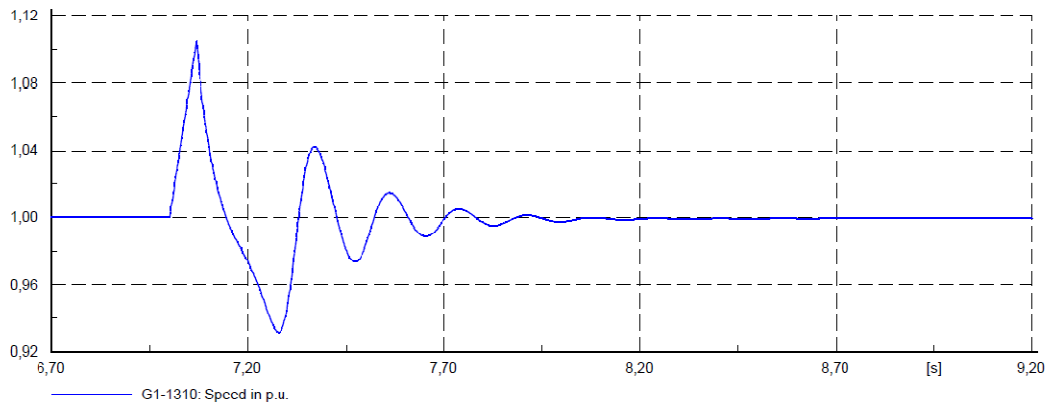


Fig. 6.15: velocità angolare del rotore in *p.u.* ai morsetti per  $T_g = 68$  ms

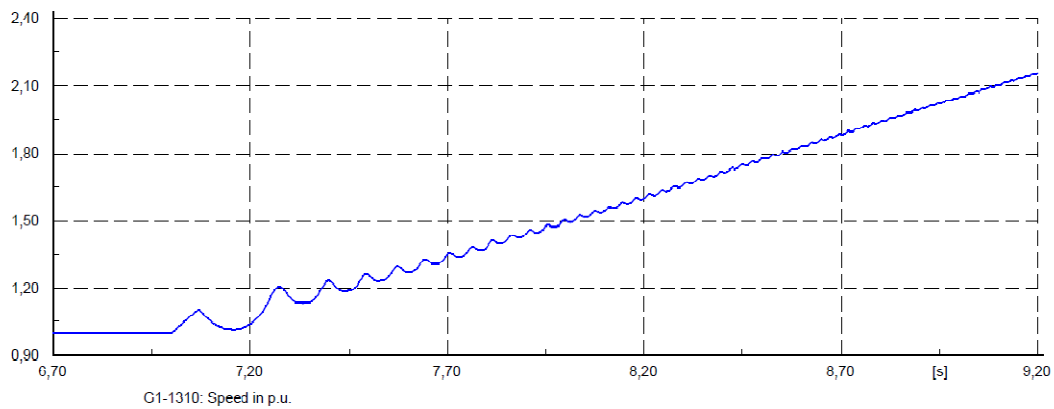
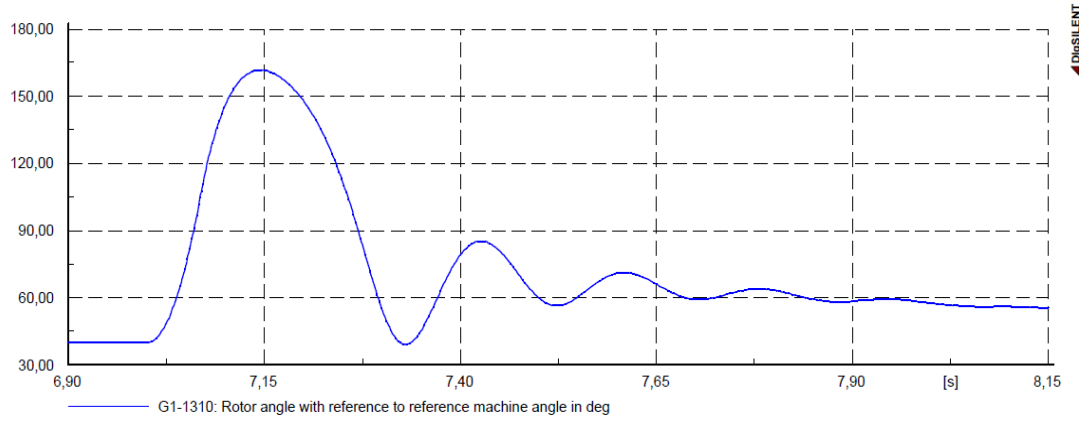
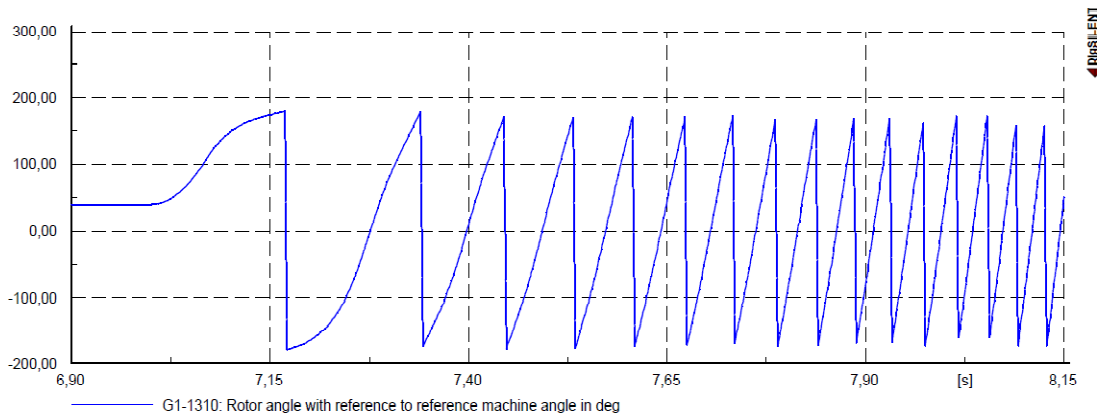


Fig. 6.16: velocità angolare del rotore in *p.u.* ai morsetti per  $T_g = 69$  ms

- Angolo del rotore

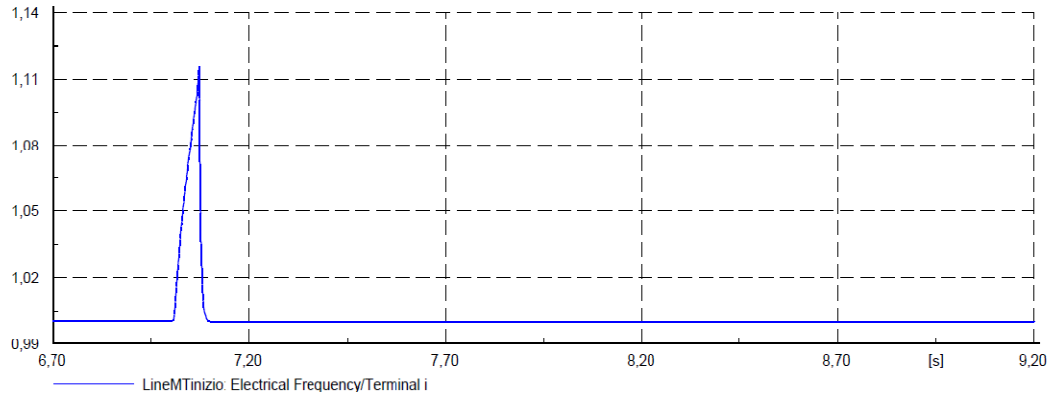


**Fig. 6.17: angolo del rotore in gradi ai morsetti per  $T_g = 68$  ms**

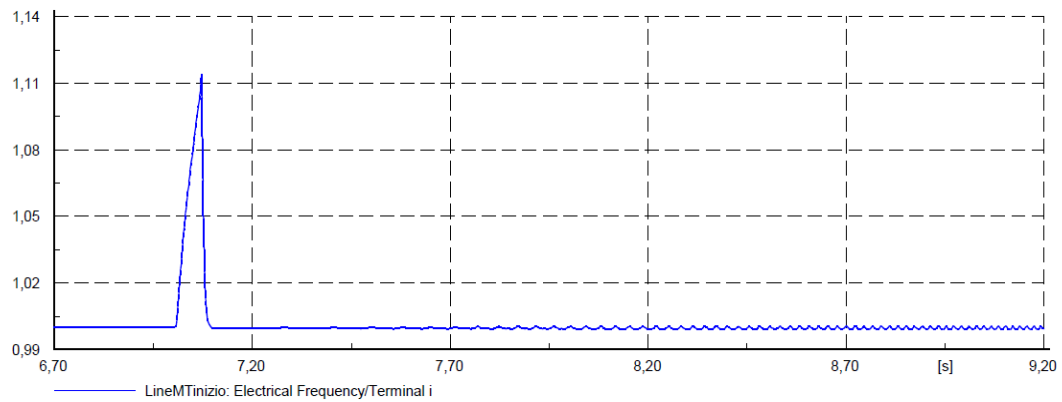


**Fig. 6.18: angolo del rotore in gradi ai morsetti per  $T_g = 69$  ms**

- Frequenza alla sbarra principale



**Fig. 6.19: frequenza di linea in p.u. alla sbarra principale per  $T_g = 68$  ms**



**Fig. 6.20: frequenza di linea in p.u. alla sbarra principale per  $T_g = 69$  ms**

## 6.1.4 CasoA4: solo G2 connesso

I generatori G1 e G3 sono fermi, mentre il generatore G2 è in produzione alla potenza nominale.

