POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica

Tesi di Laurea Magistrale

Servizi dinamici nel sistema elettrico decarbonizzato

Il ruolo dei Generatori Sincroni Virtuali



Relat	ore:	
prof.	Enrico	CARPANETO

Correlatore:

Fabio Mandrile

Candidato:

Lorenzo Solida

Anno accademico 2018 – 2019

Indice generale

1	Intr	ntroduzione			
	1.1	.1 Decarbonizzazione			
		1.1.1	Global warming	1	
		1.1.2	Strategie di decarbonizzazione	3	
	1.2	Instab	pilità nei sistemi elettrici	5	
		1.2.1	Regolazione di frequenza	6	
			Il ruolo dell'inerzia	7	
			Protezioni RoCoF	9	
		1.2.2	Supporto reattivo transitorio	9	
			Guasti bifase isolati	10	
		1.2.3	Distorsione armonica	13	
	1.3	Gener	atori sincroni virtuali	16	
2	Mo	delli el	lettromagnetici	21	
	2.1	Model	llo con due smorzatori su assi $d, q \ldots \ldots \ldots \ldots$	22	
		2.1.1	Equazioni elettriche	22	
		2.1.2	Equazioni magnetiche	22	
		2.1.3	Eccitazione	23	
		2.1.4	Equazioni meccaniche	23	
	2.2	Model	llo con un solo smorzatore su asse q	24	
		2.2.1	Equazioni elettriche	24	
		2.2.2	Equazioni magnetiche	24	
		2.2.3	Eccitazione	25	
		2.2.4	Swing equation (equazioni meccaniche)	25	
	2.3	Model	llo con smorzamento PI	26	
		2.3.1	Equazioni elettriche	26	

		2.3.2	Equazioni magnetiche			
		2.3.3	Equazioni meccaniche			
3	Sch	emi in	plementativi generatore sincrono virtuale 2			
	3.1	Eccita	zione (anello di controllo reattivo)			
	3.2	Filtro	LCL			
		3.2.1	Auto-sizing			
			Capacità di filtro C_f			
			Resistenza di smorzamento $R_{\rm f,damp}$			
	3.3	Riferin	nenti di potenza			
	3.4	Anelli	di corrente			
		3.4.1	Taratura degli anelli PI			
4	Mo	dalità	operative 3			
	4.1	VSI.				
	4.2					
	4.3	VSG				
5	Sce	Scelta dei parametri				
		5.0.1	Ipotesi di lavoro			
		5.0.2	Criteri di dimensionamento			
	5.1	Costai	nte di inerzia H			
	5.2	Reatta	anza X_q in asse q			
	5.3	Costai	nte di tempo dell'eccitazione			
6	Ger	erator	re sincrono fisico			
		6.0.1	Ipotesi di lavoro			
	6.1	Sistem	na di eccitazione			
		6.1.1	Anello di controllo			
		6.1.2	Auto-sizing			
			Guadagno a regime			
			Dinamica in anello chiuso			
			Feed forward			
	6.2	Snubb	er			
		6.2.1	Coordinamento con il filtro del modello del VSG 6			

7	Mo	delli P	LECS	63		
	7.1	Gener	atore sincrono virtuale (VSG)	63		
		7.1.1	Struttura generale del modello	63		
		7.1.2	Modello PLECS	66		
			Blocco Controllo	66		
		7.1.3	Script ControlParams.m	70		
	7.2	Gener	atore sincrono "fisico"	74		
		7.2.1	Struttura generale del modello	75		
		7.2.2	Modello PLECS	76		
			Blocco Synchronous Generator	77		
			Blocco AC4A exciter model	82		
	7.3	Rete e	esterna	84		
		7.3.1	Blocco linea	86		
		7.3.2	Blocco generatore	88		
			Blocco Frequency Perturbation	88		
			Blocco Phase Perturbation	89		
			Blocco Harmonic Distorsion	89		
			Blocco Voltage Perturbation	91		
8	Sim	ulazio	ni PLECS	93		
	8.1	Risposta inerziale				
	8.2	Buchi	di tensione	96		
	8.3	Guast	i	97		
		8.3.1	Guasto trifase	97		
		8.3.2	Guasto bifase	104		
	8.4	Distur	bi armonici	106		
		8.4.1	Perturbazione di V^a armonica	106		
		8.4.2	Perturbazione di VII armonica	110		
9	Rist	ultati s	sperimentali	113		
		9.0.1	Setup sperimentale	113		
	9.1	Rispos	sta inerziale	115		
	9.2	Distur	bi armonici	117		
10	Con	clusio	ni	121		

Appendice A	Dati statistici produzione di energia elettrica	125
Appendice B	Notazione in valori unitari	129
Appendice C	Lista dei simboli utilizzati	133
C.0.1	Parametri meccanici	133
C.0.2	Parametri eccitazione	133
C.0.3	Parametri filtro LCL e rete	134
C.0.4	Parametri elettromagnetici	134
Appendice D	Inizializzazioni	137
Elenco delle f	dgure	145
Elenco delle t	abelle	149
Bibliografia		151
Indice analiti	co	155

Capitolo 1

Introduzione

1.1 Decarbonizzazione

1.1.1 Global warming

Negli ultimi decenni è stato osservato un mutamento del clima terrestre, caratterizzato da un incremento delle temperature medie e da una conseguente riduzione dell'estensione e dello spessore dei ghiacciai e delle banchise polari, che a sua volta comporta un innalzamento del livello degli oceani; inoltre sono state osservate conseguenze sulla struttura e sull'intensità delle precipitazioni e sulla dimensione e localizzazione dei deserti subtropicali.

Secondo il V° Rapporto di Valutazione dell'*Intergovernmental Panel on Climate Change*, un gruppo intergovernativo fondato nel 1988 sotto l'egida dell'Organizzazione delle Nazioni Unite allo scopo di studiare il fenomeno, redatto nel 2014, la temperatura media superficiale combinata degli oceani e delle terre emerse è cresciuta di 0.85°C (intervallo di confidenza $[0.65 \div 1.06]$ °C) nel periodo compreso tra il 1880 ed il 2012, sono stati misurati una riduzione del $3.5 \div 4.1\%$ delle estensioni di ghiaccio artiche nel periodo dal 1979 al 2012 e un innalzamento del livello medio dei mari di 0.19m (intervallo di confidenza $[0.17 \div 0.21]$ m) tra il 1901 ed il 2010 [20].

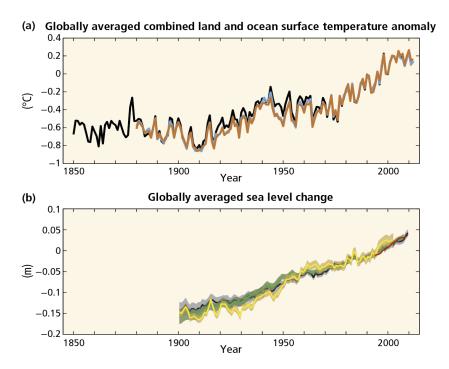


Figura 1.1: Global warming - Andamento anomalie di temperatura e livello mari [20]

Questo incremento della temperatura media è stato correlato all'aumento della concentrazione atmosferica di alcune sostanze gassose, dette *GHG*, *GreenHouse Gases* (gas serra in italiano), le quali, essendo trasparenti alla radiazione solare in ingresso, ma assorbendo la radiazione infrarossa riemessa dalla superficie del pianeta, provocano il fenomeno noto come effetto serra.

Una comparazione degli effetti prodotti dalle varie tipologie di gas serra può essere effettuata tramite il parametro *GWP* (Global Warming Potential), un indicatore combinato dell'efficacia di assorbimento specifico della radiazione infrarossa e del tempo di permanenza in atmosfera. In tabella 1.1 si riportano, a titolo di esempio, i GWP di alcuni tra i principali gas serra:

	Composto	GWP
CO_2	anidride carbonica	1
CH_4	metano	25
N_2O	protossido di azoto	298
SF_6	esafluoruro di zolfo	22800

Tabella 1.1: Global Warming Potentials di alcuni tra i principali GHG

I valori sono espressi in forma relativizzata rispetto all'azione di un gas campione, il biossido di carbonio (comunemente noto come anidride carbonica o CO₂).

Proprio il biossido di carbonio assume un ruolo di particolare interesse: esso è un gas naturalmente presente in atmosfera in piccole quantità (mediamente circa lo 0.04%), ma la cui concentrazione sta aumentando a causa delle elevate emissioni antropiche, legate in particolare ai processi di combustione.

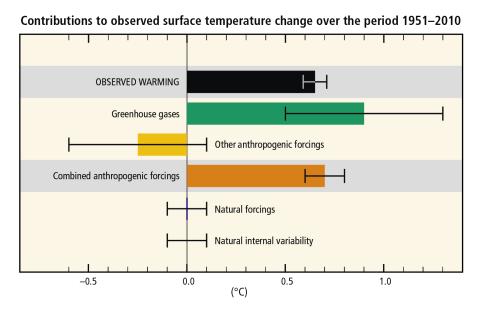


Figura 1.2: Global warming - Cause che influenzano l'aumento della temperatura superficiale [20]

In figura 1.2 sono riassunte le cause del global warming e i relativi effetti sulla temperatura media superficiale: il contributo antropogenico è quello maggiormente rilevante ed è in accordo con gli l'innalzamento termico osservato.

1.1.2 Strategie di decarbonizzazione

Per tentare di rallentare il global warming e limitarne gli effetti è dunque necessario ridurre le emissioni di GHG, applicando misure di decarbonizzazione su scala globale. Con questa finalità, alla conferenza sul clima tenutasi a Parigi nel 2015 (COP 21) sono stati sottoscritti accordi tra 195 stati, con l'obiettivo di contenere l'aumento di temperatura al di sotto di 2°C rispetto ai livelli pre-industriali. A livello europeo è stata definita nel 2011 la Energy Roadmap 2050, che definisce obiettivi di riduzione

delle emissioni di GHG dell' $80 \div 95\%$ rispetto ai livelli del 1990, da raggiungersi entro il 2050.

Il settore della produzione di energia elettrica è largamente coinvolto, poichè tradizionalmente la quota maggiore del fabbisogno energetico viene soddisfatta mediante centrali termoelettriche, i cui gruppi di generazione sono alimentati con combustibili fossili (carbone, petrolio, gas naturale). Secondo l'attuale paradigma energetico, invece, una sempre maggiore quota di energia dovrà essere prodotta a partire da fonti rinnovabili (geotermico, eolico, fotovoltaico, idroelettrico).

Nel corso degli ultimi due decenni, la quota di produzione di energia rinnovabile è cresciuta in modo rilevante, specialmente in Paesi che hanno attuato politiche di incentivazione di notevole entità (tra cui l'Italia), come si può notare dagli andamenti riportati nei grafici 1.3 e 1.4, che illustrano rispettivamente gli andamenti della potenza efficiente netta e dell'energia prodotta netta, suddivisi per fonte di alimentazione.

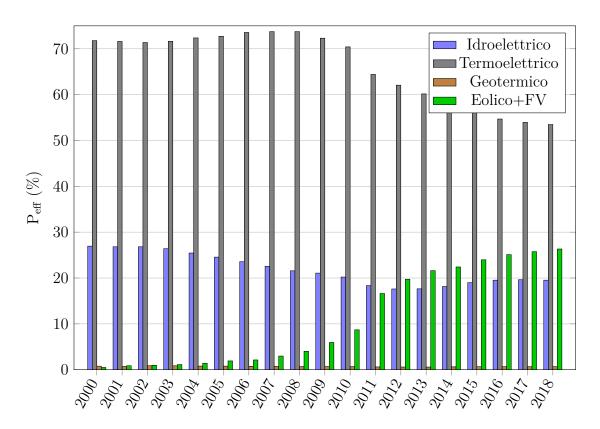


Figura 1.3: Istogramma andamenti potenza efficiente netta nel periodo 2000-2018

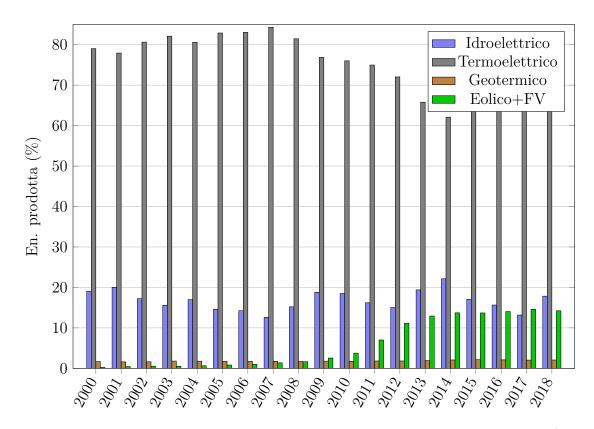


Figura 1.4: Istogramma andamenti energia prodotta netta nel periodo 2000-2018¹

Se da un lato questo ha significato una maggiore attenzione alle tematiche di natura ambientale, dall'altro sono state evidenziate problematiche di stabilità dei sistemi elettrici.

1.2 Instabilità nei sistemi elettrici

Come anticipato nel paragrafo precedente, sono stati osservati problemi relativi alla stabilità del sistema elettrico. In particolare, si possono riassumere nelle seguenti categorie

- 1. regolazione della frequenza in caso di guasti o disconnessioni di altri generatori
- 2. supporto reattivo transitorio durante i guasti
- 3. distorsione armonica legata a carichi non lineari, quali convertitori elettronici

¹Elaborazione a partire da dati Terna [17], per i valori si consulti l'Appendice A

1.2.1 Regolazione di frequenza

La potenza elettrica, in una rete "tradizionale" senza la presenza di accumulo, è una commodity *just in time*, deve cioè esserci equilibrio, in ogni istante, tra la potenza generata e quella assorbita dai carichi.

$$\sum_{k=1}^{n_g} P_{gen,k} = \sum_{m=1}^{n_l} P_{load,m}$$
 (1.1)

Quando in un sistema elettrico si ha uno sbilanciamento tra potenza generata e potenza assorbita si verifica un transitorio in cui, nei primi istanti, la quota di energia non soddisfatta dalla generazione viene prelevata dall'energia cinetica rotazionale immagazzinata nei motori e negli alternatori connessi e in esercizio. Come conseguenza, la velocità di rotazione dei generatori decrescerà e, poichè nei generatori sincroni essa è correlata alla frequenza della forma d'onda delle tensioni generate, l'effetto evidente è una variazione di frequenza rispetto al valore nominale.

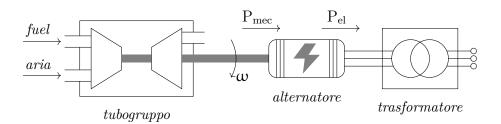


Figura 1.5: Schema di funzionamento gruppo di produzione turbogas

$$P_{\rm mec} - P_{\rm el} = J_{\rm eq} \frac{d\omega}{dt} \tag{1.2}$$

In seguito, nei secondi successivi alla variazione di frequenza, i regolatori di velocità delle unità di produzione agiscono automaticamente, ed in maniera autonoma l'uno dall'altro, sulla regolazione della potenza generata dai rispettivi motori primi ad essi asserviti con una azione tale da ristabilire l'equilibrio. L'azione dei regolatori permette di contenere la variazione di frequenza, ma non ne ripristina il valore nominale.

L'insieme delle azioni aventi l'obiettivo di mentenere l'equilibrio tra generazione e carico è detto *Regolazione Primaria* e costituisce un servizio di rete che ogni unità di produzione con potenza nominale maggiore o uguale a 10 MW è tenuta obbligatoriamente ad espletare [18].

Per ripristinare il valore nominale delle frequenza è presente un ulteriore anello di regolazione, denominata Regolazione Secondaria, che interviene con tempi più lenti, dell'ordine delle decine di secondi; la Regolazione Secondaria è effettuata inviando un segnale aggiuntivo, detto Livello di Regolazione, da parte di un Regolatore di Rete centralizzato ai regolatori di velocità di un numero ristretto di unità di generazione di taglia rilevante che partecipano a questo servizio [18].

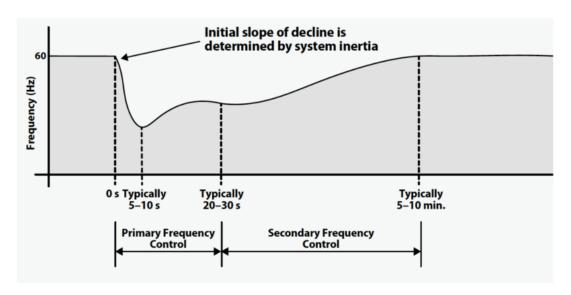


Figura 1.6: Perturbazione di frequenza: Regolazione Primaria e Secondaria [10]

Il ruolo dell'inerzia

La produzione di energia da fonte rinnovabile comprende numerose tipologie di impianti differenti (idroelettrico, fotovoltaico, eolico, geotermico, mareomotrice), che possono essere raggruppati secondo diversi sistemi di classificazione; in particolare, per le finalità di questo elaborato, si considerano due aspetti:

PROGRAMMABILITÀ se non è presente un sistema di accumulo locale l'energia prodotta deve essere scambiata just in time con la rete; questo può avere un impatto particolarmente rilevante nel caso di fonti non programmabili, la cui disponibilità dipende ad esempio da condizioni metereologiche non prevedibili con sufficienti anticipo e precisione. L'introduzione di un sistema di accumulo (Local Storage) consente una maggiore flessibilità, permettendo di adeguare l'energia immessa in

rete allo stato del carico o a logiche di mercato. La maggior parte delle fonti rinnovabili è di tipo non programmabile (eolico, fotovoltaico, idroelettrico ad acqua fluente), fanno eccezione gli impianti idroelettrici a bacino, che consentono l'accumulo della risorsa primaria

INERZIA l'inerzia è la proprietà che quantifica la resistenza di un sistema ad alterare il suo stato a fronte di stimoli esterni. L'inerzia di un sistema elettrico quantifica la sensibilità della sua frequenza a fronte di disturbi di potenza attiva; in ambito meccanico, analogamente, l'inerzia definisce la resistenza che un corpo dotato di massa offre alle variazioni del suo stato di moto (nel caso di moto rotazionale si parla più propriamente di momento di inerzia). I gruppi di generazione termoelettrici e idroelettrici, essendo interfacciati alla rete mediante generatori sincroni tradizionali, dispongono di inerzia meccanica, che si traduce direttamente nel sistema elettrico Al contrario, i moduli fotovoltaici e la maggior parte delle turbine eoliche, sia che si tratti di turbine dotate di generatore sincrono PMSG (Permanent Magnet Synchronous Generator), sia con generatori asincroni DFIG (Doubly Fed Induction Genearator), sono connessi alla rete tramite convertitori statici (inverter), pertanto non dispongono di inerzia, non avendo parti meccaniche in rotazione.

Come mostrato nei grafici 1.3 e 1.4 in Italia il recente incremento di generazione da fonte rinnovabile è stato registrato essenzialmente nel fotovoltaico e nell'eolico; questo è dovuto principalmente ai seguenti due aspetti:

- la maggior parte delle grandi fonti di energia idroelettrica era già stata sfrutatta, in particolar modo negli anni '70, quando vennero costruiti la maggior parte dei grandi impianti a bacino
- la forte incentivazione prevista dal programma europeo di incentivazione *Conto* energia, introdotta in Italia dal 2005 al 2013, è stata rivolta agli impianti fotovoltaici

L'aumento di energia prodotta con generatori interconnessi mediante inverter ha quindi comportato la diminuzione dell'inerzia disponibile, con conseguente peggioramento dei transitori di frequenza.

Protezioni RoCoF

Il $Codice\ di\ Rete$ italiano prevede che in $condizioni\ normali\$ la frequenza di rete sia sempre contenuta nell'intervallo tra $\pm 100\,\mathrm{mHz}$ rispetto al valore nominale di 50 Hz (ad eccezione della Sardegna e della Sicilia, dove vigono limiti meno stringenti a causa della minore interconnessione di queste reti a quella nazionale), mentre si considerano $condizioni\ di\ emergenza$ quelle in cui la frequenza varia nell'intervallo tra $47,5\,\mathrm{Hz}$ e $51,5\,\mathrm{Hz}$ [16].

Inoltre, per evitare problemi ai generatori, tra le protezioni di cui sono dotati sono presenti i relè RoCoF (Rate of Change of Frequency): essi rilevano le informazioni sulla forma d'onda della tensione ai terminali del generatore locale e determinano la variazione della frequenza nel tempo; se la derivata della frequenza supera un valore di soglia massimo prefissato il relè interviene, disconnettendo il generatore dalla rete. Questo può portare ad un aggravamento del problema: se durante un transitorio causato dalla perdita di un grosso impianto di generazione la frequenza inizia a decrescere rapidamente a casusa della bassa inerzia presente sulla rete, possono intervenire i relè ROCOF di altri generatori, causandone la disconnessione e aumentando ulteriormente lo sbilanciamento tra produzione e carico.

I sempre maggiori problemi legati alla perturbazioni di frequenza hanno portato nel 2011 il presidente di ENTSO-E ² a sottoporre il problema del distacco degli impianti di generazione distribuita fotovoltaica all'attenzione del Commissario europeo per l'energia Günther Oettinger [3]. In seguito alla segnalazione sono state ridefinite le soglie di intervento dei relè di protezione dei generatori fotovoltaici, rendendole meno sensibili per le nuove installazioni.

1.2.2 Supporto reattivo transitorio

Si definisce sovra corrente una corrente di intensità superiore alla corrente di riferimento.

Un corto circuito è una condizione di funzionamento anomalo in una rete o in una macchina elettrica, provocata dal contatto tra due o più punti del circuito a diverso potenziale nel normale funzionamento.

²European Network of Transmission System Operators for Electricity, l'organizzazione che raggruppa 43 TSO di 36 Paesi europei [4]

In seguito ad un guasto le correnti in una rete elettrica assumono generalmente valori elevati, tali da essere rapidamente rilevati dalle protezioni da sovracorrente. Queste correnti sono erogate da tutti i generatori presenti sulla rete, ripartite proporzionalmente a seconda dell'impedenza che ciascuno di essi vede tra sè e il guasto; di fatto questo comporta che contribuiscano ad erogare la corrente di guasto prevalentemente i generatori più vicini. La presenza di un'impedenza di guasto non trascurabile può ridurre la corrente di guasto, rendendo il compito delle protezioni più difficile.

In caso la protezione più vicina a monte del guasto non intervenga tempestivamente, è importante mantenere correnti di guasto sufficientemente elevate da consentire l'intervento ritardato di altre protezioni più lontane, secondo una logica di selettività.

Guasti bifase isolati

Un guasto bifase isolato si ha quando si verifica un cedimento dell'isolamento tra due delle fasi della rete/macchina elettrica, senza coinvolgimento del conduttore di protezione o di altri elementi al potenziale di terra. Un guasto bifase generico è abbastanza complesso da studiare, perché dipende dalle condizioni in cui si verifica; la trattazione può essere semplificata ricorrendo ad alcune ipotesi:

- 1. regime sinusoidale
- 2. impedenza di guasto \vec{Z}_g nulla

L'ipotesi 1 ha due importanti implicazioni:

- pulsazione delle forma d'onda costante ω_0 , equivalentemente $\frac{d\omega}{dt}=0$
- vale il teorema di Fortescue, è quindi possibile utilizzare il metodo delle componenti simmeteriche

L'ipotesi 2 è invece quella che caratterizza il guasto bifase, poiché implica:

$$v_b(t) = v_c(t) \qquad \forall t \tag{1.3a}$$

$$i_b(t) = -i_c(t) \qquad \forall t$$
 (1.3b)

Poiché il sistema è a 3 fili, in ogni istante vale che

$$i_a(t) + i_b(t) + i_c(t) = 0$$
 (1.4)

quindi la corrente nella fase sana è nulla in ogni istante

$$i_a(t) = -(i_b(t) + i_c(t)) = -(i_b(t) - i_b(t)) = 0$$
 (1.5)

Applicando ai fasori delle correnti la trasformazione inversa di Fortescue, definita nell'equazione matriciale (1.6)

$$\begin{bmatrix} \vec{I}_{+} \\ \vec{I}_{-} \\ \vec{I}_{o} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & \alpha & \alpha^{2} \\ 1 & \alpha^{2} & \alpha \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vec{I}_{a} \\ \vec{I}_{b} \\ \vec{I}_{c} \end{bmatrix}$$
(1.6)

dove α è l'operatore di rotazione pari a 120° in senso antiorario, definito come

$$\alpha = e^{j\frac{2}{3}\pi} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \tag{1.7}$$

si ricavano le componenti simmetriche di corrente:

$$\begin{cases}
\vec{I}_{+} = \frac{\vec{I}_{a} + \alpha \vec{I}_{b} + \alpha^{2} \vec{I}_{c}}{3} = \frac{\alpha - \alpha^{2}}{3} \vec{I}_{b} \\
\vec{I}_{-} = \frac{\vec{I}_{a} + \alpha^{2} \vec{I}_{b} + \alpha \vec{I}_{c}}{3} = \frac{\alpha^{2} - \alpha}{3} \vec{I}_{b} = -\vec{I}_{+} \\
\vec{I}_{o} = \frac{\vec{I}_{a} + \vec{I}_{b} + \vec{I}_{c}}{3} = 0
\end{cases}$$
(1.8)

Nel guasto bifase, quindi, a differenza di quello trifase, è presente una componente di sequenza inversa di corrente, di ampiezza pari a quell della componente di sequenza diretta.

Effettuando analoga operazione sui fasori delle tensioni nel punto di guasto, si ricavano le componenti simmetriche di tensione:

$$\begin{cases} \vec{V}_{+} = \frac{\vec{V}_{a} + \alpha \vec{V}_{b} + \alpha^{2} \vec{V}_{c}}{3} = \frac{\vec{V}_{a} + (\alpha + \alpha^{2}) \vec{V}_{b}}{3} \\ \vec{V}_{-} = \frac{\vec{V}_{a} + \alpha^{2} \vec{V}_{b} + \alpha \vec{V}_{c}}{3} = \frac{\vec{V}_{a} + (\alpha + \alpha^{2}) \vec{V}_{b}}{3} = \vec{V}_{+} \\ \vec{V}_{o} = \frac{\vec{V}_{a} + \vec{V}_{b} + \vec{V}_{c}}{3} = 0 \end{cases}$$

$$(1.9)$$

Connettendo i circuiti equivalenti di sequenza, come mostrato in figura 1.7

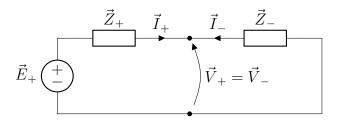


Figura 1.7: Guasto bifase - Circuiti equivalenti di sequenza

dove

 \vec{E}_{+} è la tensione pre-guasto

 $ec{Z}_{+}$ è l'impedenza alla sequenza diretta

 $ec{Z}_{-}$ è l'impedenza alla sequenza inversa

se $\vec{Z}_+ = \vec{Z}_-,$ si ricavano le relazioni seguenti:

$$\vec{V}_{+} = \vec{V}_{-} = \frac{\vec{E}_{+}}{2} \tag{1.10}$$

$$\vec{I}_{+} = \vec{I}_{-} = \frac{\vec{E}_{+}}{2\vec{Z}_{+}} \tag{1.11}$$

Sostituendo le espressioni ricavate nelle equazioni precedenti nella trasformazione diretta di Fortescue, definita nell'equazione matriciale (1.12)

$$\begin{bmatrix} \vec{V}_a \\ \vec{V}_b \\ \vec{V}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \alpha^2 & \alpha & 1 \\ \alpha & \alpha^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vec{V}_+ \\ \vec{V}_- \\ \vec{V}_o \end{bmatrix}$$
(1.12)

si ricavano le relazioni per determinare la tensione nella fase sana

$$\vec{V}_a = \vec{V}_+ + \vec{V}_- + \vec{V}_o = \vec{E}_+ \tag{1.13}$$

e le correnti nelle fasi coinvolte nel guasto, sostituendo \vec{i}_+ dall'equazione (1.11):

$$\vec{I}_b = -\vec{I}_c = \alpha^2 \vec{I}_+ + \alpha \vec{I}_- + \vec{I}_o = \underbrace{(\alpha^2 - \alpha)}_{-\sqrt{3}i} \vec{I}_+ = -\frac{\sqrt{3}}{2} j \frac{\vec{E}_+}{\vec{Z}_+}$$
(1.14)

In conclusione, si ricava che la tensione nella fase sana, sotto le ipotesi indicate, non varia rispetto al valore pre-guasto

$$v_a = v_a^0 \tag{1.15}$$

e che la corrente nelle fasi guaste, essendo $\frac{\vec{E}_{+}}{\vec{Z}_{+}}$ la corrente di guasto trifase (indicata con $\vec{I}_{\text{cc.3}\Phi}$, vale in modulo

$$|\vec{I}_b| = |\vec{I}_c| = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{cc},3\Phi}$$
 (1.16)

1.2.3 Distorsione armonica

Un segnale si dice periodico se la sua forma d'onda si ripete ciclicamente nel tempo dopo un intervallo costante, detto periodo, indicato con il simbolo T

$$f(t+T) = f(t) \qquad \forall t \tag{1.17}$$

Le armoniche sono oscillazioni periodiche sinusoidali di tensione o di corrente, aventi frequenze pari a multipli interi della frequenza nominale di alimentazione, detta frequenza fondamentale, generalmente pari a 50 Hz (ad esempio in Europa) o a 60 Hz (Nord America, Giappone, ...).

Il rapporto tra la frequenza di oscillazione dell'armonica e la frequenza della fondamentale è detto $ordine\ armonico$, ed è generalmente indicato con il simbolo h. Alla fondamentale è, di conseguenza, associato l'ordine armonico h=1, mentre ad una componente continua è attribuibile l'ordine armonico h=0. Le componenti la cui frequenza non è un multiplo intero della frequenza fondamentale vengono invece definite interarmoniche.

