

ALMA MATER STUDIORUM - UNIVERSITÀ DI BOLOGNA

SCUOLA DI INGEGNERIA E ARCHITETTURA

**DIPARTIMENTO DI
INGEGNERIA DELL'ENERGIA ELETTRICA E
DELL'INFORMAZIONE "GUGLIELMO MARCONI" - DEI**

***CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN
INGEGNERIA DELL'ENERGIA ELETTRICA***

TESI DI LAUREA

**in
Sistemi Elettrici per l'Energia M**

**REGOLAZIONE DI FREQUENZA E TENSIONE IN
UN PARCO EOLICO CONNESSO ALLA RETE DI
DISTRIBUZIONE**

**CANDIDATO
Mattia Baroni**

**RELATORE:
Chiar.mo Prof.
Carlo Alberto Nucci**

**CORRELATORI
Fabio Napolitano
Aberto Borghetti**

**Anno Accademico 2015/16
Sessione III**

Sommario

INTRODUZIONE	7
1 REGOLAZIONE DELLA TENSIONE	9
1.1 Aspetti Generali	9
1.2 Classificazioni delle variazioni di tensione	10
1.3 Flussi di potenza lungo le linee di trasmissione	11
1.3.1 Equazioni delle linee	12
1.3.2 Linea come doppio bipolo	13
1.3.3 Potenza attiva e reattiva	15
1.4 Regolazione primaria	16
1.5 Regolazione Secondaria	18
1.6 Regolazione Terziaria	20
1.7 Trasformatori con variatore di rapporto sotto carico	21
1.8 Rifasamento	21
1.9 Altri mezzi per generare o assorbire potenza reattiva	23
1.10 Contributo degli impianti eolici alla regolazione di tensione	24
2 REGOLAZIONE DELLA FREQUENZA	27
2.1 Aspetti Generali	27
2.2 Regolazione Primaria	28
2.3 Regolazione Secondaria	33
2.4 Regolazione Frequenza-Potenza per reti interconnesse	35
2.5 Regolazione Terziaria	38
2.6 Regolazione integrale locale di frequenza	38

2.7	Contributo degli impianti eolici alla regolazione di potenza attiva..	39
2.8	Ulteriori prescrizioni tecniche per gli impianti eolici.....	42
2.9	Piano di Alleggerimento del Carico	43
2.10	Servizio di funzionamento in isola.....	46
2.11	Carichi di centrale	47
3	GENERAZIONE EOLICA	49
3.1	Introduzione ad EMTP	49
3.2	Introduzione ai modelli per la generazione eolica.....	51
3.3	Generalità sullo schema.....	53
3.4	Modello della risorsa primaria	57
3.4.1	L'energia del vento	57
3.4.2	Il profilo di velocità del vento.....	61
3.5	Modello della turbina eolica.....	63
3.5.1	Potenza estraibile dal vento.....	63
3.5.2	Tip-speed ratio	65
3.5.3	Angolo di pitch.....	68
3.5.4	Calcolo del cP	69
3.5.5	Modello meccanico	73
3.5.6	Inizializzazione della turbina	77
3.6	Generatore elettrico e convertitore di elettronico di potenza	78
3.6.1	Doubly-Fed Induction Generator (DFIG)	79
3.6.2	<i>Permanent Magnet Synchronous Generator</i>	84
3.7	Sistema di controllo.....	85
3.7.1	Pitch Control	86
3.7.2	Overcurrent Protection.....	88

3.7.3	DC Bus Protection	89
3.7.4	Under / Over Voltage Protection.....	89
3.7.5	Deep Voltage Sag Detector	93
3.7.6	Rotor Control e Grid Control	94
3.8	Modello della rete.....	94
4	SIMULAZIONE DI GENERATORI EOLICI.....	96
4.1	Calcoli di Load Flow e inizializzazione	96
4.2	Curva Potenza-Vento	102
4.2.1	Caratteristica in funzione della lunghezza delle pale.....	104
4.2.2	Caratteristica in funzione del Gearbox ratio	105
4.3	Modello di simulazione	106
4.4	Caratteristiche statiche	108
4.5	Simulazioni al variare del regime ventoso	109
4.5.1	Vento costante	109
4.5.2	Vento variabile	111
4.5.3	Folata di vento.....	116
4.6	Guasto trifase.....	119
4.7	Problematiche di inizializzazione.....	123
	CONCLUSIONI	125
	BIBLIOGRAFIA.....	127
	SITOGRAFIA	128
	RINGRAZIAMENTI.....	129

INTRODUZIONE

Negli ultimi anni si è assistito ad un crescente interesse verso la generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili. E' necessario continuare ad intervenire sempre più concretamente sulle politiche nazionali con grandi investimenti e rispettare gli accordi internazionali sul clima al fine di tutelare l'ambiente, noi stessi e le generazioni future. Alla luce di ciò è opportuno abbandonare le fonti energetiche derivanti da combustibili fossili. Le energie rinnovabili sono una strada obbligata da intraprendere oltre che una grande possibilità di sviluppo economico per molti paesi. Una delle fonti energetiche rinnovabili con maggior potenziale è quella posseduta dalla forza del vento, un'energia abbondante, ampiamente distribuita e pulita.

L'eolico, oggetto di studio in questa tesi, ha avuto un grande sviluppo a livello mondiale nell'ultimo decennio decuplicando quasi la produzione come osservabile in figura 1. Nell'anno 2015 sono stati installati 63 GW aumentando la produzione del 22% rispetto l'anno precedente e registrando un nuovo record. Nel 2016 invece sono stati installati ulteriori 54 GW raggiungendo una produzione totale di 487 GW nell'interno pianeta. L'energia eolica ha rappresentato il 51% della nuova potenza installata in Europa lo scorso anno coprendo il 10,4% dei fabbisogni di energia elettrica. È stato soprattutto stato un anno di grandi investimenti per l'eolico offshore aumentato del 39%, complice la maggior resa energetica, la discesa dei costi, la costruzione di turbine più grandi (oggi giorno si raggiungono e superano gli 8 MW per turbina) e l'aumento dei finanziamenti.

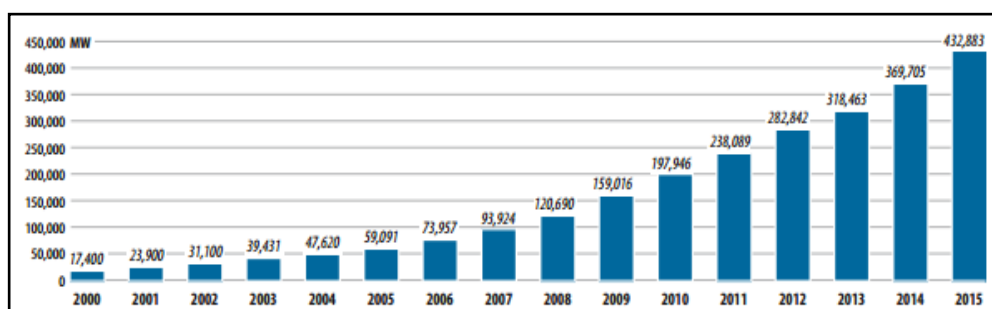


Fig. 0.1 Potenza Eolica installata nel mondo

Anche in Italia l'energia prodotta da fonti rinnovabili è progressivamente aumentata nel corso degli anni e la potenza efficiente lorda installata nel 2015 è di 51.479 MW pari al 32,8% del fabbisogno nazionale. Il 70% di tale potenza è prodotta da sistemi idroelettrici e fotovoltaici mentre dall'eolico proviene il 18% corrispondente a circa 9 MW.

È fondamentale, giunti a questo punto, considerare l'impatto che questi impianti di generazione introducono nel sistema elettrico al quale sono connessi. L'approccio classico dei sistemi di distribuzione dell'energia elettrica è stato rivisitato con l'introduzione delle energie rinnovabili dando vita alla generazione distribuita. Non più poche centrali elettriche di grande potenza, ma tanti centri di produzione di piccola taglia, distribuiti sull'intero territorio. L'incostanza di alcune fonti primarie e la conseguente non programmabilità della generazione elettrica può portare ad una degradazione dei servizi di rete che non può essere trascurata.

Al fine di assicurare affidabilità, sicurezza e qualità del sistema di trasmissione dell'energia, il Gestore della Rete (Terna S.p.A.) è chiamato alla gestione del sistema elettrico equilibrando in ogni momento l'energia prodotta dalle centrali e quella richiesta dai carichi, continuamente variabile nel corso della giornata, delle settimane e dei mesi. Altre attività svolte da Terna riguardano la gestione e la manutenzione degli impianti e la programmazione e lo sviluppo della rete.

Nei primi due capitoli di questo elaborato verranno studiati due servizi di rete fondamentali per il corretto funzionamento e la sicurezza del sistema elettrico, la regolazione della frequenza e la regolazione della tensione. Saranno analizzate le normative ed i mezzi per attuarle ponendo particolare attenzione al contributo che i parchi eolici dovranno fornire a queste regolazioni.

Successivamente sarà illustrato e analizzato un software sviluppato in EMTP per lo studio e simulazione di parchi eolici. Il caso di studio riguarderà pochi aerogeneratori connessi alla rete di distribuzione.

Infine saranno presentati i risultati di simulazioni con diversi profili di ventosità e differenti modelli.

1 REGOLAZIONE DELLA TENSIONE

1.1 Aspetti Generali

Tutti gli apparecchi di un sistema elettrico, a partire dai comuni utilizzatori, fino ai sistemi di produzione, trasmissione e interconnessione, funzionano in maniera efficiente se alimentati alla tensione nominale per la quale sono stati progettati. La tensione purtroppo spesso si discosta dalla nominale (sinusoide a 50 Hz e valore rms costante): eventuali sovratensioni troppo eccessive potrebbero portare ad un danneggiamento del sistema di isolamento degli apparecchi utilizzatori causando malfunzionamenti e situazioni pericolose piuttosto che il danneggiamento di apparati del sistema elettrico o delle centrali di cruciale importanza e di alto costo.

Uno dei servizi più importanti che il Gestore di Rete deve fornire è la regolazione della tensione definita come l'insieme di tutte le attività necessarie per contenere, entro limiti prefissati, le fluttuazioni di tensione in tutte le stazioni (nodi) della rete di trasmissione.

Le normali condizioni di funzionamento della rete richiedono il pieno soddisfacimento della richiesta di energia elettrica assicurando che, in regime stazionario, nessun componente del sistema elettrico superi le proprie condizioni di funzionamento nominali. Nelle normali condizioni di funzionamento i valori di tensione nei nodi della rete sono contenuti in un range pari a $\pm 10\%$ del valore nominale.

La tensione nei nodi della rete dipende, nel funzionamento ordinario, dal transito di potenza reattiva che varia continuamente a seguito delle diverse richieste di carico. A queste vanno poi aggiunti eventi di natura straordinaria come guasti, cortocircuiti, messa fuori servizio di centrali o componenti ecc. Il servizio di regolazione della tensione riguarda pertanto la fornitura della potenza reattiva necessaria a sostenere il funzionamento della rete attraverso il monitoraggio continuo della tensione nei nodi della rete.

Il servizio comprende:

- una regolazione primaria, di tipo locale, effettuata dai regolatori automatici di tensione dei gruppi di produzione;
- una regolazione secondaria, di tipo centralizzato, che ha l'obiettivo di controllare la tensione in alcuni nodi cardine della rete.

Gli impianti che si occupano direttamente della regolazione della tensione sono:

- impianti di produzione connessi alla rete di trasmissione nazionale (RTN);
- impianti utilizzatori direttamente connessi;
- stazioni di trasformazione e/o smistamento facenti parte della RTN;
- reti di distribuzione connesse alla RTN.

I componenti di impianto che partecipano alla regolazione di tensione sono:

- gruppi di produzione;
- trasformatori;
- condensatori di rifasamento e reattanze di compensazione trasversali.

Gli impianti che non partecipano direttamente devono comunque contribuirvi indirettamente rispettando i vincoli imposti dal Gestore.

1.2 Classificazioni delle variazioni di tensione

Le variazioni della tensione vengono classificate in base all'ampiezza, alla frequenza e alla durata e possono essere suddivise come:

- *Variazioni lente e di lunga durata*: non devono superare il $\pm 10\%$ del valore nominale e si dividono in periodiche ed aleatorie. Sono causate dal normale andamento giornaliero della domanda dei carichi e sono le più importanti perché interessano tutti gli utilizzatori durante il loro funzionamento.
- *Variazioni brusche e di piccola ampiezza*: sono causate da carichi con assorbimenti di potenza (e quindi di corrente) fortemente variabili nel tempo. Esempi di carico sono i forni ad arco, saldatrici, ascensori, pompe ecc. Queste rapide fluttuazioni del valore rms della

tensione causa l'effetto flicker ben visibile dallo sfarfallio emesso dalle lampade ad incandescenza. Questo effetto può essere impercettibile o molto dannoso per l'occhio umano a seconda dell'ampiezza e della frequenza del disturbo. Sottoponendo più persone a test, si è visto che il massimo fastidio è avvertito quando le fluttuazioni si ripetono con una frequenza di 8-10 Hz. A questa frequenza è sufficiente una fluttuazione dello 0.3% della tensione nominale per essere percepita da un occhio medio.

- *Variazioni brusche e di grande ampiezza*: queste oscillazioni sono generalmente causate dalle manovre degli interruttori nelle reti di AT e MT, da cortocircuiti, da scariche atmosferiche, dall'avviamento di grandi motori asincroni ecc. e hanno tipicamente una durata inferiore a 0.2s. Se l'ampiezza è compresa tra il 10% e il 99% si parla di buchi di tensione. Abbassamenti maggiori sono definiti interruzioni e possono essere di breve durata (<3 min) o di lunga durata (>3 min).
- *Distorsione armonica*: corrisponde ad una variazione della forma d'onda della tensione (o della corrente) alla frequenza di rete. Questo implica la nascita di armoniche di ordine superiore multiple della fondamentale (50 Hz). Un metodo per valutare l'entità della distorsione è il calcolo del *THD (Total Harmonic Distorsion)* che quantifica l'aumento di valore efficace. Si può calcolare come:

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} V_h^2}}{V_1}$$

Il problema della distorsione armonica è diventato importante con l'avvento dell'elettronica di potenza a partire dagli anni 70'.

1.3 Flussi di potenza lungo le linee di trasmissione

Prima di addentrarsi nelle prescrizioni che si applicano per la regolazione di tensione, saranno riportati nei paragrafi seguenti alcuni semplici concetti alla base della teoria delle linee con l'obiettivo di giungere

alle equazioni necessarie a dimostrare le relazioni esistenti tra tensione e potenza ai capi di una linea. Durante la trattazione si supporranno note le potenze iniettate nei nodi dai generatori o prelevate dai carichi. Ciò è possibile tramite calcoli di Load Flow.

1.3.1 Equazioni delle linee

Una linea elettrica viene studiata come una serie di elementi circuitali di lunghezza infinitesima dx esercita in regime alternato. La corrente sinusoidale transitante sarà responsabile della nascita di un campo magnetico mentre la tensione sarà legata alla nascita di un campo elettrico. Ciò porta ad attribuire al tratto infinitesimo di linea una induttanza $l \cdot dx$ (induttanza di servizio, tiene conto delle perdite dovute al passaggio della corrente in conduttori vicini) ed una capacità $c \cdot dx$ (capacità di servizio, tiene conto di ciò che avviene su conduttori vicini). Oltre a questi parametri sarà presente la resistenza $r \cdot dx$ a cui sono associate le perdite (perdite Joule, effetto pelle) del tratto di linea a seguito del passaggio di corrente e la conduttanza $g \cdot dx$ dovuta alle perdite dielettriche nell'isolamento (la linea si trova ad una tensione diversa rispetto al terreno) e all'effetto corona. Il circuito equivalente è rappresentato in figura 1.1.

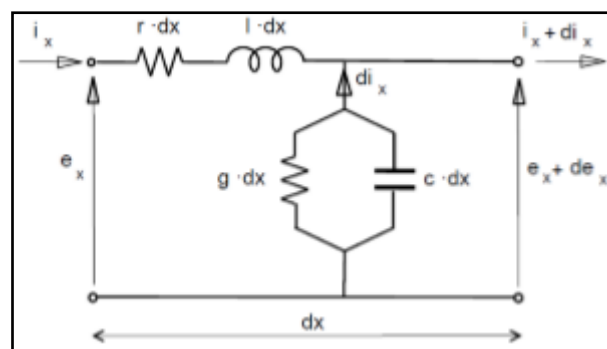


Fig. 1.1 Circuito equivalente di una linea monofase

Applicando i principi di Kirchhoff e il metodo simbolo di Steinmetz al circuito precedente si può scrivere:

$$\begin{cases} \frac{d\bar{E}_x}{dx} = -r\bar{I}_x - j\omega l \bar{I}_x \\ \frac{d\bar{I}_x}{dx} = -g\bar{E}_x - j\omega c \bar{E}_x \end{cases}$$

Si può definire:

- Impedenza longitudinale per unità di lunghezza

$$\bar{z} = r + j\omega l \quad [\Omega m^{-1}]$$

- Ammettenza trasversale per unità di lunghezza

$$\bar{y} = g + j\omega c \quad [Sm^{-1}]$$

- Costante di propagazione $\bar{\gamma} = \sqrt{\bar{z}\bar{y}} \quad [m^{-1}]$

- Impedenza caratteristica $\bar{Z}_0 = \sqrt{\bar{z}/\bar{y}} \quad [\Omega]$

Derivando le due equazioni e sostituendo si ottiene:

$$\frac{d^2\bar{E}_x}{dx^2} = \bar{z}\bar{y}\bar{E}_x; \quad \frac{d^2\bar{I}_x}{dx^2} = \bar{z}\bar{y}\bar{I}_x$$

Gli integrali generali espressi in forma iperbolica risultano:

$$\begin{aligned} \bar{E}_x &= \bar{C}_1 \cosh \bar{\gamma}x + \bar{C}_2 \sinh \bar{\gamma}x; \\ \bar{I}_x &= \frac{1}{\bar{Z}_0} (-\bar{C}_1 \sinh \bar{\gamma}x - \bar{C}_2 \cosh \bar{\gamma}x) \end{aligned}$$

dove C1 e C2 sono determinate dalle condizioni al contorno. Fissando un sistema di riferimento con x crescenti dal punto di partenza verso il punto di arrivo, le equazioni risultano:

$$\bar{E}_x = \bar{E}_a \cosh \bar{\gamma}x + \bar{Z}_0 \sinh \bar{\gamma}x$$

$$\bar{I}_x = \bar{I}_a \cosh \bar{\gamma}x + \frac{1}{\bar{Z}_0} \sinh \bar{\gamma}x$$

1.3.2 Linea come doppio bipolo

Una linea può essere vista come un doppio bipolo passivo ad elementi lineari (vedi figura 1.2) poiché caratterizzati dalle stesse equazioni.

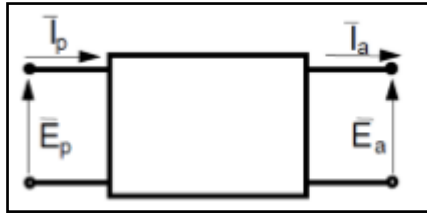


Fig. 1.2 Linea come doppio bipolo

Per un doppio bipolo si può scrivere:

$$\bar{E}_p = \bar{A} \bar{E}_a + \bar{B} \bar{I}_a;$$

$$\bar{I}_p = \bar{C} \bar{E}_a + \bar{D} \bar{I}_a$$

dove:

- $\bar{A} = \bar{D} = \cosh \bar{\gamma}L$ rappresenta il rapporto tra la tensione in partenza e quella in arrivo della linea nel funzionamento a vuoto. È un numero adimensionale e può essere espresso in forma esponenziale come $Ae^{j\alpha_A}$;
- $\bar{B} = \bar{Z}_0 \sinh \bar{\gamma}L$ rappresenta il rapporto tra la tensione in partenza e la corrente in arrivo della linea in corto circuito. Ha le dimensioni di un'impedenza e in forma esponenziale può essere espresso come $Be^{j\beta_B}$.
- $\bar{C} = \frac{1}{\bar{Z}_0} \sinh \bar{\gamma}L$ rappresenta il rapporto tra la corrente in partenza e la tensione in arrivo della linea nel funzionamento a vuoto. Ha le dimensioni di un'ammettenza e può essere espressa come $Ce^{j\gamma_C}$.

Grazie alle proprietà del doppio bipolo è possibile rappresentare la linea come un circuito equivalente a T o a π tramite impedenze ed ammettenze (vedi figura 1.3).

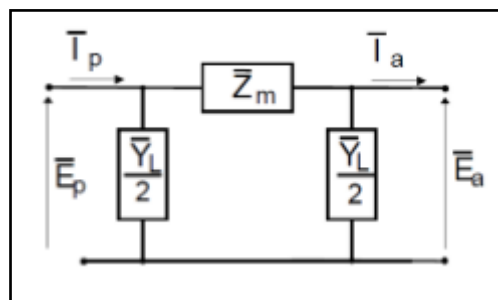


Fig. 1.3 Circuito equivalente a π di una linea

Le impedenze e ammettenze sono definite:

$$\bar{Y}_L = \bar{Y} \frac{\tanh(\frac{\bar{Y}L}{2})}{\frac{\bar{Y}L}{2}}; \quad \bar{Z}_M = \bar{Z} \frac{\sinh(\bar{Y}L)}{\bar{Y}L}$$

1.3.3 Potenza attiva e reattiva

Partendo dalla definizione della potenza apparente in arrivo ad una linea, definendo θ angolo elettrico della linea (differenza di fase tra la tensione in partenza e in arrivo) e sfruttando le equazioni del doppio bipolo, è possibile ricavare le equazioni delle potenze attive e reattive alle estremità delle linee:

$$P_a = 3 \frac{E_a E_p}{B} \cos(\beta_b - \theta) - 3E_a^2 \frac{A}{B} \cos(\beta_b - \alpha_a)$$

$$Q_a = 3 \frac{E_a E_p}{B} \sin(\beta_b - \theta) - 3E_a^2 \frac{A}{B} \sin(\beta_b - \alpha_a)$$

$$P_p = -3 \frac{E_a E_p}{B} \cos(\beta_b - \theta) + 3E_p^2 \frac{A}{B} \cos(\beta_b - \alpha_a)$$

$$Q_p = -3 \frac{E_a E_p}{B} \sin(\beta_b - \theta) + 3E_p^2 \frac{A}{B} \sin(\beta_b - \alpha_a)$$

Le linee di AT sono caratterizzate da una bassa resistenza longitudinale tant'è che non si commettono errori trascurandola rispetto alla reattanza longitudinale. Se la linea oltre ad essere priva di perdite è anche priva delle capacità trasversali ($\alpha_A = 0; A = 1; \beta_B = \frac{\pi}{2}; B = X$) (ipotesi di linea corta) le equazioni diventano:

$$P_a = P_p = 3 \frac{E_a E_p}{X} \sin\theta;$$

$$Q_a = 3 \frac{E_a}{X} (E_p \cos\theta - E_a);$$

$$Q_p = 3 \frac{E_p}{X} (E_p - E_a \cos\theta);$$

Essendo θ un angolo piccolo (10° - 20°), $\sin\theta$ varierà molto in funzione dell'angolo mentre $\cos\theta$ varierà poco. Di conseguenza il transito di potenza attiva è essenzialmente legato alla differenza di fase tra le tensioni in arrivo

e in partenza della linea mentre il transito di potenza reattiva è legato ai moduli delle tensioni. Si deduce quindi che a regolare e mantenere stabile la tensione nei vari nodi della rete è la potenza reattiva.

In una linea di MT il contributo della resistenza rispetto alla reattanza longitudinale è molto maggiore e non può essere trascurata. Ciò porta ad avere β_B piccolo e una situazione duale a quella presentata nelle linee AT.

1.4 Regolazione primaria

I primi dispositivi ad occuparsi della regolazione di tensione sono i gruppi di produzione in cui è possibile variare la produzione o l'assorbimento di potenza reattiva agendo sul sistema di eccitazione.

Tale compito è affidato al *Regolatore Automatico di Tensione (RAT)* che fa sì che la tensione in uscita ai morsetti della macchina o nel punto di consegna sia, istante per istante, uguale ad un valore di riferimento (V_{rif}).

L'alternatore deve essere in grado di soddisfare le richieste di potenza attiva e reattiva compatibilmente con i suoi limiti di corretto funzionamento sia a regime che in transitorio. Tale limite è espresso dalle curve di capability che, oltre ad essere impiegate per la ripartizione del carico e per la regolazione di tensione, vengono utilizzate anche nella regolazione della frequenza.

Le curve di capability tipiche di un alternatore sono mostrate in figura 1.4. I limiti sono identificabili in:

- limiti di statore: è un limite termico e corrisponde alla massima corrente erogabile dagli avvolgimenti di statore;
- limite di rotore: è un limite termico e corrisponde alla massima corrente che può scorrere negli avvolgimenti di eccitazione;
- limite di stabilità: tale limite serve a garantire la stabilità della macchina quando $\delta \cong \pi/2$ e la potenza reattiva è assorbita dal generatore. Equivale ad un limite sulla massima potenza attiva e reattiva che la macchina può erogare nelle condizioni appena citate (limite di funzionamento in sottoeccitazione);

- limite di turbina: tipico di una turbina di un gruppo a vapore. Non potendo essere sovraccaricata dovrà essere inserito un limite sulla massima potenza attiva erogabile;
- limite di minimo tecnico: è un altro limite tipo dei gruppi a vapore che necessita di una potenza attiva minima da erogare per garantire un corretto funzionamento.

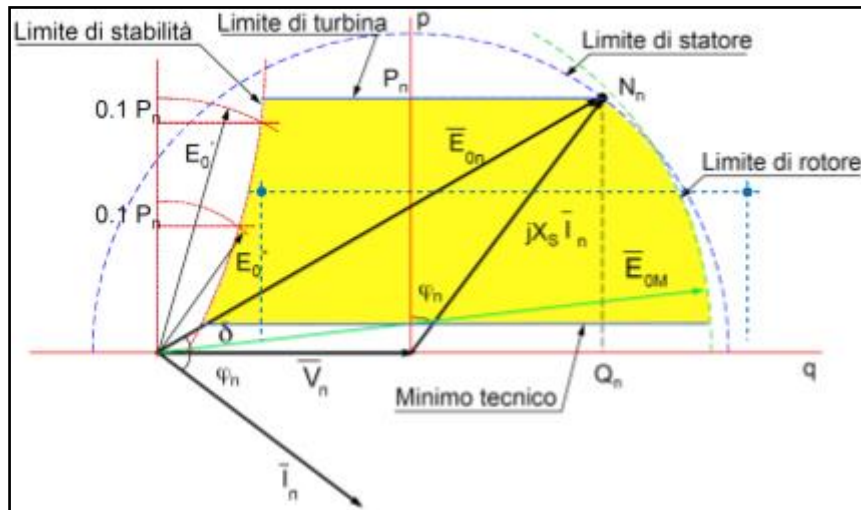


Fig. 1.4 Curva di capacità tipica di un generatore sincrono

La *Regolazione primaria di tensione* è il livello più basso di regolazione ed è di tipo locale. La fornitura di tale servizio è richiesta ai gruppi con potenza nominale superiore a 10 MVA.

I gruppi di potenza inferiore potranno operare indifferentemente, potranno partecipare alla regolazione di tensione o alla regolazione del fattore di potenza nel punto di consegna in funzione del valore di tensione a cui sono connessi. Sarà il Gestore di Rete a comunicare il tipo di funzionamento.

Per consentire la regolazione di tensione, il valore di riferimento di tensione V_{rif} viene imposto sul RAT sotto indicazione del gestore e tipicamente cambia a seconda che ci si trovi nel funzionamento diurno o notturno. Durante il funzionamento notturno, a causa del poco carico collegato in rete, le linee si trovano sotto-caricate e tendono a comportarsi come dei condensatori ovvero è come se erogassero potenza reattiva capacitiva. La tensione ai nodi tende ad essere maggiore di 1 pu (effetto Ferranti). Durante il funzionamento diurno sono invece sovraccaricate a seguito dei molti

carichi connessi e la potenza reattiva è di tipo induttivo. In tal caso la tensione ai nodi tende ad essere inferiore ad 1pu.

Talvolta il RAT utilizza altri segnali oltre a V_{rif} tra cui:

- un segnale di *compound* proporzionale alla potenza reattiva erogata che ha il compito di compensare le cadute a valle dei morsetti di macchina, come se cercasse di regolare la tensione in un punto lontano;
- un segnale proveniente dal dispositivo PSS (*Power system stabilizer*) che ha lo scopo di smorzare le oscillazioni elettromeccaniche durante i transitori;
- segnali provenienti dai limitatori di sovra e sotto eccitazione.

Tutti i parametri del regolatore e dei segnali ausiliari sono scelti dal gestore e comunicati ai produttori.

1.5 Regolazione Secondaria

La *Regolazione secondaria di tensione* è una regolazione di tipo centralizzata ad aree e consiste nella regolazione di tensione di alcune stazioni cruciali all'interno del sistema elettrico, dette *nodi pilota*. Questa regolazione avviene in maniera più lenta rispetto a quella primaria ed è svolta da un *Regolatore Regionale di Tensione* (RRT) che controlla più nodi pilota e alcune stazioni prossime a ciascuno di essi agendo sui riferimenti dei regolatori dei gruppi di produzione.

Gli impianti della rete che partecipano alla regolazione secondaria devono essere in grado di variare la produzione di potenza reattiva in modo automatico a fronte del segnale proveniente dal regolatore automatico.

I nodi pilota necessitano di sistemi di misura con un'accurata precisione.

Nello specifico vengono richieste le seguenti prestazioni:

- riduttore di tensione di classe 0.2;
- convertitore di misura di classe ± 0.06 .

Per regolare la tensione del nodo pilota il RRT potrà agire sui dispositivi presenti nelle stazioni e sulle centrali.

Per quanto concerne le stazioni potrà agire su:

- variatore di rapporto sotto carico;
- banchi di condensatori di rifasamento;
- reattanze trasversali;
- Static Var Compensator.

Per quanto riguarda invece le centrali, il RRT ripartisce il carico reattivo in proporzione alla loro massima potenza reattiva erogabile. La potenza reattiva massima, in erogazione o in assorbimento, di ciascun gruppo sarà letta dalle curve di capability in funzione della potenza attiva erogata in quel momento. Per realizzare ciò calcola un livello Q_{rif} espresso in percentuale e lo trasmette, tramite una telemisura, a tutte le centrali dell'area interessata dal nodo pilota in questione. Se per esempio Q_{rif} è pari a +25%, ciascun gruppo erogherà una potenza reattiva pari al 25% della potenza reattiva massima erogabile.

L'attuazione di tale regolazione è relegata al *Sistema Autonomo per la Regolazione della Potenza Reattiva e della Tensione (SART)*, di cui ogni centrale dovrà essere dotata. Per far erogare alla centrale la potenza reattiva, una volta ricevuta dalla telemisura, il SART modificherà in modo opportuno la V_{rif} dei RAT. Questo tipo di funzionamento è detto *funzionamento in teleregolazione*.

Il SART deve anche essere in grado di elaborare localmente il riferimento Q_{rif} (nel caso in cui ad esempio vi sia mancanza del telesegnale) e attuarlo con il contributo dei gruppi in servizio. Si parla di *funzionamento in locale*. Il passaggio in locale può anche avvenire tramite comando impartito dall'operatore di centrale o a seguito di un'anomalia nel segnale Q_{rif} : ogni telemisura, prima di essere attuata, dovrà essere sottoposta ad un test di verosimiglianza. In caso di anomalie il funzionamento passerà quindi in locale.

Ricapitolando, il SART dovrà essere in grado di funzionare sia a distanza tramite teleregolazione del segnale di riferimento proveniente dal RRT, sia

in locale tramite elaborazione in loco di Qrif. Una modalità di funzionamento esclude l'altra e il passaggio deve avvenire senza dar luogo a transitori inaccettabili per i gruppi o per la rete.

Inoltre, ogniqualvolta su di un gruppo di produzione si verifica una delle condizioni riportate di seguito, il singolo gruppo verrà escluso dal controllo del SART per tutto il tempo in cui perdura la condizione. Le condizioni che portano all'esclusione sono:

- il SART ha richiesto una tensione ai morsetti del gruppo di valore superiore al massimo ammissibile o inferiore al minimo;
- l'interruttore di gruppo è aperto;
- il regolatore di tensione di gruppo si trova in "comando manuale";
- è presente un'anomalia nel SART.

Durante l'esclusione, opportunamente segnalata, il gruppo è asservito solamente al proprio regolatore di tensione. Il reinserimento sotto controllo del SART può avvenire soltanto per mano dell'operatore di centrale e soltanto quando è nota la causa che ha portato all'esclusione.

