

Corso di Laurea in Ingegneria Elettrica

Tesi di Laurea Magistrale

Power Hardware In The Loop Per Generatori Eolici

Relatori

Dott. Fabio Mandrile

Dott. Sandro Rubino

Candidato

Luca Ragusa

Novembre 2021

Sommario

La necessità crescente di ottimizzare le tecnologie legate alle risorse rinnovabili richiede uno studio sempre più accurato dei sistemi di generazione impiegati. Per questo motivo il lavoro di tesi ha avuto come obiettivo la creazione in laboratorio un sistema eolico completamente funzionante tramite il concetto di Power Hardware in the Loop (P-HiL). La turbina eolica è stata emulata da un azionamento industriale, accoppiato ad un generatore sincrono ed al blocco di conversione a piena potenza per poter immettere energia in rete. In questo modo sono state osservate le caratteristiche reali del sistema eolico, identificando gli aspetti su cui agire per perfezionare la generazione, ad esempio algoritmi di Maximum Power Point Tracker (MPPT) e miglioramento della power quality.

Ringraziamenti

In primis ringrazio di cuore la mia famiglia per il contesto di tranquillità che mi ha costruito attorno in questi anni, vicino e lontano da casa, per il sostegno costante e per quegli aiuti che possono passare inosservati ma che hanno una importanza fondamentale e che spero di riuscire a contraccambiare in modo adeguato. Ringrazio i miei relatori che oltre ad aver proposto un argomento di tesi estremamente formativo e stimolante mi hanno seguito in modo impeccabile. Ringrazio i miei amici per la leggerezza e la spensieratezza che mi hanno regalato, in particolar modo i "torinesi" che mi hanno anche dato un tetto sotto cui dormire nei giorni di lavoro in laboratorio. Ringrazio i miei colleghi, Vincenzo e Alberto per le sofferenze e le gioie universitarie vissute assieme negli ultimi anni. Ringrazio Federica, che pur essendo arrivata solo alla fine, ha reso tutto più semplice e bello. Grazie.

Luca Ragusa

I watch the ripples change their size
But never leave the stream
Of warm impermanence
And so the days float through my eyes
But still the days seem the same
And these children that you spit on
As they try to change their worlds
Are immune to your consultations
They're quite aware of what they're goin'
through.

- Changes, David Bowie.

Indice

El	Elenco delle tabelle			
El	enco	delle figure	X	
1	Intr	roduzione	1	
	1.1	Progressi e trends futuri delle risorse rinnovabili	1	
	1.2	Obiettivi della tesi	3	
	1.3	Schemi di integrazione delle turbine eoliche	4	
	1.4	Descrizione del sistema di generazione eolico implementato per il test .	7	
		1.4.1 Introduzione al software di simulazione PLECS	7	
		1.4.2 P-HiL Turbina eolica	7	
		1.4.3 Generatore: macchina sincrona PMASR	8	
		1.4.4 Inverter lato generatore	8	
		1.4.5 Inverter lato rete	ç	
		1.4.6 Connessione in rete	ç	
	1.5	Contributi personali	10	
2	Mod	dello aerodinamico della turbina eolica	13	
	2.1	Principi fondamentali delle turbine eoliche	13	
		2.1.1 Coefficiente di potenza	15	
	2.2	Metodi di calcolo del C_p	17	
		2.2.1 Metodo BEM	20	
		2.2.2 Applicazione del metodo BEM	33	
	2.3	Modello della turbina eolica: schema a blocchi	40	
3	Desc	crizione e controllo del sistema Back-to-Back	43	
	3.1	Sistema lato generatore	43	
		3.1.1 Introduzione alla macchina elettrica: PMASR	43	
		3.1.2 Caratteristiche del generatore PMASR	45	
		3.1.3 Descrizione del controllo inverter lato-generatore	46	
		3.1.4 Modello PLECS del sistema lato-generatore	55	
		3.1.5 Test preliminari del modello PLECS lato-generatore	62	

	3.2	Conve	rtitore lato rete	67
		3.2.1	Descrizione dei componenti del sistema	68
		3.2.2	Descrizione del controllo inverter lato-rete	72
		3.2.3	Modello PLECS lato-rete	80
		3.2.4	Test preliminari del modello PLECS lato-rete	82
4	Sim	ulazion	e PLECS del sistema di generazione completo	87
	4.1	Model	lo completo PLECS	88
	4.2	Defini	zione e simulazione dei test sperimentali	91
		4.2.1	Test 1) Carica del DC-link ad avvio del sistema	92
		4.2.2	Test 2) Controllo di tensione a regime con variazione di potenza generata	94
		4.2.3	Test 3) Avvio a vuoto del generatore	95
		4.2.4	Test 4) Controllo di velocità a regime con variazione di potenza	
			generata	95
		4.2.5	Test 5) Funzionamento del sistema in steady-state a vari punti di	
			lavoro	98
		4.2.6	Test 6) Funzionamento del sistema in condizioni di velocità del vento variabile	99
5	Test	sperim	entali del sistema P-HiL	103
	5.1	-	zazione del set-up sperimentale	103
	5.2	Test sp	perimentali	125
		5.2.1	Test 1) Carica del DC-link ad avvio del sistema	126
		5.2.2	Test 2) Controllo di tensione a regime con variazione di potenza generata	128
		5.2.3	Test 3) Avvio a vuoto del generatore	129
		5.2.4	Test 4) Controllo di velocità a regime con variazione di potenza	149
		3.2.4	generata	130
		5.2.5	Test 5) Funzionamento del sistema in steady-state a vari punti di	100
		0.2.0	lavoro	131
		5.2.6	Test 6) Funzionamento del sistema in condizioni di velocità del	
			vento variabile	136
6	Con	clusion	e	141
A	Car	atterizz	azione della turbina eolica	143
	A.1		e di calcolo iterativo del metodo BEM per una turbina eolica di tipo 23012	143
	A.2		e per la generazione dei dati di pala NACA	143
	11.4	Cource	per la generazione dei dan di para interi	170

B	Cod	ice di controllo inverter	149
	B.1	Sezione comandi preliminare	149
	B.2	Codice della Macchina a stati	154
	B.3	Codice di controllo dell'inverter lato rete	159
	B.4	Codice di controllo dell'inverter lato generatore	161
	B.5	PLL: controllo risonante per la sincronizzazione alla tensione di rete	164
	B.6	Codice del controllo risonante di terza armonica per riduzione distorsione	
		sulla corrente	165
	B.7	Codice del filtro notch di sesta armonica riferito alla frequenza di rota-	
		zione del generatore	165
Bil	bliogi	rafia	167

Elenco delle tabelle

2.1	Tabella riassuntiva dei metodi di calcolo del C_p	20
2.2	Coefficienti polinomiali per profilo alare NACA0012	26
2.3	Coefficienti polinomiali per profilo alare NACA23012	27
2.4	Dati turbina eolica	34
2.5	Dati NACA 23012 e NACA 0012	34
2.6	Scheda tecnica turbina eolica Hummer H8.16-10KW	38
3.1	Dati di targa del generatore sincrono PMASR [3]	45
3.2	Dati di targa dell'inverter GUASCH MTL-CBI0040F12IXHE [8]	49
3.3	Dati condensatore integrato nell'inverter GUASCH MTL-CBI0040F12IXF	ΙE
	[8]	69
3.4	Soglie di tensione sul DC-link che determinano l'inserzione del circuito	
	di pre-carica.	71
4.1	Parametri riassuntivi del sistema di generazione implementato in simu-	
	lazione	91
4.2	Parametri riassuntivi del sistema di generazione implementato in simu-	
	lazione	92
4.3	Grandezze misurate a $n = 2000$ rpm; $V_0 = 15$ m/s	98
4.4	Grandezze misurate a $n = 2000$ rpm; $V_0 = 24$ m/s	98
4.5	Grandezze misurate a $n = 2500$ rpm; $V_0 = 15$ m/s	99
4.6	Grandezze misurate a $n = 2500$ rpm; $V_0 = 24$ m/s	99
5.1	Soglie di tensione sul DC-link che determinano l'inserzione del circuito	
	di frenatura elettrica.	113
5.2	Parametri riassuntivi del sistema di generazione implementato in simu-	
	lazione.	125
5.3	Parametri riassuntivi del sistema di generazione riguardanti il controllo	
	implementato in laboratorio	126
5.4	Grandezze misurate a $n = 1500$ rpm; $V_0 = 15$ m/s	131
5.5	Grandezze misurate a $n = 2000$ rpm; $V_0 = 15$ m/s	132
5.6	Grandezze misurate a $n = 2500$ rpm; $V_0 = 15$ m/s	133
5.7	Grandezze misurate a $n = 2500$ rpm; $V_0 = 24$ m/s	134
5.8	Grandezze misurate a $n = 2800$ rpm; $V_0 = 10$ m/s	135

Elenco delle figure

1.1	Potenza da fonte rinnovabile installata nel mondo [19]	2
1.2	Potenza da fonte rinnovabile installata in Italia[7]	2
1.3	Potenza totale degli impianti eolici installati in Italia[22]	3
1.4	Sistema generico di generazione eolica	4
1.5	Schema DFIG	5
1.6	Schema generatore ad induzione con convertitore a scala ridotta	5
1.7	Schema generatore ad induzione con convertitore a potenza piena	6
1.8	Schema generatore sincrono con convertitore a potenza piena	6
1.9	Schema HiL della turbina eolica	8
1.10	Generatore: macchina sincrona PMASR	8
1.11	Schema generale di inverter e controllo lato generatore	9
1.12	Schema generale di inverter e controllo lato rete	9
1.13	Schema generale dal PCC alla rete	10
2.1	Andamento di velocità e pressione del vento attraverso la turbina [9]	15
2.2	Controllo ideale della potenza al variare della velocità del vento	16
2.3	Coefficiente di potenza al variare di TSR e β	17
2.4	Velocità rotazionale del vento una volta raggiunta la turbina e punti di	
	interesse per lo studio alla rotazione [9]	22
2.5	Divisione della pala in elementi [9]	24
2.6	Sezione dell'elemento pala e forze agenti su di esso [9]	24
2.7	Geometrie che definiscono il profilo alare della pala [9]	25
2.8	Confronto valori C_l e C_d di profili alari NACA 0012 e NACA 23012	26
2.9	Triangolo delle velocità sulla pala ed angoli di interesse [9]	27
2.10	Forze assiali e tangenziali agenti sull'elemento pala [9]	28
2.11	Schema delle iterazioni	33
2.12	Variazione dell'angolo di twist della pala al variare del raggio per NACA	
	0012 e NACA 23012	35
2.13	Variazione della corda della pala al variare del raggio per NACA 0012 e	
	NACA 23012	35
2.14	Variazione dell'angolo γ_{design} al variare del raggio per NACA 0012 e	
	NACA 23012	36

2.15	Variazione dell'angolo γ_{design} al variare del raggio per NACA 0012 e NACA 23012
2 16	Confronto caratteristica $C_p - TSR$ NACA 0012 e NACA 23012
	Confronto NACA 0012 e NACA 23012 della caratteristica di potenza al
2.17	variare della velocità del vento
2 18	Turbina eolica Hummer H8.16-10 KW [11]
	Confronto della caratteristica di potenza al variare della velocità del vento
2.17	tra turbina modellizzata e turbina esistente in commercio
2 20	Confronto risultati Metodo BEM e metodi empirici
	Schema a blocchi della turbina eolica per implementazione P-HiL
	Oscillazioni di coppia dovute all'effetto torre e wind shear
2.23	
2.25	modifiche migliorative del modello.
3.1	Componenti del sistema lato generatore.
3.2	Sezione del rotore della macchina PMASR
3.3	Sezione del rotore della macchina PMASR
3.4	Mappe di flusso sperimentali del generatore utilizzato.
3.5	Schema a blocchi generale del controllo generatore
3.6	Schema con switches atti alla variazione della configurazione dell'inver-
5.0	ter [26]
3.7	Foto dell'inverter GUASCH MTL-CBI0040F12IXHE già cablato e pron-
5.7	to per essere utilizzato
3.8	Zona di funzionamento del generatore.
3.9	(a): Coppia del generatore in funzione delle correnti; (b): Luogo dei
0.5	punti in cui si ottiene il funzionamento in MTPA
3.10	Schema a blocchi del controllo di coppia e corrente
	Schema a blocchi del controllo di corrente vettoriale.
	Confronto tra induttanze apparenti ed incrementali in assi (d,q)
	Rappresentazione del blocco Turbina eolica su PLECS
	Rappresentazione del blocco Sistema Meccanico su PLECS
	(a) Rappresentazione del blocco Generatore Elettrico su PLECS; (b)
	Finestra delle impostazioni parametri; (c) Contenuto del blocco; (d) Par-
	ticolare: computazione delle tensioni concatenate e trasformazione di
	Clarke; (e)Particolare: modello magnetico con utilizzo delle mappe di
	flusso inverse
3.16	Rappresentazione dei blocchi Inverter e Modulazione PWM
	Rappresentazione dei blocchi dei sensori di tensione e corrente AC,
	tensione e corrente DC ed encoder incrementale
3.18	Rappresentazione del blocco Microcontrollore.
	Test 1) Andamento della coppia di riferimento e della coppia prodotta dal
	generatore

3.20	Test 1) Andamento delle correnti di riferimento in assi dq e delle correnti
3.21	misurate
3.21	velocità misurata
3 22	Test 2) Andamento della coppia di riferimento e della coppia prodotta dal
3,22	generatore
3 23	Test 3) Andamento della velocità di rotazione di riferimento e della
3.23	velocità misurata
3 24	Test 3) Andamento della coppia di riferimento, della coppia prodotta dal
J.27	generatore e della coppia prodotta dalla turbina
3 25	Test 3) Andamento della velocità del vento data da impostazione
	Test 3) Andamento delle correnti di fase del generatore
	Test 3) Andamento della corrente continua in ingresso all'inverter; con
3.27	questa convenzione di segno la corrente generata avrà segno negativo
3.28	Componenti principali del sistema lato rete
	(a) Connessione dei due inverter tramite DC-link; (b) particolare morset-
J. _ J	tiera con cablaggio DC-link.
3.30	Particolare del filtro LC montato e cablato sull'inverter
	Principio di funzionamento del circuito di pre-carica
	Identificazione del PCC del sistema.
	Schema a blocchi generale del controllo lato-rete
	Diagramma fasoriale in assi dq [21]
	Schema a blocchi del controllo di corrente dell'inverter lato-rete
	Schema a blocchi del dell'anello di tensione sul DC-link
3.37	Diagramma fasoriale delle tensioni in assi $\alpha\beta$
3.38	Diagramma di Bode generico di un filtro risonante
	Schema a blocchi PLL con filtro risonante
3.40	Schema a blocchi del filtro risonante applicato a $v_{\alpha\beta}$ [25]
	(a): Modello del filtro LC; (b): Modello del circuito di pre-carica
3.42	Modello della rete elettrica esterna
3.43	Test 1) (a) Confronto tra ingresso ed uscita del filtro risonante asse α ; (b)
	Confronto tra ingresso ed uscita del filtro risonante asse β ; (c) Confronto
	tra angolo della tensione di rete ed angolo ricavato dal PLL
3.44	Test 1.1) Tensione di alimentazione distorta con quinta armonica: (a)
	Confronto tra ingresso ed uscita del filtro risonante asse α ; (b) Confronto
	tra ingresso ed uscita del filtro risonante asse β ; (c) Confronto tra angolo
	della tensione di rete ed angolo ricavato dal PLL; (d) Tensioni di fase
	distorte
3.45	Test 2) (a) Confronto tra il riferimento e la misura della tensione sul DC-
	link; (b) Stato del circuito di pre-carica; (c) Confronto tra il riferimento
	e il valore di corrente i_d ; (d) Confronto tra il riferimento e il valore di
	corrente i

3.46	Test 2) Particolare correnti di fase durante l'immissione di potenza in rete.	86
4.1	Schema di principio del sistema di generazione su cui è basato il modello	
	PLECS	87
4.2	Modello completo PLECS del sistema di generazione	90
4.3	Test 1) (a) Tensione di riferimento e tensione misurata sul DC-link; (b)	
	Valore di media mobile della corrente misurata sul DC-link; (c) Correnti	
	di fase lato rete; (d) Particolare correnti	93
4.4	Test 2) (a) Tensione di riferimento e tensione misurata sul DC-link; (b)	
	Valore di media mobile della corrente misurata sul DC-link; (c) Velocità	
	del vento imposta	94
4.5	Test 2) (a) Correnti di fase lato rete; (b) Particolare correnti di fase	95
4.6	Test 3) (a) Velocità di riferimento e velocità di rotazione misurata; (b)	
	Coppia di riferimento e coppia elettromagnetica misurata; (c) Correnti di	
	fase lato generatore	96
4.7	Test 4) (a) Velocità di riferimento e velocità di rotazione misurata; (b)	
	Coppia di riferimento e coppia elettromagnetica misurata; (c) Correnti di	
	fase lato generatore; (d) Particolare correnti	97
4.8	Test 6) (a) Potenza prodotta dalla turbina; (b) Variazione della velocità	
	del vento imposta; (c) Variazione del C_p	100
4.9	Test 6) (a) Tensione di riferimento e tensione misurata sul DC-link; (b)	
	Valore di media mobile della corrente misurata sul DC-link; (c) Correnti	
	di fase lato rete; (d) Particolare correnti di fase	101
4.10		
	Coppia di riferimento e coppia elettromagnetica misurata; (c) Correnti di	
	fase lato generatore; (d) Particolare correnti	102
5.1	Rappresentazione completa del set-up sperimentale del sistema di gene-	
	razione	104
5.2	Elementi utili all'implementazione del controllo degli inverter	105
5.3	Configurazione delle porte digitali I/O del dSpace	106
5.4	Cablatura di connessione dSpace con i due inverter e l'encoder	107
5.5	Cablatura della piattaforma dSpace	107
5.6	Accoppiamento meccanico tra generatore e motore primo	108
5.7	Posizionamento del torsiometro sull'albero meccanico	108
5.8	Control Desk: software di interfaccia utente	109
5.9	Emulatore di rete Regatron	111
5.10	Trasformatore di rete	112
5.11	Trasformatore abbassatore di tensione.	112
5.12		114
5.13	(a) Azionamento Selivector con particolare input analogico di coppia; (b)	111
	Motore primo Selivector emulatore di turbina.	114

5.14	(a) Correnti di fase lato generatore distorte in condizioni $n = 2000rpm$;	
	$V_0 = 15m/s$; (b) Correnti di fase lato generatore distorte (solo disturbo a	
	bassa frequenza) in condizioni $n = 2500rpm$; $V_0 = 15m/s$	115
5.15	Analisi spettrale della corrente di fase i_aG	116
5.16	Analisi spettrale della corrente di riferimento in asse d lato rete i_d^*G (a)	
	Punto di lavoro a $n = 2000rpm$; $V_0 = 15m/s$; (b) Punto di lavoro a	
	$n = 2500rpm; V_0 = 15m/s.$	117
5.17	Schema a blocchi del controllo risonante di 3° armonica applicato al	
	riferimento di corrente i_{dq}^*G	118
5.18	Schema a blocchi del controllo risonante di 6° armonica applicato al	
	riferimento di corrente i_{da}^*G	118
5.19	Andamento caratteristico del diagramma di Bode di un filtro notch	119
5.20	Schema a blocchi del filtro notch applicato al riferimento di corrente $i_{d,rif}$	119
5.21		
	$i_{d,filt}^*$ e confronto con quella non filtrata	120
5.22	(a) Correnti di fase lato generatore filtrate in condizioni $n = 2000rpm$;	
	$V_0 = 15m/s$; (b) Confronto tra corrente i_a filtrata e non filtrata trascurando	
	ripple di commutazione, in condizioni $n = 2500rpm$; $V_0 = 15m/s$	121
5.23	(a) Tensioni fase-neutro lato generatore $v_{abc}D$; (b) Correnti di fase lato	
	generatore $i_{abc}D$	122
5.24	Ingresso dei segnali di misura HBM	123
5.25	Posizionamento e particolare degli amperometri usati per misurare le	
	correnti lato rete	123
5.26	Encoder integrato alla macchina elettrica utilizzato per le misure di angolo	
	e velocità.	124
5.27	Test 1) (a) Tensione sul DC-link con relative fasi di avvio; (b) Correnti di	
	fase lato generatore; (c) Particolare correnti: pre-carica; (d) Tensioni di	
	rete misurate	127
5.28	Test 2) (a) Tensione sul DC-link con relative fasi di inizio e fine genera-	
	zione; (b) Correnti di fase lato generatore immesse in rete; (d) Particolare	
	correnti	128
5.29	Test 3) (a) Velocità di rotazione del generatore in fase di avvio; (b) Par-	
	ticolare velocità al raggiungimento del riferimento imposto; (d) Coppia	
	misurata di piccola entità in quanto il sistema è meccanicamente a vuoto.	129
5.30	Test 3) (a) Velocità di rotazione del generatore con relative fasi di inizio e	
	fine generazione; (b) Coppia elettromagnetica sviluppata per contrastare	
	la coppia di turbina	130
5.31	Test 5.1) Correnti di fase lato generatore immesse in rete	131
5.32	,	132
	Test 5.3) Correnti di fase lato generatore immesse in rete	133
	Test 5.4) Correnti di fase lato generatore immesse in rete	134
5.35	Test 5.5) Correnti di fase lato generatore immesse in rete	135

5.36	Test 6) Variazione sinusoidale della velocità del vento	136
5.37	Test 6) (a) Variazione della potenza elettrica generata; (b) Variazione	
	della tensione sul DC-link; (c) Variazione della corrente di fase immessa	
	in rete; (d) Particolare corrente	137
5.38	Test 6) (a) Variazione della velocità di rotazione; (b) Variazione della	
	coppia elettromagnetica applicata dal generatore	138

Capitolo 1

Introduzione

Lo sviluppo delle risorse rinnovabili è una tematica che ormai da più di cinquant'anni assume un rilievo sempre più importante sia nel campo energetico in generale, ma soprattutto nel campo elettrico, e in buona parte anche nella quotidianità della nostra vita. Lo sfruttamento delle risorse rinnovabili si traduce in una spinta verso l'elettrificazione totale delle utenze energetiche, mettendo in azione un circolo virtuoso che favorisce la sostenibilità della nostra presenza sul pianeta, permettendo comunque di non modificare drasticamente le abitudini alle quali il progresso e lo sviluppo tecnologico ci hanno abituato.

La maggiore penetrazione della generazione distribuita, ed in particolare del rinnovabile, permetterà lo sviluppo di diversi aspetti riguardanti il sistema elettrico riassunti nel concetto di Smart Grids. Per esempio alcuni di questi possono essere:

- creazione di micro-grids autosufficienti e distaccate dal sistema elettrico principale in modo da minimizzare le perdite di trasmissione e distribuzione;
- ottimizzazione dei sistemi di generazione preesistenti tramite la gestione della curva di carico del sistema e l'acquisizione di dati sulle grandezze elettriche rilevanti;
- spinta verso l'elettrificazione dei consumi energetici domestici e non, e l'utilizzo dei veicoli elettrici ed ibridi che sfruttano energia rinnovabile.

L'energia eolica, all'interno di tutte le possibili energie rinnovabili, assume un ruolo rilevante al pari del fotovoltaico e dell'idroelettrico sia per presenza di impianti già esistenti, che per fonte di producibilità energetica considerando l'alta densità di energia che si può produrre con una turbina eolica.

1.1 Progressi e trends futuri delle risorse rinnovabili

Sia in Italia che in ambito europeo e globale, si può osservare come la presenza di impianti di generazione da fonte rinnovabile sia in continuo aumento. Ciò fa ben sperare

per il settore, per un incentivazione da parte dei mercati futuri dell'energia rinnovabile e sicuramente anche dal punto di vista ambientale. Come si può osservare dalla figura 1.1 è chiaro il trend positivo che assumono le risorse rinnovabili in tutto il globo; si può distinguere la potenza installata totale, che tiene conto anche della generazione idroelettrica, storicamente affermatasi prima rispetto alle altre, e il contributo di tutto il resto delle altre fonti rinnovabili.

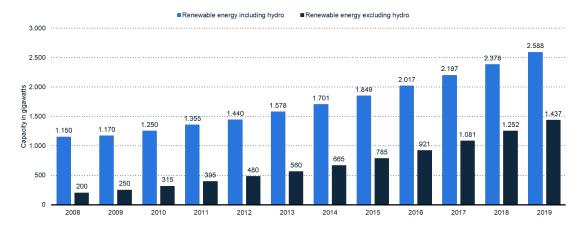


Figura 1.1: Potenza da fonte rinnovabile installata nel mondo [19].

Restringendo il campo alla nostra nazione, il contributo energetico "green" durante l'ultima decade si può valutare osservando l'aumento costante della potenza totale installata (Fig.1.2).

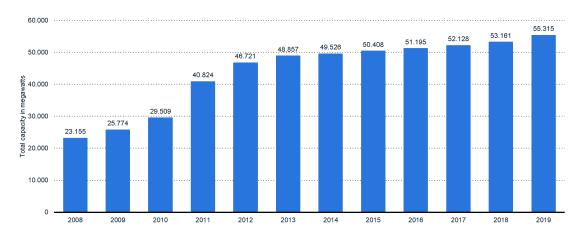


Figura 1.2: Potenza da fonte rinnovabile installata in Italia[7].

Si può restringere ulteriormente il campo andando ad analizzare la fonte rinnovabile su cui fa riferimento questa tesi, ovvero l'eolico (Fig. 1.3). È quindi possibile fare un bilancio di quanto l'eolico sia rilevante rispetto a tutte le altre risorse rinnovabili, prendendo come anno di riferimento il 2019 (nel 2020 l'aumento di potenza installata è

stato fortemente abbattuto), si osserva che la potenza ricavata dal vento è circa il 19.5 %, e quindi si aggira al 8.95 % della potenza totale installata nel paese (rinnovabile e non). Osservando invece l'energia ricavata sempre in quell'anno, la percentuale rispetto al complesso di energie rinnovabili (è compreso l'idroelettrico) è del 17.63 % mentre rispetto al fabbisogno energetico nazionale l'eolico ricopre al momento solo il 6.67 %. I dati energetici durante gli anni sono variabili in quanto dipendono dalla natura stocastica del vento sul territorio.

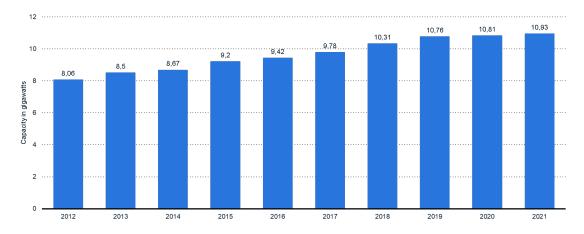


Figura 1.3: Potenza totale degli impianti eolici installati in Italia[22].

Per quanto riguarda lo sviluppo futuro delle risorse energetiche in Italia, il piano governativo odierno "Energia Clima 2030" proposto dal Ministero dello Sviluppo Economico e dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, prevede di attuare, entro il 2030, una decarbonizzazione totale per la produzione di energia (con obiettivo minimo di abbassare le emissioni di CO2 del 33 % rispetto a quelle prodotte nel 2005). A favore di questo obiettivo principale si accomuna il piano per le risorse rinnovabili che prevede di raggiungere una copertura del 30 % dei consumi energetici. Per attuare questo traguardo si pianifica di aumentare il parco eolico installato di 3200 MW medi annui e quello fotovoltaico di 3800 MW annui; queste sono le due principali risorse rinnovabili su cui si vuole puntare per ottenere i risultati previsti [17].

1.2 Obiettivi della tesi

Vista la crescente importanza dell'energia eolica e il grado di innovazione tecnologica, diventa cruciale la capacità di testare soluzioni di conversione meccanica-elettrica per turbine. Pertanto, l'obiettivo di questa tesi è la realizzazione di un banco di prova per generatori e convertitori eolici di potenza ridotta, emulando la parte meccanica con un metodo Power Hardware in the Loop (P-HiL). L'implementazione di un P-HiL di una turbina permette di accrescere il *know-how* sperimentale riguardante questo tipo particolare di risorsa energetica all'interno del *PEIC* (*Power Electronics Innovation Center*). Quindi

approfondire l'argomento dal punto di vista della conversione statica di energia e mettere in pratica una delle possibili configurazioni di sistema eolico, testarne la funzionalità, caratteristiche, punti di forza e svantaggi. Per cui questa tesi si può considerare come un punto di partenza per possibili studi futuri e miglioramenti tecnologici riguardanti la produzione di energia eolica. Da cui il fine ultimo, ovvero quello di realizzare tecnologie più performanti ed efficienti per incentivare l'utilizzo delle risorse rinnovabili.

Inoltre si potrebbe verificare la possibilità di collaborazioni con aziende produttrici di turbine eoliche che necessitano di un sistema valido per testare le caratteristiche degli impianti eolici in laboratorio.

Ed infine, componenti, come la coppia di inverter in configurazione back-to-back, che sono stati implementati in laboratorio proprio per il setup sperimentale di questa tesi, potranno essere facilmente riutilizzati in futuro per altri scopi all'interno del PEIC, sfruttando e dando così valore a parte del lavoro svolto.

1.3 Schemi di integrazione delle turbine eoliche

Il sistema di generazione di una turbina eolica è composto da diversi elementi che possono assumere molteplici configurazioni in base alla potenza nominale della turbina, al profilo di vento stimato nella zona in cui viene posto l'impianto e in base alla complessità e al costo del sistema stesso. Oltre alla turbina in sè, i componenti principali di un impianto eolico connesso alla rete sono: moltiplicatore di giri per adattare le grandezze meccaniche del rotore eolico a quelle del generatore elettrico, macchina elettrica (sincrona o asincrona) per attuare la conversione da energia meccanica ad energia elettrica, il convertitore di potenza (a singolo stadio o multi-stadio) usato per adattare l'energia elettrica generata a quella della rete ed eventualmente un trasformatore per adattare le grandezze in uscita dal sistema a quelle della rete.

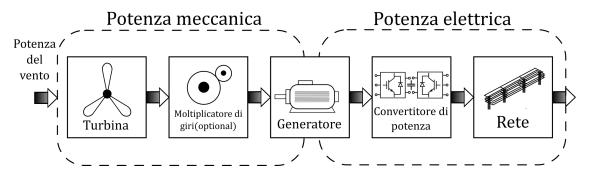


Figura 1.4: Sistema generico di generazione eolica.

Proprio dal tipo di macchina elettrica e dal sistema di conversione utilizzati si possono distinguere le diverse configurazioni utilizzate per realizzare il sistema di generazione. I principali schemi utilizzati negli impianti al giorno d'oggi sono[21]:

• DFIG (Doubly-Fed Inverter Generator): la macchina in questione è asincrona e, come si può vedere dalla figura 1.5, il convertitore di potenza a due stadi agisce direttamente sugli avvolgimenti del rotore per poter controllare (parzialmente) la potenza attiva e reattiva introdotte in rete. Il beneficio di questa configurazione consiste in un "sottodimensionamento" della potenza del convertitore di circa il 30 % della potenza del sistema.

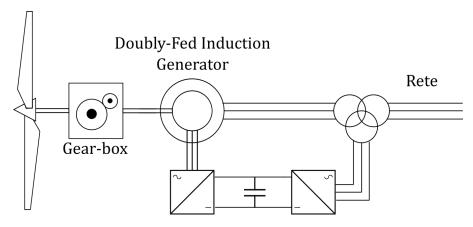


Figura 1.5: Schema DFIG.

• Macchina a induzione con convertitore a scala ridotta: in questo caso il rotore è a gabbia di scoiattolo quindi il convertitore può agire solamente sulle grandezze di statore (Fig.1.6). In particolare ciò avviene soltanto quando il sistema lavora ad una potenza minore o uguale alla metà della potenza nominale o (SW_1 aperto, SW_2 e SW_3 chiusi), oppure in caso di funzionamento alla massima potenza ma agendo solamente per regolare potenza attiva e compensare le armoniche (SW_2 aperto, SW_1 e SW_3 chiusi).

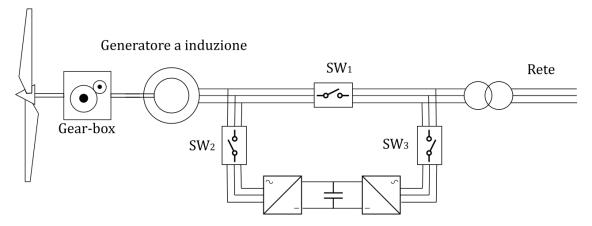


Figura 1.6: Schema generatore ad induzione con convertitore a scala ridotta.

• Macchina a induzione con convertitore a piena potenza: in questo caso i due stadi di conversione sono sempre connessi tra statore e rete (Fig.1.7), ciò permette di disaccoppiare completamente il generatore dalla rete in termini di frequenza, quindi non ci sono limiti di funzionamento dovuti al variare della velocità di rotazione (questi limiti sono invece presenti nel DFIG). Lo svantaggio di questa configurazione è proprio che il convertitore è portato a gestire l'intera potenza del sistema, per cui si può rivelare sconveniente dal punto di vista economico o tecnologico, nel caso in cui le potenze in gioco siano troppo elevate.

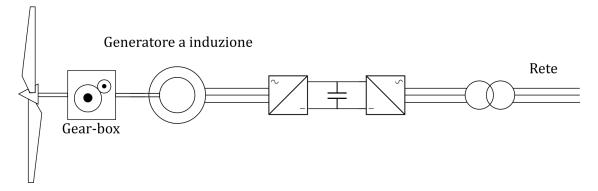


Figura 1.7: Schema generatore ad induzione con convertitore a potenza piena.

• Macchina sincrona con convertitore a piena potenza: come nella macchina ad induzione con convertitore a piena potenza, anche in questo caso sono necessari due stadi di conversione per realizzare una connessione in rete. Infatti la macchina ruoterà in sincronismo con il rotore eolico, ma non sarà sincrona con la rete. Ciò comporta un adattamento in frequenza delle grandezze elettriche tramite il convertitore lato rete. Per macchine multi-polo è anche possibile escludere il gear-box per abbassare la complessità ed il costo del sistema.

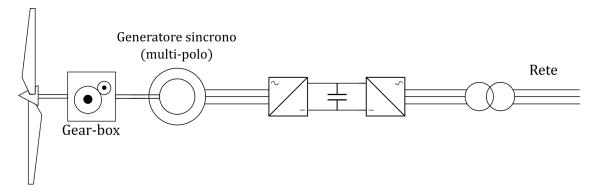


Figura 1.8: Schema generatore sincrono con convertitore a potenza piena.

Quest'ultima configurazione di macchina sincrona con convertitore a piena potenza (Fig.1.8) è quella prescelta per lo svolgimento del lavoro sperimentale di tesi. Un sistema

di questo tipo si presta bene per essere implementato in laboratorio in quanto le grandezze in gioco sono tali da non dover usufruire di una componentistica (macchine elettriche, convertitori) ad alta potenza. Inoltre è possibile utilizzare due inverter uguali, uno predisposto per controllare le grandezze di macchina, l'altro per adattare le grandezze elettriche alla rete.

1.4 Descrizione del sistema di generazione eolico implementato per il test

Come già visto, il sistema di generazione prevede diversi componenti sia di natura meccanica che elettrica. Questi permettono la trasformazione di energia da fonte meccanica, caratterizzata dalla velocità del vento, alla rete elettrica sotto forma di tensioni e correnti trifase. In questa sezione verranno introdotti i componenti utilizzati nel sistema ed una breve descrizione del software PLECS.

1.4.1 Introduzione al software di simulazione PLECS

Per realizzare la simulazione è stato utilizzato PLECS, un software specifico per l'ambito di elettronica di potenza, ma che permette di descrivere anche: fenomeni meccanici, quindi grandezze come coppia, velocità di rotazione, inerzie e smorzamenti; e fenomeni termici, che non sono stati considerati per questo studio. All'interno del progetto PLECS sono presenti gli schemi a blocchi, che fanno parte della principale logica di modellizzazione usata dal software, ma anche blocchi al cui interno è presente il codice C, utilizzati principalmente per testare il codice di controllo che deve essere implementato sul banco di prova per i test sperimentali.

1.4.2 P-HiL Turbina eolica

La realizzazione di un P-HiL (Power - Hardware in the Loop) risulta essere necessaria per il test delle turbine eoliche in laboratorio, in quanto questa metodologia permette di riprodurre i comportamenti fisici di oggetti emulati tramite software all'interno di microcontrollori. Il modello P-HiL della turbina quindi consiste nel controllo in tempo reale di un motore primo, calettato sullo stesso albero del generatore elettrico. La macchina agente da motore primo è capace di fornire le grandezze richieste dal comando ed in questo caso si tratterebbe di un comando di coppia. In particolare si tratta della coppia che deve fornire la turbina eolica, sotto certe condizioni di vento e di funzionamento, che viene ottenuta tramite un modello che ne simula il comportamento in tempo reale. Questo modello necessita quindi di due input, la velocità istantanea del vento V_0 stabilita dall'utente o da un profilo di vento atto a testare particolari condizioni e la velocità di rotazione dell'albero ω_r .

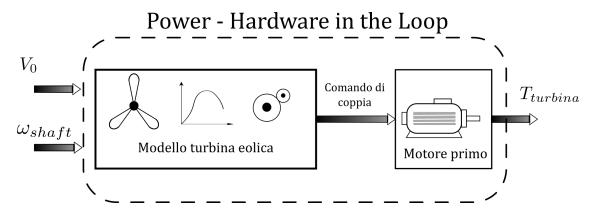


Figura 1.9: Schema HiL della turbina eolica.

1.4.3 Generatore: macchina sincrona PMASR

Il generatore utilizzato per questo sistema è una macchina sincrona a riluttanza con magneti permanenti. La scelta è stata motivata principalmente dalla disponibilità di macchine in laboratorio. Si discosta dalle soluzioni più comuni per macchine atte alla generazione, come macchine sincrone a magneti permanenti superficiali (SPM-Superficial Permanent Magnet). Nonostante ciò, una volta note le mappe di flusso in asse dq, e la mappa di coppia al variare delle correnti I_{dq} , anche questa tipologia di macchina può essere utilizzata per la generazione elettrica senza ulteriori complicazioni tecnologiche.

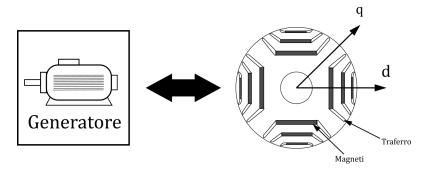


Figura 1.10: Generatore: macchina sincrona PMASR

1.4.4 Inverter lato generatore

Si tratta di un inverter trifase utilizzato per fornire le tensioni adeguate al generatore in modo da controllare le grandezze di interesse per l'applicazione. In questo caso la grandezza di interesse è la velocità di rotazione del generatore, per cui sarà presente un anello di controllo esterno di velocità e a seguire un anello interno di corrente in asse dq. Mentre la tensione sul DC-link viene mantenuta costante dal controllo di tensione attuato dall'inverter lato rete, per cui l'inverter connesso al generatore può scambiare

potenza con il DC-link senza doverne regolare il livello di tensione. Il controllo dei due inverter viene scritto interamente in linguaggio di programmazione C ed è implementabile sia su microcontrollore, per la realizzazione pratica del controllo su inverter, che su PLECS e su MATLAB/Simulink (software utilizzati rispettivamente per la simulazione e l'implementazione sperimentale).

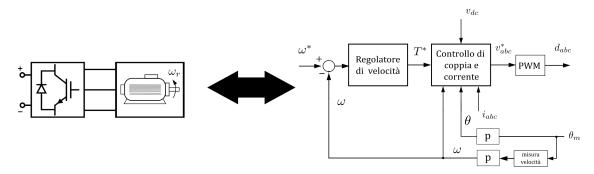


Figura 1.11: Schema generale di inverter e controllo lato generatore

1.4.5 Inverter lato rete

L'inverter utilizzato per l'interfacciamento alla rete è lo stesso rispetto a quello utilizzato per alimentare il generatore. Come accennato precedentemente, il controllo dell'inverter lato rete ha l'obiettivo di mantenere la tensione del DC-link costante. Per fare ciò si interviene iniettando o assorbendo corrente dalla rete, per questo motivo nello schema a blocchi del controllo è necessario un anello esterno di tensione V_{dc} ed un anello interno di corrente I_{dq} . In base al vettore di corrente iniettata si può generare sia potenza attiva (corrente in asse d) che potenza reattiva (corrente in asse q).

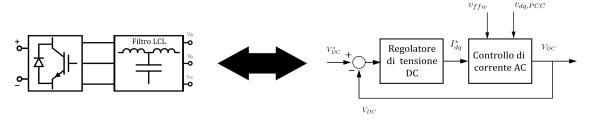


Figura 1.12: Schema generale di inverter e controllo lato rete

1.4.6 Connessione in rete

Per quanto riguarda la rete, si considera un sistema a bassa tensione trifase simmetrico ed equilibrato. I valori sono quelli standard, per cui $V_{fase,RMS} = 230V$ e frequenza di rete $f_g = 50Hz$. Eventualmente è possibile interporre un trasformatore tra rete di bassa

tensione ed inverter per adattare al meglio le grandezze elettriche dei due sistemi. Infatti come si vedrà nei prossimi capitoli, nel caso di test sperimentale, una connessione diretta in rete porterebbe ad una V_{dc} minima di circa 650V che non è adatta al generatore utilizzato. Per questo motivo si introdurrà un trasformatore abbassatore di tensione posto tra il punto di connessione con la rete in bassa tensione e inverter. Sarà inoltre necessario sincronizzare il vettore rotante della tensione al punto di accoppiamento comune (PCC) con il sistema di riferimento dq dell'inverter lato rete in modo da attuare il controllo di corrente introdotto precedentemente.