La composizione di tutte le armoniche e le interarmoniche presenti, comprensiva della fondamentale e dell'eventuale componente continua, costituisce la forma d'onda risultante; il teorema di Fourier afferma infatti che un qualunque segnale periodico e continuo (condizione sempre verificata per grandezze fisiche) può essere scomposto nella somma di un termine costante, che rappresenta il *valore medio* della funzione nel periodo, e di infiniti termini sinusoidali, come illustrato dalle relazioni seguenti:

$$f(x) = \frac{a_0}{2} + \sum_{n=1}^{\infty} \left[a_n \cos\left(\frac{2\pi}{T}nx\right) + b_n \sin\left(\frac{2\pi}{T}nx\right) \right]$$
 (1.18)

dove

$$a_0 = \frac{2}{T} \int_{-\frac{T}{2}}^{\frac{T}{2}} f(x) dx$$

$$a_n = \frac{2}{T} \int_{-\frac{T}{2}}^{\frac{T}{2}} f(x) \cos\left(\frac{2\pi}{T}nx\right) dx$$

$$b_n = \frac{2}{T} \int_{-\frac{T}{2}}^{\frac{T}{2}} f(x) \sin\left(\frac{2\pi}{T}nx\right) dx$$

Per una generica grandezza elettrica a, introducendo un fattore $\sqrt{2}$ per esprimere le ampiezze delle armoniche in funzione dei loro valori efficaci ed esprimendo tutte le armoniche come contributi sinusoidali con un opportuno sfasamento, la relazione (1.18) diventa

$$a(t) = A_0 + \sum_{h=1}^{\infty} \left[\sqrt{2} A_h \sin\left(h\omega_1 t + \phi_h\right) \right]$$
 (1.19)

dove

 A_0 è l'ampiezza della componente continua (DC)

h è l'ordine armonico

 A_h è il valore efficace dell'armonica h

 ω_1 è la pulsazione della fondamentale, espressa in $\frac{\rm rad}{\rm s}$ e correlata alla frequenza mediante la relazione $\omega_1=2\pi f_1$

 ϕ_h è la fase dell'armonica h

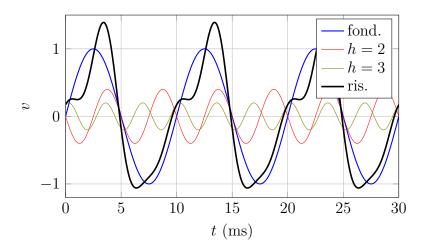


Figura 1.8: Esempio di forma d'onda con armoniche, in nero la risultante

Le armoniche si possono suddividere in tre categorie, a seconda del senso ciclico dei fasori ad esse associati:

1. SEQUENZA POSITIVA, armoniche il cui ordine ha forma

$$k = 3n + 1, \quad n \in \mathbb{N} \tag{1.20}$$

2. SEQUENZA NEGATIVA, armoniche il cui ordine ha forma

$$k = 3n + 2, \quad n \in \mathbb{N} \tag{1.21}$$

3. SEQUENZA OMOPOLARE, armoniche il cui ordine ha forma

$$k = 3n + 3, \quad n \in \mathbb{N} \tag{1.22}$$

Le armoniche sono causate principalmente da componenti del sistema e carichi non lineari, tra i quali si annoverano, oltre che saldatrici, forni ad arco, alimentatori di apparecchiature elettroniche, anche gli inverter. Esse sono un effetto indesiderato, poiché sono causa di alcune problematiche importanti, tra le quali:

- aumento della corrente nei conduttori, con conseguenti effetti termici causati dalle perdite Joule;
- aumento della sollecitazione sui condensatori;
- surriscaldamento e derating dei trasformatori;
- vibrazioni e problemi di funzionamento dei motori;
- problemi di funzionamento nei sistemi di controllo di convertitori elettronici, in particolare basati su tiristori;
- fenomeni di *flicker* sulle sorgenti luminose.

A causa dei problemi che essi introducono, è importante contenere i disturbi armonici entro i livelli di riferimento previsti dalla normativa, prestando particolare attenzione nell'evitare che le armoniche presenti vengano amplificate da fenomeni risonanti e attuando, ove possibile, misure di filtraggio volte a migliorare la *power quality*.

1.3 Generatori sincroni virtuali

La maggior parte degli impianti di generazione distribuita sono controllati in modo da iniettare in rete tutta la potenza istantaneamente prodotta, senza tenere in conto i problemi di stabilità del sistema elettrico.

Nei sistemi elettrici tradizionali, la potenza prodotta segue la curva di carico. In presenza di una fonte di accumulo locale, l'inverter che la interfaccia alla rete risponde ai riferimenti di potenza (provenienti da anelli di controllo più esterni o logiche di livello superiore) e il controllo locale provvede a mantenere costante la tensione V_{DC} sul DC link (figura 1.9).

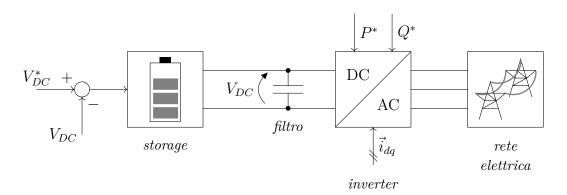


Figura 1.9: Schema di controllo di un inverter con accumulo locale

Nei sistemi elettrici dove vi è presenza di generazione rinnovabile, gli impianti di produzione fotovoltaici ed eolici iniettano una potenza variabile con le condizioni metereologiche: il controllo deve essere in grado, compatibilmente con lo stato di carica dell'accumulo locale, di regolare questa potenza per adeguarla alla richiesta della rete, assorbendo i picchi di generazione ed erogando verso la rete nei momenti di insufficiente produzione (figura 1.10).

Una valida soluzione alle problematiche di rete evidenziate nei paragrafi precedenti e al loro aggravamento in conseguenza dell'aumento della quota di generazione da fonte rinnovabile può provenire dai *Generatori Sincroni Virtuali* (*Virtual Synchronous Generators*, VSGs).

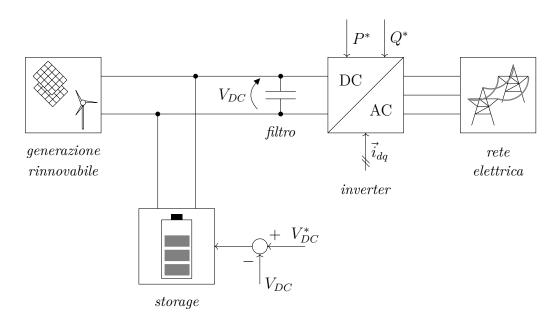


Figura 1.10: Schema di controllo di un inverter con produzione da fonti rinnovabili e accumulo locali

Si tratta di una nuova tipologia di convertitori statici, realizzati estendendo le tecniche di controllo tradizionalmente utilizzate negli inverter, capaci di emulare alcune delle funzionalità dei generatori sincroni tradizionali, riproducendone le caratteristiche statiche e dinamiche.

Nel corso degli ultimi anni sono stati proposti in letteratura tecnica numerosi modelli di sincrono virtuale; di alcuni di essi si riporta in tabella 1.2 una breve comparazione dei principali punti a favore e a sfavore:

Modello	Pro	Contro
S-VSC [11]		
	• Ammettenza virtuale	• Non ancora disponibile
	• Assenza di PLL	per funzionamento ad isola
	• Limitazione di corrente	
	• Smorzatori virtuali, basati su una modellistica fisica	
SPC base [15]		
	 Ammettenza virtuale Semplice sincronizza- zione di potenza Assenza di PLL Limitazione di corrente 	• Accoppiamento damping/droop
SPC PI [21]	 [stessi punti dell'SPC base] Disaccoppiamento damping/droop 	• Sensibilità ai salti di fase

 $continua\ alla\ pagina\ successiva\ \dots$

 $\dots continua\ dalla\ pagina\ precedente$

	Contro
• Implementazione semplice	• Protezione da sovrac- correnti complicata
• Assenza di PLL in alcune implementazioni	• La reattanza del VSM è l'induttanza fisica del filtro
	• Accoppiamento dam- ping/droop
Basato sul modello di generatore sincronoLimitazione di corrente	• Complessità
	plice Assenza di PLL in alcune implementazioni Basato sul modello di generatore sincrono

Tabella 1.2: Comparazione tra alcuni dei principali modelli di VSG proposti [13]

Capitolo 2

Modelli elettromagnetici

Seguendo il canonico approccio della modellistica delle macchine elettriche, il sincrono virtuale può essere modellizzato, nel sistema di riferimento rotante (d, q)sincrono con il rotore virtuale, con un opportuno set di equazioni, che comprende:

- due equazioni magnetiche
- quattro equazioni elettriche, due di rotore e due di statore, che includono gli effetti degli avvolgimenti virtuali di smorzamento
- un'equazione che descrive il controllo di eccitazione, simulando la presenza di un magnete virtuale modulabile, il cui flusso può essere variabile nel tempo $\frac{d\lambda_e}{dt} \neq 0$
- due equazioni meccaniche (swing equation e relazione velocità-angolo)

In modo analogo a quanto avviene in un generatore sincrono reale, il rotore di un sincrono virtuale deve essere smorzato per evitare una dinamica oscillatoria durante i transitori elettromeccanici. Per un sincrono reale il termine di smorzamento meccanico è presente nella *swing equation*, che, linearizzata intorno al punto di normale funzionamento operativo [7], diventa:

$$P_m - P_e = 2H \frac{d(\omega_r - \omega_g)}{dt} + K_d(\omega_r - \omega_g)$$
 (2.1)

In un sincrono virtuale, per raggiungere questo risultato è possibile implementare differenti modelli di smorzamento; nel modello più generale si considerano avvolgimenti di smorzamento lungo entrambi gli assi d e q, come avviene fisicamente in una macchina reale.

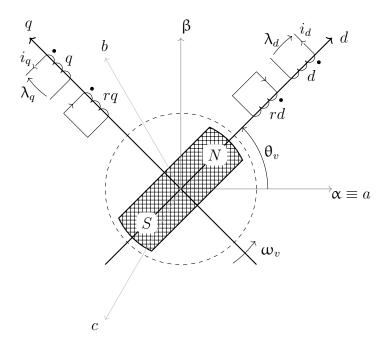


Figura 2.1: Modello equivalente in assi (d, q)

2.1 Modello con due smorzatori su assi d, q

2.1.1 Equazioni elettriche

Asse d

$$\begin{cases}
\frac{1}{\omega_n} \frac{d\lambda_d}{dt} = \omega_v \lambda_q + v_d + R_v i_d \\
T_{rd0} \frac{d\lambda_{rd}}{dt} = -L_{rd} i_{rd} = -\lambda_{rd} - L_{rd} i_d + \lambda_e
\end{cases}$$
(2.2)

Asse q

$$\begin{cases}
\frac{1}{\omega_n} \frac{d\lambda_q}{dt} = -\omega_v \lambda_d + v_q + R_v i_q \\
T_{rq0} \frac{d\lambda_{rq}}{dt} = -L_{rq} i_{rq} = -\lambda_{rq} - L_{rq} i_q
\end{cases}$$
(2.3)

2.1.2 Equazioni magnetiche

Asse d

$$\begin{cases}
\lambda_d = -L_d i_d + L_{rd} i_{rd} + \lambda_e = \lambda_{rd} - L_d^{"} i_d \\
\lambda_{rd} = -L_{rd} i_d + L_{rd} i_{rd} + \lambda_e
\end{cases}$$
(2.4)

Asse q

$$\begin{cases} \lambda_{q} = -L_{q}i_{q} + L_{rq}i_{rq} = \lambda_{rq} - L_{q}^{"}i_{q} \\ \lambda_{rq} = -L_{rq}i_{q} + L_{rq}i_{rq} \end{cases}$$
(2.5)

Queste equazioni possono essere rappresentate mediante i circuiti equivalenti mostrati in figure 2.2 e 2.3

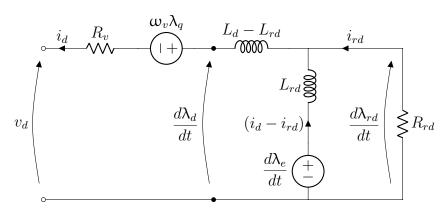


Figura 2.2: Modello con due smorzatori - Circuito equivalente in asse d

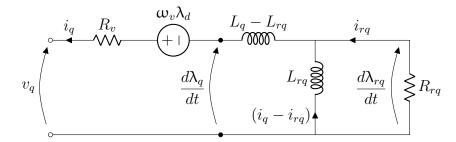


Figura 2.3: Modello con due smorzatori - Circuito equivalente in asse q

2.1.3 Eccitazione

$$T_e \frac{d\lambda_e}{dt} = K_e \frac{Q^* - Q_v}{V_v} \tag{2.6}$$

2.1.4 Equazioni meccaniche

$$\begin{cases}
2H\frac{d\omega_v}{dt} = P^* - P_v \\
\frac{d\theta_v}{dt} = \omega_v \omega_n
\end{cases}$$
(2.7)

Le equazioni meccaniche possono essere rappresentate mediante lo schema a blocchi in figura 2.4

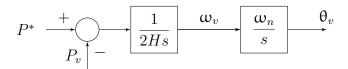


Figura 2.4: Smorzamento RQ - Schema a blocchi swing equation modificata

2.2 Modello con un solo smorzatore su asse q

Un modello alternativo consente di sfruttare la flessibilità offerta dalla mancanza di vincoli fisici, implementando lo smorzamento solo in asse q; in questo modo lo smorzamento è disaccopiato dal controllo dell'eccitazione, che agisce solamente in asse d. Con questo modello le equazioni magnetiche si semplificano come segue:

2.2.1 Equazioni elettriche

Asse d

$$\frac{1}{\omega_n} \frac{d\lambda_d}{dt} = \omega_v \lambda_q + v_d + R_v i_d \tag{2.8}$$

Asse q

$$\begin{cases}
\frac{1}{\omega_n} \frac{d\lambda_q}{dt} = -\omega_v \lambda_d + v_q + R_v i_q \\
T_{rq0} \frac{d\lambda_{rq}}{dt} = -L_{rq} i_{rq} = -\lambda_{rq} - L_{rq} i_q
\end{cases}$$
(2.9)

2.2.2 Equazioni magnetiche

Queste equazioni possono essere ricavate dal modello generalizzato ponendo $L_{rd}=0$ e considerando isotropia subtransitoria, che implica $L_d^"=L_q^"=L_v$

Asse d

$$\lambda_d = -L_d i_d + \lambda_e = \lambda_{rd} - L_v i_d \tag{2.10}$$

Asse q

$$\begin{cases}
\lambda_q = -L_q i_q + L_{rq} i_{rq} = \lambda_{rq} - L_v i_q \\
\lambda_{rq} = -L_{rq} i_q + L_{rq} i_{rq}
\end{cases}$$
(2.11)

Queste equazioni possono essere rappresentate mediante i circuiti equivalenti mostrati in figure 2.5 e 2.6

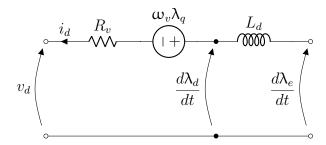


Figura 2.5: Modello con uno smorzatore - Circuito equivalente in asse d

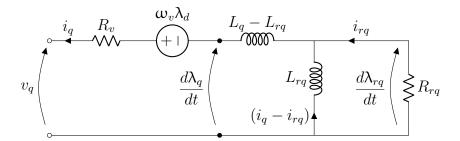


Figura 2.6: Modello con uno smorzatore - Circuito equivalente in asse q

2.2.3 Eccitazione

$$T_e \frac{d\lambda_e}{dt} = -K_e \frac{Q_v}{V_v} \tag{2.12}$$

2.2.4 Swing equation (equazioni meccaniche)

$$\begin{cases}
2H\frac{d\omega_v}{dt} = P^* - P_v \\
\frac{d\theta_v}{dt} = \omega_v \omega_n
\end{cases}$$
(2.13)

2.3 Modello con smorzamento PI

2.3.1 Equazioni elettriche

$$\begin{cases}
\frac{1}{\omega_n} \frac{d\lambda_d}{dt} = \omega_v \lambda_q + v_d + R_v i_d \\
\frac{1}{\omega_n} \frac{d\lambda_q}{dt} = -\omega_v \lambda_d + v_q + R_v i_q
\end{cases}$$
(2.14)

2.3.2 Equazioni magnetiche

A partire dalle equazioni definite al punto precedente, ponendo $L_{rq} = 0$ si ottiene

$$\begin{cases} \lambda_d = -L_v i_d + \lambda_e \\ \lambda_q = -L_v i_q \end{cases} \tag{2.15}$$

2.3.3 Equazioni meccaniche

Rispetto ai modelli con avvolgimenti di smorzamento, il cui schema a blocchi è mostrato in figura 2.4, lo schema a blocchi della dinamica meccanica del modello con smorzamento PI (fig. 2.7) è ottenuto a partire dal precedente con le seguenti modifiche:

- si rimuovono gli smorzatori
- si aggiunge, in parallelo al ramo integrativo, un termine proporzionale K_d

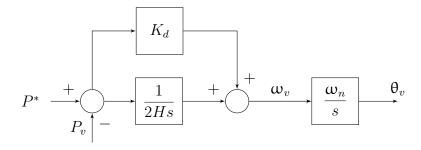


Figura 2.7: Smorzamento PI - Schema a blocchi swing equation modificata

Capitolo 3

Schemi implementativi generatore sincrono virtuale

3.1 Eccitazione (anello di controllo reattivo)

Una delle peculiarità di questa implementazione di generatore sincrono virtuale è il sistema di eccitazione, realizzato mediante un'eccitazione in flusso di entità variabile: l'effetto è quello di avere un di magnete modulabile in intensità.

Il flusso di eccitazione è strettamente legato al controllo della potenza reattiva erogata dall'inverter; vale infatti la relazione seguente:

$$T_e \frac{d\lambda_e}{dt} = K_e \frac{Q_v^* - Q_v}{V_v}$$
 dove $K_e = L_v + L_{\text{ext}}$ (3.1)

rappresentata in modo schematico-funzionale in figura 3.1.

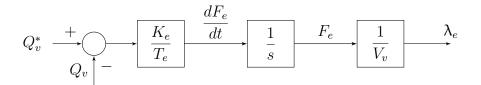


Figura 3.1: Schema a blocchi controllo eccitazione

3.2 Filtro LCL

Il generatore sincrono virtuale è, dal punto di vista componentistico, implementabile su una qualsiasi topologia di inverter connesso alla rete per interfacciare generazione rinnovabile o sistemi di accumulo. L'inverter è un dispositivo il cui scopo è regolare la trasmissione di potenza elettrica. I moderni convertitori elettronici, per incrementare l'efficienza del processo di conversione, operano secondo una logica PWM (Pulse Width Modulation). Questo implica che il valore di tensione in uscita non è ottenuto istantaneamente, ma come valore di media mobile sul periodo di modulazione; di conseguenza anche la corrente non ha solo componente fondamentale, ma è presente un ripple alla frequenza di switching. Per poter rimuovere il ripple di corrente causato dall'inverter è opportuno interporre tra esso e il PCC (Point of Common Coupling) un filtro LCL opportunamente dimensionato.

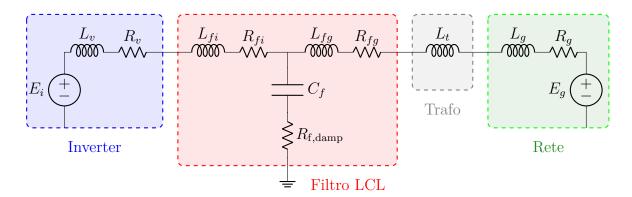


Figura 3.2: Circuito monofase equivalente di potenza

Dal lato dell'inverter è già presente l'induttanza del sincrono virtuale L_v , cosiccome lato rete sono già presenti le induttanze del trasformatore L_t e della rete L_g , si introducono lo stesso le induttanze di filtro L_{fi} e L_{fg} per poterlo dimensionare correttamente indipendentemente dai parametri degli altri componenti (specialmente verso la rete, dove l'induttanza è quella fisica, non è scelta da chi realizza il VSG).

Si pone l'attenzione sul fatto che l'induttanza del VSG non ha alcun effetto nella riduzione delle armoniche di commutazione: la frequenza di commutazione è, infatti, dell'ordine delle decine di kHz, di molto superiore alle frequenze a cui agisce l'induttanza del sincrono virtuale.

3.2.1 Auto-sizing

In letteratura tecnica sono state proposte diverse metodologie differenti per effettuare il dimensionamento del filtro [19] [14]. Il metodo utilizzato in questo elaborato sfrutta i due gradi di libertà offerti dal filtro per fissare

- la frequenza di risonanza $f_{\rm LCL}$
- il fattore di smorzamento $\xi_{\rm LCL}$

Il dimensionamento è effettuato in condizioni di regime, con tensioni simmetriche e correnti equilibrate, pertanto è sufficiente utilizzare un approccio monofase equivalente.

Si desidera ricavare un criterio di auto-sizing, in modo che i parametri del filtro, che dipendono anche dalla reattanza della rete, vengano automaticamente adattati alle differenti condizioni che è possibile simulare e che possono essere anche notevolemente differenti tra loro, ad esempio tra una rete MT ad una AT.

Alla frequenza di commutazione, ai morsetti lato inverter del filtro si osserva un comportamento da corto circuito, analogamente per i morsetti lato rete; il circuito equivalente è quindi rappresentato in figura 3.3.

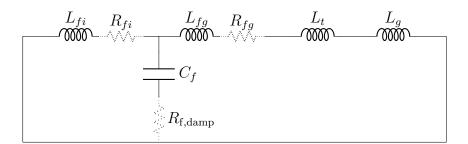


Figura 3.3: Circuito equivalente filtro LCL

dove

 L_{fi} è l'induttanza del filtro lato inverter

 R_{fi} è la resistenza del filtro lato inverter

 C_f è la capacità di filtro

 $R_{\rm f,damp}$ è la resistenza di smorzamento

 L_{fq} è l'induttanza del filtro lato rete

 R_{fq} è la resistenza del filtro lato rete

 L_t è l'induttanza del trasformatore interposto tra il generatore sincrono e la rete esterna

 L_q è l'induttanza della rete esterna

Le induttanze nei due rami esterni in fig. 3.3 sono in parallelo, è possibile raggrupparle, per semplicità di notazione, in una sola induttanza di valore equivalente $L_{\rm eq}$

$$\frac{1}{L_{\text{eq}}} = \frac{1}{L_{fi}} + \frac{1}{L_{fq} + L_t + L_q} \tag{3.2}$$

Capacità di filtro C_f

La pulsazione di risonanza, in grandezze assolute, si può esprimere come

$$\omega_{\rm LCL} = \frac{1}{\sqrt{L_{\rm eq}C_f}} \tag{3.3}$$

che in valori realtivi diventa

$$\omega_{\rm LCL} = \omega_n \frac{1}{\sqrt{L_{\rm eq} C_f}} \tag{3.4}$$

poiché pulsazione e frequenza assumono lo stesso valore relativo, si può scrivere direttamente la relazione in funzione delle frequenze

$$f_{\rm LCL} = f_n \frac{1}{\sqrt{L_{\rm eq} C_f}} \tag{3.5}$$

Dall'equazione (3.5), stabilita la frequenza di risonanza f_{LCL} in modo tale che non vada ad interferire con le altre frequenze presenti nel sistema studiato, si può ricavare il valore di capacità C_f

$$C_f = \frac{1}{L_{\text{eq}}} \left(\frac{f_n}{f_{\text{LCL}}} \right)^2 = \left(\frac{1}{L_{fi}} + \frac{1}{L_{fg} + L_g + L_t} \right) \left(\frac{f_n}{f_{\text{LCL}}} \right)^2 \tag{3.6}$$

Resistenza di smorzamento $R_{\rm f,damp}$

La resistenza di smorzamento $R_{\rm f,damp}$ viene dimensionata secondo la relazione

$$R_{\rm f,damp} = 2\xi_{\rm LCL} \sqrt{\frac{L_{\rm eq}}{C_f}} = 2\xi_{\rm LCL} \sqrt{\frac{L_{fi}(L_{fg} + Lg + Lt)}{(L_{fi} + L_{fg} + Lg + Lt)C_f}}$$
 (3.7)

3.3 Riferimenti di potenza

I riferimenti di potenza attiva P^* e reattiva Q^* non sono impostati all'interno del sincrono virtuale, provengono da anelli di controllo più esterni; il sincrono virtuale aggiunge ai riferimenti esterni dei contributi aggiuntivi necessari a realizzare le sue funzionalità (supporto dinamico transitorio, risposta inerziale, ...).

3.4 Anelli di corrente

Gli anelli di corrente che impostano i riferimenti di tensione dell'inverter sono implementati, come il resto del controllo, nel sistema di riferimento bifase rotante (d, q).

Lo schema di funzionamento è mostrato in figura 3.4 ed è basato su un regolatore proporzionale/integrativo (PI).

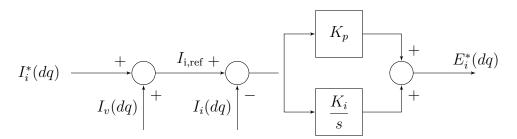


Figura 3.4: Schema a blocchi anelli di corrente

Il riferimento di corrente dell'inverter $I_i^*(dq)$, generato a partire dai riferimenti di potenza come descritto nel capitolo 4, viene sommato al riferimento del sincrono vituale $I_v(dq)$ proveniente dalla Stator Equation, per costruire il riferimento complessivo $I_{i,ref}$. Quest'ultimo confluisce in un nodo di confronto con $I_i(dq)$, feedback della corrente misurata in uscita dai morsetti dell'inverter, al fine di generare l'errore di corrente ε_i . Il segnale di errore di corrente viene utilizzato nei due rami del PI per generare il riferimento di tensione $E_i^*(dq)$, di modo che:

- TERMINE PROPORZIONALE, fornisce in uscita un contributo direttamente proporzionale al valore dell'ingresso, è quindi in grado di reagire istantaneamente a variazioni molto brusche, anche a gradino; risente tuttavia di due problemi:
 - non è in grado di filtrare gli eventuali disturbi in alta frequenza presenti sul segnale in ingresso, che vengono riprodotti amplificati in uscita;

- non è in grado di garantire errore nullo in regime permanente a segnali di riferimento costanti o con disturbi additivi.
- TERMINE INTEGRALE, consente di ovviare ai problemi del termine proporzionale, garantendo l'annullamento dell'errore in regime permanente con segnali di riferimento costanti in ingresso e eventuale presenza di disturbi additivi sull'uscita; ha però l'inconveniente di introdurre un ritardo di fase, che rallenta la risposta del sistema e riduce il margine di stabilità.

3.4.1 Taratura degli anelli PI

I regolatori PI sono comunemente utilizzati e sono quindi presenti in letteratura tecnica diversi metodi di taratura (es. metodo Ziegler–Nichols [23]).

In questo lavoro è stato utilizzato un metodo di taratura semplificato, che determina i guadagni a partire da

- banda passante del regolatore $f_{b,I}$
- frequenza dello zero $f_{z,I}$, posizionato indicativamente una decade prima della banda

Il guadagno del termine proporzionale K_p è ricavato a partire dall'equazione

$$\omega_{b,I} = \frac{K_p}{L_{\text{eq},I}} \tag{3.8}$$

che, espressa in valori relativi, considerando che in tale notazione frequenza e pulsazione coincidono, diventa

$$K_p = L_{\text{eq,I}} \frac{f_{b,I}}{f_n} \tag{3.9}$$

Noto K_p si ricava il guadagno a regime del termine integrale mediante la relazione

$$K_i = 2\pi f_{z,I} K_n \tag{3.10}$$

Capitolo 4

Modalità operative

Il modello di sincrono virtuale che è stato implementato può funzionare in tre differenti modalità operative:

- 1. VSI, VIRTUAL SYNCHRONOUS INERTIA, in cui il generatore virtuale non gestisce nè il riferimento di potenza attiva, nè quello di potenza reattiva
- 2. **VSC**, VIRTUAL SYNCHRONOUS COMPENSATOR, in cui il generatore virtuale gestisce il riferimento di potenza reattiva (da cui il nome "compensatore"), ma non quello di potenza attiva
- 3. VSG, VIRTUAL SYNCRONOUS GENERATOR, in cui il generatore virtuale gestisce sia il riferimento di potenza attiva che quello di potenza reattiva

I riferimenti di corrente dell'inverter vengono generati a partire da quelli di potenza, secondo la relazione vettoriale:

$$\vec{i_i} = \frac{P_i^* - jQ_i^*}{V_d - jV_q} =
= \frac{P_i^* - jQ_i^*}{V_d - jV_q} \cdot \frac{Vd + jVq}{Vd + jVq} =
= \frac{(P_i^* - jQ_i^*)(V_d + jV_q)}{V_d^2 + V_q^2}$$
(4.1)

dalla quale si ricavano le formulazioni utilizzate per generare i riferiementi di corrente nei 2 assi:

$$i_{i,d}^* = \frac{V_d P_i^* + V_q Q_i^*}{V_d^2 + V_q^2} \tag{4.2}$$

$$i_{i,q}^* = \frac{V_q P_i^* - V_d Q_i^*}{V_d^2 + V_q^2} \tag{4.3}$$

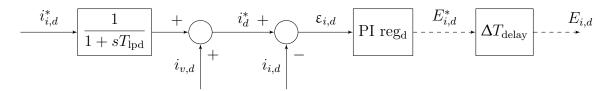
4.1 VSI

In questa modalità i riferimenti di potenza attiva e reattiva, provenienti da anelli più esterni (si veda la sezione 3.3), vengono gestiti direttamente dal controllo di corrente dell'inverter:

$$\begin{cases} P_v^* = 0 \\ Q_v^* = 0 \end{cases} \qquad \begin{cases} P_i^* \neq 0 \\ Q_i^* \neq 0 \end{cases}$$

$$(4.4)$$

Siccome l'anello dell'inverter è realizzato con un controllo PI, il termine prooporzionale, a causa del ritardo introdotto dall'inverter, tende a rendere instabile il comportamento. Per ovviare a questo inconveniente è necessario introdurre un filtro passa basso sui riferimenti di corrente dell'inverter, a monte dell'ingresso nell'anello. La costante di tempo di questi filtri, impostabile separatamente nei due assi, è pari a $T_{\rm lp,d} = T_{\rm lp,q} = 4\,\rm ms$. Lo schema funzionale degli anelli di corrente diventa quello riportato in figura 4.1.



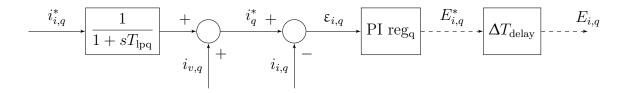


Figura 4.1: Schema a blocchi regolatori di corrente in assi (d,q)

4.2 VSC

Nella modalità di funzionamento VSC il sincrono virtuale gestisce il riferimento di potenza reattiva, mentra quello di potenza attiva viene inviato direttamente all'inverter:

$$\begin{cases} P_v^* = 0 \\ Q_v^* \neq 0 \end{cases} \qquad \begin{cases} P_i^* \neq 0 \\ Q_i^* = 0 \end{cases}$$
 (4.5)

Anche in modalità VSC è necessario filtrare il segnale di riferimento di corrente in ingresso, secondo uno schema analogo a quello di figura 4.1.