1.6 Regolazione Terziaria

La *Regolazione Terziaria*. è una regolazione di tipo centralizzata che richiede la conoscenza dello stato di tutta la rete ed ha l'obiettivo di generare un profilo di tensioni di riferimento che la regolazione secondaria deve mantenere fisso. Ha in pratica lo scopo di coordinare i RRT stabilendo il valore di riferimento di ciascun nodo pilota ed è svolta da un *Regolatore Nazionale di Tensione* (RNT) presso la sede centrale di Terna.

1.7 Trasformatori con variatore di rapporto sotto carico

Consiste nella variazione del rapporto di trasformazione del trasformatore tramite il variatore sotto carico¹. Si fa riferimento a

¹ I trasformatori di grande potenza che collegano reti di alta tensione o che svolgono un

trasformatori (spesso vengono utilizzati autotrasformatori) tra la rete 380-220kV e quella 150-132kV.

Tipicamente è richiesto di poter variare la tensione secondaria entro un range $V_n \pm 10\% V_n$ tramite 11 posizioni selezionabili tramite il variatore (da -5 a +5 dove 0 corrisponderà alla tensione nominale). I variatori sotto carico possono essere controllati da:

- manovre eseguite in loco dal proprietario dell'impianto secondo direttive del gestore della rete;
- asservimento ad un regolatore automatico di tensione;
- manovre eseguite dal RRT tramite telecontrollo.

Uno stesso variatore può essere controllato in più modi ma ciascun metodo di controllo esclude gli altri al fine di evitare conflitti.

1.8 Rifasamento

La regolazione della tensione può essere eseguita anche mediante rifasamento. Ciò consente di ridurre il carico di potenza reattiva che la linea deve trasportare e che le centrali devono erogare/assorbire.

Il rifasamento lo si realizza erogando potenza reattiva tramite condensatori o reattanze al fine di compensare il $\cos\phi$.

Per quanto riguarda i condensatori, la potenza reattiva fornita è pari a:

$$Q_C = \omega CV^2$$

dove V rappresenta la tensione concatenata.

La capacità da fornire può essere regolata a gradini tramite il frazionamento in più parti dell'intero banco di condensatori. Nonostante la scarsa flessibilità (intervento discontinuo), l'economicità fa sì che questo mezzo sia molto utilizzato. I condensatori, più che un mezzo per la regolazione della tensione vero e proprio, possono essere considerati come un mezzo per la generazione di potenza reattiva

Per quanto concerne le reattanze di compensazione trasversali (reattanze shunt), la potenza fornita si può esprimere come:

$$Q_L = \frac{V^2}{\omega L}$$

Questo tipo di sorgente è utile soprattutto nelle linee di alta tensione quando il carico è basso e quando devono essere energizzate. In tali situazioni le linee si comportano come condensatori e generano potenza reattiva che non può essere assorbita dai carichi. L'idea è quella di compensare l'effetto capacitivo tramite l'installazione di reattanze in derivazione. Anche in questo caso, come accade per i condensatori, la reattanza totale installata è suddivisa in più unità potendo così variare la potenza in base alla necessità. Sia i condensatori che i reattori sono comunque elementi passivi che non consentono una rapida regolazione della tensione.

Le modalità di controllo possibili sono le seguenti:

- manovra da parte del proprietario dell'impianto sotto indicazione del gestore;
- controllo svolto dal RRT tramite telecontrollo.

Il rifasamento assume una notevole importanza quando le linee sono molto lunghe. Facendo riferimento per esempio ad un impianto di produzione eolica connesso alla rete di distribuzione può succedere che il sito di produzione si trovi a svariati chilometri dalla prima cabina utile. È inevitabile uno sfasamento lungo la linea a seguito delle perdite: occorre in questi casi fare attenzione e adottare provvedimenti per un corretto rifasamento.

1.9 Altri mezzi per generare o assorbire potenza reattiva

Oltre ai mezzi già citati e discussi precedentemente, vi sono altri mezzi che possono essere introdotti negli impianti elettrici al fine di contribuire alla richiesta di potenza reattiva.

I primi sono i *compensatori sincroni*, vere e proprie macchine sincrone che non contribuiscono alla generazione di potenza attiva poiché non vengono calettate a nessuna turbina o motore primo. Tipicamente sono a poli salienti

(6÷8 poli) e sono progettate per funzionare stabilmente in sotto-eccitazione assorbendo una potenza reattiva pari a circa il 75% della nominale.

La potenza reattiva può essere espressa come:

$$Q_c = 3EI = 3E \frac{E_0 - E}{X_d}$$

dove X_d rappresenta la reattanza sincrona, I la corrente, E la tensione ai morsetti della macchina ed E_0 la fem a vuoto indotta dal flusso di induttore.

Lo svantaggio di tale soluzione è senza dubbio il costo. Per queste ragioni vengono utilizzate solamente nei nodi importanti della rete di trasmissione.

L'ultima categoria riguarda i *compensatori statici*. Rientrano in questa categoria quei dispositivi in grado di produrre o assorbire potenza reattiva modulabile con estrema rapidità. Sono quindi adatti ad effettuare una vera e propria regolazione della tensione e sono costituiti, oltre che da reattanze e condensatori, anche da tiristori, trasformatori e filtri armonici a seconda della soluzione circuitale adottata.

Gli schemi più utilizzati sono i seguenti:

- Banchi di condensatori suddivisi in molte sezioni, inseribili e disinseribili tramite interruttori a tiristori;
- Reattanze shunt suddivise in molte unità di piccola potenza il cui assorbimento di potenza reattiva è regolato con continuità tramite tiristori;
- Una combinazione dei due schemi precedenti: banchi di condensatori inseribili tramite interruttori in parallelo a reattanze;
- Reattanze autosaturabili al variare della tensione combinate con banchi di condensatori e con circuiti filtranti.

In tutti gli schemi un ruolo importante è svolto dai tiristori, interruttori in grado di intervenire con grande rapidità.

1.10 Contributo degli impianti eolici alla regolazione di tensione

Gli impianti eolici, a causa della fonte primaria che li alimenta, non partecipano direttamente alla regolazione di tensione, come avviene invece per le centrali a combustibile fossile, ma viene chiesto comunque un contributo indiretto a suddetta regolazione.

I gestori di impianti eolici dovranno garantire che il fattore di potenza rimanga all'interno di valori stabiliti con il gestore. Di norma viene richiesto che il fattore di potenza nel punto di consegna sia pari ad 1. Inoltre ogni aerogeneratore deve essere in grado di regolare il proprio fattore di potenza almeno tra 0.95 in ritardo e 0.95 in anticipo.

Un altro servizio che viene richiesto agli impianti eolici da parte del Gestore della Rete è quello che riguarda l'insensibilità agli abbassamenti di tensione. A fronte di un guasto esterno nella rete, come ad esempio un corto circuito, è inevitabile un abbassamento della tensione.

Per ottemperare all'insensibilità agli abbassamenti di tensione la centrale eolica non deve immediatamente distaccarsi dalla rete ma deve essere in grado di mantenere la connessione se la profondità dell'abbassamento e la durata non sono troppo ingenti. Disconnettere un parco eolico, specie se di grande potenza, troppo presto dalla rete potrebbe portare ad effetti negativi. Il tempo di intervento delle protezioni della centrale per guasto esterno dovrà pertanto essere maggiore del tempo di eliminazione dei guasti in rete auspicando una corretta eliminazione. Le coppie di valori di tensione e tempo per le quali è ammesso il distacco sono riportate in figura 1.5.

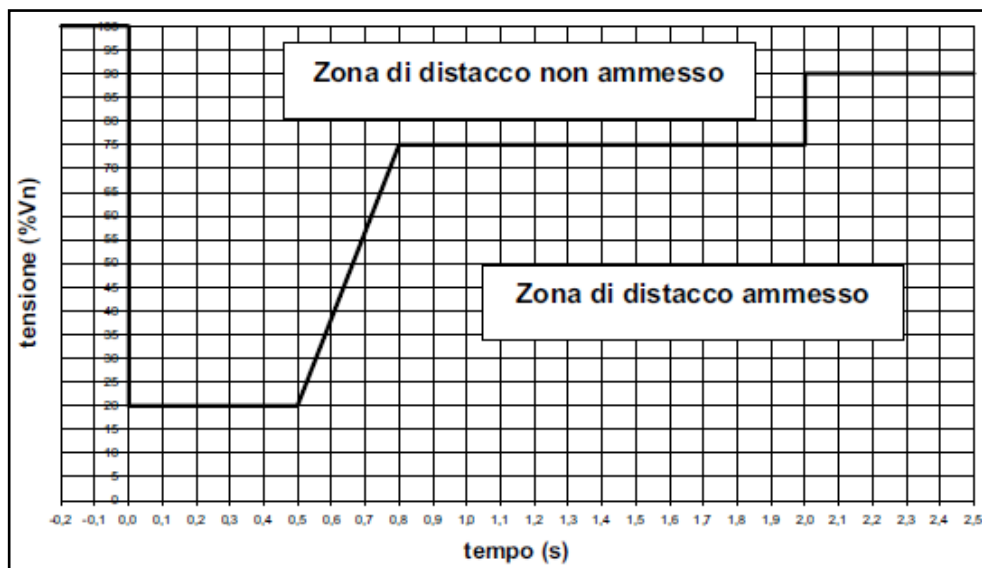


Fig. 1.5 Punti tensione-tempo in cui la centrale deve rimanere connessa alla rete a fronte di un abbassamento di tensione

Durante il tempo di eliminazione del guasto è comunque consentita una riduzione della potenza efficiente immessa in rete dalla centrale. Al ristabilirsi delle normali condizioni la potenza efficiente dovrà tornare prossima al valore nominale in relazione alle condizioni del vento.

Le normative riguardo il *Low Voltage Ride Through* sono differenti da ogni paese.

Ogni sistema elettrico è caratterizzato da una propria struttura e da un proprio comportamento che è funzione della configurazione della rete: i livelli di tensione nelle linee, le correnti di cortocircuito, i margini di stabilità nei transitori, la selettività delle protezioni, la gestione dei servizi di rete (regolazione della tensione e della frequenza) e tanto altro saranno diversi da paese a paese. Basti pensare come in Italia, per esempio, il massimo voltaggio nominale delle linee di trasmissione in AC è 400 kV mentre in Kazakistan è presente una linea da ben 1150 kV. Inoltre ancora nel nostro territorio, per via della struttura geografica, le linee non sono più lunghe di alcune centinaia di chilometri (il record appartiene al cavo sottomarino in DC chiamato SAPEI che collega Sardegna e Lazio di 420 km) mentre in Cina la linea Xianjiaba-Shanghai raggiunge i ben 2000 km.

Per la determinazione del profilo del *Low Voltage Ride Through*, è determinante la rapidità con la quale vengono estinti i guasti in rete e con la

capacità della rete di ripristinare il corretto valore di tensione che dipenderanno da tutte quelle caratteristiche sopra citate. I profili di alcuni importanti paesi sono mostrati in figura 1.6.

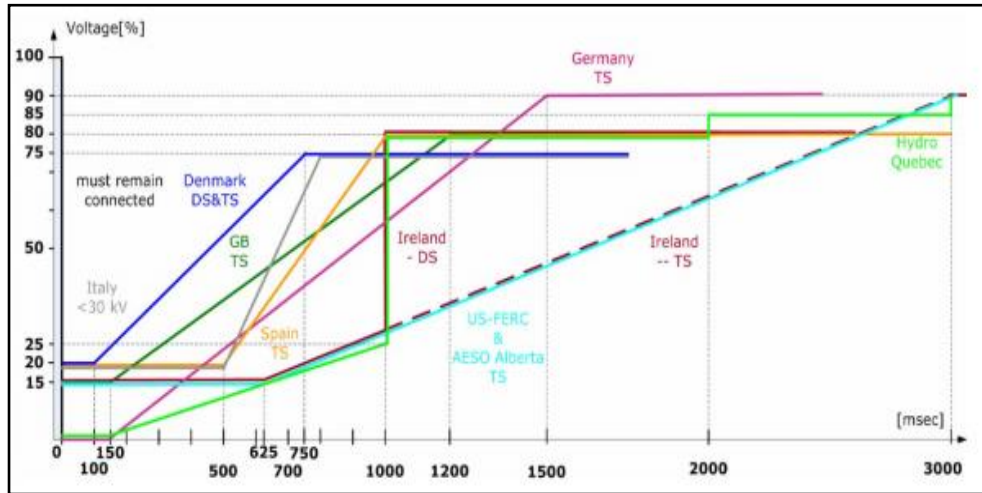


Figura 1.6 Low Voltage Ride Through vigenti in diversi paesi

Si può notare come in Danimarca il sistema elettrico sia il meno esigente tant'è che i sistemi eolici non devono sopportare transitori molto ingenti. In Germania invece è richiesta la connessione alla rete anche in caso di assenza della tensione per un tempo massimo di 150 ms così come nel sistema elettrico canadese.

2 REGOLAZIONE DELLA FREQUENZA

2.1 Aspetti Generali

Un secondo servizio di rete fornito da Terna per esercire in sicurezza il sistema elettrico e garantire un livello adeguato alla qualità del servizio è la regolazione della frequenza. In un sistema elettrico per l'energia il mantenimento della frequenza attorno al valore nominale è legato alle potenze attive in gioco ed è di fondamentale importanza per il corretto funzionamento di tutte le utenze che assorbono potenze non lineari con la velocità angolare (pompe, ventilatori, motori asincroni ecc..) e delle centrali. Ogni squilibrio tra generazione e carico in potenza crea un transitorio che porta ad una variazione dell'energia cinetica posseduta dai rotori dei generatori e ad una conseguente variazione di frequenza in rete rispetto al valore nominale: ad esempio, partendo da una situazione di regime alla frequenza nominale, la messa fuori servizio di una centrale o l'aumento di un carico instaura un transitorio che porta ad una riduzione di f mentre il distacco di un carico o un aumento di produzione causa un aumento. Si deduce quindi anche che la variazione di potenza immessa in rete causata dall'aleatorietà di fonti rinnovabili come eolico e fotovoltaico è continuamente da compensare tramite centrali elettriche programmabili. In Italia, Terna definisce le condizioni di esercizio per il sistema elettrico nella seguente maniera:

- normali o di allarme se la frequenza di rete è contenuta nell'intervallo tra ± 100 mHz rispetto il valore nominale (49.9÷51.1 Hz);²

² Per quanto riguarda la Sardegna e la Sicilia, quest'ultima quando disconnessa dal continente, il sistema elettrico è esercito in condizioni normale quando la frequenza è compresa tra 49.5 Hz e 50.5Hz.

- condizioni di emergenza o di ripristino se è contenuta invece tra 47.5 Hz e 51.5 Hz.

Il servizio di regolazione della frequenza è affidato in prima battuta alla *Regolazione Primaria* che è diretta a limitare le variazioni di frequenza dovute a sbilanciamenti tra produzione e carico. La regolazione primaria di frequenza è caratterizzata da una banda di regolazione che rappresenta il campo di variazione della potenza attiva entro la quale i regolatori di velocità dei gruppi possono intervenire. A termine di tale regolazione (tempistiche dell'ordine dei secondi) il sistema elettrico si trova ad operare in una nuova condizione di regime con una frequenza differente da quella nominale. È necessaria pertanto una seconda regolazione che riporti il valore nominale andando a ripristinare i flussi di potenza variati durante la regolazione primaria.

La *Regolazione Secondaria* agisce successivamente a quella primaria con tempi più lenti, dell'ordine dei minuti.

Di fondamentale importanza è una corretta programmazione della potenza attiva, ovvero l'insieme delle attività che consentono di assicurare la copertura ottimale, con prefissati livelli di rischio e di qualità, del fabbisogno di un'area del sistema elettrico. La programmazione è tanto più efficiente tanto più sono note le caratteristiche tecniche degli impianti.

Durante la trattazione che segue verrà assunta l'ipotesi di rete rigida ovvero si assumerà che la variazione di frequenza sia la medesima su tutta la rete come se tutti i generatori fossero calettati al medesimo albero.

2.2 Regolazione Primaria

Ogniquale volta non vi è un equilibrio tra potenza attiva prodotta dalle centrali elettriche e potenza assorbita dai carichi si crea un transitorio in frequenza. L'equilibrio di potenze si traduce nell'uguaglianza tra la coppia meccanica fornita dal motore primo che equivarrà ad una coppia motrice e la coppia elettromagnetica che invece fungerà da coppia resistente. La differenza di energia tra le coppie viene assorbita o rilasciata dal rotore che

quindi tenderà rispettivamente ad aumentare o ridurre la propria velocità angolare. Ad una variazione della velocità di rotazione del rotore corrisponde un'analogha variazione della frequenza in rete.

Alla Regolazione Primaria che, come detto, ha l'obiettivo di contenere la variazione di frequenza compensando questo squilibrio di potenza attiva, partecipano obbligatoriamente tutte le Unità di Produzione (UP) con potenza efficiente non inferiore a 10 MW ad eccezione di quelle alimentate da fonti rinnovabili non programmabili³. Ogni UP deve essere dotata di un regolatore di velocità che, agendo sulla valvola del distributore, garantisce un funzionamento stabile sia nell'esercizio in parallelo con la rete sia in caso di rete isolata. Ad ogni variazione di frequenza $\pm\Delta f$ in rete ne consegue una variazione $\mp\Delta P$ della potenza erogata dal generatore secondo la caratteristica potenza-frequenza $\Delta P = -K\cdot\Delta f$ del regolatore a regime rappresentata in figura 2.1.

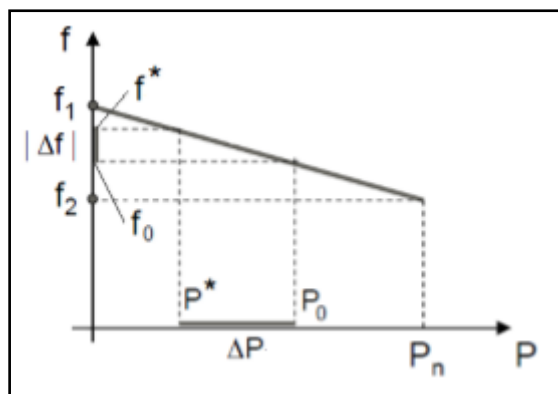


Fig. 2.1 Caratteristica statica del regolatore di velocità

Sempre considerando la figura sopra riportata si può notare come, partendo dai valori nominali (P^*, f^*) e supponendo una richiesta di aumento di potenza dei carichi, si ottiene una riduzione Δf di frequenza fino a f_0 . A questa riduzione corrisponde un aumento di potenza attiva erogata dalle centrali pari a ΔP passando da P^* a P_0 . Analogamente, in caso di riduzione

³ Ricadono in tale categoria tutti gli impianti alimentati a: energia solare, eolica, maremotrice, da moto ondoso, da biogas da energia geotermica o da energia idraulica quando questa proviene da acqua fluente. Sono esenti dalla regolazione primaria anche le unità idroelettriche, non ad acqua fluente, quando improvvise condizioni idrologiche impongono l'utilizzo della massima potenza degli impianti per motivi di sicurezza idrogeologica.

della domanda di potenza attiva corrisponde un aumento della frequenza ed una riduzione della potenza attiva generata dalle centrali.

Il termine K , definito *Energia Regolante*, è una potenza per un tempo e rappresenta la variazione di potenza fornita dall'unità di produzione per una variazione di 1 Hz. Si definisce invece *statismo* il rapporto:

$$\sigma = \frac{f_1 - f_2}{f_0} 100$$

ed è tipicamente compreso tra (4÷8)%. Lo statismo rappresenta la pendenza della caratteristica di figura 2.1.

Riferendo lo statismo alla frequenza nominale si può arrivare a scrivere la seguente espressione:

$$K = \frac{P_n}{\sigma f_0}$$

Per rendere più chiara l'idea di ciò che sta avvenendo avvaliamoci di una rappresentazione grafica e supponiamo vi siano 3 centrali equipaggiate con regolatore dotato di statismo⁴. La situazione è esplicitata in figura 2.2 in cui le centrali erogano una potenza complessiva $P_u = P_1 + P_2 + P_3$ pari a quella richiesta dai carichi.

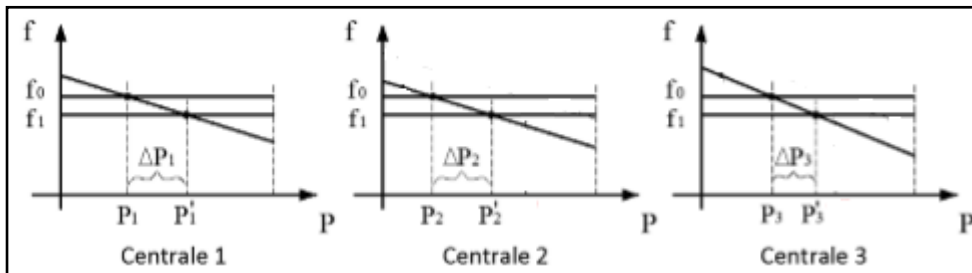


Fig. 2.2 Assetto delle centrali a regolazione primaria avvenuta

Supponiamo ora un aumento ΔP della potenza richiesta. La conseguenza sarà una riduzione della frequenza dal valore nominale f_0 a f_1 (il Δf è lo stesso per tutte le centrali data l'ipotesi di rete rigida). Tutte le centrali addette alla regolazione primaria interverranno ed ogni regolatore erogherà una potenza proporzionale alla propria energia regolante (inversamente proporzionale allo statismo). Più σ è piccolo, più sarà il contributo fornito

⁴

dalla centrale. Le centrali erogheranno, a regolazione terminata, le nuove potenze:

$$P'_1 = P_1 + \Delta P_1; \quad P'_2 = P_2 + \Delta P_2; \quad P'_3 = P_3 + \Delta P_3$$

dove:

$$\Delta P_1 = -K_1 \Delta f; \quad \Delta P_2 = -K_2 \Delta f; \quad \Delta P_3 = -K_3 \Delta f$$

e quindi:

$$\Delta P = \Delta P_1 + \Delta P_2 + \Delta P_3 = -(K_1 + K_2 + K_3) \Delta f$$

In questo modo si è raggiunta una condizione di equilibrio per quanto riguarda le potenze ma ad una frequenza diversa da quella nominale. Analoga la trattazione per un ΔP negativo.

I regolatori di velocità delle UP, secondo le norme di Terna, devono rispettare le seguenti caratteristiche:

- precisione del controllo di velocità superiore allo 0,02% in tutte le condizioni di funzionamento;
- capacità di far funzionare l'UP in modo stabile a tempo indefinito per qualsiasi statismo impostabile tra 2% e 8% , per qualsiasi frequenza compresa tra 47.5 e 51.5 Hz e con qualsiasi carico compreso tra il minimo e il massimo. Lo statismo viene comunque concordato con il Gestore della Rete;
- insensibilità del regolatore non superiore a ± 10 mHz dove con insensibilità del regolatore si intende quel range di frequenza in cui il regolatore non interviene a causa dei propri limiti di funzionamento.

Affinché le unità di produzione riescano effettivamente a partecipare in modo efficiente alla regolazione primaria devono disporre di un margine di potenza, detta *Riserva Primaria*. Per le normative Terna la riserva di potenza attiva delle UP deve essere non inferiore a 1,5% della potenza efficiente (P_{eff}) quando la potenza erogata è pari al minimo o massimo erogabile (figura 2.3). L'unità di produzione deve pertanto essere esercitata nel campo di funzionamento ammissibile definito da:

- $P_{max} = P_{max\text{erogabile}} - 1.5\% P_{eff}$;

- $P_{\min} = P_{MT} + 1.5\% P_{\text{eff}}$

dove P_{MT} rappresenta la potenza di minimo tecnico.

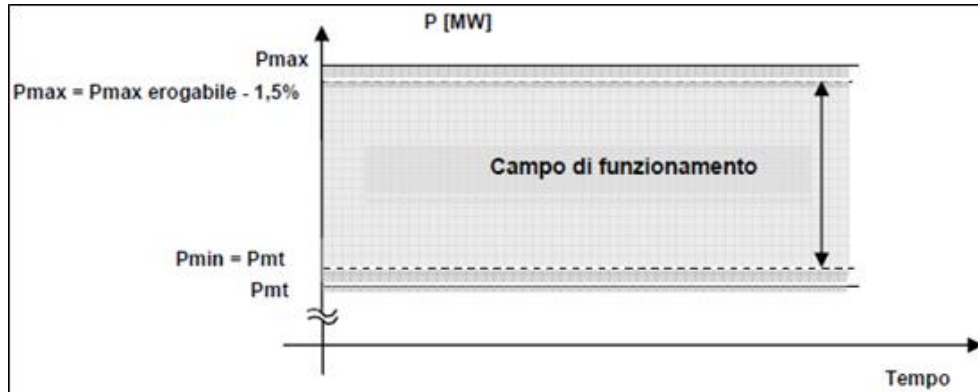


Fig. 2.3 Campo di funzionamento e riserva di potenza attiva in una UP non situata su isola

Per quanto riguarda invece il sistema elettrico della Sardegna e della Sicilia (per quest'ultima solo nei periodi in cui non vi è interconnessione con il continente), ogni UP deve essere in grado di fornire una riserva primaria di potenza attiva non inferiore al 10% della P_{eff} . Di conseguenza l'UP nel normale funzionamento potrà essere esercita con una potenza massima pari al 90% di P_{eff} (vedi figura 2.4).

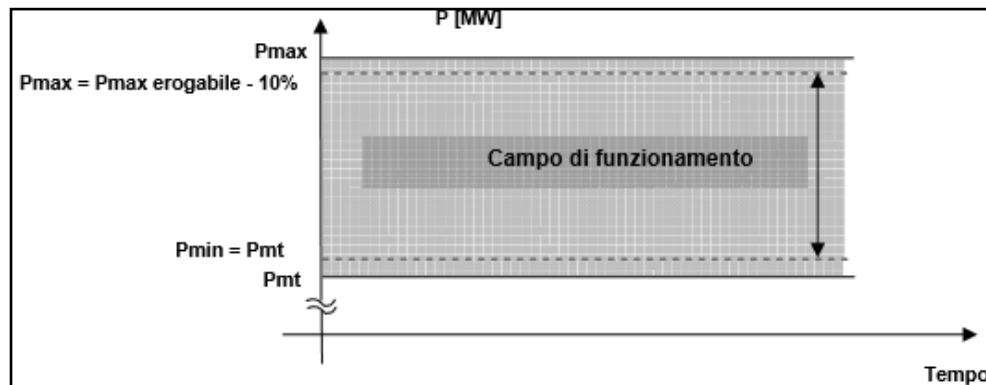


Fig. 2.4 Campo di funzionamento e riserva di potenza attiva in una UP che si trova in un sistema in isola

La riserva primaria deve essere distribuita più uniformemente possibile lungo tutto il territorio in modo che la regolazione sia totalmente indipendente dall'ubicazione del disturbo.

L'insieme delle riserve delle singole UP rappresenta la riserva primaria del Sistema Elettrico Nazionale.

Secondo le normative Terna, quando la rete di trova a funzionare in condizioni normali di esercizio, ogni UP che partecipa alla regolazione primaria deve essere in grado di fornire una parte della banda di riserva primaria pari a ΔP in funzione della variazione di frequenza e dello statismo impostato nel regolatore. Nell'erogazione della riserva primaria non è consentita nessuna limitazione di ampiezza o di gradiente e devono essere rispettate le seguenti prescrizioni:

- fornire almeno metà del ΔP richiesto entro 15 secondi dall'inizio della variazione di frequenza;
- fornire tutta la variazione di potenza richiesta entro 30 secondi dall'inizio della variazione di frequenza;
- se trascorsi i 30 secondi è ancora presente un Δf , le UP devono continuare ad aumentare o ridurre la potenza in funzione dell'errore di frequenza.

Una volta raggiunta la condizione di regime, le UP devono essere in grado di fornire stabilmente il nuovo valore di potenza per almeno 15 minuti consecutivi salvo ulteriori variazioni di frequenza.

Nel caso in cui invece la rete si trovi in condizioni di emergenza le UP devono fornire tutta la potenza della riserva primaria fino al raggiungimento del minimo tecnico o della massima potenza erogabile con il massimo gradiente tollerabile dalla centrale senza compromettere il corretto funzionamento. Anche in questo caso una volta fornito il ΔP richiesto, le UP devono essere in grado di erogare tale potenza per almeno 15 minuti consecutivamente se non intervengono ulteriori variazioni di frequenza.

2.3 Regolazione Secondaria

La *Regolazione secondaria*, detta *Regolazione Frequenza-Potenza*, interviene in tempi più lunghi della regolazione primaria ed ha l'obiettivo di riportare la frequenza al valore nominale dopo aver raggiunto il bilanciamento di potenza.

Vi sono in genere centrali più “agili” di piccola taglia e centrali più lente ma di maggior potenza. In questa regolazione, oltre a riportare la frequenza al valore nominale, le centrali più agili devono addossarsi il compito di fornire loro tutta la variazione di potenza ΔP mentre le centrali di grossa taglia devono tornare alla loro produzione antecedente la perturbazione in modo da essere pronte ad un nuovo intervento e non partecipando difatti alla regolazione secondaria.

Tornando all’esempio di figura 2.2, supponiamo che la centrale 1 sia quella lenta, mentre le centrali 2 e 3 siano quelle agili. A regolazione secondaria avvenuta la situazione sarà la seguente:

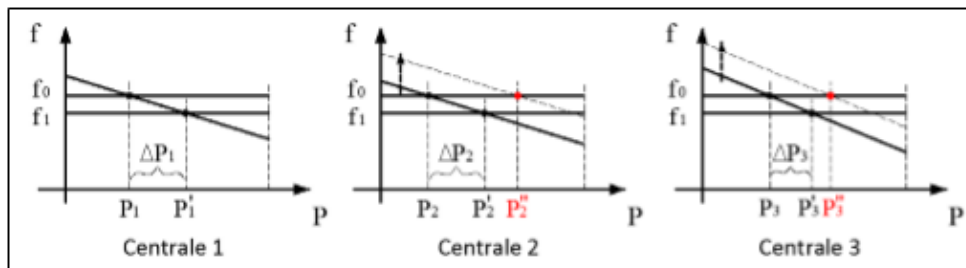


Fig. 2.5 Assetto delle centrali a regolazione secondaria avvenuta

Le centrali 2 e 3 avranno traslato il loro statismo in modo da riportare la frequenza al valore nominale f_0 : la centrale 1 sarà tornata a produrre la potenza P_1 mentre le due centrali agili produrranno le potenze P_2'' e P_3'' dove:

$$\Delta P_1 = (P_2'' - P_2') + (P_3'' - P_3')$$

È immediato osservare come, mentre durante la regolazione primaria i regolatori intervengono in maniera indipendente gli uni dagli altri, durante la regolazione secondaria è necessaria una sincronizzazione tra le centrali che partecipano. Nei primi regolatori era possibile traslare parallelamente a se stessa la caratteristica statica tramite variagiri mentre nei moderni regolatori avviene in maniera elettronica tramite un apposito ingresso nel regolatore di velocità.

In definitiva quindi possono essere evidenziate 3 fasi:

- Una prima fase in cui tutti i gruppi, eccetto quelli dotati di limitatore di carico (impianti alimentati a fonte rinnovabile) intervengono alla

regolazione primaria compensando la variazione di potenza portandosi però ad una frequenza diversa da quella nominale;

- Una seconda fase in cui la regolazione primaria sta terminando e in cui sta incominciando la regolazione secondaria (le due fasi sono parzialmente sovrapposte);
- Una terza fase in cui solo alcune centrali (le più agili) partecipano alla regolazione secondaria e si sobbarcano tutto il ΔP (anche quello inizialmente fornito dalle centrali più lente) riportando la frequenza al valore nominale.

2.4 Regolazione Frequenza-Potenza per reti interconnesse

Onde evitare che la variazione di frequenza dovuta ad una perturbazione di potenza in rete sia troppo ingente, alla regolazione primaria partecipano anche le centrali facente parte di un altro sistema elettrico (ad esempio ubicate in un'altra nazione ma collegate tramite linee di interconnessione tra nazioni) ma comunque sia all'interno di un sistema elettrico connesso sincrono come ad esempio UCTE. Si può quindi presentare la possibilità che, a regolazione primaria avvenuta, siano cambiati i valori di riferimento attraverso le linee di interconnessione a causa della potenza di soccorso fornita dalle altre reti per compensare il disturbo. È auspicabile che tale potenza sia solo provvisoria e che siano le centrali della stessa area in cui è ubicato il disturbo a prendersi carico di ogni regolazione al fine di evitare situazioni economicamente svantaggiose e carichi troppo ingenti per le linee di interconnessione che sono molto lunghe.

Supponiamo di avere 2 reti A e B connesse da una linea priva di perdite per semplicità come rappresentato in figura 2.6. Si definiscono P_i^* le potenze erogate dai generatori, P_u^* le potenze assorbite dai carichi e P_S^* le potenze di scambio a regime da contratto tra le due reti.