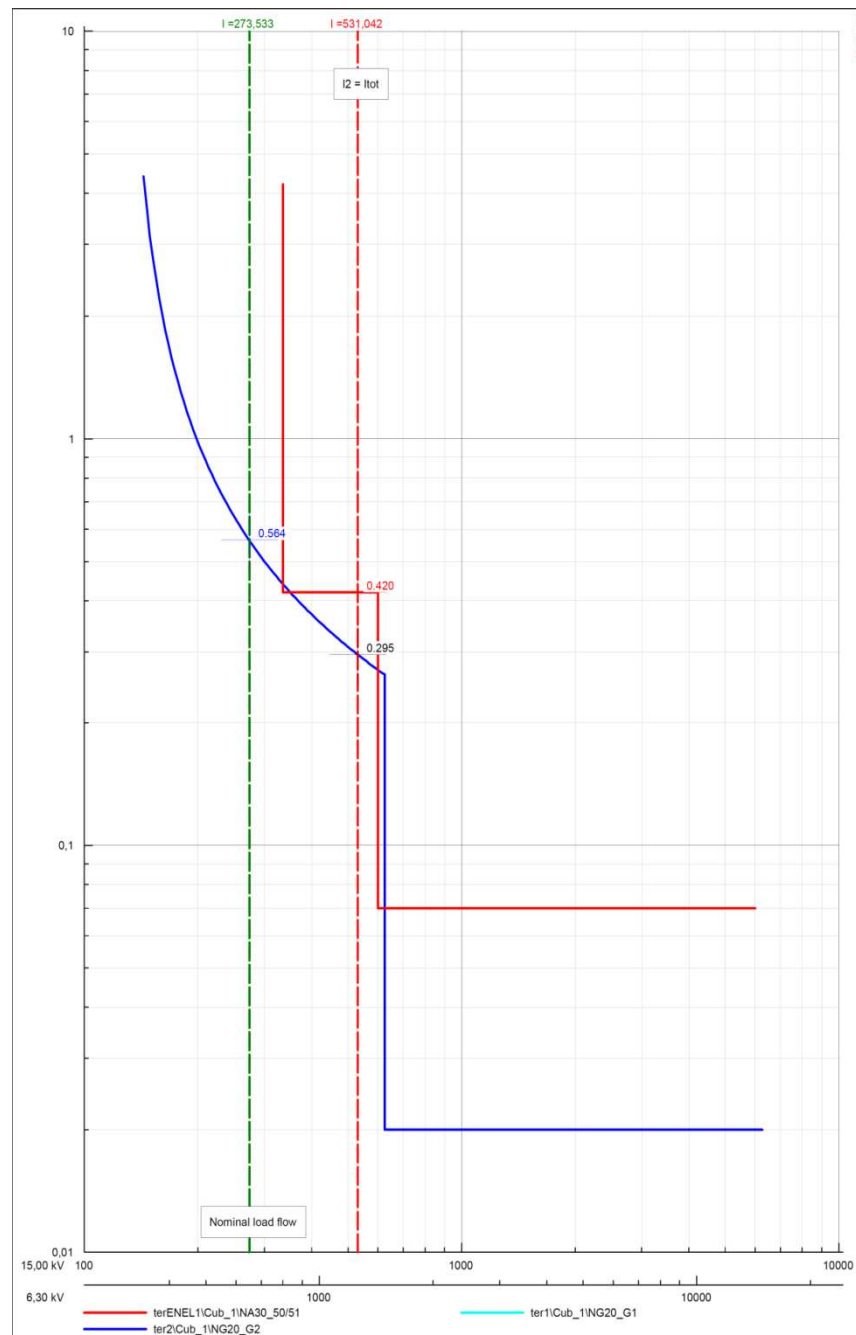
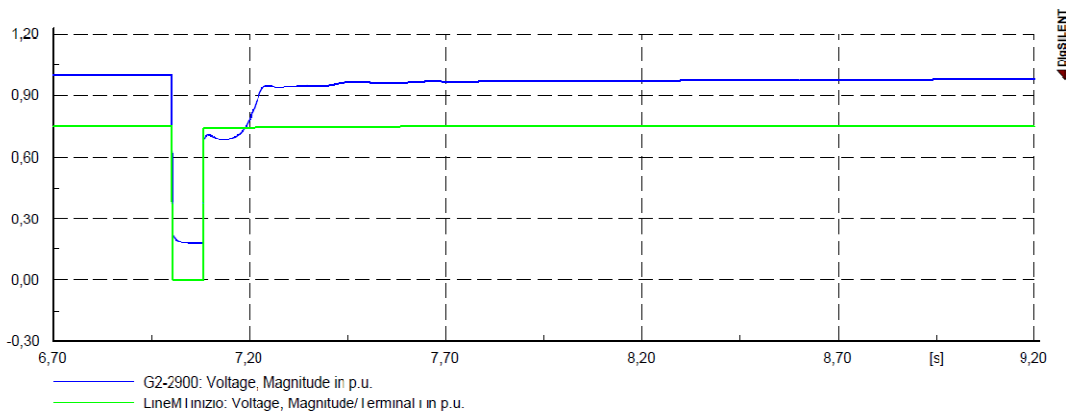


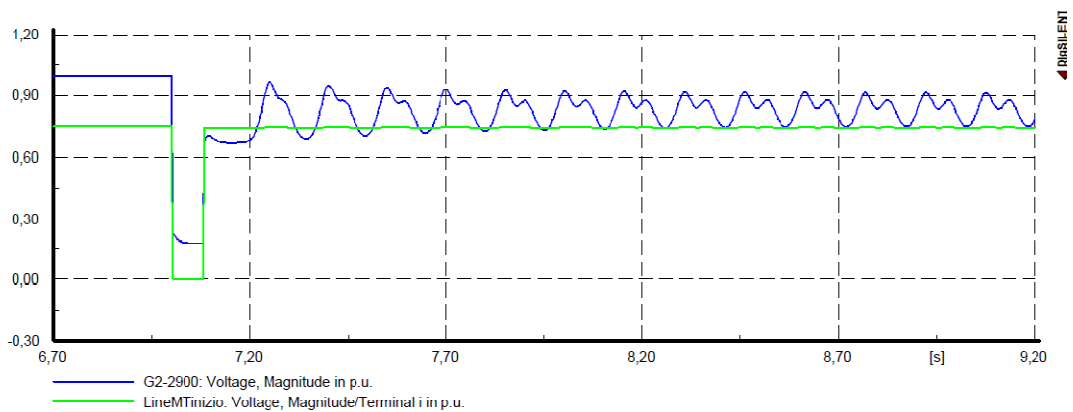
Fig.6.21: protezioni di massima corrente con la rispettiva corrente di cortocircuito nel caso in cui sia connesso solo G2

Come per il caso A3 la protezione di generatore scatta in un tempo superiore ai limiti stabiliti dalla norma, nella fattispecie 295 ms. Anche in questo caso quindi si è verificato il comportamento della macchina per  $T_g = 82$  ms (limite stabilità) e  $T_g = 83$  ms (perdita di sincronismo).

- Tensione ai morsetti di macchina e alla sbarra principale



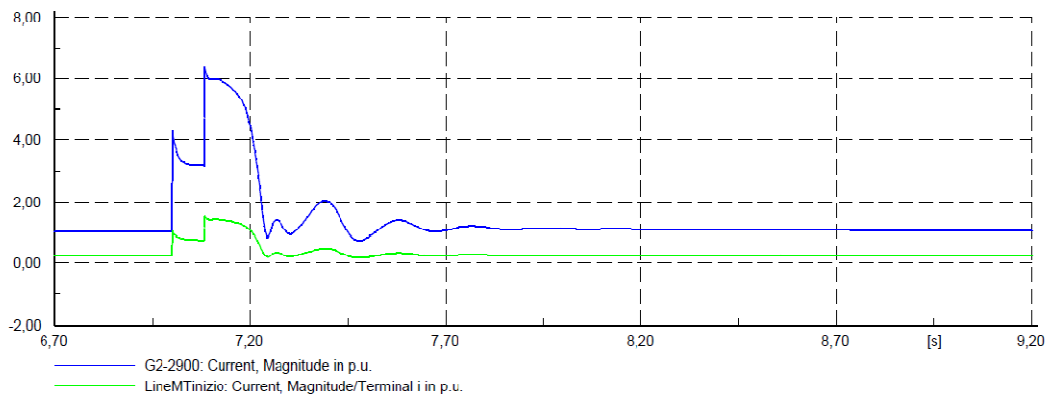
**Fig. 6.22:** *in blu* la tensione in *p.u.* ai morsetti e *in verde* la tensione alla sbarra principale per  $T_g = 82$  ms



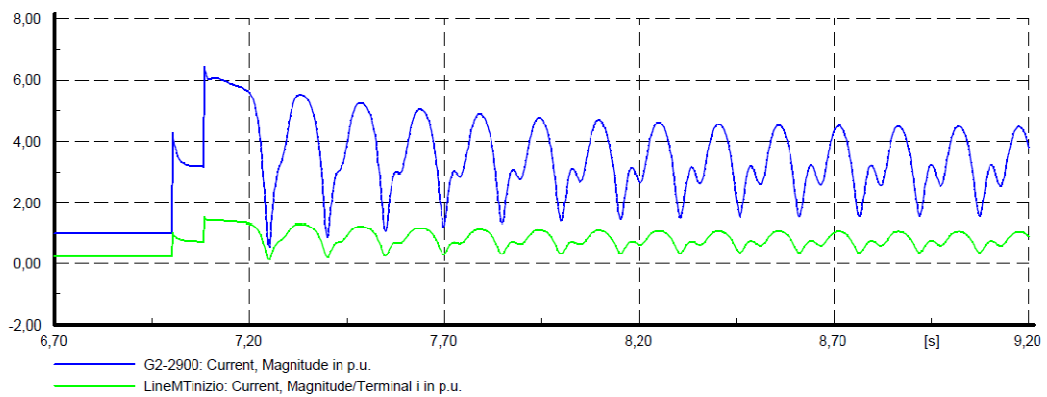
**Fig. 6.23:** *in blu* la tensione in *p.u.* ai morsetti e *in verde* la tensione alla sbarra principale per  $T_g = 83$  ms



- Corrente ai morsetti



**Fig. 6.24:** *in blu* la corrente in *p.u.* ai morsetti e *in verde* la corrente alla sbarra principale per  $T_g = 82$  ms



**Fig. 6.25:** *in blu* la corrente in *p.u.* ai morsetti e *in verde* la corrente alla sbarra principale per  $T_g = 83$  ms