4.3 VSG

In modalità VSG il generatore sincrono viruale si occupa di realizzare sia il riferimento di potenza reattiva che quello di potenza attiva; i riferimenti diretti all'inverter saranno quindi posti a zero:

$$\begin{cases} P_v^* \neq 0 \\ Q_v^* \neq 0 \end{cases} \begin{cases} P_i^* = 0 \\ Q_i^* = 0 \end{cases}$$
 (4.6)

Capitolo 5

Scelta dei parametri

Per la scelta dei parametri del sincrono virtuale sono state fatte le seguenti

5.0.1 Ipotesi di lavoro

1. isotropia subtransitoria: non vi sono vantaggi nel considerare un sincrono virtuale con anisotropia subtransitoria, pertanto si preferisce, per semplificare il modello e ridurre il numero di parametri, considerare reattanze subtransitorie uguali in asse d e in asse q

$$X_d'' = X_q'' = X_v'' (5.1)$$

- 2. presenza di un solo avvolgimento di smorzamento, in asse q, definito da due parametri
 - (a) reattanza dell'avvolgimento di smorzamento

$$X_{rq} = X_q - X_v'' \tag{5.2}$$

(b) costante di tempo a vuoto dell'avvolgimento di smorzamento virtuale

$$T_{rq0} = \frac{X_{rq}}{\omega_n R_{rq}} \tag{5.3}$$

- 3. presenza della rete esterna, modellizzata con una reattanza equivalente X_g
- 4. linearizzazione intorno al punto di lavoro in condizioni operative

(a)
$$P_v^0 = 0$$

(b)
$$Q_v^0 = 0$$

(c)
$$\delta^0 = 0$$

- 5. modello linearizzato del transitorio elettromeccanico
 - forze elettromotrici mozionali a ω_0
 - forze elettromotrici variazionali nulle $\frac{d\vec{\lambda}}{dt} \approx 0$
 - resistenze trascurabili $R \approx 0$

5.0.2 Criteri di dimensionamento [12]

- 1. fornitura di servizi dinamici \implies influenza il parametro $X_v^{''}$ (reattanza subtransitoria)
 - SUPPORTO DINAMICO REATTIVO interviene in caso di buchi di tensione o di guasti (dipende anche dalla dinamica del controllo di eccitazione)
 - SEQUENZA INVERSA presente a causa di guasti dissimmetrici (es. bifase)
 - DISTURBI ARMONICI con particolare riferimento alle armoniche "basse" tipicamente presenti nei sistemi elettrici (V e VII armonica)
- 2. risposta inerziale \implies influenza il parametro H (costante di inerzia)
- 3. smorzamento delle oscillazioni elettromeccaniche \implies influenza il parametro ξ_m (fattore di smorzamento dei poli elettromeccanici)
- 4. minimizzazione della reattanza in asse q, al fine di
 - migliorare il limite di sottoeccitazione¹
 - incrementare la potenza sincronizzante², necessaria per rispondere a variazioni improvvise dell'angolo di fase della rete $\Delta \phi_g$, causate da condizioni di guasto e che corrispondono nel modello elettromeccanico semplificato ad una brusca variazione dell'angolo di carico δ

 $^{^1\}mathrm{Massima}$ potenza reattiva che il generatore è in grado di assorbire senza eccedere il limite di stabilità

 $^{^2}$ Potenza attiva che il generatore erogara per rispondere ad una variazione dell'angolo di carico δ

5.1 Costante di inerzia H

In un sincrono virtuale la costante d'inerzia H è un parametro fondamentale, poiché la risposta inerziale è la funzionalità per cui viene realizzato. Per questo motivo il valore da assegnare alla costante d'inerzia viene imposto, considerando come riferimento quello di una macchina sincrona reale di taglia comparabile.

5.2 Reattanza X_q in asse q

Come già descritto nel paragrafo dedicato ai criteri di dimensionamento, la reattanza subtransitoria è correlata ai servizi di rete (criterio 1).

A partire dalla *modified swing equation* riportata in 2.13, linearizzando intorno al punto di condizioni operative come da ipotesi 4 si ottengono le seguenti relazioni:

$$\begin{cases}
2H \frac{d\Delta\omega_v}{dt} = \Delta P_{\text{rif}} - \Delta P_v \\
\frac{d\Delta\delta_v}{dt} = \omega_n \Delta\omega_v
\end{cases}$$
(5.4)

Linearizzando allo stesso modo l'equazione della potenza attiva espressa in funzione delle tensioni e delle correnti di statore

$$P_v = v_d i_d + v_a i_a \tag{5.5}$$

si ottiene la relazione

$$\Delta P_v = V_{d0} \Delta i_d + V_{q0} \Delta i_q + I_{d0} \Delta v_d + I_{q0} \Delta v_q = \Delta P_{v\Delta i} + \Delta P_{v\Delta v}$$
 (5.6)

dove il termine $\Delta P_{v\Delta i}$ rappresenta il contributo delle variazioni di corrente $\Delta i_d,\,\Delta i_q$

$$\Delta P_{v\Delta i} = V_{d0} \Delta i_d + V_{a0} \Delta i_a \tag{5.7}$$

ed il termine $\Delta P_{v\Delta v}$ rappresenta il contributo delle variazioni di tensione Δv_d , Δv_q

$$\Delta P_{v\Delta v} = I_{d0} \Delta v_d + I_{q0} \Delta v_q \tag{5.8}$$

La linearizzazione delle tensioni di statore Δv_d , Δv_q è

$$\begin{cases}
\Delta v_d = V_{v0}\cos(\delta_0)\Delta\delta + \sin(\delta_0)\Delta V_v = V_{q0}\Delta\delta + V_{d0}\frac{\Delta V_v}{V_{v0}} \\
\Delta v_q = -V_{v0}\sin(\delta_0)\Delta\delta + \cos(\delta_0)\Delta V_v = -V_{d0}\Delta\delta + V_{q0}\frac{\Delta V_v}{V_{v0}}
\end{cases} (5.9)$$

e può essere riscritta mediante le funzioni di trasferimento dei flussi di statore $\mathcal{L}_d(s)$, $\mathcal{L}_q(s)$, $\mathcal{F}_e(s)$

$$\begin{cases} \Delta v_d = -\Delta \lambda_q = \mathcal{L}_q(s) \Delta i_q \\ \Delta v_q = \Delta \lambda_d = \mathcal{F}_e(s) \Delta \lambda_e - \mathcal{L}_d(s) \Delta i_d \end{cases}$$
 (5.10)

La linearizzazione delle correnti di statore Δi_d , Δi_q , di conseguenza, è

$$\begin{cases}
\Delta i_d = \frac{\mathcal{F}_e(s)}{\mathcal{L}_d(s)} \Delta \lambda_e - \frac{\Delta v_q}{\mathcal{L}_d(s)} \\
\Delta i_q = \frac{\Delta v_d}{\mathcal{L}_q(s)}
\end{cases}$$
(5.11)

Il contributo alla potenza attiva delle variazioni di corrente, così come definito in (5.7), diventa

$$\Delta P_{v\Delta i} = V_{d0} \frac{\mathcal{F}_{e}(s)}{\mathcal{L}_{d}(s)} \Delta \lambda_{e} - \frac{V_{d0}}{\mathcal{L}_{d}(s)} \Delta v_{q} + \frac{V_{q0}}{\mathcal{L}_{q}(s)} \Delta v_{d} =$$

$$= V_{v0} \sin(\delta_{0}) \frac{\mathcal{F}_{e}(s)}{\mathcal{L}_{d}(s)} \Delta \lambda_{e} - \frac{V_{v0} \sin(\delta_{0})}{\mathcal{L}_{d}(s)} \Delta v_{q} + \frac{V_{v0} \cos(\delta_{0})}{\mathcal{L}_{q}(s)} \Delta v_{d} =$$

$$= V_{v0} \sin(\delta_{0}) \frac{\mathcal{F}_{e}(s)}{\mathcal{L}_{d}(s)} \Delta \lambda_{e} - \frac{V_{v0} \sin(\delta_{0})}{\mathcal{L}_{d}(s)} \left(-V_{v0} \sin(\delta_{0}) \Delta \delta + \dots \right)$$

$$\dots + \cos(\delta_{0}) \Delta V_{v} + \frac{V_{v0} \cos(\delta_{0})}{\mathcal{L}_{q}(s)} \left(V_{v0} \cos(\delta_{0}) \Delta \delta + \sin(\delta_{0}) \Delta V_{v} \right) =$$

$$= V_{v0} \sin(\delta_{0}) \frac{\mathcal{F}_{e}(s)}{\mathcal{L}_{d}(s)} \Delta \lambda_{e} + V_{v0}^{2} \left(\frac{\cos^{2}(\delta_{0})}{\mathcal{L}_{q}(s)} + \frac{\sin^{2}(\delta_{0})}{\mathcal{L}_{d}(s)} \right) \Delta \delta + \frac{V_{v0}^{2}}{2} \cdot \dots$$

$$\dots \cdot \left(\frac{1}{\mathcal{L}_{q}(s)} + -\frac{1}{\mathcal{L}_{d}(s)} \right) \sin(2\delta_{0}) \frac{\Delta V_{v}}{V_{v0}}$$

mentre il contributo delle variazioni di tensione, così come definito in (5.8), vale

$$\Delta P_{v\Delta v} = I_{d0} \left(V_{q0} \Delta \delta + V_{d0} \frac{\Delta V_{v}}{V_{v0}} \right) + I_{q0} \left(-V_{d0} \Delta \delta + V_{q0} \frac{\Delta V_{v}}{V_{v0}} \right) =
= (V_{q0} I_{d0} - V_{d0} I_{q0}) \Delta \delta + (V_{q0} I_{d0} + V_{d0} I_{q0}) \frac{\Delta V_{v}}{V_{v0}} =
= Q_{v0} \Delta \delta + P_{v0} \frac{\Delta V_{v}}{V_{v0}}$$
(5.13)

La linearizzazione della potenza attiva diventa perciò

$$\Delta P_v = \mathcal{H}_{P\delta}(s)\Delta\delta + \mathcal{H}_{Pe}(s)\Delta\lambda_e + \mathcal{H}_{PV}(s)\Delta V_v \tag{5.14}$$

dove le funzioni di trasferimento \mathcal{H} valgono rispettivamente

$$\mathcal{H}_{P\delta}(s) = V_{v0}^2 \left(\frac{\cos^2(\delta_0)}{\mathcal{L}_q(s)} + \frac{\sin^2(\delta_0)}{\mathcal{L}_d(s)} \right) + Q_{v0} =$$

$$(5.15)$$

$$= \frac{V_{v0}^2}{X_d X_q} \left(X_d \cos^2(\delta_0) \frac{1 + s T_{rq0}}{1 + s T_{rq}} + X_q \sin^2(\delta_0) \frac{1 + s T_{rd0}}{1 + s T_{rd}} \right) + Q_{V0}$$

$$\mathcal{H}_{Pe}(s) = V_{v0}\sin(\delta_0)\frac{\mathcal{F}_e(s)}{\mathcal{L}_d(s)} = \frac{V_{v0}\sin(\delta_0)}{X_d} \cdot \frac{1}{1 + sT_{rd}}$$

$$(5.16)$$

$$\mathcal{H}_{PV}(s) = \frac{V_{v0}}{2} \left(\frac{1}{\mathcal{L}_q(s)} - \frac{1}{\mathcal{L}_d(s)} \right) \sin(2\delta_0) + \frac{P_{v0}}{V_{v0}} =$$

$$= \frac{V_{v0} \sin(2\delta_0)}{2X_d X_q} \left(X_d \frac{1 + sT_{rq0}}{1 + sTrq} - X_q \frac{1 + sT_{rd0}}{1 + sTrd} \right) + \frac{P_{v0}}{V_{v0}}$$
(5.17)

L'anello di potenza attiva può quindi essere rappresentato dal circuito equivalente in figura 5.1

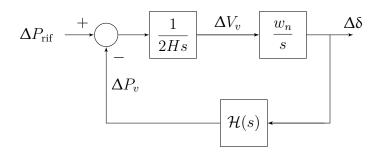


Figura 5.1: Schema a blocchi anello di potenza attiva

dove la catena diretta è rappresentata dalla funzione di trasferimento

$$\mathcal{G}(s) = \frac{\Delta \delta}{\Delta P_{\text{rif}} - \Delta P_n} = \frac{1}{2Hs} \cdot \frac{\omega_n}{s}$$
 (5.18)

e la retroazione, grazie alle ipotesi 4, assume una forma molto semplificata, poichè $\mathcal{H}_{Pe}(s)=0$ e $\mathcal{H}_{PV}(s)=0$ e

$$\mathcal{H}(s) = \frac{\Delta P_v}{\Delta \delta} = \mathcal{H}_{P\delta}(s) = \frac{V_0^2}{X_q + X_g} \cdot \frac{1 + sT_{rq0}}{1 + sT_{rq}}$$

$$\tag{5.19}$$

dove la costante di tempo T_{rq} è definita a partire dalla T_{rq0} includendo l'effetto della rete esterna

$$T_{rq} = T_{rq0} \frac{X_d'' + X_g}{X_d + X_g} \tag{5.20}$$

La funzione di trasferimento in anello chiuso è esprimibile come

$$\frac{\Delta \delta}{\Delta P_{\text{rif}}} = \frac{\mathcal{G}(s)}{1 + \mathcal{G}(s)\mathcal{H}(s)} = \frac{1}{\frac{1}{\mathcal{G}(s)} + \mathcal{H}(s)} = \frac{1}{\frac{2Hs^2}{\omega_n} + \frac{V_0^2}{X_q + X_q} \cdot \frac{1 + sT_{rq0}}{1 + sT_{rq}}}$$
(5.21)

ed il polinomio caratteristico è

$$\frac{2Hs^2}{\omega_n} + \frac{V_0^2}{X_q + X_g} \cdot \frac{1 + sT_{rq0}}{1 + sT_{rq}} = 0$$

$$2Hs^2(X_q + X_g)(1 + sT_{rq}) + \omega_n V_0^2(1 + sT_{rq0}) = 0$$

$$2H(X_d'' + X_g)T_{rq0}s^3 + 2H(X_q + X_g)s^2 + \omega_n V_0^2(T_{rq0}s + 1) = 0$$

$$T_{rq0}^3 s^3 + \frac{X_q + X_g}{X_d'' + X_g} T_{rq0}^2 s^2 + \frac{\omega_n V_0^2 T_{rq0}^2}{2H(X_d'' + X_g)} (T_{rq0}s + 1) = 0$$
(5.22)

l'ultima elaborazione corrisponde ad un polinomio di terzo grado nella forma

$$z^3 + \alpha z^2 + \beta z + \beta = 0 \tag{5.23}$$

con

$$z = sT_{rq0} (5.23a)$$

$$\alpha = \frac{X_q + X_g}{X_d'' + X_g} > 1 \tag{5.23b}$$

$$\beta = \frac{\omega_n V_0^2}{2H(X_d'' + X_q)} T_{rq0}^2 > 0$$
 (5.23c)

Per il teorema fondamentale dell'algebra ogni polinomio di grado $n \geq 1$ definito su un campo algebricamente chiuso ammette esattamente n radici e, se il grado del polinomio è dispari, almeno una è reale; pertanto è possibile fattorizzare il polinomio caratteristico nella forma

$$(z^{2} + 2\xi\omega_{0z}z + \omega_{0z}^{2})(z + p_{z}) = 0$$

$$z^{3} + (2\xi\omega_{0z} + p_{z})z^{2} + (2\xi\omega_{0z}p_{z} + \omega_{0z}^{2})z + \omega_{0z}^{2}p_{z} = 0$$

$$42$$
(5.24)

Confrontando i coefficienti dei polinomi (5.23) e (5.24) si ricava che

$$\alpha = 2\xi \omega_{0z} + p_z \tag{5.25a}$$

$$\beta = 2\xi \omega_{0z} p_z + \omega_{0z}^2 = \omega_{0z}^2 p_z \tag{5.25b}$$

Ricavando p_z dall'equazione (5.25b)

$$p_z = \frac{\omega_{0z}^2}{\omega_{0z}^2 - 2\xi\omega_{oz}} = \frac{\omega_{0z}}{\omega_{0z} - 2\xi}$$
 (5.26)

si ricavano i valori di α , β da sostituire nel polinomio (5.24):

$$\alpha = 2\xi \omega_{0z} + \frac{\omega_{0z}}{\omega_{0z} - 2\xi} \tag{5.27a}$$

$$\beta = \frac{\omega_{0z}^3}{\omega_{0z} - 2\xi} \tag{5.27b}$$

Per $\xi < 1$ (sistema sottosmorzato) il polinomio (5.24) ha 2 soluzioni complesse coniugate e 1 reale:

$$\begin{cases}
z_{1,2} = \left(-\xi \pm j\sqrt{1-\xi^2}\right) \omega_{0z} \\
z_3 = -p_z
\end{cases}$$
(5.28)

corrispondenti ai poli della funzione di trasferimento in anello chiuso $s_k = \frac{z_k}{T_{ra0}}$:

$$\begin{cases}
s_{1,2} = \left(-\xi \pm j\sqrt{1 - \xi^2}\right) \frac{\omega_{0z}}{T_{rq0}} \\
s_3 = -\frac{p_z}{T_{rq0}}
\end{cases}$$
(5.29)

Per $\xi \ge 1$ (sistema sovrasmorzato) il polinomio (5.24) ha 3 soluzioni reali distinte:

$$\begin{cases}
z_{1,2} = \left(-\xi \pm \sqrt{\xi^2 - 1}\right) \omega_{0z} \\
z_3 = -p_z
\end{cases}$$
(5.30)

corrispondenti ai poli della funzione di trasferimento in anello chiuso:

$$\begin{cases}
s_{1,2} = \left(-\xi \pm \sqrt{\xi^2 - 1}\right) \frac{\omega_{0z}}{T_{rq0}} \\
s_3 = -\frac{p_z}{T_{rq0}}
\end{cases}$$
(5.31)

Note le reattanze subtransitoria X'' e della rete X_g , la minimizzazione di X_q è equivalente alla minimizzazione di α , come si può notare dall'equazione (5.23b):

$$X_{q} = \alpha (X'' + X_{g}) - X_{g}$$

$$\frac{\partial X_{q}}{\partial \alpha} = X'' + X_{g} > 0$$
(5.32)

A sua volta, α può essere espresso in funzione dei soli parametri ω_{0z} e ξ (eq. (5.27a)); imposto lo smorzamento ξ desiderato, α rimane funzione del solo parametro ω_{0z} , rispetto al quale può essere derivato:

$$\frac{\partial \alpha}{\partial \omega_{0z}} = 2\xi + \frac{\omega_{0z} - 2\xi - \omega_{0z}}{(\omega_{0z} - 2\xi)^2} = 2\xi \left(1 - \frac{1}{(\omega_{0z} - 2\xi)^2}\right)$$
 (5.33)

Annullando la derivata, si ricava la condizione di minimo:

$$\frac{\partial \alpha}{\partial \omega_{0z}} = 0 \implies 2\xi \frac{(\omega_{0z} - 2\xi)^2 - 1}{(\omega_{0z} - 2\xi)^2} = 0$$

$$(\omega_{0z} - 2\xi)^2 = 1$$

$$\omega_{0z}^2 - 4\xi \omega_{0z} + 4\xi^2 - 1 = 0$$
(5.34)

Risolvendo l'equazione di secondo grado (5.34) si ottengono le due soluzioni:

$$\omega_{0z,\min(X_q)} = \frac{4\xi \pm \sqrt{16\xi^2 - 16\xi^2 + 4}}{2} = 2\xi \pm 1 \tag{5.35}$$

Sostituendo la prima soluzione nelle equazioni (5.27a), (5.27b) si ottengono i corrispettivi valori di α e β :

$$\begin{cases} \alpha_{\min(X_q),1} = 2\xi(2\xi+1) + \frac{2\xi+1}{2\xi+1-2\xi} = 4\xi^2 + 4\xi + 1 = (2\xi+1)^2 \\ \beta_{\min(X_q),1} = \frac{(2\xi+1)^3}{2\xi+1-2\xi} = (2\xi+1)^3 \end{cases}$$
 (5.36)

da cui, sostituendo a sua volta α nell'equazione (5.32), si ricava il valore minimo di X_q :

$$X_{q,1} = (2\xi + 1)^2 (X'' + X_g) - X_g$$

$$44$$
(5.37)

Con analogo procedimento, sostituendo la seconda soluzione nelle equazioni (5.27a) e (5.27b) si ottiene:

$$\begin{cases} \alpha_{\min(X_q),2} = 2\xi(2\xi - 1) + \frac{2\xi - 1}{2\xi - 1 - 2\xi} = 4\xi^2 - 4\xi + 1 = (2\xi - 1)^2 \\ \beta_{\min(X_q),2} = \frac{(2\xi - 1)^3}{2\xi - 1 - 2\xi} = -(2\xi - 1)^3 \end{cases}$$
 (5.38)

Questa soluzione va scartata, in quanto risulta $\beta < 0$, contravvenendo alla condizione indicata nell'equazione (5.23c). Inoltre, anche da un punto di vista controllistico, questa soluzione comporetrebbe la presenza di un polo nel semipiano destro, risultando instabile.

L'unica soluzione accettabile è, quindi, la prima, alla quale corrisponde un valore minimo di reattanza X_q :

$$X_q = (2\xi + 1)^2 (X'' + X_g) - X_g$$
(5.39)

5.3 Costante di tempo dell'eccitazione

Nel modello considerato la costante di tempo dell'eccitazione T_e è un parametro impostato dall'utilizzatore; essa influenza il guadagno a regime k_e , il cui calcolo è basato sulle ipotesi del modello linearizzato dei transitori elettromeccanici:

- forze elettromotrici mozionali a ω_0
- forze elettromotrici variazionali nulle $\frac{d\vec{\lambda}}{dt} \approx 0$
- resistenze trascurabili $R_v \approx 0, R_g \approx 0$

A partire dall'equazione vettoriale del modello della rete

$$\vec{e}_a = e_{a,d} + je_{a,g} = E_a \sin(\delta) + jE_a \cos(\delta) \tag{5.40}$$

e dall'equazione vettoriale di statore in assi bifase rotanti (d,q)

$$j\vec{\lambda} = \vec{v}_s = \vec{e}_g + jX_g\vec{i}_s \tag{5.41}$$

si ricava l'espressione del flusso di statore in asse d

$$\lambda_d = v_{s,q} = e_{g,d} + X_g i_{s,d} \tag{5.42}$$

che può essere espresso includendo le funzioni di trasferimento flusso/eccitazione e flusso/corrente:

$$\lambda_d = \mathcal{F}_e(s)\lambda_e - \mathcal{L}_d(s)i_d \tag{5.43}$$

Sostituendo il valore di flusso λ_d così ricavato nell'equazione (5.42) si ricava l'espressione della corrente $i_{s,d}$:

$$i_{s,d} = \frac{\mathcal{F}_e(s)\lambda_e - e_{g,q}}{\mathcal{L}_d(s) + X_q} = \frac{\mathcal{F}_e(s)}{\mathcal{L}_{qd}(s)}\lambda_e - \frac{1}{\mathcal{L}_{qd}(s)}e_{g,q}$$
 (5.44)

con

$$\mathcal{L}_{qd}(s) = \mathcal{L}_d(s) + X_q$$

Linearizzando intorno al punto di funzionamento operativo in modalità VSC (in modo che il riferimento di potenza reattiva sia gestito dal generatore sincrono virtuale), si ottengono le relazioni seguenti per la tensione di rete in asse q

$$\Delta e_{g,q} = \Delta \left(E_g \cos(\delta) \right) = \cos(\delta_0) \Delta E_g + E_{g0} \sin(\delta_0) \Delta \delta = \Delta E_g$$
 (5.45)

per la tensione ai morsetti in asse q Δv_q

$$\Delta v_q = \Delta e_{g,q} + X_g \Delta i_d = \Delta E_g + X_g \Delta i_d \tag{5.46}$$

e per la potenza reattiva ΔQ_v

$$\Delta Q_v = V_{q0} \Delta i_d + I_{d0} \Delta v_q - V_{d0} \Delta i_q - I_{q0} \Delta v_d = V_0 \Delta i_d + \frac{Q_{v0}}{V_0} \Delta v_q$$
 (5.47)

Sostituendo la linearizzazione Δv_q ricavata nell'equazione (5.46), in (5.47) si ottiene la forma

$$\Delta Q_v = \frac{V_0^2 + X_g Q_{v0}}{V_0} \Delta i_d + \frac{Q_{v0}}{V_0} \Delta E_g$$
 (5.48)

da cui, sostituendo ulteriormente la linearizzazione della corrente in asse $d \Delta i_d$

$$\Delta i_d = \frac{\mathcal{F}_e(s)}{\mathcal{L}_{ad}(s)} \Delta \lambda_e - \frac{\Delta E_g}{\mathcal{L}_{ad}(s)}$$
 (5.49)

si ottiene la linearizzazione della potenza reattiva Q_v in funzione del flusso di eccitazione λ_e e della tensione della rete esterna E_g :

$$\Delta Q_v = (V_0^2 + X_g Q_{v0}) \frac{\mathcal{F}_e(s)}{\mathcal{L}_{gd}(s)} \frac{\Delta \lambda_e}{V_0} + \left(Q_{v0} - \frac{V_0^2 + X_g Q_{v0}}{\mathcal{L}_{gd}(s)} \right) \frac{\Delta E_g}{V_0}$$
(5.50)

Dalla linearizzazione della potenza reattiva ottenuta nell'equazione precedente si ricava il riferimento di corrente reattiva linearizzato:

$$\Delta I_R = \Delta \left(\frac{Q_v}{V}\right) = \frac{V_0 \Delta Q_v - Q_{v0} \Delta V}{V_0^2} = \frac{\Delta Q_v}{V_0} - \frac{Q_{v0}}{V_0^2} \Delta V$$
 (5.51)

Poiché $\Delta V = \Delta v_q$ (perché $V_{d0} = 0$ nel punto operativo della modalità VSC), sostituendo nell'equazione (5.51) l'espressione di Δv_q ottenuta in (5.46) si ottiene

$$\Delta I_R = \frac{V_0^2 + X_g Q_{v0}}{V_0^2} \Delta i_d + \frac{Q_{v0}}{V_0^2} \Delta E_g - \frac{Q_{v0}}{V_0^2} (\Delta E_g + X_g \Delta i_d) = \Delta i_d$$
 (5.52)

e, utilizzando la linearizzazione della corrente i_d ottenuta in precedenza (eq. (5.49)), si ricava:

$$\Delta I_R = \Delta i_d = \frac{\mathcal{F}_e(s)}{\mathcal{L}_{gd}(s)} \Delta \lambda_e - \frac{\Delta E_g}{\mathcal{L}_{gd}(s)}$$
(5.53)

Il modello linearizzato fin qui descritto è rappresentato dall'anello mostrato in figura 5.2:

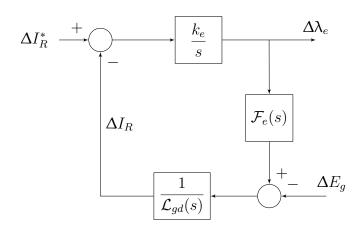


Figura 5.2: Schema a blocchi anello di controllo della corrente reattiva

Le funzioni di trasferimento ingresso/uscita di questo anello valgono:

$$\left(\frac{\Delta \lambda_e}{\Delta I_R^*}\right)_{\Delta E_g = 0} = \frac{1}{\frac{s}{k_e} + \frac{\mathcal{F}_e(s)}{\mathcal{L}_{gd}(s)}} = \frac{k_e \mathcal{L}_{gd}(s)}{s \mathcal{L}_{gd}(s) + k_e \mathcal{F}_e(s)}$$
(5.54)

$$\left(\frac{\Delta I_R}{\Delta I_R^*}\right)_{\Delta E_g = 0} = \frac{\mathcal{F}_e(s)}{\mathcal{L}_{gd}(s)} \cdot \frac{1}{\frac{s}{k_e} + \frac{\mathcal{F}_e(s)}{\mathcal{L}_{gd}(s)}} = \frac{k_e \mathcal{F}_e(s)}{s \mathcal{L}_{gd}(s) + k_e \mathcal{F}_e(s)}$$
(5.55)

$$\left(\frac{\Delta \lambda_e}{\Delta E_g}\right)_{\Delta I_R^* = 0} = -\frac{1}{-\mathcal{L}_{gd}(s)\frac{s}{k_e} - \mathcal{F}_e(s)} = \frac{k_e}{s\mathcal{L}_{gd}(s) + k_e\mathcal{F}_e(s)}$$
(5.56)

$$\left(\frac{\Delta I_R}{\Delta E_g}\right)_{\Delta I_R^*=0} = -\frac{s}{k_e} \cdot \left(\frac{\Delta \lambda_e}{\Delta E_g}\right)_{\Delta I_R^*=0} = -\frac{s}{s \mathcal{L}_{gd}(s) + k_e \mathcal{F}_e(s)}$$
(5.57)

Se sull'asse d non sono presenti avvolgimenti di smorzamento, come nel caso del modello del VSG implementato in questo elaborato, le funzioni di trasferimento \mathcal{F}_e e \mathcal{L}_{gd} si semplificano, perdendo le componenti dinamiche e rimanendo, quindi, costanti nel tempo:

$$\mathcal{F}_e(s) = 1 \tag{5.58}$$

$$\mathcal{L}_{gd}(s) = X_d'' + X_g \tag{5.59}$$

Lo schema a blocchi dell'anello di controllo della corrente reattiva, di conseguenza, diventa quello presentato in figura 5.3.