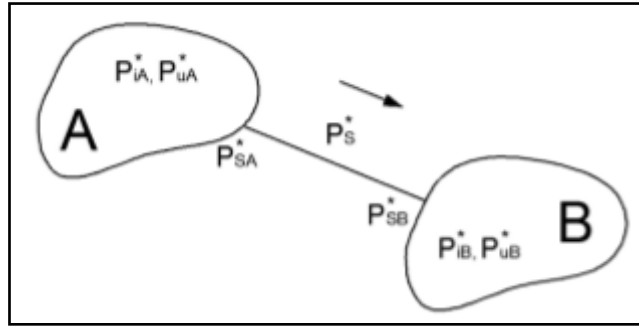


Fig. 2.6 Schema di due reti interconnesse

Supponendo ora un disturbo ΔP_B nella rete B, per effetto della regolazione primaria, vi sarà una potenza di soccorso ΔP_{SA} che fluirà dalla rete A verso B pari a:

$$\Delta P_{SA} = \frac{K_{NA}}{K_N} \Delta P_B$$

dove K_N rappresenta l'energia regolante dell'intera rete mentre K_{NA} quella della sola rete A.

Il compito di annullare questa potenza di soccorso spetta ad un *Regolatore di Rete centralizzato* che, tramite l'elaborazione di un segnale di livello, agisce sui regolatori delle UP disponibili alla regolazione secondaria.

Tramite le equazioni di Darreius⁵ si può definire un *Errore di Rete* ε_R pari a:

$$\varepsilon_R = K_{rS} \Delta f + \Delta P_S$$

in cui K_{rS} rappresenta il coefficiente di partecipazione di una rete. Potrebbe ad esempio rappresentare quello del sistema elettrico dell'Italia attribuito dall'UCTE.

È compito del regolatore di rete, tramite un *Segnale di Livello* L, annullare l'errore andando ad agire sui regolatori delle UP. L è di tipo proporzionale-integrale ed è esprimibile in termini percentuali come:

⁵ Facendo riferimento alle due reti di figura 2.6 e supponendo sempre un disturbo sulla rete B, le equazioni di Darreius sono:
$$\begin{cases} -K_{NA} \Delta f - \Delta P_{SA} = 0 \\ -K_{NB} \Delta f - \Delta P_{SB} = \Delta P_B \end{cases}$$

È possibile ricavare da queste equazioni un criterio molto utile per localizzare la rete nella quale si è verificato il disturbo. Definito $\Delta \Phi_i = -K_{Ni} \Delta f - \Delta P_{Si}$, a regolazione primaria terminata ciascuna rete può calcolare il proprio $\Delta \Phi_i$: se è nullo allora il disturbo avvenuto è esterno alla rete i-esima, contrariamente se è diverso da zero allora è avvenuto nella rete i-esima.

$$L = -\frac{100}{P_D} \left(\beta \cdot \varepsilon_R + \frac{1}{T} \cdot \int \varepsilon_R dt \right) + 50$$

dove P_D è la potenza totale disponibile nella regolazione secondaria e β , T sono parametri impostati da Terna. T ad ogni modo sarà dell'ordine di 50÷100 secondi, nettamente superiori alla durata della regolazione primaria. Quanto avviene in questa regolazione è ben esemplificato in figura 2.7: la potenza scambiata sulla linea di interconnessione con la rete B viene misurata (tramite TA e TV⁶) e confrontata con quella di riferimento. Viene calcolato, mediante lo scostamento della frequenza dal valore nominale, il segnale di livello che andrà ad agire sui generatori a,b,c... della rete A.

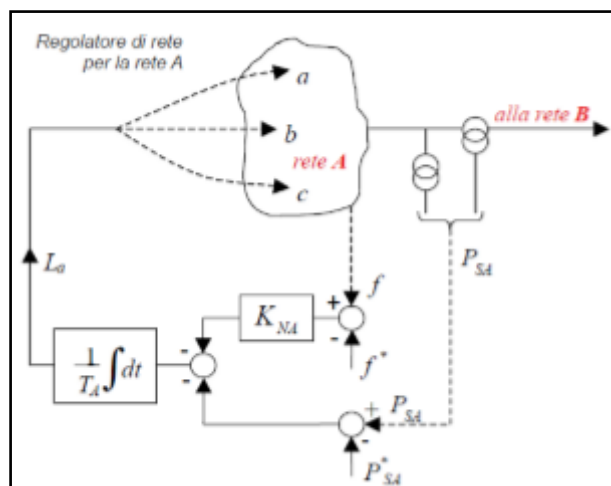


Fig. 2.7 Schema di regolazione del segnale di livello

I requisiti funzionali che i regolatori delle UP partecipanti alla regolazione secondaria devono rispettare sono:

- essere in grado di ricevere e attuare variazioni del segnale di livello variabile tra 0% e 100% riferito alla riserva secondaria disponibile;
- se l'impianto di produzione è formato da più UP, il regolatore deve essere in grado di ripartire la potenza fra tutte le UP.

Le UP che partecipano anche alla regolazione secondaria di frequenza-potenza devono essere dotate di una riserva secondaria di potenza non inferiore a:

⁶ Sono due trasformatori di misura: TA è il trasformatore Amperometrico mentre il TV è il trasformatore voltmetrico

- il maggiore tra ± 10 MW e il $\pm 6\%$ della potenza massima per e unità termoelettriche;
- il $\pm 15\%$ della potenza massima per le unità idroelettriche.

Di conseguenza tali UP devono essere dotate di una riserva totale pari alla somma della riserva primaria e secondaria e devono essere in grado di erogare la riserva secondaria richiesta per un tempo massimo non inferiore a 2 ore.

Il gradiente di variazione di potenza deve essere superiore o uguale alla velocità di variazione del segnale di Livello. Tale velocità viene fornita dal Gestore.

Questo tipo di approccio può essere esteso anche all'interno di uno stesso sistema elettrico suddividendo il territorio in più aree e dotando ciascuna area di un proprio regolatore di area. Sarebbe possibile ottenere in questo modo una regolazione ancor più raffinata.

2.5 Regolazione Terziaria

La regolazione terziaria avviene in tempistiche più lunghe di quella secondaria (svariate decine di minuti) e viene effettuata solo su esplicita richiesta del gestore di rete.

Tipicamente consiste in variazioni del dispacciamento: durante tale regolazione può essere richiesto l'entrata in servizio di unità produttive di riserva o la variazione di potenza prodotta da UP già in funzione allo scopo di realizzare sufficienti margini rispetto alla massima o minima potenza erogabile dalla stessa.

2.6 Regolazione integrale locale di frequenza

A seguito di variazioni della frequenza può avvenire una separazione di una parte di rete e l'instaurarsi di un funzionamento in isola (dettagli ulteriori sono riportati nei paragrafi che seguono). La funzione di regolazione *Integrale Locale di Frequenza* (ILF) ha lo scopo di ripristinare

la frequenza nominale all'interno dell'isola di rete adeguando la potenza prodotta dalle UP dato che non può intervenire la regolazione secondaria centralizzata.

Terna, riguardo alla regolazione ILF, richiede alle UP le seguenti operazioni:

- attivazione per un errore di frequenza maggiore di ± 0.3 Hz;
- inibizione per un errore di frequenza minore di ± 0.1 Hz;
- gradiente di variazione di carico non inferiore a quello dichiarato.

La regolazione ILF è pertanto sostitutiva alla regolazione secondaria e si affianca a quella primaria che deve continuare ad essere attuata in maniera automatica. Le caratteristiche dell'ILF sono analoghe a quelle della regolazione di frequenza ed è un indice di riconoscimento della formazione di un'isola di carico.

Le UP con potenza inferiore ai 10 MW possono essere esentate dal servizio ILF a meno che le condizioni critiche sulla rete non ne richiedano il contributo.

Dopo l'intervento dell'ILF e il rientro della frequenza all'interno del range ± 0.1 Hz rispetto al valore nominale il servizio, come detto, viene disabilitato. Non viene però resettato l'integratore del regolatore di velocità. Questo fa rendere sufficiente una variazione superiore a ± 0.1 Hz per innescare nuovamente nell'immediato l'ILF. Per Terna l'esclusione definitiva può avvenire a seguito di un comando manuale impartito da un operatore quando, su indicazioni dello stesso Gestore, è stato ripristinato il normale funzionamento della rete oppure in automatico dopo 5 minuti che la frequenza è rientrata nel range ± 0.3 Hz.

2.7 Contributo degli impianti eolici alla regolazione di potenza attiva

Gli impianti eolici, come detto, non partecipano alla regolazione di frequenza perché facente parte di impianti a fonte rinnovabile non

programmabile ma devono comunque rispettare alcuni requisiti associabili alla regolazione primaria di frequenza ed in particolare:

- devono essere in grado almeno di non ridurre la potenza attiva immessa in rete in caso di sotto-frequenza;
- devono essere in grado di ridurre la potenza attiva erogata in caso di sovra-frequenza senza disconnettersi dal sistema elettrico.

Sono perciò anch'essi dotati di una caratteristica potenza-frequenza rappresentata in figura 2.8 e il regolatore deve:

- per frequenze comprese tra 47.5 e 50.3 Hz continuare a fornire la potenza efficiente disponibile ed estraibile dalla fonte primaria;
- per frequenze superiori a 50.3 Hz ridurre la potenza immessa in rete con uno statismo compreso tra il 2% e il 5% fino ad una frequenza massima di 51.5 Hz;
- garantire un dimezzamento della potenza disponibile in regolazione entro un tempo massimo di 15s e dell'intera riserva di potenza entro 30s. Il regolatore dovrà anche prevedere una banda morta, ovvero un intervallo di frequenza centrato su quello nominale in cui il regolatore non interviene, tarabile tra 0 e 200 mHz.

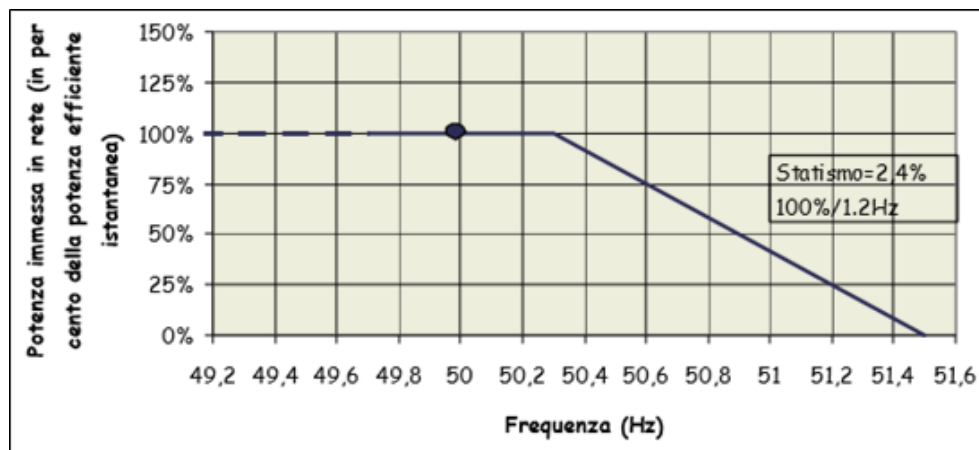


Fig. 2.8 Caratteristica frequenza-potenza di un parco eolico

Per realizzare quanto richiesto, i parchi eolici devono disporre di un regolatore automatico che, all'aumentare della frequenza, distacchi un certo numero di aerogeneratori. Un possibile criterio adottabile è quello proposto in Tabella 2.1 in cui, in base alla definizione di soglie di frequenza, si

distacca un certo numero di aerogeneratori e quindi di potenza immessa in rete.

Aerogeneratori	Taratura	
	Soglia	Ritardo
Potenza distaccata		
25% della Potenza efficiente	50.6 Hz	1.0 s
25% della Potenza efficiente	50.9 Hz	0.8 s
25% della Potenza efficiente	51.2 Hz	0.6 s
25% della Potenza efficiente	51.5 Hz	0.4 s

Tab. 2.1 Possibile soluzione per distacco automatico di aerogeneratori in un parco eolico

Sono richiesti ulteriori servizi ai parchi eolici associati ai flussi di potenza attiva.

Può succedere che il sistema elettrico si trovi in situazioni particolari in cui, al fine di salvaguardare la stabilità del sistema stesso, sia necessario ridurre il contributo di potenza apportato dalla generazione eolica. In particolare i sistemi richiesti sono:

- *sistema di controllo della produzione.* La centrale eolica deve essere dotata di un sistema in grado di ricevere via telematica ordini di dispacciamento provenienti dal Gestore della Rete e che sia in grado di attuarli in maniera automatica modificando la potenza immessa compatibilmente con le caratteristiche dell'impianto;
- *sistema di distacco automatico a distanza.* La centrale deve anche essere in grado di attuare, a fronte di un telesegnale proveniente dal Gestore, il distacco istantaneo di alcuni aerogeneratori o dell'intero parco eolico dalla rete. Il distacco deve permanere finché non provengono nuovi ordini.
- Per quanto concerne la messa in parallelo del parco eolico alla rete l'inserimento deve avvenire in maniera graduale. L'impianto eolico, in condizioni di vento idonee, deve essere in grado di aumentare l'erogazione di potenza attiva in maniera graduale. Le normative impongono tipicamente che il gradiente positivo di potenza istantanea non deve essere superiore al 20% della potenza efficiente

al minuto. Gradienti differenti possono eventualmente essere concordati tra Gestore e Titolare.

Se la frequenza di rete è superiore a 50.3 Hz gli aerogeneratori non devono entrare in servizio.

2.8 Ulteriori prescrizioni tecniche per gli impianti eolici

Oltre a quanto già citato nella Regolazione della frequenza e della tensione, gli impianti eolici dovranno essere dotati di dispositivi atti alla protezione contro guasti interni.

Al fine di evitare il coinvolgimento della rete o di altri utenti connessi alla centrale, le protezioni contro i guasti interni devono isolare la parte di impianto in cui è ubicato il guasto o disconnettere l'intera centrale dalla rete.

Le protezioni da installare sono:

- *protezione del trasformatore elevatore AT/MT.* Le protezioni, da installare sul lato AT, riguardano la Massima Corrente di Trasformatore e il Differenziale di Trasformatore. Le protezioni devono aprire l'interruttore del relativo trasformatore;
- *protezione installate nel lato MT.* La norma del Gestore di Rete non interviene in merito ma richiede di adottare protezioni contro i guasti fase-terra e fase-fase in modo da garantire la corretta eliminazione del guasto. Le protezioni dovranno essere tarate in modo da non intervenire tempestivamente a seguito di guasti esterni all'impianto.

Eventuali altre ulteriori protezioni possono essere installate dal Titolare dell'impianto.

Il Gestore della Rete è inoltre tenuto a chiedere i dati relativi all'introduzione di armoniche in rete da parte dell'impianto eolico (calcolo del THD) e alla dissimmetria delle tensioni generate dagli aerogeneratori. Il Gestore valuterà l'introduzione del disturbo in condizioni di minima potenza di cortocircuito della rete stessa. Se supera i limiti previsti, può richiedere un adeguamento dell'impianto ma dovrà fornire tutti i dati utili al Titolare per eseguire uno studio sul contenimento del disturbo.

2.9 Piano di Allevamento del Carico

Può verificarsi la situazione in cui, in caso di sotto-frequenza e di intervento della Regolazione Primaria, si giunga all'esaurimento delle riserve primarie senza aver raggiunto un equilibrio tra potenza immessa e potenza assorbita. È necessario perciò adottare altre strategie atte al raggiungimento di tale obiettivo per scongiurare variazioni troppo ingenti della frequenza ed evitare l'intervento delle protezioni di minima velocità delle centrali. L'intervento di tali protezione porterebbe al distacco delle UP dalla rete.

Le strategie consistono nel *Piano di Allevamento del carico* ovvero nel disalimentare progressivamente i carichi in modo da diminuire il fabbisogno di energia ed arrestare il transitorio.

La strategia generale in vigore nel sistema elettrico italiano consiste nel distaccare, come prima cosa, gli impianti idroelettrici in funzionamento di pompaggio e alcuni carichi industriali. Nel caso in cui tale provvedimento non sia ancora sufficiente, si prosegue con il distacco dei carichi diffusi alimentati dalla rete di distribuzione.

Le tarature dei relè di questi carichi devono essere le seguenti:

- soglie di frequenza di avviamento comprese tra 49.5Hz e 48.5Hz;
- soglie di derivata della frequenza comprese tra -0.05 Hz/s e -1.5 Hz/s;
- soglie di minima frequenza fino a 47.7 Hz.

Va osservato come la quantità di carichi distaccabili sia variabile durante l'arco della giornata: nelle ore diurne è infatti presumibile un maggior numero di utenti che assorbono potenza dalla rete e quindi una maggior efficacia del Piano di Allevamento mentre nelle ore notturne la percentuale di carico distaccabile è minore. Ciò implica che nelle ore notturne vi possano essere transitori di sotto-frequenza con ampiezza e durata maggiori.

Anche le centrali di produzione sono dotate di relè di frequenza. L'obiettivo dei relè è quello di disconnetterle dalle rete e creare delle isole di carico in

cui far ritornare la frequenza al valore nominale. Ove questo non fosse possibile è concesso l'arresto dei gruppi di produzione. I valori di taratura dei relè di minima frequenza per le centrali sono:

- 47.5 Hz con ritardo di 4 secondi;
- 46.5 Hz con ritardo quasi istantaneo.

Quanto esposto precedentemente può essere racchiuso nella seguente espressione:

$$\Delta P - P_{allegg} < P_{regol}$$

La potenza prodotta dalla regolazione primaria di tutte le UP deve essere maggiore della differenza tra il deficit di potenza ΔP da colmare e la potenza alleggerita. Se così è, è possibile raggiungere una situazione di regime. È necessario perciò che la potenza regolante e la potenza alleggerita siano le più grandi possibili.

Per quanto concerne invece i transitori di sovra-frequenza i relè delle UP sono tarati nel seguente modo:

- 51.5 Hz con ritardo da 1 a 4 secondi;
- 52 Hz con intervento istantaneo.

Alle centrali costituite da più singole unità di produzione viene chiesto di definire diverse soglie di intervento e che le unità intervengano con ritardi crescenti. Il compito dei relè di massima frequenza è quello di evitare il blocco del generatore per massima velocità onde scongiurare danneggiamenti dello stesso.

Per quanto riguarda i parchi eolici, la protezione dell'impianto utente AT/MT secondo la normativa tecnica prevede che siano tarate soglie di massima frequenza e minima frequenza a 2 soglie contro i guasti esterni da concordare con il Gestore. Tipiche tarature delle protezioni sono riportate in tabella 2.2 valide sia per centrali eoliche connesse tramite schema *entra-esce* che in derivazione rigida a T⁷.

⁷ Lo schema di connessione *entra-esce* prevede la costruzione di una stazione in cui raccordare la linea esistente con quella nuova proveniente dall'impianto di generazione. In questo modo la centrale di produzione risulterà collegata alla rete tramite due collegamenti.

Protezione	Taratura Normale	
	Soglia	Ritardo
Massima Frequenza	51.5 Hz	1.0 s
Minima Frequenza (soglia 1)	47.5 Hz	4.0 s
Minima Frequenza (soglia 2)	46.5 Hz	0.1 s

Tab. 2.2 Tipica taratura dei relè per la protezione dei parchi eolici contro guasti esterni

Per quanti riguarda invece la protezione degli aerogeneratori contro i guasti esterni tipici valori sono:

Protezione	Taratura Normale	
	Soglia	Ritardo
Massima Frequenza	51.5 Hz	1.5 s
Minima Frequenza	47.5 Hz	4.5 s

Tab. 2.3 Tipica taratura dei relè per protezione del singolo aerogeneratore

Alla conclusione di questo capitolo è interessante riportare la seguente osservazione. Considerando la rete UCTE⁸ europea è stato osservato come l'Energia Regolante sia variabile da un massimo di 50000 MW/Hz ad un minimo di 25000 MW/Hz a seconda che si consideri un funzionamento diurno piuttosto che notturno. La variazione di frequenza massima che si può prevedere con tali valori ed ipotizzando il più grave disservizio ragionevole è di solamente 0.2 Hz. Ciò significa che qualsiasi gap di frequenza maggiore rispetto al valore nominale misurato nel territorio italiano sia associabile ad una separazione di rete.

È il tipo di schema più adottato. La connessione in *derivazione rigida a T* è la più semplice ed economica poiché consiste in una derivazione sulla linea nel punto più prossimo alla centrale. Tale schema però non consente una separazione funzionale tra l'impianto di produzione e al rete degradando le prestazioni delle protezioni e della porzione di rete AT interessata riducendo la qualità del servizio. Viene perciò adottato per impianti di taglia inferiore a 20 MW e per reti con tensione inferiore a 150 kV.

⁸ *Union for the Coordination of the Transmission of Electricity* era l'associazione che si occupava della rete di trasmissione dell'Europa continentale alimentando circa 450 milioni di utenze per un totale di 2300 TWh. Era una delle reti sincrone interconnesse più grandi del pianeta con l'obiettivo di bilanciare continuamente offerta e domanda e, nel caso di situazioni critiche, garantire un aiuto mutuo tra le varie reti interconnesse al fine di garantire la stabilità della rete. A partire dal 2009 entrò a far parte dell'ENTSO-E.

Il Piano di Alleggerimento del carico dettagliato è un documento riguardante la strategia di difesa del sistema elettrico e non viene reso pubblico.

2.10 Servizio di funzionamento in isola

Come anticipato nel paragrafo 2.3, in condizioni eccezionali di funzionamento della rete può succedere che i gruppi di produzione si trovino a funzionare in isola a seguito dell'intervento dei relè. In base alla dimensione dell'isola si possono distinguere 3 tipi di situazioni:

- funzionamento del gruppo su un'isola di Rete;
- funzionamento del gruppo sulla rete del produttore;
- funzionamento del gruppo sui servizi ausiliari di centrale.

Il *funzionamento del gruppo su un'isola di Rete* può verificarsi a seguito di un guasto in rete che non provoca l'apertura dell'interruttore generale di centrale. L'UP si trova a funzionare su una porzione di Rete isolata da tutto il resto e, durante il passaggio all'isola di carico, può subire una brusca variazione di carico comunque limitata dal minimo tecnico e dalla potenza efficiente.

Il *funzionamento del gruppo sulla rete del produttore* può avvenire a seguito di un guasto sulla Rete e dell'apertura dell'interruttore di interfaccia⁹. L'UP deve essere in grado di gestire il brusco calo di carico e alimentare i servizi ausiliari di centrale e altri carichi associati al produttore. Il carico dovrà consentire alla centrale di restare in servizio ed essere pronta per effettuare il parallelo con la Rete.

Il *funzionamento del gruppo sui servizi ausiliari di centrale* si verifica quando, sempre a seguito di un guasto esterno, l'interruttore di generatore¹⁰ interviene. Questo funzionamento permette ai gruppi di non arrestarsi

⁹ L'interruttore di interfaccia assicura la separazione dell'impianto di produzione dalla Rete e consente il funzionamento in isola

¹⁰ L'interruttore di generatore assicura l'esclusione del solo gruppo di generazione

evitando le lunghe e complicate procedure di avvio e rimanendo pronto ad effettuare il parallelo con la Rete.

2.11 Carichi di centrale

Nel punto di consegna tra impianto di produzione e Rete non vi deve essere alcuna influenza da parte dei carichi connessi direttamente all'impianto stesso in nessuna delle possibili condizioni di funzionamento. Tuttavia, in funzione del processo industriale associato o del tipo di impianto stesso, alcune centrali presentano vincoli di esercizio a seguito di condizioni eccezionali di funzionamento della Rete. Ogni limitazione dovrà essere comunicata al Gestore.

In particolare si possono distinguere i seguenti carichi:

- *carichi essenziali.* Il Titolare dell'impianto di produzione e il Gestore della Rete devono concordare la potenza di questi carichi e i valori di tensione, frequenza e il tempo di permanenza nel punto di consegna delle condizioni che possono influenzare il funzionamento di tali carichi. Ecceduto i limiti concordati è concesso alle unità di produzione che alimentano questi carichi di disconnettersi dalla Rete. Eventuali altri carichi che rimangono alimentati dalla Rete possono entrare a fare parte del Piano di Alleggerimento dei carichi. Al ristabilimento delle condizioni di funzionamento normale, il produttore dovrà effettuare il parallelo con la rete in tempi rapidi. Questo tipo di funzionamento non può essere associato a tutte le UP che forniscono servizi di rete come Regolazione della Tensione e Regolazione della Frequenza. In questi casi i carichi essenziali devono essere in grado di funzionare in condizioni eccezionali della Rete.
- *Carichi privilegiati.* Gli impianti di autoproduzione generalmente alimentano sia carichi essenziali che carichi privilegiati attraverso una propria rete e possono immettere in rete parte dell'energia

prodotta. Anche in questo caso, qualora le condizioni di frequenza e/o tensione dovessero assumere valori critici per i carichi, è prevista la possibilità di disconnettere l'impianto di produzione. Ogni operazione è sempre da concordare con il Gestore della Rete. Eventuali altri carichi possono essere inseriti nel Piano di Alleggerimento del carico.

- *Carichi disturbanti.* In questa categoria rientrano tutti i carichi presenti sulla rete dell'impianto produttore che non rispettano le normative sui disturbi e che contribuiscono al degrado della qualità del servizio. All'interno di questa categoria può essere inserito anche l'impianto di produzione stesso qualora il processo di produzione sia fonte di disturbo per la rete (può essere il caso di centrali eoliche). In particolare, i disturbi riguardano:
 - variazione di tensione;
 - flicker;
 - introduzione di armoniche;
 - squilibrio delle fasi.

La definizione e valutazione dettagliata di questi disturbi è rimandata alle relative norme. Sarà comunque compito del Gestore della rete valutare l'entità dei disturbi introdotti ed ordinare eventuali migliorie da apportare agli impianti di produzione

3 GENERAZIONE EOLICA

3.1 Introduzione ad EMTP

Lo studio sui generatori eolici viene eseguito per vari propositi nell'ambito dei power system. Quando i parchi eolici sono collegati alla rete è necessario effettuare studi sulla stabilità della rete, sulle protezioni, sugli effetti dei cortocircuiti interni o esterni al parco, su overvoltage e undervoltage, analisi di power quality e transitori dovuti a scariche atmosferiche od a manovre degli interruttori.

Nelle normali condizioni operative, la forma d'onda di tensione e corrente generate dall'impianto di produzione sono sinusoidali e il sistema si trova in steady-state. Eventuali perturbazioni possono però portare a transitori che, una volta esauriti, definiscono nuove condizioni di regime. Le perturbazioni possono classificarsi in interne ed esterne. Quelle di origine interna sono tipicamente dovute all'intervento dei sistemi di controllo e regolazione mentre quelle di origine esterna sono causate da guasti sulle linee o da scariche atmosferiche. Perturbazioni esterne sono dovute anche alla variazione dell'intensità del vento che si ripercuote sul funzionamento della turbina.

Le simulazioni sono svolte con EMTP (*ElectroMagnetic Transients Program*), un software di analisi molto avanzato che consente lo studio e la simulazione di transitori elettromagnetici, elettromeccanici e sistemi di controllo per sistemi elettrici di potenza multifase. Attraverso un'interfaccia grafica di lavoro (GUI), è possibile realizzare sistemi più o meno complessi ed effettuare, come prima cosa, calcoli di Load Flow¹¹ per determinare i

¹¹ Il problema di Load Flow consiste nella determinazioni dei vettori rappresentativi le tensioni in tutti i nodi della rete. Se sono note le tensioni in modulo e fase ed è nota la struttura della rete e le ammettenze che la compongono, è possibile calcolare tutte le altre grandezze elettriche che interessano, quali ad esempio potenze e correnti iniettate o assorbite ai nodi e le perdite nelle linee. I calcoli di Load-Flow si eseguono per determinare giornalmente (o addirittura ora per ora) la condizione di funzionamento della rete che soddisfi il carico rispondendo l'economicità e il sufficiente grado di sicurezza dell'esercizio. Si

valori di tensione in modulo e fase nei nodi della rete attraverso i flussi di potenza attiva e reattiva transitanti sulle linee. Una volta che i calcoli di Load-Flow convergono, si procede con il calcolo di una soluzione in steady-state, ottenuta con i modelli a costanti concentrate. Questo procedimento è necessario per inizializzare a $t=0$ la successiva soluzione nel dominio del tempo in cui sono utilizzati i veri modelli equivalenti. Se la rete in esame non è inizializzata, la soluzione di regime nel dominio del tempo verrà raggiunta solamente dopo l'esaurimento di tutti i transitori con spesso un notevole impatto sui tempi necessari alla simulazione.

Con EMTP è quindi possibile effettuare calcoli di:

- Load Flow;
- Steady-state solution;
- Time domain solutions;
- Frequency scans;
- Statistical analysis.

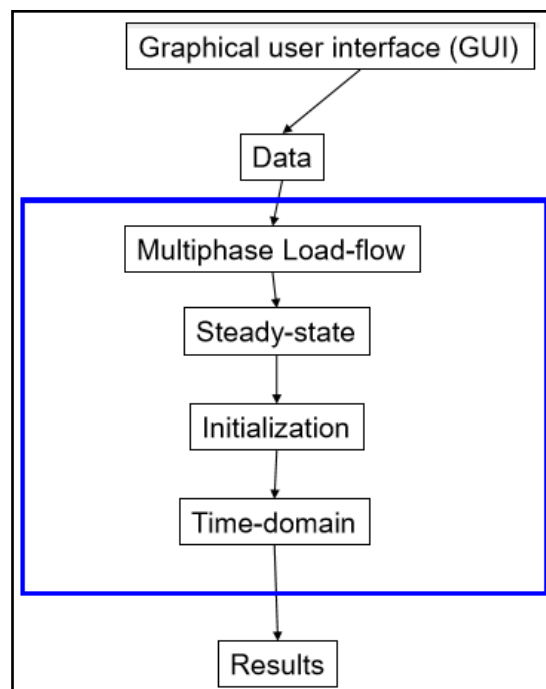


Fig. 3.1 Main program blocks di EMTP

eseguono anche inoltre per stabilire lo sviluppo futuro più idoneo per un sistema elettrico di potenza in continua evoluzione.

L'evoluzione digitale dei computer, insieme ai modelli di calcolo sviluppati in EMTP, consentono di eseguire analisi su piccole o grandi reti e con un range di frequenza che spazia dalla DC fino ai MHz.

I risultati delle simulazioni sono acquisiti, elaborati e visualizzati attraverso lo ScopeView.

Grazie alle librerie fornite ed ai dettagliati modelli è possibile effettuare molti tipi di studi, tra cui:

- Lightning transients (installazione di dispositivi per la protezione, studio delle sovratensioni, analisi dei livelli di isolamento e delle conseguenze di un disservizio);
- Switching transients (transitori dovuti alle manovre sulle reti, eventi tipici come aperture e richiuse degli interruttori nelle linee, di banchi di condensatori e di reattanze shunt);
- Network analysis (Load FLOW, Transient Stability,...);
- HVDC (simulazione di cavi, convertitori, terminali sia con modelli dettagliati (precise) che con modelli ai valori medi(fast));
- Insulation coordination;
- Protection;
- Shaft torsional stress;
- Wind generation (modelli meccanici, elettromeccanici, power electronics, sistemi di controllo e protezione);
- Power electronics (back-to-back, SVC, STATCOM,...);
- Synchronous machine.

Lo sviluppo di questo elaborato, indirizzato alla generazione eolica, è basato sui modelli proposti in EMTP.

3.2 Introduzione ai modelli per la generazione eolica

A differenza dei tipici generatori elettrici utilizzati in impianti termoelettrici o idroelettrici, quelli installati negli impianti eolici sono caratterizzati da una coppia in ingresso variabile dipendente dalla velocità

aleatoria del vento. Questo fa sì che la potenza ai morsetti in uscita sia variabile. La coppia in ingresso non dipende solo dalla velocità del vento ma anche dalla velocità di rotazione del generatore e dall'aerodinamica delle pale. Come si vedrà, infatti, è possibile controllare l'angolo di incidenza tra vento e pale modificando la potenza estratta dal vento e di conseguenza la coppia agente sulle pale stesse.

Le tipologie di generatori che possono essere utilizzati per le applicazioni eoliche sono differenti, soprattutto grazie alla presenza dell'elettronica di potenza.

Oggi, tra i più utilizzati, ci sono i motori asincroni a rotore avvolto con doppia alimentazione (*doubly-fed induction generator* DFIG) accoppiati con un convertitore back-to-back tra la rete e il rotore. La presenza del convertitore, di taglia inferiore rispetto alla macchina elettrica, consente di lavorare a velocità variabile. Il range di variazione è però limitato.