- Potenza attiva erogata

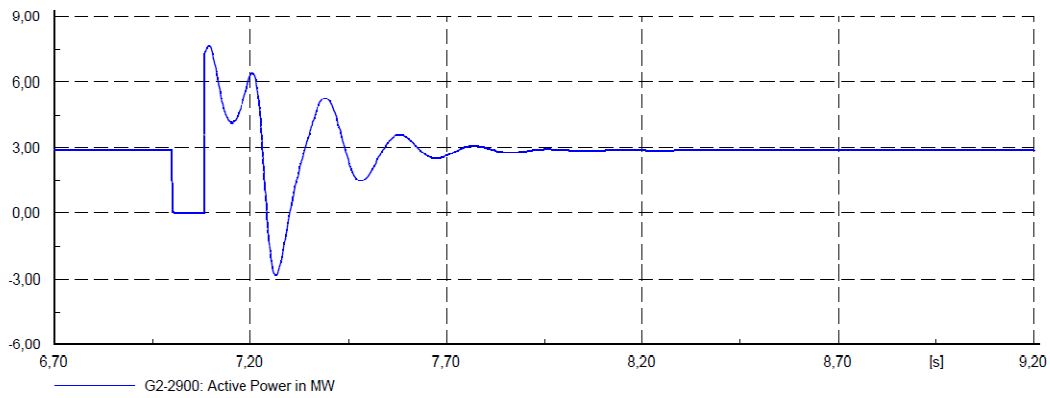


Fig. 6.26: potenza attiva in MW ai morsetti per  $T_g = 82$  ms

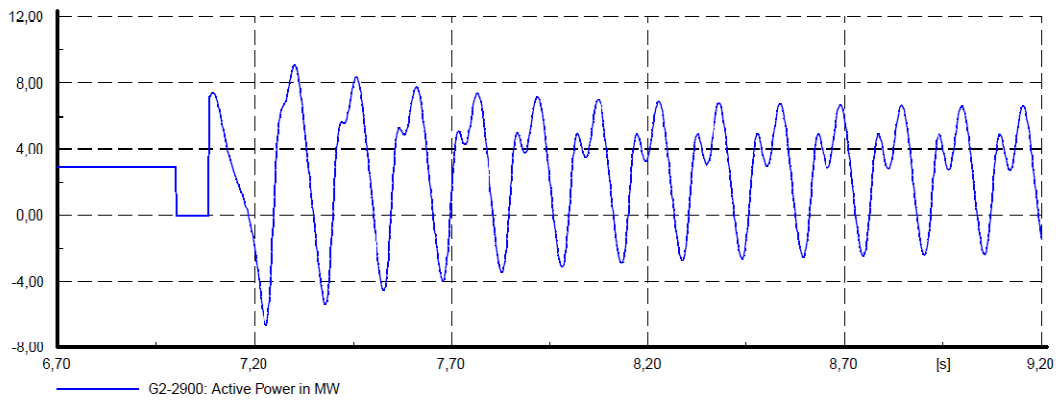
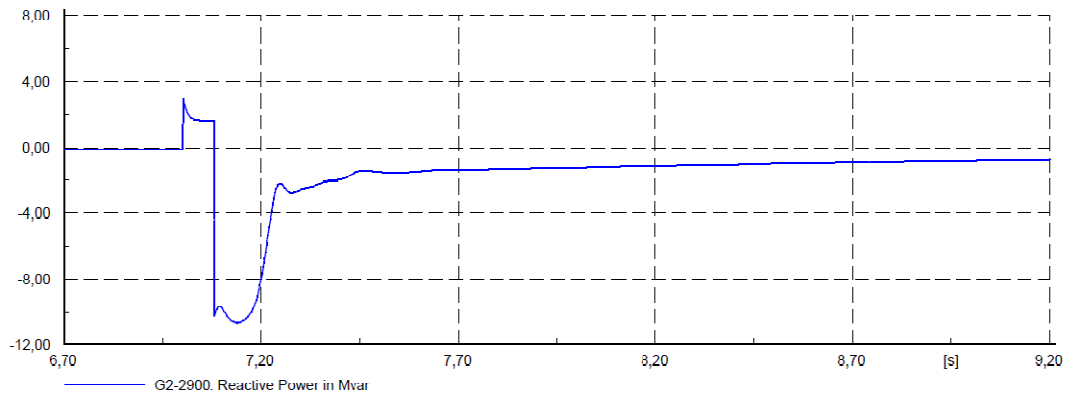
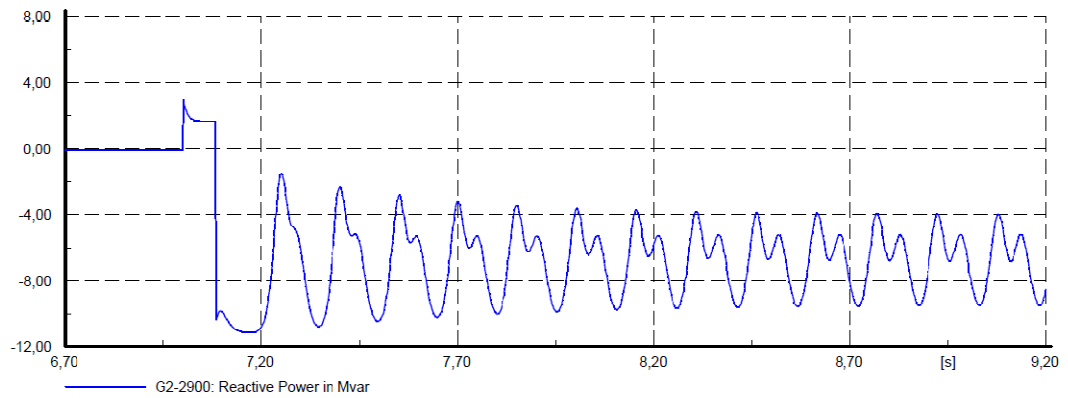


Fig. 6.27: potenza attiva in MW ai morsetti per  $T_g = 83$  ms

- Potenza reattiva erogata



**Fig. 6.28: potenza reattiva in MVar ai morsetti per  $T_g = 82$  ms**



**Fig. 6.29: potenza reattiva in MVar ai morsetti per  $T_g = 83$  ms**

- Fattore di potenza

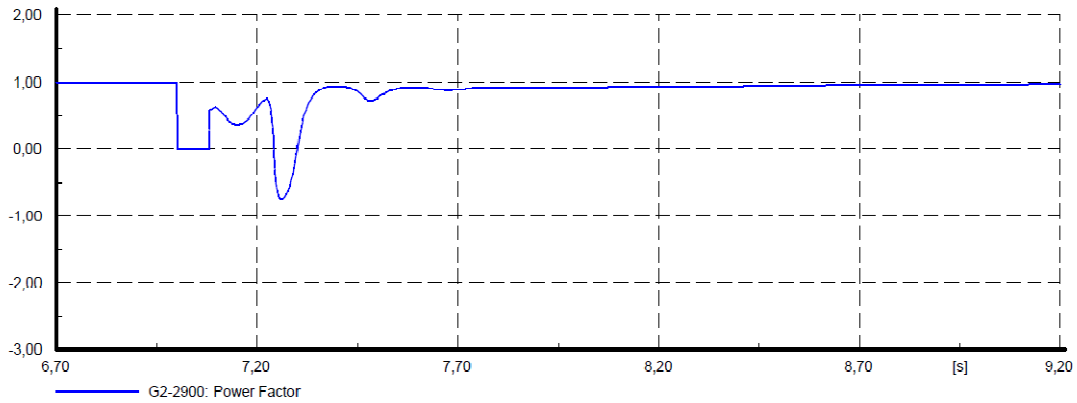


Fig. 6.30: powerfactor ai morsetti per  $T_g = 82$  ms

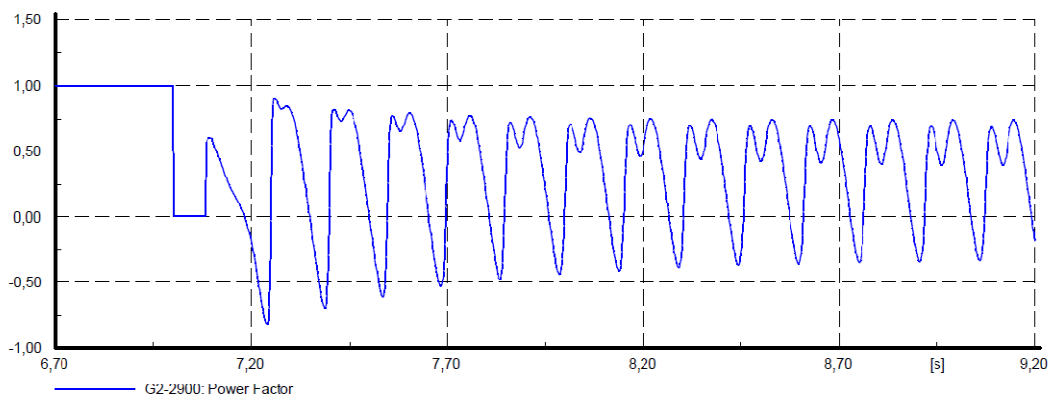
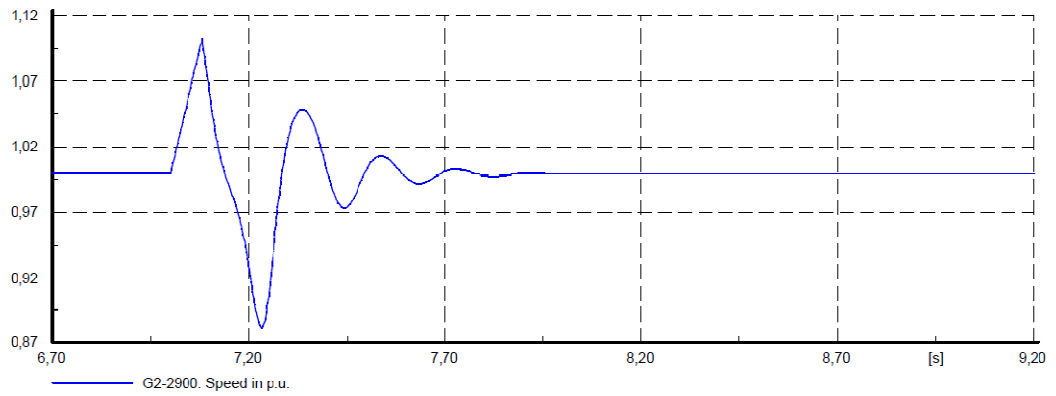
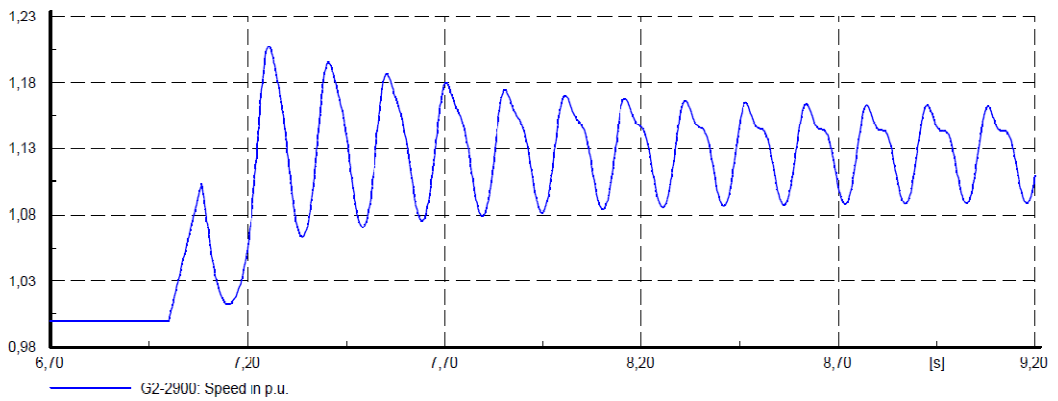