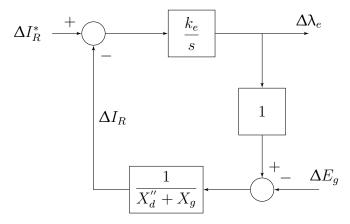


Figura 5.3: Schema a blocchi anello di controllo della corrente reattiva senza smorzamento in asse d

Le funzioni di trasferimento ingresso/uscita semplificate diventano:

$$\left(\frac{\Delta \lambda_e}{\Delta I_R^*}\right)_{\Delta E_g = 0} = \frac{k_e(X_d'' + X_g)}{s(X_d'' + X_g) + k_e}$$
(5.60)

$$\left(\frac{\Delta I_R}{\Delta I_R^*}\right)_{\Delta E_a = 0} = \frac{k_e}{s(X_d'' + X_g) + k_e}$$
(5.61)

$$\left(\frac{\Delta \lambda_e}{\Delta E_g}\right)_{\Delta I_R^* = 0} = \frac{k_e}{s(X_d'' + X_g) + k_e}$$
(5.62)

$$\left(\frac{\Delta I_R}{\Delta E_g}\right)_{\Delta I_R^*=0} = -\frac{s}{s(X_d'' + X_g) + k_e}$$
(5.63)

Dal polo della funzione di trasferimento in anello chiuso si ricava la relazione tra la costante di tempo T_e e il guadagno a regime dell'anello dell'eccitazione k_e

$$T_e = \frac{X_d'' + X_g}{k_e} {5.64}$$

da cui si ricava il valore del guadagno k_e , imposta la costante di tempo desiderata:

$$k_e = \frac{X_d'' + X_g}{T_c} (5.65)$$

Capitolo 6

Generatore sincrono fisico

Per poter avere un riferimento in base al quale confrontare le prestazioni del generatore sincrono virtuale è stato implementato un modello di generatore sincrono fisico.

6.0.1 Ipotesi di lavoro

- 1. si modellizza la presenza di cinque avvolgimenti
 - due avvolgimenti equivalenti di statore in assi (d,q)
 - due avvolgimenti equivalenti di rotore in assi (d,q)
 - un avvolgimento di eccitazione

Asse d

$$\begin{cases}
\lambda_d = -L_d i_d + M_d i_e + M_d i_{rd} = -l_s i_d + M_d (-i_d + i_e + i_{rd}) \\
\lambda_{rd} = -M_d i_d + M_d i_e + L_{rd} i_{rd} = -l_{rd} + M_d (-i_d + i_e + i_{rd}) \\
\lambda_e = -M_d i_d + L_e i_e + M_d i_{rd} = -l_e i_e + M_d (-i_d + i_e + i_{rd})
\end{cases}$$
(6.1)

Asse q

$$\begin{cases} \lambda_q = -L_q i_q + M_q i_{rq} = -l_s i_q + M_q (-i_q + i_{rq}) \\ \lambda_{rq} = -M_q i_q + L_{rq} i_{rq} = -l_{rq} + M_q (-i_q + i_e + i_{rq}) \end{cases}$$
(6.2)

2. eccitazione realizzata mediante un'eccitatrice statica [8]

Il modello descritto con le equazioni (6.1) e (6.2) può essere rappresentato con i circuiti equivalenti nei due assi d, q mostrati rispettivamente in figura 6.1 e 6.2.

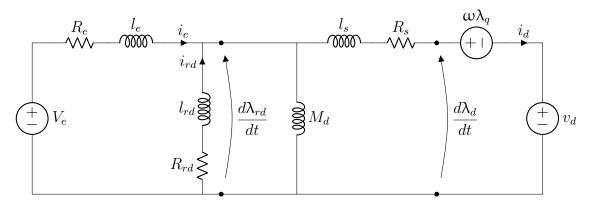


Figura 6.1: Sincrono fisico - Circuito equivalente in asse d

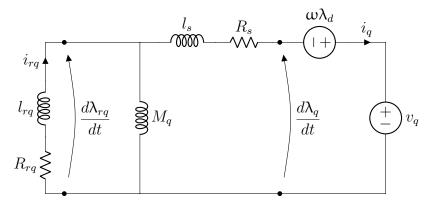


Figura 6.2: Sincrono fisico - Circuito equivalente in asse q

Nei circuiti equivalenti sopra riportati sono indicate con lettere minuscole le induttanze di dispersione, ottenute sottraendo il termine magnetizzante dalle induttanze di asse, in accordo con le notazione:

 $l_s = L_d - M_d = L_q - M_q$ ind. dispersione di statore (uguale nei due assi) $l_{rd} = L_{rd} - M_d$ ind. dispersione smorzatore in asse d $l_{rq} = L_{rq} - M_q$ ind. dispersione smorzatore in asse q $l_e = L_e - M_d$ ind. dispersione avvolgimento eccitazione

6.1 Sistema di eccitazione

6.1.1 Anello di controllo

Ipotesi:

- 1. ipotesi del modello linearizzato di transitorio elettromeccanico
 - forze elettromotrici mozionali a ω_0
 - forze elettromotrici variazionali nulle $\frac{d\vec{\lambda}}{dt}\approx 0$
 - resistenze trascurabili $R \approx 0$
- 2. solo asse q
 - $\omega = \omega_0 = cost$
 - potenza attiva nulla P=0
- 3. si trascura la presenza degli smorzatori, non vengono quindi considerati fenomeni subtransitori

Sotto queste ipotesi il circuito equivalente in transitorio $(s \to \infty)$ è

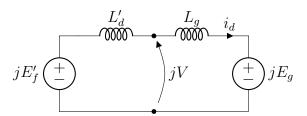


Figura 6.3: Circuito equivalente transitorio

mentre il circuito equivalente a regime $(s \to 0)$ è

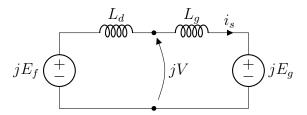


Figura 6.4: Circuito equivalente a regime

A partire dall'equazione

$$j\omega_0\vec{\lambda} = \vec{v} \tag{6.3}$$

dall'ipotesi 2 si ricava che

• $\omega_0 L_d = v_q$

•
$$X_q = 0$$
 \rightarrow $v_d = 0$ \rightarrow $i_q = 0$

pertanto le equazioni dei flussi proiettate lungo gli assi dq, ricordando che $i_{rd}=i_{rq}=0$ per l'ipotesi 3, diventano

$$\begin{cases}
\lambda_d = -L_d i_d + M_d i_e \\
\lambda_e = -M_d i_d + L_e i_e \\
\lambda_q = -L_q i_q
\end{cases}$$
(6.4)

È quindi possibile ricavare l'espressione seguente per il flusso:

$$\Lambda_d = -\mathcal{L}_d(s)I_d(s) + \mathcal{F}_e(s)V_e(s) \tag{6.5}$$

a cui corrisponde il circuito equivalente

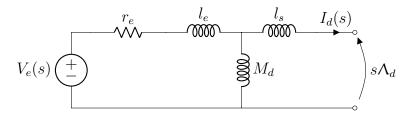


Figura 6.5: Circuito equivalente flusso

Si ricavano le funzioni di trasferimento ingresso-uscita

$$\mathcal{L}_d(s) = -\left(\frac{\Lambda_d}{I_d}\right)_{V_e=0} = L_d \frac{1 + sT_d'}{1 + sT_{d0}'}$$
(6.6)

dove
$$T'_d = \frac{L'_d}{L_d} T'_{d0}$$

$$\mathcal{F}_e(s) = \left(\frac{\Lambda_d}{V_e}\right)_{I_d=0} = \frac{\not s M_d}{r_e + sl_e} \cdot \frac{1}{\not s}$$
(6.7)

Riscrivendo l'equazione (6.3) svillupando il secondo membro e considerando che R=0 per ipotesi, si ottiene la forma

$$j\omega_0\vec{\Lambda} = \vec{E_q} + jX_q\vec{I} \tag{6.8}$$

che, proiettata lungo l'asse d, diventa

$$\omega_0 \Lambda_d = E_q + X_d I_d \tag{6.9}$$

in cui, sostituendo il flusso Λ_d dall'equazione (6.5)

$$-\omega_0 \mathcal{L}_d(s) I_d + \omega_0 \mathcal{F}_e(s) V_e = E_a + X_a I_d \tag{6.10}$$

Da quest'ultima equazione è possibile ricavare la corrente I_d in funzione di E_g , V_e

$$I_d = \frac{\omega_0 \mathcal{F}_e(s) V_e - E_g}{\omega_0 \mathcal{L}_d(s) + X_g}$$
(6.11)

la quale, sostituita nell'eq. (6.9) e ricordando la (6.3), consente di ricavare l'espressione analitica di V in funzione di E_g , V_e

$$V = E_g + X_d \frac{\omega_0 \mathcal{F}_e(s) V_e - E_g}{\omega_0 \mathcal{L}_d(s) + X_g}$$
(6.12)

6.1.2 Auto-sizing

I parametri su cui si basa la taratura dell'eccitazione dipendono dal tipo di rete alla quale il generatore sincrono è collegato, perchè l'impedenza della rete (e del trasformatore interposto) influenza la risposta dell'anello di controllo del sistema di eccitazione.

Considerando il comportamento a regime di E_g , trascurando cioè le perturbazioni sulla forza elettromotrice della rete

$$E_g = cost \qquad \Delta E_g = 0 \tag{6.13}$$

lo schema a blocchi dell'anello di eccitazione si presenta come in figura 6.6,

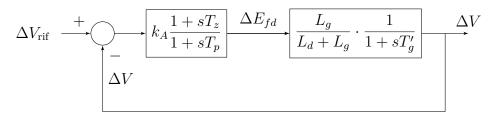


Figura 6.6: Schema a blocchi anello dell'eccitazione

dove

 k_A è il guadagno statico dell'eccitatrice

 T_p è la costante di tempo del polo del lead-lag

 T_z è la costante di tempo dello zero del lead-lag

 L_q è l'induttanza di rete

 L_d è l'induttanza sincrona in asse d

 T_g' è la costante di tempo transitoria in asse d corretta per includere l'effetto della rete, secondo la relazione seguente

$$T_g' = \frac{L_d' + L_g}{L_d + L_g} T_{d0}' \tag{6.14}$$

La taratura dei parametri dell'eccitatrice consiste nel ricavare i valori del guadagno k_A e delle costanti di tempo T_p e T_z al fine di rispettare le condizioni di guadagno a regime e di dinamica in anello chiuso.

Guadagno a regime

Il guadagno a regime è direttamente legato al guadagno statico dell'eccitatrice: infatti in condizioni di regime (s=0) il circuito equivalente diventa quello in figura 6.7

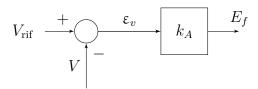


Figura 6.7: Schema a blocchi in condizioni di regime

In queste condizioni, quindi, $k_A = \frac{E_f}{\varepsilon_v}$; per garantire che il guadagno sia sempre adeguato la condizione deve essere rispettata anche nelle condizioni peggiori, deve cioè valere

$$k_A = \frac{E_{f,nom}}{\varepsilon_{v,max}} \tag{6.15}$$

Siccome

$$E_{f,nom} = |1 + jX_d(\cos\phi_{nom} - j\sin\phi_{nom})| \text{ in p.u.}$$
(6.16)

dove

- per sincroni a rotore liscio $X_d \approx 2$, $\cos \phi_{\text{nom}} \approx 0.90$, $\sin \phi_{\text{nom}} \approx 0.44$
- per sincroni a poli salienti $X_d \approx 1$, $\cos \phi_{\text{nom}} \approx 0.80$, $\sin \phi_{\text{nom}} \approx 0.60$ [9]

е

$$\varepsilon_{v,max} \approx 0.5\% \div 1.0\% \quad (0.005 \div 0.010 \text{ in p.u.})$$
 (6.17)

allora $k_A = 400 \div 600$ p.u.

Dinamica in anello chiuso

La dinamica in anello chiuso è regolata dalle costanti di tempo del polo T_p e dello zero T_z . Infatti, definito

$$K = k_A \frac{L_g}{L_d + L_g} \tag{6.18}$$

la funzione di trasferimento in anello aperto diventa

$$\mathcal{G}_{ol} = K \frac{1 + sT_z}{(1 + sT_p)(1 + sT_q')} \tag{6.19}$$

e, essendo $\mathcal{H}=1$ (retroazione unitaria), la funzione di trasferimento in anello chiuso è

$$\mathcal{G}_{cl} = \frac{\mathcal{G}_{ol}}{1 + \mathcal{H} \cdot \mathcal{G}_{ol}} = \frac{K(1 + sT_z)}{(1 + sT_p)(1 + sT_a') + K(1 + sT_z)}$$
(6.20)

Scrivendo il polinomio caratteristico di questa funzione di trasferimento per ricavarne i poli

$$s^{2}T_{p}T'_{q} + s(T_{p} + T'_{q} + KT_{z}) + K + 1 = 0$$
(6.21)

conviene considerare alcune ipotesi semplificative per rendere più evidente la relazione tra i parametri caratteristici della dinamica (pulsazione non smorzata ω_0 e coefficiente di smorzamento ξ) e le costanti di tempo del lead-lag:

- 1. $K \gg 1$
- 2. $T_n \ll KT_z$
- 3. $T_q' \ll KT_z$

Con queste ipotesi il polinomio caratteristico della funzione di trasferimento diventa

$$s^{2} + sK\frac{T_{z}}{T_{p}T_{q}'} + \frac{K}{T_{p}T_{q}'} = 0 {(6.22)}$$

da cui, ponendo

$$\begin{cases}
\omega_0^2 = \frac{K}{T_p T_g'} \\
2\xi \omega_0 = K \frac{T_z}{T_p T_g'}
\end{cases}$$
(6.23)

si possono ricavare la costante di tempo del polo T_p (fissato ω_0)

$$T_p = \frac{K}{\omega_0^2 T_q'} \tag{6.24}$$

e, una volta nota quest'ultima, la costante di tempo dello zero T_z (fissato ξ)

$$T_z = \frac{2\xi\omega_0 T_p T_g'}{K} \tag{6.25}$$

Le correlazioni tra pulsazione ω_0 e costante di tempo del polo T_p e tra coefficiente di smorzamento ξ e costante di tempo dello zero T_z rimangono valide anche senza effettuare le approssimazioni di cui sopra; a partire dal polinomio caratteristico non approssimato (cfr. eq. (6.21)), mediante il sistema di equazioni

$$\begin{cases}
\omega_0^2 = \frac{K+1}{T_p T_g'} \\
2\xi \omega_0 = \frac{T_p + T_g' + KT_z}{T_p T_g'}
\end{cases}$$
(6.26)

si ricavano le relazioni esatte per la determinazione della costante di tempo del polo T_p

$$T_p = \frac{K+1}{\omega_0^2 T_g'} \tag{6.27}$$

e della costante di tempo dello zero T_z

$$T_z = \frac{2\xi\omega_0 T_p T_g' - T_p - T_g'}{K}$$
 (6.28)

Feed forward

Implementando l'eccitatrice come descritto nei paragrafi precedenti tutto l'errore in ingresso ε_v viene gestito dall'anello dell'ecccitazione; è possibile aggiungere un contributo in *feed-forward* FF al fine di ridurre la variazione gestita dall'anello. Questo provvedimento consente di ottenere i seguenti vantaggi:

- dimezzare l'errore in ingresso ε_v , a pari guadagno k_A ;
- ridurre l' $overall\ gain\ k_A$ a pari errore in ingresso.

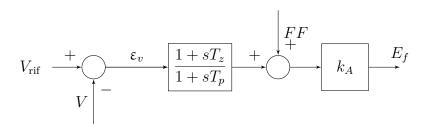


Figura 6.8: Schema a blocchi con feed-forward

Al fine di simulare in modo più realistico quanto avviene normalmente con un generatore sincrono fisico, è stata modellizzata la presenza di un'eccitatrice. Si è optato per un semplice schema di eccitazione tipo AC4A, come definita dallo Standard IEEE 421.5-2016 [5] [8].

6.2 Snubber

Il software PLECS, utilizzato per simulare i modelli presentati in questo lavoro di tesi, effettua alcuni controlli di coerenza sui circuiti rappresentati; uno di questi controlli, rilevante ai fini del modello del scinrono fisico, impedisce di porre in serie un generatore di corrente ideale e un induttore, nemmeno se coerentemente inizializzati.

Per questo motivo è stato necessario introdurre, nel modello del generatore sincrono fisico, uno *snubber* RC, interposto tra il generatore stesso e la rete. Il dimensionamento di questo *snubber* è gestito automaticamente, per consentirne l'adeguamento alla variazione dell'induttanza della rete, in modo simile a quannto avviene per il filtro LCL nel modello del generatore sincrono virtuale (si veda la sezione 3.2.1).

I parametri di interesse definiti dall'utilizzatore del modello sono:

- la frequenza di risonanza f_{sunb} ;
- il fattore di smorzamento ξ_{snub} .

Facendo riferimento al circuito equivalente mostrato in figura 6.9, in cui l'induttanza L'' è il valore medio delle induttanze subtransitorie nei due assi d e q (di uguale valore se le macchina è isotropa transitoriamente)

$$L'' = \frac{L_d'' + L_q''}{2} \tag{6.29}$$

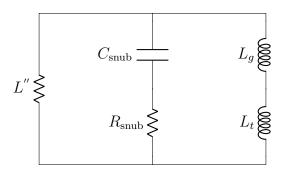


Figura 6.9: Circuito equivalente filtro LCL

I rami esterni sono circuitalmente connessi in parallelo, si possono quindi sostituire le induttanze, per sempleità di notazione, con un'unica induttanza equivalente

$$L_{\text{eq,snub}} = \frac{L''(L_g + L_t)}{L'' + L_a + L_t}$$
(6.30)

La pulsazione di risonanza, in grandezze assolute, vale

$$\omega_{\rm snub} = \frac{1}{\sqrt{L_{\rm eq,snub}C_{\rm snub}}} \tag{6.31}$$

L'equazione (6.31), espressa in valori relativi, introduce un termine ω_n

$$\omega_{\rm snub} = \omega_n \frac{1}{\sqrt{L_{\rm eq,snub} C_{\rm snub}}} \tag{6.32}$$

e poiché in valori relativi pulsazione e frequenza assumono lo stesso valore, si può scrivere direttamente la relazione in funzione delle frequenze:

$$f_{\rm snub} = f_n \frac{1}{\sqrt{L_{\rm eq,snub} C_{\rm snub}}} \tag{6.33}$$

si ricava il valore della capacità dello snubber $C_{\rm snub}$

$$C_{\text{snub}} = \frac{1}{L_{\text{eq,snub}}} \left(\frac{f_n}{f_{\text{snub}}}\right)^2 = \left(\frac{1}{L''} + \frac{1}{L_g + L_t}\right) \left(\frac{f_n}{f_{\text{snub}}}\right)^2$$

$$60$$

e, noto quest'ultimo, considerando che

$$\frac{R_{\text{snub}}}{L_{\text{eq,snub}}} = 2\xi_{\text{snub}} \frac{1}{\sqrt{L_{\text{eq,snub}}C_{\text{snub}}}}$$
(6.35)

si può ottenere il valore della resistenza di smorzamento $R_{\rm snub}$

$$R_{\rm snub} = 2\xi_{\rm snub} \sqrt{\frac{L_{\rm eq,snub}}{C_{\rm snub}}} = 2\xi_{\rm snub} \sqrt{\frac{L''(L_g + L_t)}{L'' + L_g + L_t} \cdot \frac{1}{C_{\rm snub}}}$$
(6.36)

6.2.1 Coordinamento con il filtro del modello del VSG

Per poter confrontare i risultati delle simulazioni ottenute tramite i due modelli PLECS, può essere utile coordinare lo snubber del modello del generatore fisico al filtro LCL del modello del generatore sincrono virtuale.

Questo equivale ad imporre la condizione di uguaglianza della capacità di filtro con quella dello snubber

$$C_{\rm snub} = C_f \tag{6.37}$$

Sostituendo le relative espressioni, ricavate nelle equazioni (3.6) e (6.34), si ottiene la condizione di coordinamento delle frequenze di risonanza:

$$\left(\frac{1}{L''} + \frac{1}{L_g + L_t}\right) \frac{f_n^{2}}{f_{\text{snub}}^2} = \left(\frac{1}{L_{fi}} + \frac{1}{L_{fg} + L_g + L_t}\right) \frac{f_n^{2}}{f_{\text{LCL}}^2}$$

$$f_{\text{snub}} = f_{\text{LCL}} \sqrt{\frac{\frac{1}{L''} + \frac{1}{L_g + L_t}}{\frac{1}{L_{fi}} + \frac{1}{L_{fg} + L_g + L_t}}} \tag{6.38}$$

$$f_{\text{snub}} = f_{\text{LCL}} \sqrt{\frac{L'' + L_g + L_t}{L''(L_g + L_t)} \cdot \frac{L_{fi}(L_{fg} + L_g + L_t)}{L_{fi} + L_{fg} + L_g + L_t}}$$

Nel caso in cui $L_{fi} = 0$, la formula (6.38), si riduce a:

$$f_{\text{snub}} = f_{\text{LCL}} \sqrt{\frac{L'' + L_g + L_t}{L'' (\underline{L}_g + L_t)} \cdot \frac{L_{fi} (\underline{L}_g + L_t)}{L_{fi} + L_g + L_t}} =$$

$$= f_{\text{LCL}} \sqrt{\frac{(L'' + L_g + L_t) L_{fi}}{(L_{fi} + L_g + L_t) L''}}$$

$$(6.39)$$

Capitolo 7

Modelli PLECS

7.1 Generatore sincrono virtuale (VSG)

Il modello del sincrono descritto nei capitoli precedenti è stato implementato mediante l'uso del software di simulazione PLECS. Questo applicativo è dotato di un'interfaccia grafica simile a quella del più noto Simulink, in cui si possono comporre schemi complessi collegando tra loro blocchetti che definiscono componenti (induttori, condensatori, resistori, ...) o funzioni logico-matematiche (radice quadrata, funzioni trigonometriche, AND logico, ...); essendo progettato specificamente per simulare il comportamento di componenti elettrici e, in particolar modo, di power electronics, PLECS dispone di un'ampia scelta di librerie contenenti componenti ideali e reali.

7.1.1 Struttura generale del modello

Tutta la porzione di modello relativa al mondo "fisico", che include la rete, la modellizzazione degli stati di guasto, il punto di accoppiamento tra il sincrono e la rete (PCC, *Point of Common Coupling*) e il filtro LCL, è stata implementata mantenendo le grandezze in valori assoluti (V, A, ...).

Il blocco di controllo, invece, è stato realizzato in grandezze *per unit* (si veda a questo proposito la sezione apposita in Appendice B). L'interfacciamento tra le grandezze misurate in valori assoluti ed il controllo in p.u. viene gestito da un blocchetto appositamente realizzato, denominato *Signal Conditioning*, che contiene

la scalatura per i valori base e, dove necessario, ricava le tensioni stellate a partire dalle misurate concatenate.

Il modello è strutturato nel seguente modo:

- il file principale .plecs, contenente lo schema a blocchi del sincrono e del modello di rete al quale è connesso. I parametri del modello non vengono impostati direttamente in PLECS, ma sono gestiti da script Octave richiamati automaticamente all'inizio della simulazione:
- script InitPlecsModel.m ⇒ contiene le chiamate agli altri script nell'ordine corretto, in modo da rispettarne le dipendenze; costituisce il punto di passaggio dei parametri del modello e dei valori delle inizializzazioni dagli script Octave a PLECS;
- cartella \include ⇒ contiene tutti i file di script utilizzati dalla simulazione:
 - script BaseValues.m \Rightarrow contiene la definizione dei valori base, utilizzati per esprimere le grandezze fisiche in *per unit*;
 - script Perturbations.m ⇒ contiene tutti i dati relativi alle perturbazioni che è possibile applicare al modello, i flag di abilitazione e i parametri impostabili dall'utente;
 - script GridFilterParams.m ⇒ contiene la definizione di tutti i parametri della rete (eccettuate le perturbazioni) e del filtro LCL e un semplice algoritmo di dimensionamento ottimale della capacità di filtro;
 - script ControlParams.m ⇒ contiene i flag di scelta della modalità operativa (VSI\VSC\VSG) e del tipo di smorzamento (PI\RQ), la definizione delle condizioni iniziali (carico attivo e reattivo, velocità iniziale), i parametri del sincrono virtuale, dei regolatori PI, le protezioni di limitazione della corrente, il controllo dell'eccitazione;
 - script InitValues.m \Rightarrow si occupa di calcolare i valori inizali delle variabili di stato del sistema, per inizializzare correttamente gli elementi del modello PLECS; il calcolo è effettuato separatamente in asse d e in asse q a causa dell'impossibilità da parte della versione di Octave contenuta in PLECS di effettuare calcoli con notazione complessa.

Si analizzeranno di seguito con maggiore dettaglio gli elementi principali di questa struttura, in particolare ci si concentrerà su alcuni sottosistemi del modello PLECS e

sullo script ControlParams.m, mentre una descrizione dello script di inizializzazione InitValues.m può essere consultata in Appendice D.

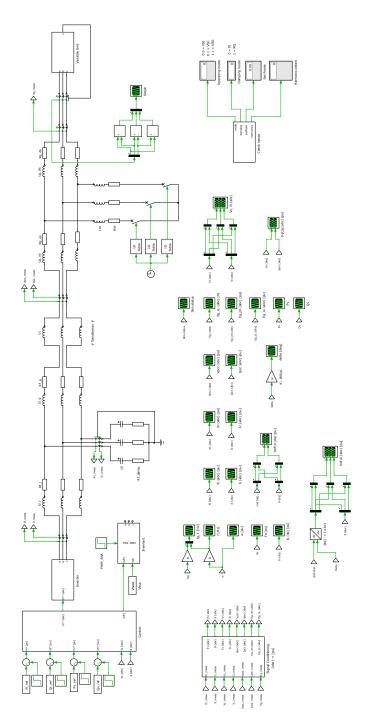


Figura 7.1: Modello globale PLECS del Generatore Sincrono Virtuale

7.1.2 Modello PLECS

In figura 7.1 è mostrato lo schema complessivo del modello: sulla destra si può notare il blocco che modellizza la rete e i relativi disturbi, a sinistra del quale è rappresentato il guasto lungo linea. Al centro si nota il filtro LCL, mentre sulla sinistra dell'immagine si trovano i blocchi del controllo e dell'inverter.

Blocco Controllo

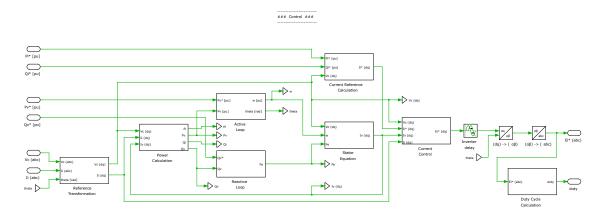


Figura 7.2: Blocco di controllo

Il controllo, mostrato in figura 7.2, è strutturato in sette blocchi:

- 1. REFERENCE TRANSFORMATION \Rightarrow si occupa di trasformare i segnali in ingresso dal mondo fisico (già scalati in pu) dagli assi trifase (a,b,c) agli assi bifase rotanti del controllo (d,q)
- 2. Power Calculation \Rightarrow effettua il calcolo delle potenze attiva P_v e reattiva Q_v realizzate dal sincrono virtuale

$$P_v = v_{c,d} i_{v,d} + v_{c,q} i_{v,q} (7.1a)$$

$$Q_v = v_{c,q} i_{v,d} - v_{c,d} i_{v,q} (7.1b)$$

e quelle globalmente uscenti dall'inverter P_i e Q_i

$$P_i = v_{c,d}i_{i,d} + v_{c,q}i_{i,q} (7.2a)$$

$$Q_i = v_{c,q} i_{i,d} - v_{c,d} i_{i,q} (7.2b)$$

3. ACTIVE LOOP \Rightarrow a partire dal riferimento di potenza attiva del sincrono virtuale P_v^* e dal valore della potenza attiva effettivamente realizzata P_v , proveniente dal blocco *Power Calculation*, genera l'errore ε_P , dal quale, tramite un regolatore proporzionale/integrativo, si ricava la velocità di rotazione del sincrono virtuale ω_v ; da quest'ultima, tramite integrazione, viene ricavata la posizione angolare θ_v . All'interno di questo blocco viene inoltre calcolato, per differenza tra la pulsazione del sincrono e quella della rete ω_g e successiva integrazione, l'angolo di carico δ .

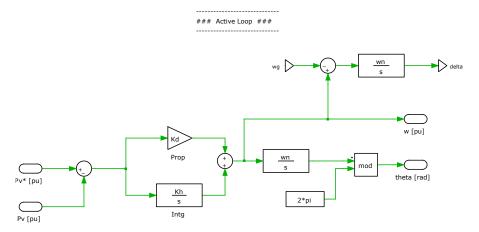


Figura 7.3: Controllo - Blocco Active Loop

4. Reactive Loop \Rightarrow questo semplice blocco costituisce l'anello reattivo del VSG: a partire dal riferimento di potenza reattiva Q_v^* e dal valore della potenza reattiva effettivamente realizzata Q_v , ricavata nel blocco *Power Calculation*, genera in uscita il flusso di eccitazione, moltiplicando l'errore ε_Q per il guadagno statico k_e e successivemente integrando, come descritto in dettaglio nella sezione 3.1.

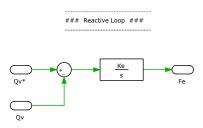


Figura 7.4: Controllo - Blocco Reactive Loop

5. Current Reference Calculation \Rightarrow si occupa di generare i riferimenti di corrente per l'inverter "fisico", a partire dai riferimenti di potenza attiva P_i^* e reattiva Q_i^* dell'inverter e dal modulo della tensione misrata ai capi del filtro V_c , secondo le relazioni (7.3) e (7.4):

$$I_{i,d}^* = \frac{P_i^* V_{c,d} + Q_i^* V_{c,q}}{|\vec{V}_c|^2}$$
(7.3)

$$I_{i,q}^* = \frac{P_i^* V_{c,q} - Q_i^* V_{c,d}}{|\vec{V}_c|^2}$$
(7.4)

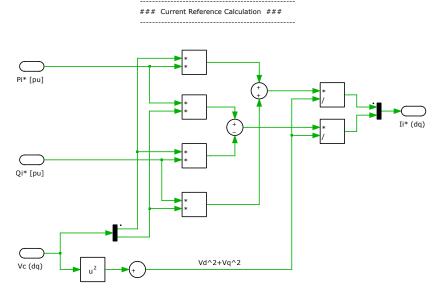


Figura 7.5: Controllo - Blocco Current Reference Calculation

6. Stator equation \Rightarrow implementa le equazioni di flusso descritte nel modello riportato alla sezione 2.2. A partire dalla tensione misurata sui condensatori di filtro V_c , dalla velocità ω_v proveniente dal blocco *Active Loop* e dal flusso di eccitazione ricavato dal blocco *Reactive Loop*, fornisce in uscita le correnti virtuali I_v del VSG.