Un'alternativa consiste nell'utilizzo di un *Full Converter* (FC), ovvero di un convertitore back-to-back posto tra statore e rete. In questo caso il convertitore dovrà essere della stessa taglia della macchina poiché si troverà a gestire l'intera potenza erogata, disaccoppiando però completamente i due sistemi. La macchina è generalmente un generatore sincrono a magneti permanenti ma potrebbe anche essere utilizzato un motore asincrono a gabbia di scoiattolo in funzionamento da generatore.

In EMTP sono implementati due schemi differenti, quali:

- DFIG con back-to-back tra rete e rotore;
- Full-Converter con PM-SG (*Permanent Magnet Synchronous Generator*)

Per ciascun schema, EMTP mette a disposizione due modelli differenti: una versione DM (*Detailed Model*) e una AVM (*Average-Value Model*).

Il DM è caratterizzato da un convertitore elettronico di potenza back-to-back modellato utilizzando i veri e propri componenti fisici, simulando la portante e modulante per la modulazione PWM e l'apertura e chiusura dei transistori. Il tipico time step richiesto è di 20÷50 μ s. Se il convertitore è inserito in un circuito molto complesso, specialmente nel caso di studi sui

sistemi elettrici di potenza, porta a far sì che le simulazioni necessitino di tempistiche troppo lunghe. Per questa ragione è stato preferito utilizzare il secondo modello proposto, l'AVM. In questa versione i transistori sono sostituiti da generatori equivalenti di tensione bypassando quindi la simulazione delle manovre degli switch. Nell'AVM si possono usare time step di $100\div 200 \mu\text{s}$. Studi hanno dimostrato come i risultati delle simulazioni ottenuti con i due modelli sono del tutto analoghi, ma l'AVM consente di ottenerli con tempistiche molto ridotte rendendo di fatto il modello a valori medi ottimale per simulazioni inerenti alla generazione eolica.

3.3 Generalità sullo schema

A seconda della taglia del parco eolico, gli aerogeneratori possono essere collegati alla rete di distribuzione oppure a quella di trasmissione. Supponendo un collegamento alla rete di trasmissione e facendo riferimento al caso di utilizzo di un DFIG, in figura 3.2 è rappresentato lo schema di collegamento con la rete. *EQI* rappresenta il modello della rete di trasmissione che è interconnessa al parco di generazione tramite un trasformatore AT/MT. Gli aerogeneratori sono collegati alla cabina primaria mediante una linea di media tensione più o meno lunga modellata tramite un circuito equivalente a π . Tra la rete e il trasformatore è inserito uno switch (presente a fini didattici) che consente di simulare un'ipotetica condizione di guasto esterno al parco, ad esempio un cortocircuito (apertura e richiusura degli interruttori) e di analizzare i transitori meccanici ed elettrici che interessano il sistema di produzione.

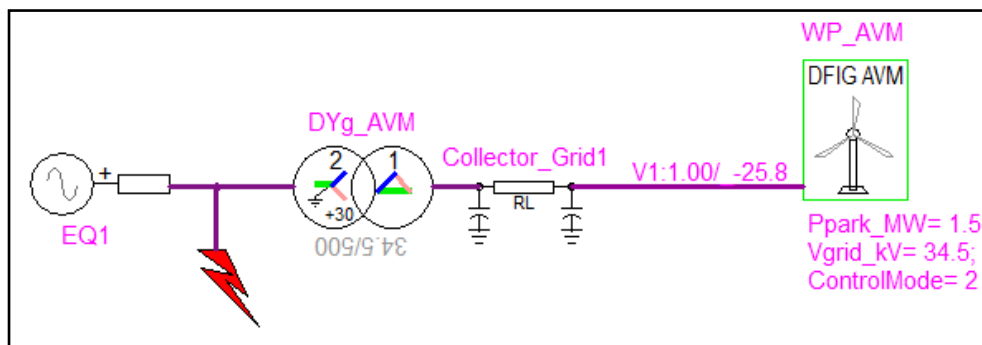


Fig. 3.2 Schema di connessione del parco eolico con la rete

All'interno del blocco *DFIG_AVM* (analoga è la struttura a blocchi nel caso di un FC) è contenuto il modello del parco eolico (vedi figura 3.3), con la seguente struttura a blocchi:

- *Wind Model* contiene il modello di simulazione del vento ed è possibile selezionare diversi profili di ventosità in funzione del tempo con diversa intensità.
- *Wind Turbine* contiene due blocchi al suo interno:
 - *Wind Power* in cui, tramite la velocità del vento, la velocità angolare della turbina e l'angolo di pitch viene calcolata la potenza estratta dal vento tramite le pale;
 - *Two-mass Model* riguarda il modello meccanico dell'albero lento (quello della turbina) e quello veloce (quello del generatore). Gli ingressi di questo blocco sono la coppia della turbina e la velocità angolare del rotore del generatore mentre l'uscita è la coppia meccanica applicata all'albero del generatore.
- *Asynchronous generator & AC/DC/AC Converter* o *Permanent Magnet & AC/DC/AC Converter* contiene il modello della macchina elettrica e del convertitore elettronico. All'interno del blocco è anche presente un filtro passa alto per limitare il numero di armoniche distorcimenti immesse in rete e, nel caso di macchina asincrona, un sistema di protezione (*Crowbar*) analizzato in seguito.
- *Control System* contiene la parte di controllo del sistema. A seconda dei riferimenti impostati, i regolatori agiranno sulle tensioni dei due

inverter a tensione impressa del back-to-back per mantenere nulli gli errori. Viene implementato il pitch control e le protezioni del parco di generazione, quali: protezione del convertitore dalle sovracorrenti, protezione del bus DC e implementazione della normativa riguardante i Low-Voltage/High-Voltage *Ride Through* che il parco eolico deve rispettare a fronte di un guasto esterno.

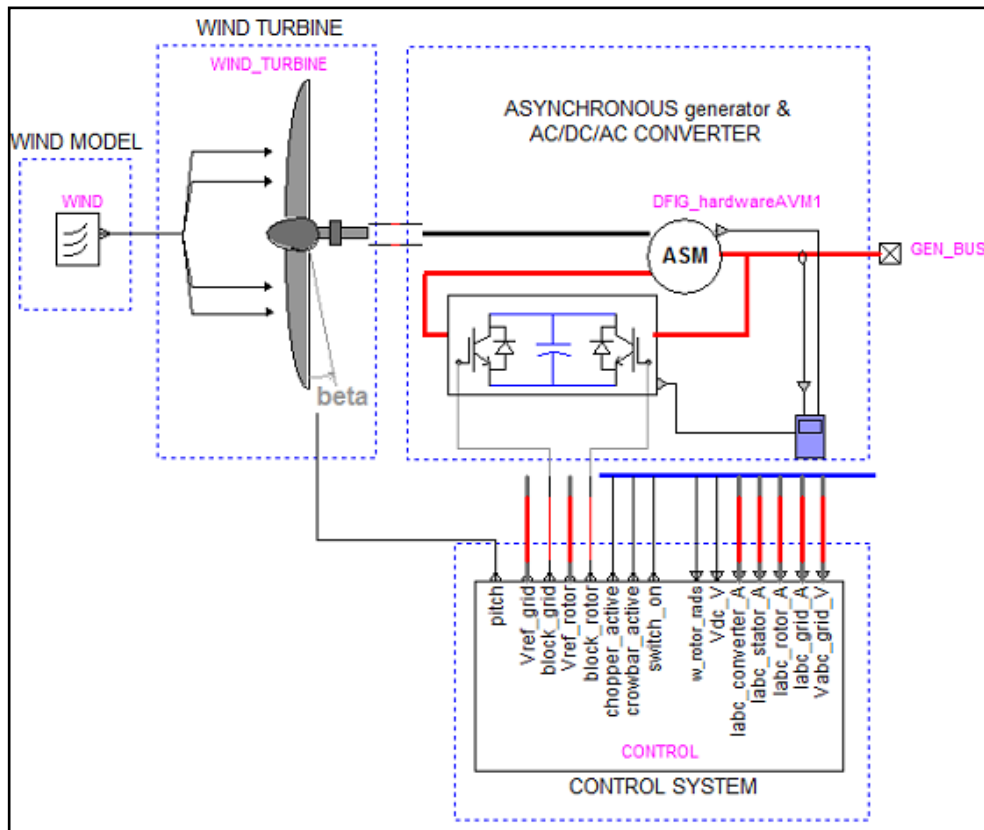


Fig. 3.3 Schema a blocchi del sistema eolico

La potenza del generatore viene resa in bassa tensione (tipicamente 400V o 690V). Ogni aerogeneratore è munito di un trasformatore BT/MT generalmente situato alla base del sostegno della turbina.

Per interfacciarsi con l'impianto eolico è disponibile un'interfaccia (vedi figura 3.4) nella quale è possibile andare a specificare alcune grandezze di carattere generale come:

- numero di aerogeneratori presenti nel parco eolico;
- potenza attiva di ogni aerogeneratore espressa in MW;
- tensione ai morsetti dell'aerogeneratore espressa in kV;

- tensione delle rete di distribuzione (MT) alla quale gli aerogeneratori sono connessi espressa in kV;
- tensione del bus DC nel convertitore di potenza espressa in kV;
- frequenza nominale della rete;
- resistenza e induttanza del trasformatore MT/BT espressi in pu;
- il profilo del vento che si desidera in funzione del tempo e il valore medio dell'intensità;
- il tipo di controllo dell'impianto: è possibile fissare un controllo sulla tensione, sulla potenza reattiva generata/assorbita oppure su entrambi;
- le costanti di tempo dei regolatori;
- il tempo dopo il quale viene disconnesso il dispositivo di Load Flow;
- l'attivazione o disattivazione delle protezioni. È possibile escludere alcune protezioni, utile nel caso in cui si voglia studiare il comportamento delle macchine in particolari situazioni senza l'intervento delle stesse.


```

//////////////////////////////////// Main parameters of Wind Generator Model //////////////////////////////////////
Ngen          = 80;          // Number of Wind Generators aggregated
Pgen_MW       = 1.5;        // Rated active power of one Wind Generator (MW)
// Note: - The rated apparent power is Sgen = 1.11*Pgen
//       - The blade radius value is a function of the rated

Vgen_kVRMSLL = 0.575;      // Generator Nominal Voltage (kVRMSLL)
Vgrid_kVRMSLL = 34.5;      // Grid Nominal Voltage (kVRMSLL)
Vdc_kV        = 1.15;      // DC voltage (kV)
Freq          = 60;        // Stator Generator Frequency (Hz)
Xtransfo_pu   = 0.06;      // Transformer inductance in pu
Rtransfo_pu   = 0.001;     // Transformer resistance in pu

//////////////////////////////////// Wind Model //////////////////////////////////////
WindMode = 1;              // 1=Constant wind ; 2=Variable wind ; 3=Wind gust
Mean_wind_speed = 11.24;  // Constant wind speed (m/s)
// Note: - when = 11.24 -> P = Pgen_MW
//       - when > 11.6 Pitch control is activated

//////////////////////////////////// Control Mode for FRT capability //////////////////////////////////////
ControlMode = 2;          // 1=Q control ; 2=Vac Control ; 3=Q+Vac control
Vref_pu = 1               // AC voltage reference (Enabled if ControlMode = 2)
Qref_pu = 0               // Q reference (Enabled if ControlMode = 1 and 3)

//////////////////////////////////// Control Settling time to within 5% relative error in s //////////////////////////////////////
TimeConstant_Q      = 100e-3; // Q control of the Rotor side converter
TimeConstant_Vac    = 100e-3; // Vac control of the Rotor side converter
TimeConstant_P      = 100e-3; // P control of the Rotor side converter
TimeConstant_Vdc    = 100e-3; // Vdc control of the Grid side converter
TimeConstant_PLL    = 75e-3;  // PLL control
TimeConstant_i_rotor = 40e-3;  // Inner control of the Rotor side converter
TimeConstant_i_grid  = 10e-3;  // Inner control of the Grid side converter

X_PCC_pu = 0.11 + 120 / 5000 // Point of Common Coupling impedance in pu
// Note: This parameter is used for tuning the Vac Control

//////////////////////////////////// Initialization //////////////////////////////////////
t_init = 0.2 ; // time at which load flow device is disconnected (see /LF_init)

//////////////////////////////////// Protection options //////////////////////////////////////
activate_VoltageProt = 1; // voltages sag protection 0=OFF; 1=ON
activate_ChopperProt = 1; // chopper protection 0=OFF; 1=ON
activate_CrowbarProt = 1; // crowbar protection 0=OFF; 1=ON

```

Fig. 3.4 Maschera per la definizione di alcuni parametri del parco di generazione
Tutti gli altri parametri sono definiti tramite il file .dwj all'interno della cartella del progetto.

3.4 Modello della risorsa primaria

3.4.1 L'energia del vento

L'energia del vento deriva dal movimento di masse d'aria tra zone a differente pressione esistenti nell'atmosfera. Tali squilibri sono causati da gradienti di temperatura provocati dal riscaldamento non uniforme del globo per mezzo della radiazione solare (vedi per esempio la diversa capacità di assorbire la radiazione solare tra terre emerse e mari). L'energia cinetica

contenuta nel vento può essere sfruttata e convertita mediante l'utilizzo di aerogeneratori, una "versione moderna" degli antichi mulini a vento che producono energia meccanica. La struttura di un tipico aerogeneratore consiste in un rotore ad elica montato su un apposito sostegno a torre: la forza del vento, impattando sulle pale, mette in rotazione la turbina intorno al proprio asse.

La tecnologia costruttiva delle turbine eoliche può essere di due tipi: ad *asse verticale* (ad esempio le turbine Darrieus, H-Darrieus e Savonius) o ad *asse orizzontale* (sono le più installate e sono tipicamente a 3 pale ma possono anche essere a 2 pale o 1 pala).

Gli aerogeneratori vengono anche classificati in base alla potenza come:

- eolico quando la potenza è superiore a 200 kW
- mini-eolico quando la potenza è tra 20 e 200 kW
- micro-eolico quando è inferiore a 20 kW.

L'energia meccanica viene poi a sua volta convertita in energia elettrica mediante un generatore elettrico; il moto della turbina, attraverso un sistema meccanico che prevede l'utilizzo di un moltiplicatore di velocità, viene trasferito al rotore della macchina che, ruotando, produce energia elettrica.

Il vento, purtroppo, è una fonte energetica molto incostante e può cambiare su scala di giorni, ore ed anche minuti. Sia la direzione che l'intensità fluttuano molto rapidamente intorno ad un valore medio. Queste variazioni si traducono in fluttuazioni della forza esercitata sulle pale che porta a stress meccanici ed usura accelerata. Inoltre, la rugosità del terreno e la presenza di ostacoli interposti tra la corrente d'aria e il sito di installazione della turbina riducono notevolmente la produzione di energia. Una soluzione per ovviare parzialmente al problema può essere quella di costruire sostegni molto alti a cui segue però un aumento delle sollecitazioni strutturali. Una seconda soluzione può essere quella di installazioni off-shore. Il mare offre il vantaggio di avere una minore rugosità rispetto alla terra ferma e di disporre di regimi ventosi mediamente più intensi e costanti. Ne consegue la possibilità di utilizzare torri di sostegno più basse a cui però si aggiungono i costi di ancoraggio. In Europa, la maggior parte delle installazioni off-shore

sono situate nei mari del Nord che offrono il vantaggio di essere caratterizzati da bassi fondali anche a diversi chilometri di distanza dalla costa.

Siccome la potenza resa da una turbina, come si vedrà in seguito, è proporzionale al cubo della velocità del vento, prima di scegliere il sito di installazione delle turbine, è necessario un accurato studio del vento che può protrarsi per mesi al fine di determinarne la velocità media e la tipica direzione. La misura avviene tramite un anemometro per stimarne la velocità e tramite una banderuola per stimarne la direzione. I valori ottenuti dalla misurazione del vento vengono mediati su un intervallo di 10 minuti e vengono definite classi di velocità caratterizzate da un valore medio e da un'ampiezza. Ad ogni classe è associato il corrispondente numero di ore/anno di persistenza della velocità del vento all'interno del relativo intervallo e un tipico andamento della distribuzione di velocità è mostrato in figura 3.5.

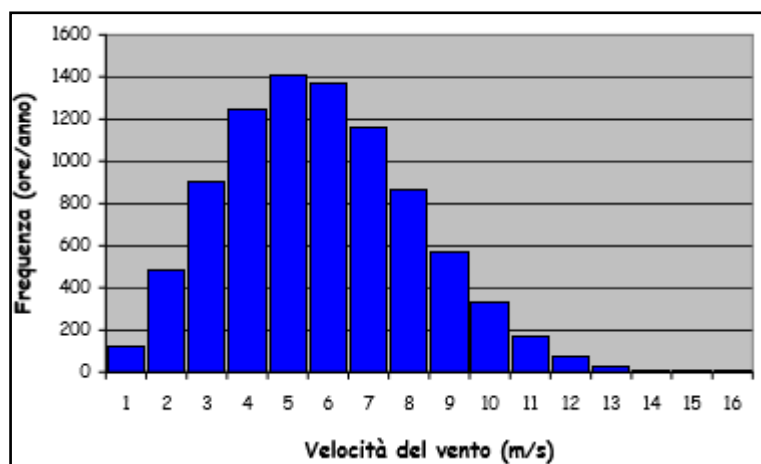


Fig. 3.5 Tipica distribuzione del vento in un determinato sito.

Dalla distribuzione di velocità del vento è possibile calcolare la velocità media annua e definire una funzione matematica che ne approssimi l'andamento. La funzione più utilizzata è la distribuzione di Weibull, definita dalla seguente espressione:

$$F = 1 - e^{-\left(\frac{u}{A}\right)^k}$$

dove u è la velocità del vento, A è un parametro di scala e k un parametro di forma.

A fronte di studi è stato possibile mappare la ventosità del territorio italiano, riportata in figura 3.6. Come si può osservare, le zone più idonee per l'installazione di turbine eoliche sono quelle del sud Italia ed in particolare le isole. Alto è il potenziale che potrebbe venire dall'installazione di turbine offshore visto i tanti chilometri di costa che circondano l'Italia.

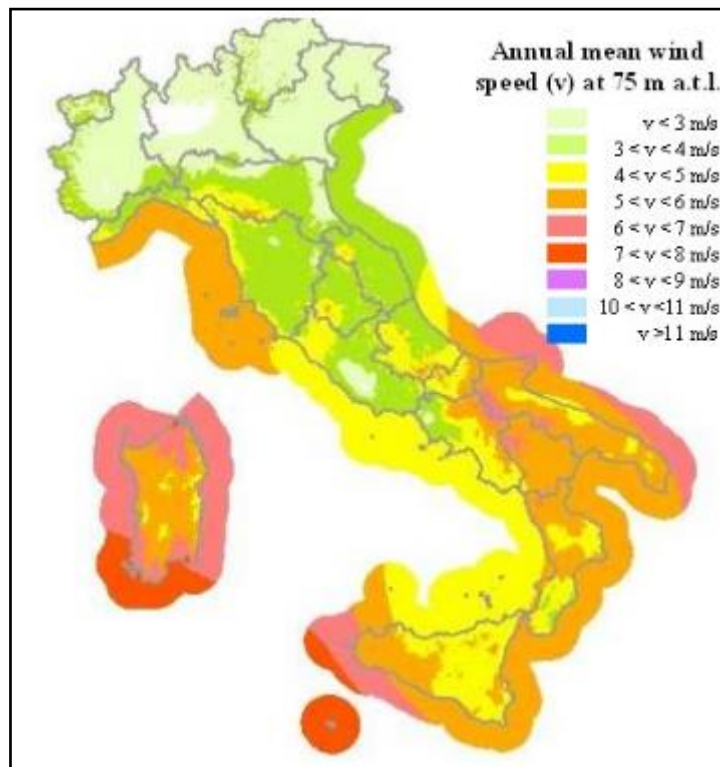
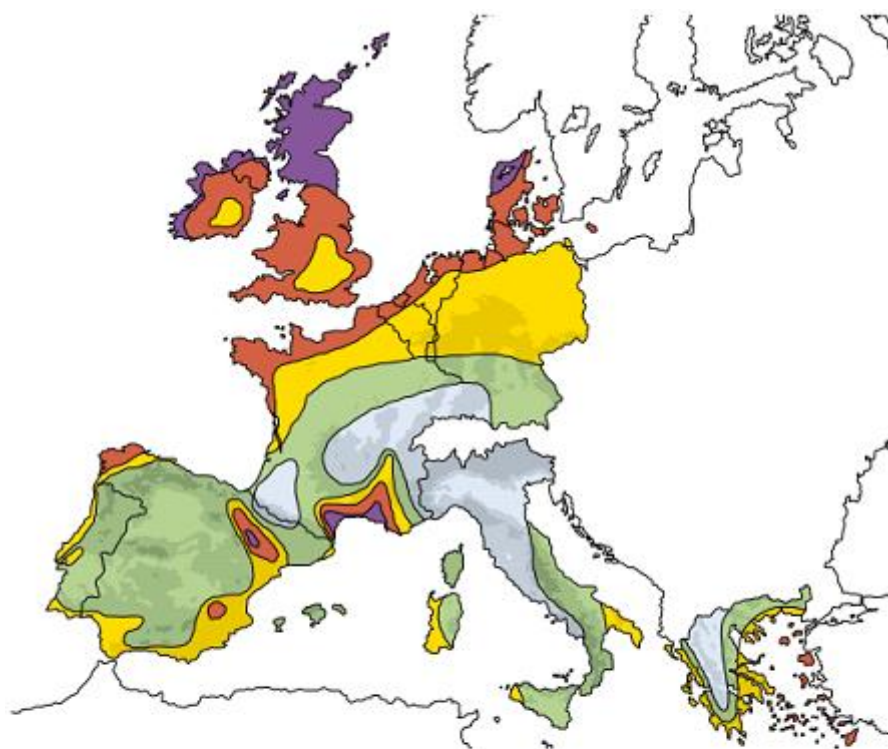


Fig. 3.6 Mappa eolica dell'Italia

Uno sguardo rapido invece alla ventosità di tutta Europa (mostrata in figura 3.7) ci consente di notare come i territori del nord dispongano di un quantitativo energetico molto superiore a quello situato nel sud del continente. A testimonianza di ciò, entro il 2020 sarà terminata la costruzione del parco eolico offshore più grande al mondo situato sulle coste del Regno Unito: il parco avrà una potenza di circa 1.2 GW, sufficiente per alimentare circa un milione di abitazioni



Terreno riparato		Pianure		Zone costiere		Mare aperto		Cotline e creste	
m/s	W/m ²	m/s	W/m ²	m/s	W/m ²	m/s	W/m ²	m/s	W/m ²
> 6,0	> 250	> 7,5	> 500	> 8,5	> 700	> 9,0	> 800	> 11,5	> 1800
5,6-6,0	150-250	6,5-7,5	300-500	7,0-8,5	400-700	8,0-9,0	600-800	10,0-11,5	1200-1800
4,5-5,0	100-150	5,5-6,5	200-300	6,0-7,0	250-400	7,0-8,0	400-600	8,5-10,0	700-1200
3,5-4,5	50-100	4,5-5,5	100-200	5,0-6,0	150-250	5,5-7,0	200-400	7,0-8,5	400-700
< 3,5	< 50	< 4,5	< 100	< 5,0	< 150	< 5,5	< 200	< 7,0	< 400

Fig. 3.7 Mappa eolica dell'Europa

3.4.2 Il profilo di velocità del vento

Al fine di rappresentare tutte le possibili situazioni di funzionamento per una turbina eolica, il modello sviluppato in EMTP prevede la possibilità di selezione tre diverse tipologie di profili di vento in funzione del tempo. Il tipo di profilo è selezionabile dalla maschera iniziale specificando il valore della variabile *WindMode* che fungerà da segnale di controllo dell'*input selector*. Gli ingressi dell'*input selector* sono (vedi figura 3.8):

- *Wind Fixed* consiste in un profilo di ventosità costante per tutta la durata della simulazione. Il valore dell'intensità può essere inserito tramite la variabile *Mean_wind_speed*;

- *Real Wind* permette di inserire un profilo di vento reale. Le coppie di punti intensità_vento-tempo sono inserite tramite una *table function*; La sequenza inserita viene ripetuta ogni 10 secondi.
- *Wind Gust* consente di impostare un vento costante a cui si somma una folata. La folata è modellabile nella sua forma, durata ed ampiezza. Nel nostro caso sarà una parte di cosinusoide del tipo mostrato in figura 3.9.

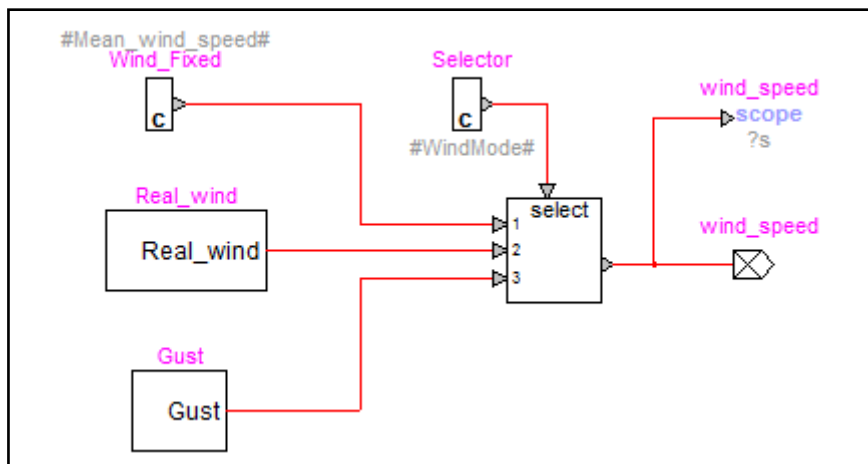


Figura 3.8 Schema a blocchi Wind Model

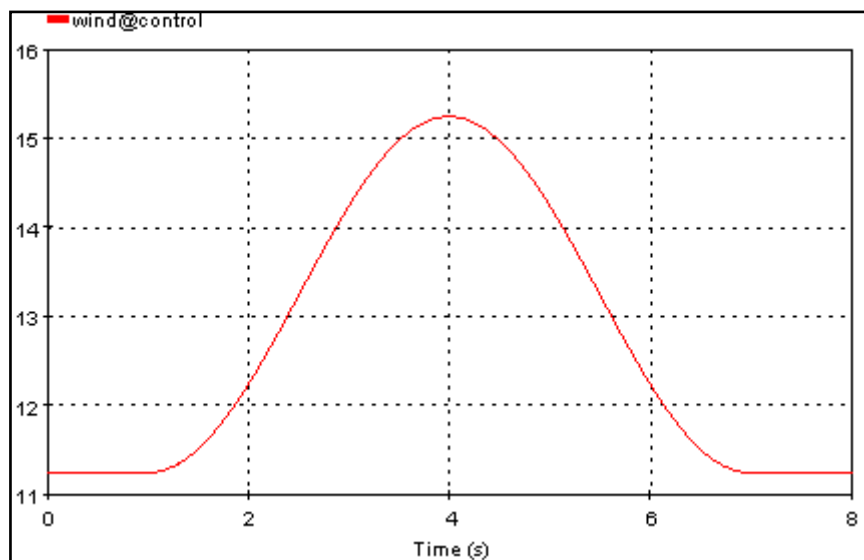


Figura 3.9 Andamento del Gust

Queste considerazioni sono valide sia nel caso di FC che nel DFIG.

3.5 Modello della turbina eolica

All'interno di Wind Turbine è contenuto sia il modello che permette di calcolare la potenza estraibile dal vento, sia il modello meccanico dei due alberi (vedi figura 3.10).

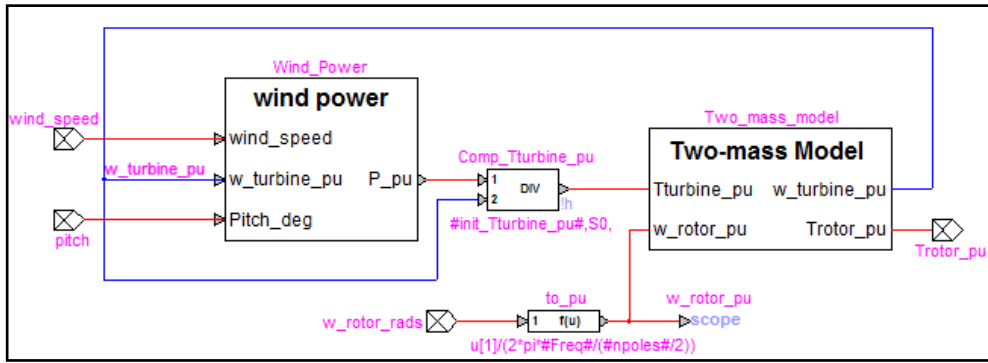


Figura 3.10 Schema a blocchi Wind Turbine

3.5.1 Potenza estraibile dal vento

L'energia che può essere prodotta mediante un aerogeneratore è direttamente proporzionale alla potenza posseduta dal vento.

Con analogia alla definizione di energia cinetica che ci deriva dalla fisica classica e definendo la portata massiva (massa per unità di tempo) come $\dot{M} = \rho Av$, è possibile definire la potenza posseduta da una vena di fluido indisturbata generica come:

$$P_{\text{disp}} = \frac{1}{2} \rho Av^3 \quad [\text{W}]$$

dove ρ è la densità dell'aria misurata in Kg/m^3 , A è la sezione del tubo di flusso considerato [m^2] funzione dell'apertura delle pale e v la velocità del vento [m s^{-1}].

Come si può notare, la potenza disponibile è proporzionale al cubo della velocità del vento che è aleatoria e dalla lunghezza delle pale che è invece una grandezza controllabile.

Se tutta la potenza disponibile fosse prelevata dalle pale e convertita, porterebbe ad un arresto del moto del fluido subito dopo la sezione delle

pale, cosa chiaramente irrealizzabile. Questa significa che solo una parte viene effettivamente convertita. A tal proposito è stato formulato un limite teorico, detto limite di Betz dal nome dello scienziato tedesco che lo definì nel 1926, che fissa la massima potenza di una vena di fluido indisturbata utilizzabile dalla turbina pari al 59,3% di quella disponibile. La teoria di questo limite, che non viene trattata in questa tesi, porta, come detto, ad un risultato teorico; ciò significa che nella realtà la percentuale di potenza estratta sarà inferiore al 59.3%.

Chiamando c_p il *coefficiente di prestazione* o *coefficiente di potenza* definito da Betz, la potenza effettivamente estraibile dalla turbina è funzione della potenza resa disponibile dal vento e dal coefficiente:

$$P_{\text{estr}} = \frac{1}{2} \rho A v^3 c_p$$

oppure, esplicitando l'area descritta dalla rotazione delle pale come $A = \pi R^2$, con R rappresentate la distanza tra l'asse del rotore e l'estremità della pala, l'espressione della potenza estratta diventa:

$$P_{\text{estr}} = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 v^3 c_p$$

dove il coefficiente di potenza si può definire tramite il rapporto:

$$c_p = \frac{P_{\text{estr}}}{P_{\text{disp}}}$$

Il c_p è funzione di due termini $f(\lambda, \beta)$:

- *tip-speed ratio (TSR) λ*
- *l'angolo di pitch β*

Il modello implementato in EMTP per il calcolo della potenza estraibile è proposto in figura 3.11. Definito:

$$K_{\text{air}} = \frac{1}{2} \pi \rho R^2$$

che tiene conto della densità dell'aria e del raggio delle pale e moltiplicato per il coefficiente c_p e la velocità del vento, viene calcolata P_{est} , viene portata in pu e limitata tra 0 e infinito (la potenza estratta non può per ovvie ragioni essere negativa). La potenza di base S_{gen_VA} è pari alla potenza del generatore moltiplicata per un coefficiente pari a 1.11.