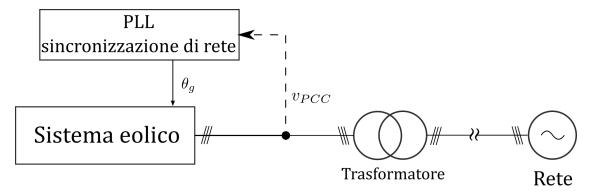


Figura 1.13: Schema generale dal PCC alla rete

1.5 Contributi personali

Considerando la natura multidisciplinare della tesi, il lavoro che ho svolto è stato consistente ma adeguato per raggiungere l'ottenimento degli obiettivi prefissati, anche grazie all'attenta supervisione dei relatori.

Nella fase preliminare mi sono occupato dello studio bibliografico riguardante le turbine eoliche ad asse orizzontale. Quindi lo studio del loro stato dell'arte, funzionamento, logica di controllo della potenza estratta dal vento e lo studio dei fenomeni aerodinamici principali. Una volta fatta questa panoramica, l'attenzione si è spostata sul capire come realizzare il modello di turbina e caratterizzare la turbina eolica. Quindi ho svolto una ricerca tra i più comuni metodi di caratterizzazione, tra i quali ne è stato scelto uno, il metodo *BEM* (*Blade Element and Momentum*). Ho implementato questo metodo tramite codice di calcolo MATLAB realizzando così un modello di turbina adatto ad essere utilizzato in simulazione PLECS e in MATLAB/Simulink per il banco di prova. In seguito mi sono occupato della simulazione dell'intero sistema in PLECS. Ciò comprende anche la scrittura del codice di controllo, sia dell'inverter lato generatore che dell'inverter lato rete e delle protezioni del sistema, all'interno di un blocco che simula la parte software di un microcontrollore. In questo modo mi è stato possibile verificare il corretto funzionamento del codice. Una volta validato il codice di controllo si è potuto passare alla parte sperimentale, quindi ho assemblato il setup del banco di prova, adattato i

cablaggi al sistema di conversione back-to-back, configurato l'interfaccia (dSPACE) tra Simulink ed i due inverter, personalizzato l'interfaccia utente di controllo del sistema (dSPACE - Control Desk), impostato il sistema di misura e realizzato dei test preliminari per verificare il corretto funzionamento del sistema. Infine ho fatto i test veri e propri del sistema di generazione completo utilizzando il modello di power hardware in the loop della turbina e quindi immettendo energia in rete. Questi sono stati seguiti da un'elaborazione e conseguente analisi dei dati ottenuti.

Capitolo 2

Modello aerodinamico della turbina eolica

In questo capitolo verranno trattati tutti gli aspetti riguardanti lo stato dell'arte delle turbine eoliche ad asse orizzontale. Si studieranno i principi che le caratterizzano in modo da realizzare un modello in grado di simularne il comportamento in tempo reale. In seguito si farà una panoramica dei metodi di calcolo per la caratterizzazione delle turbine. Infine verrà presentato il dimensionamento ed il procedimento di calcolo fatti per il modello di turbina che sarà prima implementato in PLECS e Simulink e quindi poi utilizzato per i test sperimentali.

2.1 Principi fondamentali delle turbine eoliche

La turbina eolica è un oggetto capace di catturare parte dell'energia cinetica del vento e di trasferirla all'albero su cui è calettata. La quantità di energia che si riesce a catturare dipende da vari fattori che caratterizzano la turbina, questi possono essere riassunti in tre aspetti principali:

- conformazione della pala: il raggio della pala, il numero di pale, corda della pala e profili alari, comunemente identificati dal codice NACA (National Advisory Committee for Aeronautics)a quattro (o cinque) cifre;
- angolo di pala β : è l'angolo che la pala assume rispetto al piano di rotazione;
- TSR (Tip-Speed-Ratio): è un numero adimensionale calcolato come rapporto tra la velocità raggiunta dalla punta della pala e la velocità del vento libero. In letteratura viene indicato come TSR, λ oppure X, in questa trattazione verrà utilizzato quest'ultimo simbolo:

$$X = \frac{R \cdot \omega_{turbina}}{V_0} \tag{2.1}$$

Questi fattori si possono inglobare in un unico parametro chiamato *Coefficiente di Potenza C_p*. Dal punto di vista del bilancio delle potenze, il Coefficiente di Potenza non può che essere visto come una efficienza. In particolare, una efficienza che determina quanta potenza la turbina è in grado di catturare del vento che la attraversa. Per visualizzare in formule questi concetti si introduce innanzitutto la potenza del vento, ricavata applicando la conservazione dell'energia cinetica sul tubo di flusso di raggio pari al raggio pala, imponendo una velocità finale nulla ($V_{out} = 0$) [13]:

$$P_{vento} = \frac{dE}{dt} = \frac{1}{2} \frac{dm}{dt} \cdot (V_0^2 - V_{out}^2)$$
 (2.2)

$$P_{vento} = \frac{1}{2}\rho \cdot A \cdot V_0 \cdot (V_0^2 - V_{out}^2)$$
 (2.3)

dove:

- ρ : densità dell'aria $[kg/m^3]$;
- $A = \pi R^2$: superficie spazzata dalle pale $[m^2]$;
- R: raggio della pala [m];
- V_0 : velocità del vento libero (ovvero velocità del vento non perturbata dalla turbina) [m/s].

Allora la potenza del vento che attraversa la turbina può essere calcolata come:

$$P_{vento} = \frac{1}{2}\rho \cdot A \cdot V_0^3 \qquad [W]$$
 (2.4)

Una volta definita questa potenza si può ricavare la potenza di turbina:

$$P_{turbina} = \frac{1}{2}\rho \cdot A \cdot V_0^3 \cdot C_p \qquad [W]$$
 (2.5)

Da cui:

$$C_p = \frac{P_{turbina}}{\frac{1}{2}\rho \cdot A \cdot V_0^3} \qquad [-]$$
 (2.6)

E la coppia fornita all'albero:

$$T_{turbina} = \frac{\frac{1}{2}\rho \cdot A \cdot V_0^3 \cdot C_p}{\omega_{turbina}} \qquad [Nm]$$
 (2.7)

dove:

 $\omega_{turbina}$: velocità di rotazione della turbina [rad/s].

2.1.1 Coefficiente di potenza

Come si può osservare dall'equazione (2.5), il Coefficiente di Potenza è un parametro chiave per la caratterizzazione di una turbina eolica. Come già detto, dipende da diversi fattori:

$$C_p = C_p(design_{pala}, \beta, V_0, \omega_{turbina}, R)$$
 (2.8)

Fisicamente il fenomeno rappresentato dal C_p si può tradurre come una riduzione in modulo della velocità del vento, quando questo si avvicina alla turbina. Infatti il rotore si presenta come un ostacolo al percorso del flusso d'aria e oltre al rallentamento di velocità si può osservare un aumento della pressione proprio in corrispondenza della superficie della turbina, mentre a valle di questa si avrà un tratto di depressione dell'aria e di ristabilimento della pressione una volta allontanatisi dalla turbina. In questo tratto avviene anche un'espansione della scia del vento. Inoltre la turbina, ruotando, conferisce al vento una velocità angolare non trascurabile. Questi fenomeni sono osservabili in Fig. $2.1\ [9]$.

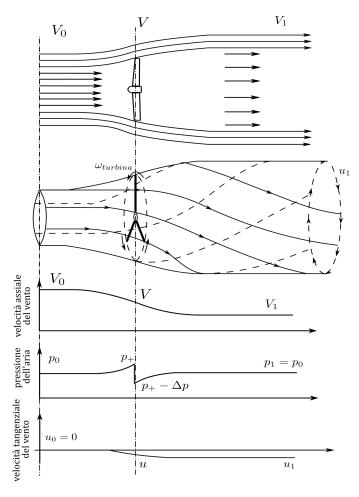


Figura 2.1: Andamento di velocità e pressione del vento attraverso la turbina [9]

Anche sulla velocità di rotazione possono essere fatte le stesse considerazioni viste per la velocità assiale, quindi riduzione del modulo. Anche questo fenomeno sarà rilevante per il calcolo del C_P .

Le riduzioni di velocità, assiale e angolare, del vento dipendono proprio da quei fattori introdotti precedentemente, le cui correlazioni verranno approfondite nella sezione 2.2.1. Nonostante queste correlazioni esiste comunque un limite fisico al valore massimo del C_p noto come *Limite di Betz*, pari a:

$$C_p < C_{p,Betz} = \frac{16}{27} \simeq 0.592$$
 (2.9)

In generale per caratterizzare la turbina si considera che i parametri di design sono fissati, per cui le variabili utilizzate per controllare la potenza della turbina sono esclusivamente l'angolo di pala β e il TSR. In particolare sono regolazioni che si utilizzano in punti di lavoro differenti, infatti [23]:

- a basse/medie potenze si utilizza un angolo β fisso in modo da massimizzare il C_p e si controlla la velocità di rotazione della turbina in base alla velocità del vento così da ottenere un TSR il più possibile costante intorno al valore ottimale che massimizza il C_p . Questo funzionamento si può mantenere fin quando si raggiunge la velocità massima di rotazione. Da quel punto in poi si lavorerà a potenza costante.
- a potenza massima si vuole mantenere la potenza costante anche all'aumentare della velocità del vento, quindi innanzitutto si parte da una condizione di massima velocità di rotazione sostenibile dalla turbina, per cui il TSR non sarà più controllabile. A questo punto, all'aumentare della velocità del vento, si agisce sull'angolo di pala per ridurre ulteriormente il C_p e mantenere stabile la potenza della turbina, che tenderebbe a salire.

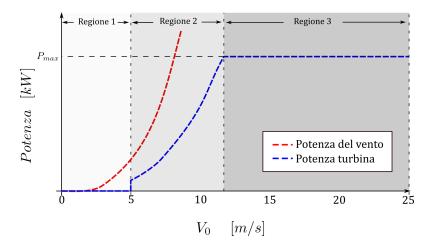


Figura 2.2: Controllo ideale della potenza al variare della velocità del vento

Considerando quindi questi due come fattori rilevanti per la definizione del C_p solitamente questo viene rappresentato al variare del TSR ed al variare dell'angolo β .

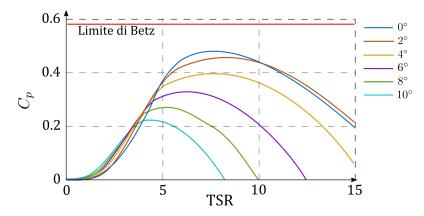


Figura 2.3: Coefficiente di potenza al variare di TSR e β

La conoscenza delle curve in figura 2.3 permette di caratterizzare a pieno il comportamento della turbina eolica, ma non solo, perché grazie a queste curve è anche possibile realizzare un algoritmo di MPPT ($Maximum\ Power\ Point\ Tracker$) che permette di lavorare sempre al valore di C_p massimo in funzione delle condizioni di lavoro istantanee.

2.2 Metodi di calcolo del C_p

Il calcolo della caratteristica C_p – TSR per una turbina eolica può avere due scopi diversi in base al progetto da realizzare. Infatti in alcuni casi la turbina è già realizzata e si vuole caratterizzare per conoscerne il comportamento, oppure al contrario si vuole realizzare un design di pala in modo da ottenere una certa caratteristica voluta, oppure ancora si può verificare il caso in cui si parte da un progetto nuovo, si realizza il design di pala con dei criteri di ottimizzazione e poi se ne ricava la caratteristica corrispondente.

Per ogni casistica illustrata ci sono metodi diversi che si adattano di più alle esigenze. Esistono metodi empirici, analitici, sperimentali o degli ibridi tra questi. Sicuramente quelli empirici sono i più immediati ma i meno accurati nella valutazione del C_p , quelli analitici sono utilizzati maggiormente in fase di progetto, ma hanno dei limiti di accuratezza, mentre quelli sperimentali sono decisamente più accurati nella caratterizzazione ma necessitano di una turbina già assemblata. Nello specifico, i metodi più comuni sono:

• *Metodi empirici*: esistono in letteratura diverse formule empiriche utilizzate per stimare l'andamento del C_p per turbine ad asse orizzontale, che nonostante dipenda fortemente dalla forma della pala può essere valutato tramite relazioni che contengono pochi parametri. Di seguito due esempi di relazioni empiriche [5], [6]:

$$C_p(X) = 0.73 \cdot (\frac{151}{X} - 13.65) \cdot e^{(\frac{-18.4}{X} + 0.055)}$$
 [-] (2.10)

Equazione di Wilson:

$$C_{pmax} = \left(\frac{X \cdot B^{0.67}}{1.48 + (B^{0.67} - 0.04) \cdot X + 0.025X^2} - \frac{1.92X^2 \cdot B \cdot C_d}{1 + 2X \cdot B \cdot C_l}\right) \cdot C_{p,Betz}$$
 [-] (2.11)

dove:

B: Numero di pale;

 C_d : Coefficiente di resistenza della pala (Drag Coefficient);

 C_l : Coefficiente di portanza della pala (Lift Coefficient);

Si può osservare che l'equazione di Wilson 2.11 permette di valutare esclusivamente il C_{pmax} e non l'intera caratteristica. I risultati ottenuti dall'utilizzo di queste relazioni verranno confrontati con quelli ricavati tramite metodo BEM nel paragrafo 2.2.2

- Metodo BEM: il metodo BEM (Blade Element and Momentum) permette di valutare la forza prodotta dalla pala eolica accorpando le teorie dell'elemento pala in 2D e della conservazione della quantità di moto. Associando anche la teoria di Schmitz [1] allora è possibile realizzare sia il design della pala che il calcolo della caratteristica C_p TSR tramite delle ipotesi semplificative che non compromettono in modo eccessivo l'accuratezza del risultato finale. Inoltre è possibile effettuare dei calcoli aggiuntivi che permettono di migliorare la stima del C_p considerando dei fenomeni che ne possono ridurre il valore, come per esempio l'effetto di perdita di "punta pala", distaccamento della scia e turbolenza sul mozzo. Questo è un metodo iterativo relativamente semplice che richiede una potenza di calcolo modesta, ma che in alcuni casi può fornire dei risultati non completi (es. curva C_p TSR troncata ad un certo valore di TSR_{max}) che risultano comunque attendibili [1].
- *Metodo Vortex*: consiste nello studio dei vortici formati dal vento che attraversa la turbina, che si creano localmente sulle pale. Tramite la conoscenza della posizione e della forza di questi vortici, e manipolando queste informazioni è possibile conoscere il modulo della velocità del vento che attraversa il rotore e quindi la potenza sviluppata dalla turbina. La semplificazione che viene fatta per velocizzare il calcolo è quella di considerare l'aria come fluido non viscoso. In questo modo il metodo permette un calcolo accurato e abbastanza veloce del *C_p*[10].
- *Panel methods*: questo metodo si basa sull'ipotesi di fluido non viscoso ed incomprimibile, e tratta lo studio del flusso d'aria come un problema di campo. Per

cui entrano in gioco fattori come: rappresentazioni del flusso d'aria come potenziale scalare; la definizione di bordi del dominio considerato; utilizzo di integrali di circuitazione e diverse altre relazioni che appesantiscono l'algoritmo di risoluzione rendendo il metodo molto accurato, ma richiedendo un maggiore sforzo computazionale e software specifici[15], [10].

- CFD: per CFD si intende "Computational Fluid Dynamics", quindi si tratta di metodi che studiano la fluidodinamica, basati sulla soluzione delle equazioni di Navier-Stokes. Possono essere eseguiti in 2D (per una più semplice modellizzazione) o in 3D aumentando il dettaglio del calcolo. In generale questo può essere considerato un metodo complesso per il calcolo della caratteristica C_p TSR in quanto è necessario conoscere e manipolare nel modo corretto dati come: geometrie di pale e rotore, l'ampiezza del dominio dell'ambiente circostante e qualità della mesh usata per i calcoli. Nonostante queste difficoltà, l'accuratezza di questo metodo permette perfino di sostituire i test di caratterizzazione sperimentali a cui si sottopongono le turbine eoliche. Proprio per questo motivo i metodi CFD sono quelli più utilizzati assieme al metodo BEM[15].
- Modelli basati su reti radiali e funzioni obiettivo: il beneficio principale dell'utilizzo di questo tipo di metodi è quello di basarsi su sistemi non parametrizzati che permettono una modellizzazione della curva di potenza, da cui si può ricavare la caratteristica del coefficiente di potenza, aumentandone l'accuratezza. In particolare i parametri vengono aggiornati nell'algoritmo sfruttando procedure di apprendimento delle reti neurali e algoritmi di non-symmetric fuzzy partitioning degli input. Esistono poi diversi modi per ottimizzare i parametri e cercare la soluzione migliore, in particolare: metodi deterministici, come la ricerca esaustiva della soluzione (procedimento che richiede tempi di calcolo molto alti) o metaeuristici, come metodi population-based, oppure metodi di tabù search. Questi ultimi sono quelli più interessanti in quanto riducono il tempo di calcolo rispetto ai metodi deterministici. Per poter mettere in opera questi algoritmi sono necessari grandi quantità di dati da fornire come input, per cui talvolta si possono rivelare metodi poco convenienti o addirittura non applicabili per mancanza di dati[14].
- Online estimation (metodo sperimentale): questo metodo viene utilizzato per caratterizzare una turbina già realizzata di cui non si conosce la caratteristica, oppure di cui si conosce solo la caratteristica analitica e la si vuole verificare sperimentalmente. Può essere applicato in galleria del vento, per delle valutazioni molto accurate, oppure sul campo sfruttando il vento. Quest'ultimo caso rende le valutazioni molto più ostiche considerando che la caratterizzazione deve essere svolta in un funzionamento a regime. Nonostante ciò, tramite alcuni accorgimenti, si possono ottenere dei risultati soddisfacenti. La misura del C_p in questo caso viene fatta misurando le potenze in uscita dal generatore tramite misure di corrente e tensione ed in ingresso al sistema, misurando la velocità del vento, tramite anemometro

e facendone il rapporto. Le misure vengono realizzate al variare del TSR ed in questo modo è possibile valutare le parti più di interesse per la caratteristica ed in particolare per poter utilizzare l'algoritmo di MPPT sui dati del comportamento reale della turbina [5].

Di seguito la tabella riassuntiva delle caratteristiche principali dei metodi illustrati:

Metodo	Accuratezza	Costo (computazionale/spesa)	Difficoltà
Empirici	Bassa	Basso	Bassa
BEM	Media	Basso	Media
Vortex	Media/Alta	Media	Media/Alta
Panel	Media/Alta	Alto	Alto
CFD	Alta	Alto	Alto
Reti radiali	Media/Alta	Alto	Media/Alta
Sperimentali	Alta	Alto	Media

Tabella 2.1: Tabella riassuntiva dei metodi di calcolo del C_p

Il metodo scelto per il calcolo della caratteristica C_p – TSR è il metodo BEM. Questo di presta bene per realizzare una curva adeguatamente accurata rispetto al tipo di applicazione che questa trattazione richiede, senza appesantire eccessivamente lo sforzo computazionale dei calcoli che rimane comunque corposo.

2.2.1 Metodo BEM

Come già affermato, il metodo BEM è costituito dall'insieme di due teorie: la *teoria dell'elemento pala* e la *teoria della conservazione della quantità di moto*[9],[12].

Teoria della conservazione della quantità di moto: velocità assiale del vento

Andando più nello specifico, per quanto riguarda la teoria della conservazione della quantità di moto: si ipotizza che non ci siano attriti tra turbina e flusso di aria, allora è possibile applicare l'equazione di Bernoulli per trovare una relazione tra pressione p e velocità V del vento:

$$\frac{1}{2}\rho \cdot V^2 + p = p_{tot} \tag{2.12}$$

dove:

 p_{tot} : pressione esterna del sistema considerabile costante.

A questo punto si può applicare questa relazione (2.12) a monte e a valle della turbina (le grandezze fanno riferimento alla fig. 2.1):

A monte del rotore:

$$p_0 + \frac{1}{2}\rho \cdot V_0^2 = p_+ + \frac{1}{2}\rho \cdot V^2 \tag{2.13}$$

A valle del rotore:

$$p_{+} - \Delta p + \frac{1}{2}\rho \cdot V^{2} = p_{0} + \frac{1}{2}\rho \cdot V_{1}^{2}$$
 (2.14)

Sottraendo 2.14 a 2.13 si ottiene:

$$\Delta p = \frac{1}{2}\rho \cdot (V_0^2 - V_1^2) \tag{2.15}$$

Ipotizzando che la velocità del vento sul rotore sua pari alla media delle velocità in ingresso ed uscita:

$$V = \frac{1}{2}(V_0 + V_1) \qquad [m/s] \tag{2.16}$$

Si ottiene:

$$\Delta p = \rho \cdot V \cdot (V_0^2 - V_1^2) \tag{2.17}$$

A questo punto è possibile calcolare la potenza sviluppata dalla turbina calcolando la variazione di energia cinetica nell'aria:

$$P = \frac{1}{2}\Delta p \cdot A = \frac{1}{2}\rho \cdot V \cdot (V_0^2 - V_1^2) \cdot A \qquad [W]$$
 (2.18)

Adesso si introduce uno dei due parametri cardine del metodo BEM, ovvero il *fattore* di induzione assiale a che fornisce un'indicazione su quanto si riduce la velocità assiale del vento una volta raggiunta la turbina. Si definisce come:

$$a = \frac{V_0 - V}{V_0} \qquad [-] \tag{2.19}$$

da cui:

$$V = (1 - a) \cdot V_0 \qquad [m/s] \tag{2.20}$$

A questo punto sostituendo e manipolando algebricamente l'equazione (2.18) si ottiene:

$$P = \frac{1}{2}\rho \cdot V_0^3 \cdot A \cdot 4a \cdot (1 - a)^2 \qquad [W]$$
 (2.21)

Allora ecco che si può identificare una prima definizione analitica del coefficiente di potenza considerando l'equazione (2.5) vista precedentemente:

$$C_p = 4a \cdot (1-a)^2$$
 [-] (2.22)

Questa relazione però non è ancora sufficiente per calcolare il coefficiente di potenza in modo esaustivo, infatti ancora non si è tenuto conto dell'effetto di rotazione che la velocità del vento assume all'interno della turbina eolica.

Teoria della conservazione della quantità di moto: velocità angolare del vento

Dalla figura 2.4 si può osservare come la velocità del vento assuma una componente rotazionale u, di verso opposto a quello di rotazione della turbina, non appena giunga in prossimità della turbina.

Il procedimento, concettualmente, è molto simile a quello già visto per la trattazione assiale, si considerano come prima tre punti di osservazione: a monte della pala, sulla pala e a valle della pala.

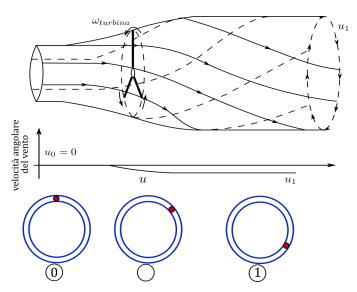


Figura 2.4: Velocità rotazionale del vento una volta raggiunta la turbina e punti di interesse per lo studio alla rotazione [9]

Dalla teoria della conservazione del momento angolare applicata ad un tubo di flusso anulare è possibile ricavare la coppia applicata all'anello come derivata nel tempo del momento angolare:

$$T = \frac{dL}{dt} = \frac{d(mr^2\omega)}{dt} = \frac{dm}{dt}r^2\omega \qquad [Nm]$$
 (2.23)

dove ω : velocità angolare della pala [rad/s].

Quindi se si considera un anello elementare, la coppia corrispondente sarà:

$$dT = d\dot{m}\omega r^2 \tag{2.24}$$

Considerando che per un anello elementare si ha:

$$d\dot{m} = \rho \cdot A \cdot V = \rho \cdot 2\pi r dr \cdot V \tag{2.25}$$

Allora la coppia diventa:

$$dT = \rho \cdot 2\pi r dr \cdot V \cdot \omega r^2 \tag{2.26}$$

A questo punto si introduce il secondo parametro cardine della teoria BEM, ovvero il fattore di induzione angolare a' definito come rapporto tra la velocità di rotazione della pala ω e il doppio della velocità di rotazione che assume il vento Ω :

$$a' = \frac{\omega}{2\Omega} \qquad [-] \tag{2.27}$$

Manipolando algebricamente questa relazione si giunge ad una forma che risulterà utile per le definizioni degli angoli del triangolo delle velocità applicato sulla pala:

$$u = r\omega \cdot (1 + a') \qquad [m/s] \tag{2.28}$$

Allora sostituendo questo parametro nell'equazione 2.26 si ottiene:

$$dT = 4a'(1-a) \cdot \rho \cdot V \cdot \Omega \cdot r^3 \pi dr \tag{2.29}$$

Le equazioni (2.21) e (2.29) saranno quelle da accorpare, in seguito, alle relazioni che verranno introdotte dalla teoria dell'elemento pala per poter infine calcolare il C_p .

Teoria dell'elemento pala

Questa teoria sfrutta concetti aerodinamici per studiare le forze agenti sulla pala di una turbina. La pala viene divisa in N elementi uguali (con $N = 10 \div 20$) che verranno studiati singolarmente considerando le seguenti ipotesi:

- 1. si trascurano le interazioni aerodinamiche tra gli elementi;
- 2. le forze sugli elementi sono esclusivamente determinate dai coefficienti di portanza C_l e di resistenza C_d .

Quindi su ogni elemento della pala verranno effettuati i calcoli per determinarne le forze applicate che varieranno a causa della diversa distribuzione del flusso d'aria lungo la pala, ma anche a causa delle variazioni di forma che si hanno lungo la pala dovute alle variazioni della corda c e dell'angolo di twist β_0 .

Per introdurre le forze agenti sulla pala si può osservare la figura 2.6 che rappresenta la componente risultate della velocità del vento sulla pala w, l'angolo di attacco α definito tra il vettore w e la corda, le forze di portanza F_l e resistenza F_d e la loro risultante F.

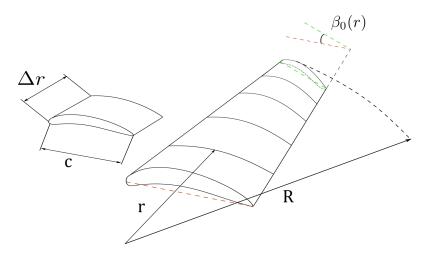


Figura 2.5: Divisione della pala in elementi [9]

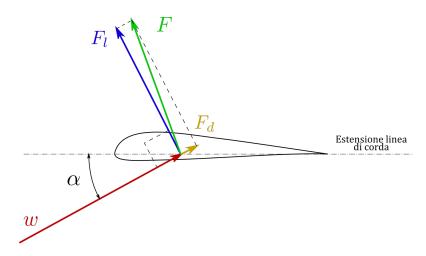


Figura 2.6: Sezione dell'elemento pala e forze agenti su di esso [9]

Si può osservare come la forza di portanza sia perpendicolare alla direzione della velocità *w* mentre la forza di resistenza sia parallela a quest'ultima e le loro relazioni sono rispettivamente:

$$\Delta F_l = \frac{1}{2} \rho w^2 \cdot \Delta rc \cdot C_l \qquad [N]$$
 (2.30)

$$\Delta F_d = \frac{1}{2} \rho w^2 \cdot \Delta rc \cdot C_d \qquad [N]$$
 (2.31)

dove:

 Δr : altezza dell'elemento pala [m]; c: corda dell'elemento pala [m]; C_l : coefficiente di portanza;

C_d : coefficiente di resistenza;

Queste relazioni fanno riferimento ad un unico elemento di una pala, per cui la forza totale applicata sulla pala deve tenere conto di tutti gli *N* elementi, ma anche del numero complessivo di pale *B*, quindi:

$$F_l = \sum_{n=1}^{N} \frac{1}{2} \rho w^2 \cdot n \Delta r \cdot c \cdot B \cdot C_l \qquad [N]$$
 (2.32)

$$F_d = \sum_{n=1}^{N} \frac{1}{2} \rho w^2 \cdot n \Delta r \cdot c \cdot B \cdot C_d \qquad [N]$$
 (2.33)

I coefficienti C_l e C_d dipendono entrambi dall'angolo di attacco in modo non lineare, però considerando che in condizioni normali si vuole operare con un $C_l >> C_d$ si osserva che ciò si realizza per valori di $\alpha = 5^\circ \div 10^\circ$ Un'altra condizione rilevante è quella di stallo, ovvero quando α è tale che il flusso d'aria non è più attaccato alla pala. Solitamente questa condizione si raggiunge per $\alpha = 15^\circ \div 20^\circ$. Le correlazioni tra i coefficienti di portanza e resistenza e l'angolo di attacco dipendono fortemente dal tipo di pala considerata. Come già accennato precedentemente le pale eoliche vengono solitamente identificate con un codice NACA a quattro o cinque cifre utile per definire la geometria della pala.

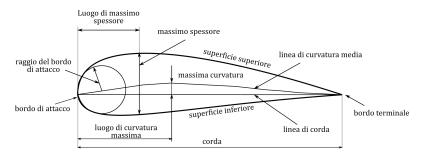


Figura 2.7: Geometrie che definiscono il profilo alare della pala [9]

In generale l'andamento di C_l e C_d può essere approssimato tramite una relazione polinomiale del quarto ordine del tipo [9]:

$$C_l = k_{l0} + k_{l1}\alpha + k_{l2}\alpha^2 + k_{l3}\alpha^3 + k_{l4}\alpha^4$$
 [-] (2.34)

$$C_d = k_{d0} + k_{d1}\alpha + k_{d2}\alpha^2 + k_{d3}\alpha^3 + k_{d4}\alpha^4$$
 [-] (2.35)

I coefficienti polinomiali utilizzati sono riassunti nelle tabelle 2.2 e 2.3.

La relazione polinomiale è valida solamente in un range di valori di α che va da $0 < \alpha < \alpha_{stallo}$. Per valori di α maggiori di α_{stallo} si considereranno le relazioni 2.36 e 2.37.

$$C_l = A_1 \sin(2\alpha) + A_2 \frac{\cos^2(\alpha)}{\sin(\alpha)} \qquad [-]$$
 (2.36)

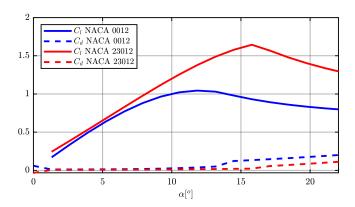


Figura 2.8: Confronto valori C_l e C_d di profili alari NACA 0012 e NACA 23012

NACA 0012				
k_{l0}	k_{l1}	k_{l2}	k_{l3}	k_{l4}
-0.0003	0.1303	$0.1e^{-5}$	-0.0003	$-2e^{-8}$
k_{d0}	k_{d1}	k_{d2}	k_{d3}	k_{d4}
0.0108	$-7e^{-7}$	$5e^{-5}$	$-1e^{-8}$	$1e^{-6}$

Tabella 2.2: Coefficienti polinomiali per profilo alare NACA0012

$$C_d = B_1 \sin^2(\alpha) + B_2 \cos(\alpha) + C_{ds} \qquad [-]$$
 (2.37)

Dove:

 $B_1 = C_{d,max}$, questo valore può essere fissato a 1 per i due profili considerati.

$$\begin{split} A_1 &= \frac{B_1}{2}; \\ A_2 &= (C_{ls} - C_{d,max} \cdot sin(\alpha_{stallo})cos(\alpha_{stallo})) \frac{sin(\alpha_{stallo})}{cos^2(\alpha_{stallo})}; \\ B_2 &= \frac{1}{cos^2(\alpha_{stallo})} \cdot (C_{ds} - C_{d,max} \cdot sin^2(\alpha_{stallo}); \\ C_{ls} &= k_{l0} + k_{l1}\alpha_{stallo} + k_{l2}\alpha_{stallo}^2 + k_{l3}\alpha_{stallo}^3 + k_{l4}\alpha_{stallo}^4; \\ C_{ds} &= k_{d0} + k_{d1}\alpha_{stallo} + k_{d2}\alpha_{stallo}^2 + k_{d3}\alpha_{stallo}^3 + k_{d4}\alpha_{stallo}^4; \end{split}$$

I dati utili per ottenere queste caratteristiche, relativi ai profili NACA 0012 e NACA 23012, sono stati ricavati da [2].

Una volta fatte queste considerazioni sui coefficienti di portanza e resistenza si può proseguire con la trattazione della teoria dell'elemento pala. Innanzitutto si definiscono

NACA 23012				
k_{l0}	k_{l1}	k_{l2}	k_{l3}	k_{l4}
0.1032	0.1052	0.0010	$7.35e^{-6}$	$-6.58e^{-6}$
k_{d0}	k_{d1}	k_{d2}	k_{d3}	k_{d4}
6.0e - 3	-3.6e - 4	5.4e - 5	6.5e - 6	-2.8e - 7

Tabella 2.3: Coefficienti polinomiali per profilo alare NACA23012

gli angoli riguardanti i vettori che realizzano il triangolo delle velocità sulla pala con in fig. 2.9.

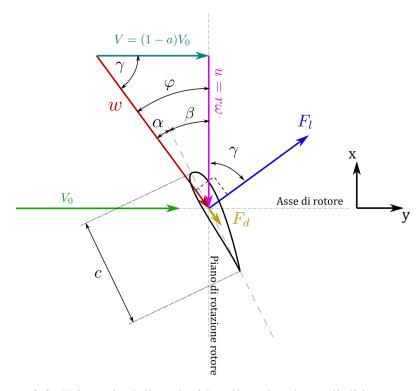


Figura 2.9: Triangolo delle velocità sulla pala ed angoli di interesse [9]

Definiti gli angoli e considerando le equazioni delle forze 2.30 e 2.31 si possono ricavare le risultanti applicate in direzione dell'asse del rotore F_y e del piano del rotore F_x per l'elemento pala (fig.):

$$\Delta F_x = \frac{1}{2} \rho w^2 c \Delta r \cdot C_x \qquad [N]$$
 (2.38)

$$\Delta F_y = \frac{1}{2} \rho w^2 c \Delta r \cdot C_y \qquad [N]$$
 (2.39)

Dove:

$$C_x = C_l cos(\gamma) - C_d sin(\gamma) \qquad [-] \tag{2.40}$$

$$C_{v} = C_{l}sin(\gamma) + C_{d}cos(\gamma) \qquad [-]$$
 (2.41)

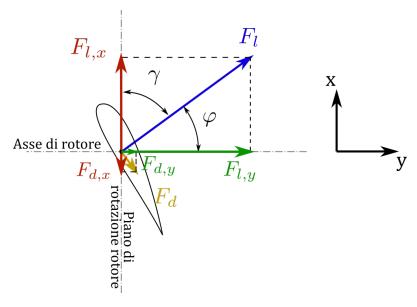


Figura 2.10: Forze assiali e tangenziali agenti sull'elemento pala [9]

La teoria dell'elemento pala non si limita a fornire le relazioni utili per il calcolo delle forze agenti sulla pala, ma permette anche di correlare gli angoli del triangolo di velocità con i fattori di induzione a ed a'. Infatti considerando la figura 2.9 e le equazioni (2.28) e (2.20) si avrà che:

$$\varphi = \arctan\left(\frac{1}{X} \cdot \frac{1-a}{1+a'}\right) \qquad [rad] \tag{2.42}$$

Che può anche essere scritto come:

$$\varphi = \frac{2}{3} \arctan\left(\frac{R}{X \cdot r}\right) \qquad [rad] \tag{2.43}$$

Infine, prima di poter implementare l'algoritmo di calcolo BEM, è necessario realizzare un design di pala su cui potersi basare. Gli elementi che definiscono il design della pala sono l'angolo di twist β_0 e la lunghezza della corda c, entrambe le grandezze variano al variare del raggio di pala. Per poter fare un design di base si utilizzano, solo in questa fase, le ipotesi semplificative della *teoria di Schmitz*, ovvero:

- α viene fissato ad un valore α_{opt} che massimizza il rapporto $\frac{C_l}{C_d}$;
- C_l si considera quindi fisso al valore ottimale $C_{l,opt}$;

• C_d viene considerato pari a zero.

In aggiunta a queste si applica la teoria della conservazione della quantità di moto sull'anello elementare tracciato dall'elemento pala che permette di scrivere la relazione:

$$dF_I = \Delta w \cdot dq \tag{2.44}$$

Dove:

 Δw : differenza di velocità relativa tra monte e valle del rotore ($\Delta w = w_1 - w_0$); dq: massa d'aria che attraversa l'anello elementare ($dq = 2\rho\pi \cdot rdr \cdot V$);

Manipolando (2.44) per ottenere la potenza sull'anello elementare e ponendo nulla la derivata della relazione ottenuta rispetto a φ , si può ottenere l'angolo φ_{design} tale da massimizzare la potenza. A questo punto si sceglie un valore di TSR su cui basare il design della pala X_{design} (7 ÷ 9) tramite il quale è possibile calcolare gli angoli di riferimento le seguenti equazioni:

$$\varphi_{design} = \frac{2}{3} \arctan \frac{R}{X_{design} \cdot r} \qquad [rad]$$
 (2.45)

$$\beta_0(r) = \varphi_{design} - \alpha_{opt} \qquad [rad] \tag{2.46}$$

Per completare il design di pala si calcola il valore della corda c(r) uguagliando e manipolando le equazioni di dF_l trovate dalla teoria della conservazione della quantità di moto (2.44) e dalla teoria dell'elemento pala (2.32). Il risultato sarà

$$c(r) = \frac{1}{B} \cdot \frac{16\pi r}{C_l} sin^2 \left(\frac{1}{3} arctan \left(\frac{R}{X_{design} r} \right) \right)$$
 [m] (2.47)

Una volta definita anche la geometria della pala si hanno tutti i dati di input necessari da fornire all'algoritmo di risoluzione del metodo BEM.

Combinazione delle teorie: passaggi finali del metodo BEM

Una volta raggiunti i risultati delle due teorie illustrate, è possibile combinarli in modo da riuscire a ricavare i parametri incogniti che sono presenti all'interno delle equazioni, ovvero i fattori di induzione assiale e angolare a ed a'. Infatti una volta calcolati questi due parametri sarà possibile calcolare il coefficiente di potenza della turbina e la potenza totale trasferita all'albero.

Innanzitutto si devono combinare le relazioni di coppia e forza assiale applicate al rotore, quindi riassumendo le relazioni viste per la teoria dell'elemento pala si ha rispettivamente [12]:

$$dT = \frac{1}{2}\rho w^2 c \cdot r dr \cdot B \cdot C_x \qquad [Nm]$$
 (2.48)

$$dF_y = \frac{1}{2}\rho w^2 c \cdot dr \cdot B \cdot C_y \qquad [N]$$
 (2.49)

Mentre considerando forza assiale e coppia ricavabili dalla teoria della quantità di moto si avrà rispettivamente:

$$dT = 4a'(1-a) \cdot \rho \cdot V \cdot \Omega \cdot r^3 \pi dr \qquad [Nm]$$
 (2.50)

$$dF_{v} = \rho V^{2} \cdot 4a(1-a) \cdot \pi r dr \qquad [N]$$
 (2.51)

Allora uguagliando e manipolando le due relazioni di coppia e le due relazioni di forza assiale si ottiene:

$$\frac{a}{1-a} = \frac{\sigma C_y}{4\cos^2(\gamma)} \tag{2.52}$$

$$\frac{a'}{1-a} = \frac{\sigma C_x}{4X \cos(\gamma)} \tag{2.53}$$

Dove: $\sigma = \frac{Bc}{2\pi r}$.

A questo punto si possono esplicitare queste relazioni in a ed a':

$$a = \frac{1}{1 + \frac{4\cos^2(\gamma)}{\sigma C_{\gamma}}}$$
 [-]

$$a' = \frac{1 - 3a}{4a - 1}a = \frac{1}{1 + \frac{4\cos^2(\gamma)}{\sigma C_{\nu}}}$$
 [-]

Questa valutazione dei coefficienti di induzioni può essere resa più accurata applicando il fattore correttivo di Prandtl F, che permette di tenere conto delle perdite sulla punta pala:

$$a = \frac{1}{1 + \frac{4F\cos^2(\gamma)}{\sigma C_{\nu}}}$$
 [-]

Dove:

$$F = \frac{2}{\pi} arccos(e^{-\frac{B}{2} \cdot \frac{R-r}{rcos(\gamma)}}) \qquad [-]$$
 (2.57)

Una volta noti i coefficienti di induzione si può calcolare il coefficiente di potenza tramite i seguenti passaggi:

• potenza di ogni anello elementare:

$$dP = \Omega dT \tag{2.58}$$

• potenza del rotore:

$$P = \int_{r_{min}}^{R} dP dr = \int_{r_{min}}^{R} \Omega dT dr \qquad [W]$$
 (2.59)

• dalla definizione di coefficiente di potenza:

$$C_p = \frac{P}{P_{vento}} = \frac{\int_{r_{min}}^{R} \Omega dT dr}{= \frac{1}{2} \rho \cdot \pi R^2 \cdot V_0^3}$$
 [-] (2.60)

• manipolando l'integrale si ottiene l'equazione conclusiva per il calcolo del C_p :

$$C_p = \frac{8}{X^2} \int_{X}^{X} x^3 \cdot a'(1-a) dx \qquad [-]$$
 (2.61)

Dove:

X: Tip-Speed Ratio considerando il raggio completo della pala;

 X_{min} : Tip-Speed Ratio considerando il raggio primo elemento considerato della pala;

x: Tip-Speed Ratio di ogni elemento, quindi variabile in funzione del raggio.