Nello schema in figura 7.6 si possono osservare, in particolare, le componenti incrociate mozionali che accoppiano i due assi e la presenza dell'avvolgimento di smorzamento sul solo asse q (componente aggiuntiva λ_{rq} sul nodo di somma dell'asse q).

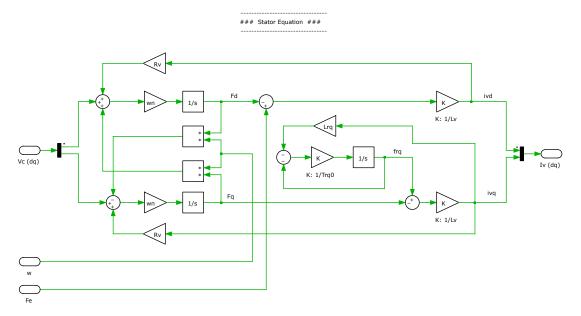


Figura 7.6: Controllo - Blocco Stator Equation

7. Current Control \Rightarrow genera i riferimenti di tensione dell'inverter E_i^* , come descritto in dettaglio nella sezione 3.4, dedicata alla descrizione degli anelli di corrente. Nella figura 7.7 si possono osservare, sulla sinistra, i filtri passa-basso sugli ingressi dei riferimenti I_i^* , necessari per garantire la stabilità in modalità VSI e VSC (si veda la sezione 4.1).

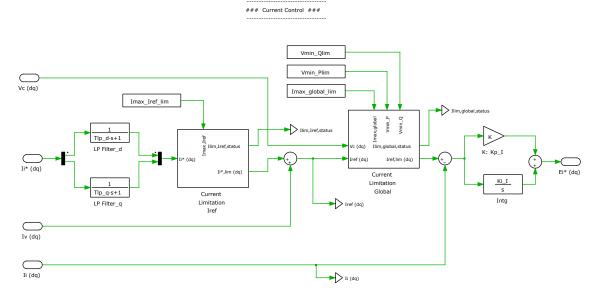


Figura 7.7: Controllo - Blocco Current Control

Sulla destra è invece rappesentato il regolatore proporzionale/integrativo, la cui taratura è stata descritta nella sezione 3.4.1.

Al centro dell'immagine sono presenti i due limitatori di corrente:

- il primo, agente sul solo riferimento di corrente dell'inverter I_i*, contribuisce a contenere la variazione di velocità del sincrono virtuale in presenza di guasti di durata rilevante, rendendo più difficile la perdita di passo anche per guasti lunghi;
- il secondo, a valle del nodo di somma in cui confluiscono il riferimento dell'inverter limitato $I_{i,\text{lim}}^*$ e la corrente del sincrono virtuale I_v , agisce come limitatore globale, impedendo che la corrente fisicamente erogata dall'inverter possa raggiungere valori troppo elevati, che comporterebbero la distruzione dei componenti; a questo proposito è importante evidenziare che, mentre un generatore sincrono reale ha un ampio livello di sovraccaricabilità per brevi periodi di tempo, un VSG deve invece essere progettato in modo tale che i valori massimi delle correnti siano compatibili con la Safe Operating Area dei dispositivi di potenza a semiconduttore che compongono l'inverter.

7.1.3 Script ControlParams.m

```
% Binary flag for selecting damping (PI or RQ)
                               % Damping choice (false|true)
  flag_RQ = true;
10
  % Binary flags for selecting power references
      VSI: bvp = false, bvq = false
       VSC: bvp = false, bvq = true
      VSG: bvp = true, bvq = true
14
  flag_bvp = false;
                               % VSG active ref (false|true)
  flag_bvq = false;
                               % VSG reactive ref (false|true)
  flag_bip = not(flag_bvp);
                               % Inverter active ref
  flag_biq = not(flag_bvq);
                               % Inverter reactive ref
```

La prima funzione a cui assolve lo script ControlParams.m è quella di definire la tipologia di smorzamento (PI o RQ) e la modalità operativa tra le tre disponibili (VSI, VSC, VSG, si veda il capitolo 4).

La scelta è effettuata impostando lo stato di tre flag:

- flag_RQ, dedicato alla scelta dello smorzamento, in cui lo stato true corrisponde all'attivazione dello smorzatore in asse q;
- flag_bvp, specifica se il riferimento di potenza attiva proveniente da anelli di controllo o logiche esterne deve essere passato al generatore virtuale;
- flag_bvq, svolge un'analoga funzione per il riferimento di potenza reattiva.

A partire dai due flag del VSG vengono generati, per negazione logica, i flag dedicati ai riferimenti diretti all'inverter:

Le modalità operative impostabili sono riassunte nella tabella 7.1:

flag_bvp	flag_bvq	flag_bip	flag_biq	modalità operativa
false	false	true	true	VSI
false	true	true	false	VSC
true	false	false	true	$non\ assegnata$
true	true	false	false	VSG

Tabella 7.1: Modalità operative impostabili tramite i flag dello script *ControlParams.m*

```
%% Starting conditions inverter / VSG
wv_0 = 1.0;  % Inital speed (<,>,= 1) [pu]
Vo = 1.0;  % Voltage series (Rf+Cf) (VSG voltage) [pu]
Pi_0 = 0.0;  % Active power from inverter [pu]
Qi_0 = 0.0;  % Reactive power from inverter [pu]
```

In questa sezione vengono impostate le condizioni operative iniziali: velocità del sincrono virtuale ω_v (rispetto al valore nominale), tensione di riferimento (misurata sul filtro, comprende la tensione sul condensatore e quella sulla resistenza di smorzamento ad esso associata), set point di potenza attiva e reattiva. Questi ultimi sono indirizzati sul sincrono virtuale o direttamente sull'inverter a seconda della modalità operativa scelta; l'assegnazione avviene nello script di inizializzazione InitValues.m, riportato in Appendice D.

```
%% VSG parameters

Lv = 0.1; % Subtransient inductance [pu]

Rv = 0.02; % Stator resistance [pu]

H = 4; % Inertia constant [s]

csiMec = 0.7; % Mechanical damping (swing equation)
```

In questa porzione di codice si definiscono i parametri del generatore sincrono virtuale, sia quelli che caratterizzano "l'avvolgimento" (induttanza virtuale L_v , resistenza virtuale R_v), sia quelli che definiscono la dinamica (costante di inerzia H e smorzamento meccanico ξ_{mec}).

Nelle righe 32-37 l'utilizzatore del modello può impostare i parametri liberi dei regolatori dell'anello di corrente: banda passante $f_{b,I}$ e frequenza dello $f_{z,I}$. Da questi, secondo i principi esposti nella sezione 3.4.1, vengono calcolati i guadagni proporzionale K_p e integrale K_i .

```
%% Current limitation (current loop)
Imax_Iref_lim = 1.2;
                        % Max current Ii* (pk) [pu]
Imax_global_lim = 1.2;  % Max I global (pk) [pu]
                       % Volt. thr. "active" lim [pu]
Vmin_Plim = 0.8;
Vmin_Qlim = 0.6;
                        % Volt. thr. "reactive" lim [pu]
                        % "Phase" Ii* ena (0=off,1=on)
EnaLimPhiIref = 1;
EnaLimPhiGlobal = 1;
                        % "Phase" I global ena (0=off,1=on)
EnaLimP = 0;
                         % "Active" lim. ena (0=off,1=on)
EnaLimQ = 0;
                         % "Reactive" lim. ena (0=off,1=on)
```

Nella sezione Current limitation si impostano le soglie e i flag di attivazione delle limitazioni di corrente sul solo riferimento I_i^* e sulla riferimento complessivo, che comprende anche il termine della corrente del sincrono virtuale I_v (si veda la figura 7.7).

Le limitazioni implementate sono del tipo "a fase costante", ovvero la corrente viene limitata in modulo, ma ne viene mantenuta la fase, cioè non si altera il rapporto tra la componente i_d e la componente i_q . Lo script è predisposto per l'introduzione di ulteriori tipi di limitazione, attivate a soglia di tensione e con spostamento del vettore corrente in asse attivo o reattivo.

```
%% Damping stator model
   Kh = 1/(2*H);
50
   if flag_RQ
                              % RQ damping
       Lrq = 4*csiMec*(1+csiMec)*(Lv+Lf_g+Lg);
       Trq0 = (1+2*csiMec)^(3/2)*sqrt(2*H*(Lv+Lf_g+Lg)/wn);
53
       Kd = 0;
                              % PI damping
   else
       Lrq = 0;
56
       Trq0 = 0.777;
57
       Kd = csiMec*sqrt(2*(Lv+Lf_g+Lg)/(H*wn));
58
   end
```

Coerentemente con l'impostazione del flag_RQ vengono impostati i valori dei parametri dello smorzatore: azzerando K_d lo smorzamento è modellizzato con avvolgimento in asse q, mentre ponendo a zero L_{rq} si realizza lo smorzamento PI, in quanto si annulla la retroazione mostrata in figura 7.6 che produce il flusso di smorzamento λ_{rq} . In quest'ultimo caso, al parametro T_{rq0} occorre assegnare un valore convenzionale $\neq 0$ (in questo caso si è scelto 0.777, ma il valore è ininfluente), al fine di evitare errori in fase di simulazione, dovuti alla posizione a denominatore in alcuni blocchi di guadagno.

```
%% Excitation control (intg out: Ev)
Te = 1;  % Exc. time constant in closed loop [s] (approx.)
Bdc = 0;  % Q droop control (Bdc = dQ/dV) (!NOT IMPLEMENTED)
Ke = (Lv*(1+flag_biq*Bdc*(Lf_g+Lg))+(Lf_g+Lg))/(1+Bdc*(Lf_g+Lg))/Te;  % Excitation gain
```

In questa porzione di codice l'utilizzatore imposta la costante di tempo dell'eccitazione T_e e viene calcolato il corrispondente valore di guadagno statico k_e , in accordo con il procedimento descritto nella sezione 5.3. Lo script è stato predisposto per considerare nel calcolo anche il termine di droop control reattivo, allo stato attuale non implementato nel modello PLECS.

```
%% Low pass filters (in dq axis)
Tlp_q = 0.004;  % q-axis time constant [s] (active pow)
if (flag_bip && flag_biq && not(Bdc==0))
    Tlp_d = Te;  % VSI mode with droop control
else
    Tlp_d = Tlp_q;  % all other modes
end
```

Impostazione delle costanti di tempo dei filtri passa-basso posti sui riferimenti di corrente dell'inverter in assi (d,q). Allo stato attual, in assenza di droop reattivo, non vi è ragione per differenziare la costante di tempo nei due assi, pertanto si impone

$$T_{lp,d} = T_{lp,q} \tag{7.6}$$

Alla riga 75 viene impostato il valore della frequenza di commutazione dell'inverter f_{sw} .

La presenza di un inverter, che realizza in uscita il valore impostato dalle modulanti mediante la tecnica PWM, comporta l'introduzione di un ritardo nell'anello, correlato alla frequenza di commutazione (*switching frequency*) dei dispositivi a semiconduttore di cui l'inverter è composto.

7.2 Generatore sincrono "fisico"

Per poter valutare la prestazione del generatore sincrono virtuale è stato simulato anche un generatore sincrono tradizionale, collegato allo stesso modello di rete esterna, in modo da potrene confontare le prestazioni nella fornitura dei servizi di rete.

PLECS offre una serie di modelli predefiniti di generatori sincroni (poli salienti, rotore liscio, . . .), ma per vari motivi essi si sono rivelati inadatti allo scopo preposto; si è quindi deciso di implementare *ex novo* un modello di sincrono, coerente con la trattazione analitica del capitolo 6.

7.2.1 Struttura generale del modello

Per consentire il confronto, il modello del sincrono fisico condivide la rete con quello del VSG: è stata quindi mantenuta la stessa struttura generale, con la parte "fisica" modellizzata con grandezze espresse in valori assoluti, mentre il generatore è stato implementato in *per unit* (per la definizione dei valori base si veda l'Appendice B).

Alcuni script vengono condivisi tra il VSG ed il generatore sincrono fisico, ma la catena di inizializzazione è differente nei due modelli, in modo da garantire allo stesso tempo una base comune di parametri e una buona flessibilità. La struttura è articolata in accordo con la seguente suddivisione:

- il file principale .plecs, contenente lo schema a blocchi del generatore sincrono e del modello di rete al quale è connesso, comprensivo di uno *snubber* di interfacciamento (descritto in dettaglio nella sezione 6.2). I parametri del modello non vengono impostati in PLECS, ma sono gestiti da script Octave richiamati automaticamente all'inizio della simulazione;
- script MDL4_InitPlecsModel.m ⇒ contiene le chiamate agli altri script nell'ordine corretto, in modo da rispettarne le dipendenze; costituisce il punto di passaggio dei parametri del modello e dei valori delle inizializzazioni dagli script Octave a PLECS;
- cartella \include ⇒ contiene tutti i file di script utilizzati dalla simulazione:
 - script BaseValues.m ⇒ comune ai due modelli (VSG e sincrono fisico),
 contiene la definizione dei valori base, utilizzati per esprimere le grandezze fisiche in per unit;
 - script Perturbations.m ⇒ contiene tutti le impostazioni relative alle perturbazioni che è possibile applicare al modello, i flag di abilitazione, i tempi di attivazione e, dove previsto, le durate; è in comune tra i due modelli, in modo che le perturbazioni impostate vengano applicate in modo coerente in entrambi;
 - script GridFilterParams.m ⇒ anche questo file è condiviso dai modelli,
 in questo modello viene utilizzato per la sola definizione dei parametri
 della rete (impedenza, tensione nominale, ...), eccettuate le perturbazioni;

- script MDL4_ControlParams.m ⇒ script specifico per il SG fisico, contiene la definizione delle condizioni iniziali (carico attivo e reattivo, velocità iniziale), i parametri fisici del sincrono espressi in p.u. (induttanze di dispersione, subtransitorie, costanti di tempo, ...) e i parametri dell'eccitatrice, comprensivi di un meccanismo di auto-sizing delle costanti di tempo del lead-lag. Tramite questo script è possibile, impostando opportunamente i parametri induttivi, modellizzare diverse tipologie di macchine: sono preimpostati i parametri di due generatori, uno a rotore liscio, l'altro a poli salienti (in accordo a [6]).
- script MDL2_MDL4_Snubber.m ⇒ script specifico per il SG fisico, contiene i parametri e i metodi di auto-sizing dello snubber (cfr. sezione 6.2):
 - 1. valori dei componenti impostati dall'utente
 - 2. dimensionamento automatico a partire da ξ_{snub} , f_{snub}
 - 3. coordinamento con il filtro LCL del modello del generatore virtuale
- script MDL4_InitValues.m \Rightarrow si occupa di calcolare i valori inizali delle variabili di stato del sistema, per inizializzare correttamente gli elementi del modello PLECS; il calcolo è effettuato separatamente in asse d e in asse q a causa dell'impossibilità da parte della versione di Octave incorporata in PLECS di effettuare calcoli con notazione complessa.

7.2.2 Modello PLECS

In figura 7.8 è mostrato lo schema complessivo del modello.

Sulla sinistra si può osservare il blocco del modello del generatore sincrono, al centro è presente lo *snubbe* di interfacciamento tra il generatore e la rete (si veda la sezione 6.2), mentre sulla destra dello schema si trova la rete, rappresentata in modo analogo a quanto avviene nel modello del sincrono virtuale (per maggiori dettagli sul modello della rete e delle perturbazioni si veda la sezione 7.3).

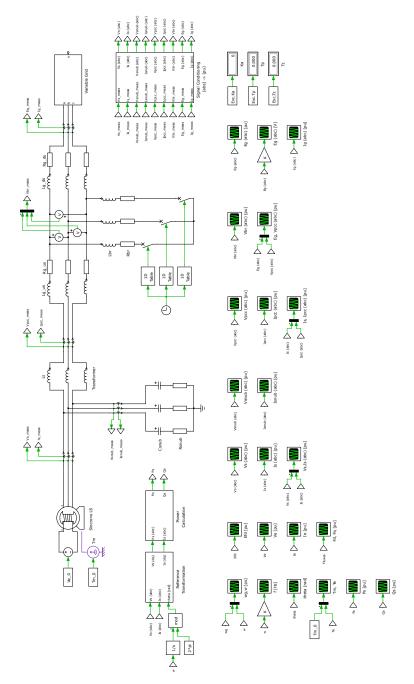


Figura 7.8: Modello globale PLECS del Generatore Sincrono fisico

Blocco $Synchronous\ Generator$

Il modello del generatore sincrono che è stato implementato in PLECS è quello definito dalle equazioni del capitolo 6. In figura 7.9 è mostrato lo schema del blocco

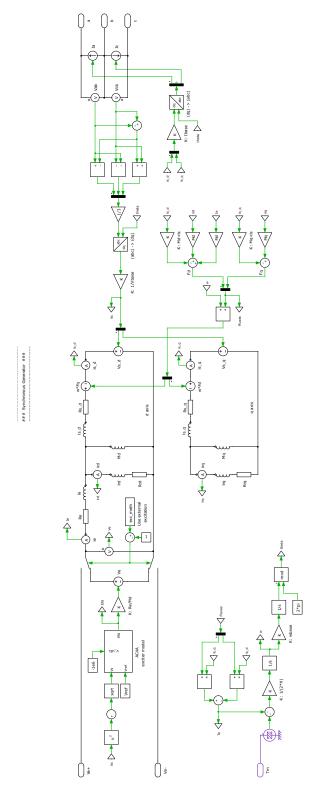


Figura 7.9: Modello del blocco Generatore Sincrono

Con riferimento alla figura 7.9, il blocco è così strutturato:

• a destra si trova l'interfacciamento con il resto del modello, effetuato mediante 3 terminazioni elettriche. In ingresso vengono misurate le tensioni concatenate V_{ab} e V_{bc} , la terza viene ricavata per differenza mediante la relazione:

$$V_{ab} + V_{bc} + V_{ca} = 0 (7.7)$$

Dalle tensioni concatenate vengono ricavate le stellate, le quali vengono a loro volta scalate in modo da essere espresse nella notazione p.u. e successivamente riporatate dal sistema di riferimento in assi trifase fissi (a,b,c) al sistema di riferimento in assi bifase rotanti (d,q), mediante le trasformazioni di Park e Clarke. In uscita il generatore è modellizzato come una terna di generatori di corrente, di cui solo due vengono effettivamente imposti, poiché, essendo il sistema a 3 fili, vale la relazione:

$$i_a + i_b + i_c = 0 (7.8)$$

- al centro sono rappresentati i circuiti di sequenza in assi (d, q), come descritti nel capitolo 6 in figg. 6.1 e 6.2. Si possono notare, in particolare:
 - le componenti mozionali di flusso, che accoppiano i due assi;
 - la presenza degli avvolgimenti di smorzamento in entrambi gli assi;
 - la presenza dell'eccitazione, in asse d;
- sulla sinistra, in alto, il blocco che modellizza l'eccitatrice e gli switch che ne consentono il bypass (gestito in modo grafico tramite maschera) e impostano un valore di eccitazione costante, calcolato dagli script di inizializzazione;
- sulla sinistra, in basso
 - il calcolo della coppia elettrica T_e a partire dai flussi di statore $\lambda_{s,dq}$ e dalle correnti di statore $I_{s,dq}$

$$T_e = \lambda_{s,d} i_{s,q} - \lambda_{s,q} i_{s,d} \tag{7.9}$$

la dinamica meccanica

$$T_m - T_e = J_{eq} \frac{d \,\omega}{d \,t} \tag{7.10}$$

Il blocco del generatore sincrono dispone, inoltre, di una maschera, all'interno della quale vengono impostati tutti i parametri; la maschera è suddivisa 4 sezioni:

1. SG PARAMS \Rightarrow in questa scheda, mostrata in figura 7.10, vengono inseriti l'inerzia meccanica H e tutti i parametri relativi all'avvolgimento: resistenza di statore R_s , induttanza di dispersione di statore l_s , induttanze di magnetizzazione nei due assi M_d e M_q , induttanze degli avvolgimenti di smorzamento l_{rd} e l_{rq} . I valori devono essere inseriti in p.u., coerentemente con le impostazioni della scheda $Base\ Values$.

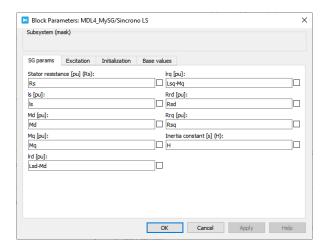


Figura 7.10: Maschera blocco Synchronous Generator - Scheda SG params

2. EXCITATION \Rightarrow questa scheda è interamente dedicata ai parametri dell'eccitazione.

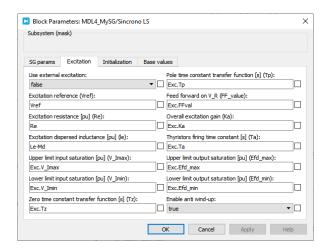


Figura 7.11: Maschera blocco Synchronous Generator - Scheda Excitation

Come si può osservare in figura 7.11, è presente un menù a discesa che consente di selezionare se utilizzare il modello dell'eccitatrice implementato internamente o una sorgente di eccitazione esterna; questa impostazione agisce, da un punto di vista modellistico, sugli switch a comando logico mostrati a sinistra in figura 7.9

- eccitatrice interna: lo schema di eccitatrice implementato è di tipo AC4A, definito dallo standard IEEE 421.5-2016 [5]. Per maggiori dettagli sul sistema di eccitazione si veda la 6.1;
- eccitazione esterna: è possibile collegare una qualunque sorgente esterna di eccitazione, l'interazione con il generatore sincrono avviene tramite una coppia di morsetti elettrici. Nell'implementazione attuale, è presente un valore di eccitazione costante, calcolato dagli script di inizializzazione.
- 3. Initialization \Rightarrow la scheda *Initialization* contiene le condizioni iniziali delle variabili di stato del modello. Anche in questo caso le grandezze sono espresse in p.u..
 - corrrenti di statore in assi $(d,q), I_s^0$
 - tensione di eccitazione V_e^0
 - velocità iniziale del generatore ω_v^0
 - posizione angolare iniziale del rotore θ^0

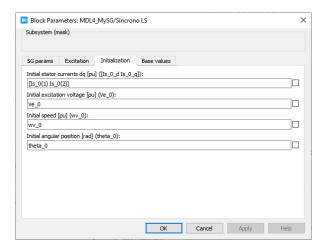


Figura 7.12: Maschera blocco Synchronous Generator - Scheda Initialization

4. Base values ⇒ in questa scheda si inseriscono i valori base, impiegati per interfacciare il modello del generatore (realizzato in p.u.) con la rete esterna (in grandezze assolute).

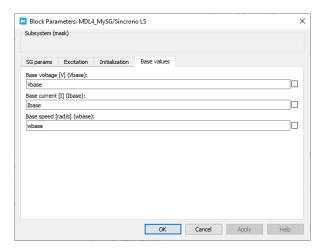


Figura 7.13: Maschera blocco Synchronous Generator - Scheda Base values

Blocco AC4A exciter model

Il blocco *AC4A exciter model*, contenuto all'interno di *Synchronous Generator* (a sinistra in fig. 7.9), contiene il modello dell'eccitatrice. In figura 7.14 è mostrato lo schema del blocco:

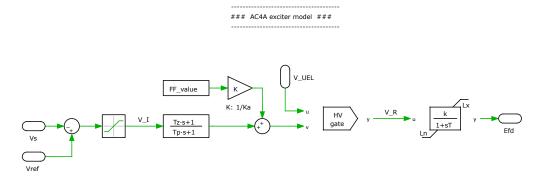


Figura 7.14: Modello del blocco AC4A exciter model

L'errore di tensione δ_V , generato dal confronto fra il modulo della tensione ai morsetti di statore $|\vec{V}_s|$ ed il riferimento impostato $V_{\rm ref}$, viene saturato ed inviato ad un blocco lead-lag, le cui costanti di tempo sono impostate automaticamente seguendo il procedimento esposto in 6.1.2.

L'uscita del *lead-lag* confluisce in un nodo di somma con il contributo di feedforward, la cui presenza può essere disabilitata dallo script MDL4_ControlParams.m, la cui finalità è quella di velocizzare la risposta dell'eccitatrice, riducendo l'errore che deve essere gestito dal *lead-lag*.

É stata prevista la possibilità di gestire un limite di sotteccitazione $V_{\rm UEL}$, al momento non sfruttato.

Il riferimento così formato viene regolato dal guadagno k_A e saturato con presenza di anti wind-up; è modellizzata anche la dinamica di innesco dei tiristori, mediante la costante di tempo T_A .

Anche il blocco dell'eccitatrice è dotato di una maschera, suddivisa in 2 schede:

- 1. EXCITER PARAMS ⇒ questa scheda contiene le impostazioni di tutti i parametri dell'eccitatrice:
 - limiti superiore $V_{I_{\text{max}}}$ ed inferiore $V_{I_{\text{min}}}$ della saturazione dell'errore di tensione in ingresso;
 - costanti di tempo del polo T_p e dello zero T_z della rete lead-lag;
 - entità del feed-forward;
 - guadagno a regime k_A e costante di tempo di innesco dei tiristori T_A ;
 - limiti di saturazione dell'anti wind-up.

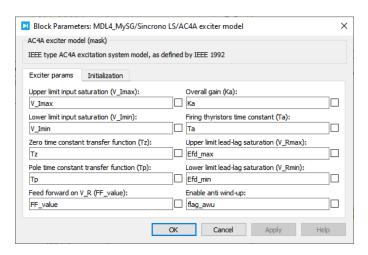


Figura 7.15: Blocco AC4A exciter model - Maschera Exciter params

2. Initialization ⇒ contiene le inzializzazioni delle due variabili di stato interne

7.3 Rete esterna

Per effettuare le simulazioni è stato necessario implementare un modello della rete esterna, non solo per considerarne l'interazione col modello del generatore in condizioni operative (erogazione di potenza attiva e/o erogazione/assorbimento di potenza reattiva), ma anche e soprattutto per poter osservare la risposta alle varie tipologie di disturbo che possono influenzarne il comportamento.

In particolare, si è ritenuto necessario che il modello della rete potesse riprodurre in modo realistico:

- BUCHI DI TENSIONE di ampiezza e durata variabile, eventualmente anche asimmetrici (sia rispetto alla profondità che nei tempi) sulle fasi
- Perturbazione di frequenza per poter osservare la risposta inerziale del sincrono virtuale
- Guasti sia bifase che trifase (anche bifase con evoluzione successiva in trifase), di durata arbitraria, con variazione dell'impedenza vista verso la rete, con modellizzazione realistica anche della fase di interruzione della corrente di guasto (apertura al passaggio per lo zero, a cui consegue che un polo apre prima degli altri due)

Per realizzare le funzionalità sopra descritte, le rete è stata strutturata in due macro-blocchi:

- BLOCCO LINEA, riportato sulla sinistra in figura 7.16, che rappresenta la linea che collega il generatore sincrono virtuale al resto della rete; all'interno di questo elemento vengono simulati i guasti
- BLOCCO GENERATORE, rappresentato in figura 7.17, implementa un generatore di terne sinusoidali arbitarie, con possibilità di variarne ampiezza, fase, contenuto armonico, anche separatamente per ogni fase; in questo blocco vengono simulati tutti gli altri tipi di perturbazioni realizzabili dal modello

I due blocchi verranno descritti di seguito, mostrando anche le porzioni di codice necessarie per il loro corretto funzionamento, tratte dallo script Perturbations.m.

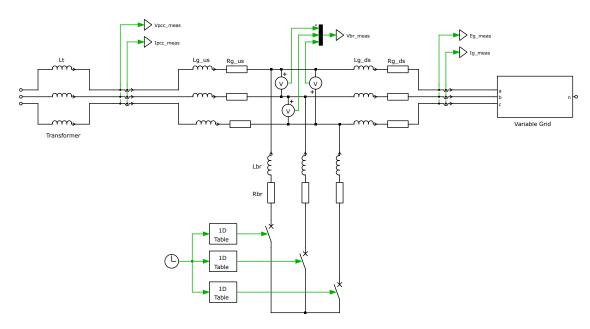


Figura 7.16: Modello generale della rete esterna

Variable grid

Frequency perturbation

We [pu] Warm [pu] Warm [pu] Eg [pu] K

K: Vbase

Harmonic Voltage perturbation

Figura 7.17: Rete esterna, macro-blocco generatore Variable Grid

Phase perturbation

7.3.1 Blocco linea

Il collegamento tra il generatore ed il resto della rete elettrica è modellizzato mediante

- un trasformatore, di cui viene rappresentata la sola reattanza X_t ;
- una linea, dotata di impedenza induttivo-resistiva;
- una diramazione (branch) inserita a valle del trasformatore, sulla quale avvengono i guasti.

```
Ena_LineFault = 1; % Enable(1) \ disable(0) line fault

x_dist = 0.5; % Rel. dist. faulted branch from VSG [0-1]

y_dist = 0.5; % Rel. dist. from start of branch line [>0]

tStart_LineFault = 0.1; % Line fault start time [s]

duration_LineFault = [1.0 0.5]; % Line fault duration [s]

(End_time = start_time+duration, if 2-ph evolving to 3-ph use vector of 2 values)

lineFault_type = 3; % Type of fault (2 = 2-phase fault (bc), 3 = 3-phase fault, 4 = 2-pahse evolving to 3-phase fault)
```

Per ogni perturbazione o guasto che può essere applicato al modello è presente un flag di abilitazione, in questo caso Ena_LineFault, posto al valore 1 se il disturbo è abilitato.

La distanza del punto di guasto può essere variata in due dimensioni:

• distanza tra il generatore sincrono e la diramazione su cui avviene il guasto, impostata tramite x_dist . Questo parametro agisce sull'impedenza della linea Z_g , interfacciandosi con lo script GridFilterParams.m e ripartendo la resistenza R_g e la reattanza induttiva L_g nei due gruppi di parametri a monte del guasto (upstream, $L_{g,us}$ e $R_{g,us}$) e a valle del guasto (downstream, $L_{g,ds}$ e $R_{g,ds}$) proporzionalmente a x_{dist} , in accordo con le relazioni:

$$\begin{cases}
L_{g,us} = x_{dist} X_l \\
R_{g,us} = x_{dist} R_l
\end{cases}$$
(7.11)

$$\begin{cases}
L_{g,ds} = (1 - x_{dist})X_l \\
R_{g,ds} = (1 - x_{dist})R_l
\end{cases}$$
(7.12)

Il valore assegnato a x_dist deve rispettare la condizione

$$0 \le x_{\text{dist}} \le 1 \tag{7.13}$$

nel caso venga inserito un valore al di fuori dei limiti, la variabile viene automatica saturata.