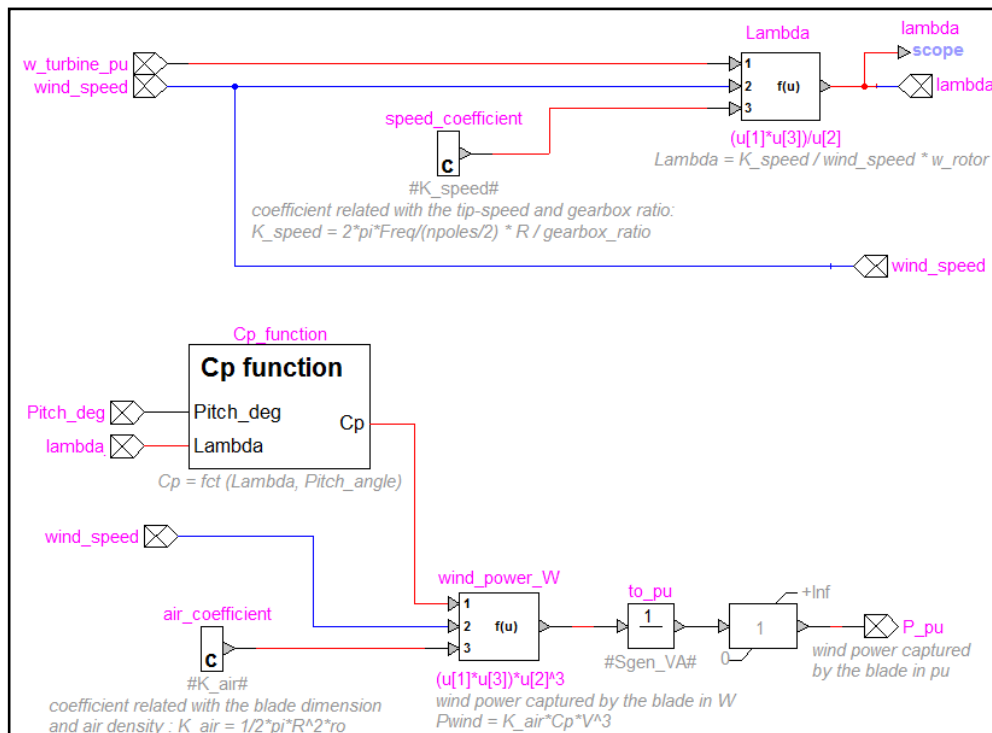


Fig. 3.11 Schema a blocchi Wind Power

3.5.2 Tip-speed ratio

Il tip-speed ratio è definito dal rapporto tra la velocità dell'estremità di una pala e la velocità del vento:

$$\lambda = \frac{wR}{v}$$

Al tip-speed ratio sono legati alcuni aspetti:

- gli sforzi meccanici nelle pale sono funzione del valore di TSR. Le turbine funzionanti con TSR maggiore hanno pale più snelle rispetto alle turbine che lavorano con TSR minore negli stessi intervalli di potenza e velocità del vento;

- le prestazioni della turbina in fase di avviamento sono inversamente proporzionale al TSR di progetto, ossia all'aumentare di TSR la coppia di avviamento data dalle pale diminuisce;
- il funzionamento a c_p massimo è legato ad un preciso valore del TSR. L'andamento del c_p in funzione del tip-speed ratio per diverse tipologie di turbine è proposto in figura 3.12. Focalizziamo l'attenzione su una delle curve proposte, per esempio quella riguardante le turbine ad asse orizzontale con 3 pale, oggi le più utilizzate. Se la velocità di rotazione della macchina è costante (caso di generatore collegato direttamente alla rete senza alcun tipo di convertitore), si intuisce che esisterà una sola velocità del vento in grado di massimizzare il coefficiente di potenza. È altrettanto evidente che, per mantenere c_p costante e pari al valore massimo entro un certo intervallo di velocità del vento, è necessario ricorrere a generatori in grado di funzionare a velocità variabile in modo da adeguare ω alla velocità del vento v . Il valore che rende massimo il coefficiente di potenza è tipicamente compreso tra 1 e 7.

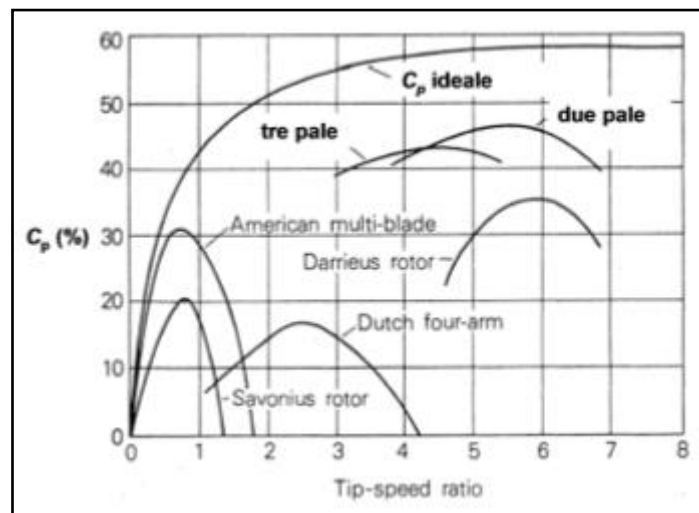


Fig. 3.12 Curve $c_p - \lambda$ per diverse turbine

Il generatore dovrà essere in grado di funzionare a basse velocità per bassi valori della velocità del vento e alta velocità per alti valori della velocità del vento. Questo è illustrato in figura 3.13; con velocità del vento v_1 la potenza

è massimizzata per una velocità di rotazione w_1 mentre con una velocità $v_2 > v_1$ la potenza è massimizzata per una velocità di rotazione maggiore.

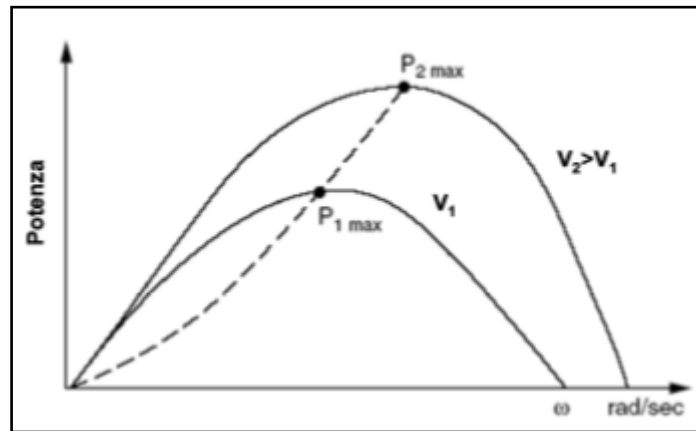


Figura 3.13 Curva P-w per differenti velocità del vento

L'esperienza indica come l'utilizzo di un generatore a velocità variabile consente di convertire 20%-30% in più di potenza rispetto al funzionamento con velocità fissa.

Facendo riferimento al modello EMTP in figura 3.11, il tip-speed ratio è calcolato tramite il rapporto:

$$\lambda = \frac{w_{rotor} * K_{speed}}{wind_speed}$$

Poiché la velocità di rotazione della turbina è data in ingresso in pu, è necessario calcolarne il valore assoluto. La velocità di base per la quale si moltiplica il valore in pu è pari a:

$$w_{base} = \frac{2\pi f}{p} \frac{1}{gearbox_ratio}$$

dove il gearbox_ratio rappresenta il rapporto di trasmissione tra i due alberi. La velocità di base moltiplicata per il raggio delle pale costituisce K_{speed} .

3.5.3 Angolo di pitch

Nelle macchine più recenti (non in quelle di piccola taglia per ragioni economiche) vi è la possibilità di regolare l'inclinazione delle pale, o *pitch angle*, rispetto al loro asse. Il pitch angle è definito come l'angolo formato dall'asse del profilo della pala con il piano perpendicolare alla direzione del vento.

Tale sistema di regolazione, detto *pitch control*, permette di regolare la portanza delle pale e quindi la coppia trasmessa all'albero. Tipicamente è possibile regolare la direzione delle pale fino alla loro messa in bandiera, situazione in cui le pale si trovano disposte parallelamente alla direzione del vento e la coppia trasmessa è nulla.

È evidente che, data una prefissata velocità di rotazione w , il coefficiente c_p presenterà un diverso andamento in funzione della velocità del vento a seconda dell'angolo di pitch. All'aumentare di β ($\beta=0$ indica che il profilo delle pale è perpendicolare alla direzione del vento mentre $\beta>0$ indica una rotazione rispetto alla perpendicolare e una conseguente riduzione della forza del vento applicata sulle pale) la curva c_p trasla verso valori minori di λ e con minori valori massimi di c_p (vedi figura 3.14).

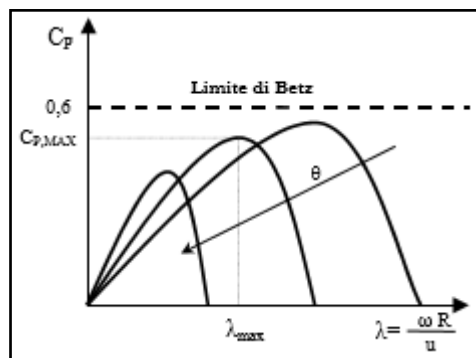


Fig. 3.14 Curva c_p - λ al variare dell'angolo di pitch

Fino al raggiungimento della massima potenza di turbina il pitch control non interviene e β viene mantenuto nullo per massimizzare la forza del vento sulle pale. Al raggiungimento della potenza massima, questa viene mantenuta costante agendo sull'angolo di pitch.

La velocità di rotazione delle pale è tipicamente limitata a 5° per secondo. Nelle condizioni di emergenza può raggiungere i 10° per secondo. L'angolo di pitch, input del blocco Wind_Power, è determinato dal corrispondente regolatore.

3.5.4 Calcolo del c_p

Come già introdotto, il coefficiente c_p è funzione del tip-speed ratio e dall'angolo di pitch e i metodi di calcolo proposti sono due.

Il primo, mostrato in figura 3.17a-3.17b, è un modello a matrice e si basa sulla definizione di tante curve c_p - λ per ogni diverso angolo di pitch. Il valore β in ingresso viene limitato tra il valore massimo (*Pitch_max_deg*) e il minimo (*Pitch_min_deg*), dopo di che, attraverso la table function *pitch*, ad ogni angolo viene associato un numero intero positivo (vedi figura 3.15) che andrà a selezionare la curva c_p - λ appropriata.

Enter coordinates of each point (x, f(x))		
	x	f(x)
1	-1.5000000000000000	1
2	-1.	2
3	-0.5000000000000000	3
4	0.	4
5	0.5000000000000000	5
6	1.	6
7	1.5000000000000000	7
8	2.	8
9	2.5000000000000000	9
10	3.	10
11	3.5000000000000000	11
12	4.	12
13	4.5000000000000000	13
14	5.	14
15	7.	15
16	10.	16
17	15.	17
18	20.	18

Figura 3.15 Table function per l'angolo pitch

Non per ogni angolo di pitch è associata una curva differente. Come si può notare infatti, per angoli piccoli, ogni 0.5° è associata una curva differente

mentre, per angoli superiori a 5° , l'incidenza della variazione dell'angolo sulla curva è minore e solamente per alcuni angoli è associata una curva. Qualora l'angolo in ingresso non sia tra quelli definiti nelle x della tabella, viene arrotondato al valore presente più vicino. Se ad esempio $\beta=8^\circ$, il valore y in uscita è 15.

L'uscita del blocco pitch è il selettore del blocco *selector*; sul bus in uscita selezionato viene a trovarsi l'ingresso, in questo caso 1, mentre su tutti gli altri bus vi sarà il valore 0.

Il secondo ingresso λ , dopo essere stato limitato, selezionerà il c_p corrispondente per ogni curva $c_p-\lambda$ definita. Le curve sono definite attraverso le table function (Ftb1, Ftb2, ...) e quella corrispondente a $\beta=0^\circ$ è rappresentata in figura 3.16

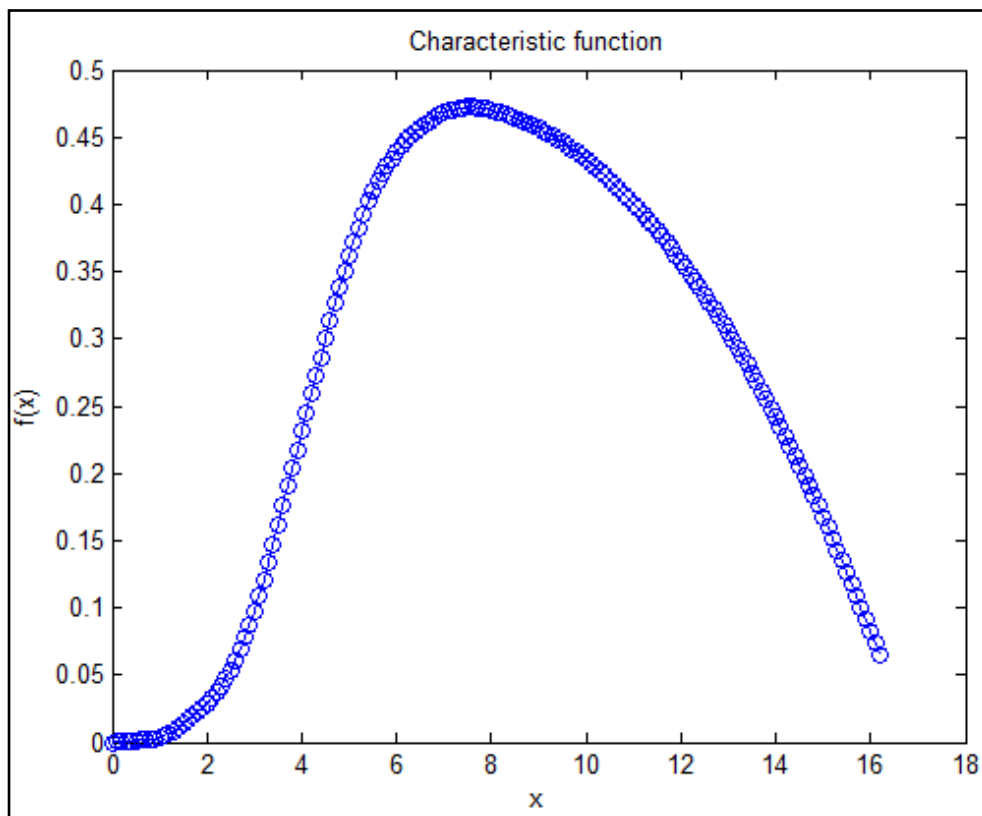


Fig. 3.16 Curva $c_p-\lambda$ con $\beta=0^\circ$

Il valore di c_p in uscita dalle table function viene moltiplicato per il valore presente sul corrispondente bus. Tutti i c_p sono moltiplicati per 0, eccetto su quello selezionato dal valore di β che viene moltiplicato per 1. Le uscite dei

moltiplicatori entrano nel blocco *wsum* (si sottolinea quindi che tutti gli ingressi di questo blocco saranno pari a 0 eccetto uno che conterrà il valore del coefficiente di potenza) che esegue una somma pesata. La funzione calcolata è:

$$output = gain * (w_1 * input_1 + w_2 * input_2 + w_3 * input_3 + \dots)$$

dove i pesi w_i e il guadagno sono posti pari ad 1. L'uscita del blocco *wsum* sarà l'uscita dell'intero blocco.

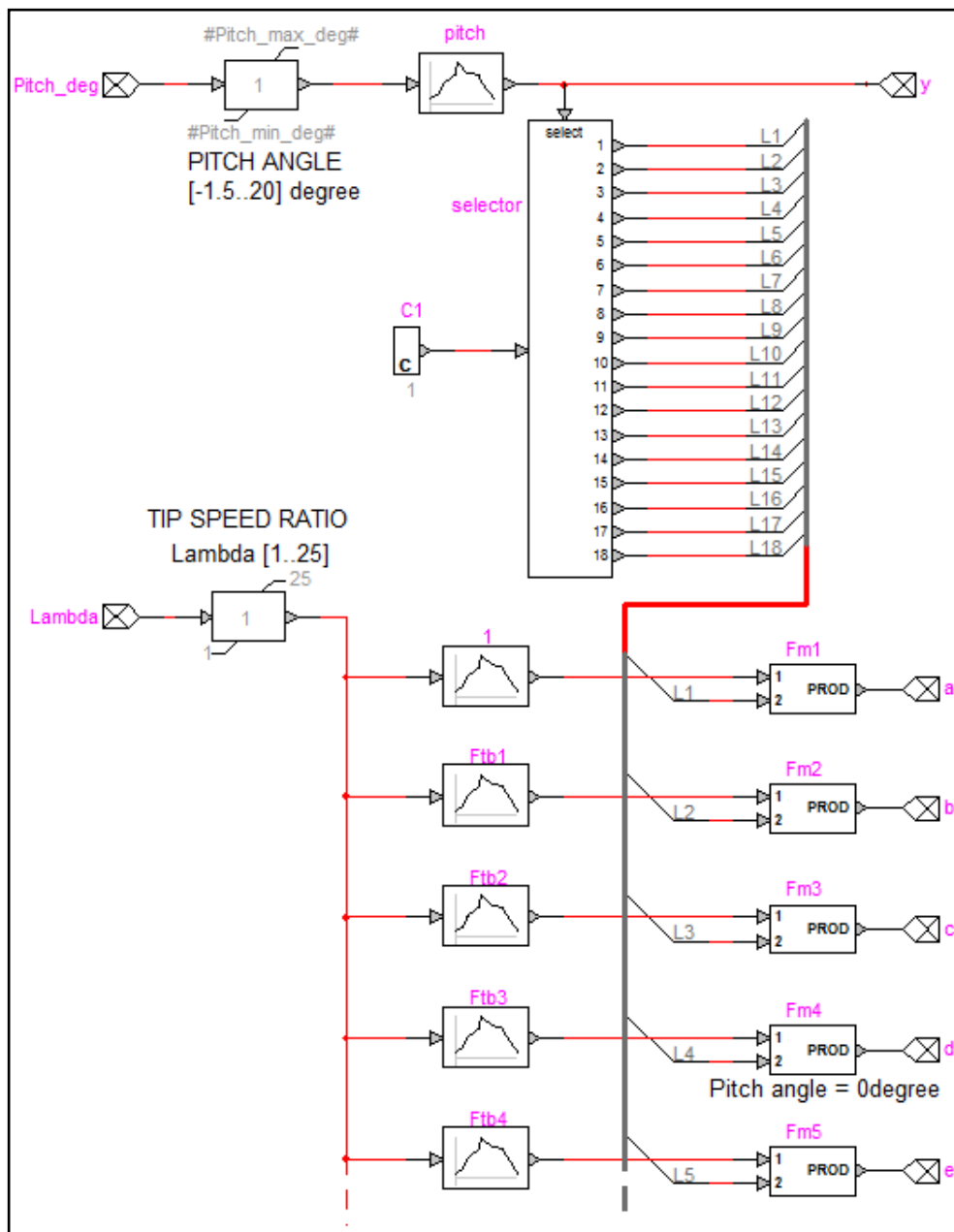


Fig. 3.17a Calcolo del coefficiente di potenza, primo metodo

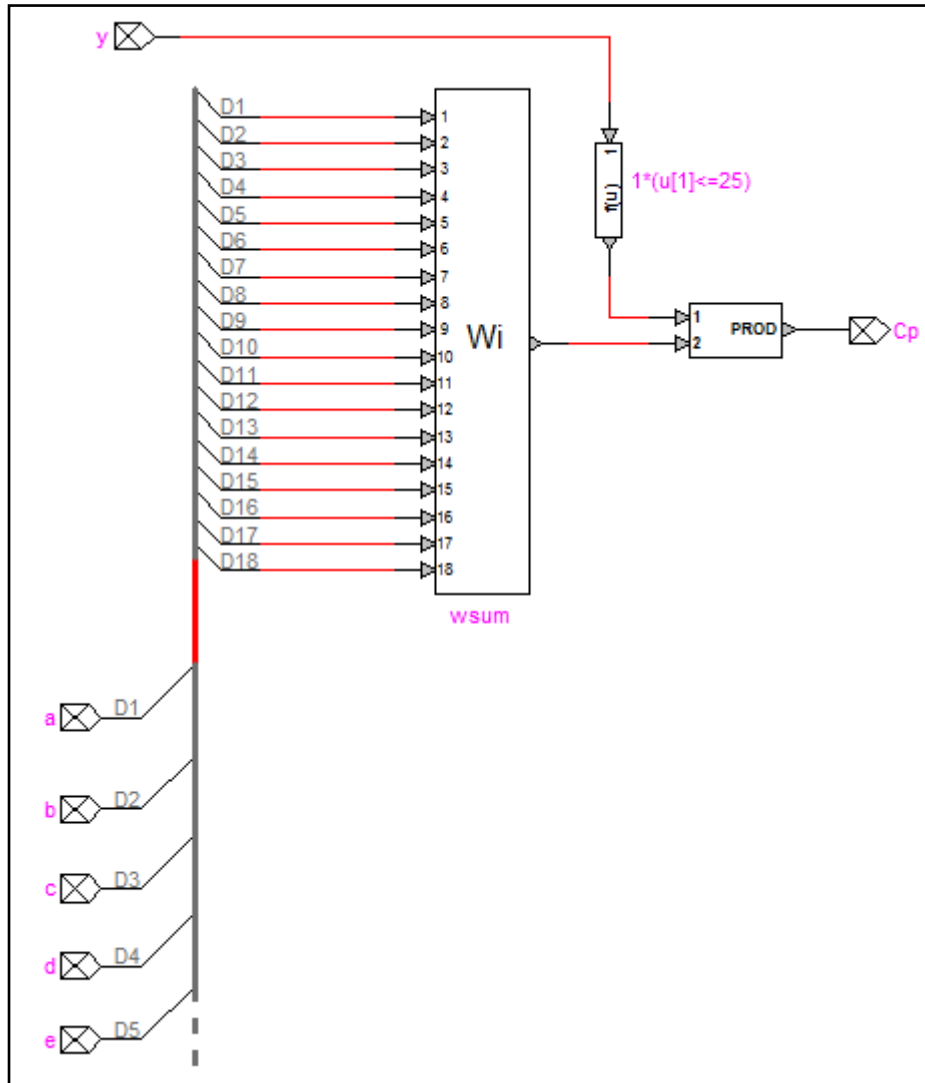


Fig. 3.27b Calcolo del coefficiente di potenza, primo metodo

Il secondo metodo, la cui implementazione è mostrata in figura 3.18, non prevede la definizione di curve c_p - λ ma il coefficiente c_p viene calcolato attraverso la formula:

$$c_p = \frac{c_6 * \lambda + \left(-c_4 - c_3(2.5 + \beta) + c_2 * \left(\frac{1}{\lambda + c_7(2.5 + \beta)} \right) - \frac{c_8}{1 + (2.5 + \beta)^3} \right)}{c_1 \frac{1}{e^{c_5 \lambda + c_7(2.5 + \beta)} - \frac{c_8}{1 + (2.5 + \beta)^3}}}$$

dove i coefficienti della funzione sono costanti definite nel file .dwj e sono pari a:

$$c_1 = 0.645;$$

$$c_2 = 116;$$

$$c_3 = 0.4;$$

$$c_4 = 5;$$

$$c_5 = 21;$$

$$c_6 = 9.12e-3;$$

$$c_7 = 0.08;$$

$$c_8 = 0.035.$$

Anche in questo caso, come nel precedente, λ e β sono limitati tra il minimo e il massimo ammissibili.

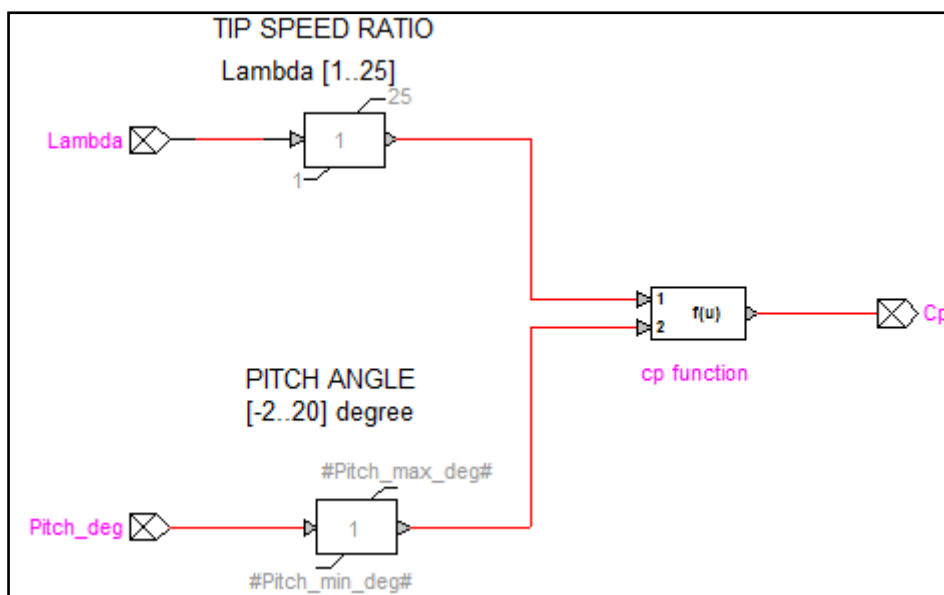


Fig. 3.18 Calcolo del coefficiente di potenza, secondo metodo.

3.5.5 Modello meccanico

La conversione dell'energia cinetica posseduta dal vento, prima di essere trasformata in energia elettrica disponibile ai morsetti del generatore, viene convertita in energia meccanica.

Il tipico sistema meccanico di una turbina eolica è rappresentato in figura 3.19. La forza del vento, agendo sulle pale, mette in rotazione l'albero che è generalmente caratterizzato da una velocità di rotazione tra le 30 e 100 volte inferiori rispetto a quella tipica di un generatore elettrico. Viene pertanto spesso inserito sull'albero di trasmissione un moltiplicatore di giri per

adattare la velocità di rotazione ai valori convenzionali richiesti dalle macchine elettriche.

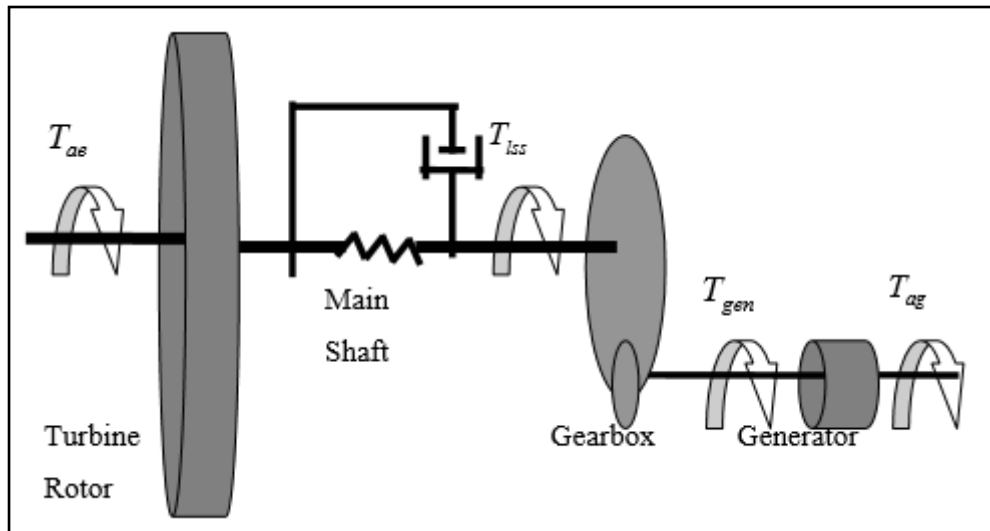


Fig. 3.19 Tipico modello meccanico di un generatore eolico

Il modello del sistema meccanico può essere realizzato, a secondo del grado di descrizione desiderato, in più modi.

Il più semplice modello è il cosiddetto a *masse concentrate* in cui l'inerzia della turbina e l'inerzia del generatore vengono concentrate in un'unica massa.

Un modello più accurato consiste nella rappresentazione del sistema tramite il *modello a due masse* in cui le due masse sono i due rotori interconnessi da un albero meccanico come mostrato in figura 3.20. L'introduzione dell'albero nel modello ha consentito di:

- prevedere oscillazioni di tensione, delle correnti di macchina, della potenza attiva e reattiva e della velocità di rotazione degli alberi meccanici a seguito di un guasto in rete o nell'impianto di generazione;

- Prevedere il ristabilimento della tensione in rete dopo l'estinzione di un guasto.

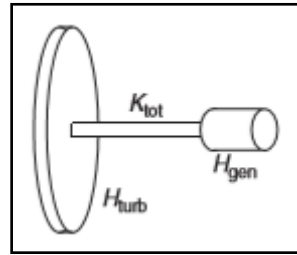


Fig. 3.20 H_{gen} rappresenta l'inerzia del generatore, H_{turb} l'inerzia della turbina e K_{tot} i parametri dell'albero meccanico.

Se necessario, è possibile includere la rappresentazione del rapporto di trasmissione insieme al sistema a bassa velocità e ad alta velocità. Così facendo il modello conterrà 3 masse rotanti e 2 alberi meccanici di connessione.

Per le applicazioni eoliche un giusto compromesso è rappresentato dal modello a due masse, implementato in EMTP sia nel caso di DFIG che nel caso di FC e mostrato in figura 3.21.

Partendo dall'espressione della potenza catturata dalle pale (grandezza in uscita dal blocco wind_power), è possibile calcolare la coppia come rapporto tra potenza e velocità angolare. La coppia risulta pari a:

$$T_{turbine} = \frac{1}{2} \pi \rho c_p R^3 v^2$$

L'equazione meccanica della turbina è rappresentata dalla seguente espressione:

$$T_{turbine} - T_{rotor} = 2 H_t \frac{dw_{turbine}}{dt}$$

dove H_t rappresenta la costante d'inerzia [s] della turbina. L'incognita, $\frac{dw_{turbine}}{dt}$, viene calcolata e integrata, ottenendo così la velocità angolare di rotazione.

Per quanto concerne la dinamica dei due alberi, si può scrivere la seguente relazione:

$$T_{rotor} = K_{sh}(\theta_{turbine} - \theta_{rotor}) + D_m(w_{turbine} - w_{rotor})$$

dove K_{sh} è la rigidezza dell'albero e serve a rappresentare l'elasticità torsionale attraverso la differenza angolare dei due alberi, mentre D_m è la costante di smorzamento che viene moltiplicata con la differenza di velocità angolare dei due alberi. Tutti i parametri sono noti eccetto $\Delta\theta$ che viene calcolato dall'integrazione di Δw .

Tutti i parametri sono espressi in pu.

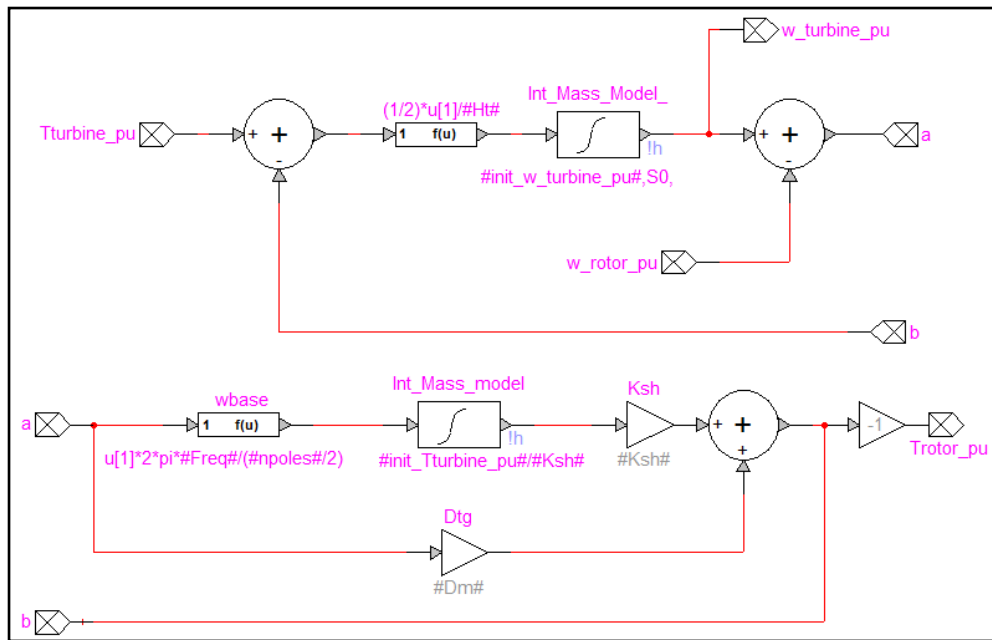


Fig. 3.21 Modello meccanico a due masse sviluppato in EMTP

3.5.6 Inizializzazione della turbina

Il modello della turbina viene inizializzato attraverso il seguente codice scritto nel file .dwj:

```
Lambda_ini_guess = Lambda_optimal12;  
Cp_init_guess = Cp_max13;  
max_wind_speed = K_speed * w_rotor_max_pu / Lambda_ini_guess;  
if (Mean_wind_speed > max_wind_speed) {  
    Mean_wind_speed_init = max_wind_speed;  
}  
else {  
    Mean_wind_speed_init = Mean_wind_speed;  
}  
init_w_turbine_pu = Mean_wind_speed_init * Lambda_ini_guess /  
    K_speed * 0.98914;  
init_Pturbine_pu = K_air * Cp_init_guess * pow(Mean_wind_speed_init,  
    3) / Sgen_VA;  
init_Tturbine_pu = init_Pturbine_pu / init_w_turbine_pu;
```

max_wind_speed identifica il massimo valore di vento prima del quale venga attivato il pitch control. Per valore medi del vento inferiori, la turbina viene effettivamente inizializzata con il valore medio del vento inserito attraverso la maschera iniziale. Qualora invece il valore medio del vento inserito sia superiore, il modello viene sempre inizializzato a *max_wind_speed*. Seguiranno in questo caso dei brevi transitori.

init_w_turbine_pu, *init_Pturbine_pu* e *init_Tturbine_pu* rappresentano rispettivamente i valori iniziali della velocità di rotazione, della potenza e della coppia in per unità con i quali la turbina viene inizializzata.