Note tutte queste relazioni sarà possibile procedere con la definizione dell'algoritmo di calcolo del metodo BEM.

Algoritmo di calcolo

L'algoritmo di calcolo del metodo BEM è realizzato in modo da ottenere i coefficienti di induzione *a* ed *a*' che permettono di ricavare coefficiente di potenza e potenza all'albero di turbina. L'algoritmo consiste in un processo iterativo che ad ogni iterazione ricalcola i valori dei coefficienti di induzione fin quando l'errore non è minore di un certo valore imposto. Questo metodo offre semplicità esecutiva ed un raggiungimento della soluzione abbastanza rapido, pur non assicurando l'ottenimento della soluzione migliore possibile.

Il processo iterativo è costituito dai seguenti punti:

- 1. si fissano i valori di *a* ed *a'* pari a zero se si tratta della prima iterazione oppure si usano i valori calcolati nell'iterazione precedente;
- 2. calcolo degli angoli di interesse ovvero γi e α_i , dove i è l'iterazione corrente. Per calcolare γ_i si considera l'equazione (2.42) tenendo conto che φ è il complementare di γ :

$$\gamma_i = \arctan\left(X \frac{1 + a_i'}{1 - a_i}\right) \qquad [rad] \tag{2.62}$$

$$\alpha_i = \gamma_{design} - \gamma_i \qquad [rad] \tag{2.63}$$

dove: $\gamma_{design} = \frac{\pi}{2} - \varphi_{design} + \alpha_{opt}$ [rad]

- 3. calcolo dei coefficienti di portanza e resistenza $C_{l,i}$ e $C_{d,i}$ tramite (2.34), (2.35) e (2.36), (2.37);
- 4. calcolo dei coefficienti $C_{x,i}$ e $C_{y,i}$ tramite (2.40) e (2.41);
- 5. calcolo dei fattori di induzione assiale a_i ed angolare a_i' tramite le relazioni (2.54) e (2.55). Per il calcolo eseguito che verrà descritto nella sezione seguente si trascura il fattore di correzione di Prandtl F.
- 6. valutazione dell'errore tra i nuovi valori trovati di a_i ed a'_i e quelli dell'iterazione precedente a_{i-1} e a'_{i-1} . Se l'errore supera la soglia fissata ε allora si compie un'altra iterazione, in caso contrario si esce dal processo iterativo e si utilizzano i valori trovati di a ed angolare a' per calcolare C_p e $P_{turbina}$.

$$\frac{|a_i - a_{i-1}|}{a_i} \cdot 100 < \varepsilon \tag{2.64}$$

$$\frac{|a_i' - a_{i-1}'|}{a_i'} \cdot 100 < \varepsilon \tag{2.65}$$

Una volta noti i valori dei coefficienti di induzione si può procedere con il calcolo del C_p tramite la relazione (2.61). Ovviamente essendo elementi discreti e non infinitesimali, l'integrale viene approssimato come sommatoria tramite la regola del trapezio:

$$C_p = \frac{8}{X^2} \cdot \sum_{n=1}^{N-1} \left\{ \left[(x^3 \cdot a'(1-a))_n + (x^3 \cdot a'(1-a))_{n+1} \right] \cdot \frac{(x_{n+1} - x_n)}{2} \right\}$$
 [-] (2.66)

Si può ancora calcolare la potenza della turbina considerando l'equazione di coppia (2.48) di cui si deve calcolare la velocità relativa del vento come:

$$w = \sqrt{(u(1+a'))^2 + (V_0(1-a))^2} \qquad [m/s]$$
 (2.67)

Dove:

u: velocità della punta dell'elemento considerato ($u = \omega r$) A questo punto sono noti tutti gli elementi per calcolare la coppia sull'intera turbina, allora la potenza sarà:

$$P_{turbina} = T_{turbina} \cdot \omega \qquad [W] \tag{2.68}$$

Conoscendo la potenza di turbina è possibile fare una verifica sul calcolo del C_n tramite la relazione che lo definisce (2.6)

Una volta note queste grandezze è possibile realizzare il modello della turbina eolica.

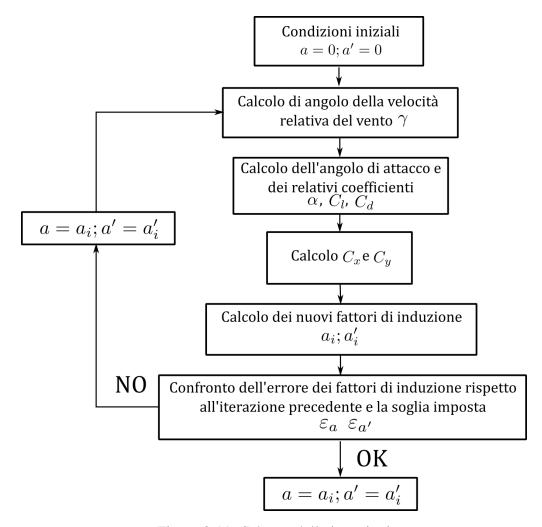


Figura 2.11: Schema delle iterazioni

2.2.2 Applicazione del metodo BEM

In questo paragrafo verranno illustrati i dati su cui è stato applicato l'algoritmo di calcolo BEM, la caratteristica C_p – TSR ottenuta e diversi altri risultati e confronti riguardanti il modello della turbina eolica. I dati utilizzati sono stati scelti in modo tale da realizzare una turbina eolica con una potenza di picco pari a circa 10 kWp (cifra dettata dalla taglia del generatore disponibile per i test sperimentali di laboratorio) e sono riassunti nella seguente tabella:

Dati del modello di turbina eolica Nome Simbolo Valore Unità di misura Raggio R 4.0 m m^2 Superficie spazzata dalle pale 50.26 A Numero pale В 3 Numero elementi pala N 20 Raggio interno del primo elemento pala R_i 0.16 m Raggio del singolo elemento pala 0.2105 Δr m Densità dell'aria(15° C, 1 atm) kg/m^3 1.225 ρ Velocità di cut-in 3.0 m/s V_{cut-in} Velocità di cut-off 25.0 $V_{cut-off}$ m/sVelocità angolare massima della turbina 100.0 rpm n_{max} Velocità angolare massima del generatore 3000.0 rpm $n_{gen,max}$ Rapporto di trasformazione del gear-box 30.0 grm/sNumero di punti di valutazione del TSR N_{x} 80 Variazione del TSR ΔX 0.1013 TSR di design pala 8.5 X_{design}

Tabella 2.4: Dati turbina eolica

Ulteriori dati da fornire come input all'algoritmo dipendono dal tipo di profilo alare utilizzato. In particolare si è fatto riferimento a due profili alari comunemente utilizzati per turbine eoliche, cioè il NACA 23012 e il NACA 0012. Nella tabella 2.5 sono raccolti i dati e i risultati di design preliminari.

Dati NACA 23012 e NACA 0012 Nome Simbolo Valore Unità di misura **NACA 23012** Angolo di attacco ottimale 7.0 α_{opt} 0 Angolo di stallo 16.0 α_{stallo} Coefficiente di portanza ottimale 0.8774 $C_{l,opt}$ **NACA 0012** Angolo di attacco ottimale 5.0 α_{opt} 0 Angolo di stallo 16.0 α_{stallo} Coefficiente di portanza ottimale 0.6195 $C_{l,opt}$

Tabella 2.5: Dati NACA 23012 e NACA 0012

Si possono confrontare i risultati di design di pala ottenuti con i due differenti profili rappresentando l'angolo di twist β_0 , la corda c di pala e l'angolo γ_{design} ottenuti al variare del raggio:

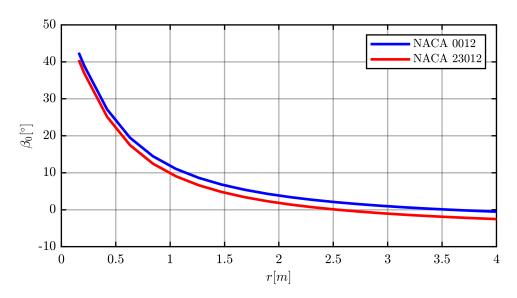


Figura 2.12: Variazione dell'angolo di twist della pala al variare del raggio per NACA 0012 e NACA 23012

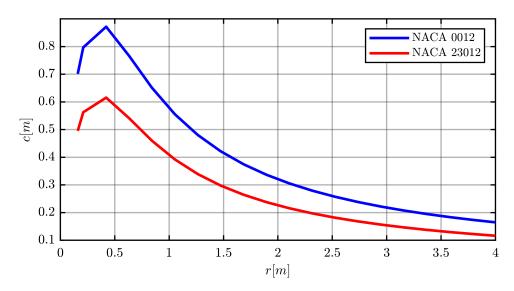


Figura 2.13: Variazione della corda della pala al variare del raggio per NACA 0012 e NACA 23012

Una volta calcolati questi parametri si può entrare nel ciclo iterativo che si conclude dopo circa 110 iterazioni ed a quel punto è possibile ricavare i risultati del metodo BEM.

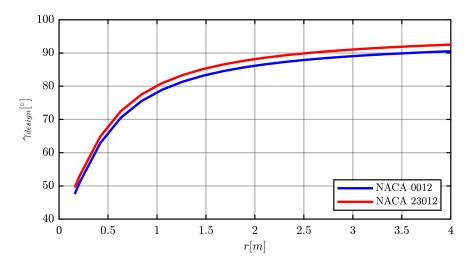


Figura 2.14: Variazione dell'angolo γ_{design} al variare del raggio per NACA 0012 e NACA 23012

Metodo BEM: risultati ottenuti e confronto con metodi empirici

Una volta fatti tutti i calcoli è stato possibile quindi ricavare la curva $C_p - TSR$ della turbina progettata. A causa dei limiti dell'algoritmo la curva non si è potuta calcolare nella sua completezza (con i dati di design utilizzati la valutazione arriva a valori di $X \simeq 7.39$), ma nonostante ciò si riesce a raggiungere il valore di $C_{p,max}$, per cui è possibile approssimare tutta la parte mancante della caratteristica riproducendola in modo simmetrico rispetto al punto di massimo, come si può vedere in figura 2.15

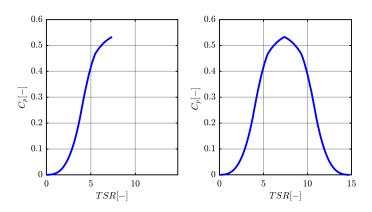


Figura 2.15: Variazione dell'angolo γ_{design} al variare del raggio per NACA 0012 e NACA 23012

L'approssimazione fatta nella seconda metà della curva non compromette il comportamento della turbina in quanto si tratta di punti di lavoro a valori di TSR relativamente alti, che in normale funzionamento non vengono raggiunti.

Una volta che la caratteristica $C_p - TSR$ è stata costruita nella sua interezza si possono confrontare i risultati ottenuti considerando i diversi profili alari considerati. In figura 2.16 il confronto della caratteristica $C_p - TSR$, mentre in figura 2.17 il confronto tra le potenze di turbina al variare della velocità del vento. Queste sono state calcolate considerando di funzionare in MPPT, ovvero con un C_p massimo fino al raggiungimento della velocità massima di rotazione della turbina, da quel punto in poi si manterrà costante la velocità di rotazione, quindi si funziona con TSR decrescente all'aumentare di V_0 .

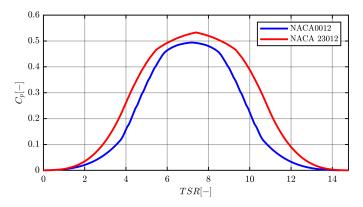


Figura 2.16: Confronto caratteristica C_p – TSR NACA 0012 e NACA 23012

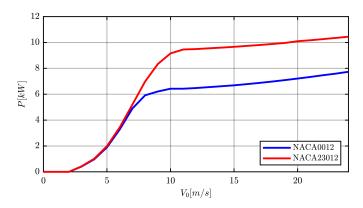


Figura 2.17: Confronto NACA 0012 e NACA 23012 della caratteristica di potenza al variare della velocità del vento

Si può chiaramente osservare che il profilo alare NACA23012 offre delle prestazioni migliori per quanto riguarda la potenza assorbita dal vento a pari raggio di turbina e dimensioni. Per questo motivo da questo punto della trattazione in poi si farà riferimento esclusivamente alle caratteristiche calcolate con il profilo NACA23012.

Per avere una verifica della correttezza del calcolo del modello della turbina è stata confrontata la caratteristica di potenza ottenuta con la caratteristica di potenza di una

turbina in commercio fig. 2.19. La turbina eolica in questione è la *Hummer H8.16-10KW* le cui specifiche sono indicate in tabella 2.6 [24].

Hummer H8.16-10KW				
Nome	Simbolo	Valore	Unità di misura	
Potenza nominale	P_n	10.0	kW	
Raggio	R_{Hummer}	4.1	m	
Velocità nominale del vento	$V_{0,nom}$	10.0	m/s	
Velocità di cut-in	$V_{cut-in,Hummer}$	3.0	m/s	
Velocità di cut-off	$V_{cut-off,Hummer}$	25.0	m/s	
Velocità angolare massima della turbina	$n_{max,Hummer}$	100.0	rpm	
Densità di potenza	_	198.8	W/m^2	

Tabella 2.6: Scheda tecnica turbina eolica Hummer H8.16-10KW



Figura 2.18: Turbina eolica Hummer H8.16-10 KW [11]

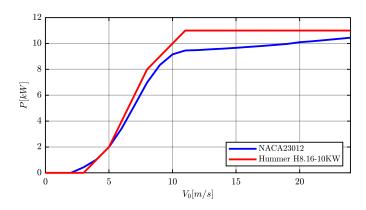


Figura 2.19: Confronto della caratteristica di potenza al variare della velocità del vento tra turbina modellizzata e turbina esistente in commercio.

La discrepanza tra le potenze massime ottenute dalle due turbine è dovuta al fatto che la potenza nominale (10 kW) della turbina Hummer H8.16 fa riferimento ad una velocità del vento nominale di 10.0 m/s, mentre la turbina in studio e stata modellizzata per raggiungere quella potenza per velocità del vento vicine alla velocità massima sostenibile dalla turbina. Nonostante questo particolare che dipende da fattori intrinsechi delle turbine, l'andamento della caratteristica è simile abbastanza da poter validare il metodo di calcolo BEM eseguito. Una volta confermati i risultati del metodo BEM è possibile confrontare l'accuratezza dei metodi empirici indicati in (2.10) e (2.11).

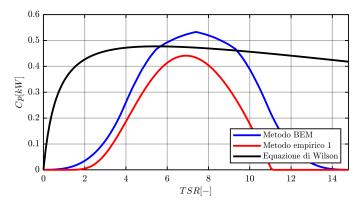


Figura 2.20: Confronto risultati Metodo BEM e metodi empirici.

In figura 2.20 si osserva che i metodi empirici offrono delle soluzioni molto semplici ma che sottostimano i valori di C_p , il *metodo empirico 1* approssima l'intera caratteristica, mentre *l'equazione di Wilson* fornisce solamente una stima del C_p massimo. I risultati ottenuti con il metodo BEM permettono di confermare la caratteristica C_p –TSR calcolata ed a questo punto è possibile introdurla nel sistema a blocchi del modello di turbina eolica per simularne il comportamento.

2.3 Modello della turbina eolica: schema a blocchi

Una volta ottenuta la caratteristica del coefficiente di potenza della turbina eolica si può realizzare il modello di schema a blocchi atto a fornire come uscita la coppia applicata all'albero avendo come input la velocità del vento V_0 e la velocità angolare dell'albero ω_{albero} . Il modello si basa sull'utilizzo delle relazioni (2.5) e (2.7) che tramite la logica degli schemi a blocchi possono essere rappresentate come in figura 2.21 [20].

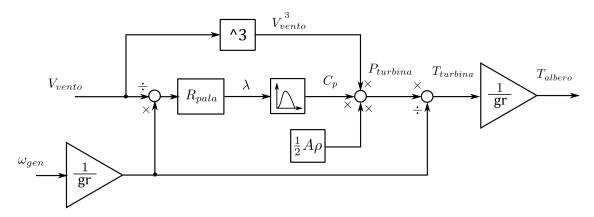


Figura 2.21: Schema a blocchi della turbina eolica per implementazione P-HiL.

In questo modo l'output del modello viene mandato come comando di coppia al motore primo connesso al generatore. Si può osservare l'effetto della presenza di un moltiplicatore di giri (*GR*), modellizzato ad efficienza unitaria per semplicità, che permette di adattare le grandezze meccaniche della turbina alle grandezze meccaniche del generatore. In questo modo è possibile sfruttare le due macchine rotanti nel miglior modo possibile.

Studiando il funzionamento delle turbine eoliche in rotazione si possono osservare dei fenomeni che influenzano il valore di output della coppia che se modellizzati correttamente permettono di migliorare l'accuratezza del sistema P-HiL, e possono essere riassunti in:

- Tower Effect (TE): si tiene conto della riduzione della velocità del vento a dovuta al passaggio del flusso d'aria attraverso la torre di sostegno della turbina. Ciò si traduce in un ripple periodico di coppia con frequenza pari al prodotto tra frequenza di rotazione della turbina e numero di pale. Analiticamente questo effetto è descritto nella relazione (2.69) [18].
- Wind shear (WS): questo fenomeno si identifica con l'effetto di aumento di velocità del vento all'aumentare dell'altezza. Dal punto di vista della turbina, la parte inferiore del rotore sarà sottoposta ad una minore velocità rispetto alla parte superiore.
 Questo comportamento determina delle oscillazioni di coppia che possono essere

sommate al contributo dato dal *Tower Effect* e riassunte nella seguente equazione [4]:

$$T_{albero} = T_{turbina} + T_{TE,WS} \cdot sin(3\omega_{turbina}t)] \qquad [Nm]$$
 (2.69)

Ovviamente per quanto riguarda il termine aggiuntivo, della funzione seno viene presa solo la parte negativa, quindi come risultato la coppia avrà un andamento del tipo raffigurato in figura 2.22.

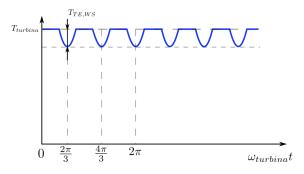


Figura 2.22: Oscillazioni di coppia dovute all'effetto torre e wind shear.

• Compensazione dell'inerzia in un sistema P-HiL: per emulare in modo esatto la dinamica di una turbina eolica in un sistema P-HiL è necessario compensare l'effetto dell'inerzia della turbina che sarà ovviamente diversa dall'inerzia del motore primo (MP) che ne simulerà il comportamento. Per fare ciò si deve correggere il contributo di coppia in uscita dal motore primo aggiungendo un termine dinamico inerziale. Per ricavare il fattore di correzione da aggiungere si considerano le equazioni di equilibrio di coppia del sistema emulato (2.70) e del sistema di test senza compensazione (2.71):

$$T_{albero} = \frac{T_{turbina}}{gr} = \left(\frac{J_{turbina}}{gr^2} + J_{gen}\right) \frac{d\omega_{gen}}{dt} + T_{gen} \qquad [Nm]$$
 (2.70)

$$T_{MP} = (J_{MP} + J_{gen}) \frac{d\omega_{gen}}{dt} + T_{gen} \qquad [Nm]$$
 (2.71)

Combinando queste due relazioni si ottiene:

$$T_{MP} = \frac{T_{turbina}}{gr} + \left(J_{MP} - \frac{J_{turbina}}{gr^2}\right) \frac{d\omega_{gen}}{dt} \qquad [Nm]$$
 (2.72)

Dove:

gr: fattore di trasformazione del moltiplicatore di giri.

Questa compensazione influisce inevitabilmente anche sui parametri del regolatore dell'anello di velocità utilizzato per controllare il generatore, in quanto si basa sulle inerzie presenti nel sistema meccanico.

 V_{vento} V_{v

Le modifiche apportate al modello sono rappresentate in fig. 2.23.

Figura 2.23: Schema a blocchi della turbina eolica per implementazione P-HiL con modifiche migliorative del modello.

 $\frac{J_{turbina}}{gr^2}$

Nonostante siano state studiate queste modifiche che modellizzano la turbina in modo più accurato, per il setup sperimentale è stato scelto di mantenere un modello semplificato che quindi trascura gli effetti di torre, wind shear e compensazione dell'inerzia. Quindi sia in ambito PLECS che Simulink, per il modello di turbina eolica, sono stati realizzati schemi a blocchi che fanno riferimento alla figura 2.21.

Capitolo 3

Descrizione e controllo del sistema Back-to-Back

In questo capitolo verrà descritto il sistema di generazione che permette sia la conversione dell'energia meccanica in energia elettrica, ma anche l'adattamento dell'energia generata con quella che si può immettere direttamente nella rete elettrica. Il capitolo sarà diviso in due parti principali che riguardano rispettivamente la porzione di sistema che comprende generatore, inverter lato generatore e DC-link, e la porzione di sistema complementare che è composta quindi da DC-link, inverter lato rete, sistema di pre-carica e rete. L'accoppiamento dei due sistemi viene eseguito proprio sul DC-link, ciò permette di studiare e tarare i vari parametri, che verranno introdotti nei prossimi paragrafi, in modo totalmente indipendente tra una porzione di sistema e l'altra. Di questa "separazione" se ne usufruisce sia per la realizzazione dei modelli simulati che per la corretta taratura del set-up sperimentale.

3.1 Sistema lato generatore

Il sistema lato generatore, come anticipato precedentemente, è costituito da due elementi principali: macchina elettrica sincrona a riluttanza con magneti permanenti (*PMASR - Permanent Magnet - Assisted Synchronous Reluctance*) che lavora da generatore ($\omega_r > 0$; T < 0), ed inverter, funzionante in questo caso come raddrizzatore a PWM.

3.1.1 Introduzione alla macchina elettrica: PMASR

Partendo dal tipo di configurazione scelta per il sistema di generazione, ovvero quella di "Macchina sincrona con convertitore a piena potenza", la soluzione ideale sarebbe stata quella di utilizzare una macchina sincrona SPM (Surface-mounted Permanent Magnet) sia per la maggiore semplicità che ne consegue per il relativo modello, che per la semplicità

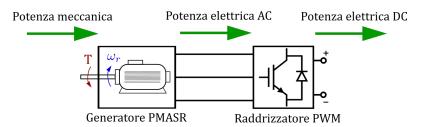


Figura 3.1: Componenti del sistema lato generatore.

del controllo applicato e per utilizzare una soluzione quanto più vicina possibile a quelle che sono le soluzioni in commercio per generatori eolici sincroni. Nonostante ciò, lo studio del modello simulato e del controllo dell'inverter, sono stati fatti in funzione della macchina che sarebbe stata utilizzata nei test sperimentali, quindi tenendo conto della disponibilità del parco macchine del laboratorio. Per questo motivo la scelta è ricaduta su una macchina sincrona PMASR in quanto possedeva le caratteristiche meccaniche ed elettriche, sostanzialmente potenza e coppia, adatte alle grandezze ipotizzate per l'emulatore di turbina. La macchina a riluttanza con magneti permanenti è costruita con un rotore anisotropo realizzato tramite lamierini che contengono delle cavità dalle forme specifiche in base all'andamento di riluttanza che si vuole ottenere lungo la circonferenza.

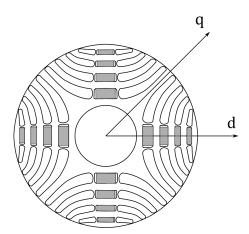


Figura 3.2: Sezione del rotore della macchina PMASR.

All'interno di alcune di queste cavità è possibile inserire dei magneti permanenti in modo da migliorare il fattore di potenza ed introdurre un contributo di coppia aggiuntivo. Infatti la particolarità di questa tipologia di macchina consiste nello sfruttamento dei due contributi di coppia che risultano nell'equazione di coppia del modello generale della macchina sincrona: contributo di coppia dovuta ai magneti, e contributo di coppia dovuta alla riluttanza.

$$T_{em} = \frac{3}{2}p\left[\underbrace{\lambda_{m}i_{q}}_{\text{Coppia da PM}} + \underbrace{(L_{d} - L_{q})i_{d}i_{q}}_{\text{Coppia di riluttanza}}\right]$$
(3.1)

dove:

- p: paia poli;
- λ_m : flusso concatenato dagli avvolgimenti di statore per mezzo dei magneti permanenti (PM);
- $i_{d,q}$: correnti istantanee di statore in assi (d,q);
- $L_{d,q}$: induttanza apparente in assi (d,q);

Da questa relazione (3.1) si può osservare che il termine di coppia dovuta ai magneti è sostanzialmente costante (anche se il valore di λ_m varia con la temperatura), mentre ciò che rende fortemente non lineare la relazione sono i valori delle induttanze apparenti $(L_d \in L_q)$. Queste ultime variano al variare delle correnti i_d e i_q , in quanto, a causa dell'anisotropia del rotore, i legami funzionali con i flussi indotti (λ_d, λ_q) sono anch'essi non lineari. Questi sono i principali motivi che rendono una macchina PMASR più difficile da modellizzare e da controllare, rispetto ad una macchina isotropa. Nonostante ciò, conoscendo il comportamento della macchina e mappando in modo adeguatamente fitto l'andamento dei flussi al variare delle correnti è possibile realizzare un modello accurato ed un controllo performante.

3.1.2 Caratteristiche del generatore PMASR

Andando più nello specifico, i parametri della macchina utilizzata per i test sperimentali sono riassunti nella seguente tabella:

Dati PMASR			
Potenza nominale	P_n	7.0	kW
Potenza massima	P_{max}	10.0	kW
Velocità base	ω_b	2450.0	rpm
Velocità massima	ω_{max}	10000	rpm
Resistenza di statore	R_s	0.3	Ω
Inerzia	J_m	$4.6 \cdot 10^{-3}$	$kg \cdot m^2$

Tabella 3.1: Dati di targa del generatore sincrono PMASR [3].

Di seguito una foto del generatore utilizzato (fig. 3.3) già calettato sull'albero e cablato.



Figura 3.3: Sezione del rotore della macchina PMASR.

Come ho già sottolineato in precedenza, per poter controllare al meglio questa macchina e per poterla modellizzare in simulazione, è necessario studiare il comportamento magnetico. Questo studio è stato svolto tramite una mappatura sperimentale del flusso magnetico indotto valutato per diverse "coordinate" di valori di corrente (i_d, i_q) immessi a statore [3]. Quindi usando degli intervalli discreti di corrente è stata creata una mappa 3D di correlazione tra correnti e flusso. I dati che sono stati raccolti dallo studio in questione mi sono stati forniti per permettermi di utilizzarli e manipolarli in funzione delle operazioni da svolgere. In particolare le mappe di flusso utilizzate sono rappresentate in figura 3.4.

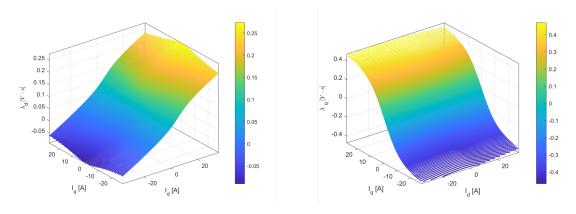


Figura 3.4: Mappe di flusso sperimentali del generatore utilizzato.

3.1.3 Descrizione del controllo inverter lato-generatore

Il controllo implementato per l'inverter lato generatore consiste in un tipico controllo di macchina adattato alla particolare applicazione di generazione eolica. Per questo motivo, considerando che l'obiettivo ultimo del controllo è quello di poter operare in funzionamento MPPT, si rende necessario un controllo della velocità di rotazione della turbina. In particolare il controllo di velocità angolare si dovrà tradurre nel controllo di altre grandezze di macchina che permettono il controllo, quindi di anelli di feedback interni. Schematizzando in modo riassuntivo i blocchi principali del controllo da attuare si ottiene:

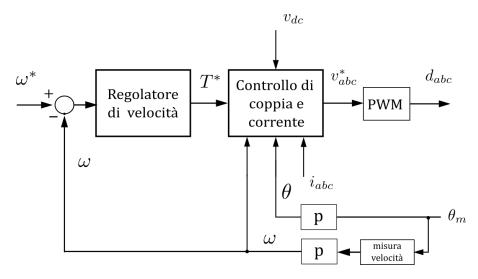


Figura 3.5: Schema a blocchi generale del controllo generatore.

Dalla teoria dei controlli, nel caso in cui ci siano più anelli di feedback, uno interno all'altro, la taratura dei parametri di controllo si deve effettuare partendo dall'anello più interno.

Caratteristiche dell'inverter utilizzato

Prima di addentrarsi nello studio dei controlli messi in atto, è necessario riassumere le caratteristiche dell'inverter utilizzato, il quale sarà uguale sia per le simulazioni che per i test sperimentali. L'inverter in considerazione è un GUASCH MTL-CBI0040F12IXHE, si tratta di un inverter a IGBT che oltre alle tre gambe di inverter contiene anche la "gamba di freno" e il DC-link con relativo condensatore di DC-link. Queste caratteristiche lo rendono un convertitore adatto a diverse applicazioni: azionamento di macchine elettriche, gestione di risorse rinnovabili, alimentazione di saldatrici, UPS e altro ancora [8]. Sono state eseguite anche delle migliorie da parte del PEIC che riguardano l'inserimento di induttanze di filtro sul lato AC ed interruttori (K1 e $\bar{K1}$ vedi fig. 3.6) che semplificano la variazione di configurazione da *inverter per connessione in rete* ad *inverter per controllo motore* e viceversa [26]. In questo caso l'inverter è configurato come controllo motore, con K1 aperto e $\bar{K1}$ chiuso.

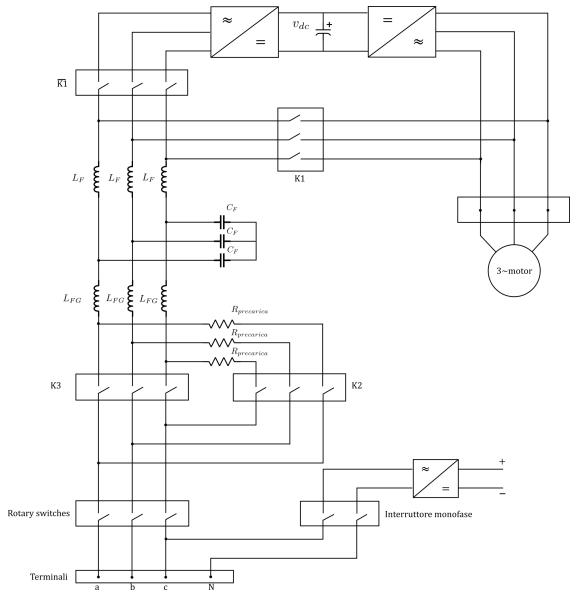


Figura 3.6: Schema con switches atti alla variazione della configurazione dell'inverter [26].

I dati di targa dell'inverter sono riassunti nella tabella 3.2.

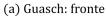
Dati GUASCH MTL-CBI0040F12IXHE

Frequenza di commutazione	f_{sw}	10	kHz
Tensione massima DC-Link	$V_{DC,max}$	750	V
Tensione nominale AC	$V_{n,RMS}$	400	V
Tensione massima AC	$V_{max,RMS}$	440	V
Corrente di fase massima	$i_{max,RMS}$	25	A
Capacità del condensatore sul DC-Link	C_{DC}	1.0	mF
Induttanza di filtro	L_f	2.2	mH
Dead-time nominale ($@f_{sw} = 10kHz$)	t_{DT}	2.8	μs

Tabella 3.2: Dati di targa dell'inverter GUASCH MTL-CBI0040F12IXHE [8].

Per ulteriori caratteristiche si può consultare il relativo datasheet [8].







(b) Guasch: retro

Figura 3.7: Foto dell'inverter GUASCH MTL-CBI0040F12IXHE già cablato e pronto per essere utilizzato.

Controllo di coppia e corrente

Il controllo di velocità è eseguito tramite la realizzazione di una coppia target T^* , tale da bilanciare il carico meccanico in ingresso in modo da raggiungere la velocità desiderata. La coppia, come visto precedentemente (3.1), è direttamente collegata alle correnti iniettate nella macchina, per cui controllando le correnti nel modo corretto sarà possibile

ottenere il target di coppia. A loro volta le correnti dipendono dalle tensioni imposte dall'inverter. Quest'ultimo agisce, in questo caso, come un generatore di tensione pilotato in corrente. Prima della rappresentazione a blocchi del sistema di controllo è anche necessario specificare che il legame tra coppia di riferimento e correnti di riferimento sarà unicamente regolato dal concetto di funzionamento in MTPA ($Maximum\ Torque\ Per\ Ampere$). Considerando che un certo valore di coppia si può ottenere con diverse combinazioni di correnti i_{dq} , la logica MTPA considera di utilizzare la combinazione che minimizza l'ampiezza del vettore di corrente a pari coppia generata. In questo modo si ottiene la massima efficienza dalla conversione elettromeccanica. Data l'applicazione che presume velocità di rotazione del generatore prossime a quelle nominali, non è previsto un funzionamento in deflussaggio, utilizzato nel caso sia necessario per raggiungere alte velocità.

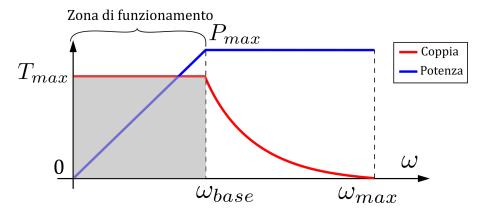


Figura 3.8: Zona di funzionamento del generatore.

Per realizzare un funzionamento in MTPA è stato necessario fare un'analisi della coppia in funzione delle correnti, tramite l'equazione (3.1), considerando che i flussi sono anch'essi funzione delle correnti $\lambda_d(i_d,i_q)$, $\lambda_q(i_d,i_q)$. Per questo motivo ho creato un algoritmo in MATLAB che, tramite i dati di flusso fornitimi, mi permettesse di trovare i valori minimi di corrente utili ad ottenere la massima coppia. Il risultato ottenuto è visibile in figura 3.9 ed è stato salvato nel file "MotorData.h" facente parte dei file "include" da accorpare al codice del microcontrollore dell'inverter.

Dai risultati ottenuti si possono creare quindi delle Look-Up Table (LUT) che correlano la corrente da iniettare per realizzare un certo valore di coppia voluto. Si può osservare che il segno della coppia è stabilito unicamente dal verso della corrente i_q , mentre la i_d avrà segno negativo in quanto nei due quadranti negativi della corrente in asse d si raggiungono valori di coppia superiori a pari valore di corrente.

A questo punto lo schema a blocchi utilizzato per il controllo si presenta come in figura 3.10.

Dove per CVC si intende *Controllo Vettoriale di Corrente* che nello specifico consiste nel seguente schema raffigurato in 3.11.

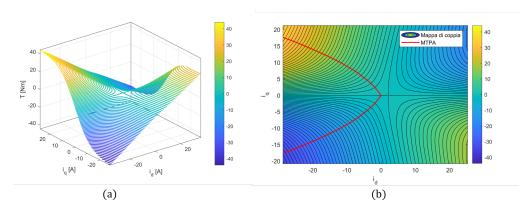


Figura 3.9: (a): Coppia del generatore in funzione delle correnti; (b): Luogo dei punti in cui si ottiene il funzionamento in MTPA.

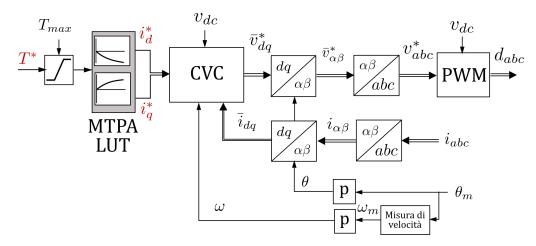


Figura 3.10: Schema a blocchi del controllo di coppia e corrente.

Quindi in ingresso al blocco di condizionamento delle correnti è presente un saturatore dell'input di coppia alla coppia massima; in seguito si ricavano le correnti di riferimento tramite LUT. I riferimenti vengono confrontati con i valori misurati delle correnti sul generatore, queste subiscono quindi le due trasformate, prima in assi (α,β) e poi in (d,q). La trasformazione $\alpha\beta \to dq$ è attuabile grazie all'informazione di angolo meccanico, fornita dall'encoder, che viene elaborato per ottenere l'angolo elettrico. A questo punto gli errori di corrente vengono forniti a due regolatori proporzionali-integrali con anti wind-up e feed-forward.

A causa della non linearità magnetica i parametri dei due regolatori dovranno essere tarati con valori diversi, dipendenti dalle induttanze incrementali di asse d e asse q. Queste sono state calcolate secondo la loro definizione:

$$l_d = \frac{d\lambda_d}{di_d}\Big|_{i_q=0} \qquad l_q = \frac{d\lambda_q}{di_q}\Big|_{i_d=0}$$
 (3.2)

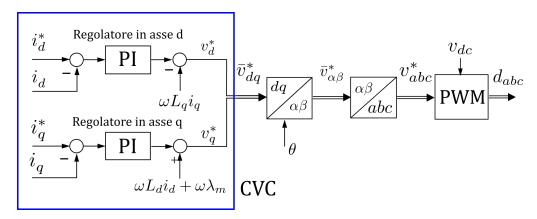


Figura 3.11: Schema a blocchi del controllo di corrente vettoriale.

La necessità di utilizzare le induttanze incrementali piuttosto che quelle apparenti si può constatare osservando la variazione che c'è tra i loro valori, differenziati in asse d e q (fig. 3.12).

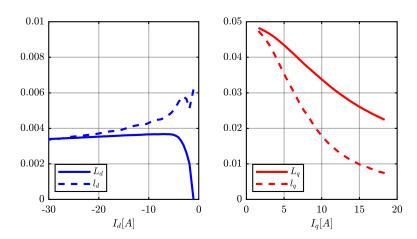


Figura 3.12: Confronto tra induttanze apparenti ed incrementali in assi (d,q).

In particolare, in figura 3.12 le induttanze vengono rappresentate su un dominio che fa riferimento a punti di corrente in funzionamento in MTPA $(I_{d,MTPA},\ I_{q,MTPA})$ tali da ottenere valori di coppia positivi. Questa scelta è invariante per quanto riguarda le grandezze in asse d (la corrente i_d è in ogni caso sempre negativa), mentre l'andamento rappresentato delle grandezze in asse q è valido a prescindere dal verso della corrente. Ad ogni modo, è possibile osservare come per lo studio dinamico del controllo dell'anello sia necessario considerare le induttanze incrementali (l_d,l_q) piuttosto che quelle apparenti. Queste ultime verranno comunque utilizzate per la computazione del termine di tensione di feed-forward (v_{ffw}) da fornire alla funzione del regolatore proporzionale-integrale.

$$v_{ffw,d} = R_s i_d - \omega L_q i_q \tag{3.3}$$
52

$$v_{ffw,q} = R_s i_q + \omega L_d i_d + \omega \lambda_m \tag{3.4}$$

La taratura preliminare dei due regolatori PI di corrente è stata svolta secondo le seguenti relazioni:

• Frequenza di banda $f_{b_{CVC}}$: per la scelta di questo valore si deve rispettare il limite stabilito dalla frequenza di commutazione dell'inverter f_{sw} che deve essere inferiore di una decade rispetto a quest'ultima frequenza. In questo caso il limite della frequenza di banda per l'anello di corrente è di 1000 Hz. Per un primo calcolo dei parametri del regolatore la frequenza di banda utilizzata è:

$$f_{b_{CVC}} = 600 Hz$$

$$\omega_{b_{CVC}} = 2\pi f_{b_{CVC}} = 3769.9 \frac{rad}{s}$$

• Parametri PI asse d: guadagno proporzionale:

$$k_{p,d} = \omega_{b_{CVC}} \cdot l_{d,n} = 3769.9 \cdot 0.0038 = 14.383\Omega$$

Guadagno integrale:

$$k_{i,d} = 0.1 \cdot \omega_{b_{CVC}} \cdot k_{p,d} = 5422.5 \frac{\Omega rad}{s}$$

dove:

 $l_{d,n}$: approssimazione di primo grado dell'andamento dell'induttanza incrementale in asse d;

• Parametri PI asse q: guadagno proporzionale:

$$k_{p,q} = \omega_{bCVC} \cdot l_{q,n} = 3769.9 \cdot 0.0120 = 45.239\Omega$$

Guadagno integrale:

$$k_{i,q} = 0.1 \cdot \omega_{b_{CVC}} \cdot k_{p,q} = 17063.0\Omega \frac{rad}{s}$$

dove:

 $l_{q,n}$: approssimazione di primo grado dell'induttanza incremetale in asse q;

Questi valori verranno verificati ed eventualmente corretti in fase di simulazione e successivamente in fase sperimentale.

Tornando allo schema a blocchi, una volta ricavate le tensioni di riferimento in assi rotanti (v_{dq}^*) , si dovranno applicare le trasformate inverse: $dq \to \alpha\beta \to abc$. La terna di tensioni di riferimento (v_{abc}^*) verrà fornita come input al blocco di modulazione *PWM* (*Pulse Width Modulation*) che creerà i duty-cycle (d_{abc}) e quindi i comandi da applicare agli switches dell'inverter lato-generatore in modo da ottenere le tensioni volute.