• distanza del punto di guasto dall'inizio della diramazione, impostata tramite y_dist; questo parametro influenza l'impedenza di guasto, ha quindi effetto sulla "profondità" della caduta di tensione nel PCC. Il valore assegnato a y_dist deve rispettare la condizione

$$y_{\text{dist}} \ge 0 \tag{7.14}$$

ma può essere anche ≥ 1 .

Questo modello di rete è in grado di simulare tre tipi di guasto:

- guasto bifase puro (tra le fasi $b \in c$);
- guasto trifase puro;
- guasto bifase con evoluzione in trifase.

La selezione del tipo di guasto avviene tramite l'assegnazione di un opportuno valore numerico al flag lineFault type; le opzioni possibili sono riportate in tabella 7.2

lineFault_type	tipo di guasto	
2	guasto bifase puro	
3	guasto trifase puro	
4	guasto bifase che evolve in trifase	

Tabella 7.2: Tipologie di guasto simulabili

Se viene selezionato il guasto bifase che evolve in trifase è necessario che la variabile duration_LineFault sia un vettore di due valori, che rappresentano rispettivamente la durata del guasto bifase e quella del guasto trifase; con le altre tipologie di guasto eventuali valori presenti oltre al primo vengono ignorati.

7.3.2 Blocco generatore

Il macro-blocco generatore è a sua volta costituito da un insieme di blocchi, ciascuno specializzato nel riprodurre una specifica perturbazione, opportunamente interconnessi

- Frequency Perturbation
- Phase Perturbation
- Harmonic Distorsion
- Voltage Perturbation

É inoltre possibile osservare il comportamento alla variazione brusca dei riferimenti. L'entità della variazione e il tempo di attivazione sono impostabili tramite le righe inziali dello script Perturbations.m:

```
% Power references
t_PPert = 0;  % Active pow. ref. var. start time [s]
P_PPert = 0;  % Active pow. ref. var. magnitude [pu]
t_QPert = 0;  % Reactive pow. ref. var. start time [s]
Q_QPert = 0;  % Reactive pow. ref. var. magnitude [pu]
```

Blocco Frequency Perturbation

Il blocco Frequency Perturbation simula le variazioni delle frequenza di rete.

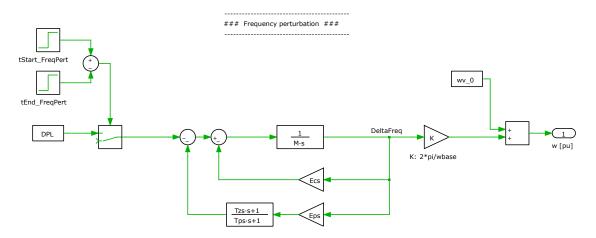


Figura 7.18: Rete esterna, blocco Frequency Perturbation

La perturbazione di frequenza non avviene a gradino, ma ha un sua funzione di trasferimento transitoria, per replicare la tipica risposta in frequenza di un sistema elettrico alla perdita di un grande impianto di generazione. Le righe dello script Perturbations.m dedicate alla variazione di frequenza contengono, oltre ad un flag di abilitazione, le impostazioni di inizio ed eventuale fine della perturbazione e la magnitudine del disturbo [2].

Blocco Phase Perturbation

Questo blocco si occupa dell'introduzione delle perturbazioni di fase. I salti di fase sono gestibili in modo indipendente dai guasti e dei buchi di tensione. Il codice mostrato permette di impostare i tempi di inizio e fine del disturbo, oltre che la variazione $\Delta \varphi$ sia durante, che dopo la perturbazione.

Blocco Harmonic Distorsion

Il blocco *Harmonic Distorsion* costituisce il nucleo principale del processo di generazione della terna di tensioni della rete. A questo blocco è infatti deputata la generazione delle tre forme d'onda sinusoidali (in realtà definite a partire dai picchi, in forma cosinusoidale) sfasate di 120° l'una rispetto all'altra.

Lo schema implementato, mostrato in figura 7.19, agisce vettorialmente su tutti gli ordini armonici specificati nel file di configurazione, inclusa la fondamentale; dopo essere stati scalati per le rispettive ampiezza essi vengono sovrapposti in tre nodi di somma (ciascuno dedicato ad ognuna delle fasi a, b, c).

Harmonic distorsion

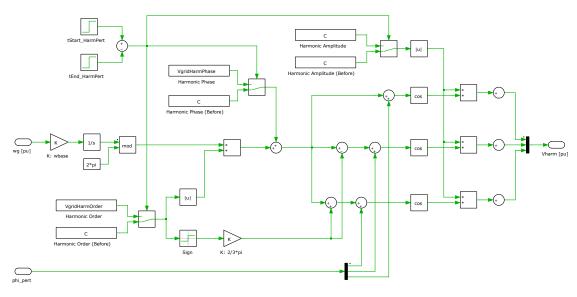


Figura 7.19: Rete esterna, blocco Harmonic Distorsion

Le armoniche sono indicate in una notazione riferita al verso di rotazione della sequenza diretta; eventuali armoniche inverse vanno introdotte premettendo all'ordine armonico il segno negativo. Sono, quindi, rappresentabili quattro differenti tipologie di armoniche:

 \bullet armoniche dirette "normali" \Rightarrow ordini armonici di sequenza positiva normalmente presenti nelle reti elett
tiche

$$h = +1, +7, +13, \dots$$

• armoniche inverse "normali" \Rightarrow ordini armonici di sequenza negativa normalmente presenti nelle reti elettriche

$$h = -5, -11 \dots$$

• armoniche dirette "anomale" ⇒ ordini armonici di sequenza positiva rotanti in verso opposto a quelle solitamente presenti nei sistemi elettrici

$$h = +5, +11, \dots$$

• armoniche inverse "anomale" ⇒ ordini armonici di sequenza negativa rotanti in verso opposto a quelle solitamente presenti nei sistemi elettrici

$$h = -1, -7, \dots$$

```
% Distortion
  % The fundamental must be inserted in the list!
16
  % Direct sequence harmonics
  % Inverse sequence harmonics -> -
  Ena_HarmPert = 0;
                             % Enable(1)\Disable(0) distorsion
19
  tStart_HarmPert = 0.1;
                             % Harm. distorsion start time [s]
  tEnd_HarmPert = 100;
                             % Harm. distorsion end time [s]
21
  VgridHarmOrder = [1, -5, 7];
                                 % Harm. order of the
  VgridHarmAmplitude = [1, 0.05, 0.01]; % Amplitude [pu]
23
  VgridHarmPhase = [0, 0, pi]; % Phase harm. distortion [rad]
```

Blocco Voltage Perturbation

Questo blocco realizza le perturbazioni di tensione, sia a salire (voltage swells) che a scendere (voltage dips), mediante tabelle che impostano i profili di tensione da riprodurre e che agiscono come fattore di scalatura sui valori istantanei delle sinusoidi provenienti dal blocco Harmonic Distorsion.

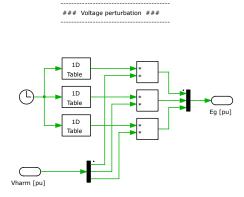


Figura 7.20: Rete esterna, blocco Voltage Perturbation

La logica di gestione è stata implementata in modo da poter agire separatamente per le tre fasi, in modo da poter simulare un'ampia varietà di situazioni.

Le perturbazioni combinate di ampiezza di tensione e di fase possono essere utilizzate per modellizzare semplici situazioni di guasto con impedenza costante.

Capitolo 8

Simulazioni PLECS

In questo capitolo si riportano i principali risultati ottenuti dal confronto tra i modelli PLECS del generatore sincrono virtuale (VSG) e del sincrono fisico (SG) alle varie perturbazioni applicabili.

8.1 Risposta inerziale

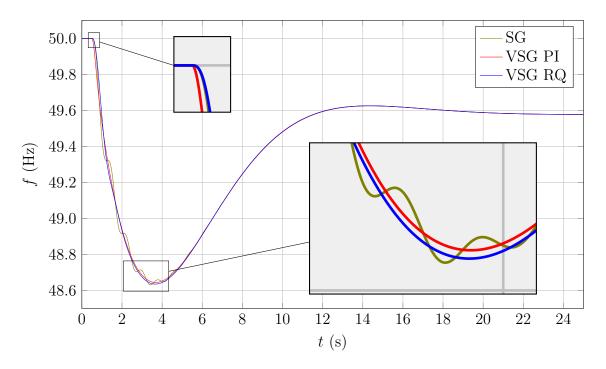


Figura 8.1: Risposta inerziale al disturbo di frequenza

In figura 8.1 è mostrata la risposta ad un disturbo di frequenza. Applicando la medesima perturbazione di frequenza, si confrontano le risposte di:

- 1. generatore sincrono fisico (SG, in rosso);
- 2. generatore sincrono virtuale con smorzamento proporzionale-integrativo (VSG PI, in verde);
- 3. generatore sincrono virtuale con avvolgimento di smorzamento in asse q (VSG RQ, in blu).

Si può osservare come la risposta inerziale sia quasi identica nei tre casi, in particolare:

- il transitorio si estingue abbastanza velocemente ed ha la medesima durata;
- la variazione transitoria di velocità è contenuta, in termini di frequenza la massima deviazione è pari a $\Delta f \approx 1,35\,\mathrm{Hz};$
- la risposta è ben smorzata in tutti e tre i casi, ma il generatore sincrono fisico è leggermente meno smorzato.

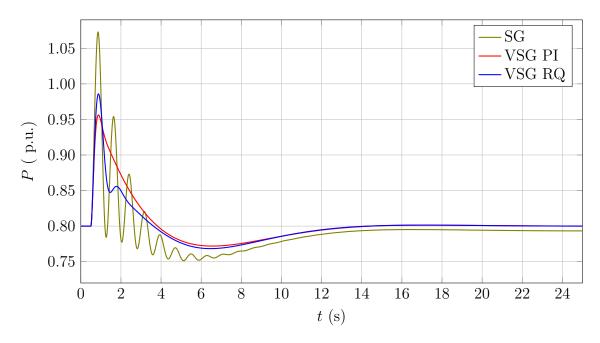


Figura 8.2: Andamento della potenza attiva iniettata dal sincrono virtuale e dal sincrono fisico al disturbo di frequenza

Le stesse considerazioni possono essere estese per la figura 8.2, in cui viene mostrato, durante la stessa perturbazione, l'andamento della potenza attiva nelle tre macchine. La prova è stata effettuata in condizioni di pieno carico

$$P^* = 0.8 \text{ p.u.}$$
 (8.1)
 $Q^* = 0.6 \text{ p.u.}$

e con fattore di potenza

$$\cos \varphi = \cos \left(\arctan\left(\frac{Q^*}{P^*}\right)\right) = 0.8$$
 (8.2)

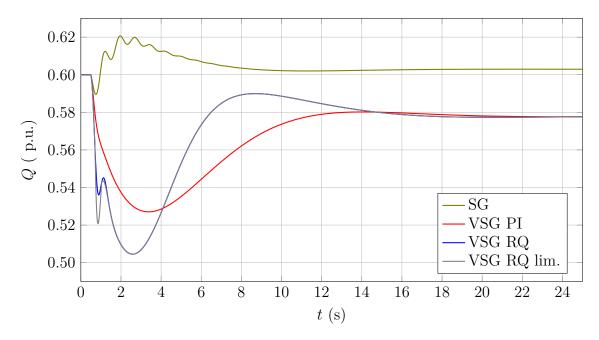


Figura 8.3: Andamento della potenza reattiva iniettata dal sincrono virtuale e dal sincrono fisico al disturbo di frequenza

Il grafico in figura 8.3 è riferito all'andamento della potenza reattiva erogata nelle stesse condizioni di prova dei precedenti. In questo caso il confronto mostra anche gli effetti della limitazione di corrente, applicata al generatore virtuale con smorzamento in asse q: si può notare che, nonostante l'intervento della limitazione (che riduce la quantità di potenza reattiva erogabile) l'andamento nel tempo di mantiene pressochè invariato.

8.2 Buchi di tensione

Si riportano in figura 8.4 gli andamenti della frequenza dei tre modelli durante un buco di tensione. Nel grafico (c) si può osservare l'effetto benefico provocato dalla limitazione di corrente, che riduce l'ampiezza dell'oscillazione.

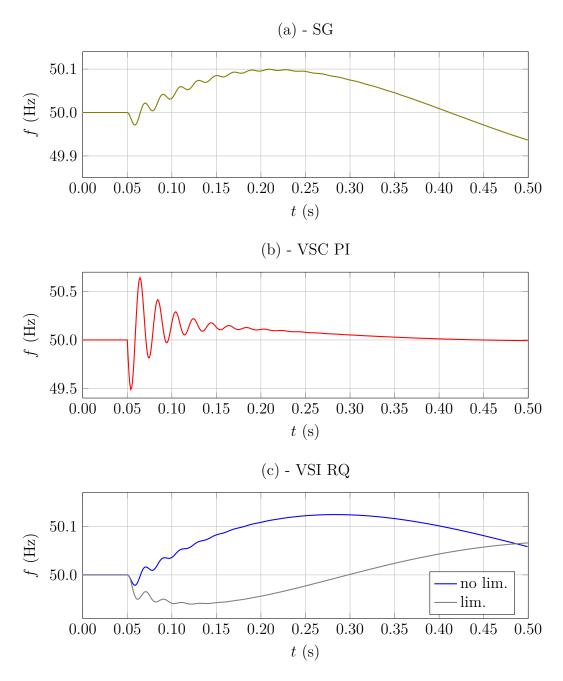


Figura 8.4: Andamento della frequenza durante un buco di tensione

8.3 Guasti

8.3.1 Guasto trifase

Si riportano in questa sezione i risultati del confronto tra le simulazoni di un guasto trifase lungo (durata 1 s) per i tre modelli:

- generatore sincrono fisico
- generatore sincrono virtuale in modalità di funzionamento VSC (si veda la sezione 4.2) e smorzamento PI
- generatore sincrono virtuale in modalità di funzionamento VSI (sez. 4.1) e smorzamento con avvolgimento su asse q

Parametri del guasto Il guasto è stato simulato in posizone intermedia lungo la linea, con $x_{\text{dist}} = y_{\text{dist}} = 0.5$ p.u.; la costante di tempo dell'inerzia è pari ad H = 4 s. I riferimenti di potenza attiva e reattiva sono stati impostati rispettivamente a

$$P^* = 0.60 \text{ p.u.}$$

$$Q^* = 0.75 \text{ p.u.}$$

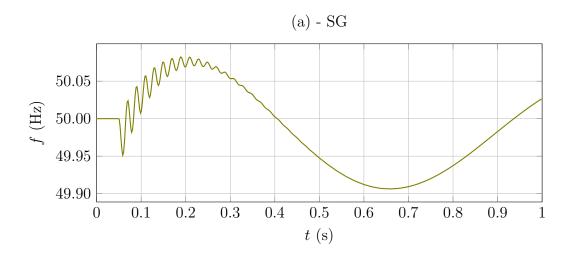
la macchina risulta quindi al 75% di carico, con un fattore di potenza di $\cos \varphi = 0.8$.

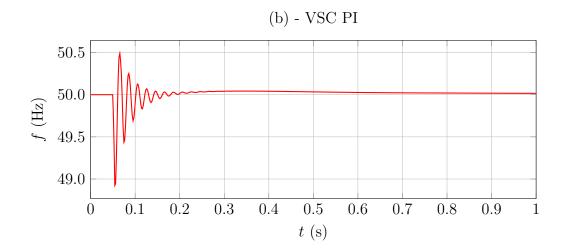
Variazione di frequenza In figura 8.5 è mostrato l'andamento della frequenza nell'istante di guasto e nel periodo imemdiatamente successivo.

Si può notare come la risposta sia ben smorzata in tutti e tre i casi. Tuttavia, si osserva che lo smorzamento PI introduce oscillazioni di ampiezza maggiore, causate dalla brusca amplificazione dell'errore di corrente dovuta al termine proporzionale.

I modelli del sincrono fisico e di quello virtuale con smorzamento in asse q hanno, invece, un'ampiezza di oscillazione della frequenza della stessa entità. Vi sono però due differenze:

- 1. il sincrono fisico reagisce all'abbassamento di tensione sul PCC conseguente al guasto con un'accelerazione, mentre il sincrono virtuale ha una variazione di verso opposto
- 2. il sincrono virtuale con avvolgimento di smorzamento in asse q appare meglio smorzato rispetto a quello fisico, si nota come le oscillazioni si estinguano in un tempo minore





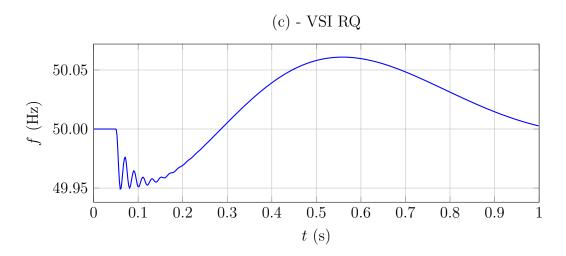


Figura 8.5: Andamento della frequenza con un guasto trifase a metà linea

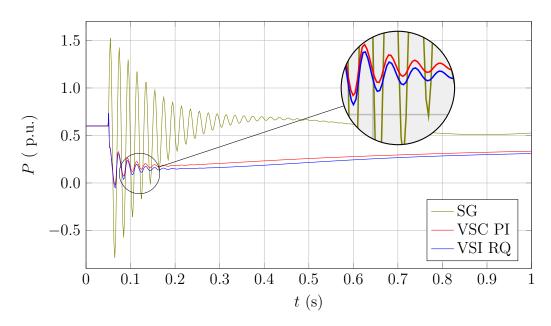


Figura 8.6: Andamento della potenza attiva erogata con un guasto trifase a metà linea

Potenza attiva e reattiva Per lo stesso tipo di guasto, si riportano gli andamenti delle potenze attiva e reattiva erogate, rispettivamente in figura 8.6 e 8.7. Si può notare come il generatore virtuale abbia una rispota migliore rispetto alla macchina sincrona fisica, indipendentemente dal tipo di smorzamento utilizzato: la dinamica oscillatoria è, infatti, meno ampia e meglio smorzata nel caso del VSG.

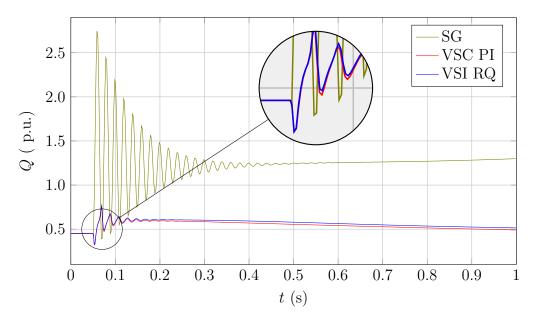


Figura 8.7: Andamento della potenza reattiva erogata con un guasto trifase a metà linea

Limitazione di corrente Nelle prove mostrate in precedenza, nel modello del generatore sincrono virtuale erano presenti i limitatori di corrente, necessari nel funzionamento reale dell'inverter per evitare il danneggiamento dei dispositivi a semiconduttore.

Si vuole ora evidenziare l'effetto benefico della limitazione anche nella stabilità del modello: infatti, in particolar modo nei guasti di lunga durata, limitare la corrente riduce la derivata istantanea della velocità del sincrono virtuale, rendendo più difficile la perdita di passo.

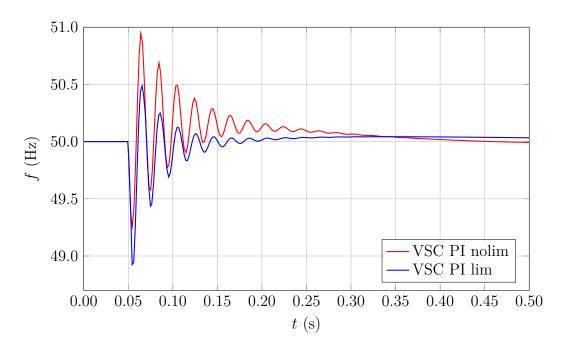


Figura 8.8: Effetti della limitazione di corrente su VSC PI in caso di guasto trifase

In figura 8.8 è mostrato l'andamento nel tempo della frequenza in modalità VSC con smorzamento propozionale/integrativo (in rosso disattivando le limitazioni di corrente, in blu con le limitazioni attive). L'effetto appare ancora più evidente in presenza di smorzamento RQ (figura 8.9), perché l'ampiezza dell'oscillazione è di minore entità rispetto allo smorzamento PI.

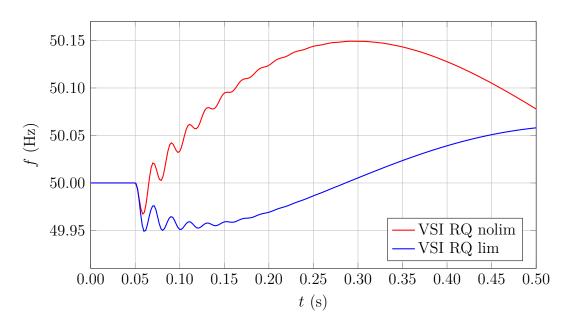


Figura 8.9: Effetti della limitazione di corrente su VSI RQ in caso di guasto trifase

Distanza di guasto La distanza del guasto rispetto ai morsetti del generatore ha un'importante influenza sulla risposta della macchina; al variare della distanza del guasto cambia l'impedenza vista ai morsetti del generatore e, di conseguenza, la tensione residua durante il guasto, la quale a sua volta influisce sulle correnti erogate.

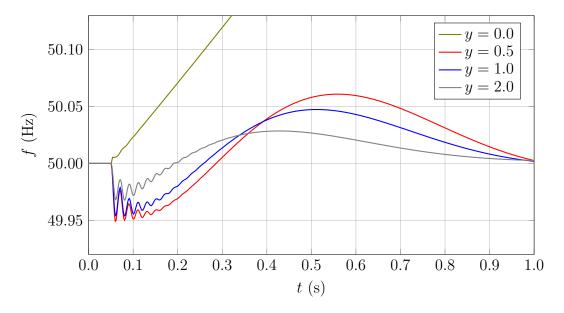


Figura 8.10: Effetti sulla velocità del sincrono virtuale al variare della distanza di guasto

In figura 8.10 sono rappresentati gli andamenti nel tempo della velocitè del generatore sincrono virtuale al variare della distanza del guasto dal punto di connessione tra la faulted branch e la linea a cui è connesso il VSG, dove y=0 corrisponde al guasto immediatamente a valle dei morsetti del trasformatore, mentre y=2 rappresenta un guasto lontano (si interpone un'impedenza di linea pari a 2 p.u.). La dinamica lenta è comune a tutte le prove, varia l'ampiezza dell'oscillazione: con guasti più lontani diminuisce lo scostamento di frequenza.

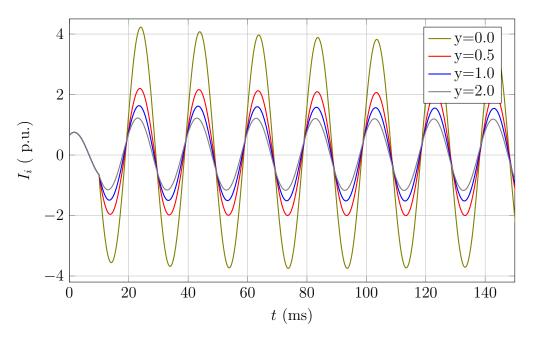
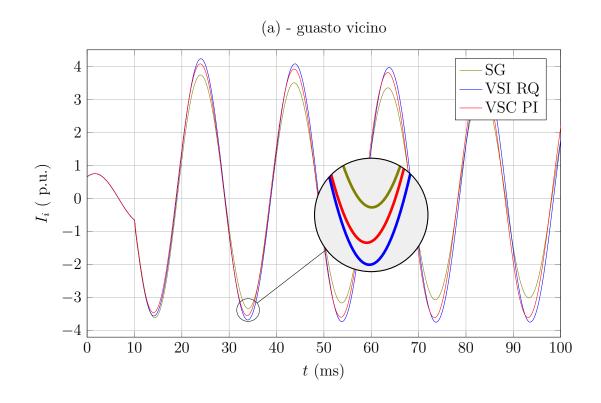


Figura 8.11: Effetti sulla corrente non limitata erogata dal VSI RQ al variare della posizione del guasto (fase a)

Come detto, la distanza del punto di guasto influenza anche l'entità delle correnti erogate. In figura 8.11 è stata confrontata la corrente in uscita dal sincrono virtuale al variare della distanza di guasto, avendo disattivato le limitazioni di corrente per poter osservare i picchi delle forme d'onda non limitate; nel grafico, per maggiore chiarezza rappresentativa, è mostrata una sola fase: è stata scelta la fase a, perché, per l'istante di guasto scelto, era quella che presentava la minor componente unidirezionale, consentendo di valutarne l'ampiezza fin dai primi cicli.

Viene inoltre riportato, in figura 8.12, il confronto tra le correnti erogate dai tre modelli di sincrono (generatore fisico, VSG smorzamento asse q, VSG smorzamento PI) per un guasto vicino (y = 0, fig. a) e per un guasto lontano (y = 2, fig. b).



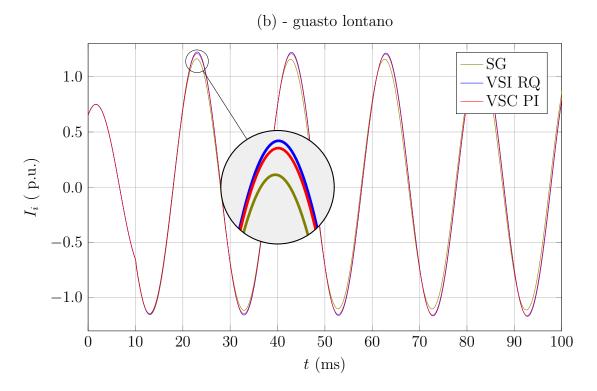
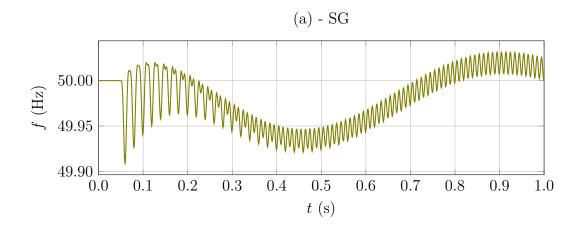
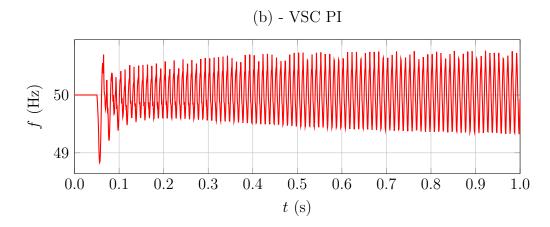


Figura 8.12: Confronto degli effetti sulla corrente non limitata al variare della posizione del guasto (fase a)

8.3.2 Guasto bifase

Le simulazioni sono state ripetute per un guasto bifase isolato.





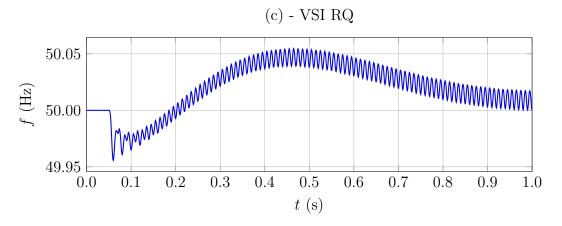


Figura 8.13: Andamento della frequenza con un guasto bifase a metà linea

Come si può osservare in figura 8.13, è presente un'oscillazione a frequenza più elevata, che non si osservava in caso di guasto trifase. Essa è causata dalla componente di sequenza inversa, presente nei guasti bifase come descritto nella sezione 1.2.2.

Rimangono valide le considerazioni effettuate nel caso di guasto trifase in merito al corretto smorzamento dell'oscillazione meccanica a bassa frequenza. Anche con guasto bifase lo smorzamento PI è quello che presenta le oscillazioni di magnitudine maggiore, a causa della risposta immediata all'errore sul riferimento dovuta al termine proporzionale.

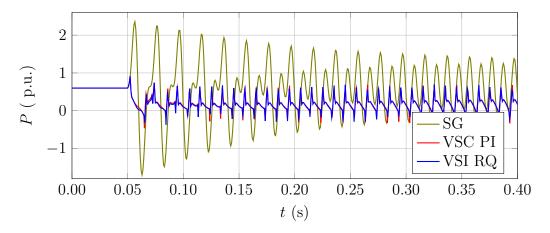


Figura 8.14: Andamento della potenza attiva erogata con un guasto bifase a metà linea

In figure 8.14 e 8.15 si riportano i grafici dei confronti degli andamenti nel tempo delle potenza attiva e reattiva erogate dai vari tipi di generatore.

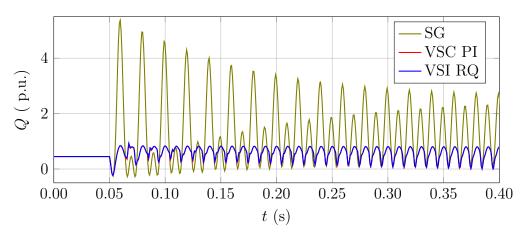


Figura 8.15: Andamento della potenza reattiva erogata con un guasto bifase a metà linea

8.4 Disturbi armonici

Si riportano in questa sezione i risultati delle simulazioni effettuate in presenza di disturbi armonici. Tutte le prove sono state svolte con generatore scarico ($P^* = 0$, $Q^* = 0$), in modo che non fossero presenti ai morsetti del sincrono correnti alla frequenza fondamentale; infatti, poiché i disturbi applicati hanno ampiezza modesta (0,05 p.u.), le correnti erogate per soddisfare i riferimenti di potenza ne avrebbero nascosto lo presenza, essendo quantitativamente molto maggiori.