Fig. 6.31: powerfactor ai morsetti per  $T_g = 83$  ms

- Velocità del rotore



**Fig. 6.32: velocità angolare del rotore in p.u. ai morsetti per  $T_g = 82$  ms**



**Fig. 6.33: velocità angolare del rotore in p.u. ai morsetti per  $T_g = 83$  ms**

- Angolo del rotore

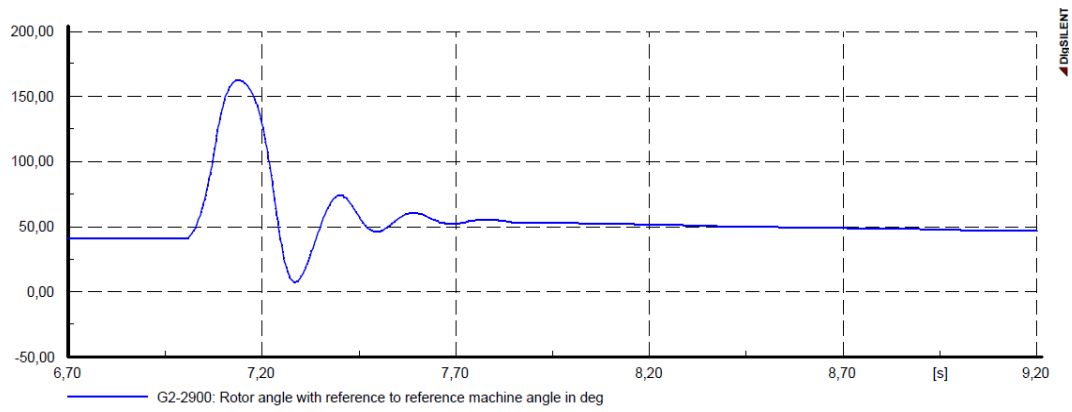


Fig. 6.34: angolo di rotore in *gradi* per  $T_g = 82$  ms

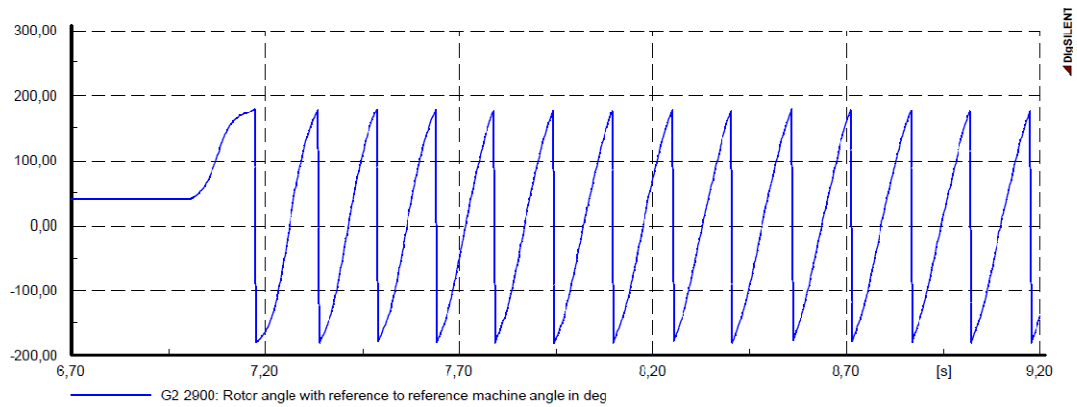
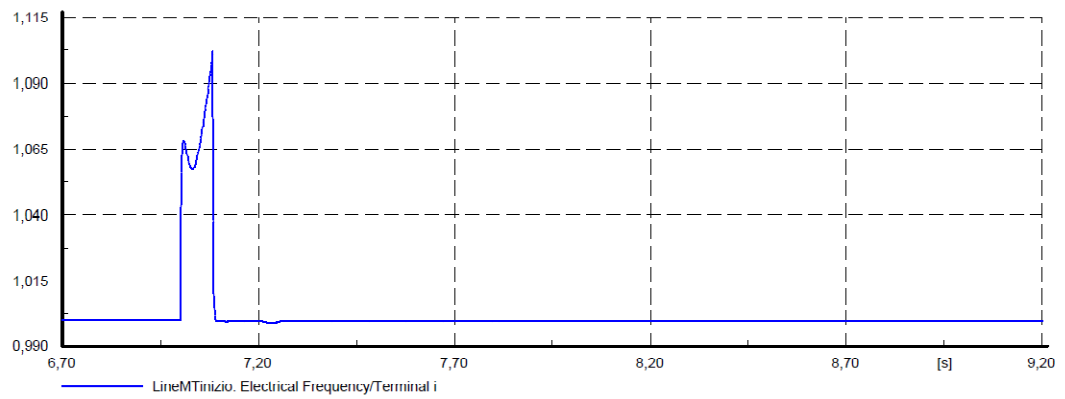
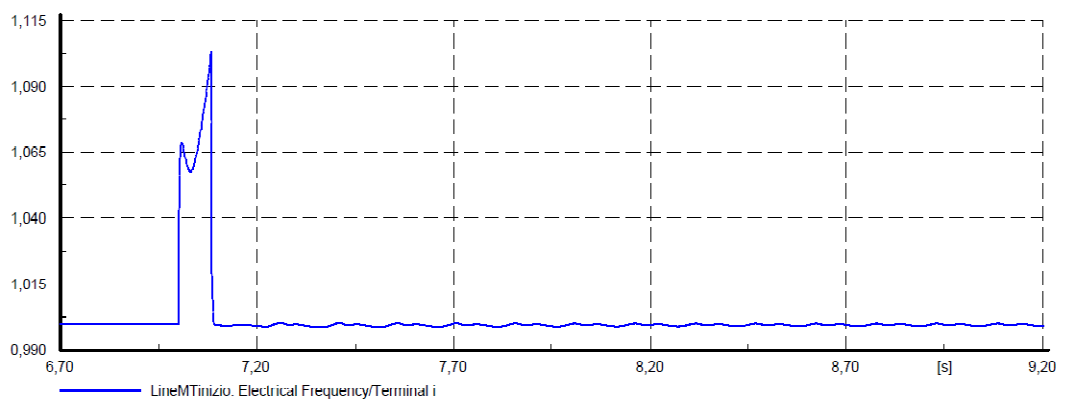


Fig. 6.35: angolo di rotore in *gradi* per  $T_g = 83$  ms

- Frequenza alla sbarra principale



**Fig. 6.36:** frequenza di linea in *p.u.* alla sbarra principale per  $T_g = 82$  ms



**Fig. 6.37:** frequenza di linea in *p.u.* alla sbarra principale per  $T_g = 83$  ms

## 6.2 CASO B: GUASTO IN RETE AT

Come detto in precedenza, per lo studio di questa condizione si è introdotto nel modello DigSILENT della centrale un trafo AT/MT da 25MVA, come rappresentato in Fig.6.38:

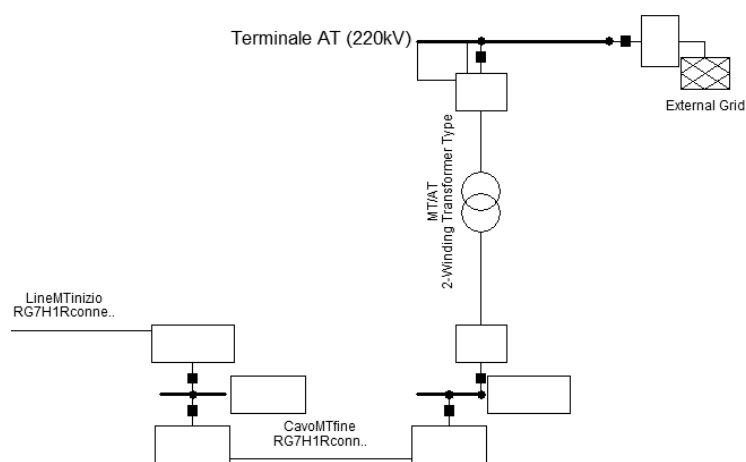


Fig.6.38: aggiunta trafo AT/MT a Temù in PowerFactory®



## 6.2.1 Casi 1B: tutti i generatori & 2B: G1e G2

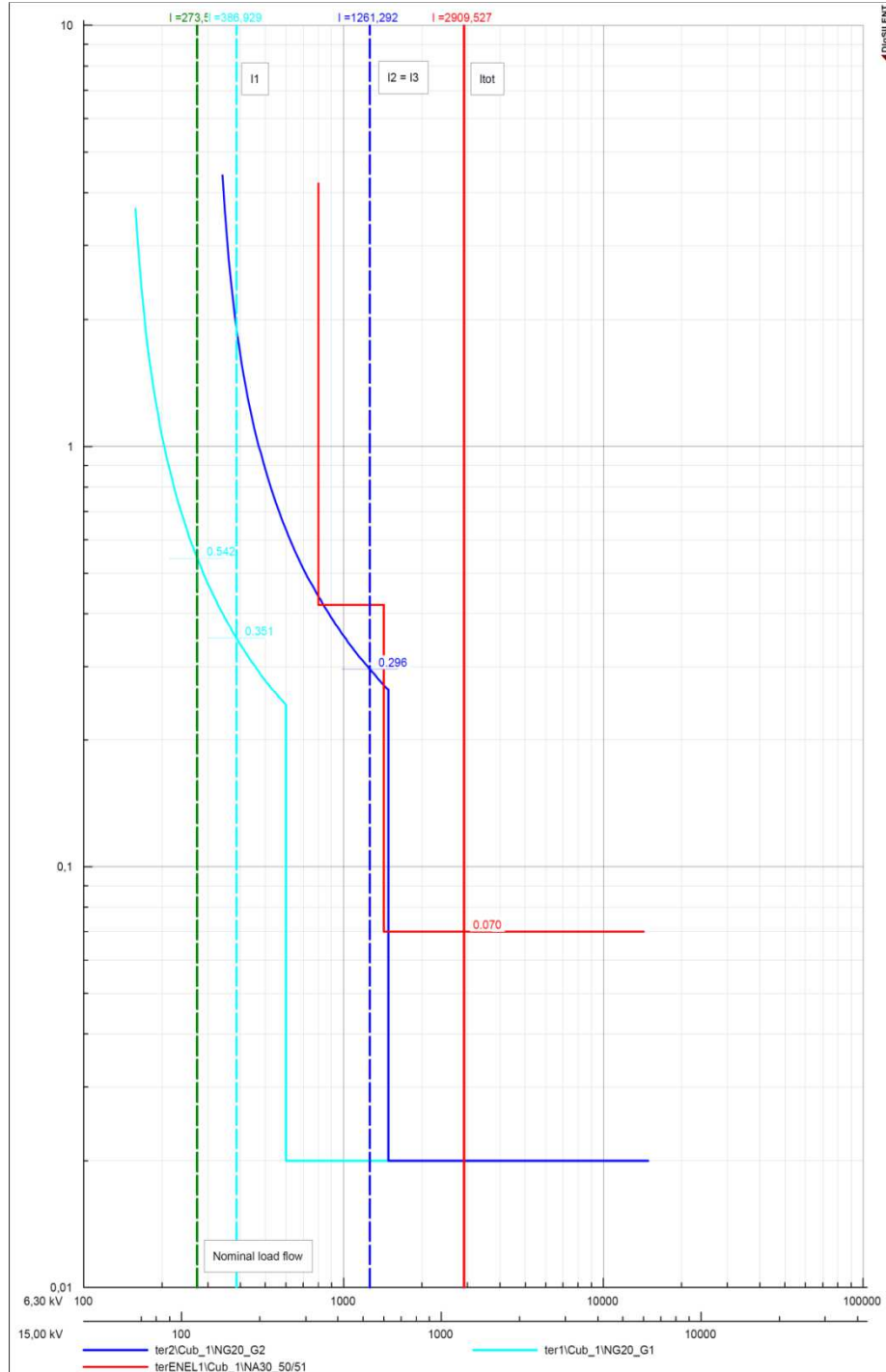


Fig.6.39: protezioni di massima corrente con le rispettive correnti di cortocircuito nel caso in cui tutti i generatori siano connessi