Controllo di velocità

Una volta dimensionato l'anello interno di controllo di coppia e corrente è possibile spostare l'attenzione sull'anello di velocità. Si considera come ingresso una velocità angolare target ω^* e se ne calcola l'errore tramite la retroazione del valore di velocità misurato dall'encoder. L'errore di velocità viene fornito come input ad un regolatore PI tale da avere come output il valore di coppia target da fornire all'anello di coppia/corrente visto in precedenza. L'implementazione di questo anello di controllo è relativamente più semplice rispetto a quello di corrente in quanto bisogna solamente tarare i guadagni del regolatore PI. Inoltre, considerando che l'applicazione richiede una variazione di velocità di rotazione in funzione della velocità del vento, che nonostante possa essere istantaneamente variabile si rivela abbastanza stabile su intervalli di tempo dell'ordine delle decine di secondi, ai fini del controllo non è necessario che le prestazioni siano al limite delle condizioni di stabilità dell'anello, ma si può lavorare con una dinamica "lenta".

La taratura preliminare dei guadagni del regolatore di velocità è stata eseguita secondo le seguenti relazioni:

• Frequenza di banda $f_{b_{\omega}}$: in questo caso il limite di banda è stabilito dalla frequenza di banda scelta per il controllo di corrente, per cui si deve verificare che $f_{b_{\omega}} < \frac{f_{b_{CVC}}}{10}$; tenendo inoltre conto delle considerazioni riguardo all'applicazione, la frequenza di banda scelta è:

$$f_{b_{\infty}} = 10.0 Hz$$

$$\omega_{b_{\omega}} = 62.832 \frac{rad}{s}$$

• Parametri PI: guadagno proporzionale: per il calcolo del guadagno proporzionale è necessario conoscere il valore dell'inerzia equivalente di tutto il blocco meccanico: generatore e turbina. In questa fase è stato utilizzato un valore ipotetico dell'inerzia del sistema ($J_{eq} = 0.01 kg \cdot m^2$), mentre in fase sperimentale l'inerzia verrà misurata con una prova specifica. Allora è possibile calcolare il guadagno come:

$$k_{p,\omega} = \omega_{b_{\omega}} \cdot J_{eq} = 0.628 \frac{Nm \cdot s}{rad}$$

Guadagno integrale:

$$k_{i,\omega} = 0.2 \cdot \omega_{b_{\omega}} \cdot k_{p,\omega} = 7.896Nm$$

3.1.4 Modello PLECS del sistema lato-generatore

Il modello PLECS del sistema lato-generatore deve permettere la verifica del corretto funzionamento di tutti i blocchi e del codice di controllo implementato. Per fare ciò è necessario che siano presenti tutti i componenti che vanno dal modello di turbina fino al DC-link. In particolare, seguendo l'ordine del flusso di potenza generata, i modelli che simulano i componenti sono stati realizzati con i seguenti blocchi:

• *Turbina eolica*: il modello di schema a blocchi della turbina è già stato illustrato nel precedente capitolo ed è riportato allo stesso modo sul software PLECS, con l'aggiunta di alcuni accorgimenti utili per evitare problematiche relative a singolarità numeriche dovute ai calcoli svolti all'interno del modello.

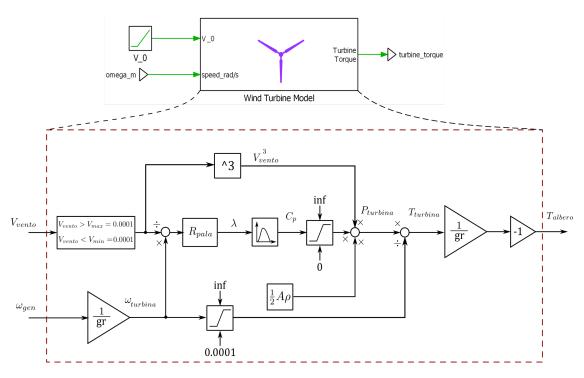


Figura 3.13: Rappresentazione del blocco Turbina eolica su PLECS.

• Sistema meccanico: questo blocco incorpora tutte le grandezze meccaniche del sistema. L'albero con le relative connessioni di turbina e generatore viene modellizzato tramite l'inerzia equivalente J_{eq} e per renderne più realistico il comportamento viene aggiunto un contributo di attrito viscoso ($v = 10^{-4}$ Nm/rpm). Gli input forniti sono la coppia elettromagnetica e la coppia della turbina, mentre come output si ottengono coppia all'albero, angolo meccanico, velocità angolare ed accelerazione angolare. Il blocco PLECS è rappresentato in figura 3.14.

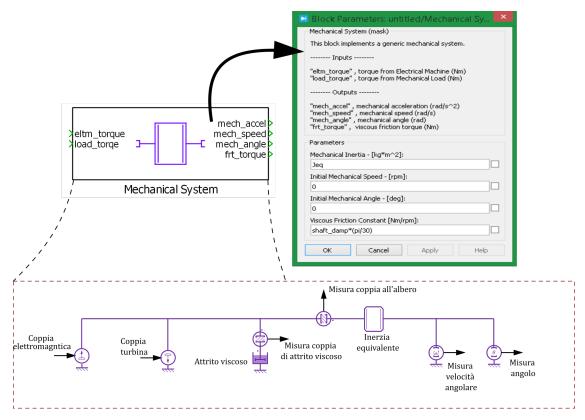


Figura 3.14: Rappresentazione del blocco Sistema Meccanico su PLECS.

- Generatore elettrico: il blocco del generatore modellizza il comportamento della macchina elettrica sincrona seguendo le equazioni elettriche, magnetiche e meccaniche del modello analitico generale. É possibile personalizzare il blocco scegliendo se utilizzare un modello magnetico lineare o non lineare, ed in quel caso inserendo le mappe di flusso relative alla macchina. Gli input del blocco consistono in tre porte di grandezze elettriche corrispondenti alle tre fasi di alimentazione, più altre quattro porte di segnale che si riferiscono rispettivamente a: velocità angolare, angolo meccanico, temperatura dell'avvolgimento e temperatura dei magneti (queste ultime due grandezze saranno fissate alla temperatura ambiente, il modello utilizzato trascura gli effetti termici della macchina). Per quanto riguarda gli output, la grandezza di interesse dal punto di vista del funzionamento è la coppia elettromagnetica, le altre grandezze sono utilizzate esclusivamente per fini di test di simulazione.
- *Inverter lato-generatore e modulatore PWM*: questi due blocchi fanno parte della libreria PLECS e permettono di modellizzare il sistema di commutazione dell'inverter reale introducendo le non-idealità di switch e diodi come la resistenza dello stato di ON e tensione inversa, e dead-time nel segnale di comando. Il blocco inverter utilizzato possiede cinque porte dedicate alle grandezze elettriche: lato DC (+,-)

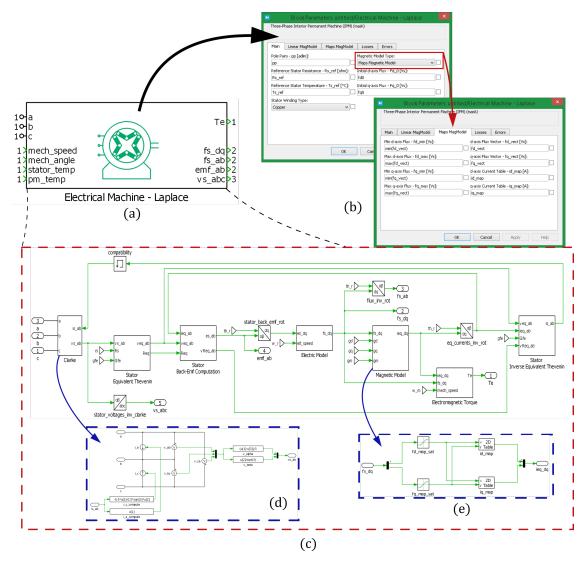


Figura 3.15: (a) Rappresentazione del blocco Generatore Elettrico su PLECS; (b) Finestra delle impostazioni parametri; (c) Contenuto del blocco; (d) Particolare: computazione delle tensioni concatenate e trasformazione di Clarke; (e)Particolare: modello magnetico con utilizzo delle mappe di flusso inverse.

e lato AC (abc) più un ingresso riguardante il segnale di comando. Quest'ultimo è un databus che porta i tre segnali da fornire alle gambe di inverter per attuare la conversione. I segnali sono solamente tre in quanto il blocco è realizzato in modo da attivare gli IGBT superiori per segnali positivi e gli IGBT inferiori per segnali negativi. Con questa stessa logica viene impostato il blocco di modulazione, a sua volta formato dai blocchi: symmetrical PWM, Blanking time e PWM enable. Gli input da fornire saranno i duty-cycle (d_{abc}) compresi tra 1 e 0, e i segnali di abilitazione alla commutazione distinti, uno per ogni gamba, più l'abilitazione

> 0 > 0 This block implements a three phase, two level IGBT converter. The gate input is a vector of three signals - or per leg. The upper IGBT is turned on with a positive, the lower one with a negative gate signal. IGBT2 大 D2 < 0 Thermal Assertions IGBT forward voltage vt0 IGBT on-resistance \Box vd0 Diode on-resistance: dabc_refD Symmetrical PWM Blanking Time en_PWM Cancel Apply Help DRIVE PWM Enable en_B Symmetrical PWM (mask) (link) PWM generator with a symmetrical triangular carrier. If the input is a vector, the output is also a vector of the same width. Sampling: **~** 🗆 Natural (carrier starts with 0) Carrier frequency (Hz): Carrier offset (p.u.): en_pwm 0.75 Input limits [min max]: en_abc [0 1] Output values [off on]: Cancel Apply Help

globale del PWM, che vengono prodotti dal codice di controllo all'interno del microcontrollore.

Figura 3.16: Rappresentazione dei blocchi Inverter e Modulazione PWM.

• Sensori di misura: i blocchi di sensori di misura introducono le tipiche non-idealità che si riscontrano negli strumenti di misura utilizzati in laboratorio. Presentano come ingresso il segnale di misura proveniente dai blocchi di sensori ideali forniti su PLECS e ne condizionano il valore tenendo conto del fondo scala di misurazione, di un possibile offset intrinseco dello strumento reale, un guadagno casuale compreso in un range definito di valori ed un noise di segnale che simula i disturbi sulla misura. Come si osserva dalla figura 3.17, ogni blocco fa riferimento ad una

grandezza diversa. Incluso nei blocchi di sensori è presente il modello di encoder incrementale che permette di impostare il numero di divisioni e l'offset meccanico di montaggio.

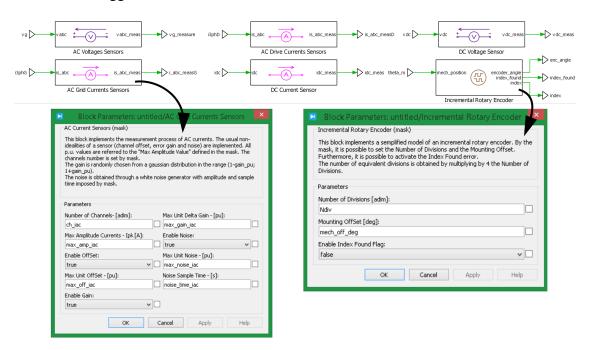


Figura 3.17: Rappresentazione dei blocchi dei sensori di tensione e corrente AC, tensione e corrente DC ed encoder incrementale.

- *Microcontrollore e Codice di Controllo*: Per rappresentare il microcontrollore nel modo più simile alla realtà in PLECS è necessario utilizzare il blocco "C-Script" in cui è possibile scrivere il codice di controllo in linguaggio C. A questo blocco afferiscono diversi segnali di input che variano tra:
 - Grandezze misurate: sono i segnali provenienti dai sensori utilizzati per acquisire le misure delle grandezze utili al codice di controllo: correnti di fase (i_{abc}) , tensione sul DC-link (v_{DC}) , angolo meccanico e altre grandezze in uscita dall'encoder. Questi segnali sono adeguatamente condizionati per simulare la conversione analogico/digitale.
 - Segnali di impostazione del controllo: sono degli input, inseriti dall'utente, utili a definire delle grandezze meccaniche che il controllo deve considerare come riferimento. Consistono in:"Mech_type": parametro che permette di scegliere se attuare un controllo di velocità (Mech_type = 2), utilizzando i due anelli di controllo, o il controllo di coppia (Mech_type = 1), utilizzando solo anello interno; "Mech_ref": fornisce la grandezza target da realizzare quindi ω* o T* in base al tipo di Mech_type utilizzato; "Mech_rate": consiste

nella pendenza della rampa con cui si vuole ottenere il riferimento, è sempre consigliabile utilizzare un controllo a rampa piuttosto che a gradino per le variazioni delle grandezze controllate.

- Segnali di controllo hardware della macchina a stati: questi segnali sono utilizzati per simulare la pulsantiera di controllo del microcontrollore che permette di passare da uno stato all'altro all'interno della macchina a stati.
- Trigger: questo segnale consiste in un treno di impulsi che definisce il clock con cui opera il microcontrollore. Dalla teoria del controllo digitale si considera che i trigger siano in perfetta sincronizzazione con il segnale di forma d'onda portante triangolare a cui fa riferimento la modulazione PWM.

Mentre gli output consistono nelle grandezze risultati dall'elaborazione del codice e che devono andare ad interfacciarsi con la parte hardware del sistema. Questi consistono nei segnali di duty-cycle e nei segnali si attivazione della commutazione. Inoltre è possibile avere come output qualsiasi altra grandezza elaborata dal microcontrollore che può essere utile per il monitoraggio del sistema o il debug di possibili problemi, tutti questi segnali vengono fatti confluire all'uscita "Dig_data" del microcontrollore. La rappresentazione PLECS del microcontrollore è raffigurata in figura 3.18.

Il codice di controllo viene eseguito ogni volta che riceve un segnale di impulso dal trigger. È organizzato in due parti: la prima parte viene sempre eseguita e contiene i comandi relativi alla lettura degli input, all'elaborazione di grandezze da utilizzare per il codice di controllo e alla verifica delle soglie di protezione del sistema. Si tratta di una protezione software che confronta alcune grandezze con dei valori limite e se questi valori vengono superati dalle grandezze misurate allora il sistema va in protezione disabilitando la commutazione dell'inverter e di fatto spegnendosi. In particolare le grandezze osservate per l'inverter lato-generatore sono:

- i_{abc} < AC_CRT_PROT: il sistema va in protezione se il valore istantaneo di una delle correnti di fase misurate supera la soglia definita dal valore massimo di corrente sostenibile dall'inverter di 39.5 A.
- v_{dc} < DC_VOLT_PROT: il sistema va in protezione se il valore istantaneo della tensione sul DC-link supera la soglia definita dal valore limite di tensione sostenibile sul DC-link di 600.0 V.
- ω_m < $OVERSPEED_LIMIT$: il sistema va in protezione se il valore istantaneo della velocità angolare del generatore supera la soglia definita dalla velocità limite sostenibile dalla macchina elettrica di 3500 rpm.

La seconda parte del codice consiste in una *macchina a stati* in cui per ogni stato si svolgono diverse operazioni sequenziali utili alla corretta implementazione del

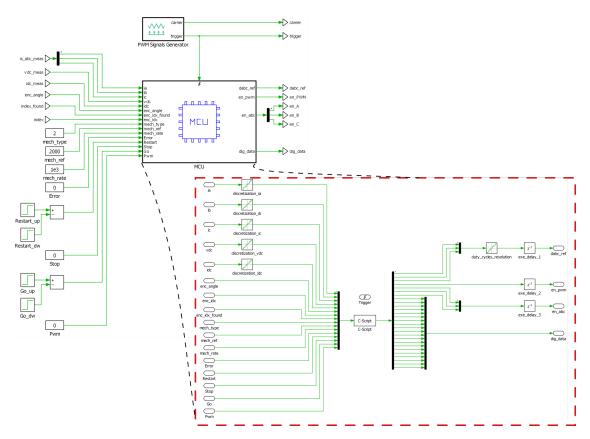


Figura 3.18: Rappresentazione del blocco Microcontrollore.

codice e alla gestione del sistema, da parte dell'utente. La macchina a stati consiste nei seguenti punti:

- ERROR: è lo stato di partenza del sistema o lo stato in cui si entra in caso ci siano errori dovuti all'attivazione delle protezioni (sovracorrente nelle fasi, sovratensione o protezione di velocità massima). Viene disabilitata la modulazione e resettati i duty-cycle, quindi si disattiva l'inverter "spegnendo" di fatto il sistema. Premendo il pulsante di "restart" si può passare allo stato successivo.
- RESET: in questo stato vengono resettate tutte le grandezze utilizzate nel codice per evitare che ci siano delle impostazioni in memoria di attività precedenti. Premendo il pulsante di "restart" si passa allo stato successivo.
- WAKE UP: in questo stato avviene il reset di altre variabili contenute all'interno dei file include (.h) che consistono in appendici esterne di codice abbastanza generiche utili a mantenere snello il codice propriamente relativo al caso di applicazione. Viene inoltre eseguito un controllo sul valore di v_{DC} , che se superato permette di andare allo stato successivo.

- DRIVE_INIT: questo stato è dedicato al calcolo dei possibili offset di corrente intrinsechi dei sensori. Tramite un counter è possibile passare automaticamente ai seguenti stati.
- SOFT_START: in questo stato avviene la carica del DC-link, quindi il raggiungimento di un certo valore di tensione fissato, a cui provvede l'inverter lato-rete come verrà illustrato nei seguenti paragrafi. Una volta che il DC-link è carico si prosegue automaticamente negli stati successivi.
- STOP_MOTOR: a questo punto è tutto pronto per poter lanciare il controllo e attivare il sistema, quindi premendo il "GO_BUTTON" del microcontrollore si accede all'ultimo stato della macchina a stati.
- GO_MOTOR: questo stato contiene il controllo vero e proprio illustrato nel paragrafo 3.1.3 e tradotto in codice C.

3.1.5 Test preliminari del modello PLECS lato-generatore

Questi test preliminari sono stati svolti per verificare il corretto funzionamento dei modelli implementati, del codice e dei parametri di controllo. Di seguito si possono osservare i risultati positivi ottenuti dai test.

1. Test di funzionamento del controllo di coppia/corrente: per questo test è stato bypassato l'anello di velocità, quindi verrà controllata esclusivamente la coppia (in questo caso specifico la velocità di rotazione viene tenuta fissa tramite un blocco "driving machine" ausiliario). Dai seguenti risultati si può osservare come la coppia e le correnti i_d e i_q seguano i loro riferimenti in modo corretto. La prova è stata eseguita impostando il $Mech_rate = 10^4$ e variando il riferimento di coppia da 10 Nm, a 20 Nm, -30 Nm e 0 Nm.

Per ottenere questi andamenti sono state apportate delle leggere modifiche ai guadagni dei regolatori PI riportate di seguito:

```
k_{p,d} = 14.383 \rightarrow 15.0;

k_{i,d} = 5422.5 \rightarrow 4000.0;

k_{p,q} = 45.239 \rightarrow 50.0;

k_{i,q} = 17063.0 \rightarrow 12000.0.
```

2. Test di funzionamento del controllo di velocità in assenza di carico: una volta verificato il corretto funzionamento dell'anello interno si può osservare l'anello esterno di velocità. Si considera quindi una coppia di carico nulla (la turbina eolica non è attiva) e si varia il riferimento di velocità valutandone l'andamento. La prova è stata eseguita impostando il *Mech_rate* = 10⁴ rpm/s e variando il riferimento di velocità da 2000 rpm, a 2500 rpm, -2500 rpm e 0 rpm.

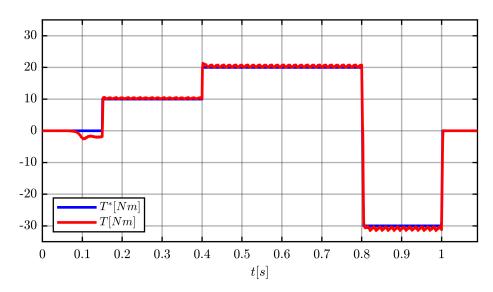


Figura 3.19: Test 1) Andamento della coppia di riferimento e della coppia prodotta dal generatore.

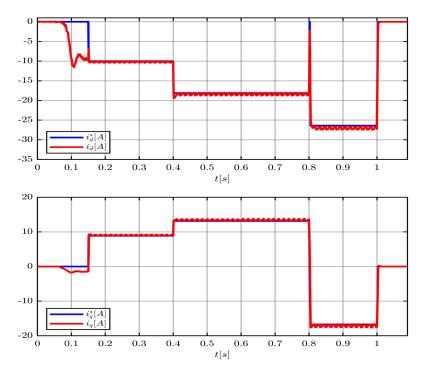


Figura 3.20: Test 1) Andamento delle correnti di riferimento in assi dq e delle correnti misurate.

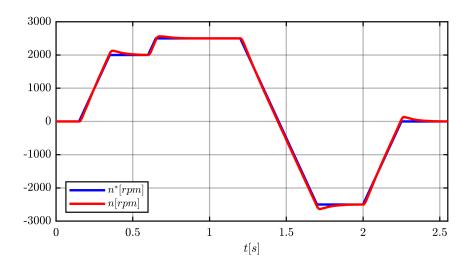


Figura 3.21: Test 2) Andamento della velocità di rotazione di riferimento e della velocità misurata.

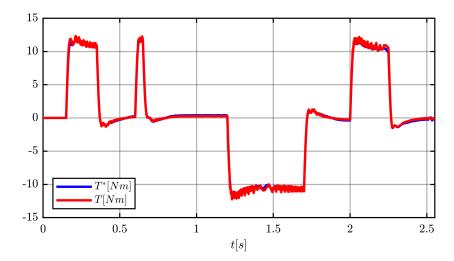


Figura 3.22: Test 2) Andamento della coppia di riferimento e della coppia prodotta dal generatore.

3. Test di funzionamento del controllo di velocità in presenza di carico: è un test simile al precedente che però include il contributo di coppia della turbina eolica, in questo modo si potrà verificare anche il corretto funzionamento del modello di turbina e dell'interazione tra turbina e generatore.

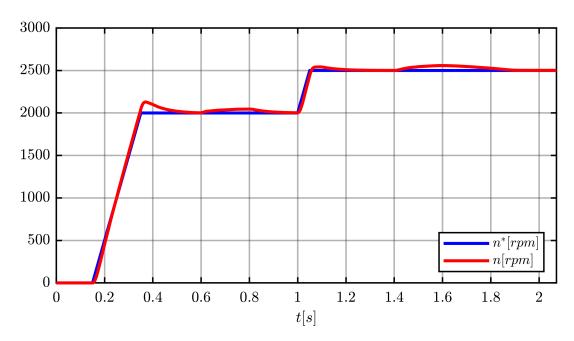


Figura 3.23: Test 3) Andamento della velocità di rotazione di riferimento e della velocità misurata.

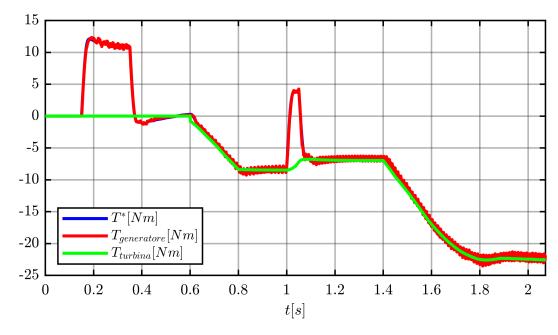


Figura 3.24: Test 3) Andamento della coppia di riferimento, della coppia prodotta dal generatore e della coppia prodotta dalla turbina.

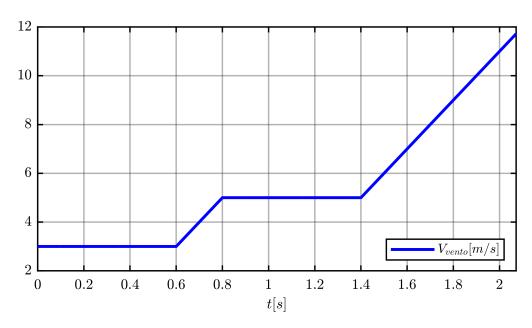


Figura 3.25: Test 3) Andamento della velocità del vento data da impostazione.

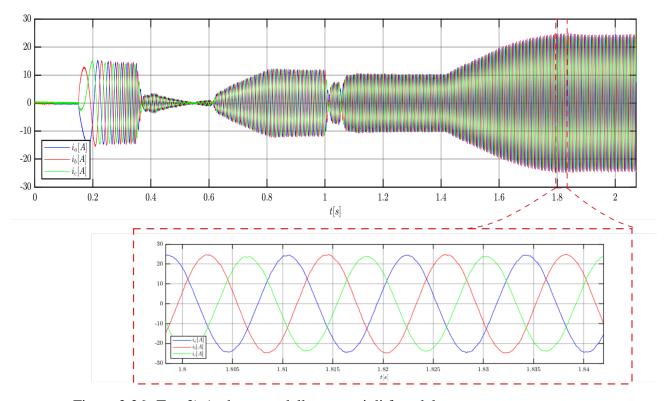


Figura 3.26: Test 3) Andamento delle correnti di fase del generatore.

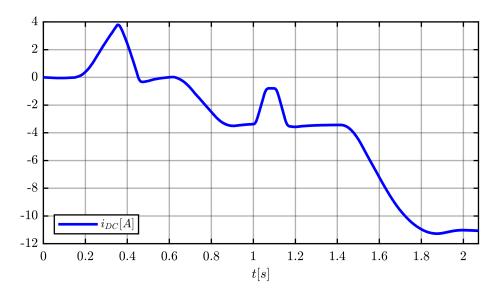


Figura 3.27: Test 3) Andamento della corrente continua in ingresso all'inverter; con questa convenzione di segno la corrente generata avrà segno negativo.

Da questi tre test è stato possibile verificare la correttezza del sistema lato-generatore implementato per tutte le condizioni di lavoro che si possono verificare in normale funzionamento.

3.2 Convertitore lato rete

Il sistema lato rete ha inizio con l'accoppiamento al sistema lato generatore tramite DC-link. Questo è connesso all'inverter lato-rete che opera da interfaccia con la rete stessa, permettendo di immettere la corrente generata, rispettando le grandezze specifiche imposte dal sistema elettrico esterno (tensione e frequenza). Oltre a questi elementi fondamentali sono presenti anche un blocco di filtro LC in uscita dall'inverter ed il sistema di pre-carica del condensatore di DC-link. Si tratta di elementi secondari altrettanto necessari per il corretto funzionamento del sistema di generazione. Per questa porzione di sistema ci si concentrerà in particolar modo sul DC-link. Infatti, oltre ad essere un elemento delicato per via del blocco di condensatori elettrolitici, permette al sistema lato-generatore di essere alimentato e quindi poter funzionare. Per questo motivo il mantenimento della tensione del DC-link costante sarà fulcro del controllo attuato dall'inverter.

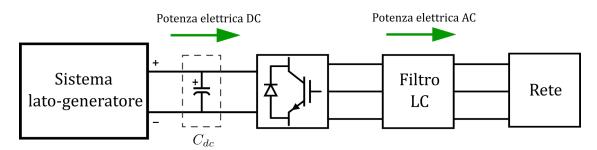


Figura 3.28: Componenti principali del sistema lato rete.

3.2.1 Descrizione dei componenti del sistema

Inverter

L'inverter utilizzato per l'interfaccia con la rete è il GUASCH MTL-CBI0040F12IXHE, uguale a quello lato-generatore i cui dati sono già presentati nel paragrafo 3.1.3 ed in tabella 3.2 [8]. In questo caso però la configurazione sarà quella di inverter per connessione in rete, quindi con K1 chiuso e $\bar{K1}$ aperto (vedi figura 3.6). In normale funzionamento la corrente entrerà dal lato DC ed uscirà, dopo essere stata convertita, dal lato AC, ciò è permesso dalla bidirezionalità dell'inverter che quindi, come anticipato, può essere accoppiato ad un suo "gemello" per realizzare la configurazione back-to-back.

DC-link

Il DC-link consiste nel tratto di sistema in corrente continua tramite il quale si connettono i due inverter. È quindi il punto in cui avviene l'unione tra il sistema latorete e sistema lato-generatore. Il compito principale del DC-link è quello di rendere compatibili i sistemi in AC lato-rete e lato-generatore operanti a frequenze e tensioni diverse. Inoltre si occupa di fornire l'alimentazione all'inverter lato generatore affinché possa attuare la conversione. Per fare ciò si deve verificare che la tensione sul DC-link sia fissa ad un certo valore di funzionamento e sia compatibile con i valori di tensione del lato AC degli inverter. Nel sistema P-HiL implementato in laboratorio, dopo una serie di test (vedi capitolo 5), la tensione di DC-link è stata fissata al valore di $v_{dc} = 500$ V. Per poter rendere la tensione stabile al valore fissato è necessario utilizzare un condensatore, che agendo come filtro passa-basso, permette ridurre possibili fluttuazioni di tensione. La capacità del condensatore va dimensionata in base alle esigenze di stabilità che si vogliono ottenere, ma solitamente per applicazioni di potenza si tratta di valori rilevanti di capacità e per questo motivo si ricorre all'utilizzo di condensatori elettrolitici. Inoltre il condensatore di DC-link agisce anche come buffer della corrente transitante sul DC-link, facilitando il controllo di tensione svolto dall'inverter lato-rete.

Nel caso in studio, come già osservato nella descrizione dell'inverter, il condensatore di DC-link è incorporato sul lato DC dell'inverter, allora considerando che gli inverter sono connessi in parallelo, anche i loro condensatori di DC-link saranno posti in parallelo,

per cui la capacità risultante sarà:

$$C_{dc} = C_{dc,inv1} + C_{dc,inv2} = 2.0mF$$

Questo valore sarà importante anche per la taratura del controllo di tensione da effettuare.

Dati condensatore dell'inverter						
Capacità del condensatore sul DC-Link	C_{DC}	1.0	mF			
Tolleranza		±20	%			
Tipologia		Elettrolitico				
Massima tensione applicabile	$V_{DC,max}$	750.0	V			

Tabella 3.3: Dati condensatore integrato nell'inverter GUASCH MTL-CBI0040F12IXHE [8].

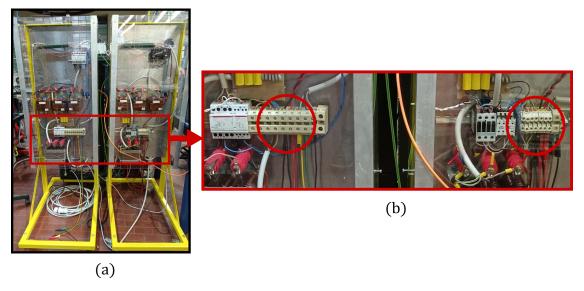


Figura 3.29: (a) Connessione dei due inverter tramite DC-link; (b) particolare morsettiera con cablaggio DC-link.

L'uso del condensatore introduce il problema delle *correnti di in-rush* che si presentano in avvio del sistema. Infatti applicando un gradino di tensione ad un condensatore scarico si generano delle correnti di spunto molto alte che rischiano di danneggiare il condensatore e l'intero sistema. Per questo motivo è necessaria l'implementazione di un circuito di pre-carica e un algoritmo di controllo adatto, per rendere meno brusco l'avvio del sistema.

Filtro LC

In uscita dal lato AC dell'inverter è presente un filtro LC di potenza passa-basso. Lo scopo del filtro è quello di eliminare le armoniche di corrente in alta frequenza dovute

alla commutazione dell'inverter, che creerebbero sennò un problema di power quality per l'energia immessa in rete. Il filtro è costituito dalle induttanze L_f ed i condensatori C_f , ed è già stato dimensionato in modo adeguato per l'inverter, infatti si trova già inserito nella configurazione modificata del circuito di potenza rappresentata in figura 3.6 (le induttanze L_{FG} sono state bypassate quindi non faranno parte del circuito utilizzato). In serie ai condensatori sono state aggiunte delle piccole resistenze R_d di smorzamento per ridurre eventuali oscillazioni.

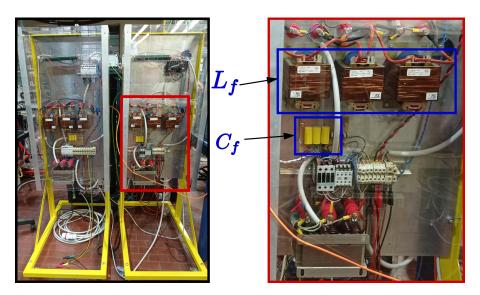


Figura 3.30: Particolare del filtro LC montato e cablato sull'inverter.

I valori delle induttanze e dei condensatori di filtro sono i seguenti:

$$L_f = 2.2mH$$

$$C_f = 5.0 \mu F$$

$$R_d = 4.7\Omega$$

Sistema di pre-carica

Non appena il sistema viene connesso con la rete si verifica la carica del condensatore sul DC-link e dei condensatori di filtro. In questa fase l'inverter lato-rete funziona come raddrizzatore non controllato, quindi la corrente attraversa i diodi in antiparallelo degli IGBT instaurando una tensione sul DC-link pari a $\frac{3\sqrt{6}}{\pi} \cdot V_{g,RMS}$. Nonostante questo valore di tensione sia più basso rispetto a quello nominale, viene instaurato in modo rapido creando comunque delle correnti di in-rush pericolose, perciò deve essere introdotto il

sistema di pre-carica atto a rendere l'avviamento meno brusco. La pre-carica consiste nell'inserzione provvisoria di resistenze ($R_{pre-carica}$) in serie al circuito.

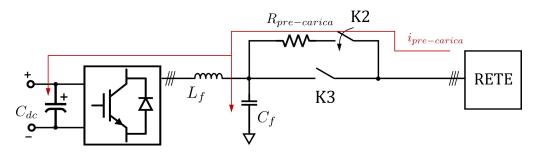


Figura 3.31: Principio di funzionamento del circuito di pre-carica.

Il valore della resistenza di pre-carica è:

$$R_{pre-carica} = 15.0\Omega$$

L'inserzione avviene tramite la chiusura dell'interruttore K2 e l'apertura del K3 (vedi figura 3.6) comandabili da software. L'algoritmo di attivazione del circuito di pre-carica, implementato nel codice di controllo, fa riferimento ad alcune soglie di tensione di DC-link che stabiliscono gli stati degli interruttori. Le soglie utilizzate sono descritte in tabella 3.4.

Soglie di pre-carica			
Stato	Soglia		
K2 - ON / K3 - OFF	$v_{dc} < 350.0 \text{ V}$		
K2 - ON / K3 - ON	$v_{dc} > 350.0 \text{ V}$		
K2 - OFF / K3 - ON	$v_{dc} \ge 500.0 \text{ V}$		

Tabella 3.4: Soglie di tensione sul DC-link che determinano l'inserzione del circuito di pre-carica.

Rete elettrica

La rete elettrica a cui è connesso il sistema di generazione si può considerare come un generatore di tensione sinusoidale trifase con comportamento induttivo, quindi modellizzabile come un generatore di tensione ideale in serie ad una induttanza $L_{\rm g}$.

Il sistema di generazione viene quindi visto dalla rete semplicemente come un generatore di corrente, per cui sia tensione che frequenza sono stabilite dalla rete stessa. Per questo motivo, in fase sperimentale, sono state testate diverse soluzioni per stabilire quale livello di tensione fosse più adeguato per il sistema di generazione. I casi vagliati sono stati tre:

- 1. Alimentazione direttamente dalla rete elettrica: $v_g = 230 \ V_{RMS,fase}$, $f = 50.0 \ Hz$ $\rightarrow v_{dc} = 650.0 \ V$;
- 2. Alimentazione tramite emulatore di rete: $v_g = 120 \ V_{RMS,fase}, \ f = 50.0 \ Hz \rightarrow v_{dc} = 400.0 \ V;$
- 3. Alimentazione tramite trasformatore abbassatore di tensione: $v_g = 155.5 V_{RMS,fase}$, $f = 50.0 \rightarrow v_{dc} = 500.0 \text{ V}$;

La scelta finale per i test sperimentali è ricaduta sul caso 3, ma nonostante ciò, in fase di simulazione, antecedente alla realizzazione del set-up sperimentale, le caratteristiche attribuite alla rete corrispondono a quelle del caso 2.

Tra la rete elettrica e il sistema di generazione si trova il PCC (o PAC, Punto di Accoppiamento Comune). Ovvero il punto di collegamento tra sistema elettrico esterno e sistema di generazione, identificato solitamente come punto in cui avviene la misura di tensione della rete. Questa misura è necessaria sia per poter attuare il controllo di tensione, ma soprattutto per poter sincronizzare forma d'onda di tensione in uscita dall'inverter con quella di rete. In questo caso specifico la misura di tensione avviene in parallelo ai condensatori di filtro.

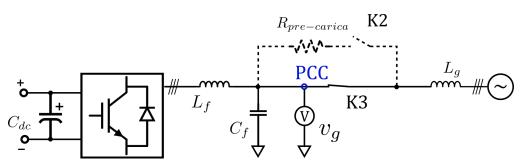


Figura 3.32: Identificazione del PCC del sistema.

3.2.2 Descrizione del controllo inverter lato-rete

Come già anticipato, l'inverter lato rete ha come compito principale quello di mantenere la tensione sul DC-link fissa al valore impostato. Perciò si deve avere completo controllo delle correnti che caricano e scaricano il condensatore sul DC-link. Ciò comporta la realizzazione di due anelli di controllo, uno interno all'altro. Quello esterno, si occuperà del controllo della tensione sul DC-link e l'altro, interno, controllerà le correnti immesse o assorbite in modo tale da non scaricare o sovraccaricare il condensatore. Complessivamente si tratta di un sistema a blocchi del tipo:

Per poter realizzare questo controllo sarà necessario implementare un ulteriore algoritmo capace di identificare il vettore rotante di tensione di rete e quindi permettere al sistema di sincronizzarsi ad esso. Ciò sarà realizzato tramite un PLL (Phase-Locked Loop).

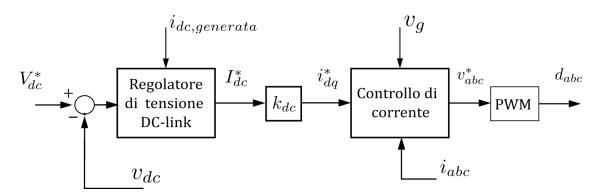


Figura 3.33: Schema a blocchi generale del controllo lato-rete.

Controllo di corrente

Prima di addentrarsi nel controllo di corrente è necessario contestualizzare in ambito fasoriale le grandezze in gioco in modo da poter sfruttare dei concetti che saranno utili per la realizzazione dell'anello di corrente. Innanzitutto si definisce il vettore di tensione di rete come sincrono con l'asse d. In questo modo si ottiene:

$$\vec{V}_g = \begin{cases} v_{g,d} = V_g \\ v_{g,q} = 0 \end{cases}$$
 (3.5)

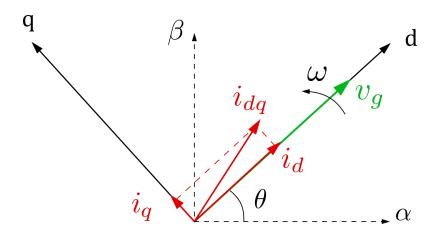


Figura 3.34: Diagramma fasoriale in assi dq [21].

A questo punto esplicitando la relazione di potenza apparente in uscita dall'inverter:

$$\vec{S} = \vec{V}_g \vec{I}^* = \frac{3}{2} (v_{g,d} + j v_{g,d}) (i_d - j i_q) = \frac{3}{2} (v_{g,d} \cdot i_d - j v_{g,d} \cdot i_q) = P + jQ$$
 (3.6)

Si può osservare che:

$$\begin{cases} P = \frac{3}{2} v_{g,d} \cdot i_d \\ Q = \frac{3}{2} v_{g,d} \cdot i_q \end{cases}$$
(3.7)

Allora risulta che la corrente in asse d contribuisce alla potenza attiva scambiata con la rete, mentre la corrente in asse q contribuisce allo scambio di potenza reattiva. Da queste osservazioni si potrebbero discutere molteplici soluzioni di controllo di potenza immessa in rete (scegliendo i riferimenti P^* , Q^*) atte a operare secondo diversi obiettivi, ad esempio il supporto di rete tramite regolazione di frequenza e tensione in sistemi di generazione ad alta potenza o in reti deboli e micro-grids [21]. Nel sistema di generazione eolica che si vuole realizzare però non è previsto che il generatore influisca sulle grandezze di rete, per questo motivo si intende immettere esclusivamente potenza attiva in rete, ciò comporta che la corrente di riferimento i_q^* sia fissata a zero.