8.4.1 Perturbazione di V^a armonica

Tensione di rete In figura 8.16 è mostrato l'andamento della terna di tensioni di rete E_g in assi (a, b, c) in presenza di V^a armonica. I parametri del disturbo sono riportati nella tabella sottostante:

Ordine armonico	h = -5
Ampiezza	$A_5 = 0.05 \text{ p.u.}$
Fase	$\varphi_5 = 0$

Tabella 8.1: Disturbo di V^a armonica - Parametri

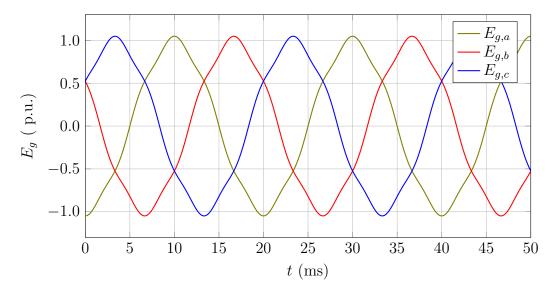


Figura 8.16: Disturbo di V armonica - Tensione stellata di rete

Come si può notare, l'effetto della V^a armonica è di esaltazione dei picchi e di arrotondamento nei pressi degli zeri.

Lo spettro armonico della forma d'onda della tensione di rete è riportato in figura 8.17. Si verifica che è effettivamente presente un 5% di V^a armonica, oltre alla fondamentale a $50\,\mathrm{Hz}$.

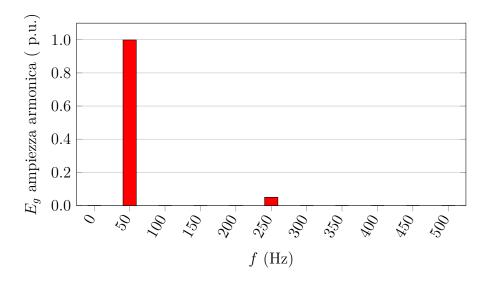
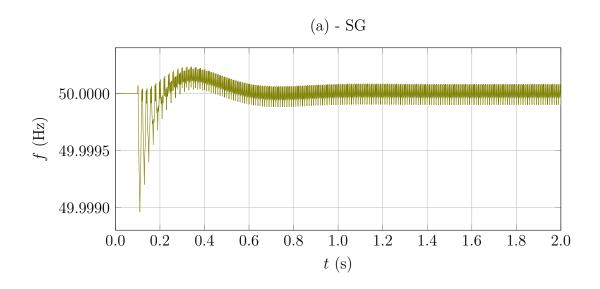
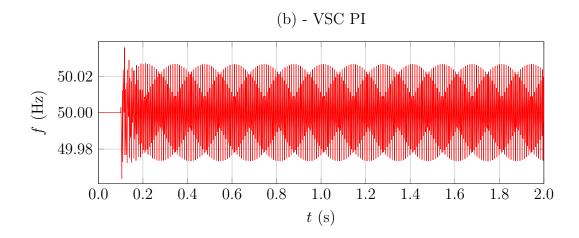


Figura 8.17: Disturbo di V armonica - FFT tensione stellata di rete

Risposta dinamica La risposta dinamica dei trei modelli simulati (sincrono virtuale con smorzamento proporzionale-integrativo, sincrono virtuale con smorzamento in asse q e generatore fisico) è riportata in figura 8.18.

I risultati delle simulazioni eseguite con il generatore sincrono virtuale con smorzamento in asse q e con il generatore fisico sono del tutto coincidenti; l'oscillazione a bassa frequenza è correttamente smorzata e l'ampiezza del disturbo alla frequenza della perturbazione applicata è molto contenuta. Il generatore sincrono virtuale con smorzamento PI presenta invece un'oscillazione che, sebbene modesta, è di ampiezza più marcata; la causa, anche in questo caso, è da ricercarsi nel contributo del termine proporzionale.





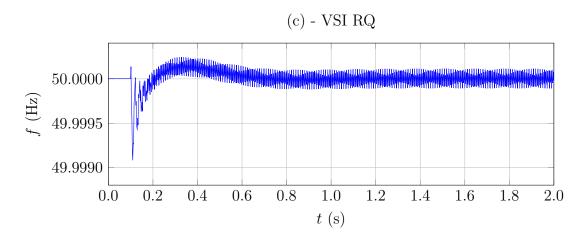


Figura 8.18: Risposta al disturbo di V armonica

Correnti erogate In figura 8.19 si confrontano le correnti erogate dal VSG rispetto a quelle del generatore fisico.

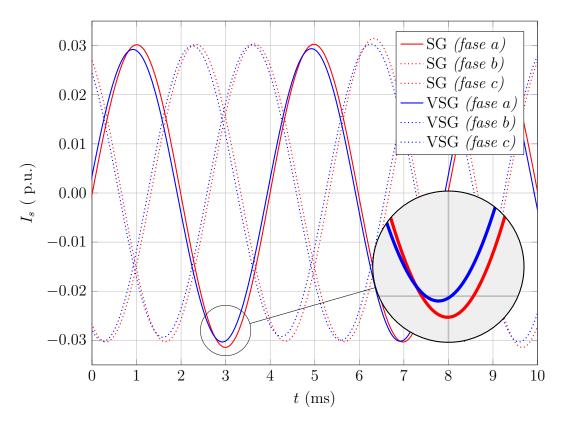


Figura 8.19: Disturbo di V armonica - Correnti erogate

Il periodo delle oscillazioni è pari a T=4 ms, corrispondenti ad una frequenza

$$f = \frac{1}{T} = \frac{1}{0.004} = 250$$
Hz (8.3)

in accordo con l'ordine armonico del disturbo applicato.

Lo spettro armonico delle correnti è mostrato in figura 8.20. Si può notare la presenza di un termine a 50 Hz, di ampiezza molto ridotta, casuato dall'assorbimento reattivo dei condensatori di filtro.

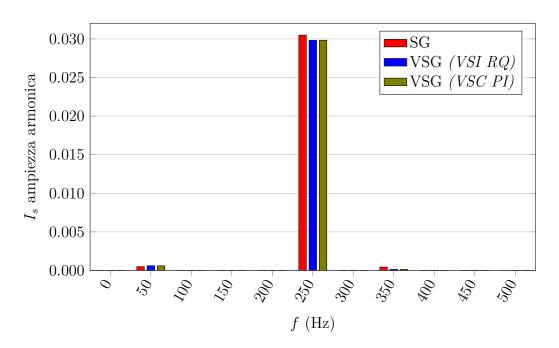


Figura 8.20: Disturbo di V armonica - FFT correnti erogate

8.4.2 Perturbazione di VII armonica

Tensione di rete In figura 8.21 è mostrato l'andamento della terna di tensioni di rete E_g in assi (a, b, c) in presenza di VII^a armonica. I parametri del disturbo sono riportati nella tabella sottostante:

Ordine armonico	h = 7
Ampiezza	$A_7 = 0.05 \text{ p.u.}$
Fase	$\phi_7=\pi$

Tabella 8.2: Disturbo di VII^a armonica - Parametri

Come si può notare in figura 8.21, l'effetto della VII^a armonica è di affossamento dei picchi e di rafforzamento nei pressi degli zeri.

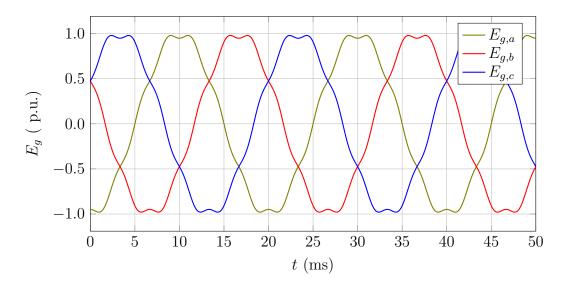


Figura 8.21: Disturbo di VII armonica - Tensione stellata di rete

Lo spettro armonico della forma d'onda della tensione di rete è riportato in figura 8.22. Si verifica che è effettivamente presente un 5% di VIIª armonica, oltre alla fondamentale a $50\,\mathrm{Hz}$.

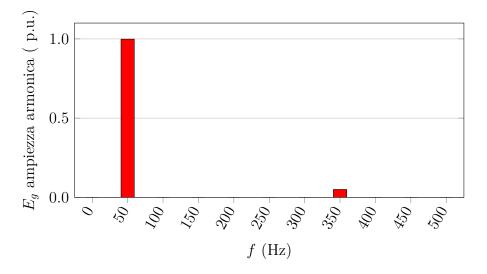


Figura 8.22: Disturbo di VII armonica - FFT tensione stellata di rete

Correnti erogate In figura 8.23 si confrontano le correnti erogate dal VSG rispetto a quelle del generatore fisico. L'ampiezza dell'oscillazione, in ciascuno dei tre modelli simulati, è inferiore rispetto a quella ottenuta per la perturbazione di V^a armonica (cfr. fig. 8.19).

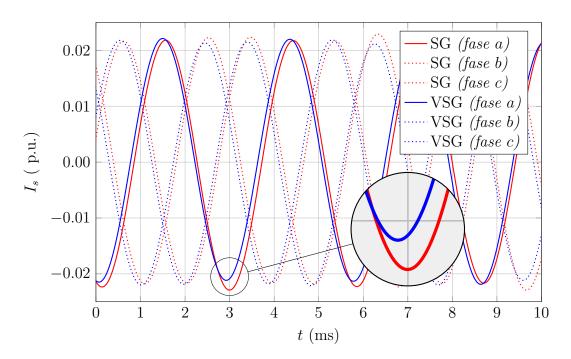


Figura 8.23: Disturbo di VII armonica - Correnti erogate

Lo spettro armonico delle correnti è mostrato in figura 8.24. Anche in questo caso, come per il disturbo di V^a armonica, si può notare la presenza di un termine a 50 Hz, di ampiezza molto ridotta, casuato dall'assorbimento reattivo dei condensatori di filtro.

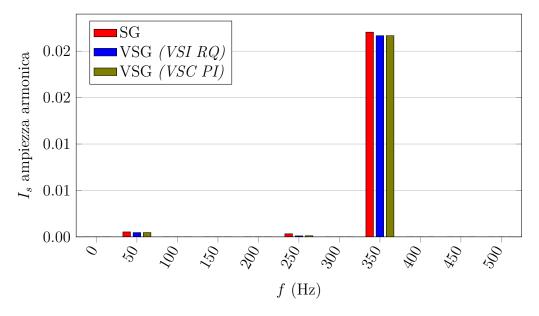


Figura 8.24: Disturbo di VII armonica - FFT correnti erogate

Capitolo 9

Risultati sperimentali

Per verificare che il comportamento previsto dalla teoria e dai risultati delle simulazioni corrispondesse a quello di un inverter fisico controllato come un VSG, sono state eseguite alcune prove sperimentali.

9.0.1 Setup sperimentale

Per realizzare fisicamente il sincrono virtuale illustrato in questo elaborato sono necessari:

1. un emulatore di rete, capace di riprodurre una terna sinusoidale con ampiezze e fasi arbitrarie, pura o con presenza di armoniche; a questo scopo è stato utilizzato un *Grid Simulator* prodotto dalla Regatron (fig. 9.1)



Figura 9.1: Grid Simulator

- 2. un inverter, da comandare in modo tale da realizzare il VSG (fig. 9.2)
- 3. una sorgente DC, che modellizza la presenza dell'accumulo
- 4. un filtro capacitivo, da interporre tra l'inverter e l'emulatore di rete (fig. 9.3)



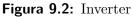




Figura 9.3: Filtro

- 5. un modulo dSpace, che misuri e fornisca al controllo (fig. 9.5) le grandezze di cui ha bisogno per chiudere gli anelli (tensione sul bus DC e correnti erogate dall'inverter)
- 6. un sistema di misura, costituito da una serie di sonde di tensione e di corrente, collegate ad un oscilloscopio, per consentire all'utente la visualizzazione delle grandezze di interesse (fig. 9.4)



Figura 9.4: Oscilloscopio

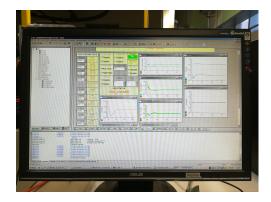


Figura 9.5: Controllo

9.1 Risposta inerziale

La risposta inerziale è stata stimolata applicando una perturbazione di frequenza di $-1.5\,\mathrm{Hz}.$

Come si può osservare in figura 9.6 l'andamento nel tempo della frequenza del VSG ottenuto sperimentalmente è in perfetto accordo con quello ricavato dal modello simulato in PLECS.

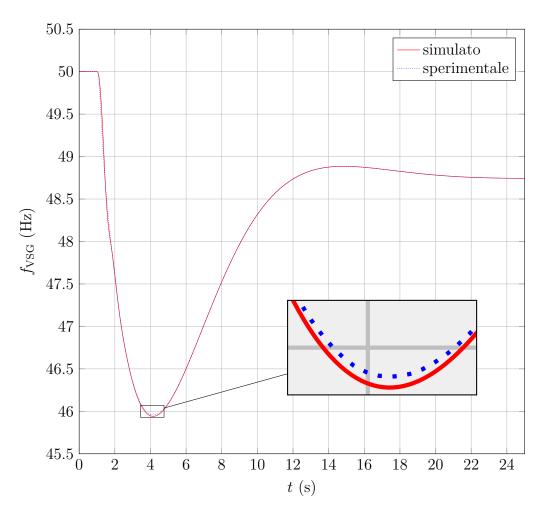


Figura 9.6: Risposta inerziale al disturbo di frequenza

Nelle figure 9.7 e 9.8 vengono invece mostrati, rispettivamente, gli andamenti di potenza attiva P_v e reattiva Q_v erogate dal sincrono virtuale.

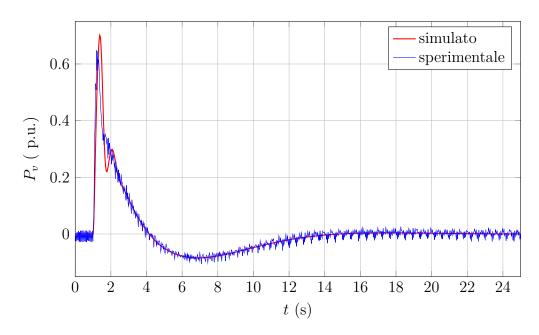


Figura 9.7: Risposta inerziale al disturbo di frequenza - Potenza attiva iniettata

Anche in questo caso gli andamenti reali rispettano le previsioni teorico-simulative, a meno di un'oscillazione ad alta frequenza causata dagli errori di acquisizione delle grandezze misurate (tensioni e correnti, dalle quali viene calcolata l'informazione di potenza).

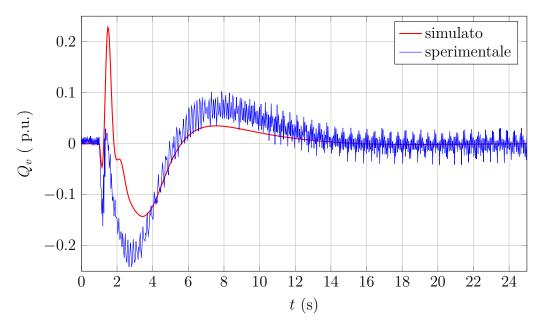
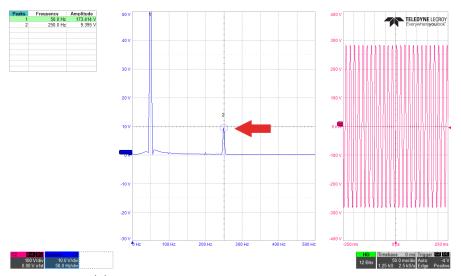


Figura 9.8: Risposta inerziale al disturbo di frequenza - Potenza reattiva iniettata

9.2 Disturbi armonici

Confrontando tra loro le sottofigure 9.9a e 9.9b si può osservare l'effetto filtrante introdotto dal sincrono virtuale; si nota infatti che l'ampiezza della V^a armonica, che con i riferimenti di corrente disabilitati era 9,395 V, all'attivazione dei riferimenti passa a 4,092 V.



(a) DFT con riferimenti di corrente disattivati

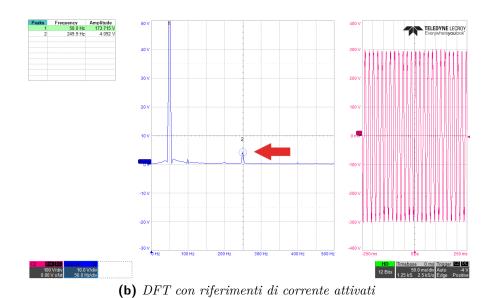
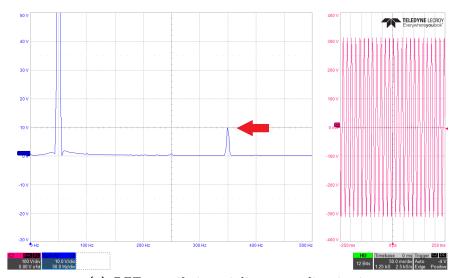


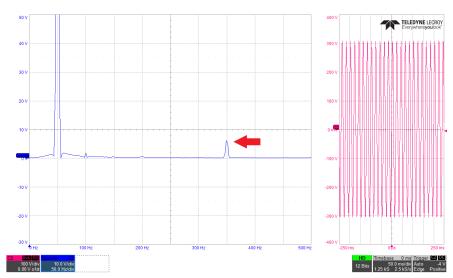
Figura 9.9: Perturbazione $\mathbf{V}^{\mathbf{a}}$ armonica: variazione spettro all'attivazione dei riferimenti del VSG

Una prova analoga è stata ripetuta con la VII^a armonica.

Nelle sottofigure 9.10a e 9.10b si può osservare come anche in questo caso sia presente un effetto filtrante prodotto dal sincrono virtuale. Nella sottofigura (a), con riferimenti di corrente disabilitati, l'ampiezza della VII^a armonica è maggiore rispetto alla sottofigura (b).



(a) DFT con riferimenti di corrente disattivati



(b) DFT con riferimenti di corrente attivati

Figura 9.10: Perturbazione VII^a armonica: variazione spettro all'attivazione dei riferimenti del VSG

Successivamente, è stato verificato che è possibile controllare il livello del filtraggio agendo sull'induttanza del sincrono virtuale L_v ; si riportano tre figure che evidenziano questo effetto, ottenute con valori di L_v rispettivamente di 0,05 p.u., 0,10 p.u., 0,20 p.u.:

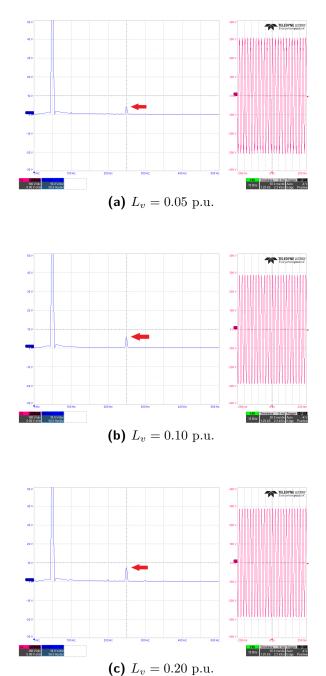


Figura 9.11: Perturbazione V^a armonica: effetti della variazione dell'induttanza del VSG

Capitolo 10

Conclusioni

In questo lavoro di tesi è stato analizzato un generatore sincrono virtuale per l'erogazione di servizi dinamici, quali:

- inerzia virtuale
- supporto reattivo transitorio
- compensazione armonica

I miei contributi personali di tesi hanno riguardato:

- ricerca bibliografica sui generatori sincroni virtuali e riferimenti normativi
- studio analitico del modello di sincrono virtuale
- implementazione di modelli PLECS
 - modello del sincrono virtuale
 - modellodella rete
 - modello del sincrono fisico
- simulazione PLECS dei servizi dinamici
- validazione sperimentale delle simulazioni effettuate

Appendici

Appendice A

Dati statistici produzione di energia elettrica

Si riportano di seguito i dati statistici relativi alla potenza efficiente netta, tratti dai report annuali sulla produzione di energia elettrica in Italia[17], limitatamente agli anni 2000/2018. Con la dicitura potenza efficiente netta si intende la somma delle massima potenza elettrica prodotta dagli impianti situati sul territorio nazionale al netto della potenza assorbita per il funzionamento degli ausiliari degli impianti stessi e delle perdite dei trasformatori.

	Potenza Efficiente Netta								
Anno	Idroele	ttrico	Termoel	ettrico	Geoter	rmico	Eolico-	$+\mathbf{FV}$	Totale
	(MW)	(%)	(MW)	(%)	(MW)	(%)	(MW)	(%)	(MW)
2018	22 498,6	19,53	61 617,3	53,48	767,2	0,67	30 337,8	26,33	115 220,9
2017	22426,0	19,63	$61628,\!6$	53,95	767,2	0,67	29 418,9	25,75	114240,7
2016	22 298,2	19,53	62428,9	54,68	767,2	0,67	28 667,1	25,11	114 161,4
2015	22 220,0	19,00	$65938,\!1$	56,38	768,0	0,66	28 029,1	23,97	116955,2
2014	22097,7	18,15	71604,0	58,81	768,0	0,63	27 292,2	22,41	121 761,9
2013	22 009,3	17,64	$75049,\!6$	60,16	729,0	0,58	26 962,0	21,61	124749,9
2012	21 880,0	17,61	77 103,7	62,06	728,1	0,59	24 521,8	19,74	124233,6

continua alla pagina successiva . . .

... continua dalla pagina precedente

Anno	Idroele	ttrico	Termoel	ettrico	Geoter	rmico	Eolico-	$+\mathbf{FV}$	Totale
	(MW)	(%)	(MW)	(%)	(MW)	(%)	(MW)	(%)	(MW)
2011	21 736,6	18,35	76 287,1	64,41	728,1	0,61	19691,1	16,62	118 422,9
2010	21 520,6	20,21	74976,2	70,41	728,1	0,68	9264,3	8,70	106489,2
2009	21 370,7	21,07	73359,8	72,31	695,1	0,69	6021,5	5,94	101 447,1
2008	21275,5	21,57	72722,9	73,74	670,7	0,68	3956,3	4,01	$98625,\!4$
2007	21 117,2	22,56	$69021,\!9$	73,74	670,7	0,72	2788,6	2,98	$93598,\!4$
2006	21072,3	23,56	$65796,\!5$	73,56	670,7	0,75	1909,2	2,13	89 448,7
2005	20 992,8	$24,\!56$	$62164{,}7$	72,73	670,7	0,78	1642,1	1,92	$85470,\!4$
2004	20744,1	25,45	$58990,\!4$	$72,\!37$	642,0	0,79	1135,0	1,39	81 511,5
2003	20660,3	26,40	$56046,\!7$	71,63	665,5	0,85	877,0	1,12	78249,5
2002	20 514,0	26,81	54613,7	$71,\!37$	665,5	0,87	728,5	0,95	76521,7
2001	20 433,3	26,81	$54570,\!1$	71,60	540,3	0,71	666,6	0,87	76210,3
2000	20 346,1	26,95	54 197,9	71,78	590,2	0,78	369,5	0,49	75503,7

Tabella A.1: Dati statistici potenza efficiente netta

Nella tabella successiva vengono invece riportati i dati statistici relativi all'energia prodotta netta, tratti dalla stessa fonte. Con la dicitura energia prodotta netta si intende la somma dell'energia prodotta durante l'anno solare dagli impianti situati sul territorio nazionale, depurata degli assorbimenti degli ausiliari degli impianti stessi e delle perdite dei trasformatori.

	Energia Prodotta Netta								
Anno	Idroele	ttrico	Termoele	ettrico	Geoter	mico	Eolico-	$+\mathbf{FV}$	Totale
Aiiiio	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)	(GWh)
2018	49 929,0	17,84	184 336,1	65,87	5757,3	2,06	39 822,2	14,23	279 844,6
2017	37 556,7	13,17	200 305,3	70,22	5821,5	2,04	41 582,1	14,58	285 265,6

continua alla pagina successiva . . .

 $\dots continua\ dalla\ pagina\ precedente$

A 2020 0	${\bf Idroel ettrico}$		Termoelettrico		Geotermico		Eolico+FV		Totale
Anno	(GWh)	(%)	(GW h)	(%)	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)	(GW h)
2016	43 784,6	15,65	190 771,1	68,20	5867,1	2,10	39 279,8	14,04	279 702,6
2015	$46450,\!4$	17,05	182 860,6	67,12	5823,9	2,14	37 293,3	13,69	272428,2
2014	59574,9	22,13	167080,2	62,08	5566,6	2,07	$36926,\!1$	13,72	269 147,8
2013	$54068,\!4$	19,39	184 403,9	65,78	5320,1	1,91	$36040,\!3$	12,93	278832,7
2012	$43256,\!4$	15,03	207327,3	72,04	5251,7	1,82	31 970,0	11,11	$287805,\!4$
2011	47202,1	16,20	218 486,1	74,97	5315,2	1,82	$20442,\!4$	7,01	291 445,8
2010	$53795,\!2$	18,50	220984,0	76,01	5046,5	1,74	$10922,\!1$	3,76	290 747,8
2009	52843,3	18,80	216 086,9	76,87	5015,8	1,78	7161,3	$2,\!55$	281 107,3
2008	$46676,\!6$	15,20	$250149,\!1$	81,46	5197,6	1,69	5045,3	1,64	307 068,6
2007	$37962,\!3$	12,60	$254022{,}7$	84,31	5242,8	1,74	4071,3	1,35	301299,1
2006	42882,7	14,24	250 169,6	83,05	5207,7	1,73	2966,0	0,98	301226,0
2005	42356,9	14,58	$240887,\!1$	82,89	5021,8	1,73	2342,0	0,81	290 607,8
2004	49283,7	16,99	233 763,8	80,60	5127,2	1,77	1847,9	0,64	$290022,\!6$
2003	43649,7	15,58	$230035,\!8$	82,10	5036,0	1,80	1461,7	0,52	280 183,2
2002	$46619,\!5$	17,22	218 370,9	80,64	4385,1	1,62	1407,2	0,52	270 782,7
2001	$53252,\!3$	20,02	207 274,6	77,93	4256,3	1,60	1182,1	0,44	$265965,\!3$
2000	50229,2	19,08	208079,3	79,03	4415,5	1,68	568,7	0,22	263292,7

Tabella A.2: Dati statistici energia prodotta netta

Appendice B

Notazione in valori unitari

La simulazione e lo studio della macchina sincrona virtuale sono stati effettuati utilizzando un riferimento in *per unit* (d'ora in avanti, per brevità, pu). Questa scelta è giustificata dal fatto che in tal modo è più immediato riconoscere l'effettiva ampiezza delle grandezze riferita al fondoscala.

Si introduce un opportuno set di $\mathit{grandezze}\ \mathit{base},$ indicate in questo lavoro con il pedice b

$$V_B$$
 tensione base, misurata in V (B.1a)
riferita al valore *di picco* della tensione di fase

$$I_B$$
 corrente base, misurata in A (B.1b)
riferita al valore $di\ picco$ della corrente di linea

$$f_B$$
 frequenza base, misurata in Hz (B.1c)

rispetto alle quali è possibile definire un sistema coerente di valori base delle

grandezze derivate

$$S_B = \frac{3}{2}V_BI_B$$
 potenza base, misurata in V A (B.2a) formulazione valida per un sistema trifase

$$Z_B = \frac{V_B}{I_B}$$
 impedenza base, misurata in Ω (B.2b)

$$\omega_B = 2\pi f_B$$
 velocità angolare base, misurata in $\frac{\text{rad}}{\text{s}}$ (B.2c)

$$\lambda_B = \frac{V_B}{\omega_B}$$
 flusso base, misurata in V s (B.2d)

$$L_B = \frac{Z_B}{\omega_B}$$
 induttanza base, misurata in H (B.2e)

$$C_B = \frac{1}{Z_B \omega_B}$$
 capacità base, misurata in F (B.2f)

$$T_B = \lambda_B i_B = \frac{V_B I_B}{\omega_B}$$
 coppia base, misurata in N m (B.2g)

Il valore in pu di una grandezza è ricavato a partire dalle unità assolute, rapportandole al rispettivo valore base

$$v_{pu} = \frac{v}{V_B} \qquad i_{pu} = \frac{i}{I_B} \qquad f_{pu} = \frac{f}{f_B}$$

$$S_{pu} = \frac{S}{S_B} \qquad R_{pu} = \frac{R}{Z_B} \qquad L_{pu} = \frac{L}{L_B} \qquad (B.3)$$

$$C_{pu} = \frac{C}{C_B} \qquad T_{pu} = \frac{T}{T_B}$$

In particolare, si presti attenzione al fatto che nelle definizioni di capacità base e induttanza base è presente a denominatore la ω_b ; questo è dovuto all presenza dell'operatore di derivata, come mostrato nell'equazione seguente

$$i = C \frac{dv}{dt} \implies i_{pu} I_B = (C_{pu} C_B) \cdot \frac{d(v_{pu} V_B)}{dt}$$

$$i_{pu} = C_{pu} C_B \frac{V_B}{I_B} \frac{dv_{pu}}{dt}$$

$$i_{pu} = \frac{C_{pu}}{\omega_B} \frac{dv_{pu}}{dt}$$
(B.4)

analogamente, per l'induttanza

$$v = L\frac{di}{dt} \implies v_{pu}V_B = (L_{pu}L_B) \cdot \frac{d(i_{pu}I_B)}{dt}$$

$$v_{pu} = L_{pu}L_B\frac{I_B}{V_B}\frac{di_{pu}}{dt}$$

$$v_{pu} = \frac{L_{pu}}{\omega_B}\frac{di_{pu}}{dt}$$
(B.5)

Un'importante conseguenza delle equazioni (B.4) e (B.5) è che, esprimendo le grandezze in pu, induttanza e reattanza induttiva assumono lo stesso valore in modulo e analogamente accade con capacità e reattanza capacitiva; infatti, considerando una reattanza definita alla pulsazione ω_B e noto che $X_B \equiv Z_B$, si verifica che

$$X_{L} = \omega_{B}L$$

$$X_{L,pu}X_{B} = \omega_{B}(L_{pu}L_{B})$$

$$X_{L,pu}Z_{B} = \omega_{B}L_{pu}\frac{Z_{B}}{\omega_{B}}$$

$$X_{L,pu} = L_{pu}$$
(B.6)

e, in modo analogo, per una reattanza capacitiva

$$|X_{C}| = \frac{1}{\omega_{B}C}$$

$$X_{C,pu}X_{B} = \frac{1}{\omega_{B}} \frac{1}{C_{pu}C_{B}}$$

$$X_{C,pu}Z_{B} = \frac{1}{\omega_{B}} Z_{B} \omega_{B} \frac{1}{C_{B}}$$

$$X_{C,pu} = \frac{1}{C_{B}}$$
(B.7)

Il termine ω_b compare anche nella definizione delle costanti di tempo, perchè esso non è scalato rispetto ad alcun valore base:

$$\tau = \frac{L}{R} = \frac{X}{\omega_b R} = \frac{X_{pu}}{\omega_b R_{pu}} = \frac{L_{pu}}{\omega_b R_{pu}}$$
(B.8)

Se non diversamente indicato, tutte le equazioni indicate in questo lavoro di tesi sono da intendersi espresse in pu, viene omesso per brevità e semplicità di lettura il relativo pedice.