¹² *Lambda_optimal* = 6.635

¹³ *Cp_max* = 0.46

¹⁴ 0.989 è un fattore di perdita

3.6 Generatore elettrico e convertitore di elettronico di potenza

Agli inizi del 1990 i primi generatori ad essere installati furono ad induzione con rotore a gabbia di scoiattolo connessi direttamente alla rete, detti *fixed-speed wind turbines*. Il nome lascia intuire come queste macchine elettriche siano operanti a velocità di rotazione fissa indipendentemente dalla velocità del vento, con gli svantaggi già enunciati nei precedenti paragrafi. Il generatore non funziona mai al valore massimo del coefficiente c_p lasciando parte dell'energia del vento non sfruttata. La macchina elettrica viene connessa alla turbina eolica mediante un moltiplicatore meccanico di velocità ed è del tutto simile ad una classica macchina asincrona industriale utilizzata come motore mentre l'unica differenza è il verso della potenza. In un caso la coppia sarà applicata all'albero meccanico mentre nell'altro caso sarà prelevata. Con questo tipo di collegamento le fluttuazioni del vento sono tradotte in fluttuazioni meccaniche che portano a fluttuazioni della potenza elettrica. Le grandi quantità di potenza reattiva assorbita per sostenere il campo magnetico rotante causano fluttuazioni di tensione e ingenti perdite sulle linee pertanto è necessario prevedere l'installazione di banchi di condensatori per la compensazione. La velocità di sincronismo dipende dal numero di poli e, in una rete a 50 Hz come quella europea, può essere pari a 1500 rpm (4 poli), 1000 rpm (6 poli) o 750 rpm (8 poli). Tale approccio però presenta anche alcuni vantaggi come quello di avere una struttura robusta, affidabile e costruttivamente molto semplice che porta ad un elevato risparmio economico. Nonostante questi vantaggi però il funzionamento a velocità fissa non è mai utilizzato se non in applicazioni di piccola taglia.

Grazie all'introduzione dell'elettronica di potenza, negli anni successivi è stato possibile introdurre approcci che consentissero di lavorare a velocità di rotazione variabili, detti *variable-speed wind turbines*.

3.6.1 Doubly-Fed Induction Generator (DFIG)

Una soluzione (figura 3.22) riguarda l'utilizzo di un motore asincrono a rotore avvolto con doppia alimentazione, detto *doubly-fed induction generator* (DFIG). In questo caso gli avvolgimenti di statore sono direttamente collegati alla rete mentre il rotore viene collegato alla rete tramite un convertitore back to back che consente un flusso bidirezionale di potenza. La taglia del convertitore è tipicamente prossima al 30% della potenza nominale del generatore consentendo un notevole risparmio economico rispetto al convertitore di pari potenza che viene utilizzato con un motore sincrono (vedi in seguito). La variazione di velocità che è possibile ottenere è compresa tra -40% e +30% rispetto al sincronismo ma in generale il range di variazione di velocità dipende dalla taglia del convertitore e ciò si riflette sul costo economico. La potenza in uscita che fornisce la macchina è una combinazione di quella proveniente dallo statore e quella dal rotore. Pertanto è in grado di funzionare da generatore sia quando si trova ad operare in situazioni di sottosincronismo ($s > 0$, scorrimento positivo)¹⁵ sia in situazioni di sovrasincronismo ($s < 0$, scorrimento negativo):

- Se $s > 0$ la potenza sarà prelevata dalla rete e fluirà dal convertitore verso il rotore;
- Se $s < 0$ la potenza fluirà in verso opposto, sarà estratta dal rotore e immessa in rete attraverso il convertitore.

Quando $s = 0$ (sincronismo) non transita potenza attraverso il convertitore. Definendo P_s la potenza di statore, la potenza gestita dal convertitore può essere definita come:

$$P_r = -sP_s$$

¹⁵ Si definisce scorrimento s il rapporto:

$$s = \frac{w_c - w_m}{w_c}$$

dove w_c è la velocità angolare del campo rotante statorico e w_m la velocità angolare meccanica dell'albero.

e quindi, a seconda del segno dello scorrimento, la potenza sarà prelevata o iniettata nel rotore.

L'introduzione del convertitore ha anche aspetti negativi. Il primo riguarda la presenza di perdite aggiuntive che, anche se di piccola entità, possono essere rilevanti in un impianto di piccola taglia. Un secondo aspetto negativo dei convertitori elettronici riguarda la presenza di armoniche multiple della fondamentale nelle forme d'onda di tensione e corrente immesse in rete. Per rispettare i parametri sulla qualità il titolare dell'impianto dovrà prendere provvedimenti per ridurre l'introduzione di armoniche in rete tramite filtri.

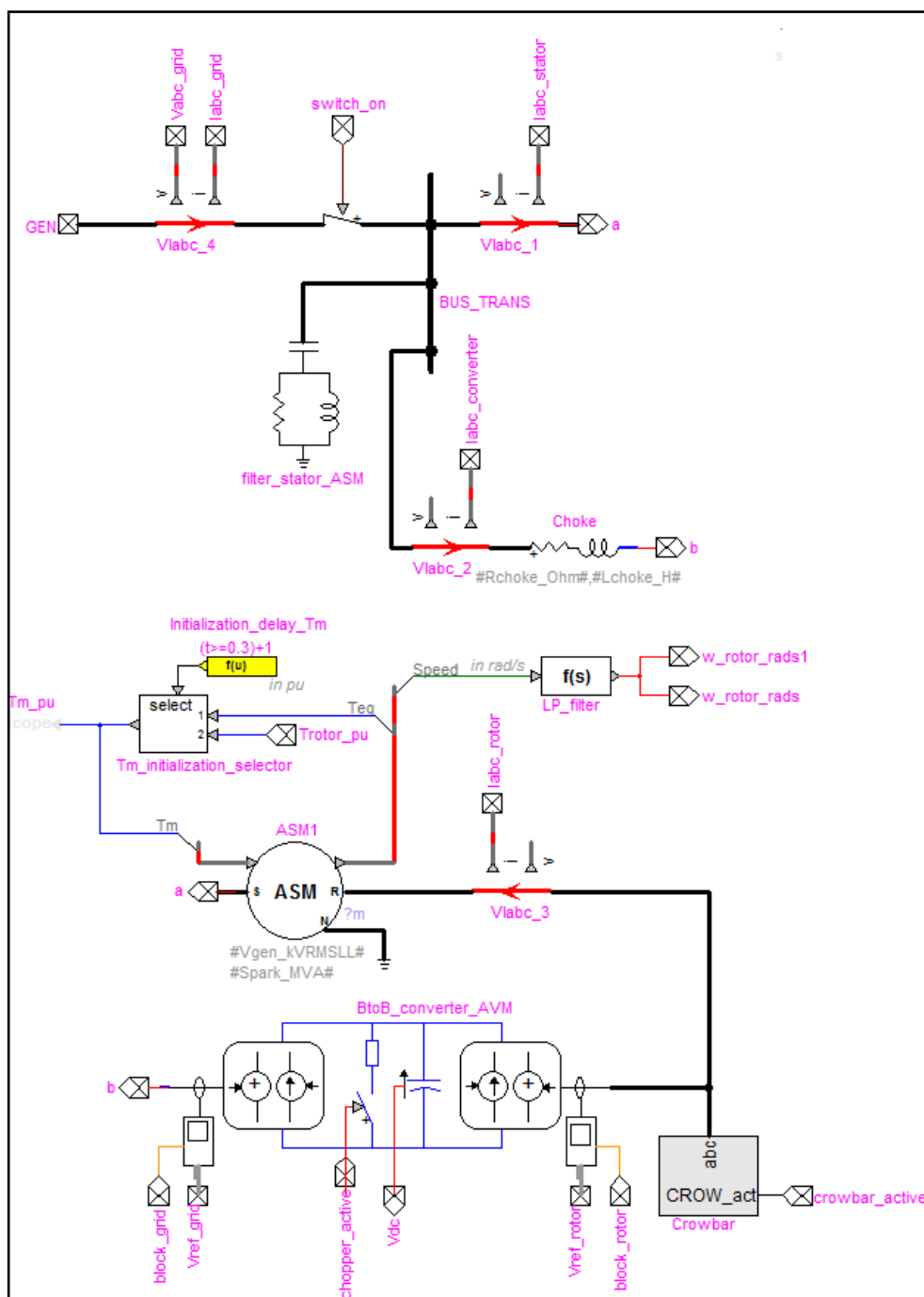


Fig. 3.22 Schema di collegamento del DFIG con la rete

Le proprietà della macchina asincrona, riportate in figura 3.23, sono definite in parte nella maschera iniziale e in parte nel file .dwj. Si nota che i parametri del circuito sono espressi in pu e che la variabile di controllo della macchina è la coppia meccanica (è possibile anche controllare la potenza). La macchina, a seconda del regime ventoso a cui è soggetta, viene

inizializzata diversamente tramite lo *Steady-state slip*. Lo scorrimento iniziale, espresso in percentuale, viene imposto pari a:

$$init_slip_pct = (1 - init_w_turbine_pu) * 100$$

Il questa macchina il controllo della coppia è attivato fin dall'istante iniziale.

The screenshot displays the parameter configuration for a DFIG. It is divided into several sections:

- Electrical Parameters:** Includes fields for Rated power (#Spark_MVA#), Rated line-to-line voltage (#Vgen_kVRMSLL#), Frequency (#Freq#), Number of poles (#npoles#), and Armature winding connection (Wye grounded).
- Control Parameters:** Includes a checkbox for 'Use full Thevenin in wound rotor network', 'Steady-state slip' (#init_slip_pct#), and 'Controlled torque start time' (0 s).
- Control Table:** A table with columns 'Variable', 'Units', and 'Signal name'. It lists 'Tm Total mechanical torque' (Nm, Tm) and 'Speed Rotor speed control' (rad/s, Speed).
- Circuit Parameters:** Includes fields for Rs, Lls, Lmd, Lmq, Rr1, Llr1, Rr2, and Llr2, each with a unit dropdown (pu, Ω, H).
- Mass data table:** A table titled 'Mass data: mechanical parameters for the shaft system' with columns for Mass index, Fraction of external torque, Moment of inertia, Speed deviation damping, Mutual damping, Spring constant, and Absolute speed damping. Row 1 shows values for #Hgen_pu# and #D_pu#.

Mass index	Fraction of external torque	Moment of inertia	Speed deviation damping	Mutual damping	Spring constant	Absolute speed damping
1	1	#Hgen_pu#	0			#D_pu#

Fig. 3.23 Parametri del DFIG

Il convertitore back-to-back AC/DC/AC (chiamato anche front-end) è un dispositivo elettronico di potenza che consente di interfacciare, con flussi di potenza bidirezionali, un sistema trifase a tensione e frequenza variabile con una rete a tensione e frequenza fissate. È costituito da due inverter a tensione impressa: uno lato rete chiamato *Grid Side Converter (GSC)* e uno lato rotore chiamato *Rotor Side Converter (RSC)*. I due inverter sono collegati da un bus in continua in cui è presente un condensatore che ha lo scopo di attenuare le oscillazioni di tensione e l'IGBT chopper che interviene quando la tensione continua supera 1.075 in pu. La protezione può essere attivata o disattivata dalla maschera iniziale.

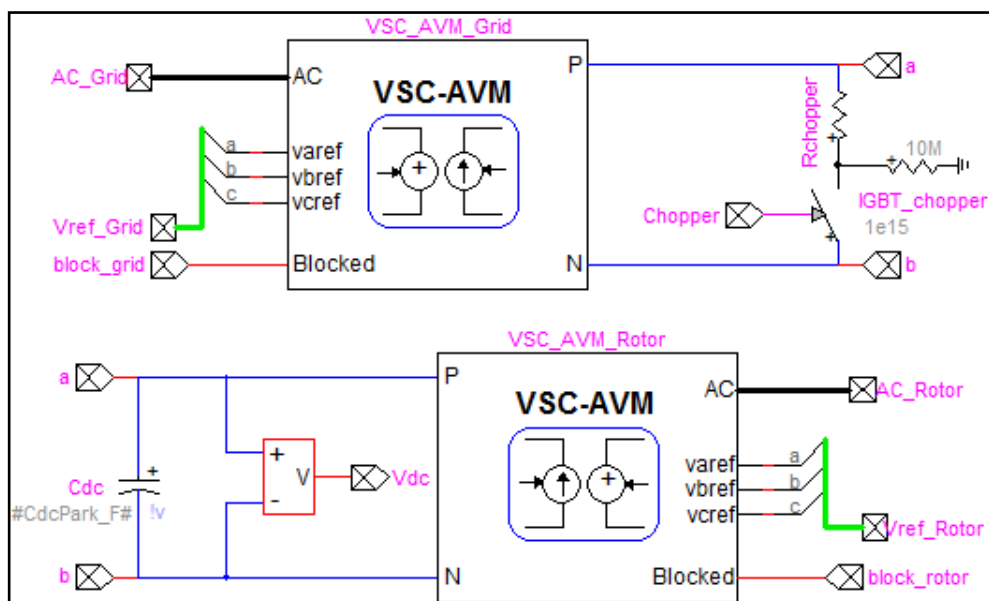


Fig. 3.24 Schema del convertitore back-to-back

Il RSC lavora a frequenza variabile, dipendentemente dalla velocità di rotazione delle pale. Permette il controllo in maniera disaccoppiata della potenza attiva e reattiva ai morsetti dello statore agendo sulle correnti di rotore mentre il GSC, che lavora alla frequenza di rete, si occupa di mantenere costante la tensione sul bus DC pari al valore di riferimento. Sia il RSC che il GSC hanno la capacità di generare o assorbire la potenza reattiva, ciò consente di regolare il flusso di potenza reattiva nel punto di connessione con la rete.

Un sistema di protezione presente nel caso di DFIG è il sistema *crowbar*. Come conseguenza dell'abbassamento di tensione dovuto ai guasti in rete, lo statore è limitato nella generazione di potenza. Pertanto, sul rotore si ha un eccesso di energia che va a caricare il condensatore presente nel ramo DC, facendo crescere la tensione. Il sistema *crowbar* interviene proprio a seguito di sovratensioni sul bus DC del back-to-back disconnettendo di fatto gli avvolgimenti di rotore dal convertitore elettronico e proteggendo la componentistica. Non appena la tensione scende sotto il valore di soglia definito, il collegamento tra rotore e RSC viene ripristinato.

3.6.2 Permanent Magnet Synchronous Generator

Una seconda possibilità per convertire l'energia meccanica in energia elettrica è rappresentata dai motori sincroni a magneti permanenti, per mezzo di un convertitore back-to-back (AC-DC-AC) della stessa taglia del generatore connesso tra statore e rete. La presenza del convertitore consente di disaccoppiare completamente due sistemi aventi frequenze differenti e, in questo caso, non è richiesto l'assorbimento di una corrente magnetizzante per il funzionamento della macchina. Lo schema, rappresentato in figura 3.25, mostra come ancora una volta il controllo della macchina sia effettuato tramite la coppia meccanica.

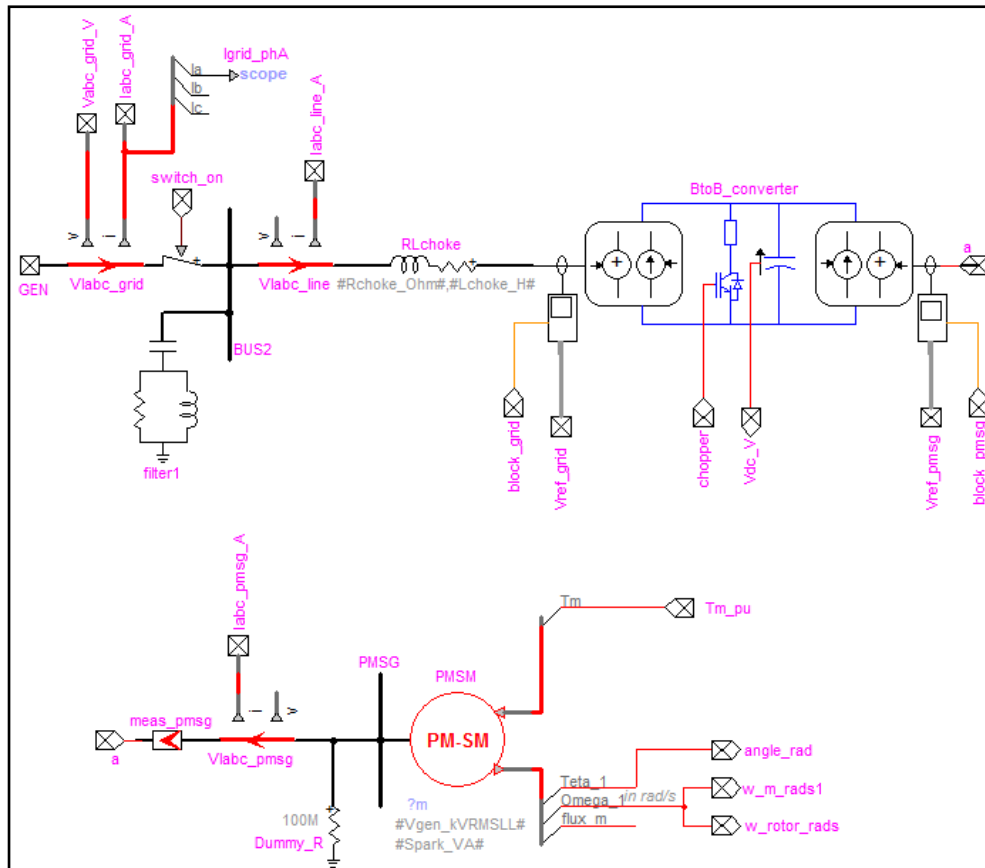


Fig. 3.25 Schema di collegamento del PM SG con la rete

Anche in questo caso vengono specificati i parametri classici della macchina quali: tensione nominale, frequenza nominale, potenza nominale, numero di poli e la tipologia di collegamento. Per quanto riguarda i magneti permanenti (vedi figura 3.26) va scelto se specificare:

- Specificare la corrente di eccitazione. Il flusso è calcolato come $\varphi_e = L_{ad1}i_e$ dove L_{ad1} è l'induttanza di asse d;
- Specificare il flusso dei magneti espressi in Wb;
- Specificare l'induttanza e la corrente di eccitazione. Il flusso è calcolato come $\varphi_e = L_e i_e$

Fig. 3.26 Maschera per la gestione dei magneti permanenti

Per quanto riguarda l'inizializzazione è possibile definire i fasori delle tensioni presenti ai terminali della macchina nello steady-state. Anche in questo caso è possibile specificare l'istante temporale in cui ha inizio il controllo della coppia. Fino a quando non si è raggiunto l'istante temporale specificato, la coppia applicata alla macchina è fissa e pari a quella di steady-state calcolata automaticamente da EMTP. Verrà comunque sempre mantenuta a 0 per tutte le simulazioni che seguiranno.

Fig. 3.27 Steady-state Initialization della macchina sincrona a magneti permanenti

3.7 Sistema di controllo

Il *Control System* contiene tutta la parte di controllo dell'impianto di generazione a partire dal controllo sull'angolo della pala, alla definizione delle tensioni impresse degli inverter presenti nel convertitore back-to-back

fino ai sistemi di protezione. In questa unità tutte le grandezze sono espresse in pu.

Attraverso la maschera iniziale è possibile attivare o disattivare le protezioni. Se la protezione è disattiva, si ha $activate_Prot=0$ e di conseguenza $out=0$. Se invece è attiva, $activate_Prot=1$ e out dipenderà dall'intervento o meno della protezione.

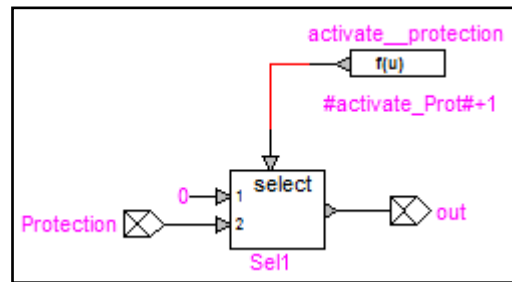


Fig. 3.28 Inserzione/disinserzione delle protezioni dalla simulazione

Entriamo ora nel dettagliato del sistema di controllo focalizzando l'attenzione sugli aspetti più interessanti per questo elaborato.

3.7.1 Pitch Control

Il controllo sull'angolo di pitch consente di regolare l'angolo formato dall'asse del profilo della pala con il piano perpendicolare alla direzione del vento. Fintanto che la velocità del vento non è sufficiente a produrre la potenza nominale l'angolo di pitch viene tenuto a 0° per massimizzare la potenza estratta. Raggiunta la velocità del vento per la quale la potenza estratta è pari a quella massima estraibile, il compito del pitch control è quello di mantenere tale potenza costante per venti di intensità superiore. In genere la velocità del vento per la quale si ha la potenza nominale varia tra i 10 e i 15 m/s.

Poiché non è possibile misurare con precisione la velocità del vento tramite anemometri (eventuali strumenti posti sulla navicella verrebbero disturbati dalla pala stessa fornendo misurazioni errate), il sistema si basa su altre variabili quali la velocità di rotazione del generatore e/o la potenza prodotta.



Figura 3.23.3 Blocco Pitch Control

Nel caso del software in questione la scelta è stata quella di implementare il controllo sulla velocità di rotazione. Come si può osservare da figura 3.30, la regolazione dell'angolo di pitch interviene solamente quando è verificata la condizione:

$$w_rotor > w_rotor_max$$

dove, in tale caso, w_rotor_max è pari a 1.25 pu.

La differenza di velocità entra nel regolatore, del tipo proporzionale-integrale-derivativo (PID), il quale ha il compito di annullare l'errore in ingresso. L'uscita del regolatore viene dato in ingresso al blocco *Rate Limiter* che impone la massima variazione dell'angolo di pitch ammessa nell'unità di tempo. Successivamente il blocco *round_pitch_angle* determina l'angolo da impostare. L'angolo è il risultato di una funzione composta da tre input come mostrato in figura 3.31. Nello specifico, ABS prende il valore assoluto dell'ingresso e lo riporta in uscita, TRUNC esegue un troncamento delle cifre decimali mentre SIGN conserva solamente il segno dell'ingresso.

Infine, l'angolo di pitch viene limitato tra il minimo ($\beta = 0$, pale poste ortogonalmente alla direzione del vento) e il massimo (*pitch_max_deg*).

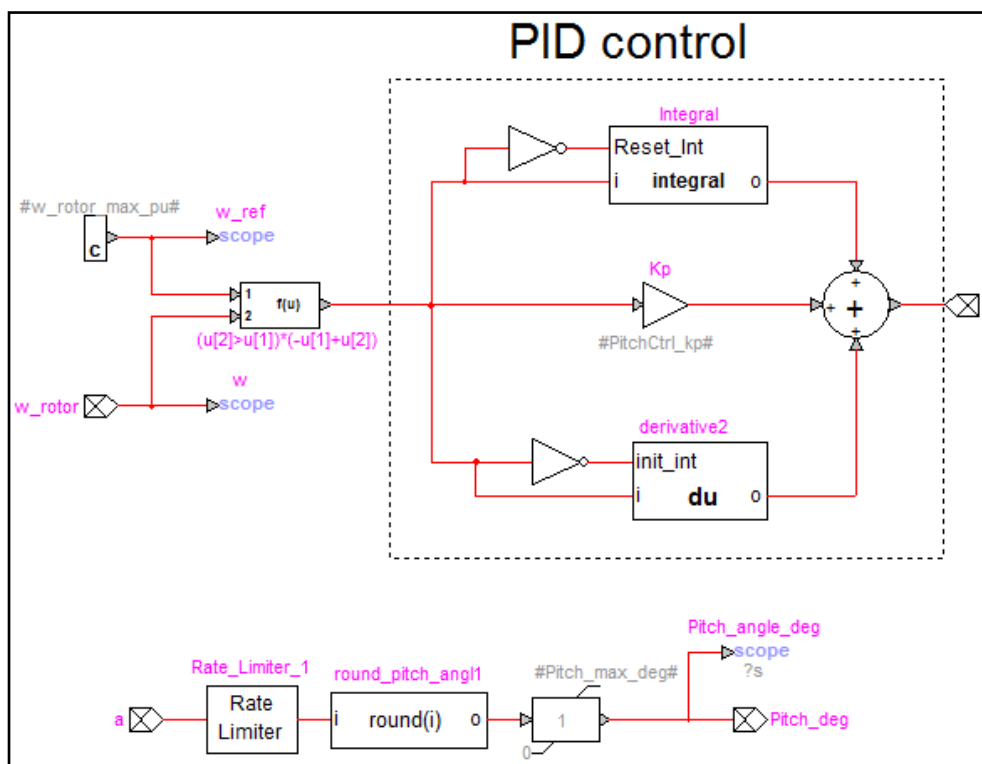


Fig. 3.30 Schema Pitch Control

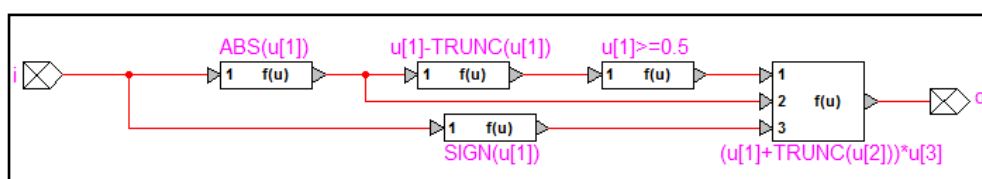


Fig. 3.31 Schema round_pitch_angl

3.7.2 Overcurrent Protection

La protezione da sovracorrenti implementata nel Control System riguarda le correnti lato rotore e lato rete del convertitore back-to-back. Viene calcolata la massima corrente presente nelle 3 fasi e la si confronta con il parametro $I_{RotorSideConv_max}$ o $I_{GridSideConv_max}$ a seconda del caso. Se sono superati i valori massimi interverranno le relative protezioni. I valori delle due correnti limite sono impostati nel file .dwj.

3.7.3 DC Bus Protection

Sul bus DC interposto tra i due inverter, qualora la tensione dovesse salire eccessivamente, è previsto l'intervento di 2 protezioni.

Se la tensione supera 1.075 pu viene chiuso il chopper tra i due poli del bus DC. Se invece la tensione supera 1.175 pu viene attivato il sistema di crowbar .

3.7.4 Under / Over Voltage Protection

Come già introdotto durante la regolazione della tensione, al parco di generazione eolica viene richiesto di rimanere connesso alla rete a fronte di transitori di sotto o sovratensione a seconda dell'entità della variazione dal valore nominale e della durata.

Il *Low Voltage Ride Through (LVRT)* e l'*High Voltage Ride Through (HVRT)* rappresentano in pratica la capability dei generatori elettrici, ovvero la capacità di rimanere connessi alla rete nei periodi in cui la tensione presente in rete si discosta dal valore nominale. La curva implementata in EMTP è mostrata in figura 3.32.

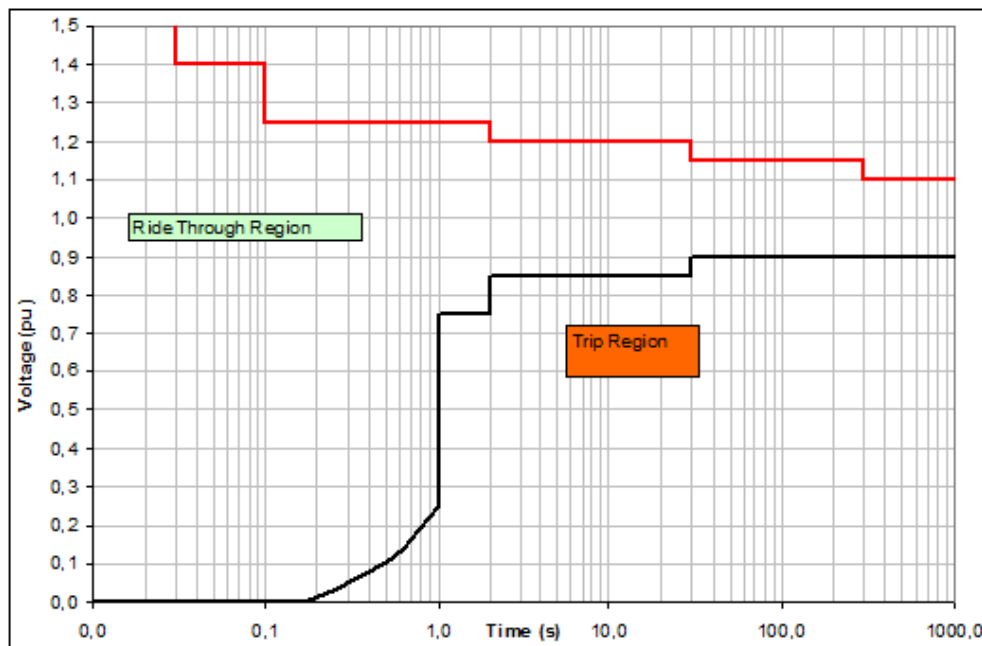


Fig. 3.32 Caratteristica Tensione-Tempo implementata in EMTP per la protezione da LVRT e HVRT

L'implementazione è riportata in figura 3.33. Le tensioni V_{abc_grid} , dopo essere state trasformate in coordinate polari, entrano nel blocco *Phase_Vprot*. Questo blocco, a cui ogni fase è soggetta, è quello cardine all'interno del quale sono definite le coppie di valori tensione-tempo limite oltre le quali si attiva la protezione. Se almeno una delle 3 fasce eccede i limiti imposti, l'uscita dal blocco OR sarà un 1 logico che farà aprire la protezione disconnettendo il parco di generazione dalla rete. Anche in questo caso la protezione può essere disattivata dalla maschera iniziale attraverso la variabile *activate_VoltageProt*.

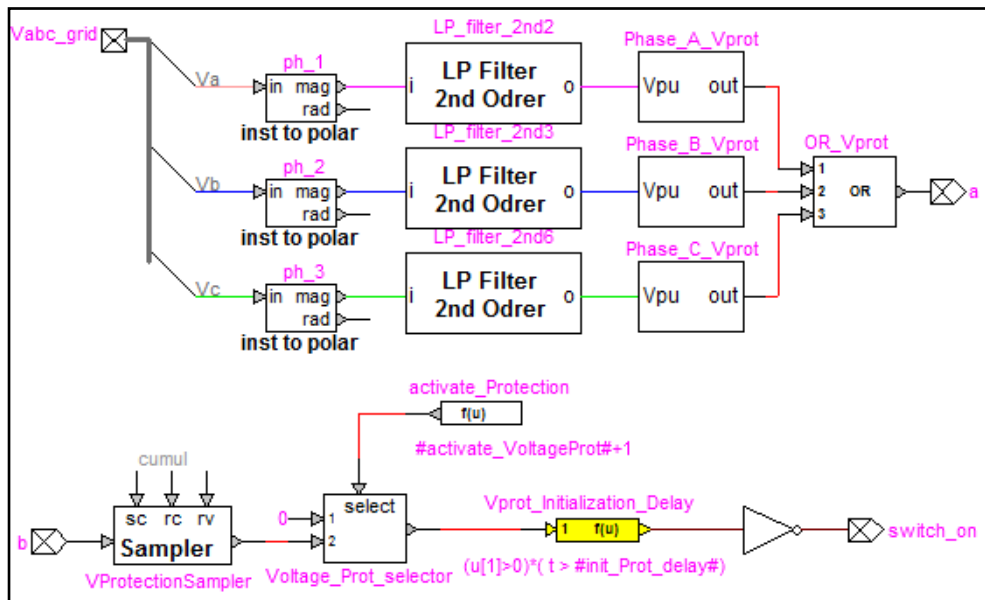


Fig. 3.33 Schema LVRT/HVRT Protection

All'interno del blocco *Phase_A_Vprot* troviamo l'implementazione della curva per i Low Voltage e per gli High Voltage per la fase A come mostrato in figura 3.34. Se uno dei due blocchi restituisce un 1 logico si avrà $out=1$.