Fatte queste considerazioni, è possibile approfondire il controllo di corrente realizzato. Si tratta di un controllo sulle correnti i_{dq} iniettate o assorbite dalla rete. I riferimenti i_{dq}^* verranno confrontati con le correnti (i_{dq}) provenienti dalle misure e relative trasformate di Clarke e Park. Gli errori verranno sottoposti ai regolatori PI che questa volta saranno tarati con uguali parametri, ma differiranno nel contributo di feed-forward, corrispondente con la tensione di rete i cui contributi in assi dq sono già stati definiti in (3.5). L'uscita dei regolatori PI corrisponderà quindi con i riferimenti di tensione in assi dq che verranno sottoposti alla trasformata di Park, applicabile tramite l'informazione di angolo θ fornita dal PLL. Successivamente si eseguirà la trasformata di Clarke, e quindi al blocco di modulazione PWM da cui si otterranno i duty-cycle per i comando dell'inverter. Lo schema a blocchi del controllo implementato è il seguente [25]:

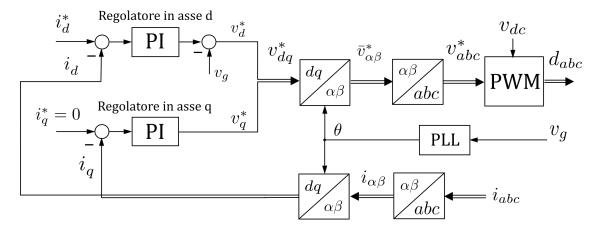


Figura 3.35: Schema a blocchi del controllo di corrente dell'inverter lato-rete.

Considerando che il convertitore ha un'uscita AC di tipo induttivo dovuta all'induttanza di filtro L_f , la taratura dei regolatori PI seguirà gli stessi principi utilizzati per i

regolatori di corrente lato-generatore. La taratura preliminare dei due regolatori PI risulta la seguente:

• Frequenza di banda $f_{b,i}$: il limite massimo in frequenza risulta essere $\frac{f_{sw}}{10} = 1000$ Hz, il valore preliminare scelto è:

$$f_{b,i} = \frac{f_{sw}}{20} = 500Hz$$

$$\omega_{b,i} = 2\pi f_{b,i} = 3141.6 \frac{rad}{s}$$

• *Guadagno proporzionale* $k_{p,i}$:

$$k_{p,i} = \omega_{b,i} \cdot L_f = 3141.6 \cdot 0.002 = 6.283\Omega$$

• Guadagno integrale $k_{i,i}$:

$$k_{i,i} = \frac{\omega_{b,i} \cdot k_{p,i}}{7} = 2819.9 \frac{\Omega rad}{s}$$

Questi valori verranno utilizzati come punto di partenza per la taratura dei regolatori durante la fase di simulazione e la fase sperimentale.

Controllo di tensione sul DC-link

L'anello di controllo di tensione risulta essere abbastanza semplice in quanto si interviene su un riferimento fisso di tensione V_{dc}^* con un regolatore PI a bassa dinamica. Nonostante ciò, è presente una particolarità che lo contraddistingue, ovvero la compresenza di grandezze DC e grandezze AC. Per rendere compatibile l'uscita I_{dc}^* del regolatore di tensione con l'ingresso i_{dq}^* del controllo di corrente serve un blocco aggiuntivo il cui contenuto può essere determinato applicando il bilancio di potenza tra lato DC e lato AC [25]. Trascurando le perdite introdotte dall'inverter si ottiene che:

$$P_{dc} = P_{ac} \tag{3.8}$$

$$V_{dc} \cdot I_{dc} = \frac{3}{2} v_d \cdot i_d \tag{3.9}$$

$$i_d = \frac{2}{3} \frac{V_{dc}}{v_d} \cdot I_{dc} \tag{3.10}$$

Allora si può introdurre il coefficiente di adattamento DC-AC indicato come k_{dc} tale che:

$$i_d = k_{dc} \cdot I_{dc} \tag{3.11}$$

Questo coefficiente deve essere aggiunto tra l'uscita del controllo di tensione e l'ingresso del controllo di corrente così come rappresentato in figura 3.33. Fatta questa considerazione, è possibile studiare lo schema a blocchi dell'anello di tensione che essendo dinamicamente più lento rispetto a quello di corrente, con una frequenza di banda almeno di una decade inferiore, si può rappresentare come in figura 3.36.

Approssimazione dell'anello di corrente e del convertitore

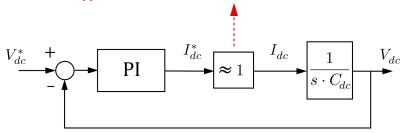


Figura 3.36: Schema a blocchi del dell'anello di tensione sul DC-link.

L'anello di tensione si presenta fisicamente come duale dell'anello di corrente avendo come unico elemento dinamico la capacità del condensatore sul DC-link. A questo punto si possono calcolare i parametri del regolatore secondo le seguenti relazioni:

• Frequenza di banda $f_{b,v}$: il limite di banda fa riferimento alla banda scelta per l'anello di corrente, per cui è posto al valore di $\frac{f_{b,i}}{10} = 50$ Hz. Il valore preliminare scelto è:

$$f_{b,v} = \frac{f_{b,i}}{20} = 25Hz$$

$$\omega_{b,v} = 2\pi f_{b,v} = 157.07 \frac{rad}{s}$$

• Guadagno proporzionale $k_{p,v}$:

$$k_{p,v} = \omega_{b,v} \cdot C_{dc} = 157.07 \cdot 0.002 = 0.3142 \frac{1}{\Omega}$$

• Guadagno integrale $k_{i,v}$:

$$k_{i,v} = \frac{\omega_{b,v} \cdot k_{p,v}}{10} = 4.934 \frac{rad}{\Omega \cdot s}$$

Infine per rendere più performante e veloce il controllo di tensione a pari frequenza di banda, si può introdurre come feed-forward il valore di corrente generata $i_{dc,generata}$ proveniente dal generatore. Questa può essere misurata appositamente con un amperometro sul DC-link, oppure si può valutare tramite la potenza in uscita dal generatore:

$$i_{dc,generata} = \frac{P_{generatore}}{v_{dc}} = \frac{\frac{3}{2}(v_{\alpha,gen} \cdot i_{\alpha,gen} + v_{\beta,gen} \cdot i_{\beta,gen})}{v_{dc}}$$
(3.12)

In fase di avvio del sistema, una volta avvenuta la pre-carica, è più indicato imporre come riferimento di tensione una rampa piuttosto che un gradino del valore di V_{dc}^* in quanto la risposta del condensatore al gradino di tensione potrebbe alla creazione di alte correnti.

Sincronizzazione con la rete tramite PLL

La sincronizzazione con la rete permette di individuare l'angolo del vettore rotante di tensione \vec{V}_g rispetto al riferimento fisso $(\alpha\beta)$. In questo modo si può determinare il riferimento di assi dq da utilizzare per le trasformate di Park e per stabilire il contributo di potenza da immettere in rete. La sincronizzazione avviene tramite implementazione di un algoritmo di PLL (Phase-Locked Loop). Esistono diversi metodi per realizzare un PLL, in questo caso è stato scelto un sistema di sincronizzazione ad anello aperto che sfrutta la tensione di rete misurata per ricavarne l'angolo. In particolare si considera di applicare la trasformata di Clarke alle tensioni misurate $v_{g,abc}$ ottenendo le tensioni nel riferimento $(\alpha\beta)$. A questo punto, come si può osservare in figura 3.37, è possibile estrapolare le seguenti relazioni trigonometriche:

$$V_{\alpha} = V_g \cos(\theta) \tag{3.13}$$

$$V_{\beta} = V_g \sin(\theta) \tag{3.14}$$

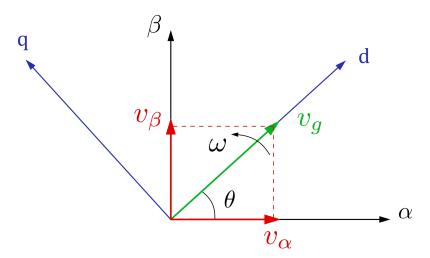


Figura 3.37: Diagramma fasoriale delle tensioni in assi $\alpha\beta$.

Allora è possibile calcolare l'angolo come:

$$\cos(\theta) = \frac{V_{\alpha}}{V_{g}} \tag{3.15}$$

$$\sin(\theta) = \frac{V_{\beta}}{V_{\varrho}} \tag{3.16}$$

$$\theta = \arctan\left(\frac{V_{\beta}}{V_{\alpha}}\right) \tag{3.17}$$

Questa trattazione permette di ricavare sia il seno e coseno, da poter utilizzare direttamente per la matrice di trasformazione, che l'angolo di riferimento, però non si può ritenere completa in quanto si può incorrere in problematiche relative alla non idealità della rete. Infatti può verificarsi che la rete abbia problemi di power quality e quindi le tensioni contengano armoniche e non siano perfettamente sinusoidali. Ciò causerebbe imprecisioni nella determinazione delle tensioni $V_{\alpha\beta}$ della fondamentale, non raggiungendo una sincronizzazione adeguata. Per questo motivo è necessario implementare un filtro che elimini tutte le frequenze al di fuori della fondamentale. Si tratta di un filtro risonante riferito alla frequenza della fondamentale di rete $f_0 = 50$ Hz, il cui diagramma di Bode ha un andamento del tipo rappresentato in figura 3.38

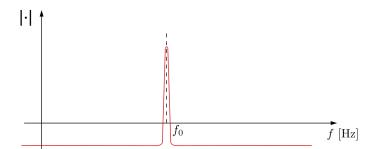


Figura 3.38: Diagramma di Bode generico di un filtro risonante.

Il filtro verrà applicato alle tensioni in assi $\alpha\beta$ e si otterranno in uscita le tensioni $v_{\alpha_{filt}}$ e $v_{\beta_{filt}}$ così come si può vedere dallo schema a blocchi del PLL in figura 3.39.



Figura 3.39: Schema a blocchi PLL con filtro risonante.

Il blocco di filtro risonante, anche chiamato SOGI (Second Order Generalized Integrator), sarà costituito da due parti identiche fra loro, una in riferimento all'asse α e l'altra in riferimento all'asse β . I parametri da introdurre saranno il guadagno K e la

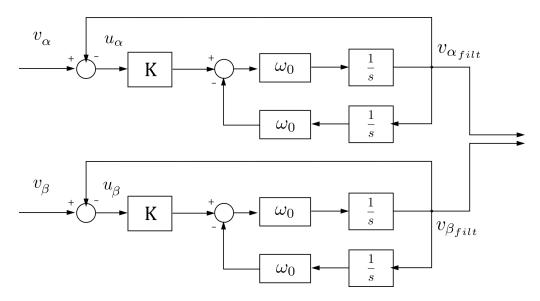


Figura 3.40: Schema a blocchi del filtro risonante applicato a $v_{\alpha\beta}$ [25].

pulsazione di risonanza alla quale si vuole filtrare $\omega_0 = 2\pi f_0$. Lo schema a blocchi è rappresentato in figura 3.40.

Questo schema a blocchi sarà implementato sotto forma di codice C in una parte del controllo all'interno al MCU (MicroController Unit), per cui trovandosi in un dominio discreto, è necessario discretizzare le grandezze provenienti dal dominio di Laplace. Per fare ciò si deve impostare il sistema tramite equazioni dello spazio degli stati, quindi si definiscono le matrici (si fa riferimento all'asse α ma si applica allo stesso modo per l'asse β) [16]:

$$X = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix} \tag{3.18}$$

dove:

$$x_1 = \frac{2Ku_\alpha + \omega_0 x_2}{s}$$

$$x_2 = -\frac{\omega_0 x_1}{s}$$

$$U = u_{\alpha} \tag{3.19}$$

$$A = \begin{bmatrix} 0 & \omega_0 \\ -\omega_0 & 0 \end{bmatrix} \tag{3.20}$$

$$B = \begin{bmatrix} 2K \\ 0 \end{bmatrix} \tag{3.21}$$

$$C = \begin{bmatrix} 1 & 0 \end{bmatrix} \tag{3.22}$$

Il sistema sarà discretizzato una volta che verranno esplicitate le matrici definite nel seguente modo:

$$A_d = e^{AT_s} (3.23)$$

$$B_d = \left(\int_0^{T_s} e^{AT_s} d\tau\right) B \tag{3.24}$$

Dove T_s : intervallo di discretizzazione temporale.

Una volta eseguito il calcolo degli autovalori e autovettori delle matrici discretizzate sarà possibile esplicitare le loro definizioni che verranno implementate nel codice per costruire il filtro [16]. Il risultato è:

$$A = \begin{bmatrix} \cos(\omega_0 T_s) & \sin(\omega_0 T_s) \\ -\sin(\omega_0 T_s) & \cos(\omega_0 T_s) \end{bmatrix}$$
(3.25)

$$B = \frac{2K}{\omega_0} \begin{bmatrix} \sin(\omega_0 T_s) \\ \cos(\omega_0 T_s) - 1 \end{bmatrix}$$
 (3.26)

Una volta risolto il problema delle possibili armoniche presenti nella tensione di rete tramite filtro risonante, il PLL risulta operativo e completo per attuare la sincronizzazione.

3.2.3 Modello PLECS lato-rete

Il modello PLECS lato-rete è relativamente più semplice rispetto a quello lato-generatore sostanzialmente perché sono presenti meno elementi da modellizzare. In fase preliminare l'intero modello lato-generatore viene sostituito semplicemente con un generatore di corrente in parallelo al condensatore di DC-link, al quale viene connesso il lato DC dell'inverter già descritto in figura 3.16. In uscita dal lato AC dell'inverter è presente la porzione di circuito contenente il filtro LC e il sistema di pre-carica:

Si osserva come sia presente il voltmetro in parallelo ai condensatori di filtro per misurare la tensione di rete e gli amperometri in serie alle induttanze di filtro per misurare le correnti di fase. Le misure rilevate dai blocchi PLECS ideali vengono poi mandate ai blocchi di sensori già trattati per il lato-generatore. I segnali di comando degli switches della pre-carica provengono da una uscita digitale del microcontrollore. A monte del circuito di pre-carica è modellizzata la rete con le induttanze relative ed il generatore trifase ideale della libreria di blocchi PLECS (fig. 3.42).

Infine l'ultimo componente rimanente è il microcontrollore. Questo è molto simile a quello descritto per il lato-generatore infatti presenta gli input riguardanti le misure rilevate, il trigger di riferimento per il clock interno e l'interfaccia di comando hardware della macchina a stati. Mentre per quanto riguarda gli input di impostazione del controllo,

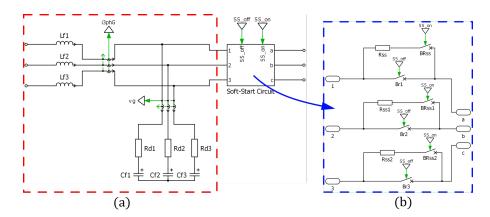


Figura 3.41: (a): Modello del filtro LC; (b): Modello del circuito di pre-carica.

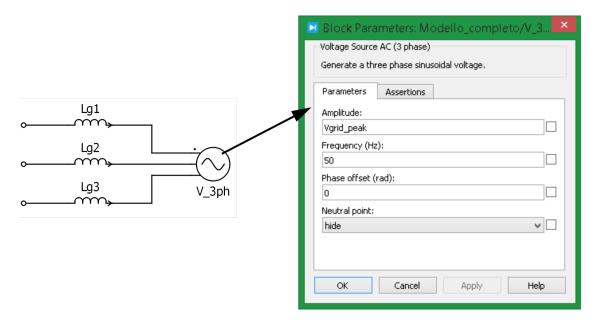


Figura 3.42: Modello della rete elettrica esterna.

i segnali questa volta sono 3: "control_type": permette di scegliere tra controllo di tensione (control_type = 2) o controllo di corrente (control_type = 1). La scelta di bypassare il controllo di tensione non è contemplata per il funzionamento del sistema ma è stata implementata ugualmente esclusivamente a scopo di test dell'anello interno. "Control_ref D", "control_ref Q": corrispondono al riferimento di corrente nel caso in cui sia impostato il controllo di corrente, in caso contrario il riferimento di tensione viene impostato direttamente dal codice C; "control_rate": è la pendenza della rampa con cui si vuole raggiungere il valore di riferimento del controllo. Il codice di controllo è eseguito tramite il blocco C-Script all'interno del blocco MCU allo stesso modo di quello lato-generatore, anche la struttura del codice con macchina a stati è abbastanza simile in modo da facilitare l'accorpamento dei due codici in un unico script di controllo per

entrambi gli inverter.

3.2.4 Test preliminari del modello PLECS lato-rete

Sono stati svolti dei test preliminari per verificare il corretto funzionamento del modello PLECS e del controllo implementato lato-rete e tarare i parametri dei regolatori utilizzati.

- 1. Test di funzionamento PLL: in questo caso si vuole testare l'algoritmo di sincronizzazione con la tensione di rete. Viene testata anche la risposta del filtro ad una tensione di rete distorta con l'aggiunta di una quinta armonica $V_{g,5} = 0.2 \cdot V_g$ (test 1.1).
- 2. Test di funzionamento del controllo di tensione sul DC-link: il test prevede l'avviamento del sistema lato generatore con relativa carica del DC-link e risposta ad un gradino di corrente generata $I_{dc,generata} = 15.0 \text{ A}$ (@t = 0.7 s) e $I_{dc,generata} = 0.0 \text{ A}$ (@t = 0.9 s).

I test svolti hanno confermato i valori dei parametri dei regolatori dell'anello di controllo di corrente, mentre per quanto riguarda i parametri del PI di tensione sono state eseguite le seguenti modifiche: $k_{p,v} = 0.3142 \rightarrow 0.5654$; $k_{i,v} = 4.934 \rightarrow 10.0$;

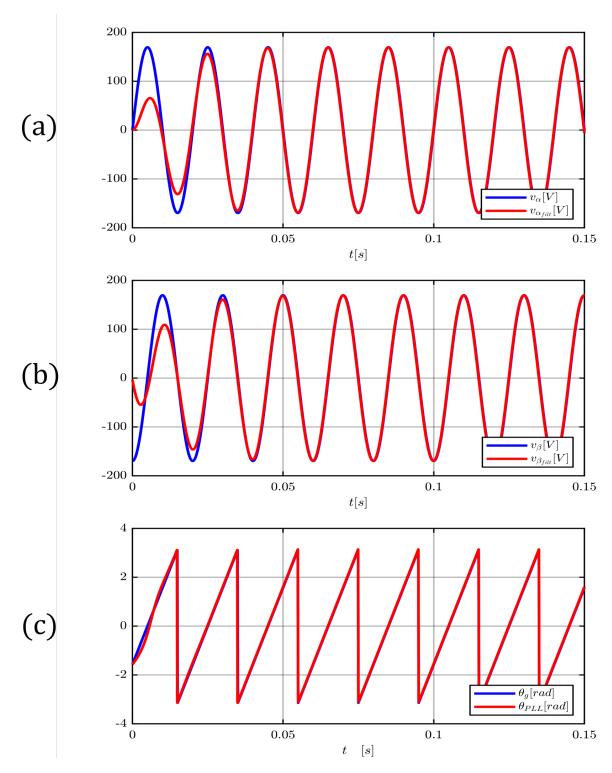


Figura 3.43: Test 1) (a) Confronto tra ingresso ed uscita del filtro risonante asse α ; (b) Confronto tra ingresso ed uscita del filtro risonante asse β ; (c) Confronto tra angolo della tensione di rete ed angolo ricavato dal PLL.

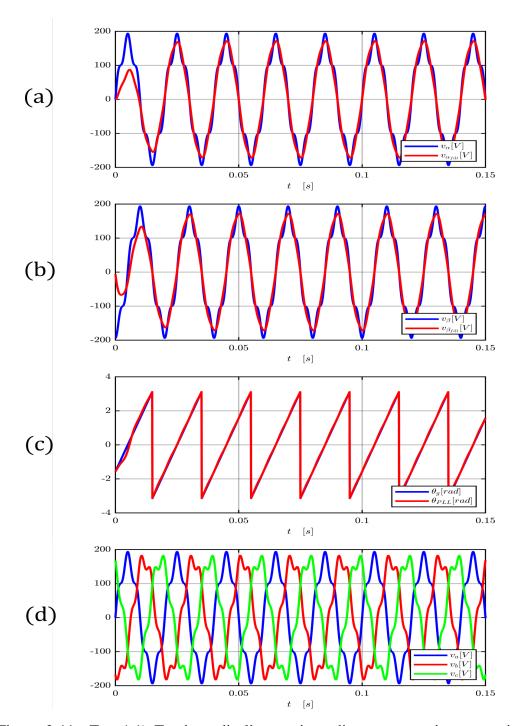


Figura 3.44: Test 1.1) Tensione di alimentazione distorta con quinta armonica: (a) Confronto tra ingresso ed uscita del filtro risonante asse α ; (b) Confronto tra ingresso ed uscita del filtro risonante asse β ; (c) Confronto tra angolo della tensione di rete ed angolo ricavato dal PLL; (d) Tensioni di fase distorte.

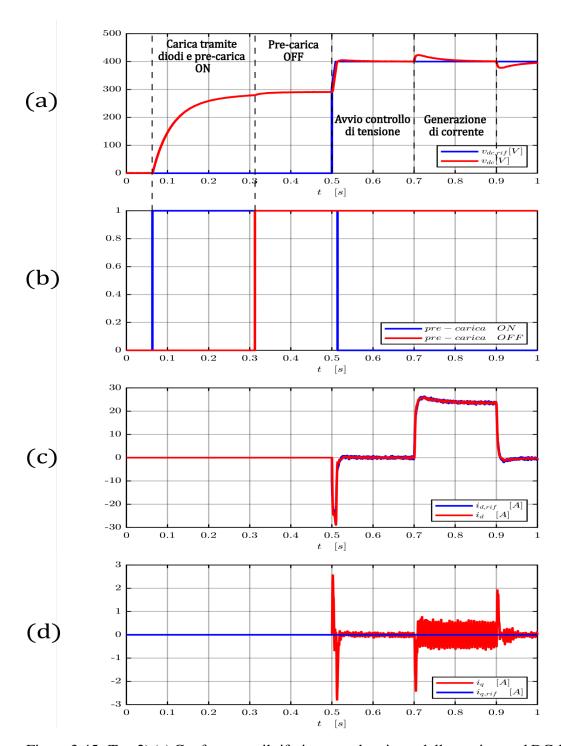


Figura 3.45: Test 2) (a) Confronto tra il riferimento e la misura della tensione sul DC-link; (b) Stato del circuito di pre-carica; (c) Confronto tra il riferimento e il valore di corrente i_d ; (d) Confronto tra il riferimento e il valore di corrente i_q .

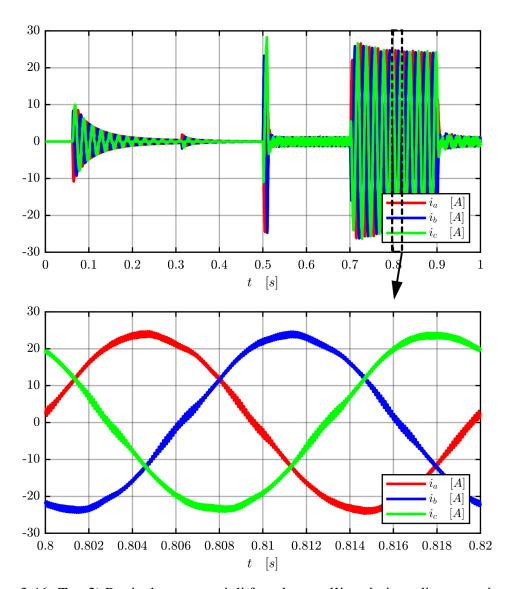


Figura 3.46: Test 2) Particolare correnti di fase durante l'immissione di potenza in rete.

Capitolo 4

Simulazione PLECS del sistema di generazione completo

In questo capitolo verrà presentato il modello completo del sistema di generazione eolica e verranno descritti ed attuati i test di simulazione che saranno ripetuti poi in fase sperimentale. Le simulazioni svolte hanno lo scopo di prevedere il comportamento del sistema a fronte dei test sperimentali e avere uno spunto per il confronto dei dati. Lo schema di riferimento su cui è basato il modello simulato è il seguente:

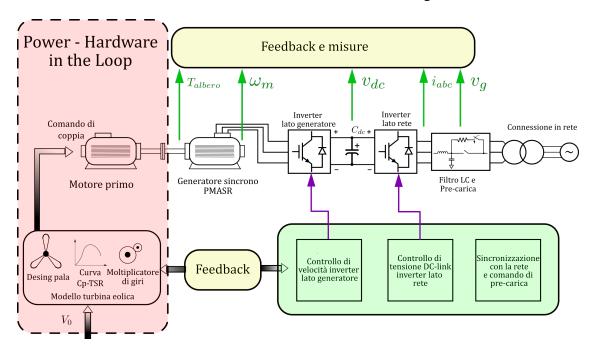


Figura 4.1: Schema di principio del sistema di generazione su cui è basato il modello PLECS.

4.1 Modello completo PLECS

Il modello lato-generatore ed il modello lato-rete, una volta validati singolarmente, è possibile unirli in un'unica simulazione. Dal punto di vista elettrico ciò comporta semplicemente l'unione dei due modelli del sistema, descritti nel capitolo precedente, in parallelo sul DC-link. La modifica sostanziale consiste nell'adattamento del blocco MCU alla gestione e controllo di entrambi gli inverter. Per quanto riguarda gli input si dovranno utilizzare i seguenti ingressi di misura associati al convertitore di segnale A/D:

- $v_{g,conc}$: misure delle tensioni concatenate di rete;
- $i_{abc}G$: misure delle correnti di fase rilevate in uscita dall'inverter lato-rete (Grid);
- v_{dc} : misura della tensione sul DC-link;
- $i_{abc}D$: misure delle correnti di fase rilevate ai morsetti del generatore (Drive).

Più altri ingressi di segnale digitale riguardanti le impostazioni dei controlli e la misura dell'angolo meccanico:

- Control_type;
- Control ref D;
- Control_ref_Q;
- Control rate;
- *Mech_type*;
- Mech ref;
- Mech rate.
- θ : misura dell'angolo ricavata dall'encoder incrementale;

Ed i segnali digitali provenienti dal comando hardware della macchina a stati:

- Error;
- Restart;
- *Stop*;
- *Go*.

Allo stesso modo anche gli output del MCU si dovranno riferire ai due inverter per cui consisteranno in:

- d_{abc}G: segnali di duty-cycle dell'inverter lato-rete (Grid) con apposita discretizzazione dovuta alla conversione D/A e ritardo temporale di un clock dovuto al controllo digitale;
- $d_{abc}D$: segnali di duty-cycle dell'inverter lato-generatore (Drive) con apposita discretizzazione dovuta alla conversione D/A e ritardo temporale di un clock dovuto al controllo digitale;
- Segnali di abilitazione alla conversione PWM, sia lato rete che lato generatore;
- Segnale di comando da fornire agli switch dedicati al circuito di pre-carica;
- Segnali digitali di grandezze interne al codice utili alla visualizzazione dei valori ed al debug di eventuali errori.

L'adattamento del codice consiste nella duplicazioni delle variabili relative agli inverter, come per esempio i duty-cycle. Quindi esisterà una terna di duty-cycle relativa all'inverter lato-generatore $d_{abc}D$ ed una relativa all'inverter lato rete $d_{abc}G$.

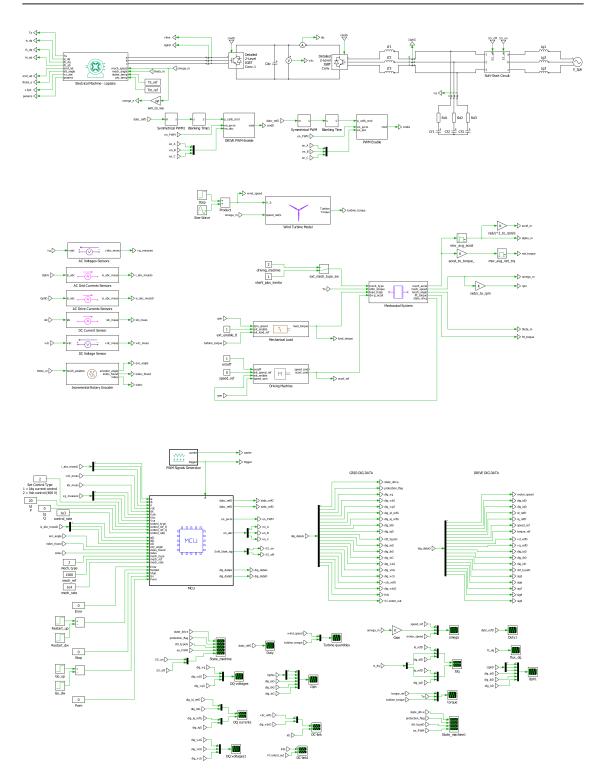


Figura 4.2: Modello completo PLECS del sistema di generazione.

4.2 Definizione e simulazione dei test sperimentali

I test da svolgere hanno l'obiettivo di verificare che il sistema di Power Hardware in the Loop in simulazione sia in grado di emulare in modo accurato il comportamento di un sistema di generazione eolica reale. Per questo motivo verrà analizzato il funzionamento del sistema in condizioni di lavoro realistiche per una turbina eolica. I parametri dell'intera simulazione sono riassunti in tabella 4.1 e 4.2.

Parametri del sistema di simulazione				
Lato Rete				
Tensione di rete	V_g	120	$V_{fase,RMS}$	
Frequenza rete	\int_{f}	50	Hz	
Induttanza di rete	L_g	3.3	mH	
Resistenza di pre-carica	$R_{pre-carica}$	15	Ω	
Condensatore di filtro	C_f	5	μF	
Induttanza di filtro	L_f	2.2	mH	
Inverter	-			
Frequenza di commutazione	f_{sw}	10	kHz	
Dead-time	t_{DT}	1.5	μs	
Capacità del condensatore sul DC-Link	C_{DC}	2.0	mF	
Generatore				
Paia poli	pp	2	-	
Resistenza si statore	R_s	0.3	Ω	
Inerzia equivalente	J_{eq}	0.01	$kg \cdot m^2$	
Flusso dei magneti permanenti	λ_m	0.061	$V \cdot s$	
Coppia nominale	T_n	20	Nm	
Turbina				
Raggio	R	4.1	m	
Velocità del vento cut-in	V_{min}	3	m/s	
Velocità del vento cut-off	V_{max}	25	m/s	
Tip-Speed ratio ottimale	TSR_{opt}	9.54	m/s	
Gear-ratio	GR	25	-	

Tabella 4.1: Parametri riassuntivi del sistema di generazione implementato in simulazione.

Parametri del sistema di simulazione				
Controllo				
Corrente di protezione inverter	$I_{AC,max}$	39.5	A	
Tensione di protezione inverter	$V_{DC,max}$	450	V	
Velocità di protezione generatore	n_{max}	3500	rpm	
Limite di coppia massima	T_{max}	35	Nm	
Tensione DC-link di riferimento	$V_{DC,rif}$	400	V	
Guadagno proporzionale reg. tensione DC	$k_{p,vdc}$	0.565	$\frac{1}{\Omega}$ rad	
Guadagno integrale reg. tensione DC	$k_{i,vdc}$	10	$\frac{rad}{\Omega \cdot s}$	
Guadagno proporzionale reg. corrente (Grid)e	k_pG	6.28	Ω	
Guadagno integrale reg. corrente (Grid)	k_iG	2819.9	$\frac{\Omega rad}{\sigma}$	
Guadagno proporzionale reg. velocità	$k_{p,\omega}$	0.628	$\frac{Nm \cdot s}{rad}$	
Guadagno integrale reg. velocità	$k_{p,\omega}$	7.89	Nm	
Guadagno proporzionale reg. corrente in asse d (Drive)	$k_{p,id}D$	15	Ω	
Guadagno integrale reg. corrente in asse d (Drive)	$k_{i,id}D$	4000	$\frac{\Omega rad}{S}$	
Guadagno proporzionale reg. corrente in asse q (Drive)	$k_{p,iq}D$	50	Ω	
Guadagno integrale reg. corrente in asse q (Drive)	$k_{i,iq}D$	12000	$\frac{\Omega rad}{s}$	

Tabella 4.2: Parametri riassuntivi del sistema di generazione implementato in simulazione.

4.2.1 Test 1) Carica del DC-link ad avvio del sistema

In questo test viene verificato il corretto avvio del sistema, quindi la carica del DC-link in modo da raggiungere il riferimento imposto e senza creare pericolose correnti di in-rush. I risultati sono rappresentati in figura 4.3.

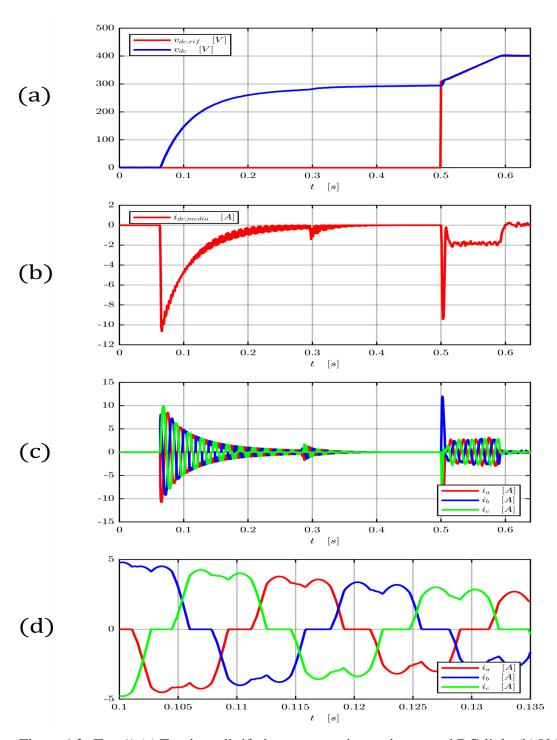


Figura 4.3: Test 1) (a) Tensione di riferimento e tensione misurata sul DC-link; (b) Valore di media mobile della corrente misurata sul DC-link; (c) Correnti di fase lato rete; (d) Particolare correnti.

4.2.2 Test 2) Controllo di tensione a regime con variazione di potenza generata

Per questo test si considera di partire da una condizione di regime: $v_{dc} \approx V_{dc,rif}$ e si crea una variazione nella potenza generata, in particolare viene imposto un input a rampa di velocità del vento pari a 15 m/s con uno slew-rate di 20 m/s^2 .

I risultati sono rappresentati in figura 4.4 e 4.5

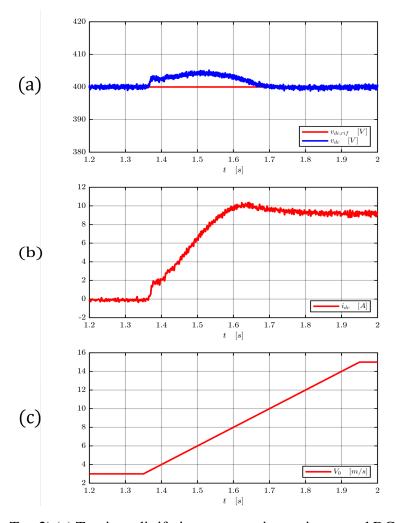


Figura 4.4: Test 2) (a) Tensione di riferimento e tensione misurata sul DC-link; (b) Valore di media mobile della corrente misurata sul DC-link; (c) Velocità del vento imposta.

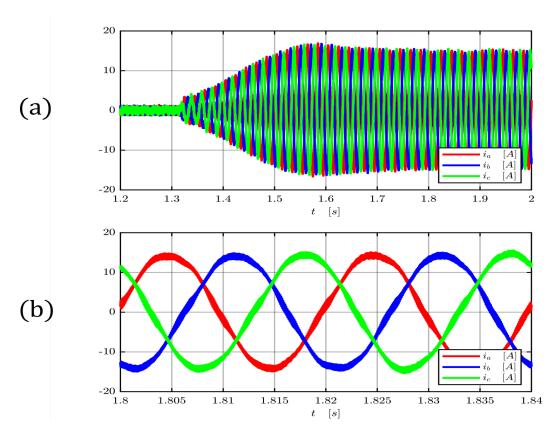


Figura 4.5: Test 2) (a) Correnti di fase lato rete; (b) Particolare correnti di fase.

4.2.3 Test 3) Avvio a vuoto del generatore

In questo test viene verificato il corretto avvio del generatore a vuoto, quindi considerando un carico meccanico nullo. Si impone un riferimento di velocità pari a 2000 rpm e si verifica il raggiungimento dello stato di regime. I risultati sono rappresentati in figura 4.6.

4.2.4 Test 4) Controllo di velocità a regime con variazione di potenza generata

Per questo test si considera di partire dalla condizione di regime: $n \approx n_{rif} = 2000$ rpm. Si crea una variazione della coppia della turbina imponendo un input a rampa di velocità del vento pari a $15 \ m/s$ con uno slew-rate di $20 \ m/s^2$ (identico a quello già visto per il test 2 fig. 4.4) e si osserva il comportamento del controllo di velocità di rotazione. i risultati sono rappresentati in figura 4.7.

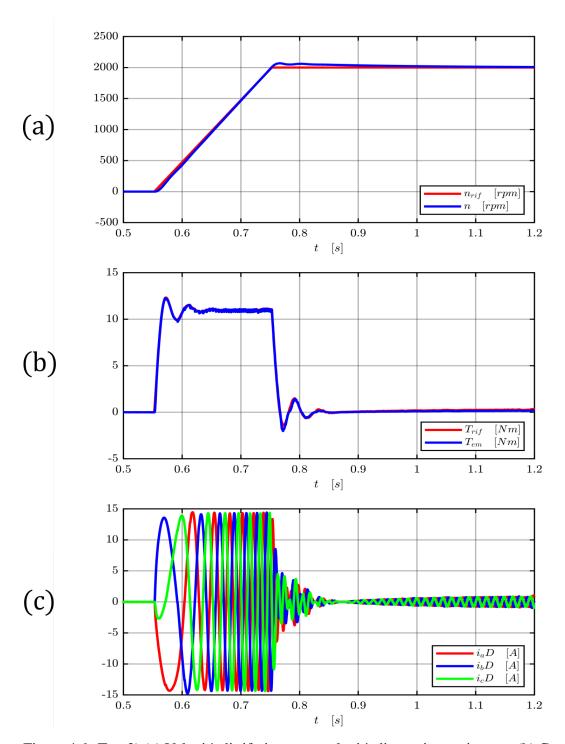


Figura 4.6: Test 3) (a) Velocità di riferimento e velocità di rotazione misurata; (b) Coppia di riferimento e coppia elettromagnetica misurata; (c) Correnti di fase lato generatore.

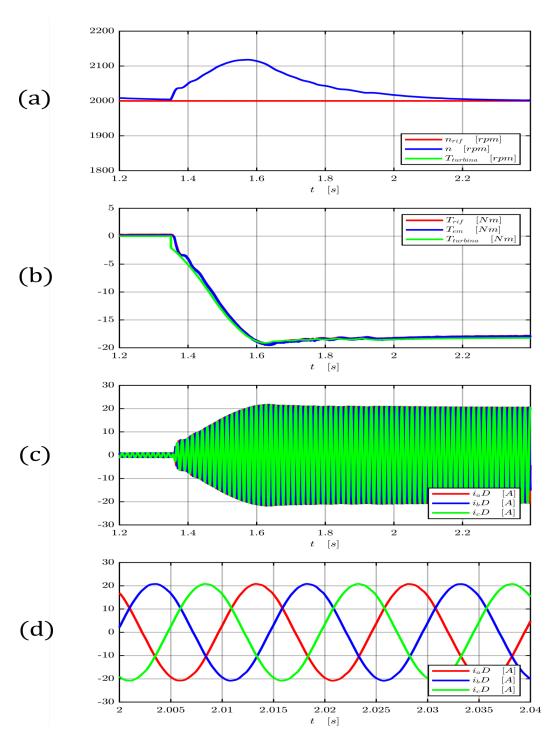


Figura 4.7: Test 4) (a) Velocità di riferimento e velocità di rotazione misurata; (b) Coppia di riferimento e coppia elettromagnetica misurata; (c) Correnti di fase lato generatore; (d) Particolare correnti.

4.2.5 Test 5) Funzionamento del sistema in steady-state a vari punti di lavoro

Per questa tipologia di test sono state osservate le grandezze di particolare importanza in diversi punti di lavoro, una volta ottenuto il regime di velocità del sistema e quindi una condizione steady-state. Ciò può essere utile per confrontare le performance del sistema e valutare le migliori condizioni operative. I punti di lavoro osservati sono:

• n = 2000 rpm; $V_0 = 15$ m/s: i valori risultanti in questo punto di lavoro sono riassunti in tabella 4.3.

$n = 2000 \text{ rpm}; V_0 = 15 \text{ m/s}$			
Potenza generata dalla turbina	3815	W	
Coefficiente di potenza C_p	0.035	_	
Tip-Speed Ratio TSR	2.28	_	
Potenza immessa in rete	3551	W	
Rendimento del sistema	0.93	_	
Coppia generata dalla turbina	17.21	Nm	
Velocità di rotazione della turbina	80	rpm	
$i_{abc,RMS}G$	9.89	A	
$i_{abc,RMS}D$	14.62	A	
i_{dc}	8.887	A	

Tabella 4.3: Grandezze misurate a n = 2000 rpm; $V_0 = 15$ m/s.

• n = 2000 rpm; $V_0 = 15$ m/s: i valori risultanti in questo punto di lavoro sono riassunti in tabella 4.4.

$n = 2000 \text{ rpm}; V_0 = V_{0,max} = 24 \text{ m/s}$			
Potenza generata dalla turbina	4122	W	
Coefficiente di potenza C_p	0.0092	-	
Tip-Speed Ratio TSR	1.43	-	
Potenza immessa in rete	3812.5	W	
Rendimento del sistema	0.925	_	
Coppia generata dalla turbina	19.67	Nm	
Velocità di rotazione della turbina	80	rpm	
$i_{abc,RMS}G$	10.6	\boldsymbol{A}	
$i_{abc,RMS}D$	15.48	\boldsymbol{A}	
i_{dc}	9.579	\boldsymbol{A}	

Tabella 4.4: Grandezze misurate a n = 2000 rpm; $V_0 = 24$ m/s.