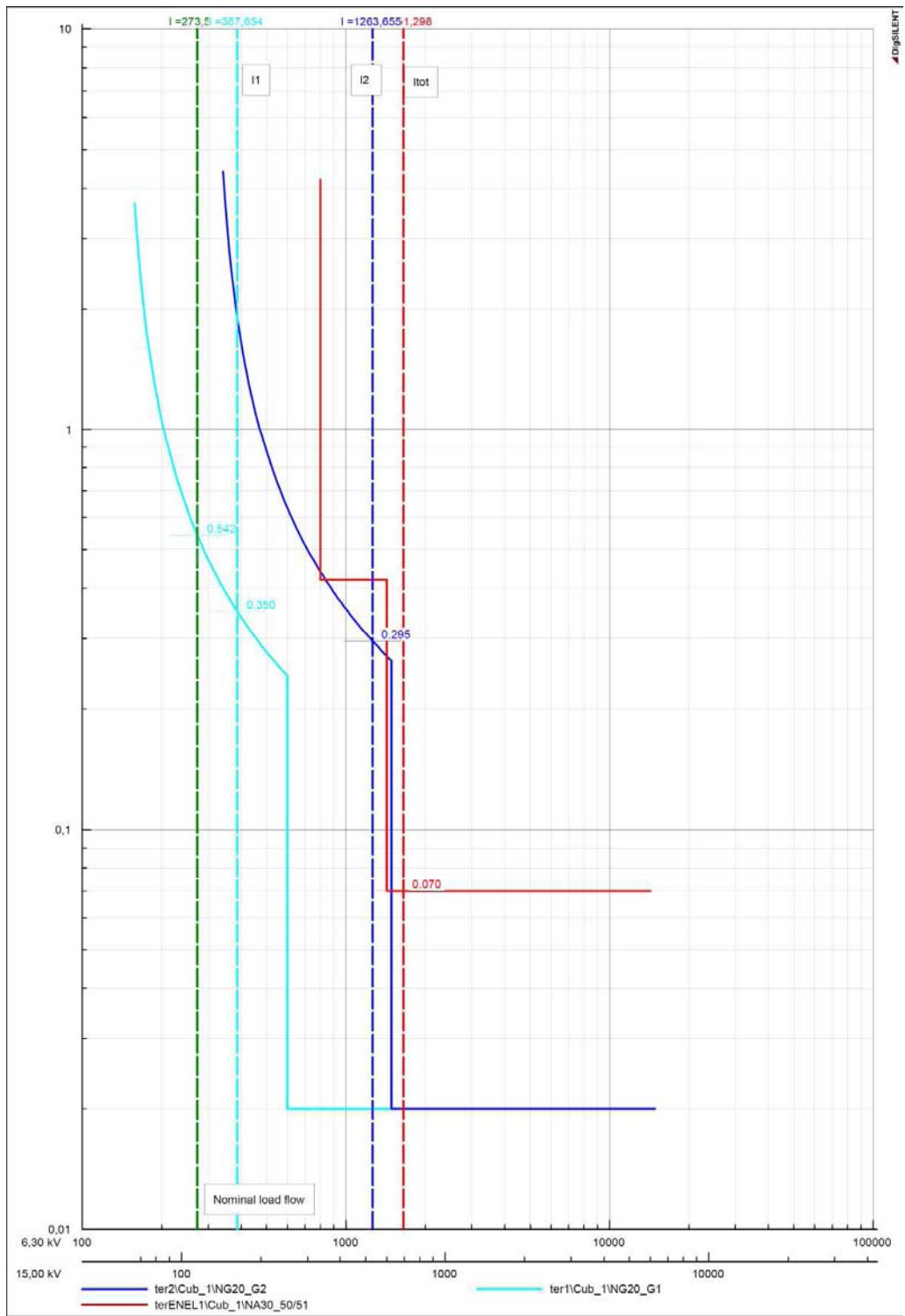


Fig.6.40: protezioni di massima corrente con le rispettive correnti di cortocircuito nel caso in cui siano connessi i generatori G1 e G2

Come per il guasto sulla rete MT, la protezione generale vede il guasto in tempo base e dunque isola l'impianto di generazione prima dei 150 ms che la norma richiede a fronte di un guasto esterno sulla rete MT.

## 6.2.2 Casi 3B: solo G1 connesso & 4B: solo G2

In questi casi, la perdita di sincronismo nel caso di generatore G1 connesso avverrebbe per  $T_g$  pari a 171ms e per generatore G2 pari a 199ms, senza alcuno scatto da parte delle protezioni. In queste condizioni di funzionamento dunque vengono verificati i requisiti della Norma in relazione al superamento dei buchi di tensione.

## 6.3 RIASSUNTO

Nella Tab. seguente si riassume quanto detto nei paragrafi precedenti:

Tab. 6.1: riassunto casistiche per la centrale di Temù

TEMU'		
<u>CASI</u>	MT	AT
	<u>EVENTO</u>	<u>EVENTO</u>
Tutti i generatori	P (PG)	P (PG)
G1 + G2	P (PG)	P (PG)
G1	O (69ms)	C
G2	O (83 ms)	C

La legenda della Tab. 6.1 è la seguente:

- **P**: intervengono le protezioni (specifica protezione)
- **O**: out-of-step, perdita di passo (durata del guasto che la causa)
- **C**: l'impianto rimane connesso senza perdere il sincronismo o senza che le protezioni intervengano; comunque per  $T_g \leq 150\text{ms}$ .

Si nota dunque che nella maggior parte dei casi il requisito della norma sul superamento dei buchi di tensione non viene rispettato, o perché la protezione generale isola l'impianto senza selettività per guasti esterni all'impianto o perché le macchine entrano in regime di instabilità e perdono il passo con la rete.

Nella simulazione si è tenuto conto della protezione di interfaccia, fondamentale nell'esercizio dell'impianto a fronte di guasti sulla rete esterna. Come detto precedentemente, l'SPI (Sistema di Protezione di Interfaccia) implementa funzioni di protezioni di massima/minima tensione e frequenza. Come si vede dai grafici riportati nel seguito, nel caso di guasto sulla rete MT a cui l'impianto è connesso (e dunque vengono attivate le soglie strette di frequenza mediante sblocco voltmetrico) la frequenza supera di gran lunga il limite definito dalla soglia  $f_{MAX,S1}$ , cioè  $f_{MAX,S1} = 50.3$  Hz. Si è quindi verificato come la PI influisca sui risultati ottenuti. Prendendo spunto dalla Tab.1.2 e data la taratura della PI dell'impianto di Temù pari a 100 ms dallo sblocco voltmetrico, è stata confrontata questa soglia con i tempi ricavati dalla simulazione<sup>12</sup>.

---

<sup>12</sup>La verifica della PI è stata effettuata solo per il caso di perdita di passo e solo per guasto in rete MT, in quanto lo sblocco voltmetrico interviene in questo caso e non in quello di guasto sulla rete AT.

- Solo generatore G1 connesso:

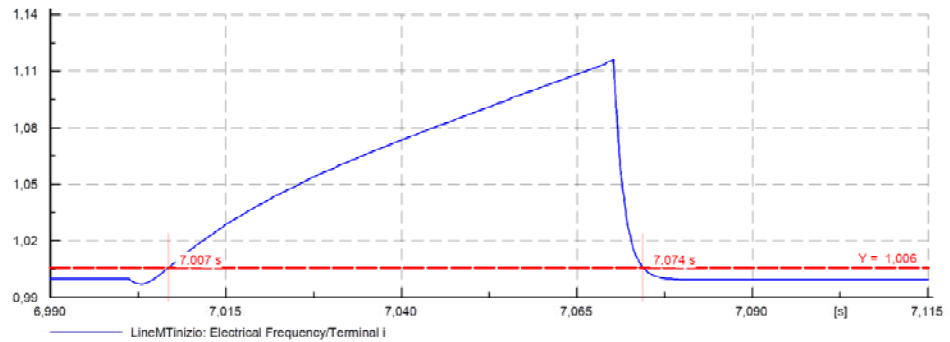


Fig. 6.41: soglia di sblocco voltmetrico ( $f_{MAX,S1} = 1.006$  p.u.) per  $T_g = 69$  ms. Durata sovrافrequenza = 67 ms