Appendice C

Lista dei simboli utilizzati

Si riporta di seguito un elenco dei simboli utilizzati in questo lavoro di tesi, corredati da una breve descrizione esplicativa.

C.0.1 Parametri meccanici

Simbolo	Unità di misura	Descrizione
H	S	Costante di inerzia
ω_v	$\frac{\mathrm{rad}}{\mathrm{s}}$	Velocità angolare rotore virtuale
$oldsymbol{ heta}_v$	rad	Posizione angolare rotore virtuale rispetto all'asse \boldsymbol{a}
ω_n	rad s	Velocità angolare nominale, pari a circa 314,15 $\frac{\rm rad}{\rm s},$ corrispondente alle frequenza di 50 Hz

C.0.2 Parametri eccitazione

Simbolo	Unità di misura	Descrizione
R_e	Ω	Resistenza di eccitazione macchina sincrona fisica
L_e	Н	Induttanza di eccitazione macchina sincrona fisica
λ_e	Wb	Flusso di eccitazione
k_A		Guadagno statico eccitatrice
T_p	S	Costante di tempo del polo del lead-lag

 $continua\ alla\ pagina\ successiva\ \dots$

$\dots continua\ dalla\ pagina\ precedente$

Simbolo	Unità di misura	Descrizione
T_z	S	Costante di tempo dello zero polo del lead-lag

C.0.3 Parametri filtro LCL e rete

Simbolo	Unità di misura	Descrizione
L_{fi}	Н	Induttanza del filtro lato inverter
R_{fi}	Ω	Resistenza del filtro lato inverter
C_f	${ m F}$	Capacità di filtro
$R_{ m f,damp}$	Ω	Resistenza di smorzamento filtro
L_{fg}	Н	Induttanza del filtro lato rete
R_{fg}	Ω	Resistenza del filtro lato rete
L_t	Н	Induttanza del trasformatore interposto tra il generatore sincrono e la rete
L_g	Н	Induttanza della rete esterna
$\omega_{ m LCL}$	$\frac{\mathrm{rad}}{\mathrm{s}}$	Pulsazione di risonanza del filtro LCL
$f_{ m LCL}$	$_{ m Hz}$	Frequenza di risonanza del filtro LCL
$L_{ m ext}$	Н	Induttanza complessiva esterna al generatoer $L_g + L_t + L_{fg}$

C.0.4 Parametri elettromagnetici

Simbolo	Unità di misura	Descrizione
λ_d	Wb	Flusso magnetico in asse d
λ_q	Wb	Flusso magnetico in asse q
v_d	V	Tensione ai morsetti di statore in asse d
v_q	V	Tensione ai morsetti di statore in asse q
R_v	Ω	Resistenza sincrona virtuale di statore

 $continua\ alla\ pagina\ successiva\ \dots$

$\dots continua\ dalla\ pagina\ precedente$

Simbolo	Unità di misura	Descrizione
l_s	Н	Induttanza di dispersione di statore
M_d	Н	Induttanza magnetizzante in asse d
M_q	Н	Induttanza magnetizzante in asse \boldsymbol{q}
L_d	Н	Induttanza sincrona in asse d
L_q	Н	Induttanza sincrona in asse q
T_{1d0}	S	Costante di tempo transitoria a vuoto in asse \boldsymbol{d}
T_g'	S	Costante di tempo transitoria in asse d corretta per includere l'effetto della rete esterna
T_{2d}	S	Costante di tempo subtransitoria in asse \boldsymbol{d}
T_{2q}	S	Costante di tempo subtransitoria in asse q
L_{1d}	Н	Induttanza transitoria in asse d
L_{2d}	Н	Induttanza subtransitoria in asse d
L_{2q}	Н	Induttanza subtransitoria in asse q
P^*	W	Riferimento di potenza attiva
Q^*	VA	Riferimento di potenza reattiva
P_v	W	Potenza attiva prodotta dal sincrono virtuale
Q_v	VA	Potenza reattiva prodotta dal sincrono virtuale
P_{i}	W	Potenza attiva erogata dall'inverter
Q_i	VA	Potenza reattiva erogata dall'inverter
δ	rad	Angolo di carico (angolo compreso tra l'asse q e la tensione V_g
I_{vd}	A	Componente in asse d della corrente in uscita dai morsetti del sincrono
I_{vq}	A	Componente in asse q della corrente in uscita dai morsetti del sincrono
I_{gd}	A	Componente in asse d della corrente di rete
I_{gq}	A	Componente in asse q della corrente di rete

Appendice D

Inizializzazioni

Il software di simulazione PLECS, utilizzato in questo lavoro di tesi, impiega come ambiente di calcolo il software per l'analisi numerica GNU Octave. È quindi possibile caricare all'inzio della simulazione uno o più script in linguaggio MATLAB, al fine di consentire il passaggio di parametri al modello (funzione utile soprattutto in caso siano presenti più modelli che devono condividere un certo numero di parametri) e la sua inizializzazione. Una corretta inizializzazione delle variabili di stato è fondamentale per ottenere un modello accurato, privo di fenomeni dinamici all'inizio della simulazione, di modo che sia possibile evidenziare chiaramente la risposta degli elementi simulati alle perturbazioni applicate.

In questa appendice viene riportato e commentato nei suoi aspetti fondamentali il codice utilizzato per inizializzare il modello PLECS del generatore sincrono virtuale.

```
% Power references

9 Pv_ref = flag_bvp*Pi_0;

10 Qv_ref = flag_bvq*Qi_0;

11 Pi_ref = flag_bip*Pi_0;

12 Qi_ref = flag_biq*Qi_0;
```

I riferimenti di potenza attiva e reattiva, provenienti dallo script ControlParams.m, vengono trasferiti al sincrono virtuale e/o direttamentre all'inverter, a seconda dalla modalità operativa (si veda a questo proposito il capitolo 4). In particolare, la nomenclatura segue il criterio

 $flag_bxy$

dove

- b indica che il flag è di tipo binario
- x vale v per il sincrono virtuale, i per i riferimenti diretti all'inverter
- y si riferisce al canale da controllare, p per la potenza attiva, q per la potenza reattiva

```
%% Rotor starting position referred to Vo
Pv_0 = Pv_ref;
Qv_0 = Qv_ref;
% deltaV0=angle(V0+(Rv+1j*wv_0*(Lv+Lrq))*(Pv_0-1j*Qv_0)/V0);
% angle between q axis and V0 = Vg0 (load angle)
V0_real = Vo+(Rv*Pv_0+wv_0*(Lv+Lrq)*Qv_0)/Vo;
V0_imag = (-Rv*Qv_0+wv_0*(Lv+Lrq)*Pv_0)/Vo;
alfa_0 = atan2(V0_imag, V0_real);
```

Sebbene Octave consenta la rappresentazione di variabili e gestisca il calcolo di variabili espresse con notazione complessa, la versione integrata in PLECS non dispone di tale funzionalità, pertanto si è reso necessario scomporre le relazioni (riportate nel codice sotto forma di commmento) nelle parti reale e immaginaria, indicati negli script mediante l'aggiunta dei suffissi d e q. I risultati così ottenuti sono poi combinati in un'unica variabile vettoriale a due componenti, la prima riferita alla componente in asse d, la seconda in asse q, che viene trasferita al modello PLECS.

```
%% VSG starting conditions referred to (d,q) axes
%% Vg_0 = Vo*exp(1j*(pi/2-deltaV_0));
Vg_0_d = Vo*cos(pi/2-alfa_0);
Vg_0_q = Vo*sin(pi/2-alfa_0);
Vg_0 = [Vg_0_d; Vg_0_q];
%% Iv_0 = (Pv_0-1j*Qv_0)/conj(Vg_0);
Iv_0_d = (Pv_0*Vg_0_d-Qv_0*-Vg_0_q)/(Vg_0_d^2+Vg_0_q^2);
Iv_0_q = (-Qv_0*Vg_0_d-Pv_0*-Vg_0_q)/(Vg_0_d^2+Vg_0_q^2);
Iv_0 = [Iv_0_d; Iv_0_q];
```

La tensione di riferimento viene misurata sul filtro, sul ramo contenente la serie di C_f e $R_{f,damp}$. A partire da questa tensione e dai riferimenti di potenza attiva e

reattiva P_v e Q_v si può ricavare la corrente iniziale del VSG in assi dq

$$I_v^0 = \frac{P_v^0 - jQ_v^0}{\bar{V_g^0}} \tag{D.1}$$

dove la sopralineatura indica il complesso coniugato.

```
%% VSG initial fluxes
% Fd_0 = imag(Vg_0+Rv*Iv_0)/wv_0;
% Fq_0 = -real(Vg_0+Rv*Iv_0)/wv_0;
Flux_0_d = (Vg_0_q+Rv*Iv_0_q)/wv_0;
Flux_0_q = -(Vg_0_d+Rv*Iv_0_d)/wv_0;
Flux_0 = [Flux_0_d; Flux_0_q];
Frq_0 = -Lrq*Iv_0_q;
```

A partire dalla tensione V_g^0 , dalla corrente I_v^0 appena calcolata e dal parametro di resistenza del sincrono virtuale R_v si ricavano i flussi iniziali, utilizzati per inizializzare i blocchetti integratori presenti negli anelli della *Stator Equation*.

```
%% Excitation (excitation integrator exit Ke/s)
% Ev_0 = imag(Vg_0+(Rv+1j*wv_0*Lv)*Iv_0);
% Fe_0 = Ev_0/wv_0;
Ev_0 = Vg_0_q+wv_0*Lv*Iv_0_d+Rv*Iv_0_q; % statoric e.m.f.
Fe_0 = Ev_0/wv_0; % excitation flux
```

Il flusso iniziale viene calcolato secondo i prinicipi esposti nella sezione 3.1 ed è utilizzato per inzializzare l'uscita del blocchetto integratore nel blocco *Reactive Loop*. Si pone l'attenzione sul fatto che il flusso di eccitazione dipende dalla pulsazione (frequenza) ω_v .

In modo analogo a quanto effettuato in precedenza per l'anello del generatore virtuale, si ricavano le correnti iniziali in uscita dall'inverter, utilizzando in questo caso i riferimenti di potenza attiva e reattiva P_i e Q_i .

```
%% Starting conditions low-pass filters on current loop
% Iiref_0 = (Pi_ref-1j*Qi_ref)/conj(Vg_0);
Iiref_0_d = (Pi_ref*Vg_0_d-Qi_ref*-Vg_0_q)/(Vg_0_d^2+Vg_0_q
^2);
Iiref_0_q = (-Qi_ref*Vg_0_d-Pi_ref*-Vg_0_q)/(Vg_0_d^2+Vg_0_q
^2);
Iiref_0 = [Iiref_0_d; Iiref_0_q];
```

In questa porzione di codice vengono inizializzate le variabili di stato dei filtri passa-basso posti sui riferimenti di corrente dell'inverter (si veda la fig. 7.7).

L'inizialiazzazione è effettuata con lo stesso metodo delle precedenti, la differenza consiste nei diversi riferimenti di potenza attiva e reattiva considerati.

```
%% Inverter initial e.m.f. (after delay)
% Ei_0 = Vg_0+(Rf_i+1j*wv_0*Lf_i)*Ii_0;
Ei_0_d = Vg_0_d+Rf_i*Ii_0_d-wv_0*Lf_i*Ii_0_q;
Ei_0_q = Vg_0_q+Rf_i*Ii_0_q+wv_0*Lf_i*Ii_0_d;
Ei_0 = [Ei_0_d; Ei_0_q];
```

Le tensioni in uscita dall'inverter vengono inizializzate a partire dalla tensione di rifereimento per il controllo V_g e dalla corrente erogata dall'inverter I_i , calcolando la caduta sugli elementi resistivi e reattivi modellizzati sul ramo lato inverter del filtro LCL.

Le variabili di stato che è necessario inizializzare nel modello del filtro LCL sono le tre tensioni (una per ogni fase) sui condensatori di filtro: esse vengono ricavate a partire dalla tensione di riferimento per il controllo V_g , calcolando dappprima la corrente nel ramo di filtro (che comprende, oltre alla componente reattiva assorbita dal

condensatore C_f , anche una componente attiva dovuta allo smorzamento resistivo), poi, nota quest'ultima, sottraendo la caduta sul resistore di smorzamento $R_{f,damp}$.

```
%% Grid initial currents and voltages
% Ig_0 = Ii_0 - Ic_0;
Ig_0_d = Ii_0_d-Ic_0_d;
Ig_0_q = Ii_0_q-Ic_0_q;
Ig_0 = [Ig_0_d, Ig_0_q];
\% Eg_0 = Vg_0 - (Rg + Rf_g + 1j * wv_0 * (Lg + Lf_g)) * Ig_0;
Eg_0_d = Vg_0_d - (Rg+Rf_g)*Ig_0_d+wv_0*(Lg+Lf_g)*Ig_0_q;
Eg_0_q = Vg_0_q-(Rg+Rf_g)*Ig_0_q-wv_0*(Lg+Lf_g)*Ig_0_d;
Eg_0 = [Eg_0_d; Eg_0_q];
% Instantaneous grid voltages at t <= 0
% . Eg_a(t) = Eo*cos(wvo*wn*t + tetago)
% . Eg_b(t) = Eo*cos(wvo*wn*t + tetago - 2*pi/3)
% . Eg_c(t) = Eo*cos(wvo*wn*t + tetago + 2*pi/3)
% Eg_0 = abs(Eg_0);
Eg_0_ampl = sqrt(Eg_0_d^2+Eg_0_q^2);
Eg_0_ang = atan2(Eg_0_q, Eg_0_d);
thetag_0 = 0;
                       % [rad], angle between Eg and alfa
   axis at t = 0
theta_0 = thetag_0-Eg_0_ang; % [rad], angle between d axis e
    alfa axis
% Rotor starting position referred to Eg_O (grid)
delta_0 = pi/2-Eg_0_ang;
% Grid angle
\% deltaVGrid_0 = (Rg+Rf_g+1j*wv_0*(Lg+Lf_g))*Ig_0;
deltaVGrid_0_d = (Rg+Rf_g)*Ig_0_d-wv_0*(Lg+Lf_g)*Ig_0_q;
deltaVGrid_0_q = (Rg+Rf_g)*Ig_0_q+wv_0*(Lg+Lf_g)*Ig_0_d;
deltaVGrid_0 = [deltaVGrid_0_d, deltaVGrid_0_q];
```

In questa porzione dello script InitPlecsModel.m viene inizializzato il generatore di tensione equivalente di rete E_g , sotto forma dei due parametri di ampiezza $E_{g_{\rm ampl}}^0$ e di fase $E_{g_{\rm ang}}^0$.

A partire dalla tensione di riferim
nento per il controllo V_g si ricava la tensione della rete sottra
endo le cadute dovute ai termini resistivi

- resistenza del filtro LCL lato rete R_{fq}
- resistenza del modello di linea che collega il PCC del generatore alla rete R_q

e a quelli reattivo-induttivi

- reattanza del filtro LCL lato rete L_{fg}
- reattanza del modello di linea che collega il PCC del generatore alla rete $(L_{g,us} + L_{g,ds})$
- reattanza del trasformatore L_t

gli ultimi due elementi sono raggruppati, nel codice, nell'unico paramatro di induttanza lato rete L_q .

Una volta nota la tensione di rete si possono ricavare gli sfasamenti angolari inziiali nei vari sistemi di riferimento.

Tutte le inizializzazioni finora descritte sono state espresse nel sistema di riferimento bifase rotante (d,q), perchè sono state riferite agli assi del controllo. Nel modello PLECS i componenti che si riferiscono ad elementi "fisici" (rete esterna, filtro, ...) sono stati rappresentati nel sistema di riferimento trifase statico (a,b,c), pertanto le grandezze elettriche ad essi correlate necessitano di essere espresse in quest'ultima rappresentazione; questo compito viene assolto dalla funzione DQtoABC, definita in uno script dedicato, all'interno della quale sono implementate la trasformata inversa di Clarke, per il passaggio da assi fissi trifase (a,b,c)ad assi fissi bifase (α,β)

$$K_C = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix}$$
 (D.2)

e la trasformata inversa di Park, per il passaggio da assi fissi bifase (α, β) ad assi rotanti bifase (d, q)

$$K_P = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \sin(\theta) \\ -\sin(\theta) & \cos(\theta) \end{bmatrix}$$
 (D.3)

Questa trasposizione di sistemi di riferimento riguarda:

- I_i^0 corrente in uscita dall'inverter, è utilizzata per inizializzare gli induttori del filtro (lato inverter)
- I_g^0 corrente in ingresso nella rete, è utilizzate per inizializzare gli induttori del filtro (lato rete) e quelli che modellizzano il trasformatore e la linea che connette il VSG al resto della rete
- V_{Cf}^0 tensione sul condensatore del filtro LCL

1.1	Global warming - Andamento anomalie di temperatura e livello mari	2
1.2	Global warming - Cause che influenzano l'aumento della temperatura	
	superficiale	3
1.3	Istogramma andamenti potenza efficiente netta nel periodo 2000-2018	4
1.4	Istogramma andamenti energia prodotta netta nel periodo 2000-2018	5
1.5	Schema di funzionamento gruppo di produzione turbogas	6
1.6	Perturbazione di frequenza: Regolazione Primaria e Secondaria	7
1.7	Guasto bifase - Circuiti equivalenti di sequenza	12
1.8	Esempio di forma d'onda con armoniche, in nero la risultante	14
1.9	Schema di controllo di un inverter con accumulo locale	16
1.10	Schema di controllo di un inverter con produzione da fonti rinnovabili	
	e accumulo locali	17
2.1	Modello equivalente in assi (d, q)	22
2.2	Modello con due smorzatori - Circuito equivalente in asse d	23
2.3	Modello con due smorzatori - Circuito equivalente in asse q	23
2.4	Smorzamento RQ - Schema a blocchi swing equation modificata $$. $$	24
2.5	Modello con uno smorzatore - Circuito equivalente in asse d	25
2.6	Modello con uno smorzatore - Circuito equivalente in asse $q \dots $	25
2.7	Smorzamento PI - Schema a blocchi swing equation modificata	26
3.1	Schema a blocchi controllo eccitazione	27
3.2	Circuito monofase equivalente di potenza	28
3.3	Circuito equivalente filtro LCL	29
3.4	Schema a blocchi anelli di corrente	31
4.1	Schema a blocchi regolatori di corrente in assi (d,q)	34

5.1	Schema a blocchi anello di potenza attiva	41
5.2	Schema a blocchi anello di controllo della corrente reattiva	47
5.3	Schema a blocchi anello di controllo della corrente reattiva senza	
	smorzamento in asse d	48
6.1	Sincrono fisico - Circuito equivalente in asse d	52
6.2	Sincrono fisico - Circuito equivalente in asse q	52
6.3	Circuito equivalente transitorio	53
6.4	Circuito equivalente a regime	53
6.5	Circuito equivalente flusso	54
6.6	Schema a blocchi anello dell'eccitazione	55
6.7	Schema a blocchi in condizioni di regime	56
6.8	Schema a blocchi con feed-forward	59
6.9	Circuito equivalente filtro LCL	60
7.1	Modello globale PLECS del Generatore Sincrono Virtuale	65
7.2	Blocco di controllo	66
7.3	Controllo - Blocco Active Loop	67
7.4	Controllo - Blocco Reactive Loop	67
7.5	Controllo - Blocco Current Reference Calculation	68
7.6	Controllo - Blocco Stator Equation	69
7.7	Controllo - Blocco Current Control	69
7.8	Modello globale PLECS del Generatore Sincrono fisico	77
7.9	Modello del blocco Generatore Sincrono	78
7.10	Maschera blocco $Synchronous\ Generator$ - Scheda $SG\ params$	80
7.11	Maschera blocco $Synchronous\ Generator$ - Scheda $Excitation\ .\ .\ .$	80
7.12	Maschera blocco $Synchronous\ Generator$ - Scheda $Initialization$	81
7.13	Maschera blocco $Synchronous\ Generator$ - Scheda $Base\ values$	82
7.14	Modello del blocco $AC4A$ exciter $model$	82
7.15	Blocco $AC4A$ exciter model - Maschera $Exciter$ params	83
7.16	Modello generale della rete esterna	85
7.17	Rete esterna, macro-blocco generatore Variable Grid	85
7.18	Rete esterna, blocco Frequency Perturbation	88
7.19	Rete esterna, blocco Harmonic Distorsion	90
7.20	Rete esterna, blocco Voltage Perturbation	91

8.1	Risposta inerziale al disturbo di frequenza
8.2	Andamento della potenza attiva iniettata dal sincrono virtuale e dal
	sincrono fisico al disturbo di frequenza
8.3	Andamento della potenza reattiva iniettata dal sincrono virtuale e
	dal sincrono fisico al disturbo di frequenza
8.4	Andamento della frequenza durante un buco di tensione 96
8.5	Andamento della frequenza con un guasto trifase a metà linea 98
8.6	Andamento della potenza attiva erogata con un guasto trifase a metà
	linea
8.7	Andamento della potenza reattiva erogata con un guasto trifase a
	metà linea
8.8	Effetti della limitazione di corrente su VSC PI in caso di guasto trifase100
8.9	Effetti della limitazione di corrente su VSI RQ in caso di guasto trifase 101
8.10	Effetti sulla velocità del sincrono virtuale al variare della distanza di
	guasto
8.11	Effetti sulla corrente non limitata erogata dal VSI RQ al variare della
	posizione del guasto (fase a)
8.12	Confronto degli effetti sulla corrente non limitata al variare della
	posizione del guasto (fase a)
8.13	Andamento della frequenza con un guasto bifase a metà linea 104
8.14	Andamento della potenza attiva erogata con un guasto bifase a metà
	linea
8.15	Andamento della potenza reattiva erogata con un guasto bifase a
	metà linea
8.16	Disturbo di V armonica - Tensione stellata di rete
8.17	Disturbo di V armonica - FFT tensione stellata di rete 107
8.18	Risposta al disturbo di V armonica
8.19	Disturbo di V armonica - Correnti erogate
8.20	Disturbo di V armonica - FFT correnti erogate
8.21	Disturbo di VII armonica - Tensione stellata di rete
8.22	Disturbo di VII armonica - FFT tensione stellata di rete 111
8.23	Disturbo di VII armonica - Correnti erogate
8.24	Disturbo di VII armonica - FFT correnti erogate
9.1	Grid Simulator
σ .1	Grid Simulator

9.2	Inverter	114
9.3	Filtro	114
9.4	Oscilloscopio	114
9.5	Controllo	114
9.6	Risposta inerziale al disturbo di frequenza	115
9.7	Risposta inerziale al disturbo di frequenza - Potenza attiva iniettata	116
9.8	Risposta inerziale al disturbo di frequenza - Potenza reattiva iniettata	116
9.9	Perturbazione V ^a armonica: variazione spettro all'attivazione dei	
	riferimenti del VSG	117
9.10	Perturbazione VII ^a armonica: variazione spettro all'attivazione dei	
	riferimenti del VSG	118
9.11	Perturbazione V ^a armonica: effetti della variazione dell'induttanza	
	del VSG	119

Elenco delle tabelle

1.1	Global Warming Potentials di alcuni tra i principali GHG
1.2	Comparazione tra alcuni dei principali modelli di VSG proposti 19
7.1	Modalità operative impostabili tramite i flag dello script ControlPa-
	rams.m.
7.2	Tipologie di guasto simulabili
8.1	Disturbo di V ^a armonica - Parametri
8.2	Disturbo di VII ^a armonica - Parametri
A.1	Dati statistici potenza efficiente netta
A.2	Dati statistici energia prodotta netta

Bibliografia

- [1] H.-P Beck e Ralf Hesse. «Virtual synchronous machine». In: nov. 2007, pp. 1–6. ISBN: 978-84-690-9441-9. DOI: 10.1109/EPQU.2007.4424220.
- [2] Gauthier Delille, Bruno Francois e Gilles Malarange. «Dynamic Frequency Control Support by Energy Storage to Reduce the Impact of Wind and Solar Generation on Isolated Power System's Inertia». In: *IEEE Transactions on Sustainable Energy* 3 (ott. 2012), pp. 931–939. ISSN: 1949-3037. DOI: 10.1109/TSTE.2012.2205025. URL: https://ieeexplore.ieee.org/document/6268312.
- [3] Daniel Dobbeni. Automatic frequency disconnection settings of installed photovoltaic panels in some European countries. ENTSO-E. 2011. URL: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/110718_DD_to_COett_pv_final.pdf.
- [4] Who is ENTSO-E. 2019. URL: https://www.entsoe.eu/about/inside-entsoe/objectives/#who-is-entso-e-.
- [5] «IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies». In: *IEEE Std 421.5-2016* (ago. 2016). URL: https://ieeexplore.ieee.org/document/7553421.
- [6] Iliceto. Impianti elettrici. Vol. 1. Patron, 1981. Cap. 8, p. 362.
- [7] Prabha Kundur. *Power System Stability and Control*. A cura di Lauby Mark G. Balu Neal J. McGraw-Hill, 1994. Cap. 3, Synchronous machine theory and modelling.
- [8] Prabha Kundur. *Power System Stability and Control*. A cura di Lauby Mark G. Balu Neal J. McGraw-Hill, 1994. Cap. 8.6, Modelling of Excitation Systems, pp. 359–365.

- [9] Prabha Kundur. *Power System Stability and Control*. A cura di Lauby Mark G. Balu Neal J. McGraw-Hill, 1994. Cap. 4, Standard parameters.
- [10] Thomas Lee. «A Market for Primary Frequency Response? The Role of Renewables, Storage, and Demand». In: (giu. 2018). URL: https://kleinmanenergy.upenn.edu/paper/market-primary-frequency-response.
- [11] Fabio Mandrile, Enrico Carpaneto e Radu Bojoi. «Virtual Synchronous Generator with Simplified Single-Axis Damper Winding». In: 2019 IEEE 28th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE). Giu. 2019, pp. 2123–2128. DOI: 10.1109/ISIE.2019.8781233.
- [12] Fabio Mandrile, Enrico Carpaneto e Radu Bojoi. «VSG Damper Windings: Design Guidelines». In: IECON. IEEE, 2019.
- [13] Fabio Mandrile et al. «Electromechanical Emulation of Synchronous Machines the Best Virtual Inertia Implementation?» submitted for publication.
- [14] Rafael Peña-Alzola et al. «Robust design of LCL-filters for active damping in grid converters». In: IECON. IEEE, 2013. URL: https://ieeexplore.ieee.org/document/6699311.
- [15] Pedro Rodriguez et al. «Control of grid-connected power converters based on a virtual admittance control loop». In: set. 2013, pp. 1–10. DOI: 10.1109/EPE. 2013.6634621.
- [16] Terna S.p.A. Allegato A.12 Criteri di taratura dei relè di frequenza del sistema elettrico. Codice di Rete italiano. Prescrizione tecnica. Terna Rete Elettrica Nazionale. Lug. 2004. URL: https://download.terna.it/terna/0000/0105/29.pdf.
- [17] Terna S.p.A. Dati statistici sull'energia elettrica in Italia. Annual report. URL: https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche/pubblicazioni-statistiche.
- [18] Terna S.p.A. Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza-potenza. Prescrizione tecnica. Terna Rete Elettrica Nazionale. Lug. 2008. URL: https://download.terna.it/terna/0000/0105/32.pdf.
- [19] Remus Teodorescu, Marco Liserre e Pedro Rodriguez. *Grid converters for photovoltaic and wind power systems*. John Wiley, 2011. Cap. 11, Grid filter design.

- [20] A.A. V.V. AR5 Synthesis Report: Climate Change 2014. Intergovernmental Panel on Climate Change. 2014. URL: https://www.ipcc.ch/report/ar5/syr/.
- [21] W. Zhang, D. Remon e P. Rodriguez. «Frequency support characteristics of grid-interactive power converters based on the synchronous power controller». In: *IET Renewable Power Generation* 11 (2017), pp. 470–479. ISSN: 1752-1424. DOI: 10.1049/iet-rpg.2016.0557.
- [22] Q. Zhong et al. «Self-Synchronized Synchronverters: Inverters Without a Dedicated Synchronization Unit». In: *IEEE Transactions on Power Electronics* 29 (feb. 2014), pp. 617–630. ISSN: 1941-0107. DOI: 10.1109/TPEL.2013. 2258684.
- [23] John G. Ziegler e Nathaniel B. Nichols. «Optimum settings for automatic controllers». In: *Transaction of the ASME* 64 (1942), pp. 759–768.

Indice analitico

Buchi di tensione, 84

Disturbi armonici, 89, 106, 117

Eccitatrice, 59

Eccitazione, 27

Elettriche, equazioni, 21, 22, 24, 26

Energia prodotta netta, 126

Feed forward, 58

Gas serra, 2

Inverter, 8

IPCC, 1

Magnetiche, equazioni, 21, 22, 24, 26

Point of Common Coupling, 28

Potenza efficiente netta, 125

Potenza sincronizzante, 38

Regolazione primaria, 6

Regolazione secondaria, 7

RoCoF, 9

Servizi dinamici, 38

Smorzamento

coefficiente di, 29, 59

Smorzatore, 37

Snubber, 59

Sottoeccitazione

limite di, 38

Stator equation, 139

Supporto reattivo transitorio, 9

Trasformata

Clarke, 142

Park, 142

Virtual Synchronous Compensator, 33,

35

Virtual Synchronous Generator, 33, 35

Virtual Synchronous Inertia, 33, 34

Voltage dips, vedi Buchi di tensione