• $n = n_{max} = 2500$ rpm; $V_0 = 15$ m/s: i valori risultanti in questo punto di lavoro sono riassunti in tabella 4.5.

$n = 2500 \text{ rpm}; V_0 = V_0 = 15 \text{ m/s}$			
Potenza generata dalla turbina	7268	W	
Coefficiente di potenza C_p	0.066	-	
Tip-Speed Ratio <i>TSR</i>	2.86	_	
Potenza immessa in rete	6745	W	
Rendimento del sistema	0.928	_	
Coppia generata dalla turbina	27.76	Nm	
Velocità di rotazione della turbina	100	rpm	
$i_{abc,RMS}G$	18.66	\boldsymbol{A}	
$i_{abc,RMS}D$	20.57	\boldsymbol{A}	
i_{dc}	16.96	\boldsymbol{A}	

Tabella 4.5: Grandezze misurate a n = 2500 rpm; $V_0 = 15$ m/s.

• $n = n_{max} = 2500$ rpm; $V_0 = V_{max} = 24$ m/s: i valori risultanti in questo punto di lavoro sono riassunti in tabella 4.6.

$n = 2500 \text{ rpm}; V_0 = V_0 = 24 \text{ m/s}$			
Potenza generata dalla turbina	7651	W	
Coefficiente di potenza C_p	0.0171	_	
Tip-Speed Ratio TSR	1.79	_	
Potenza immessa in rete	7070.3	W	
Rendimento del sistema	0.924	_	
Coppia generata dalla turbina	29.22	Nm	
Velocità di rotazione della turbina	100	rpm	
$i_{abc,RMS}G$	20.08	A	
$i_{abc,RMS}D$	21.4	A	
i_{dc}	17.87	A	

Tabella 4.6: Grandezze misurate a n = 2500 rpm; $V_0 = 24$ m/s.

Si può osservare che nei punti di lavoro studiati il Coefficiente di potenza risulta essere molto piccolo rispetto il suo valore massimo. Ciò avviene perché nelle condizioni considerate il TSR ha valori molto bassi rispetto a quello ottimale ($TSR_{opt} = 9.54$) ricavato dal calcolo di design della turbina eolica.

4.2.6 Test 6) Funzionamento del sistema in condizioni di velocità del vento variabile

In questo test viene osservata la capacità del sistema ad adattarsi alla natura molto variabile della velocità del vento. In particolare si considera che, una volta raggiunta la velocità di regime n=2000 rpm, si impone come input di velocità del vento una sinusoide

di ampiezza pari a 12 m/s con un offset di 12 m/s in modo da ottenere un range di velocità che va da 0 a 24 m/s. La frequenza della sinusoide è pari a 1 Hz. I risultati in risposta alle condizioni variabili sono rappresentati nelle seguenti figure.

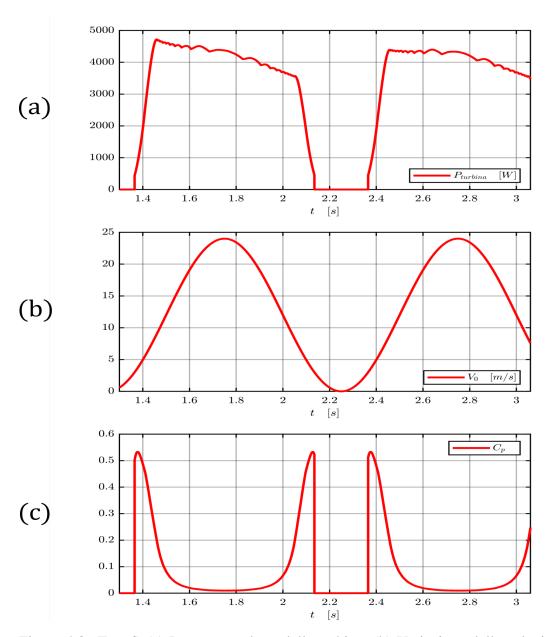


Figura 4.8: Test 6) (a) Potenza prodotta dalla turbina; (b) Variazione della velocità del vento imposta; (c) Variazione del C_p .

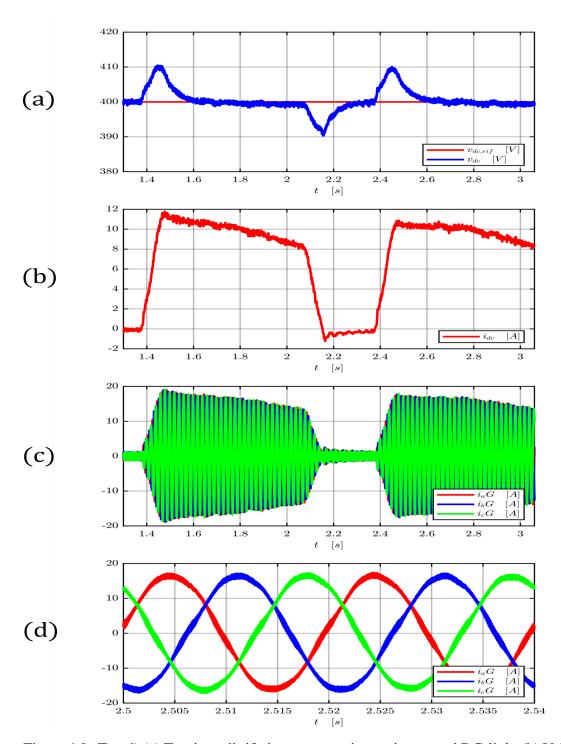


Figura 4.9: Test 6) (a) Tensione di riferimento e tensione misurata sul DC-link; (b) Valore di media mobile della corrente misurata sul DC-link; (c) Correnti di fase lato rete; (d) Particolare correnti di fase.

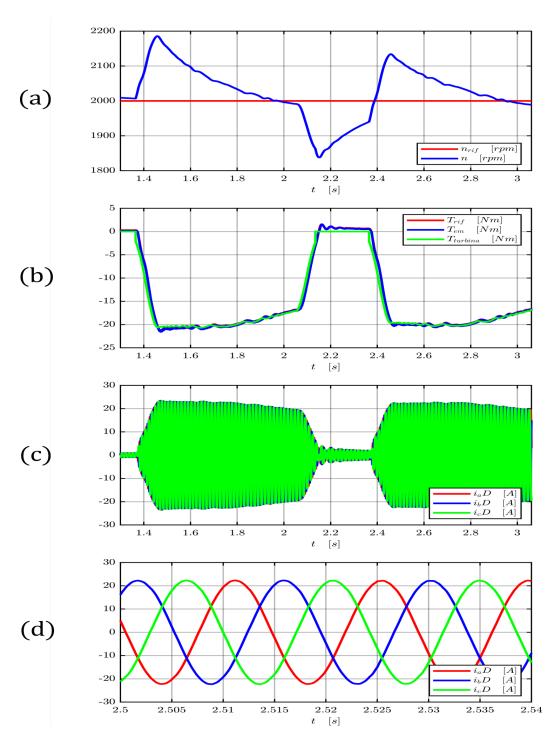


Figura 4.10: Test 6) (a) Velocità di riferimento e velocità di rotazione misurata; (b) Coppia di riferimento e coppia elettromagnetica misurata; (c) Correnti di fase lato generatore; (d) Particolare correnti.

Capitolo 5

Test sperimentali del sistema P-HiL

In questo capitolo verrà trattata la realizzazione in laboratorio del set-up sperimentale svolta all'interno del PEIC (Power Electronics Innovation Center), mettendo in opera tutto quello che è stato descritto nei capitoli precedenti. Si potranno quindi osservare e commentare i risultati finali ottenuti e valutare il comportamento del sistema P-HiL.

5.1 Realizzazione del set-up sperimentale

Il set-up sperimentale è stato assemblato utilizzando tutti gli elementi descritti nei capitoli precedenti quindi, comprenderà:

- Blocco di Power Hardware in the Loop costituito dal modello di turbina eolica descritto nel capitolo 2 e dal motore primo emulatore di turbina
- Sistema di generazione dell'energia: costituito dal generatore elettrico accoppiato all'emulatore di turbina, e connesso al blocco di conversione di potenza realizzato tramite due inverter in configurazione back-to-back. Tra il gruppo di conversione ed il punto di comune accoppiamento con la rete elettrica è incluso un sistema di filtro passa-basso necessario per eliminare alte frequenze indesiderate dalla corrente immessa nel sistema elettrico esterno.
- Sensori di misura delle grandezze fondamentali, quindi: voltmetri, amperometri, encoder e torsiometro necessari sia per fornire il feedback di controllo che per la raccolta dei dati.
- Blocco di controllo: comprende il codice C su cui è implementato sia il controllo di velocità riferito all'inverter lato generatore, che il controllo di tensione sul DC-link riferito all'inverter lato rete. Ma non solo, in quanto sono presenti anche comandi di controllo di stato dell'intero sistema, gestione delle protezioni di sicurezza attuate per evitare il danneggiamento dei componenti e protocolli di comunicazione sia lato utente che lato hardware.

• Interfaccia utente: è la restante parte software del sistema con cui l'utente si interfaccia tramite terminale.

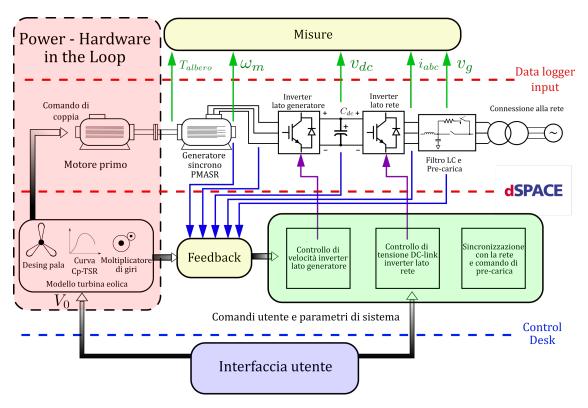


Figura 5.1: Rappresentazione completa del set-up sperimentale del sistema di generazione.

Per poter svolgere sperimentalmente i test descritti nel paragrafo 4.2 è stata necessaria una fase preliminare di preparazione ai test dei sistemi in uso, assemblaggio dei componenti e verifica del corretto funzionamento di ogni parte del sistema. Se per quanto riguarda la parte hardware del sistema i componenti utilizzati in laboratorio rispecchiano quelli simulati, per la parte software non è esattamente cosi. Infatti per poter controllare il sistema non basta semplicemente scrivere il codice e caricarlo sulla scheda di controllo dell'inverter, ma è necessaria la realizzazione di un sistema di interfaccia che metta in comunicazione costante il PC su cui avviene il controllo utente del sistema tramite Control Desk ed il sistema stesso. Per questo motivo il codice C viene implementato in MATLAB e caricato tramite blocco S-function sul software integrato Simulink. In questo modo è possibile attuare sia l'implementazione del sistema P-HiL in tempo reale, che la comunicazione con la piattaforma di prototipazione rapida dSpace che avrà il compito di scambiare informazioni con le schede di comunicazione dei due inverter. Quindi riassumendo il controllo del sistema avviene tramite i blocchi rappresentati in figura 5.2. Fatte queste considerazioni, si possono approfondire le fasi preliminari svolte per la preparazione del set-up.

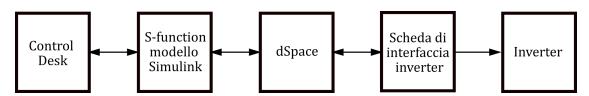


Figura 5.2: Elementi utili all'implementazione del controllo degli inverter.

Adattamento del codice C

In questa fase è avvenuto l'adattamento del template del codice di controllo degli inverter utilizzati con il codice già implementato nel blocco C-Script nella simulazione del microcontrollore. La struttura ed i comandi rimangono simili, mentre sono state aggiunte delle righe di codice per poter comunicare con il blocco S-function di simulink. È stato inoltre aggiunto il controllo del parametro *Brake Leg* cioè il segnale che permette l'attivazione del "chopper di frenatura", applicato al DC-link in caso di sovratensioni non controllate. Sono quindi presenti due gambe di freno, una per ogni inverter, e vengono controllate in modo da attivarsi contemporaneamente in caso di necessità. Per quanto riguarda i files ausiliari, gli include che contengono le funzioni e le librerie utili al controllo rimangono invariati rispetto a quelli utilizzati, mentre viene aggiunto un nuovo file di tipo .trc utile a far comunicare lo script matlab/simulink con l'interfaccia utente Control Desk, quindi visualizzare valori interni al codice per debugging o impostazione di parametri direttamente da Control desk in tempo reale. Per quanto riguarda il modello simulink utilizzato, si tratta di diversi blocchi utili a gestire input/output e comunicazione con la piattaforma dSpace. Gli input consistono nelle misure (feedback) e grandezze che indicano lo stato del sistema, provenienti da dSpace che a sua volta è connesso ad inverter ed encoder. Gli output consistono sostanzialmente nei comandi e nelle grandezze prodotte dal codice da inviare agli inverter. Nel modello simulink viene anche implementato lo schema a blocchi della turbina eolica in modo da fornire in tempo reale il comando di coppia, adeguatamente condizionato da gain e offset, all'azionamento "selivector" del motore primo che emula il comportamento della turbina.

Piattaforma dSpace RTI 2102

È stato necessario studiare il funzionamento e la comunicazione che dSpace crea tra inverter e PC in quanto sono state fatte delle modifiche sia software che hardware (sulle connessioni digitali) per permettere ad un'unica piattaforma il controllo sincronizzato di due inverter contemporaneamente. In particolare le modifiche riguardano il databus che trasmette i segnali digitali di input ed output tra dSpace e i due inverter interfacciati tramite due schede FPGA, ovvero un circuito digitale programmabile che corrisponde al "cervello" dell'inverter. I segnali che occupano il databus digitale di un inverter consistono in:

- Segnali ON-OFF switches: sono i sei segnali di comando degli IGBT $(T_1, T_2, T_3, T_4, T_5, T_6)$;
- SPI (*Serial Peripheral Interface Communication Protocol*): ovvero il protocollo seriale di comunicazione sincrona utilizzato, che prevede l'utilizzo di quattro segnali: SCLK (il clock che permette la comunicazione sincrona tra dispositivo *Master* e dispositivi *Slave*); MOSI (Master Output Slave Input- segnale contenente i dati da inviare allo slave); MISO (Maser Input Slave Output segnale contenente i dati di output dello slave); CS (Chip Select per l'attivazione dello slave a ricevere o inviare dati) [26].
- Awake: segnale ad onda quadra utile ad indicare che il dSpace sia acceso;
- PWM enable: per l'avvio della commutazione PWM;
- Bit di stato del sistema: consistono in 12 segnali utili a indicare errori, mal funzionamenti o attivazione di protezioni nei confronti dell'inverter.
- Segnali dell'encoder: sono necessari tre segnali utili ad indicare gli impulsi generati dall'encoder (A, B, Z) ed i loro negati $(\bar{A}, \bar{B}, \bar{Z})$.

Ad ogni segnale va associato un pin dedicato della porta DIO (Digital Input/Output), in questo caso essendo due inverter ed un solo encoder, i pin da occupare saranno 63. Dato l'alto numero di segnali si ricorrerà all'utilizzo delle due porte DIO-A e DIO-B disponibili sul dSpace. In figura 5.3 l'immagine delle due porte e dei pin utilizzati.

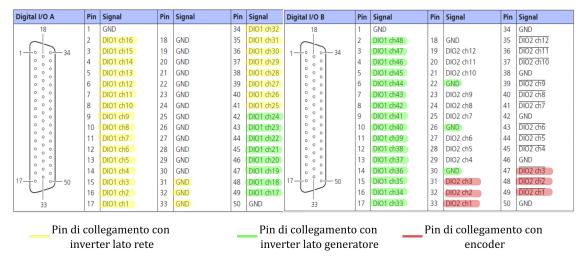


Figura 5.3: Configurazione delle porte digitali I/O del dSpace.

Ogni input/output definito va a connettersi con la relativa porta nella scheda FPGA degli inverter, per cui è stato necessario creare il cavo di segnale adatto a rendere compatibile la nuova configurazione delle porte DIO del dSpace con le porte di segnale digitale degli inverter.

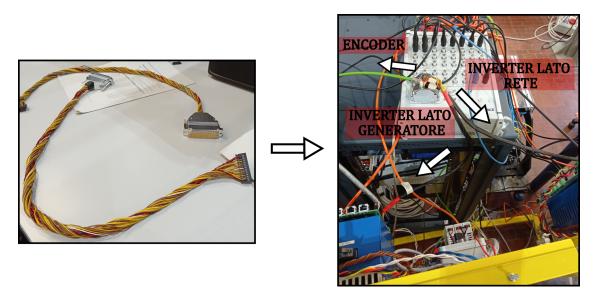


Figura 5.4: Cablatura di connessione dSpace con i due inverter e l'encoder.

Una volta fatto questo lavoro, sono state configurate le porte analogiche del dSpace in modo da far combaciare le grandezze relative all'input/output con le gradenzze identificate nel blocco I/O analogico di simulink. Il risultato è rappresentato in figura 5.5 dove si può osservare la piattaforma dSpace cablata.

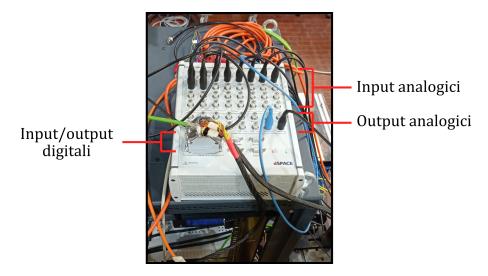
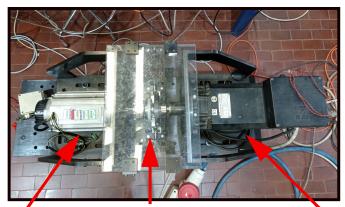


Figura 5.5: Cablatura della piattaforma dSpace.

Assemblaggio del sistema e realizzazione interfaccia utente dSpace - Control Desk

In questa fase il gli elementi del sistema sono stati assemblati, quindi il generatore fissato sulla struttura di montaggio e calettato sull'albero che lo connette al motore primo

che emula la turbina eolica (fig. 5.6). Sull'albero è stato montato anche il torsiometro



Generatore sincrono PMASR

Accoppiamento meccanico

Motore primo emulatore di turbina eolica

Figura 5.6: Accoppiamento meccanico tra generatore e motore primo.

HBM - T40B che fornirà la misura di coppia e se necessario anche quella di velocità.

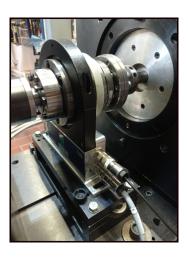


Figura 5.7: Posizionamento del torsiometro sull'albero meccanico.

Il generatore a sua volta, tramite morsettiera è stato connesso all'inverter utilizzato per il controllo lato generatore, è stata eseguita la connessione degli inverter tra loro (vedi fig. 3.7 e 3.29). In fine è stato connesso l'inverter lato rete alla fonte di alimentazione trifase del sistema.

Per completare il set-up sperimentale è stato necessario personalizzare l'interfaccia utente per adattarsi al meglio alle prove preliminari eseguite sul controllo e per i test. Il software utilizzato è abbinato alla piattaforma dSpace ed è chiamato Control Desk. Permette di comandare in tempo reale il sistema sia simulando l'interfaccia hardware

(pulsanti di stop/restart/go) ma anche permettendo di modificare parametri all'interno del codice di controllo. Inoltre è possibile visualizzare tramite oscilloscopi o display i valori elaborati nel codice. In figura 5.8 un esempio di come può essere configurato.



Figura 5.8: Control Desk: software di interfaccia utente.

Implementazione controllo lato generatore

L'impostazione del controllo lato generatore avviene allo stesso modo di come è avvenuta in fase di simulazione, cioè iniziando dal controllo di coppia/corrente ed una volta validato, passando all'anello esterno di velocità. Esclusivamente un questa occasione il motore primo è stato utilizzato come driving machine impostando una velocità fissa. In questo modo è possibile osservare se il controllo di coppia ha un comportamento adeguato. In particolare è stata eseguita la taratura sperimentale dei guadagni dei regolatori che ha dato i seguenti risultati:

$$k_{p,d} = 15.0 \rightarrow 10.0\Omega$$
 $k_{i,d} = 4000.0 \rightarrow 1000.0 \frac{\Omega rad}{s}$ $k_{p,q} = 50.0 \rightarrow 30.0\Omega$ $k_{i,q} = 12000.0 \rightarrow 1000.0 \frac{\Omega rad}{s}$ 109

Per queste operazioni preliminari non è stato necessario misurare il valore di offset dell'encoder θ_{offset} in quanto è stato utilizzato l'encoder integrato sul generatore con un offset già noto pari a 85°.

A questo punto prima di poter tarare l'anello di velocità è stato necessario valutare l'inerzia del sistema meccanico tramite una prova apposita. In particolare è stato fatto un avviamento del generatore sottoposto ad una coppia costante imposta dal motore primo pari a 16 Nm per circa 0.5 secondi. Una volta misurata la velocità di rotazione iniziale e finale della prova si è potuta calcolare l'inerzia del sistema tramite la seguente relazione:

$$J_{eq} = \frac{T}{\frac{\Delta\omega}{\Delta t}} = 0.0369kg \cdot m^2 \tag{5.1}$$

A questo punto è stato possibile tarare la frequenza di banda ed i guadagni dei regolatori di velocità in modo sperimentale ed i risultati ottenuto sono stati i seguenti.

$$f_{b_{\omega}} = 10.0 \to 2.0 Hz$$

$$k_{p,\omega} = 0.628 \rightarrow 0.463 \frac{Nm \cdot s}{rad}$$

$$k_{i,\omega} = 7.896 \rightarrow 1.165Nm$$

A questo punto il sistema lato generatore è completo e pronto per essere accoppiato a quello lato rete.

Implementazione controllo lato rete

Come per il controllo lato generatore anche in questo caso è stata eseguita una taratura sperimentale dei regolatori seguendo la stessa procedura svolta in fase di simulazione, ma non solo, perché prima è stato valutato il corretto funzionamento del circuito di pre-carica e del rispettivo controllo, e del funzionamento del PLL di sincronizzazione con la rete. Una volta verificati questi aspetti è stata svolta la taratura. Ma prima di entrare in merito dei valori definitivi dei guadagni dei regolatori di corrente e tensione, devono essere descritte le prove svolte per quanto riguarda il livello di tensione di rete. Infatti sono state valutate tre diverse soluzioni di connessione in rete in modo da adattare al meglio il sistema elettrico esterno al sistema di generazione.

1. Alimentazione da emulatore di rete: con questa soluzione le grandezze di rete sono $V_{abc,RMS} = 120 \text{ V}$; f = 50 V. L'alimentazione è stata fornita tramite un emulatore di rete Regatron, ovvero un convertitore di potenza appositamente realizzato per questo scopo. Con questo livello di tensione, il DC-link viene controllato con una tensione $V_{DC,rif} = 400 \text{ V}$. Il sistema di generazione funziona bene considerando una velocità di rotazione nominale di 2000 rpm. Però dato che il generatore può



Figura 5.9: Emulatore di rete Regatron.

sostenere velocità maggiori (diminuendo il contributo di coppia a pari potenza) è stato deciso di funzionare con una velocità nominale di 2500 rpm. A questo punto però il livello di tensione, relativamente basso, sul DC-link avrebbe potuto portare ad una saturazione dei duty-cycle dell'inverter lato generatore, per cui è stato deciso di scartare questa soluzione per un'altra con tensione di rete superiore.

- 2. Alimentazione direttamente da rete: con questa soluzione le grandezze di rete sono $V_{abc,RMS} = 230 \text{ V}$; f = 50 V. L'alimentazione viene fornita dal trasformatore di rete del laboratorio da 30 kVA.
 - In questo modo la tensione sul DC-link viene imposta a $V_{DC,rif} = 650$ V. Anche in questo caso il sistema di generazione funziona bene anche a velocità più alte, però si riscontra un altro problema. Infatti, come verrà esposto più avanti nel capitolo, le correnti di fase lato rete sono affette da distorsione dovuta ad armoniche superiori alla fondamentale. Con una tensione di rete così elevata le correnti tendono ad essere più basse, a pari potenza, rendendo più evidente e rilevante la distorsione armonica presente. Per questo motivo è stato deciso di diminuire la tensione di rete interponendo un trasformatore abbassatore di tensione, realizzando così la soluzione definitiva.
- 3. Alimentazione da trasformatore abbassatore di tensione: con questa soluzione le grandezze di rete sono $V_{abc,RMS} = 155 \text{ V}$; f = 50 V. L'alimentazione viene fornita



Figura 5.10: Trasformatore di rete.

da un trasformatore connesso con primario alla rete e secondario all'inverter.



Figura 5.11: Trasformatore abbassatore di tensione.

In questo modo la tensione sul DC-link viene imposta a $V_{DC,rif} = 500$ V. Questa soluzione offre il giusto compromesso tra tensione sul DC-link e ampiezza delle correnti immesse in rete quindi è stata scelta come quella definitiva con cui condurre i test sperimentali.

A questo punto, una volta definita la tensione di rete, si possono stabilire le grandezze relative al controllo di corrente e di tensione svolto dall'inverter lato rete. I guadagni dei

regolatori sono stati fissati ai seguenti valori:

$$f_{b,i} = 500 \rightarrow 350Hz$$

$$k_{p,i} = 6.283 \rightarrow 4.838\Omega$$

$$k_{i,i} = 2819.9 \rightarrow 2127.8 \frac{\Omega rad}{s}$$

$$f_{b,v} = 25 \rightarrow 3Hz$$

$$k_{p,v} = 0.565 \rightarrow 0.0377 \frac{1}{\Omega}$$

$$k_{i,v} = 10 \rightarrow 0.142 \frac{rad}{\Omega \cdot s}$$

$$(5.2)$$

Le differenze che si possono notare rispetto ai valori utilizzati in simulazione sono dovute ad una naturale maggior presenza di disturbi del sistema reale, che in simulazione non possono essere previsti e che condizionano le grandezze controllate.

Infine una modifica apportata rispetto al sistema in simulazione è l'aggiunta del circuito di frenatura elettrica sul DC-link, ovvero una resistenza in parallelo al condensatore su cui poter dissipare il surplus di potenza nel caso in cui la tensione sul DC-link superi una certa soglia di sicurezza. Quindi questo tratto di circuito viene inserito e disinserito dal sistema tramite uno switch comandato da codice con una logica di soglia ad isteresi per evitare che si crei un funzionamento ad intermittenza. Le soglie considerate sono:

Soglie della frenatura elettrica			
Stato	Soglia		
Brake Leg ON	$v_{dc} > 550.0 \text{ V}$		
Brake Leg OFF	$v_{dc} < 520.0 \text{ V}$		

Tabella 5.1: Soglie di tensione sul DC-link che determinano l'inserzione del circuito di frenatura elettrica.

Controllo del motore primo

Il controllo in tempo reale del motore primo, quindi il cuore del sistema di Power Hardware in the Loop, viene effettuato riproducendo lo schema a blocchi della turbina sul modello Simulink. Il modello conterrà i dati di caratterizzazione della turbina eolica calcolati nel capitolo 2 e tramite imposizione di un input di velocità del vento permette di ottenere la coppia prodotta dalla turbina. Questo valore, prima di essere trasmesso tramite

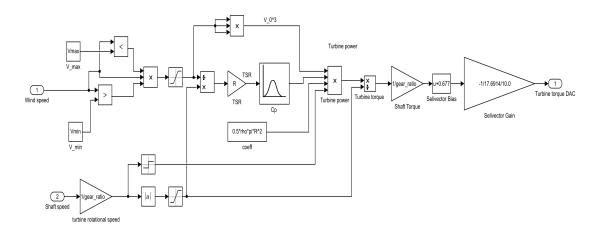


Figura 5.12: Modello di turbina eolica in ambiente Simulink.

segnale analogico all'azionamento del motore primo, deve essere condizionato con un offset pari a +0.677 Nm ed un gain di -1/17.6914/10 V/Nm tarati sperimentalmente.

A questo punto connettendo il canale di output analogico del dSpace con l'input di coppia dell'azionamento del selivector, impostando il controllo di coppia da appositi comandi, sarà possibile comandare il motore primo in coppia emulando la turbina eolica.

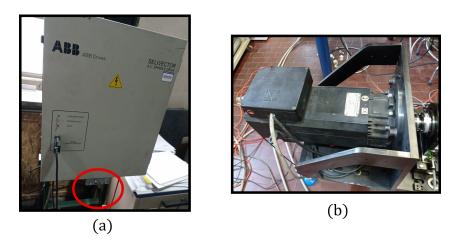


Figura 5.13: (a) Azionamento Selivector con particolare input analogico di coppia; (b) Motore primo Selivector emulatore di turbina.

Filtro di armoniche sulle correnti lato rete

Durante i test preliminari di verifica del corretto funzionamento del sistema sono state riscontrate delle problematiche relative alla distorsione della corrente generata immessa in rete. Infatti come si può notare dalla figura 5.14, oltre ai disturbi ad alta frequenza

dovuti alla commutazione dell'inverter (le correnti sono misurate in uscita dell'inverter, prima di attraversare il filtro LC), sono presenti delle armoniche a frequenze più basse che si sommano alla sinusoide di fondamentale a 50 Hz. In particolare, variando il passo di campionamento delle correnti è anche possibile visualizzare solamente la distorsione armonica di bassa frequenza, escludendo il ripple dovuto alla commutazione. Le forme d'onda in questione fanno riferimento rispettivamente alle condizioni di: n = 2000rpm; $V_0 = 15m/s$ e n = 2500rpm; $V_0 = 15m/s$.

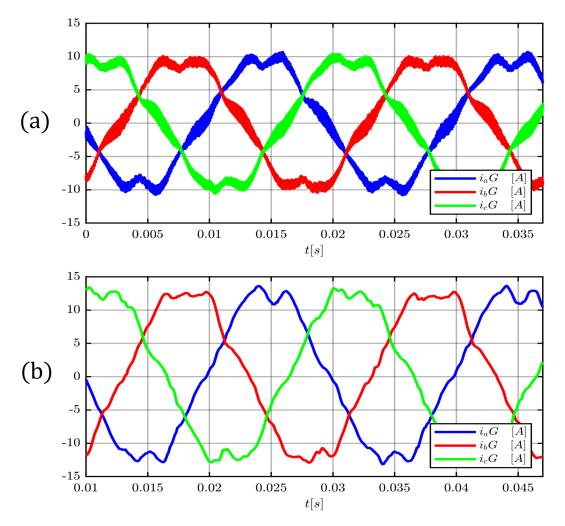


Figura 5.14: (a) Correnti di fase lato generatore distorte in condizioni n = 2000rpm; $V_0 = 15m/s$; (b) Correnti di fase lato generatore distorte (solo disturbo a bassa frequenza) in condizioni n = 2500rpm; $V_0 = 15m/s$.

Per poter capire come agire per ridurre la distorsione armonica sono state svolte delle analisi di Fourier sulle misure di corrente, un esempio si osserva in figura 5.15.

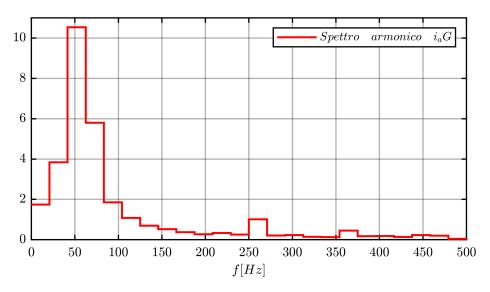


Figura 5.15: Analisi spettrale della corrente di fase i_aG .

In particolare è stato fondamentale analizzare lo spettro armonico del riferimento di corrente in asse d lato rete i_d^*G , cioè il parametro su cui effettivamente si può agire per ridurre i disturbi. Per poter capire al meglio i fenomeni che introducono queste armoniche è stata svolta un'analisi su diversi punti di lavoro. Ciò si è rivelato essenziale, infatti come si può osservare dalla figura 5.16 oltre alla fondamentale sono presenti diverse componenti armoniche che variano la loro posizione in base al punto di lavoro considerato. Si osserva che lavorando a n=2000 rpm l'armonica prevalente risiede a 200 Hz e multipli, mentre lavorando a n=2500 rpm l'armonica si sposta a 250 Hz e multipli. Ciò ha permesso di correlare il disturbo al comportamento del generatore infatti quelle frequenze corrispondono alla 6° armonica della velocità di rotazione. Inoltre si possono osservare anche contributi armonici fissi nell'intorno della 3° armonica (150 Hz) e 6° armonica (300 Hz) della frequenza di rete.

Una volta note le problematiche è stato possibile agire di conseguenza cercando di ridurre i contributi armonici in modo puntuale senza andare ad intaccare le frequenze di banda dei controlli o la stabilità del sistema. Infatti le soluzioni applicate sono state di due tipi: implementazione di due controlli risonanti atti a riconoscere ed eliminare la 3° e la 6° armonica dal riferimento $i_{dq}^{*}G$ e l'implementazione di un filtro notch sulla 6° armonica della frequenza di rotazione del generatore da applicare al riferimento in asse d della corrente lato rete.

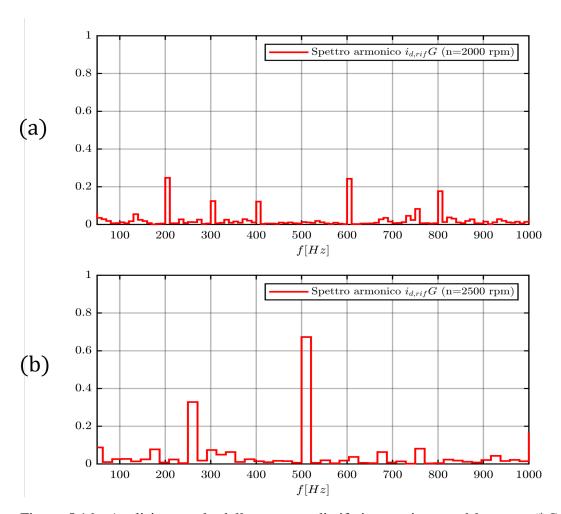


Figura 5.16: Analisi spettrale della corrente di riferimento in asse d lato rete i_d^*G (a) Punto di lavoro a n=2000rpm; $V_0=15m/s$; (b) Punto di lavoro a n=2500rpm; $V_0=15m/s$.

• Controllo risonante alla terza armonica: il controllo risonante implementato è concettualmente uguale a quello già utilizzato per la sincronizzazione alla rete tramite PLL, con l'unica differenza che in questo caso si cerca di annullare il valore su cui risiede la frequenza presa in considerazione. In questo caso viene applicato ai due riferimenti di corrente i_{dq}^*G ponendoli pari a zero. Lo schema a blocchi del controllo è rappresentato in figura 5.17. Il valore di uscita del filtro, una tensione, verrà sommata alla tensione di riferimento v_{dq}^* da fornire come input alle trasformate di riferimento e poi al blocco PWM. In questo modo si cerca quindi di ottenere una tensione tale da ridurre il contributo di terza armonica di corrente.

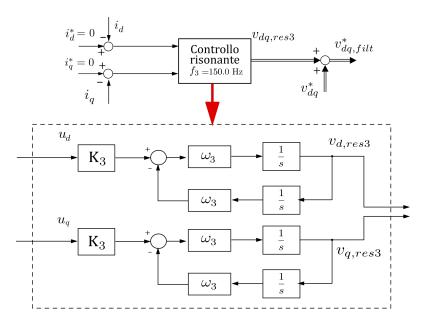


Figura 5.17: Schema a blocchi del controllo risonante di 3° armonica applicato al riferimento di corrente i_{dq}^*G .

• Controllo risonante alla sesta armonica: il filtro corrisponde a quello appena visto per la terza armonica con l'unica differenza che questo è tarato per agire sulla frequenza di 300 Hz. Quindi lo schema a blocchi sarà come quello rappresentato in figura 5.18.

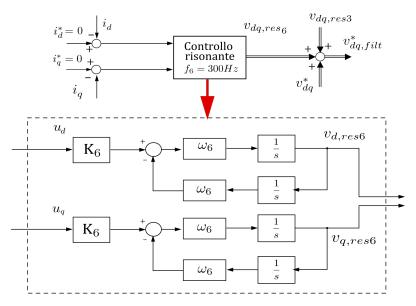


Figura 5.18: Schema a blocchi del controllo risonante di 6° armonica applicato al riferimento di corrente i_{dq}^*G .

• Filtro notch alla sesta armonica della velocità angolare del generatore: il filtro notch permette di attenuare il il valore in ingresso in corrispondenza della frequenza scelta, e lasciare inalterato il segnale in tutte le altre frequenze. Quindi il suo diagramma di Bode avrà un andamento simmetrico rispetto a quello del filtro risonante.

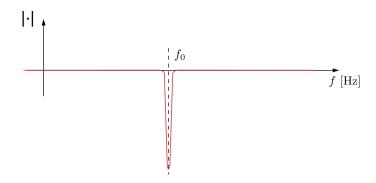


Figura 5.19: Andamento caratteristico del diagramma di Bode di un filtro notch.

Allora applicando questo filtro alla corrente di riferimento i_d^* si potrà ridurre il valore alla frequenza scelta. La particolarità di questo filtro è proprio che funziona ad una frequenza variabile in base alla velocità di rotazione del generatore.

$$f_{m6} = \frac{\omega_m}{2\pi} \cdot 6 \cdot pp = \frac{\omega_{elt}}{2\pi} \cdot 6$$

Per quanto riguarda l'implementazione su schema a blocchi e codice, si può interpretare come una modifica rispetto ad un controllo risonante, infatti, come si osserva in figura 5.20, il blocco risonante viene utilizzato per estrapolare la grandezza alla frequenza desiderata e questa verrà poi sottratta all'input iniziale escludendola dal segnale.

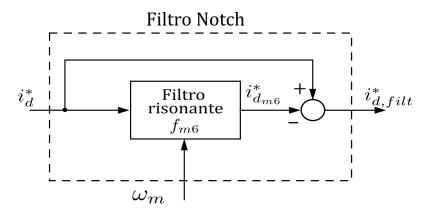


Figura 5.20: Schema a blocchi del filtro notch applicato al riferimento di corrente $i_{d,rif}$.

Considerando che il filtro agisce direttamente sulla corrente di riferimento, questo deve essere posto in uscita al PI di regolazione delle correnti deve essere eseguito prima di tutti gli altri controlli risonanti.

Infine, un'altra fonte di disturbi è stata la mancata sincronizzazione tra i clock dei due inverter, ciò creava dei problemi di ricostruzione delle forme d'onda misurate ed utilizzate nei feedback. Questo problema è stato risolto correggendo le impostazioni dei blocchi Simulink e lasciando un clock unico definito per entrambi gli inverter.

Una volta eseguite le modifiche al codice, inserendo gli elementi appena descritti, è stato osservato un netto miglioramento delle correnti lato rete sia dal punto di vista dello spettro armonico dato dall'analisi di Fourier che dalla distorsione visibile presente sulle correnti di fase. I risultati sono rappresentati nelle figure 5.21 e 5.22.

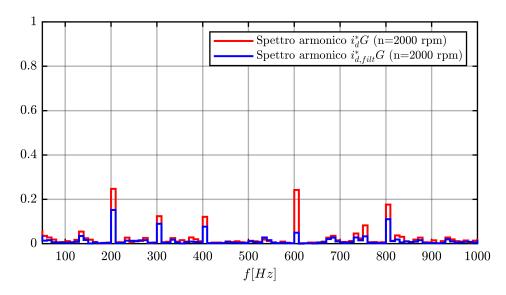


Figura 5.21: Analisi spettrale della corrente di riferimento in asse d lato rete filtrata $i_{d,filt}^*$ e confronto con quella non filtrata.

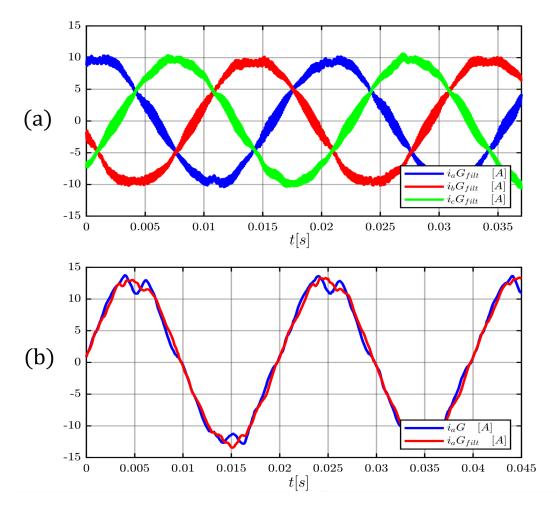


Figura 5.22: (a) Correnti di fase lato generatore filtrate in condizioni n = 2000rpm; $V_0 = 15m/s$; (b) Confronto tra corrente i_a filtrata e non filtrata trascurando ripple di commutazione, in condizioni n = 2500rpm; $V_0 = 15m/s$.

Con molta probabilità i disturbi legati alla velocità di rotazione del generatore sono dovuti a possibili imprecisioni costruttive della macchina, ciò lo si può osservare anche dall'andamento non esattamente sinusoidale delle grandezze: tensioni e correnti riferite al generatore.