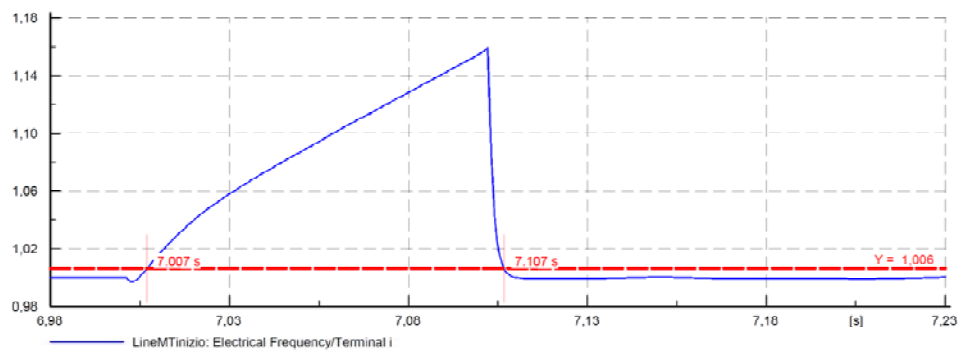
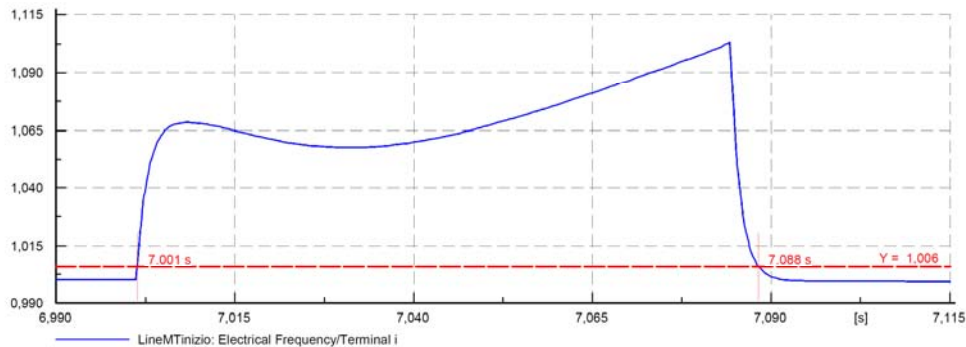
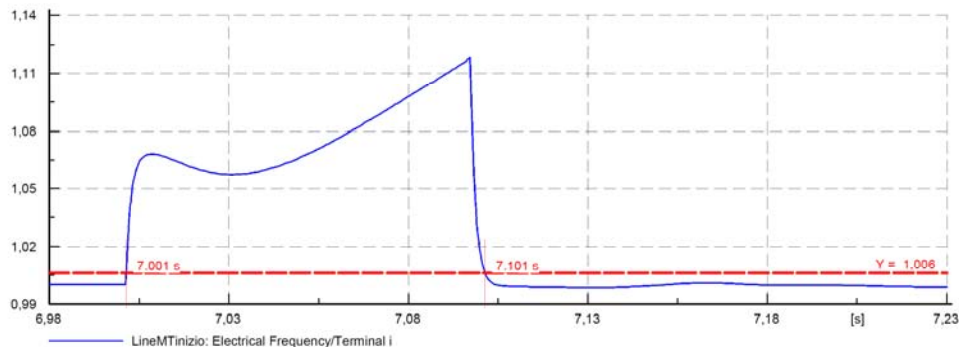


Fig. 6.42: soglia di sblocco voltmetrico ( $f_{MAX,S1} = 1.006$  p.u.) per  $T_g = 101$  ms. Durata sovrافrequenza = 100ms: scatto della PI

- Solo generatore G2 connesso:



**Fig. 6.43: soglia di sblocco voltmetrico ( $f_{MAX,S1} = 1.006$  p.u.) per  $T_g = 83$  ms. Durata sovralfrequenza = 87 ms**



**Fig. 6.44: soglia di sblocco voltmetrico ( $f_{MAX,S1} = 1.006$  p.u.) per  $T_g = 96$  ms. Durata sovralfrequenza = 100ms: scatto della PI**

Si evidenzia che, per una certa durata del guasto  $T_g$  tale da produrre una sovralfrequenza di durata maggiore o uguale ai 100 ms di taratura della PI, questa protezione attivata al primo passaggio per il limite  $f_{MAX}$ , apre l'interruttore da essa comandato staccando la generazione. Questa durata  $T_{g,PI}$  varia in dipendenza dell'impianto e delle macchine in esso funzionanti. Nella Tab. 6.2 vengono riassunti i valori temporali limite nei soli casi in cui le macchine perdano il passo (evento **O** in Tab. 6.1):

Tab. 6.2: limiti temporali di perdita di passo ( $T_{g,min}$ ) e intervento PI ( $T_{g,PI}$ )

OUT-OF-STEP & SBLOCCO VOLTMETRICO		
Caso	$T_{g,min}[ms]$	$T_{g,PI}[ms]$
G1	69	101
G2	83	96

Quindi:

- per tempi inferiori a  $T_{g,min}$  l'impianto resta stabile e non vi è intervento delle protezioni;
- per tempi compresi tra  $T_{g,min}$  e  $T_{g,PI}$  la macchina perde il passo senza intervento delle protezioni;
- per tempi superiori a  $T_{g,PI}$  (e inferiori a 150 ms) la generazione viene disconnessa dalla PI.





# 7 PROGETTO PAULLO

Come descritto nei capitoli precedenti, l'impianto è stato modellato in DlgSILENTPowerFactory®. L'unifilare di impianto è riportato in Fig.7.1.

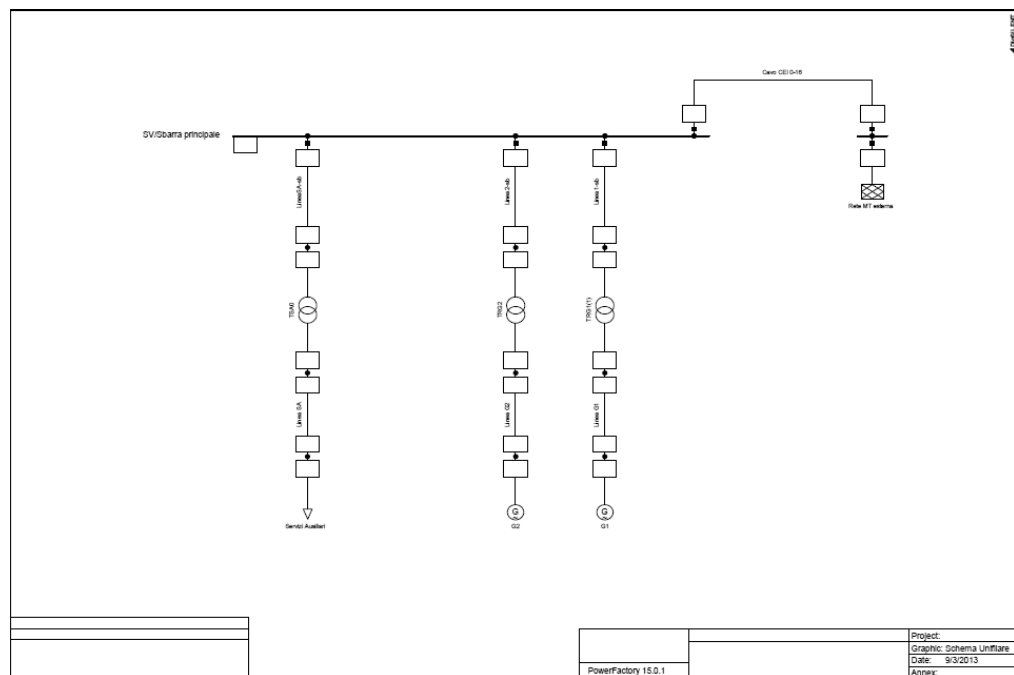
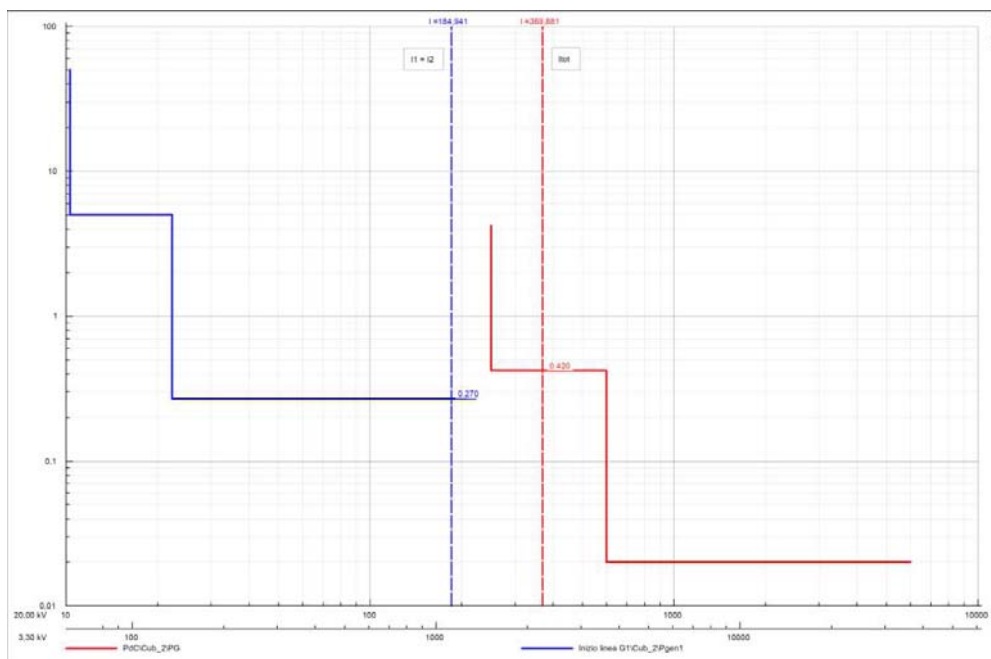


Fig.7.1: schema unifilare della centrale di Paulo modellato in PowerFactory®

Come fatto per Temù, nel seguito si riportano i risultati più significativi derivanti dalle simulazioni.

## 7.1 CASO A: GUASTO IN RETE MT

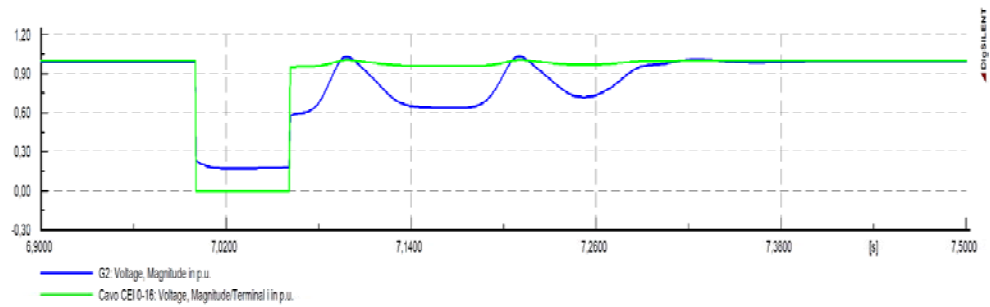
Poiché i due generatori della centrale sono assolutamente identici, vengono considerati contemporaneamente i casi di entrambe le macchine connesse e non. Infatti, come si vede dal grafico di Fig.7.2 la protezione di generatore in blu è la stessa per G1 e per G2. Per guasto esterno all'impianto (rete MT) essa scatta in 270 ms (mentre la PG scatterebbe in 420 ms). Dalle simulazioni si evince che le macchine perdono il sincronismo con la rete per una durata del guasto superiore a  $T_g = 61$  ms.