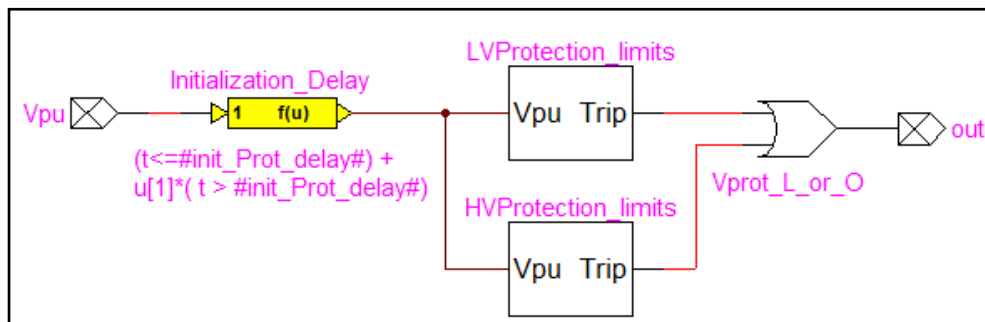


Fig. 3.33.4 Schema del blocco *Phase_A_Vprot*

Focalizziamo l'attenzione sul blocco *LVProtection_limits* per capire come effettivamente viene implementata la curva. Approssimando il tratto iniziale della caratteristica come una spezzata, l'idea di base è quella di definire delle fasce di tensione entro le quali verificare se è contenuto o meno il valore istantaneo e, in caso affermativo, contare per quanto tempo vi rimane. Le fasce di controllo vengono definite attraverso la maschera del blocco *LVProtection_limits* mostrata in figura 3.35. Considerando i dati evidenziati e facendo riferimento alla figura 3.32, l'interruttore deve intervenire dopo 1 secondo ($T7=1$) se la tensione in pu è compresa tra 0 ($VLO=0$) e 0.75 ($VH7=0.75$). Per una questione rappresentativa questa fascia viene considerata come la somma di due fasce, una tra 0 e 0.25 e una tra 0.25 e 0.75 dove 0.25 rappresenta il limite superiore della banda definita all'istante temporale d'intervento precedente ($T6=0.7$).

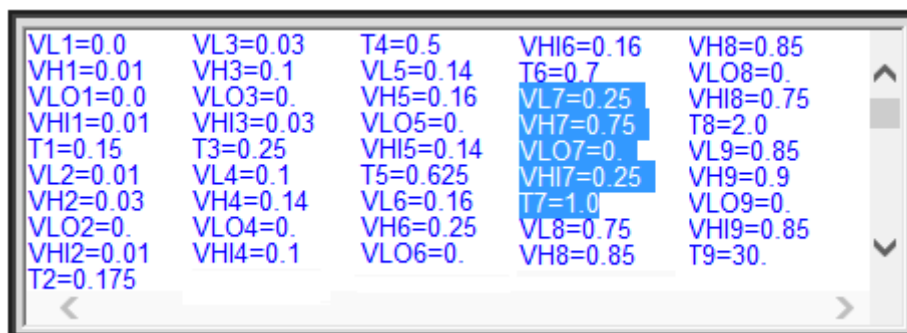


Fig. 3.33.5 Maschera del blocco *LVProtection_limits*

L'implementazione del conteggio in ciascuna banda è strutturato come in figura 3.36 dove, facendo sempre riferimento alla settima banda, saranno definiti $VH7=VH=0.75$, $VL7=VL=0.25$, $VH17=VH1=0.25$ e $VLO7=VLO=0$. Ogniquale volta il valore V_{pu} scende al di sotto di VH , l'ingresso *in* di *counter* è 1 e parte il conteggio. Se il tempo di conteggio diventa superiore a T ($T=T7=1s$ in questo caso) viene attivato il trip e interviene la protezione. Se invece la tensione diventa maggiore del limite superiore della banda prima che sia intervenuta la protezione, il conteggio viene azzerato.

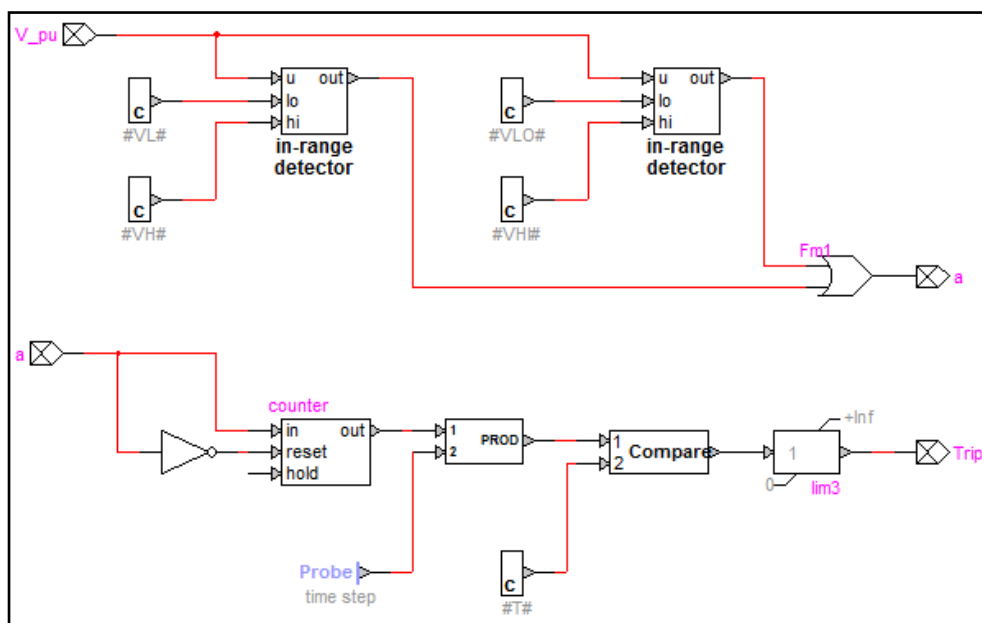


Figura 3.33.6 Schema di implementazione del conteggio

Analoghe considerazioni possono essere svolte per l'High Voltage Protection.

Un'ultima osservazione viene fatta in riferimento alla figura 3.37. Se la tensione seguisse ipoteticamente l'andamento espresso dalla curva rossa, al tempo $t=1s$ non si avrebbe l'intervento della protezione poiché il conteggio sarebbe partito dal tempo $t=0.1s$. Pertanto la protezione aprirebbe solamente se la tensione continuasse a rimanere inferiore a 0.75 in pu per ulteriori 0.1s. Se la tensione superasse invece 0.75 si potrebbe avere l'intervento per il superamento di altre soglie con tempistiche maggiori.

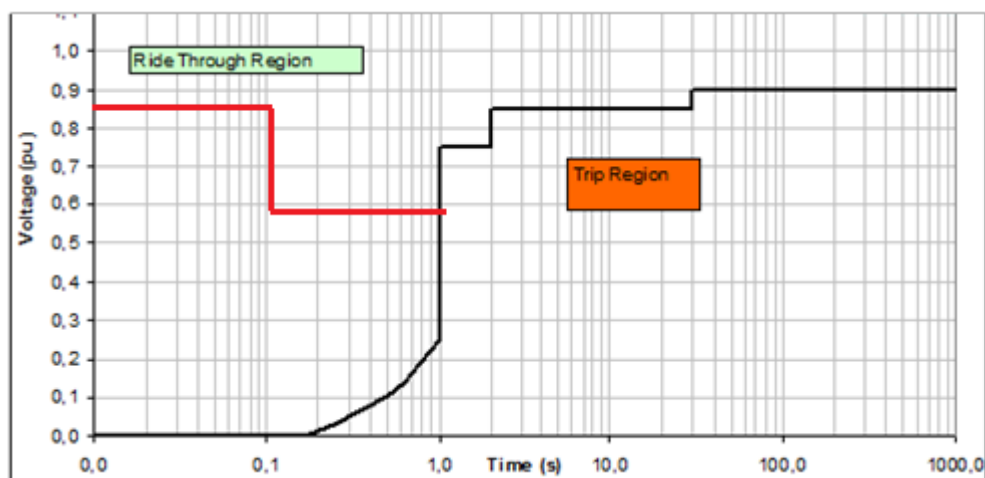


Fig. 3.33.7 Caso di studio particolare riguardante il LVRT

3.7.5 Deep Voltage Sag Detector

Questo blocco si occupa della rilevazione di buchi di tensione monitorando solamente la profondità dell'abbassamento della tensione.

Le tensioni di V_{abc_grid} vengono misurate, viene calcolato il valore efficace ed entrano nel blocco *Deep_Volt_Sag_Start*. Se il valore efficace di una delle tensioni scende sotto il valore definito dalla costante dvs_level , l'uscita della funzione è 1, altrimenti 0. L'uscita sarà l'ingresso S di un flip-flop ideale.

In parallelo le tensioni entrano anche nel blocco *Deep_Volt_Sag_Stop*; quando i valori efficaci delle tensioni di fase sono tutti maggiori di $dvs_level + dvs_hysteresis$ esce 1, altrimenti 0. L'uscita sarà l'ingresso R del flip flop.

In base alla tabella di verità¹⁶ del flip-flop, il segnale dvs sarà pari ad 1 quando è stato rilevato un buco di tensione mentre sarà 0 quando la tensione sarà tornata sopra al valore previsto.

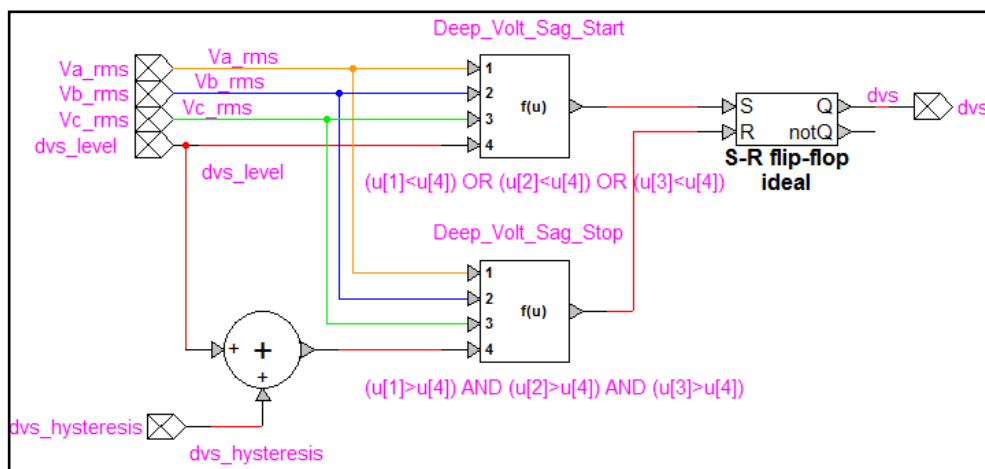


Fig. 3.38 Schema Deep Voltage Sag Detector

¹⁶ Tabella di verità di un flip flop ideale:

S	R	Q	Qn
0	0	0	0
1	0	1	0
0	1	0	1
1	1	-	-

3.7.6 Rotor Control e Grid Control

Come già detto, il RSC permette il controllo in maniera disaccoppiata della potenza attiva e reattiva ai morsetti dello statore agendo sulle correnti di rotore. Questo avviene tramite due cicli interni che controllano le correnti di asse d e di asse q rispetto ai loro riferimenti e tramite due cicli esterni che regolano la potenza attiva e reattiva. Il riferimento della potenza attiva deriva dal controllo sulla velocità di rotazione del generatore mentre il riferimento della potenza reattiva può essere impostato nella maschera iniziale e tipicamente dipende dal contributo dell'impianto di generazione alla regolazione di tensione della rete.

Il GSC invece si occupa di mantenere costante la tensione sul bus DC pari al valore di riferimento. Dallo scarto tra il valore reale e il riferimento viene impostata la corrente di riferimento di asse d che a sua volta viene confrontata con il valore vero. L'uscita del PI, corretta con il termine di compensazione dovuto al sistema di riferimento rotante, va a determinare il valore di riferimento della tensione di asse d. La tensione di asse q viene determinata dal riferimento della corrente di asse q, tipicamente posto uguale a 0.

3.8 Modello della rete

La rete di trasmissione, facendo ricorso al teorema di Thévenin, può essere vista in un nodo generico i -esimo (nel nostro caso il nodo rappresenterà il punto di connessione con la rete) come un generatore di tensione (valore RMS della tensione fase-fase) con in serie un'impedenza equivalente di Thévenin che rappresenterà i contributi dovuti alle linee, ai trasformatori e ai generatori.

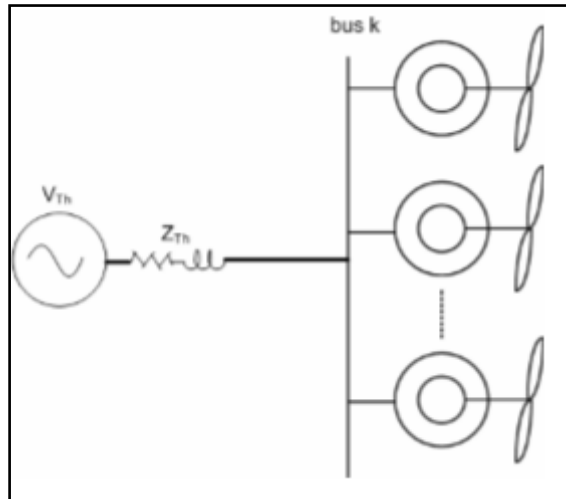


Fig. 3.39 Modello equivalente della rete

I parametri da definire per il calcolo dell'impedenza sono la tensione della rete U_{ac} e la potenza di cortocircuito S_{cc} . Per calcolare la potenza di cortocircuito è necessario conoscere il valore della corrente di cortocircuito nel punto di connessione, valore fornito dal gestore della rete. Terna di fatti definisce i valori minimi e massimi convenzionali della corrente di cortocircuito negli impianti della rete di trasmissione e sub-trasmissione (380-220-1580-132 kV) che è tipicamente dell'ordine dei kA. Per esempio, nella stazione di trasformazione del Martignone alle porte di Bologna, la I_{cc} trifase massima è pari a circa 16 kA a cui consegue una P_{cc} massima trifase convenzionale pari a circa 3600 MVA ($S_{cc} = \sqrt{3} I_{cc} U_{ac}$).

Resistenza e reattanza dell'impedenza equivalente vengono calcolati da tensione e potenza di cortocircuito. Sapendo che $Z = U_{ac}^2 / S_{cc}$ e definito il rapporto $k = X/R$ si calcola la resistenza come:

$$R = \frac{U_{ac}^2}{S_{cc} \sqrt{1 + k^2}}$$

e la reattanza come:

$$X = k \cdot R$$

4 SIMULAZIONE DI GENERATORI EOLICI

4.1 Calcoli di Load Flow e inizializzazione

I primi calcoli ad essere effettuati in EMTP riguardano la determinazione di una soluzione di Load-Flow. L'importanza di tali calcoli deriva dalla necessità di conoscere le tensioni in modulo e fase in tutti i nodi della rete e di calcolare conseguentemente i flussi di potenza attiva, reattiva e le perdite sulle linee.

La costruzione del problema si basa sulle condizioni di vincolo interno rappresentate dalle relazioni che legano tensioni e correnti e dalle condizioni di vincolo esterno imposte dalla rete. Per quanto concerne le condizioni di vincolo esterno, si distinguono:

- *Nodi di carico* in cui sono fissate potenza attiva e potenza reattiva (P,Q);
- *Nodi generatori* in cui vengono fissate la potenza attiva immessa in rete e il valore efficace della tensione (P,V);
- *Slack bus* o *nodo di saldo* in cui viene fissata la tensione in modulo e fase (V, θ). In tale nodo la potenza attiva sarà pari al saldo tra le potenze erogate dai generatori, quelle assorbite dai carichi e quella persa sulle linee.

Il problema non lineare viene risolto da EMTP utilizzando i fasori. Gli unici dispositivi attivi sono quelli di Load Flow (LF-device) e la frequenza utilizzata per la risoluzione è quella fondamentale della rete (50Hz o 60Hz).

I dispositivi di Load-Flow presenti in questo elaborato sono due.

Il primo LF-Device è l'impianto di generazione che, a seconda del valore imposto alla variabile *ControlMode* nella maschera iniziale, assumerà come riferimento la tensione piuttosto che la potenza reattiva. Pertanto verrà rappresentato come nodo PV o nodo PQ.

Facendo riferimento allo schema di figura 4.1, si possono osservare i due dispositivi PQ e PV e il BUS_Wind_L. Il ramo di collegamento con la turbina sarà ininfluente durante questi calcoli poiché non contiene alcun LF_Device. Entriamo ora più nel dettaglio.

La tensione sul LF_Device collegato al bus del generatore è pari a:

$$LF_V = V_{gen_kVRMSLL} * 1000 * \sqrt{2 / 3}$$

e, se ControlMode = 1 (riferimento sulla potenza reattiva), viene imposto:

- $LF_t1 = -1;$
- $LF_t2 = 1e15;$
- $LF_Ppark1_W = init_Pturbine_pu * Spark_VA * 0.967^{17};$
- $LF_Ppark2_W = 0.$

se invece ControlMode = 2 (riferimento sulla potenza attiva):

- $LF_t1 = 1e15;$
- $LF_t2 = -1;$
- $LF_Ppark1_W = 0;$
- $LF_Ppark2_W = init_Pturbine_pu * Spark_VA * 0.967.$

Nel caso in cui il LF_Device sia un nodo PQ è impostata anche la potenza reattiva di riferimento inserita attraverso la maschera iniziale.

Sotto ad ogni switch il primo termine rappresenta il tempo di chiusura mentre il secondo quello di apertura. Pertanto se ControlMode=1 il nodo PV è disconnesso dal circuito, viceversa se è uguale a 2 ad essere disconnesso è il nodo PQ. Durante i calcoli di Load Flow lo switch SW_LF è chiuso e si aprirà al tempo t_{init} impostabile dalla maschera iniziale e pari a 0.2 s per tutte le simulazioni.

¹⁷ 0.967 è un fattore che tiene conto delle perdite.

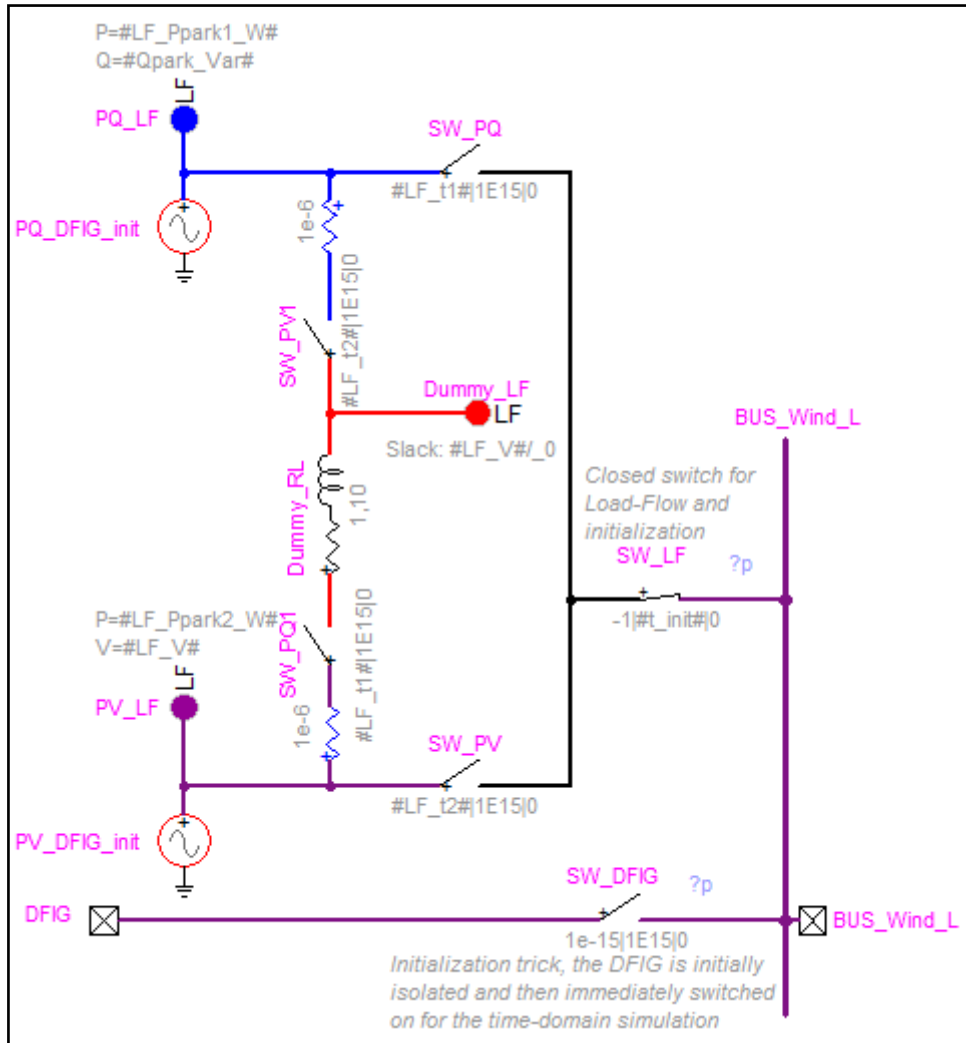


Fig. 4.1 Modello dell'impianto di generazione per i calcoli di Load-Flow e per l'inizializzazione

Il secondo dispositivo di Load Flow presente è la rete, rappresentata dallo slack bus (vedi figura 4.2) in cui la tensione è fissata al valore nominale e la fase è posta pari a 0.

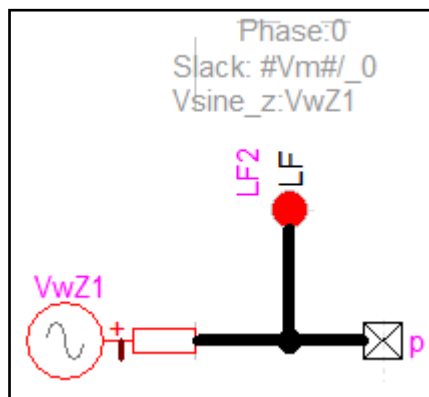


Fig. 4.2 Nodo di saldo

Una volta che i calcoli di load flow convergono, è possibile procedere con il calcolo in steady-state.

La steady-state solution è la soluzione inerente al tempo $t=0$ e può essere utilizzata a se stante oppure per inizializzare la successiva simulazione nel dominio del tempo. Può essere calcolata a partire dai risultati ottenuti dal load flow e le equazioni della rete sono risolte con i fasori. Tutti i dispositivi hanno un modello specifico per lo steady-state.

La successiva soluzione nel dominio del tempo viene calcolata attraverso l'integrazione numerica. Le equazioni non lineari vengono risolte attraverso il metodo di Newton e la prima soluzione è trovata a $t=\Delta t$.

Durante i primi istanti della simulazione la potenza ai morsetti del generatore (DFIG o PMSM che sia) subisce un transitorio prima di portarsi al valore di regime. Per $t < t_{init}$ lo switch SW_LF è chiuso e vengono a trovarsi due generatori in parallelo. Nel caso di DFIG, il generatore PV_DFIG_init o PQ_DFIG_init (a seconda del caso) compenserà la macchina al fine di mantenere costante e pari al valore di regime la potenza nel BUS_Wind_L. Quando $t \geq t_{init}$, SW_LF si apre e solamente il DFIG rimane connesso al bus.

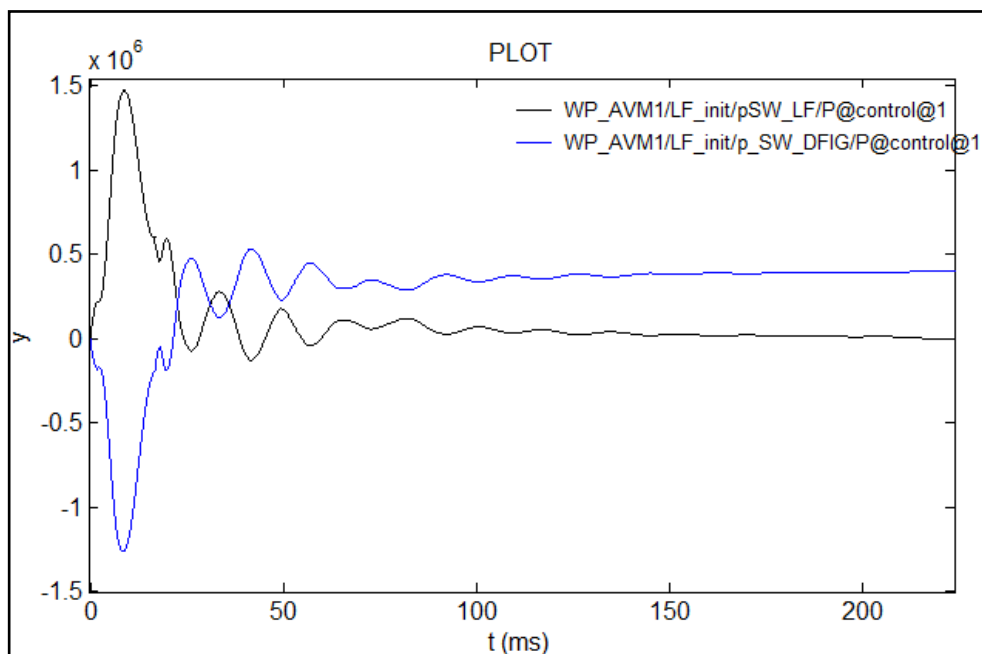


Fig. 4.3 Andamento delle potenze durante la fase di inizializzazione. pSW_DFIG è la potenza attiva erogata dal generatore eolico mentre pSW_LF è la potenza generata da PV_DFIG_init

La macchina asincrona presente nello schema del DFIG può partire senza nessuna condizione iniziale (in questo caso la macchina parte da ferma) o dal risultato dei calcoli di steady-state. In quest'ultimo caso è necessario specificare lo scorrimento all'istante $t=0$. Così facendo la macchina parte già alla velocità di regime. In figura 4.4 sono riportati gli andamenti delle pulsazioni in pu del rotore del generatore e della turbina nel caso di inizializzazione tramite lo scorrimento (figura sopra) e nel caso di nessuna condizione iniziale (figura sotto). Si può osservare come nel secondo caso sia richiesto un transitorio di decine di secondi prima di giungere alla condizione di regime.

Lo scorrimento iniziale espresso in percentuale è posto pari a:

$$init_slip_pct = (1 - init_w_turbine_pu) * 100$$

dove $init_w_turbine_pu$ è funzione della velocità del vento iniziale, di λ e di K_speed .

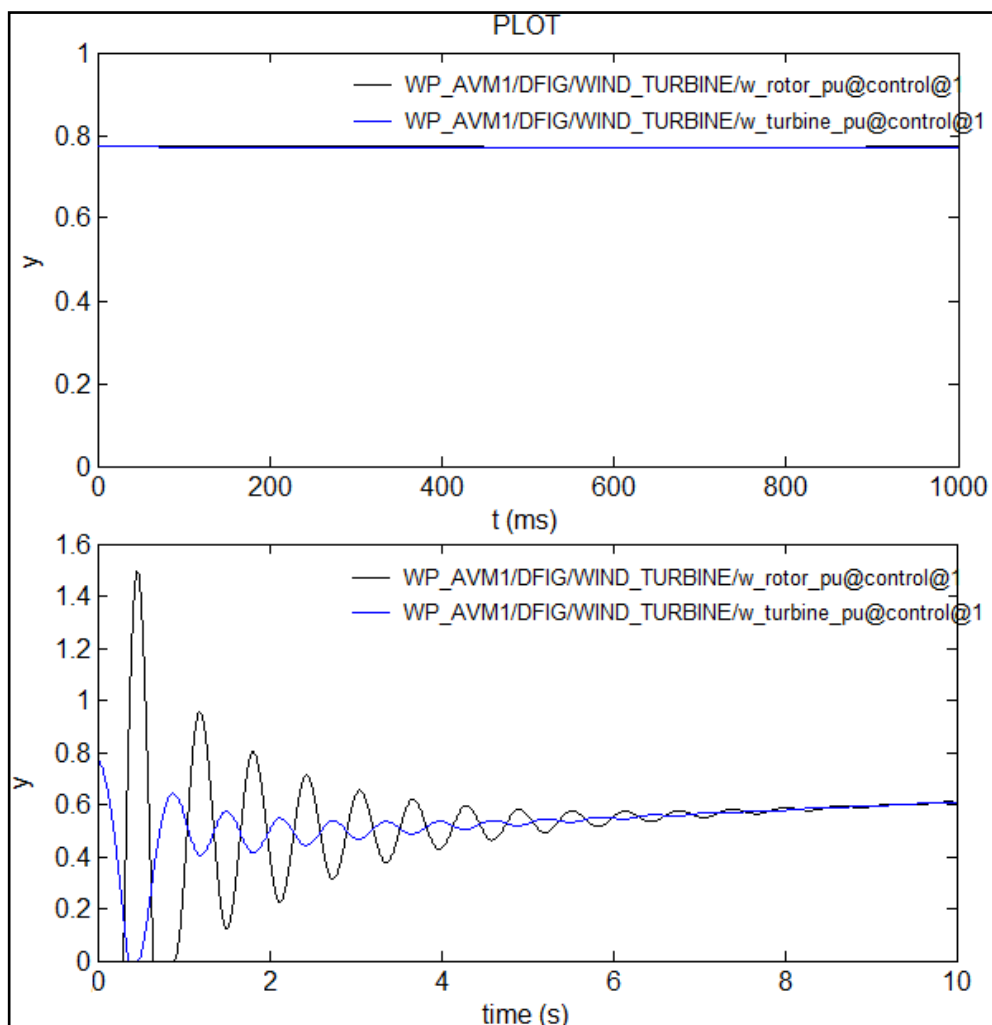


Fig. 4.4 Pulsazione del rotore della turbina e del generatore nel caso di inizializzazione (sopra) o di assenza di inizializzazione (sotto) per una macchina DFIG

La macchina sincrona a magneti permanenti invece, presente nel caso di Full Converter, non può essere inizializzata come la macchina asincrona. Le grandezze che possono essere inizializzate dai calcoli di steady-state sono le tensioni in modulo e fase; se la condizione di steady-state è impostata la macchina parte al sincronismo rispetto alla frequenza nominale della macchina ($w_{rotor_pu} = 1$ con $w_{base} = 2\pi f/p$) indipendentemente dalla velocità del vento. Seguirà quindi un transitorio prima di portarsi alle condizioni di regime, non presente come visto nel caso di macchina asincrona. Questo problema, affrontato durante lo svolgimento dell'elaborato, verrà ripreso successivamente. Se invece le condizioni di

steady-state non sono imposte la macchina parte da ferma ($w_{rotor_pu} = 0$). Anche in questo caso dovrà portarsi a regime.

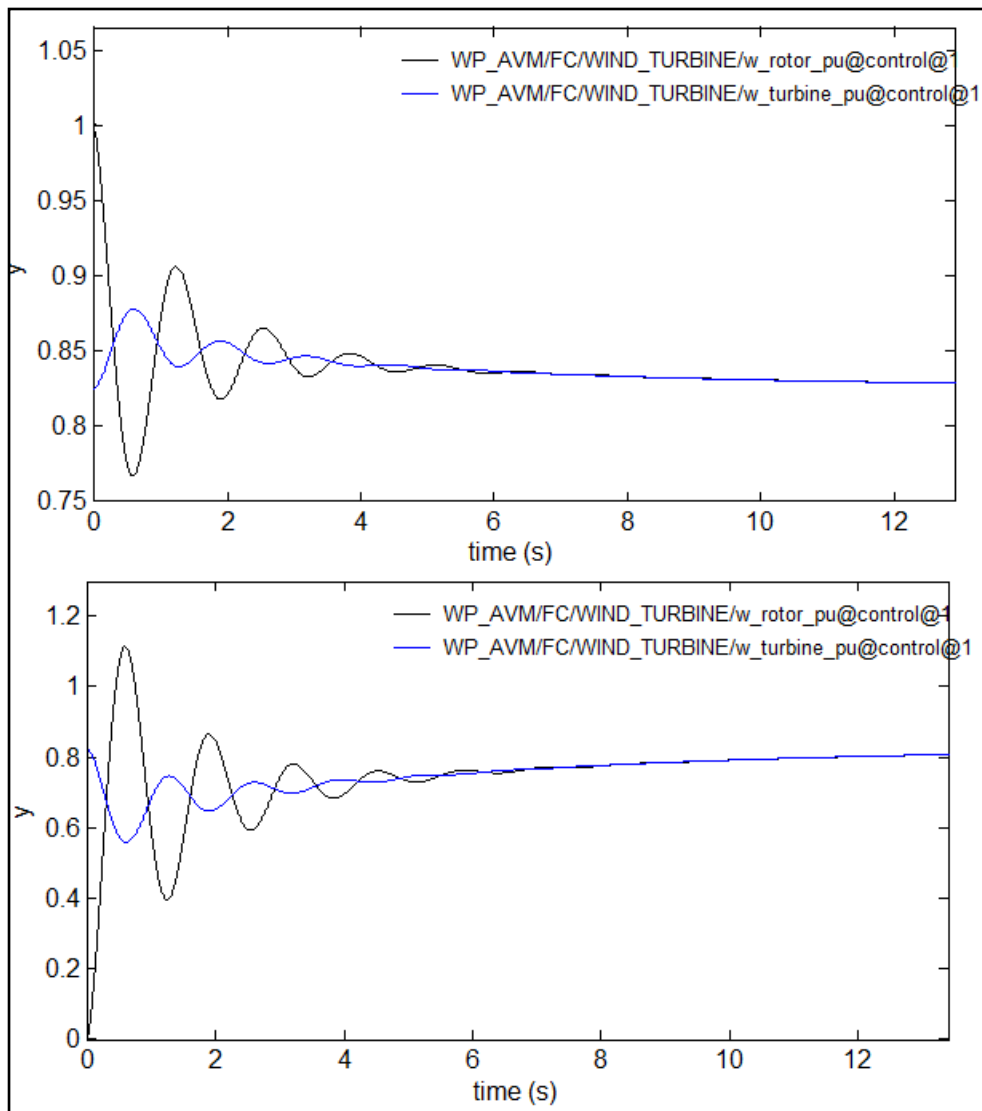


Fig. 4.5 Pulsazione del rotore della turbina e del generatore nel caso di inizializzazione (sopra) o di assenza di inizializzazione (sotto) nel caso di schema con FC

4.2 Curva Potenza-Vento

Come già ampiamente discusso, la potenza erogata dalla turbina viene calcolata a partire da quella resa dal vento e dal coefficiente di potenza. La potenza resa dalla turbina dipende dalla velocità del vento

attraverso una legge cubica mentre il coefficiente di potenza è funzione del tip-speed ratio e dell'angolo di pitch.