I disturbi armonici fissi invece sono intrinseci del comportamento reale dei componenti, degli strumenti di misura e dei disturbi esterni al sistema che ne possono influenzare il comportamento.

I risultati di corrente lato generatore ottenuti risultano a questo punto accettabili e permettono così l'esecuzione di test validi dal punto di vista dell'energia immessa in rete.

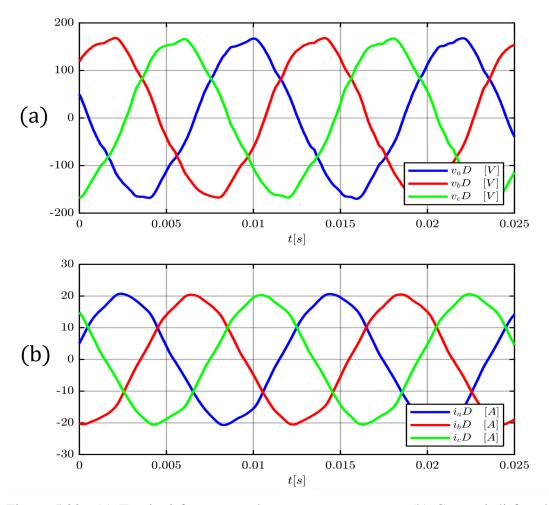


Figura 5.23: (a) Tensioni fase-neutro lato generatore $v_{abc}D$; (b) Correnti di fase lato generatore $i_{abc}D$.

Impostazione del sistema di acquisizione dati

L'acquisizione dati per i test sperimentali è stata svolta tramite il data logger HBM. Il sistema è composto da una scheda hardware di acquisizione *HBM Genesis GEN2tB* a cui afferiscono tutti i cavi utilizzati per trasmettere segnali e delle grandezze di misura provenienti dagli strumenti. E da una interfaccia software che permette di salvare i dati raccolti, visualizzare a schermo le grandezze misurate in tempo reale, ma anche elaborare le grandezze misurate per calcolarne di altre tramite l'utilizzo di formule inserite dall'utente. In questo modo per esempio è stato possibile calcolare la potenza in ingresso (meccanica) e la potenza immessa in rete (elettrica).

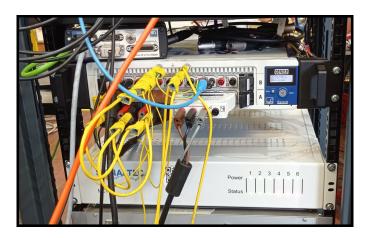


Figura 5.24: Ingresso dei segnali di misura HBM.

Le grandezze misurate consistono in:

- Tensioni di alimentazione trifase lato rete rilevate da connessione diretta della scheda di acquisizione ai punti di misura tramite apposito cavo;
- Tensione sul DC-link misurata ai potenziali +,- della morsettiera dell'inverter lato rete;
- Correnti di fase lato rete vengono misurate tramite amperometri posti in uscita dall'inverter ma prima del filtro LC, in questo modo è possibile visualizzare anche il ripple di commutazione;

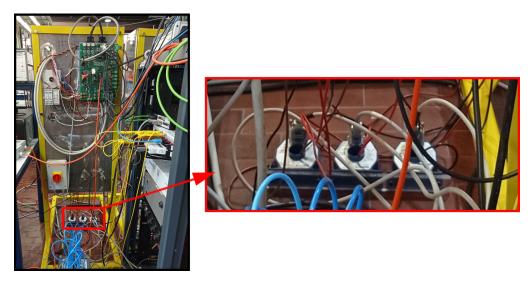


Figura 5.25: Posizionamento e particolare degli amperometri usati per misurare le correnti lato rete.

- Coppia applicata all'albero rilevata da torsiometro T40B (fig. 5.7).
- Angolo meccanico e velocità meccanica del generatore misurati tramite encoder integrato nella macchina elettrica.



Figura 5.26: Encoder integrato alla macchina elettrica utilizzato per le misure di angolo e velocità.

A questo punto il set-up sperimentale è completo e pronto per eseguire i test programmati secondo quanto già descritto in fase di simulazione.

5.2 Test sperimentali

Prima di addentrarsi nelle prove del sistema di generazione, un riassunto generale dei parametri rilevanti dell'intero set-up sperimentale.

Parametri del sistema di simulazione			
Lato Rete			
Tensione di rete	V_g	155	$V_{fase,RMS}$
Frequenza rete	f	50	Hz
Resistenza di pre-carica	$R_{pre-carica}$	15	Ω
Condensatore di filtro	C_f	5	μF
Induttanza di filtro	L_f	2.2	mH
Inverter			
Frequenza di commutazione	f_{sw}	10	kHz
Dead-time	t_{DT}	1.0	μs
Capacità del condensatore sul DC-Link	C_{DC}	2.0	mF
Generatore			
Paia poli	pp	2	-
Resistenza si statore	R_s	0.3	Ω
Inerzia equivalente	J_{eq}	0.0369	$kg \cdot m^2$
Flusso dei magneti permanenti	λ_m	0.061	$V \cdot s$
Coppia nominale	T_n	20	Nm
Coppia massima	T_{max}	35	Nm
Velocità nominale	n_n	2500	rpm
Velocità massima operativa	$V_{max,op}$	2800	rpm
Velocità massima	V_{max}	3500	rpm
Turbina			
Raggio	R	3.9	m
Potenza massima teorica	P_{max}	8940	W
Velocità del vento cut-in	V_{min}	3	m/s
Velocità del vento cut-off	V_{max}	25	m/s
Tip-Speed ratio ottimale	TSR_{opt}	6.714	m/s
Gear-ratio	GR	28	-

Tabella 5.2: Parametri riassuntivi del sistema di generazione implementato in simulazione.

Parametri del sistema di simulazione			
Controllo			
Corrente di protezione inverter	$I_{AC,max}$	39.5	A
Tensione di protezione inverter	$V_{dc,max}$	560	V
Velocità di protezione generatore	n_{max}	4000	rpm
Limite di coppia massima	T_{max}	35	Nm
Tensione DC-link di riferimento	$V_{dc,rif}$	500	V
Tensione DC-link di pre-carica	v_{dc} <	350	V
Tensione DC-link attivazione freno	$v_{dc} >$	550	V
Tensione DC-link disattivazione freno	<i>v</i> _{<i>dc</i>} <	520	V
Guadagno proporzionale reg. tensione DC	$k_{p,vdc}$	0.0377	$V \\ \frac{1}{\Omega} \\ rad$
Guadagno integrale reg. tensione DC	$k_{i,vdc}$	0.142	$\frac{rad}{\Omega \cdot s}$
Guadagno proporzionale reg. corrente (Grid)e	k_pG	4.838	Ω
Guadagno integrale reg. corrente (Grid)	k_iG	2127.8	$\frac{\Omega rad}{s}$
Guadagno proporzionale reg. velocità	$k_{p,\omega}$	0.463	$\frac{Nm \cdot s}{rad}$
Guadagno integrale reg. velocità	$k_{p,\omega}$	1.165	Nm
Guadagno proporzionale reg. corrente in asse d (Drive)	$k_{p,id}D$	10	Ω
Guadagno integrale reg. corrente in asse d (Drive)	$k_{i,id}D$	1000	$\frac{\Omega rad}{S}$
Guadagno proporzionale reg. corrente in asse q (Drive)	$k_{p,iq}D$	30	Ω
Guadagno integrale reg. corrente in asse q (Drive)	$k_{i,iq}D$	1000	$\frac{\Omega rad}{s}$

Tabella 5.3: Parametri riassuntivi del sistema di generazione riguardanti il controllo implementato in laboratorio.

5.2.1 Test 1) Carica del DC-link ad avvio del sistema

Il primo test da svolgere riguarda l'avvio e la messa in funzione del sistema di generazione tramite carica del condensatore di DC-link e raggiungimento della tensione continua al valore di riferimento. Dai risultati ottenuti si osserva che la procedura di avvio viene svolta come previsto: fase di pre-carica del condensatore tramite i diodi in anti-parallelo dell'inverter, controllo di tensione a rampa e raggiungimento del valore di regime $V_{dc}^* = 500 \text{ V}$.

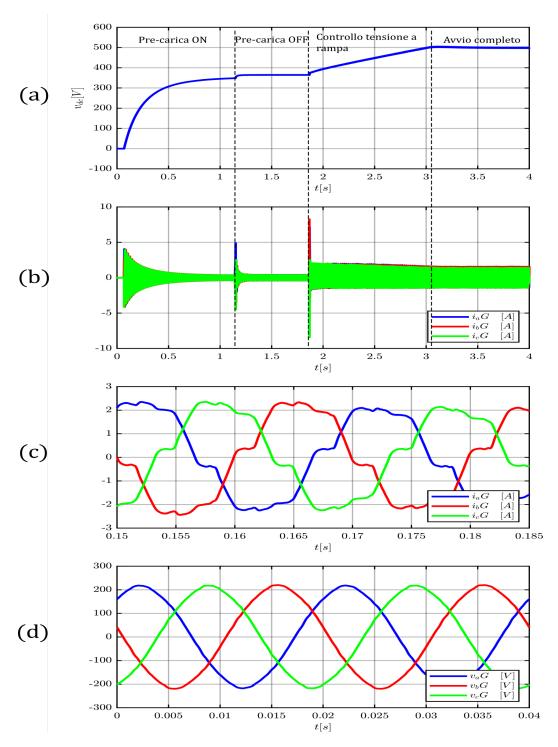


Figura 5.27: Test 1) (a) Tensione sul DC-link con relative fasi di avvio; (b) Correnti di fase lato generatore; (c) Particolare correnti: pre-carica; (d) Tensioni di rete misurate.

5.2.2 Test 2) Controllo di tensione a regime con variazione di potenza generata

Questo test è utile a verificare che il controllo di tensione sul DC-link sia efficace e riesca a gestire variazioni di carico (potenza generata o assorbita) seguendo il riferimento imposto partendo da una condizione a regime. La variazione di carico viene prodotta azionando il P-HiL di turbina con una rampa di velocità crescente del vento fino a 15 m/s e di seguito una rampa decrescente fino a $V_0 = 0$ m/s.

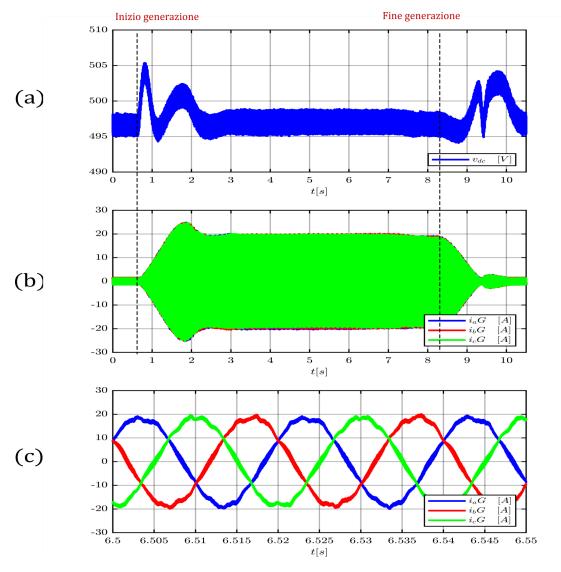


Figura 5.28: Test 2) (a) Tensione sul DC-link con relative fasi di inizio e fine generazione; (b) Correnti di fase lato generatore immesse in rete; (d) Particolare correnti.

5.2.3 Test 3) Avvio a vuoto del generatore

Questo test viene svolto per verificare che a seguito della procedura di carica del DC-link avvenga anche un corretto avvio del generatore senza incorrere in overshoot o oscillazioni di velocità. Il riferimento di velocità da seguire è di 2000 rpm. Si può osservare una coppia misurata negativa coerente con il segno di velocità positiva in quanto in questa condizione la macchina funziona da motore.

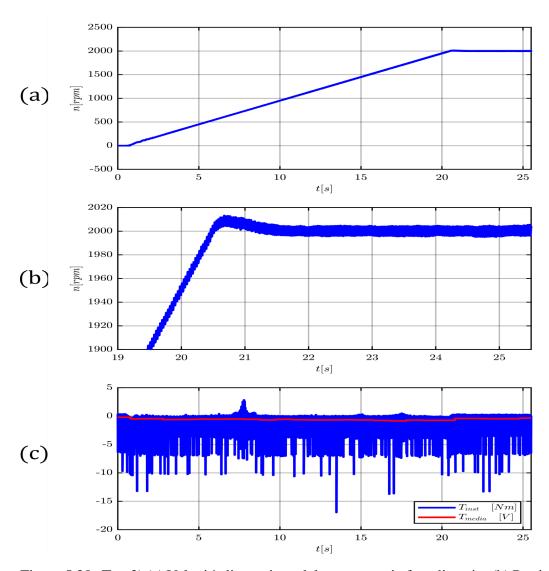


Figura 5.29: Test 3) (a) Velocità di rotazione del generatore in fase di avvio; (b) Particolare velocità al raggiungimento del riferimento imposto; (d) Coppia misurata di piccola entità in quanto il sistema è meccanicamente a vuoto.

5.2.4 Test 4) Controllo di velocità a regime con variazione di potenza generata

Questo test serve per valutare la risposta del sistema ad un incremento della potenza generata partendo da una condizione di regime. In particolare il riferimento di velocità è imposto a $n^* = 2500$ rpm e viene impostata una velocità crescente del vento da 0 a 15 m/s per poi tornare a 0 m/s. In questo modo il P-HiL fornirà una coppia motrice al generatore che immetterà correnti verso il gruppo di conversione e poi la rete.

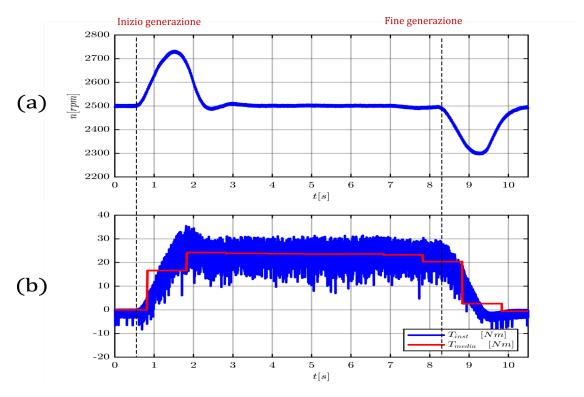


Figura 5.30: Test 3) (a) Velocità di rotazione del generatore con relative fasi di inizio e fine generazione; (b) Coppia elettromagnetica sviluppata per contrastare la coppia di turbina.

Dai risultati si può osservare la variazione di velocità a seguito dell'inizio della generazione di potenza. Questa risulta avere un Δn massimo pari a 200 rpm a seguito dell'inserzione di una coppia circa pari al valore nominale. La variazione di velocità è considerevole ma entro i limiti di velocità massima di funzionamento (2800 rpm) che viene comunque ristabilito entro un secondo al valore di riferimento, quindi, ai fini dell'applicazione, questo comportamento risulta non essere problematico.

5.2.5 Test 5) Funzionamento del sistema in steady-state a vari punti di lavoro

Questo test consiste in una serie di osservazioni fatte a diversi punti di lavoro a regime, quindi in condizioni di velocità stabile al riferimento impostato. Questi test sono utili a capire come si comporta il sistema e come conviene operare per ottimizzare l'efficienza e migliorare l'energia immessa in rete. I test svolti sono descritti di seguito.

• n = 1500 rpm; $V_0 = 15$ m/s: i valori risultanti in questo punto di lavoro sono riassunti in tabella 5.4.

$n = 1500 \text{ rpm}; V_0 = 15 \text{ m/s}$		
Potenza generata dalla turbina	1516.7	W
Tip-Speed Ratio TSR	1.45	_
Coefficiente di potenza C_p	0.0143	-
Potenza immessa in rete	1365.1	W
Rendimento del sistema	0.90	_
Coppia generata dalla turbina (all'albero)	9.673	Nm
Velocità di rotazione della turbina	53.6	rpm
$i_{abc,RMS}G$	2.99	A

Tabella 5.4: Grandezze misurate a n = 1500 rpm; $V_0 = 15$ m/s.

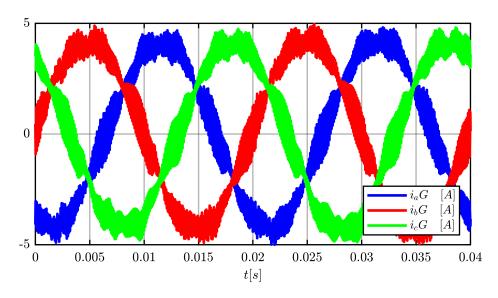


Figura 5.31: Test 5.1) Correnti di fase lato generatore immesse in rete.

In questa condizione di prova si osserva che nonostante la velocità del vento sia già sostenuta, la potenza generata ha un valore molto basso rispetto al valore nominale

di circa 7 kW. Ciò è dovuto principalmente alla bassa velocità di rotazione. Un ulteriore svantaggio è il basso valore di corrente immessa che risulta, in proporzione, molto più affetta dal ripple dovuto alla commutazione ad alta frequenza e dai disturbi armonici. Pertanto si esclude un funzionamento a questa velocità di rotazione.

• n = 2000 rpm; $V_0 = 15$ m/s: i valori risultanti in questo punto di lavoro sono riassunti in tabella 5.5.

$n = 2000 \text{ rpm}; V_0 = 15 \text{ m/s}$		
Potenza generata dalla turbina	3591.2	W
Tip-Speed Ratio <i>TSR</i>	1.94	_
Coefficiente di potenza C_p	0.0315	_
Potenza immessa in rete	3232.1	W
Rendimento del sistema	0.90	_
Coppia generata dalla turbina (all'albero)	16.02	Nm
Velocità di rotazione della turbina	71.43	rpm
$i_{abc,RMS}G$	7.00	A

Tabella 5.5: Grandezze misurate a n = 2000 rpm; $V_0 = 15$ m/s.

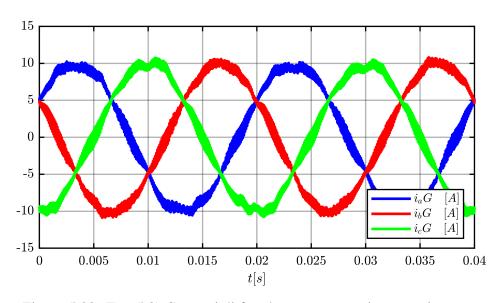


Figura 5.32: Test 5.2) Correnti di fase lato generatore immesse in rete.

In queste condizioni la potenza è circa raddoppiata, a parità di velocità del vento, rispetto al caso precedente ma è ancora bassa rispetto al valore nominale. Si può osservare un miglioramento nelle forme d'onda delle correnti che comunque risultano piccole rispetto ai valori nominali gestibili dall'inverter.

• n = 2500 rpm; $V_0 = 15$ m/s: i valori risultanti in questo punto di lavoro sono riassunti in tabella 5.6.

$n = 2500 \text{ rpm}; V_0 = 15 \text{ m/s}$		
Potenza generata dalla turbina	6791.2	W
Tip-Speed Ratio <i>TSR</i>	2.43	_
Coefficiente di potenza C_p	0.0610	_
Potenza immessa in rete	6112.1	W
Rendimento del sistema	0.90	_
Coppia generata dalla turbina (all'albero)	25.94	Nm
Velocità di rotazione della turbina	89.28	rpm
$i_{abc,RMS}G$	13.14	A

Tabella 5.6: Grandezze misurate a n = 2500 rpm; $V_0 = 15$ m/s.

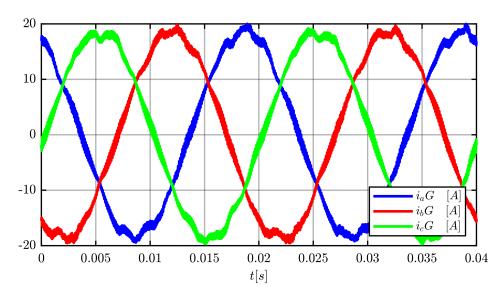


Figura 5.33: Test 5.3) Correnti di fase lato generatore immesse in rete.

Questo punto di lavoro può essere considerato come standard ideale di funzionamento per tre motivi: la potenza generata è leggermente inferiore a quella nominale ma comunque sostenuta; si è abbondantemente entro i limiti di velocità e corrente, quindi si può sopportare anche una brusca variazione di generazione senza rischiare problemi di scatto delle protezioni; la corrente generata ha un'ampiezza tale da rendere poco influente il ripple ad alta frequenza ed i residui dei disturbi armonici intrinseci del sistema.

• n = 2500 rpm; $V_{0_{max}} = 24$ m/s: i valori risultanti in questo punto di lavoro sono riassunti in tabella 5.7.

$n = 2500 \text{ rpm}; V_0 = 24 \text{ m/s}$		
Potenza generata dalla turbina	7372.3	W
Tip-Speed Ratio TSR	1.52	_
Coefficiente di potenza C_p	0.0163	_
Potenza immessa in rete	6635.1	W
Rendimento del sistema	0.90	_
Coppia generata dalla turbina (all'albero)	28.16	Nm
Velocità di rotazione della turbina	89.28	rpm
$i_{abc,RMS}G$	14.24	A

Tabella 5.7: Grandezze misurate a n = 2500 rpm; $V_0 = 24$ m/s.

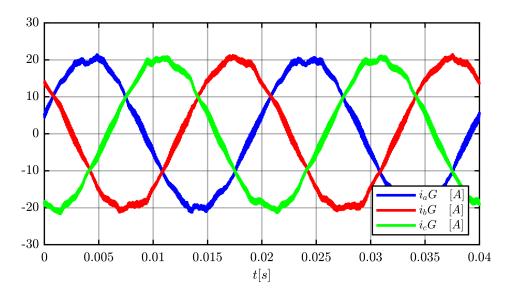


Figura 5.34: Test 5.4) Correnti di fase lato generatore immesse in rete.

Questo punto di lavoro si può considerare come punto di funzionamento standard a massima potenza. L'osservazione dei risultati è essere utile per valutare l'influenza della velocità del vento nel contributo di potenza generata dalla turbina. Infatti nonostante il vento sia aumentato di 9 m/s (60 %) raggiungendo la massima velocità sostenibile dalla turbina, la potenza generata ha avuto un aumento solo del 3.52 % rispetto alla condizione precedente. Questo comportamento è legato al valore del TSR e del relativo C_p della turbina: all'aumentare della velocità del vento, a pari rotazione ci si allontana dal $C_{p,max}$ ottenibile dalla turbina.

• $n_{max} = 2800$ rpm; $V_0 = 10$ m/s: i valori risultanti in questo punto di lavoro sono riassunti in tabella 5.8.

$n = 2800 \text{ rpm}; V_0 = 10 \text{ m/s}$		
Potenza generata dalla turbina	9069.4	W
Tip-Speed Ratio TSR	4.08	_
Coefficiente di potenza C_p	0.2764	_
Potenza immessa in rete	8162.5	W
Rendimento del sistema	0.90	_
Coppia generata dalla turbina (all'albero)	30.93	Nm
Velocità di rotazione della turbina	100	rpm
$i_{abc,RMS}G$	17.51	A

Tabella 5.8: Grandezze misurate a n = 2800 rpm; $V_0 = 10$ m/s.

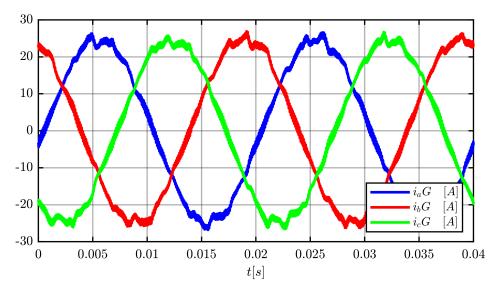


Figura 5.35: Test 5.5) Correnti di fase lato generatore immesse in rete.

Questa condizione studia il comportamento del sistema alla massima velocità sostenibile dalla turbina (100 rpm). Come è stato già osservato precedentemente, la potenza generata aumenta considerevolmente all'aumentare della velocità di rotazione, per questo motivo, nel test la velocità del vento è stata aumentata gradualmente per evitare di sovraccaricare il sistema con una potenza immessa eccessiva. Così facendo si è giunti ad una velocità massima di sicurezza pari a 10 m/s. La potenza generata rispecchia circa i $10kW_p$ di picco preventivati per la realizzazione della turbina eolica confermando la validità del sistema P-HiL. Si può osservare un funzionamento in leggero sovraccarico dal punto di vista della coppia ma le correnti rimangono abbastanza al di sotto della soglia di pericolo dell'inverter validando

così il giuso dimensionamento degli elementi del sistema. Inoltre si può osservare che in queste condizioni la turbina migliora le sue performance riuscendo a lavorare con un C_p maggiore rispetto a tutti gli altri punti di lavoro, riuscendo quindi ad estrarre più potenza dalla velocità del vento. Nonostante i benefici descritti, questa rimane una condizione temporanea di funzionamento in quanto potrebbe non essere capace di gestire ulteriori aumenti di potenza prodotta dalla turbina.

Alla luce di questi test si può concludere che è stato trovato il punto di lavoro ideale nelle condizioni di n=2500 rpm a qualsiasi condizione di vento all'interno del range di funzionamento. Nonostante ciò, il design attuale della turbina comporta un TSR_{opt} relativamente alto che allo stato delle cose permette di raggiungere una massima efficienza solo con velocità del vento basse ($V_0 < 6m/s$). Quindi per incrementare l'efficienza della turbina sarebbe necessario implementare un design tale da ridurre il valore del TSR_{opt} a valori compresi nel range $4.08 \div 2.72$ per funzionare al meglio a $10 \div 15$ m/s

5.2.6 Test 6) Funzionamento del sistema in condizioni di velocità del vento variabile

Questo test ha l'obiettivo di valutare il comportamento del sistema sottoposto ad una condizione di vento variabile e quindi la sopportazione di stress dinamici che possono verificarsi durante il funzionamento sul campo. È stato considerato di portare inizialmente il sistema in una condizione di regime (n=2500) e successivamente applicare un input di velocità del vento variabile con andamento sinusoidale alla frequenza di 0.1 Hz descritto in figura 5.36.

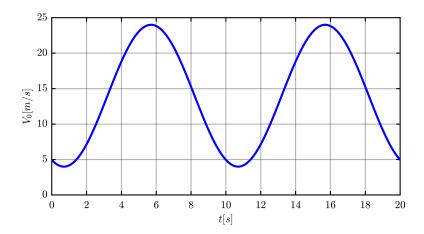


Figura 5.36: Test 6) Variazione sinusoidale della velocità del vento.

Di seguito sono riportati gli andamenti delle grandezze misurate in risposta a questa variazione di velocità del vento.

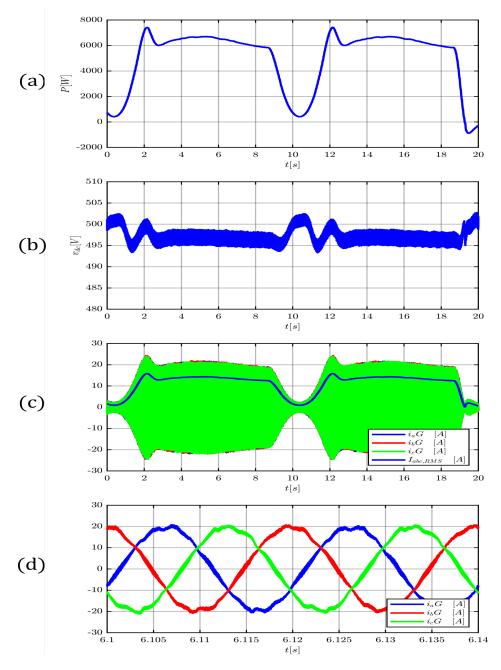


Figura 5.37: Test 6) (a) Variazione della potenza elettrica generata; (b) Variazione della tensione sul DC-link; (c) Variazione della corrente di fase immessa in rete; (d) Particolare corrente.

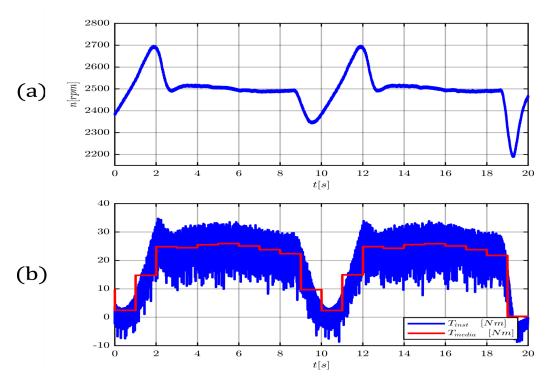


Figura 5.38: Test 6) (a) Variazione della velocità di rotazione; (b) Variazione della coppia elettromagnetica applicata dal generatore.

Dai dati raccolti si può notare come, nonostante le variazioni abbastanza rapide della velocità del vento, il sistema riesca a gestire senza problemi la variazione di potenza generata riuscendo a ristabilire le grandezze di riferimento in tempi dell'ordine dei secondi. Questa è una prova abbastanza solida che valida il sistema di Power Hardware in the Loop del generatore eolico sviluppato.

Riassumendo, i test hanno tutti avuto un esito positivo, rispettando le aspettative e riconfermando ciò che era già stato osservato tramite i test in simulazione PLECS. Sono state messe in luce le problematiche relative alla qualità della potenza immessa in rete e sono state attuate delle soluzioni di attenuazione dei disturbi. C'è sicuramente margine di miglioramento ottenibile con un'implementazione più accurata di filtri che gestiscono le armoniche, ma anche agendo sugli elementi che compongono il sistema di generazione, per esempio testando il funzionamento di altri generatori sincroni in sostituzione a quello utilizzato. Sono stati osservati inoltre anche dei possibili miglioramenti del modello di turbina, in particolare agendo sui parametri di design di pala si può rendere più performante la turbina dimensionandola appositamente per ottenere un valore di TSR_{opt} più basso rispetto a quello attuale, permettendo così un funzionamento ad alta efficienza per un maggiore range di velocità del vento. Infine, un ulteriore miglioramento del sistema si può ottenere tramite l'implementazione di un algoritmo MPPT che controlli la velocità di rotazione, in base alla velocità del vento in ingresso, in modo da sfruttare

al meglio l'efficienza di turbina. L'obiettivo di emulazione del comportamento di una turbina eolica in laboratorio con un sistema di conversione back-to-back è stato raggiunto con successo ed ha permesso di studiare le caratteristiche dell'energia generata da fonte eolica.

Capitolo 6

Conclusione

Il lavoro di natura multidisciplinare svolto per il completamento dell'elaborato ha permesso di raggiungere l'obiettivo di realizzazione del sistema di Power Hardware in the Loop per generatori eolici preposto. Per ottenere questo risultato è stato necessario seguire degli step progressivi, preliminari alla sperimentazione del set-up in laboratorio. In particolare il mio contributo personale alla tesi è stato:

- un approfondito studio bibliografico sul comportamento delle turbine eoliche ad asse orizzontale e sui metodi di modellizzazione di quest'ultime. Le conoscenze raccolte hanno permesso di creare analiticamente una turbina eolica ex-novo di potenza massima pari a $10 \ kW_p$. Quindi ho realizzato il design di pala e la relativa caratterizzazione tramite coefficiente di potenza implementando il calcolo iterativo definito dal metodo BEM Blade Element and Momentum. Questo primo step è servito per costruire l'elemento portante del sistema P-HiL ovvero il modello di turbina.
- Studio sulle configurazioni più adatte ed utilizzate nella pratica per attuare la conversione da energia meccanica ad energia elettrica in modo da identificare gli elementi con cui costruire il sistema di generazione. La scelta è ricaduta sulla configurazione con macchina sincrona e convertitore a piena potenza, sia per una maggiore semplicità esecutiva che per allinearsi con i componenti utilizzabili in laboratorio per il set-up sperimentale.
- Modellizzazione degli elementi costituenti il sistema di generazione tramite logica dei sistemi a blocchi all'interno dell'ambiente PLECS, software di simulazione multi-fisico.
- Definizione della logica di controllo da attuare separatamente sui due inverter, specifica per l'applicazione di generatore eolico. Con conseguente scrittura del codice C per il controllo contemporaneo degli inverter e gestione del sistema secondo adeguate protezioni, possibilità di interfacciamento utente e operazioni di servizio per il corretto funzionamento.

- Validazione della simulazione PLECS del sistema e dell'imlpementazione del codice di controllo tramite esecuzione di test specifici in funzione dello studio sperimentale.
- Acquisizione di familiarità con gli strumenti presenti in laboratorio per la realizzazione del set-up sperimentale e adattamento di elementi software: codice di controllo in MATLAB/Simulink, impostazione degli input/output della piattaforma di interfaccia inverter dSpace; ed elementi hardware: assemblaggio dell'albero meccanico, saldatura di connettori personalizzati adatti alla gestione di due inverter in parallelo.
- Sperimentazione in laboratorio del sistema di generazione P-HiL tramite test specifici atti a determinare il corretto funzionamento del sistema di generazione, validando così il modello di simulazione e permettendo uno studio delle reali caratteristiche
 dell'energia generata da un sistema eolico.

I test sperimentali hanno messo in luce problematiche dovute all'utilizzo di componenti reali, elevando il grado di accuratezza dello studio del sistema. In particolare è stata rilevata una inaspettata distorsione armonica sulle correnti immesse nella rete elettrica. Nonostante ciò è stato possibile sopperire a questo imprevisto implementando dei filtri ad-hoc mirati all'abbattimento delle frequenze indesiderate. Una volta ridimensionato questo problema, il sistema di Power Hardware in the Loop per generatori eolici si è potuto ritenere completo. I risultati che ho ottenuto in questo elaborato sono stati anche frutto di un'attenta supervisione e di fondamentali insegnamenti del relatore e correlatore, che mi hanno seguito in ogni fase del lavoro svolto e che ringrazio in modo particolare. Con questa tesi si pone una base di conoscenze teoriche e sperimentali riguardanti una delle tecnologie più comuni di generazione eolica. Prendendo spunto dai test condotti e dai risultati ricavati potrà essere possibile studiare e mettere in opera soluzioni migliori sia dal punto di vista dell'efficienza complessiva del sistema, che considerando gli aspetti di power quality per l'immissione di energia in rete. Inoltre alcuni componenti particolari realizzati appositamente per il set-up sperimentale potranno essere sfruttati in laboratorio anche in altri contesti, dimostrando un'utilità pratica alternativa del lavoro svolto. L'obiettivo raggiunto in questa tesi rappresenta, dal mio punto di vista, un contributo personale, se pur piccolo, al percorso di sviluppo tecnologico che le risorse di energia rinnovabile stanno seguendo. Ciò mi ha permesso di concretizzare le principali motivazioni per cui ho intrapreso questo corso di studi.

Appendice A

Caratterizzazione della turbina eolica

A.1 Codice di calcolo iterativo del metodo BEM per una turbina eolica di tipo NACA 23012

```
2 %CALCOLO BEM METHOD APPLICATO AD UNA TURBINA NACA 23012
5 %DATI TURBINA
6 R=4; %[m]
                             %raggio pala
V_0=11; %m/s
                            %Velocita' del vento non perturbata
                            Velocita' di accensione turbina
8 Vmin=3; %m/s
9 \text{ Vmax}=25; \%\text{m/s}
                            Velocita' di spegnimento
                             %numero punti del TSR
10 Nx = 80;
x_global=linspace(0.001,8,Nx); %Tip-speed ratio
dx=X_global(2)-X_global(1);
                                       %Incremento Tip-speed ratio
rho= 1.225; %kg/m^3 %densita' dell'aria
4 B=3; %n. pale
5 R_i=0.04*R; %m %lunghezza raggio inter
6 A=pi*R^2; %m^2 %area spazzata dalle pale
                           %lunghezza raggio interno
18 %PARAMETRI BEM E DESING PALA
19 load('NACA23012.mat')
z = 20;
21 X_desing=8.5;
r_element=linspace(0,R,z); %Vettore raggi elementi
r_{element(1)=R_i};
24 r_ratio=r_element/R;
26 phi_desing=(2/3)*atan((1/X_desing)./r_ratio)*180/pi;
27 beta_i=phi_desing-alfa_i;
gamma=90-beta_i;
30 %Calcolo corda pala
```

```
31 c_ratio=(1/B)*16*pi*r_ratio/C_L_opt.*sin(1/3*atan(1/X_desing./
     r_ratio)).^2;
32 c=c_ratio*R;
sigma=B*c./(2*pi*r_element);
35 %CICLO ESTERNO PER CALCOLO Cp-TSR
36 %Definizione vettori
37 Cp=zeros(1,Nx);
38 Cp_alt=zeros(1,Nx);
39 P_rotor=zeros(1,Nx);
40 omega_act=zeros(1,Nx);
42 for h=1:Nx
43 %Definizione delle grandezze dipendenti dal TSR
44 X=X_global(h);
45 V_TIP=X*V_0;
                             %velocita' punta pala
46 omega=V_TIP/R; %rad/s
                             %velocita' angolare turbina
                             %Velocita' di rotazione turbina
47 n=omega*30/pi; %rpm
48 X_r=omega*r_element/V_0;
49 omega_element=omega*r_element;
50 omega_act(h)=omega;
52 %PROCEDIMENTO ITERATIVO
53 %Step 1) Inizializzazione
54 C_L=zeros(1,z);
55 C_D=zeros(1,z);
C_x=zeros(1,z);
C_y=zeros(1,z);
a=zeros(1,z);
a1=zeros(1,z);
61 n_iter=0;
62 errore=[10 5];
63 soglia=1; % per cento
Nmax = 50000;
                                 %Numero massimo di iterazioni
66 while max(errore)>soglia
 %Step 2) Calcolo dell'angolo di attacco
      beta_iter= atand(X_r.*(1+a1)./(1-a));
68
      alfa_iter=gamma-beta_iter;
69
      for i=1:z
70
      %step 3) Calcolo coefficienti Lift & Drag
          if alfa_iter(i)>0 & alfa_iter(i)<alfa_s</pre>
              C_L(i)=k0l+k1l*alfa_iter(i)+k2l*alfa_iter(i)^2+k3l*
73
     alfa_iter(i)^3+k4l*alfa_iter(i)^4;
              C_D(i)=k0d+k1d*alfa_iter(i)+k2d*alfa_iter(i)^2+k3d*
     alfa_iter(i)^3+k4d*alfa_iter(i)^4;
          else
```

```
C_L(i)=A1*sind(2*alfa_iter(i))+A2*(cosd(alfa_iter(i))^2/
77
      sind(alfa_iter(i)));
               C_D(i)=B1*sind(alfa_iter(i))^2 + B2*cosd(alfa_iter(i))+
      C_Ds;
           end
79
          %step 4) Calcolo coefficienti C_x e C_y
80
           C_x(i)=C_L(i)*cosd(beta_iter(i))-C_D(i)*sind(beta_iter(i));
            C_y(i)=C_L(i)*sind(beta_iter(i))+C_D(i)*cosd(beta_iter(i));
82
      end
83
84
85 %Coefficiente di correzione di Prandtl e dei fattori di induzione:
86
87
   a_new=(1+(4*F.*cosd(beta_iter).^2./(sigma.*C_y))).^(-1);
   a1_new=((sigma.*C_x)./(4*F.*X_r.*cosd(beta_iter).^2)).*(1-a_new);
90
      %Step 5) Valutazione dell'errore
91
      errore (1,1) = \max(abs(a-a_new)./a_new)*100;
92
      errore(1,2)=max(abs(a1-a1_new)./a1_new)*100;
93
94
      a=a_new;
95
      a1=a1\_new;
      n_iter=n_iter+1;
      if n_iter>Nmax
98
           break
99
      end
100
101 end
102
103 %Calcolo Cp tramite metodo integrale
f=X_r.^3.*a1.*(1-a);
intervallo=(X_r(2:z)-X_r(1:z-1))/2;
integral=(f(2:z)+f(1:z-1)).*intervallo;
Cp_iter=(8/X^2)*sum(integral);
109 %Calcolo Cp tramite potenza all'albero
110 W=sqrt((omega_element.*(1+a1)).^2+(V_0*(1-a)).^2); %Velocita' del
      vento relativa
F_x=0.5*rho*W.^2.*c.*C_x;
P_blade=(R/z)*B*omega*F_x.*r_element;
P_rotor_iter=sum(P_blade)/1000;
114 Cp_alt_iter=P_rotor_iter/(0.5*rho*(V_0^3)*A/1000);
Cp(h)=Cp_iter;
117 Cp_alt(h)=Cp_alt_iter;
P_rotor(h)=P_rotor_iter;
119 end
```

Source Code A.1: Codice di calcolo iterativo del metodo BEM per una turbina eolica di tipo NACA 23012.m

A.2 Codice per la generazione dei dati di pala NACA

```
1 %% Blade dataset generator
3 %% NACA23012 Blade profile
5 %Coefficienti per calcolo polinomiale di C_L (per 0<alfa<alfa_stallo
     )
6 \text{ k01=0.10318};
7 k11=0.10516;
8 k21=0.001048;
9 k31=7.35e-6;
10 k41 = -6.58e - 6;
%Coefficienti per calcolo polinomiale di C_D (per 0<alfa<alfa_stallo</pre>
12 \text{ k0d=6.0387e-3};
13 k1d = -3.6282e - 4;
14 \text{ k2d=5.4269e-5};
k3d=6.5341e-6;
16 \text{ k4d} = -2.8045e - 7;
18 \text{ Cd}_{\text{max}} = 1;
19 %Stall conditions (lift and drag)
alfa_s=16; %Stall angle (gradi)
21 C_Ls = k01 + k11*alfa_s + k21*alfa_s^2 + k31*alfa_s^3 + k41*alfa_s
      ^4; %lift coefficient in stallo
22 C_Ds = k0d + k1d*alfa_s + k2d*alfa_s^2 + k3d*alfa_s^3 + k4d*alfa_s
      ^4; %drag coefficient in stallo
24 %Coefficienti usati nel calcolo di C_L e C_D per alfa>alfa_s
B1 = Cd_{max};
26 B2 = 1/cosd(alfa_s)*(C_Ds-Cd_max*sind(alfa_s)^2);
27 A1 = B1/2;
28 A2 = (C_Ls-Cd_max*sind(alfa_s)*cosd(alfa_s))*(sind(alfa_s)/cosd(
     alfa_s)^2);
```