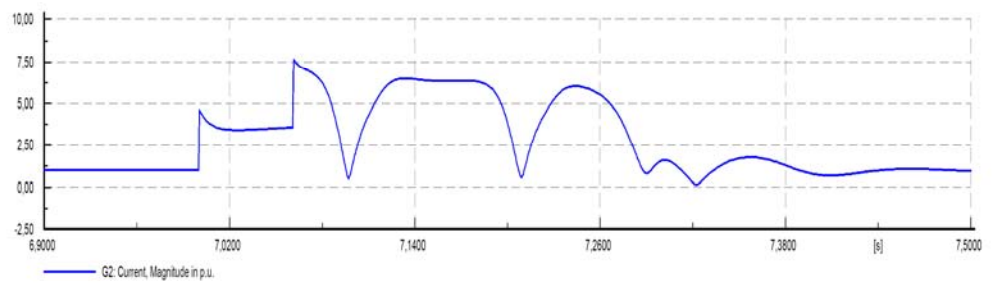
**Fig.7.2** protezioni di massima corrente con le rispettive correnti di cortocircuito (correnti riportate in MT)

Di seguito vengono riportati i grafici nello stesso ordine osservato per il progetto di Temù. Vengono mostrate le grandezze nell'istante di perdita di passo (cioè per  $T_g = 61$  ms)

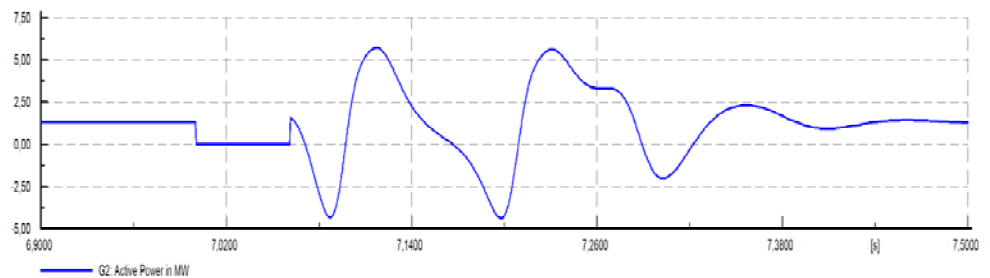
- Tensione ai morsetti di macchina e alla sbarra principale



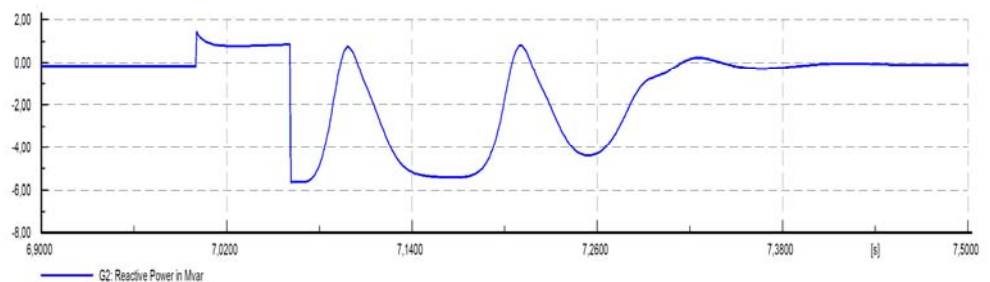
- Corrente ai morsetti



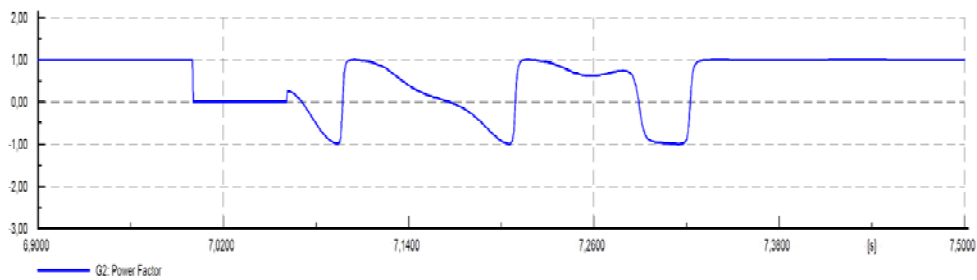
- Potenza attiva erogata



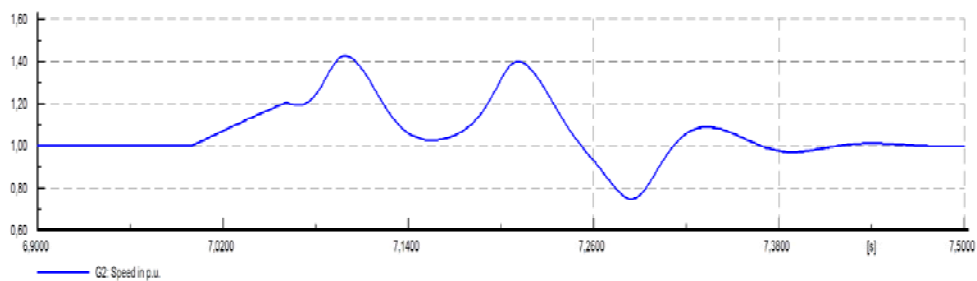
- Potenza reattiva erogata



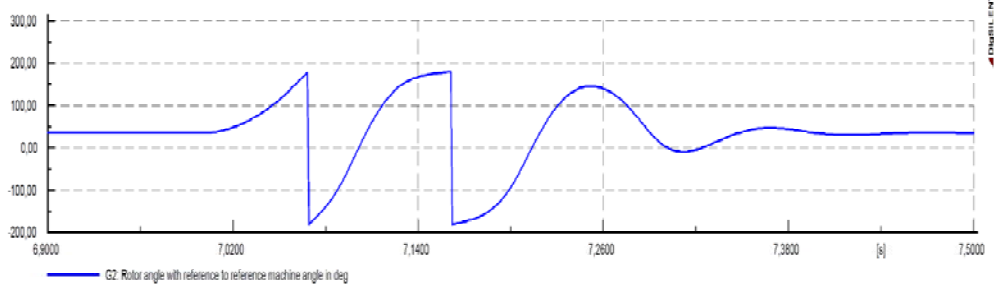
- Fattore di potenza



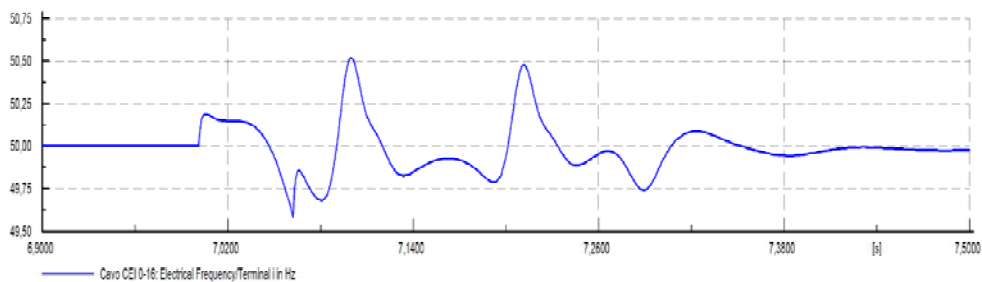
- Velocità del rotore



- Angolo del rotore



- Frequenza alla sbarra principale



## 7.2 CASO B: GUASTO IN RETE AT

In Fig.7.3 viene mostrata la modifica allo schema unifilare di centrale in DigSILENT, in particolare l'aggiunta del trasformatore AT/MT:

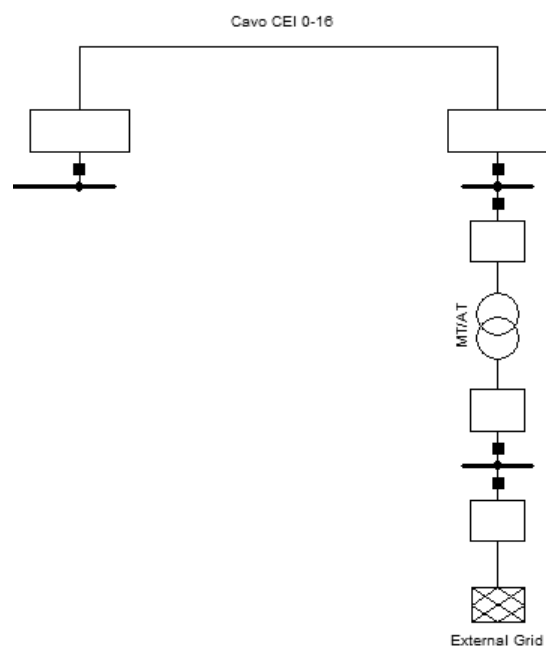
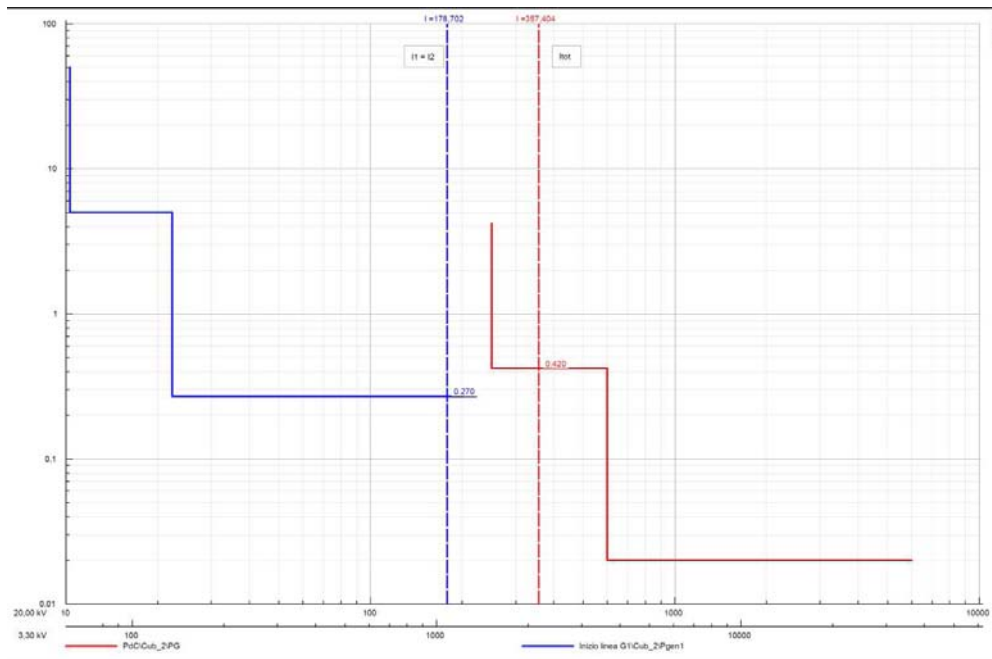


Fig.7.3: aggiunta trafo AT/MT a Paulo in PowerFactory®



**Fig.7.4: protezioni di massima corrente con le rispettive correnti di cortocircuito (correnti riportate in MT)**

Il grafico delle correnti e delle protezioni di Fig.7.4 mostra che, anche nell'eventualità che il guasto si verifichi nella rete AT a monte della rete di distribuzione a cui la centrale è connessa, le protezioni di impianto non intervengono in tempo utile da scollegare l'impianto prima che i generatori perdano il passo; ciò avviene per  $T_g = 113$  ms. I grafici delle grandezze sono molto simili a quelli per guasto in MT quindi si rimanda al paragrafo precedente per la visione degli andamenti.