Source Code A.2: Calcolo parametri relativi alla pala NACA 23012

```
%% Blade dataset generator
%% NACA0012 Blade profile

%Coefficienti per calcolo polinomiale di C_L (per 0<alfa<alfa_stallo
        )
6 k01=-0.0003;
7 k11=0.1303;
8 k21=0.1e-5;
9 k31=-0.0003;
10 k41=-2e-8;</pre>
```

```
12 %Coefficienti per calcolo polinomiale di C_D (per 0<alfa<alfa_stallo
13 \text{ k0d=0.0108};
14 k1d = -7e - 7;
15 \text{ k2d=5e-5};
16 \text{ k3d} = -1e - 8;
17 \text{ k4d=1e-6};
19 \text{ Cd_max} = 1;
21 %Stall conditions (lift and drag)
22 alfa_s=14; %Stall angle (gradi)
23 C_Ls = k01 + k11*alfa_s + k21*alfa_s^2 + k31*alfa_s^3 + k41*alfa_s
      ^4; %lift coefficient in stallo
24 \text{ C_Ds} = k0d + k1d*alfa_s + k2d*alfa_s^2 + k3d*alfa_s^3 + k4d*alfa_s
      ^4; %drag coefficient in stallo
26 %Coefficienti usati nel calcolo di C_L e C_D per alfa>alfa_s
B1 = Cd_{max};
B2 = 1/cosd(alfa_s)*(C_Ds-Cd_max*sind(alfa_s)^2);
29 A1 = B1/2;
30 A2 = (C_Ls-Cd_max*sind(alfa_s)*cosd(alfa_s))*(sind(alfa_s)/cosd(
     alfa_s)^2);
31 alfa_i=5;
                               %angolo di attacco ottimale ( massimizza
     il rapporto C_L/C_D)
32 C_L_opt=0.6195;
```

Source Code A.3: Calcolo parametri relativi alla pala NACA 0012

Appendice B

Codice di controllo inverter

B.1 Sezione comandi preliminare

```
/* INPUT ACQUISITION */
      //DC-link voltage
             = *uPtrs[0] * 1000.0;
      vdc
      //Drive inverter currents
     iabcD.a = *uPtrs[1] * 10.0 * 4; //*6.097560976; //10 to pass
     from per unit to V, 6.09 is the gain calculated in Excel
     iabcD.b = *uPtrs[2] * 10.0 * 4; //*6.097560976; //10 to pass
     from per unit to V, 6.09 is the gain calculated in Excel
     iabcD.c = *uPtrs[3] * 10.0 * 4; //*6.097560976; //10 to pass
10
     from per unit to V, 6.09 is the gain calculated in Excel
      //Grid inverter currents
     iabcG.a = *uPtrs[4] * 10.0 * 4; //*6.097560976; //10 to pass
     from per unit to V, 6.09 is the gain calculated in Excel
     iabcG.b = *uPtrs[5] * 10.0 * 4; //*6.097560976; //10 to pass
     from per unit to V, 6.09 is the gain calculated in Excel
     iabcG.c = *uPtrs[6] * 10.0 * 4; //*6.097560976; //10 to pass
     from per unit to V, 6.09 is the gain calculated in Excel
15
      //tensioni rete concatenate
16
      v_{conc} = *uPtrs[7] * 650.0 * 2.0;
                                                 //Vab
      v_{conc} = *uPtrs[8] * 650.0 * 2.0;
                                                 //Vbc
18
      v_{conc_abc.c} = *uPtrs[9]* 650.0 * 2.0;
                                                 //Vca
19
      // Mech quantities are in rad/s and rad, respectively
21
      theta_mec = *uPtrs[25];
22
23
24
      /* OFFSET AND FILTERING */
```

```
27
28
      // Remove Offset
29
      if (ofsCalc != 0) {
30
          // Phase Currents DRIVE
31
          iabcD.a -= ofsIABCD.a;
32
          iabcD.b -= ofsIABCD.b;
33
          iabcD.c -= ofsIABCD.c;
34
          // Phase Currents GRID
35
          iabcG.a -= ofsIABCG.a;
36
          iabcG.b -= ofsIABCG.b;
37
          iabcG.c -= ofsIABCG.c;
38
          // DC-Link Voltage
39
          //vdc -= ofsVdc;
40
      }
41
42
      // Low pass filter on DC-link voltage measurement
43
      vdc = low_pass_filter(vdc, vdc_old, (f_cut_off_vdc *
44
     double_pi * Ts));
      vdc_old = vdc;
45
46
47
      /* PROTECTION MODULES */
48
49
50
      // FPGA DRIVE Errors
51
      SumFaultD = 0;
52
      for (ii=0; ii < 12; ii++) {</pre>
53
          FaultVectorD[ii] = (int) * uPtrs[13+ii];
54
          SumFaultD += FaultVectorD[ii];
55
56
      if(SumFaultD >= 1) {
57
          Status = ERROR;
58
59
          ErrorMsg = DRIVE_HARDWARE_ERROR;
60
      if(ErrorBtn > 0.5) {
61
          Status = ERROR;
          ErrorMsg = USER_ERROR;
64
        // FPGA GRID Errors
65
      SumFaultG = 0;
66
      for (ii=0; ii < 12; ii++) {</pre>
          FaultVectorG[ii] = (int) * uPtrs[27+ii];
68
          SumFaultG += FaultVectorG[ii];
69
70
      if(SumFaultG >= 1) {
71
          Status = ERROR;
72
          ErrorMsg = GRID_HARDWARE_ERROR;
73
      }
74
```

```
// Drive Current Protections
      if ((fabs(iabcD.a) > OCP) || (fabs(iabcD.b) > OCP) || (fabs(
      iabcD.c) > OCP)) {
           Status = ERROR;
       ErrorMsg = OVERCURRENT_AC_drive;
79
    }
80
81
82
       // Grid Current Protections
      if ((fabs(iabcG.a) > OCP) || (fabs(iabcG.b) > OCP) || (fabs(
83
      iabcG.c) > OCP)) {
           Status = ERROR;
84
       ErrorMsg = OVERCURRENT_AC_grid;
85
    }
86
87
       // Voltage Protection
88
       if (fabs(vdc) > DC_OVP) {
89
           Status = ERROR;
90
       ErrorMsg = OVERVOLTAGE_DC;
91
92
    }
93
        // Over-power protection (brake leg dissipation)
94
        if(vdc > 540.0){
95
                                      // Brake leg close and DC-link
        Brake_Leg
                   = 1;
      discharge
97
        }
        if(vdc < 520.0){
98
                                     // Brake leg open
        Brake\_Leg = 0;
99
100
101
102
103
       /* Get Electrical Position */
104
105
       // normalization of mech angle
107
       theta_mec = angle_normalization(theta_mec);
108
109
       // sin-cos mech coordinates
       SinCosMec.sin = sin(theta_mec);
       SinCosMec.cos = cos(theta_mec);
       // normalization of elt angle
114
       theta_elt_old = theta_elt;
115
       theta_elt = angle_normalization(p * theta_mec + offset_theta_enc
116
       * deg2rad);
118
       // sin-cos elt coordinates
119
       SinCosElt.sin = sin(theta_elt);
120
       SinCosElt.cos = cos(theta_elt);
```

```
123
       /* Mechanical Speed Computation */
124
125
       // PLL Execution
126
       PllMechSpeed.ref_sin = SinCosMec.sin;
       PllMechSpeed.ref_cos = SinCosMec.cos;
129
       PllMechSpeed.kp
                              = kp_pll_speed;
       PllMechSpeed.ki
                              = ki_pll_speed;
130
       PllMechSpeed.ffw
                             = 0.0;
131
       PllSpeedCompute(&PllMechSpeed);
132
133
       // Update Mech Speed
134
       MotorSpeed
                              = PllMechSpeed.integral;
135
       MotorSpeedAbs
                              = fabs(MotorSpeed);
136
137
138
       // Speed Protection
139
       if ((MotorSpeedAbs * rad2rpm) > OWP) {
140
           Status = ERROR;
141
       ErrorMsg = OVERSPEED;
142
    }
143
       /* Electrical Speed Computation */
145
146
147
                         = p * MotorSpeed;
       MotorSpeedEl
148
       MotorSpeedElAbs = fabs(MotorSpeedEl);
149
150
151
       /*Grid Synchronization through Resonance-filter PLL*/
152
153
154
       Resonance_Filter_PLL(&v_conc_abc, &SinCosTheta, &Vg, &vdqG);
155
156
       /* Computation of dq Drive Currents */
158
160
       // Currents - Clarke Transformation abc ---> alpha, beta
161
       DirectClarke00(&iabcD, &iabD);
162
163
       // Currents - Rotational Transformation alpha, beta ---> d,q
164
       DirectRot_dq(&iabD, &SinCosElt , &idqD);
165
       /* Computation of dq Grid Currents */
168
169
170
       // Currents - Clarke Transformation abc ---> alpha, beta
```

```
DirectClarke00(&iabcG, &iabG);
173
       // Currents - Rotational Transformation alpha, beta ---> d,q
174
       DirectRot_dq(&iabG, &SinCosTheta , &idqG);
175
176
       /* Computation of Grid Active Power*/
179
180
       Pe_grid =
                    1.5 *(vabFilt.alpha * iabG.alpha + vabFilt.beta *
181
      iabG.beta);
182
183
       // Voltage control PI parameters
184
                                        = double_pi*fbw_vdc*C_dc;
       kp_vdc
       ki_vdc
                                        = double_pi*fbw_vdc*kp_vdc/5.0;
186
187
       // Current control PI parameters
188
       kp_crt_inverter
                                        = double_pi*fbw_crt*Lf;
189
    ki_crt_inverter
                                     = double_pi*fbw_crt*kp_crt_inverter
190
      /5.0;
191
        // Speed control PI parameters
       kp_speed
                                        = double_pi * fwb_speed * J; //
193
       ki_speed
                                        = double_pi * fwb_speed * kp_speed
194
      /5.0;
195
196
197
       /* Wind Speed computation */
199
200
201
       //WindSpeed = slew_rate_limit(WindSpeed, (wind_rate * Ts),
202
      WindSpeed_setpoint);
       if(enable_wind > 0.5){
203
       thetaWind += double_pi*fWind*Ts;
       if(thetaWind > double_pi)
           thetaWind -= double_pi;
206
       if(thetaWind < 0.0)</pre>
207
           thetaWind += double_pi;
208
       if (amplitude_wind > 10.0){
210
       amplitude_wind = 10.0;
       }
       bias_wind = amplitude_wind + 4;
214
       WindSpeed = bias_wind + amplitude_wind * sin(thetaWind);
216
```

```
else
{
thetaWind = - pi_over_two;
WindSpeed = slew_rate_limit(WindSpeed, (wind_rate * Ts), 0.0);
bias_wind = 0.0;
}
```

Source Code B.1: Sezione preliminare di comandi utili al controllo: lettura e manipolazione delle grandezze di input e verifica soglie di protezione

B.2 Codice della Macchina a stati

```
/* STATE MACHINE */
2 switch(Status) {
      case ERROR:
          ResetExtD = 0.0;
                                            // Reset Ext
          ResetExtG = 0.0;
                                            // Reset Ext
6
          if(ResetBtn > 0.5) {
              ResetExtD = 1.0;
                                            // One reset pulse
              ResetExtG = 1.0;
                                           // One reset pulse
              Status = RESET;
                                           // Go in RESET
10
          }
          pwm_enableD = 0;
                                            // PWM Disable
                                            // PWM Disable
          pwm_enableG = 0;
13
          counter = 0;
                                           // Reset Counter
14
                                            // Drive inverter
          K1D
                       = 0;
15
     configuration
                                            // Precharge open drive
16
          K2D
                       = 0;
     inverter
                       = 0;
                                            // Mains open drive inverter
          K3D
17
                                            // Grid inverter
                       = 1;
          K1G
18
     configuration
          K2G
                                            // Precharge open grid
19
     inverter
          K3G
                       = 0;
                                            // Mains open grid inverter
20
          Brake_Leg
                       = 0;
                                            // open brake leg and
21
     discharge DC-link
22
          //Trigger_HBM disable
23
          Trigger_HBM = -1.0;
24
25
          // reset parametri media mobie Vdc
26
              trigger_loopDC = 0.0;
27
              cnt_MA = 0;
28
29
30
31
          // Reset Duty-Cycles
32
          dutyD.a = 1.0;
```

```
dutyD.b = 1.0;
34
           dutyD.c = 1.0;
35
36
           dutyG.a = 0.5;
37
           dutyG.b = 0.5;
38
           dutyG.c = 0.5;
39
               #ifndef MATLAB_MEX_FILE
40
41
                   LED1_RED;
               #endif
42
               break;
43
44
      case RESET:
45
                                              // Reset Counter
          counter
                       = 0;
46
          ResetExtD = 0.0;
                                              // Reset Ext
47
                                              // Reset Ext
           ResetExtG = 0.0;
48
          ErrorMsg
                      = NO_ERROR;
                                              // Reset ErrorMsg
49
                                              // PWM Disable
           pwm_enableD = 0;
50
           pwm_enableG = 0;
                                              // PWM Disable
51
52
          K2D
                       = 0;
                                              // Precharge open drive
     inverter
          K3D
                       = 0;
                                              // Mains open drive inverter
53
          K2G
                                              // Precharge open grid
                        = 0;
54
     inverter
          K3G
                        = 0;
                                              // Mains open grid inverter
55
          Brake_Leg = 0;
                                              // Brake leg open
56
57
               // Reset Duty-Cycles
58
               dutyD.a = 1.0;
59
               dutyD.b = 1.0;
60
               dutyD.c = 1.0;
61
62
               dutyG.a = 0.5;
63
               dutyG.b = 0.5;
64
65
               dutyG.c = 0.5;
               #ifndef MATLAB_MEX_FILE
66
                   LED1_BLUE;
67
               #endif
68
               // Exit from RESET
           if (StartBtn > 0.5) {
70
               if (ofsCalc != 1)
71
               Status = OFS_CALC;
                                             // Go in OFFSET CALCULATION
72
73
               else
                                             // Go in PRECHARGE
               Status = PRECHARGE;
74
          }
75
          break;
76
77
           case OFS_CALC:
78
               // Init Offset
79
               if (counter < 1) {</pre>
80
                   ofsIABCD.a = 0.0;
```

```
ofsIABCD.b = 0.0;
82
                    ofsIABCD.c = 0.0;
83
                    ofsIABCG.a = 0.0;
84
                    ofsIABCG.b = 0.0;
                    ofsIABCG.c = 0.0;
86
                    ofsVdc
                               = 0.0;
87
               }
               // Update Counter
89
               counter++;
90
             // Offset measurement
91
               if ((counter >= 1) && (counter < 512)) {</pre>
92
                    // Phase Drive Currents
93
                    tmp1 = 0.0; //(iabcD.a + iabcD.b + iabcD.c) / 3.0;
94
                    ofsIABCD.a += (iabcD.a - tmp1);
95
                    ofsIABCD.b += (iabcD.b - tmp1);
                    ofsIABCD.c += (iabcD.c - tmp1);
97
                    // Phase Grid Currents
98
                    tmp2 = 0.0; //(iabcG.a + iabcG.b + iabcG.c) / 3.0;
99
                    ofsIABCG.a += (iabcG.a - tmp2);
                    ofsIABCG.b += (iabcG.b - tmp2);
101
                    ofsIABCG.c += (iabcG.c - tmp2);
102
                    // DC-Link Voltage
103
                    ofsVdc
                              += vdc;
               }
               // Offset computation
106
               if (counter == 512) {
107
                    // Drive Inverter Current
108
                    ofsIABCD.a = ofsIABCD.a / counter;
109
                    ofsIABCD.b = ofsIABCD.b / counter;
                    ofsIABCD.c = ofsIABCD.c / counter;
                    // Grid Inverter Current
112
                    ofsIABCG.a = ofsIABCG.a / counter;
113
                    ofsIABCG.b = ofsIABCG.b / counter;
114
                    ofsIABCG.c = ofsIABCG.c / counter;
115
                    //DC Link Voltage
116
                              = ofsVdc / counter;
                    ofsVdc
               }
               // Go in PreCharge
120
               if(counter > 1024) {
                                                  // Reset Counter
                    counter = 0;
                    ofsCalc = 1;
                                                  // Update Offset Flag
                    Status = PRECHARGE;
123
124
               }
125
               break;
          case PRECHARGE:
128
129
               //Enable Trigger HBM TEST 1
130
               //Trigger_HBM = 1.0;
```

```
132
           ResetExtD = 0.0;
                                              // Reset Ext
133
           ResetExtG = 0.0;
                                              // Reset Ext
134
                                              // PWM Disable
           pwm_enableD = 0;
135
           pwm_enableG = 0;
                                              // PWM Disable
136
           K2D
                                              // Precharge close drive
                        = 1;
      inverter
138
           K3D
                        = 0;
                                              // Mains open drive inverter
           K2G
                        = 1;
                                              // Precharge close grid
139
      inverter
                                              // Mains open grid inverter
           K3G
                        = 0;
140
141
142
           #ifndef MATLAB_MEX_FILE
143
               LED1_YELLOW;
           #endif
145
           // Check Precharge Status
146
           if (vdc > PRECHARGE_TH) {
147
               counter = 0;
                                                       // Reset Counter
148
                Status = READY;
                                                       // Go in READY
149
           }
150
           else {
151
                if (counter > (15.0 * fs)) {
                                                       // Precharge timeout
                    K2D
                             = 0;
                                                       // Precharge open
153
      drive inverter
                                                       // Precharge open
                    K2G
                              = 0;
154
      grid inverter
                    counter = 0;
                                                       // Reset Counter
155
                    Status
                             = ERROR;
                                                       // Go in ERROR
156
                    ErrorMsg = TIMEOUT_PRECHARGE;
                                                       // Update Error
157
      Message
               }
158
                else
159
                    counter++;
160
           }
161
           break;
162
163
       case READY:
           if (counter > (0.1 * fs)) { // Precharge timeout
165
                                            // Precharge open drive
               K2D
                         = 0;
166
      inverter
               K2G
                                           // Precharge open grid
                         = 0;
      inverter
               counter = 0;
                                           // Reset Counter
168
169
           }
           else
                             counter++;
170
           K3D
                        = 0.0;
                                                // Mains drive close
           K3G
                        = 1.0;
                                                // Mains grid close
           ResetExtD = 0.0;
                                              // Reset Ext
173
           ResetExtG = 0.0;
                                              // Reset Ext
```

```
pwm_enableD = 0;
                                                // PWM Disable
175
                                                // PWM Disable
            pwm_enableG = 0;
176
177
           // Reset Duty-Cycles
178
            dutyD.a = 1.0;
179
            dutyD.b = 1.0;
180
            dutyD.c = 1.0;
182
                // Init Control Variables
183
                InitVarsCtrl();
184
185
       // Go in GO_MOTOR
186
           if(GoBtn > 0.5) {
187
                Status = GO_MOTOR;
188
                                            // Reset Counter
                counter = 0;
190
                // Set initial Vdc_ref value
191
                vdc\_ref = 1.05 * vdc;
192
193
                // Check GRID INVERTER control_type
194
                if (control_type > 1.5) {
195
                     // Set DC-link Voltage Control
                     ctrl_typeG = 1.0;
                }
198
                else {
199
                    // Set Current Control
200
                     ctrl_typeG = 2.0;
201
202
203
                     // Check DRIVE control_type
204
                     if (mech_type > 1.5) {
205
                        // Set Speed Control
206
                        ctrl_typeD = 1.0;
207
                     }
208
                     else {
209
                        // Set Torque Control
                        ctrl_typeD = 2.0;
                     }
213
                #ifndef MATLAB_MEX_FILE
214
                    LED1_GREEN;
215
                #endif
216
                break;
217
218
       case GO_MOTOR:
219
            // Default Settings
                                              // PWM Enabled
            pwm_enableG = 1.0;
                                                // Reset Ext
           ResetExtD = 0.0;
223
            ResetExtG = 0.0;
                                               // Reset Ext
```

Source Code B.2: Sezione codice della macchina a stati

B.3 Codice di controllo dell'inverter lato rete

```
/*Grid Inverter Control */
       // Compute Power
      Pe_est = 1.5 *(vabRefD.alpha * iabD.alpha + vabRefD.beta * iabD.
      // Generated DC current
      I_ffw = Pe_est/vdc;
    // Check if Voltage Loop is Active
11
    if (ctrl_typeG < 1.5) {</pre>
      vdc_ref = slew_rate_limit(vdc_ref, (control_rate * Ts),
     vdc_setpoint);
15
    /* DC-LINK Voltage Control (active power only)*/
17
18
      // Compute Maximum Current
19
              Kdc = two_over_three*vdc/Vg;
20
              IsMax = 0.9*OCP/Kdc;
21
              ki_vdc_MA = ki_vdc * TIME_MA/Ts;
23
              // Set PI DC-Link Voltage
24
              IdMax
                                           = IsMax;
25
              VoltageControl.kp
                                           = kp_vdc;
26
              VoltageControl.ki
                                           = ki_vdc;
27
              VoltageControl.ref
                                           = vdc_ref;
              VoltageControl.actual
                                           = vdc;
              VoltageControl.lim_high
                                         = IdMax;
30
              VoltageControl.lim_low
                                           = - IdMax;
31
              VoltageControl.ffw
                                           = I_ffw;
33
              // Start d-axis PI
34
              PIReg(&VoltageControl);
35
    // DQ-Reference current calculation
37
    idqRefG.d = -VoltageControl.out * Kdc;
```

```
idqRefG.q = 0.0;
39
40
      // Idg notch filter6
41
      IdG_notch_filter6(&idqRefG,&OmegaRef);
42
43
      }
44
    else {
45
46
      // Take Current SetPoint by Mask
47
           idqRefG.d = control_ref_D;
48 //
           idqRefG.q = control_ref_Q;
49 //
   }
50
51
52
    /* Current Control */
53
54
      //Third armonic resonant control
55
      Resonant_control3_IdqG (&idqG, &v_res3);
56
57
      //Sixth armonic resonant control
58
      Resonant_control6_IdqG (&idqRefG, &idqG, &v_res6);
59
60
61
    // Compute Maximum Voltage
62
    VsMax = vdc * sqrt3_inv;
63
64
    // Set PI d-axis Current
65
    VdMax
                                 = VsMax;
66
    dCurrentControl.kp
                                 = kp_crt_inverter;
67
    dCurrentControl.ki
                                 = ki_crt_inverter;
    dCurrentControl.ref
                                 = idqRefG.d;
69
    dCurrentControl.actual
                                 = idqG.d;
70
                                 = VdMax;
    dCurrentControl.lim_high
71
    dCurrentControl.lim_low
                                 = - VdMax;
72
    dCurrentControl.ffw
                                 = Vg;
73
74
    // Start d-axis PI
75
    PIReg(&dCurrentControl);
76
77
    // Load d-axis Reference Voltage
78
    vdqRefG.d = dCurrentControl.out + v_res3.d * enable_res3 + v_res6.
79
     d * enable_res6;
80
    // Set PI q-axis Current
81
                                  = dq_saturation_limit(VsMax, vdqRefG.d
    VqMaxG
82
     );
    qCurrentControl.kp
                                  = kp_crt_inverter;
83
    qCurrentControl.ki
                                 = ki_crt_inverter;
84
    qCurrentControl.ref
                                 = idqRefG.q;
85
    qCurrentControl.actual
                             = idqG.q;
```

```
qCurrentControl.lim_high = VqMaxG;
    qCurrentControl.lim_low
                                 = - VqMaxG;
88
    qCurrentControl.ffw
                                 = 0.0;
89
    // Start q-axis PI
91
    PIReg(&qCurrentControl);
92
    // Load q-axis Reference Voltage
94
    vdqRefG.q = qCurrentControl.out + v_res3.q * enable_res3 + v_res6.
95
      q * enable_res6 + v_res6M.q * enable_res6M;
    // Inverse Rotational Transformation (dq -> alpha, beta)
97
    InverseRot_dq(&vdqRefG, &SinCosTheta, &vabRefG);
98
    // Inverse Clarke Transformation (alpha, beta -> a, b, c)
    InverseClarke00(&vabRefG, &vabcRefG);
101
102
103
    /* PWM Modulation */
104
105
106
    // MinMax Modulation
107
    PWMCompute(&vabcRefG, &dutyG, &vdc);
```

Source Code B.3: Codice di controllo dell'inverter lato rete

B.4 Codice di controllo dell'inverter lato generatore

```
/* Drive Control */
      // Start Motor Control Algorithm
      if(enable_driveCtrl > 0.5){
       pwm_enableD = 1.0;
                                      // PWM Enabled
10
12
    // Check if Mechanical Speed Loop is Active
    if (ctrl_typeD < 1.5) {</pre>
14
      // Saturation of Speed Reference
15
      SpeedSetPoint = two_level_saturation(mech_ref * rpm2rad,
     SPEED_MAX, -SPEED_MAX);
      // Slew Rate of Speed Reference
17
      OmegaRef = slew_rate_limit(OmegaRef, (mech_rate * rpm2rad * Ts),
18
      SpeedSetPoint);
      // Mechanical Speed Control Loop
19
     // Set PI Mech Speed Parameters
```

```
SpeedController.kp
                                    = kp_speed;
      SpeedController.ki
                                    = ki_speed;
22
      SpeedController.ref
                                    = OmegaRef;
23
      SpeedController.actual
                                    = MotorSpeed;
      SpeedController.lim_high
                                    = TORQUE_MAX;
25
      SpeedController.lim_low
                                    = -TORQUE_MAX;
26
      SpeedController.ffw
                                    = 0.0;
27
28
      // Start PI Mech Speed Code
      PIReg(&SpeedController);
29
      // Load Torque SetPoint by PI Mech Speed
30
      TorqueSetPoint = SpeedController.out;
31
      // Slew Rate of Torque Reference
32
      TeRef = TorqueSetPoint;
33
    }
34
    else {
35
      // Reset Parameters of Speed Loop
36
      SpeedSetPoint
                                 = 0.0;
37
                                 = 0.0;
38
      OmegaRef
39
      SpeedController.integral = 0.0;
      // Take Torque SetPoint by Mask
40
      TorqueSetPoint
                                 = mech_ref;
41
      // Saturation of Torque Reference
42
      TorqueSetPoint = two_level_saturation(TorqueSetPoint, TORQUE_MAX
43
      , -TORQUE_MAX);
      // Slew Rate of Torque Reference
44
      TeRef = slew_rate_limit(TeRef, (mech_rate * Ts), TorqueSetPoint)
45
    }
46
47
48
        MTPA operation
49
50
51
52
      if (en_ext_ref > 0.5) {
          // External Ref Currents
53
          idqRefD.d = slew_rate_limit(idqRefD.d, (crt_rate * Ts),
54
     IdSetPoint);
          idqRefD.q = slew_rate_limit(idqRefD.q, (crt_rate * Ts),
55
     IqSetPoint);
      }
56
      else {
57
          // Compute Reference (dq) Currents using MTPA (LUT)
58
          idqRefD.d = read_one_dim_lut(&IdMtpa[0], fabs(TeRef), te_max
59
      , te_min, te_stp, inv_te_stp);
          idqRefD.q = read_one_dim_lut(&IqMtpa[0], fabs(TeRef), te_max
      , te_min, te_stp, inv_te_stp);
          idqRefD.q *= sign(TeRef);
61
      }
62
63
```

```
/* Current Control */
65
66
67
      //Sixth motor armonic resonant control
68
      Resonant_control6M_IdqG (&idqD, &v_res6M, &OmegaRef);
69
70
    // Compute Maximum Voltage
71
72
    VsMax = vdc * sqrt3_inv;
73
    // Set PI d-axis Current
74
    VdMax
                                   = VsMax;
75
    dMotorController.kp
                                   = kp_crt_d;
76
    dMotorController.ki
                                   = ki_crt_d;
77
    dMotorController.ref
                                   = idqRefD.d;
78
    dMotorController.actual
                                   = idqD.d;
79
    dMotorController.lim_high
                                   = VdMax;
80
    dMotorController.lim_low
                                  = - VdMax;
81
    dMotorController.ffw
                                  = Rs * idqD.d - MotorSpeedEl *
82
      LqRated * idqD.q;
83
    // Start d-axis PI
84
    PIReg(&dMotorController);
85
    // Load d-axis Reference Voltage
87
    vdqRefD.d = dMotorController.out;
88
89
    // Set PI q-axis Current
90
    VqMaxD
                                    = dq_saturation_limit(VsMax, vdqRefD
91
     .d);
    qMotorController.kp
                                   = kp_crt_q;
92
    qMotorController.ki
                                   = ki_crt_q;
93
      gMotorController.ref
                                     = idqRefD.q;
94
    gMotorController.actual
                                   = idqD.q;
95
    qMotorController.lim_high
                                  = VqMaxD;
    qMotorController.lim_low = - VqMaxD;
97
    qMotorController.ffw
                                  = Rs * idqD.q + MotorSpeedEl * (
98
      LdRated * idqD.d + FmRated);
100
    // Start q-axis PI
    PIReg(&qMotorController);
101
102
    // Load q-axis Reference Voltage
    vdqRefD.q = qMotorController.out;
104
105
    // Phase Advancing of Reference Voltages
106
    SinCosPhaseAdvance.cos = cos(k_pa * MotorSpeedEl * Ts);
    SinCosPhaseAdvance.sin = sin(k_pa * MotorSpeedEl * Ts);
108
    vdqRefRot.d = vdqRefD.d * SinCosPhaseAdvance.cos - vdqRefD.q *
      SinCosPhaseAdvance.sin;
```

```
vdqRefRot.q = vdqRefD.d * SinCosPhaseAdvance.sin + vdqRefD.q *
      SinCosPhaseAdvance.cos;
    // Inverse Rotational Transformation (dq -> alpha, beta)
    InverseRot_dq(&vdqRefRot, &SinCosElt, &vabRefD);
114
    // Inverse Clarke Transformation (alpha, beta -> a, b, c)
    InverseClarke00(&vabRefD, &vabcRefD);
116
118
    /* PWM Modulation */
119
120
    // MinMax Modulation
          PWMCompute(&vabcRefD, &dutyD, &vdc);
124
125 }
```

Source Code B.4: Codice di controllo dell'inverter lato generatore

B.5 PLL: controllo risonante per la sincronizzazione alla tensione di rete

```
Resonance_Filter_PLL (Xabc *Abc, Xsc *SinCos, double *Vg, Xdq *DQ){
3 double tmp1, tmp2, tmp3, tmp4;
5 // Clarke Transformation (alpha, beta -> a, b, c)
  DirectClarkeLL(&v_conc_abc, &vab);
8 //Alpha
9 u = vab.alpha-vabFilt.alpha;
tmp1 = Ad11 * x1 + Ad12* x2 + k_PLL*Bd1 * u;
tmp2 = -Ad12 * x1 + Ad11* x2 + k_PLL*Bd2 * u;
12 \times 1 = tmp1;
13 \times 2 = tmp2;
vabFilt.alpha = x1;
    //Beta
17
w = vab.beta-vabFilt.beta;
19 \text{ tmp3} = \text{Ad11} * \text{x3} + \text{Ad12}* \text{x4} + \text{k}_{PLL}* \text{Bd1} * \text{w};
20 \text{ tmp4} = -Ad12 * x3 + Ad11* x4 + k_PLL*Bd2 * w;
21 \times 3 = tmp3;
22 \times 4 = tmp4;
vabFilt.beta = x3;
26 //theta calculation
```

```
27 (*Vg) = amplitude(vabFilt.alpha, vabFilt.beta);
28 theta = atan2(vabFilt.beta,vabFilt.alpha);
29 SinCosTheta.sin = vabFilt.beta/(*Vg);
30 SinCosTheta.cos = vabFilt.alpha/(*Vg);
31 DirectRot_dq(&vabFilt, &SinCosTheta, &vdqG);
32
33 }
```

Source Code B.5: Codice PLL di sincronizzazione implementato tramite controllo risonante

B.6 Codice del controllo risonante di terza armonica per riduzione distorsione sulla corrente

```
Resonant_control3_IdqG (Xdq *DQ, Xdq *dq){

float tmp5, tmp6, tmp7, tmp8;

z = 0 - DQ -> d;

tmp5 = Ad11_res3 * x5 +Ad12_res3 * x6 + k_res3 * Bd1_res3 * z;

tmp6 = -Ad12_res3 * x5 + Ad11_res3* x6 + k_res3 * Bd2_res3 * z;

x5 = tmp5 * enable_res3;

x6 = tmp6 * enable_res3;

dq -> d = x5;

tmp7 = Ad11_res3 * x7 +Ad12_res3 * x8 + k_res3 * Bd1_res3 * t;

tmp8 = -Ad12_res3 * x7 + Ad11_res3 * x8 + k_res3 * Bd2_res3 * t;

x7 = tmp8 * enable_res3;

x8 = tmp8 * enable_res3;

x8 = tmp8 * enable_res3;

dq -> q = x7;

dq -> q = x7;
```

Source Code B.6: Codice del controllo risonante di terza armonica

B.7 Codice del filtro notch di sesta armonica riferito alla frequenza di rotazione del generatore

```
IdG_notch_filter6 (Xdq *DQ, double *omega) {
  double tmp7, tmp8;
  double omegaElt;
        if(fabs(*omega) < 10.0)
        {
            x13 = 0.0;
            x14 = 0.0;
        }
}</pre>
```

```
}
      else
      {
          omegaElt = *omega * p;
11
          a = DQ -> d - x13;
13
          Ad11_notch6 = cos((omegaElt)*6*Ts);
           Ad12_notch6 = sin((omegaElt)*6*Ts);
15
          Bd1_notch6 = 2/((omegaElt)*6)*sin((omegaElt)*6*Ts);
16
          Bd2\_notch6 = 2/((omegaElt)*6)*(cos((omegaElt)*6*Ts)-1);
17
18
          tmp7 = Ad11\_notch6 * x13 + Ad12\_notch6* x14 + k\_notch6 *
19
     Bd1_notch6 * a;
          tmp8 = -Ad12\_notch6 * x13 + Ad11\_notch6* x14 + k\_notch6 *
20
     Bd2_notch6 * a;
21
          x13 = tmp7 * enable_notch6;
22
          x14 = tmp8 * enable_notch6;
23
          DQ \rightarrow d = DQ \rightarrow d - x13;
      }
```

Source Code B.7: Codice del filtro notch di sesta armonica riferito alla frequenza di rotazione del generatore

Bibliografia

- [1] Ali Al-Abadi et al. "A torque matched aerodynamic performance analysis method for the horizontal axis wind turbines: TMAPAM for the HAWTs". en. In: *Wind Energy* 17.11 (nov. 2014), pp. 1727–1736. ISSN: 10954244. DOI: 10.1002/we. 1664.
- [2] Airfoil Tools. URL: http://airfoiltools.com/.
- [3] Eric Armando et al. "Experimental Identification of the Magnetic Model of Synchronous Machines". In: *IEEE Transactions on Industry Applications* 49.5 (set. 2013), pp. 2116–2125. ISSN: 0093-9994, 1939-9367. DOI: 10.1109/TIA.2013. 2258876.
- [4] Swagata Das, Neeraj Karnik e Surya Santoso. "Time-Domain Modeling of Tower Shadow and Wind Shear in Wind Turbines". In: *ISRN Renewable Energy* (ott. 2011), pp. 1–11. ISSN: 2090-7451, 2090-746X. DOI: 10.5402/2011/890582.
- [5] Jeroen D. M. De Kooning et al. "Online estimation of the power coefficient versus tip-speed ratio curve of wind turbines". In: *IECON 2013 39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society.* 2013, pp. 1792–1797. DOI: 10.1109/IECON.2013.6699403.
- [6] E Douvi e D Margaris. "Hydrodynamic analysis of a horizontal axis tidal turbine, based on the blade element momentum theory". In: *Proceedings of the 7th International Conference on Experiments/Process/System Modeling/Simulation/Optimization*. 2017.
- [7] Ministero Dello Sviluppo Economico. *Renewable energy in Italy*. Giu. 2020. URL: https://www-statista-com.ezproxy.biblio.polito.it/study/54800/renewable-energy-in-italy/(visitato il 09/08/2021).
- [8] GUASCH. "Scheda tecnica GUASCH MTL-CBI0040F12IXHE". In: (). URL: https://pdfslide.net/documents/mtl-cbi0040f12ixhe-mtl-cbi0040f12ixheimtl-cbi0040f12ixhe-mt-series-preliminary.html.
- [9] Soren Gundtoft. "Wind turbines". In: *University College of Aarhus* (2009), pp. 7–8.
- [10] M.O.L. Hansen et al. "State of the art in wind turbine aerodynamics and aeroelasticity". en. In: *Progress in Aerospace Sciences* 42.4 (giu. 2006), pp. 285–330. ISSN: 03760421. DOI: 10.1016/j.paerosci.2006.10.002.

- [11] *Hummer*. URL: http://www.chinahummer.cn/index.php/index/content/168 (visitato il 16/09/2021).
- [12] Grant Ingram. "Wind turbine blade analysis using the blade element momentum method. version 1.1". In: *Durham University, Durham* (2011).
- [13] Control International Conference on Computer Electrical and Electronics Engineering et al. 2018 International Conference on Computer, Control, Electrical, and Electronics Engineering (ICCCEEE) 12th-14th August- 2018, Corinthia Hotel, Khartoum, Sudan. English. 2018. ISBN: 978-1-5386-4123-1 978-1-5386-4124-8.
- [14] Despina Karamichailidou, Vasiliki Kaloutsa e Alex Alexandridis. "Wind turbine power curve modeling using radial basis function neural networks and tabu search". en. In: *Renewable Energy* 163 (gen. 2021), pp. 2137–2152. ISSN: 09601481. DOI: 10.1016/j.renene.2020.10.020.
- [15] Y Khalil et al. "Efficiency of a small wind turbine using BEM and CFD". In: *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science* 161 (giu. 2018), p. 012028. ISSN: 1755-1307, 1755-1315. DOI: 10.1088/1755-1315/161/1/012028.
- [16] Fabio Mandrile, Radu Iustin Bojoi e Eric Armando. *Sinusoidal Integrator Exact Discretisation*. PEIC Internal document. Apr. 2020.
- [17] Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti Ministero dello Sviluppo Economico Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare. *Energia Clima 2030 Proposta di Piano nazionale integrato*. URL: https://energiaclima2030.mise.gov.it/index.php/il-piano/obiettivi (visitato il 09/08/2021).
- [18] Mohammad Monfared, Hossein Madadi Kojabadi e Hasan Rastegar. "Static and dynamic wind turbine simulator using a converter controlled dc motor". In: *Renewable Energy* 33.5 (mag. 2008), pp. 906–913. ISSN: 09601481. DOI: 10.1016/j.renene.2007.06.007.
- [19] REN21. Renewable energy in Europe, Renewables 2020 Global Status Report, page 35. Giu. 2020. URL: https://www.statista.com/statistics/275419/hydropower-and-renewable-energy-worldwide/(visitato il 09/08/2021).
- [20] Seung-Ho Song et al. "Emulation of output characteristics of rotor blades using a hardware-in-loop wind turbine simulator". In: *Twentieth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition*, 2005. APEC 2005. Vol. 3. Austin, TX, USA: IEEE, 2005, pp. 1791–1796. ISBN: 978-0-7803-8975-5. DOI: 10.1109/APEC.2005.1453290.
- [21] Remus Teodorescu, Marco Liserre e Pedro Rodríguez. *Grid converters for photovoltaic and wind power systems*. [Piscataway, N.J.]: Chichester, West Sussex; Hoboken, N.J: IEEE; Wiley, 2011. ISBN: 978-0-470-05751-3.

- [22] Terna. Total installed wind power capacity in Italy from 2012 to 2021 (in gigawatts). Lug. 2021. URL: https://www-statista-com.ezproxy.biblio.polito.it/statistics/421815/wind-power-capacity-in-italy/ (visitato il 09/08/2021).
- [23] Paul Veers, cur. *Wind Energy Modeling and Simulation Volume 2: Turbine and System.* en. Institution of Engineering e Technology, nov. 2019. ISBN: 978-1-78561-523-8 978-1-78561-524-5. DOI: 10.1049/PBP0125G.
- [24] wind-turbine-models.com. URL: https://it.wind-turbine-models.com/turbines/1689-hummer-h8.16-10kw (visitato il 10/09/2021).
- [25] Luca Zeppegno. "Black-box Commissioning of Grid Converters". Inglese. Tesi di Laurea Magistrale. Politecnico di Torino, mar. 2020.
- [26] Valentina Zito. "Control of Grid-Forming Power Converters". Tesi di Laurea Magistrale. Politecnico di Torino, lug. 2020.