## 7.3 RIASSUNTO

Nella Tab. seguente si riassume quanto detto nei paragrafi precedenti:

Tab. 7.1: riassunto casistiche e risultati Paullo

PAULLO	
<u>CASI</u>	<u>EVENTO</u>
MT	O (61ms)
AT	O (113 ms)

La legenda della Tab. 6.1 è la seguente:

- **O**: out-of-step, perdita di passo (durata del guasto che la causa)

Anche in questa simulazione si è tenuto conto dell'SPI. Si è quindi dovuto verificare in che modo la PI influisce sui risultati ottenuti. Prendendo spunto dalla Tab.1.2 e data la taratura della PI dell'impianto di Paullo pari a 100 ms dallo sblocco voltmetrico, è stata confrontata questa soglia con i tempi ricavati dalla simulazione.

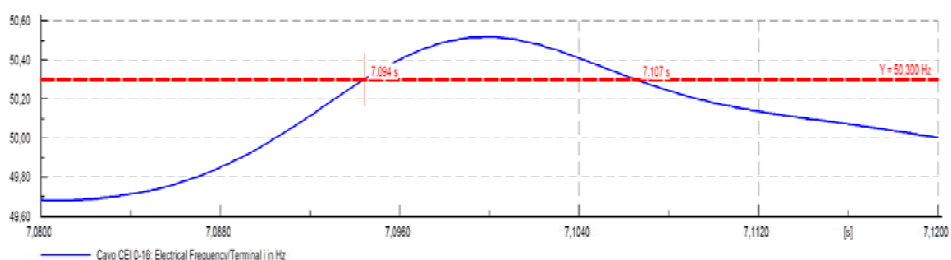


Fig. 7.5: soglia di sblocco voltmetrico ( $f_{MAX,S1} = 50.3$  Hz) per  $T_g = 61$ ms

Per questo impianto è riportato il grafico di sovra-frequenza solo per  $T_{g,min}$  mentre non esiste un  $T_{g,PI}$ . Infatti si è verificato che anche per  $T_g$  pari a 150 ms (oltre non avrebbe senso la verifica in quanto supera anche il tempo stabilito dalla Norma), la sovra-frequenza dura solamente 23 ms, quindi decisamente meno dei 100 ms necessari a far scattare la PI.





# 8 CONCLUSIONI

Il presente lavoro di tesi ha riguardato lo studio della stabilità transitoria di impianti idroelettrici connessi alla rete di Media Tensione a fronte di guasti sulla rete esterna, sia MT che AT.

Si sono considerati due impianti idroelettrici ad acqua fluente attualmente in esercizio e adeguati alla nuova Norma CEI 0-16 Ed. III. Il primo impianto consta di tre generatori sincroni tradizionali accoppiati a turbine di tipo Francis e Pelton, per una potenza complessiva di circa 7 MVA, il secondo si compone di due generatori a magneti permanenti accoppiati a turbine a bulbo, per una potenza complessiva di poco meno di 3 MVA.

La modellazione degli impianti, eseguita in ambiente *DigSILENTPowerFactory*<sup>®</sup>, ha riguardato sia i componenti di potenza (linee, trasformatori, generatori, etc.) che i sistemi di regolazione e controllo (AVR, protezioni elettriche, etc.). Particolare attenzione è stata riservata alla modellazione dei sistemi di protezione e dei sistemi di regolazione di tensione dei generatori.

Dallo studio si evince come un'applicazione indiscriminata dei requisiti riportati nella Norma CEI 0-16 per piccoli generatori rotanti direttamente connessi alla rete MT possa portare a condizioni di instabilità (perdita di passo), con conseguenti danni alle macchine e alla qualità del servizio elettrico.

Generalmente, per impianti di piccola taglia, si prescinde da uno studio dettagliato di stabilità transitoria dei gruppi di generazione a seguito di perturbazioni sulla rete. Questo tipo di valutazione non dovrebbe più essere trascurata dal momento che le finestre di tensione e frequenza entro cui i generatori devono rimanere connessi alla rete possono portare, in particolari condizioni, ad una perdita di sincronismo con la rete principale senza alcuno scatto dei relè di protezione.

Dai risultati degli studi sulla stabilità transitoria è possibile definire un opportuno settaggio delle funzioni protettive di generatore e di centrale al fine di prevenire malfunzionamenti o guasti legati all'instabilità del parallelo.



# 9 BIBLIOGRAFIA & SITOGRAFIA

- [1] CEI, "CEI 0-16: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica", *Norma italiana CEI*, rev.3, Dicembre 2012.
- [2] A. Cerretti, E. De Bernardis, M. Delfanti, "La GD sulle reti di distribuzione: problemi di gestione", *AEIT*, vol.100, n.1/2, gennaio/febbraio 2013.
- [3] G. Giannuzzi, "La gestione del SEN in presenza di GD", *AEIT*, vol.100, n.1/2, gennaio/febbraio 2013.
- [4] V. Bufano, R. Calone, F. Cazzato, M. Di Clerico, A. Cerretti, C. D'Orinzi, R. Lama, "L'impatto della GD sulla rete di distribuzione", *AEIT*, vol.100, n.1/2, gennaio/febbraio 2013.
- [5] A. Arena, G. Ciaccia, A. Galliani, "Integrazione delle fonti rinnovabili nelle reti elettriche", *AEIT*, vol.100, n.1/2, gennaio/febbraio 2013.
- [6] E. De Bernardis, G. Cordioli, M. Delfanti, V. Olivieri, "La CEI 0-16: requisiti innovativi per la GD", *AEIT*, vol.100, n.1/2, gennaio/febbraio 2013.
- [7] A. Rossi, F. Tombelli, M. Trova, "L'impatto della CEI 0-16:2012 sugli inverter", *AEIT*, vol.100, n.1/2, gennaio/febbraio 2013.
- [8] L. Caciolli, "L'impatto delle rinnovabili sul sistema elettrico", *Terna Rete Italia*, Trento, 21 Dicembre 2012.
- [9] Entso-e, "ENTSO-E Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators; Article 9", pp 21-25, 8 Marzo 2013.
- [10] Terna, "Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita", *Guida tecnica, Allegato A.70 rev.n.2*, 3 Agosto 2012.
- [11] Enel, "Criteri di allacciamento di clienti alla rete MT di distribuzione", *DK 5600*, Ed.V, Giugno 2006.
- [12] Gruppo HERA, "Coordinamento delle protezioni di rete con le protezioni degli impianti di utenza", *Coordinamento tecnico reti*, 25 Giugno 2012.

- [13]CEI, "Unità 6: Esempi di sistemi di protezione per impianti utente passivi e attivi", *Corso CEI: Sistemi di protezione e interfacciamento con impianti utente delle reti elettriche di distribuzione in MT*, rev.4.
- [14]ABB, "Guida tecnica: criteri di protezione delle reti elettriche di media tensione", *Medium Voltage Products*, Dalmine, Gennaio 2009.
- [15] A. Paolucci, "Lezioni di trasmissione dell'energia elettrica", Padova, 1998.
- [16]Z. Leonowicz, T. Lobos, "Advanced spectral analysis of out-of-step operation of synchronous machines", 2003.
- [17]A. Manunza, "Out of step condition and torsional stress of synchronous generators", *M2EC*.
- [18]M. Amini, M. Sanaye-Pasand, M.-T. Nabavi, M. Davarpanah, A. Asadi, "Generators loss of field and its effect on voltage stability in power systems", *The international Conference on Electrical Engineering*, n.O-130, 2008.
- [19]J. Kinnunen, "Direct-on-line axial flux permanent magnet synchronous generator static and dynamic performance", *Thesis for the degree of Doctor of Science (Technology)*, pp. 13-54, Lappeenranta, Finland, 29th November 2007.
- [20]R. Avigni, F. D'Adda, "Impiego ed analisi dei motori a magneti permanenti nei sistemi per la mobilità", *Tesi di laurea specialistica*, pp 11-13; 29-42, Milano 2011.
- [21]T. Lindh, P. Salminen, J. Pyrhönen, M. Niemelä, J. Kinnunen, J. Haataja, "Permanent magnet generator designing guidelines", *2007 IEEE; Powereng 2007*, pp 185-186, Setúbal, Portugal, 12-14 April 2007.
- [22]T. Lindh, "Permanent magnet generators for small hydropower", *Lappeenranta University of Technology*, pp 14-15, Lappeenranta, Finland.
- [23]D. Peppas, "Development and analysis of Nordic32 power system model in PowerFactory", *Master Thesis*, pp. 25-43, Stockholm, 2008.
- [24]P. Rocco, "Lezione 3: funzione di trasferimento", *Dispense di automatica*.
- [25]J. Zhong, "PID controller tuning: a short tutorial", *Mechanical Engineering, Purdue University*, Spring 2006.
- [26]S.T.E. Energy Spa, "Analisi dei flussi di potenza. Calcolo delle correnti di cortocircuito. Studio coordinamento delle protezioni. Centrale idroelettrica di Temù", Padova, 1 Ottobre 2012.
- [27]Basler Electric, "DECS 200 Digital Excitation Control System", Illinois.
- [28] Basler Electric, "Instruction manual for DECS 200 Digital Excitation Control System", Illinois, January 2002.
- [29]DigSILENT GmbH, "DigSILENTPowerFactory technical reference & documentation: Synchronous machines", Gomaringen, Germany, April 2013.
- [30]VA Tech, Va TechHydro, "Compact ECOBulb turbine generator", [www.vatech-hydro.com](http://www.vatech-hydro.com).
- [31]DigSILENT GmbH, "DigSILENTPowerFactory version 15: User Manual", <http://www.digsilent.de>, Gomaringen, Germany, April 2013.