L'aerogeneratore necessita di una velocità minima del vento, detta *cut-in*, per cominciare ad erogare. Tipicamente questa velocità si attesta intorno a 3÷5 m/s e, durante il primo tratto della caratteristica, l'angolo di pitch viene tenuto molto basso (tipicamente fisso a 0°) in modo che l'orientamento delle pale sia normale alla direzione del vento e venga massimizzato il coefficiente di potenza.

Una volta raggiunta la potenza nominale, questa viene mantenuta costante per tutte le velocità di vento superiori. Per realizzare ciò si agisce sull'angolo di pitch, modificando quindi l'angolo di incidenza tra vento e pale. La velocità tipica per la quale ha inizio il controllo sull'angolo delle pale è intorno a 10÷15 m/s.

Velocità del vento troppo eccessive possono causare sollecitazioni meccaniche troppo ingenti. Viene pertanto definita una velocità, detta *cut-off*, in corrispondenza della quale si arresta la turbina per raggiunti limiti strutturali. Questa velocità tipicamente si attesta intorno a 25÷30 m/s.

I parametri che più influiscono sulla caratteristica statica dell'aerogeneratore sono la lunghezza delle pale e il gearbox ratio. Di seguito sono proposte alcune simulazioni eseguite variando questi parametri e lasciando inalterato tutto il resto al fine di comprendere la loro influenza sulla caratteristica.

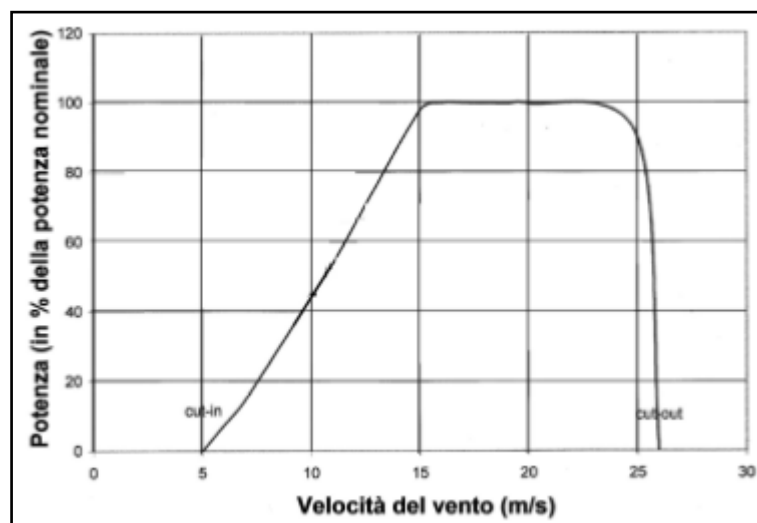


Fig. 4.6 Curva Potenza-Vento di una generatore eolico

4.2.1 Caratteristica in funzione della lunghezza delle pale

Nella generazione eolica le pale rivestono un ruolo fondamentale. Un buon design è alla base per il raggiungimento di una vasta gamma di obiettivi, spesso in contrasto tra loro. In particolare è tipicamente richiesto di:

- massimizzare il rendimento energetico dato un determinato profilo di vento;
- garantire alta resistenza meccanica;
- evitare risonanze;
- minimizzare peso e costi.

Oltre al raggiungimento di questi obiettivi per i quali si rimanda ad appropriati testi, la lunghezza delle pale riveste un ruolo molto importante sulla potenza estraibile dal vento.

Richiamando la definizione della potenza estraibile già vista

$$P_{\text{estr}} = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 v^3 c_p$$

ciò che è stato fatto è stato studiare la curva Potenza-Vento per diverse lunghezze R lasciando invariato ogni altro parametro. I risultati ottenuti con un DFIG sono riportati in figura 4.7. Come si può notare, un aumento della lunghezza della pala comporta un aumento della potenza erogabile sia nel tratto esponenziale della caratteristica sia in quello piatto.

Si osserva inoltre che l'attivazione del controllo sull'angolo di pitch avviene a velocità del vento superiori incrementando il raggio delle pale. Considerando infatti l'espressione $\lambda = wR/v$ con λ costante pari al valore ottimale e w la velocità di rotazione del generatore in pu limite ($w_{\text{rotor_max_pu}}$ è assunta pari a 1.25), se R aumenta (diminuisce) allora anche v aumenta (diminuisce).

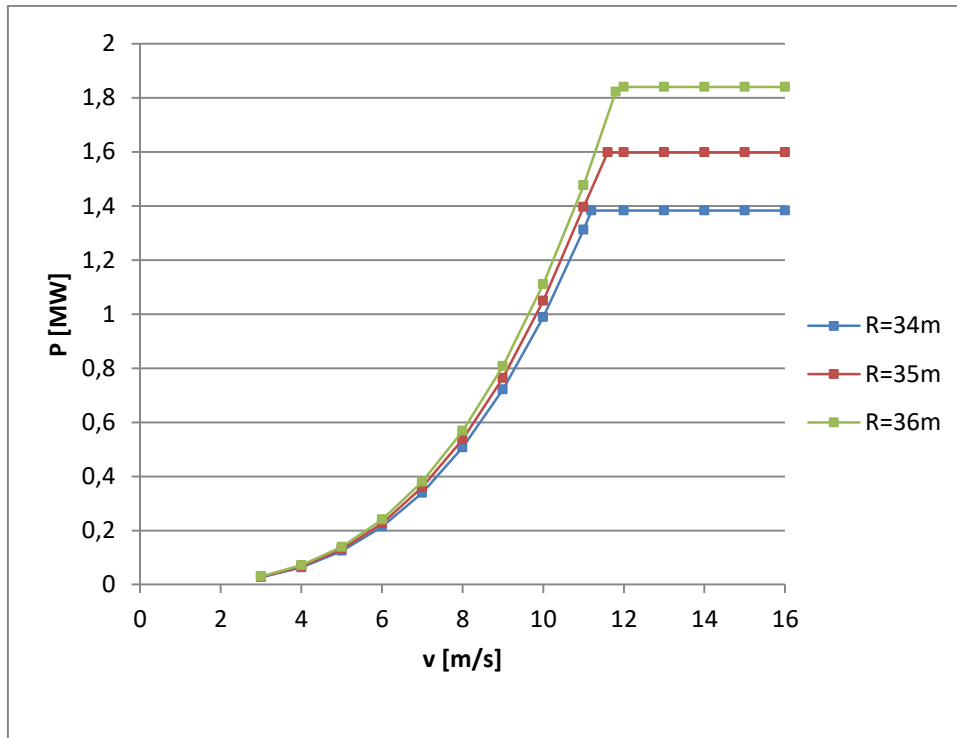


Figura 4.7 Caratteristica Potenza-Vento in funzione del blade radius

4.2.2 Caratteristica in funzione del Gearbox ratio

La funzione del gearbox è quella di portare la rotazione del rotore del generatore a valori tipici per le macchine elettriche. Le turbine eoliche hanno velocità di rotazione che si attestano generalmente tra 20 e 40 r.p.m a cui occorre accoppiare un rapporto di trasmissione compreso tra 30 e 90. Normalmente il gearbox è realizzato utilizzando più ruote dentate con rapporto 1:3 o 1:5.

Prescindendo da fondamentali studi di carattere meccanico quali l'effetto della coppia variabile in ingresso, del freno meccanico, del rumore generato, della manutenzione ecc..., ciò che si è voluto analizzare in questo elaborato è l'effetto del rapporto di trasmissione sulla curva potenza-vento.

In figura 4.8 è mostrato l'andamento della caratteristica per 3 diversi rapporti di trasmissione mantenendo inalterato ogni altro parametro. Come si può notare la variazione influenza solamente il tratto piatto della caratteristica, ovvero il valore del vento per il quale è attivato il pitch control. Ricordando che la regolazione dell'angolo di pitch avviene in

questo modello in funzione della velocità di rotazione del rotore della macchina, una riduzione del gearbox permette di sfruttare regimi ventosi più intensi ed estrarre potenze superiori. A ciò conseguirà un adeguamento della taglia dei componenti. La scelta quindi del gearbox ricadrà su una serie di compromessi.

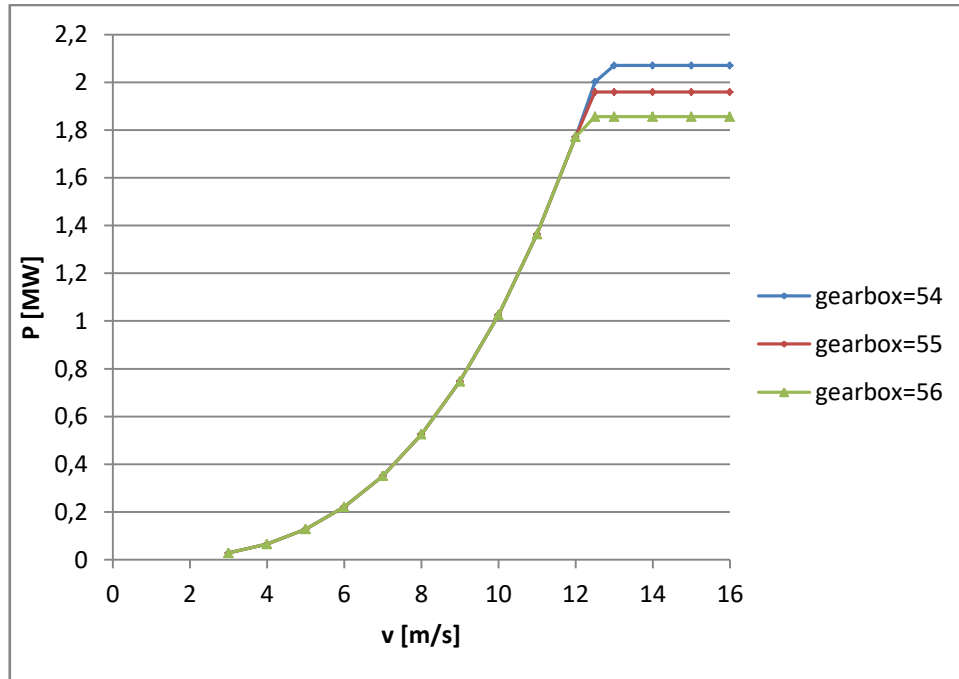


Fig. 4.8 Caratteristica Potenza-Vento in funzione del gearbox ratio

4.3 Modello di simulazione

Gli scenari più tipici per la generazione eolica sono quelli di grandi parchi eolici con un numero elevato di aerogeneratori. Questi impianti sono in grado di erogare anche diverse centinaia di MW e sono connessi alla rete di trasmissione. La rete di trasmissione può essere vista come un nodo di potenza infinita e sostanzialmente non viene perturbata dai transitori di potenza provenienti dal parco dovuti a variazioni dell'intensità del vento.

Diverso è il caso di aerogeneratori connessi alla rete di distribuzione che non può essere considerata come un nodo a potenza infinita. Repentine variazioni di potenza possono perturbare lo stato della rete nei pressi del punto di connessione.

Il caso di studio in questo elaborato riguarda proprio pochi aerogeneratori connessi alla rete di distribuzione con tensione nominale di 15 kV. La rete, caratterizzata da una corrente di cortocircuito pari 12,5 kA, ha una potenza di cortocircuito di 350 MVA e la frequenza nominale è 50 Hz.

Si suppone una linea in media tensione interna lunga 200 metri fino al punto di connessione con la rete e successivamente una linea di 5km alla cabina. Si suppone inoltre la linea costituita da cavi unipolari RG7H1R di sezione 70 mm² i cui parametri sono:

- resistenza = 0.344 Ω/Km
- reattanza = 0.18 Ω/Km
- capacità = 0.24 μF/Km.

Il parco di generazione è costituito da 2 aerogeneratori con potenza nominale di 1.8 MW. I generatori sono dimensionati con una potenza superiore a quella inserita dell'11%. La variabile ControlMode è settata ad 1 pertanto il parco si comporterà come un nodo PQ e il riferimento di potenza reattiva è 0.

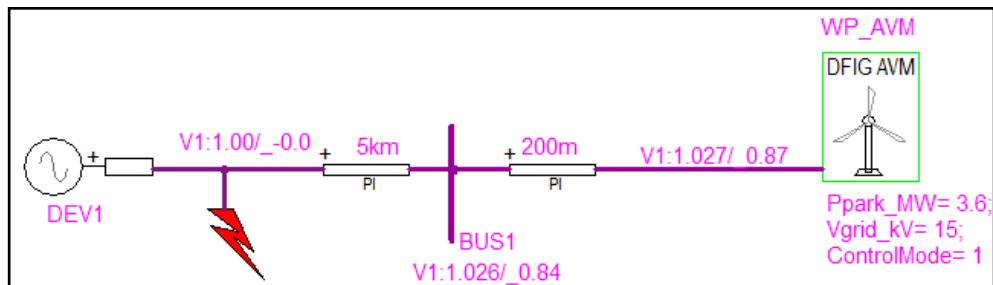


Fig. 4.9 Schema di connessione con la rete

La tensione in uscita dai generatori elettrici è in bassa tensione ed è pari a 690 V (line to line) mentre la tensione sul bus DC del convertitore è 1.15kV. Verranno comparati nelle simulazioni entrambi gli schemi presentati nei capitoli precedenti.

Nel DFIG si ha:

- macchina con 3 coppie polari;
- blade radius = 34.6 metri;
- gearbox ratio = 54.

Nel FC invece:

- macchina con 2 coppie polari
- blade radius = 33.5 metri;
- gearbox ratio = 50.

Tutti i parametri della macchina sono espressi in pu., svincolando di fatto l'implementazione dai livelli di tensione e dalle potenze in gioco.

4.4 Caratteristiche statiche

La caratteristica statica ottenuta con 2 aerogeneratori nel caso di DFIG e di FC è rappresentata in figura 4.10. Le due caratteristiche sono analoghe. Per i dati implementati nel modello, il pitch control è attivato per velocità di vento superiori a 12.4 m/s.

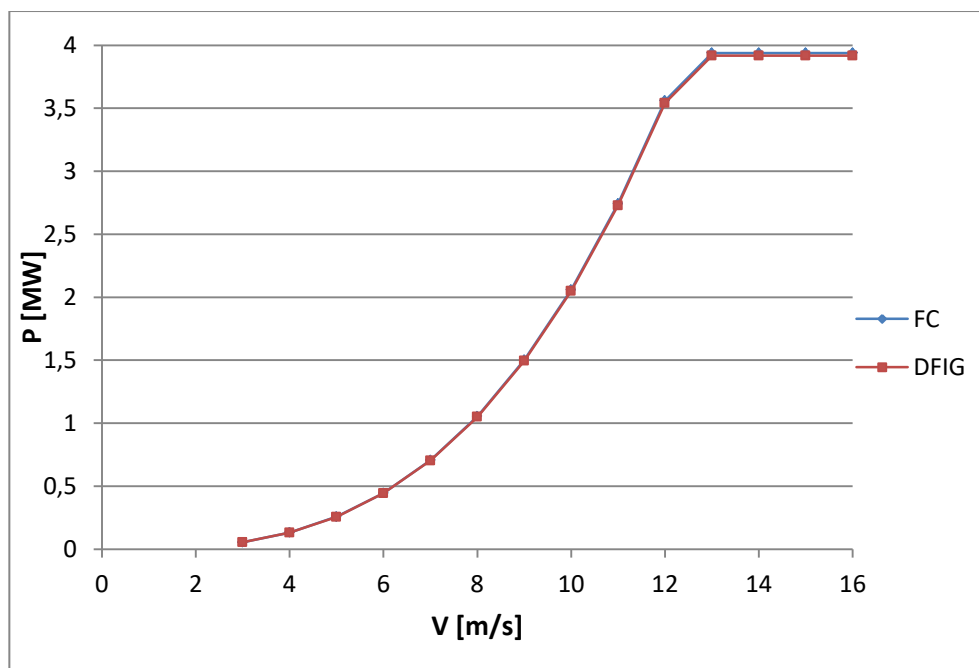


Fig. 4.10 Caratteristiche statiche di DFIG e FC

In figura 4.11 sono mostrate le tensioni in modulo e fase nel punto di connessione e in uscita al trasformatore BT/MT dell'aerogeneratore. Nella figura sopra il regime ventoso è costante a 7 m/s pertanto la linea è scarica e modulo e fase della tensione si discostano poco dai valori di riferimento. Nel caso sotto invece il vento è pari a 12 m/s, la linea è carica e l'aumento di

tensione ai morsetti del trasformatore è pari al 2.7% con uno sfasamento di 0.88°.

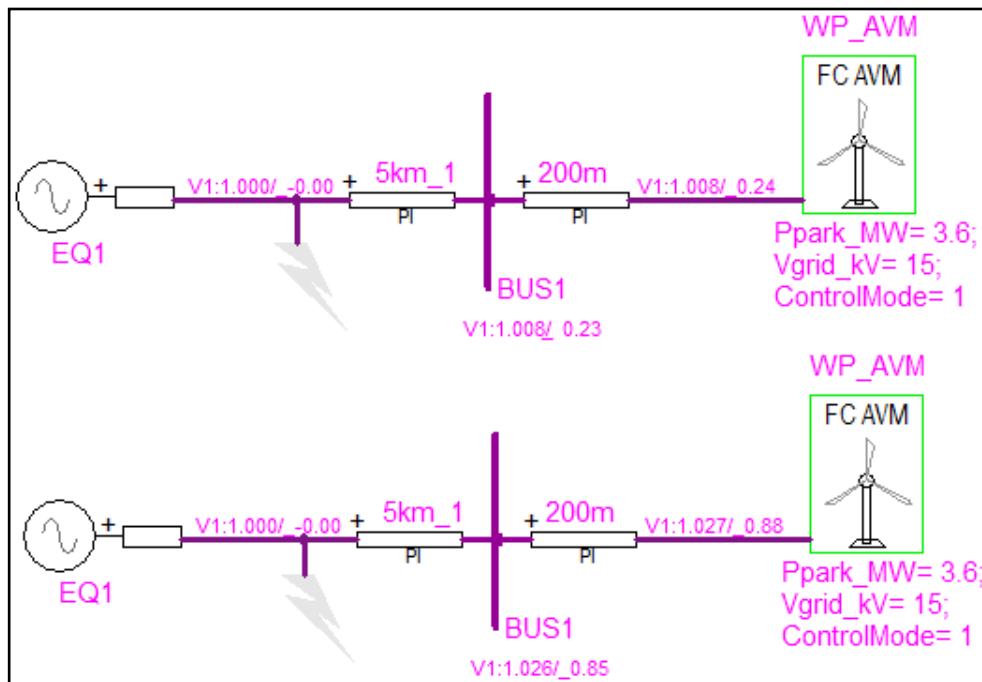


Figura 4.11 Tensioni in modulo e fase sulla linea di MT per due regimi ventosi di intensità differente.

4.5 Simulazioni al variare del regime ventoso

Di seguito sono riportati i risultati delle simulazioni ottenuti con diversi profili di ventosità.

4.5.1 Vento costante

Le prime simulazioni presentate riguardano l'imposizione di un profilo di ventosità costante per tutta la simulazione. Questo caso, poco reale (difficilmente il vento potrà essere costante per decine di secondi senza mai fluttuare), è però interessante a fini didattici e per introdurre ciò che seguirà.

La prima simulazione è stata effettuata con un vento di intensità inferiore a quello necessario per l'attivazione del controllo sull'angolo di pala. La potenza immessa in rete è costante per tutto il tempo della simulazione e

l'angolo di pitch è uguale a 0. Anche le pulsazioni dei rotori saranno costanti per l'intero arco temporale.

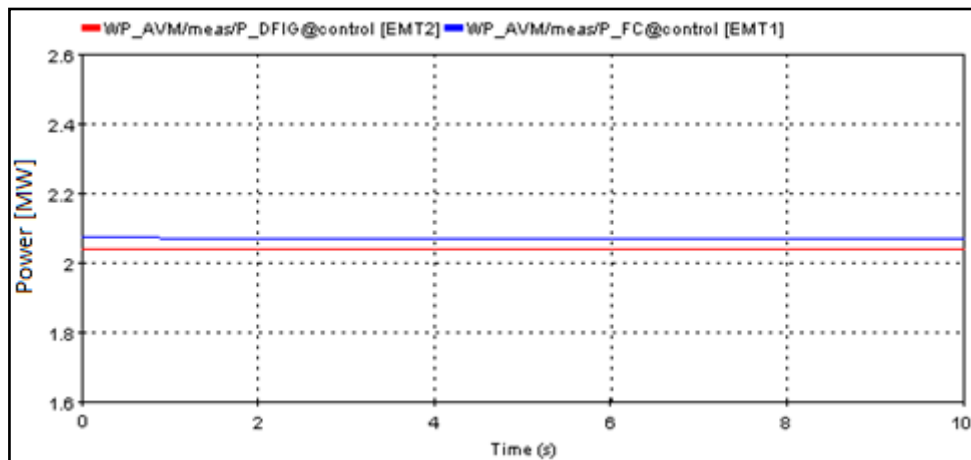


Fig. 4.12 Potenze attive con $v=10$ m/s costante

Di seguito invece sono riportate le simulazioni ottenute sempre con un profilo di vento costante ma con intensità superiore a 12.4 m/s. Anche in questo caso la potenza attiva è pressoché costante. Essendo maggiore la potenza attiva trasportata lungo la linea è maggiore anche la variazione in modulo e fase di tensione al bus di connessione. Si ha infatti 1.028 pu e 0.94 gradi.

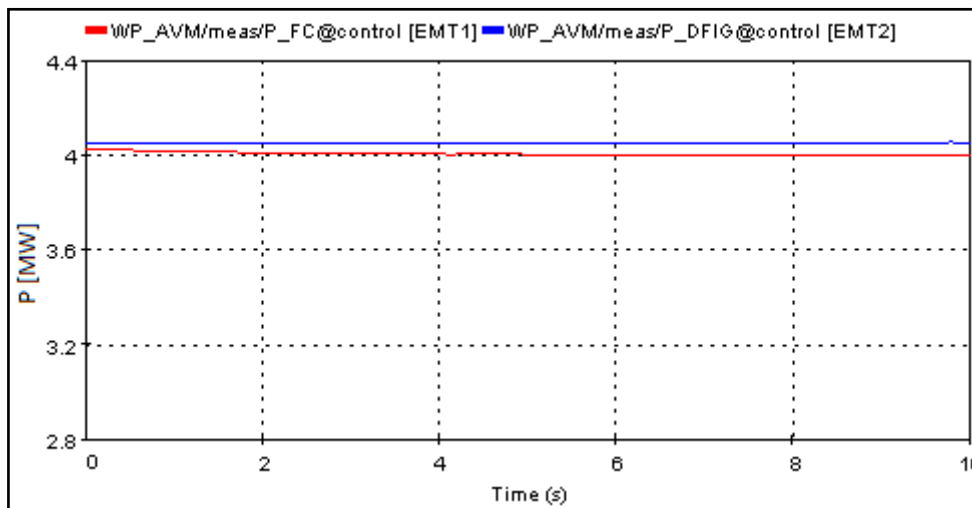


Fig. 4.13 Potenze attive con $v=14$ m/s costante

Siccome quando $Mean_wind_speed > 12.4$ m/s l'inizializzazione del modello avviene con sempre con velocità del vento pari a $max_wind_speed = 12.4$ m/s, l'angolo di pitch inizialmente è sempre nullo. Segue nei primi istanti un transitorio che porta l'angolo di pala al valore di regime a seconda del vento impostato. Si può

osservare come, con il modello simulato, i transitori inerenti a DFIG e FC hanno due tempistiche differenti. Il FC è più rapido a raggiungere il valore di regime.

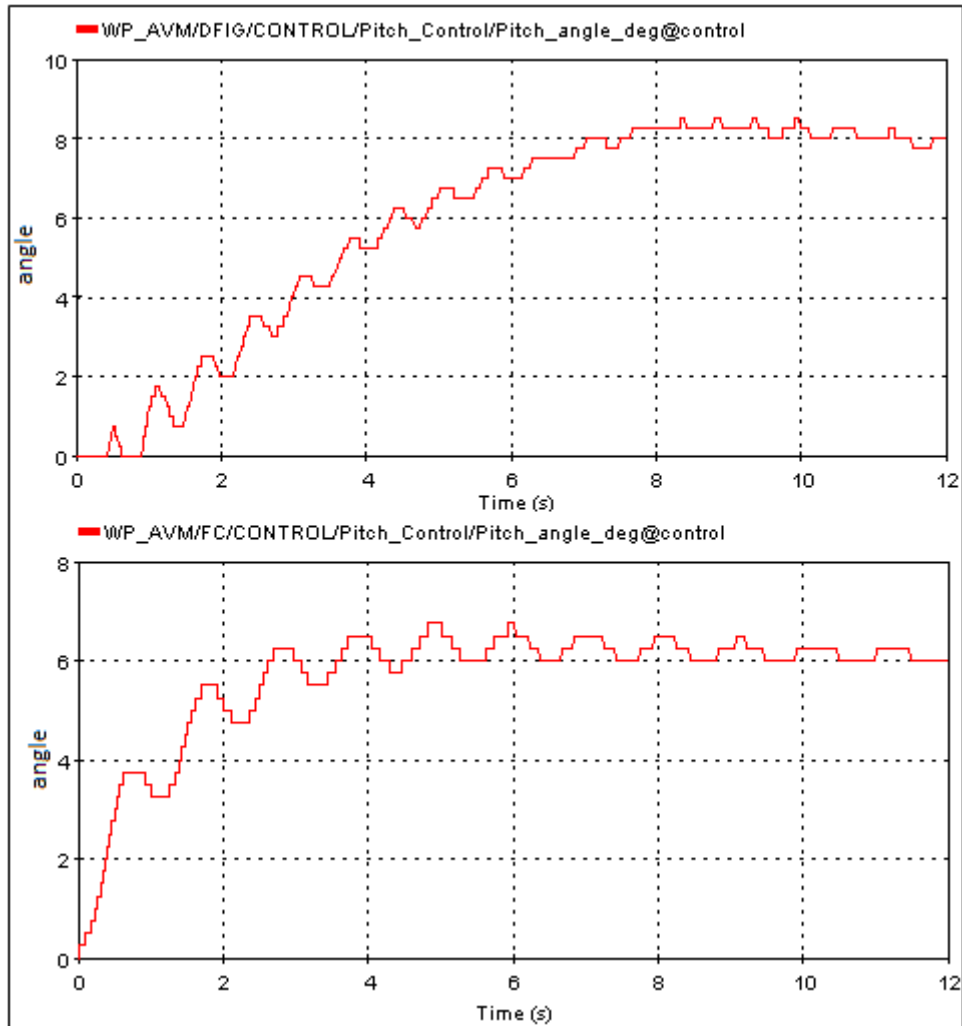


Fig. 4.14 Angolo di pitch con DFIG (sopra) e FC (sotto) con $v=14$ m/s costante

4.5.2 Vento variabile

La potenza in uscita da una turbina eolica, essendo fortemente legata alla velocità del vento, sarà soggetta ad oscillazioni. Le turbine, in misura diversa a seconda della taglia e della tipologia, sono in grado di “filtrare” le variazioni di velocità del vento. Nel caso del profilo rappresentato in figura 4.15, le potenze attive prodotte dalle 2 turbine sono rappresentate in figura 4.16. La velocità media del vento è 10 m/s, intensità non sufficiente ad attivare il pitch control. Il profilo di vento simulato si ripete ogni 10 secondi.

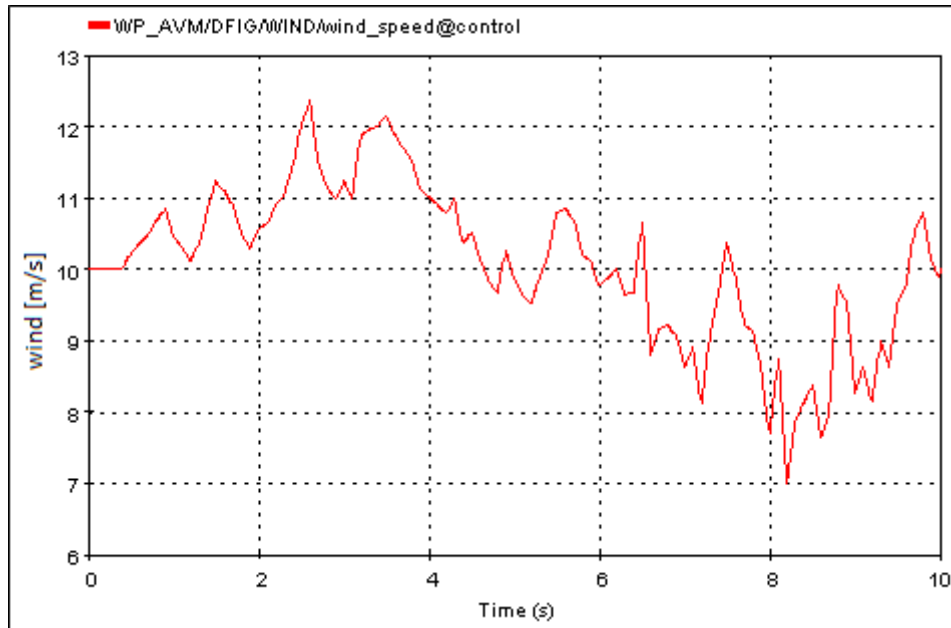


Fig. 4.15 Profilo di vento reale

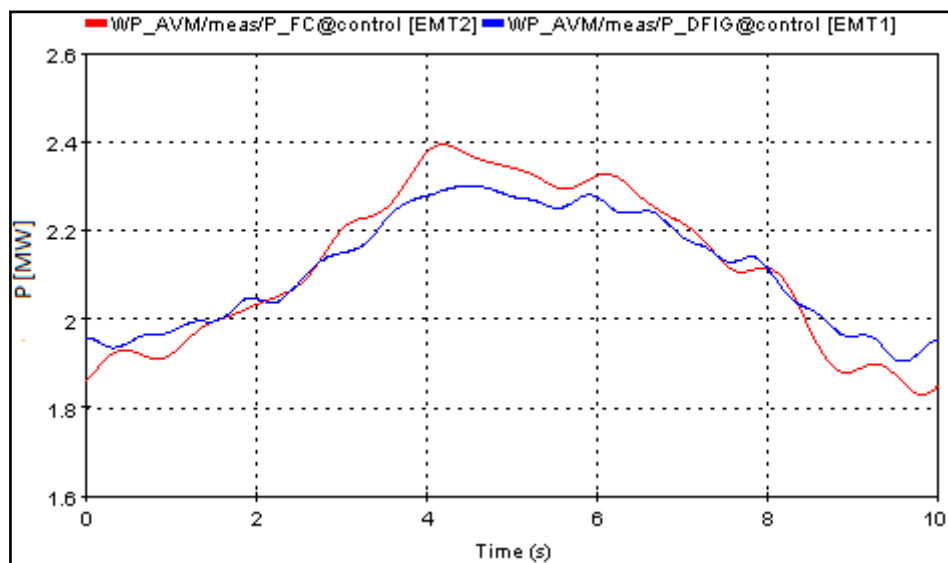


Fig. 4.16 Potenze attive con ventosità variabile e valore medio di 10 m/s

La derivata di potenza massima misurata nel caso di DFIG è di 300 kW/s mentre ne caso di FC di 440 kW/s.

Anche le pulsazioni dei rotori oscillano come riportato in figura 4.17.

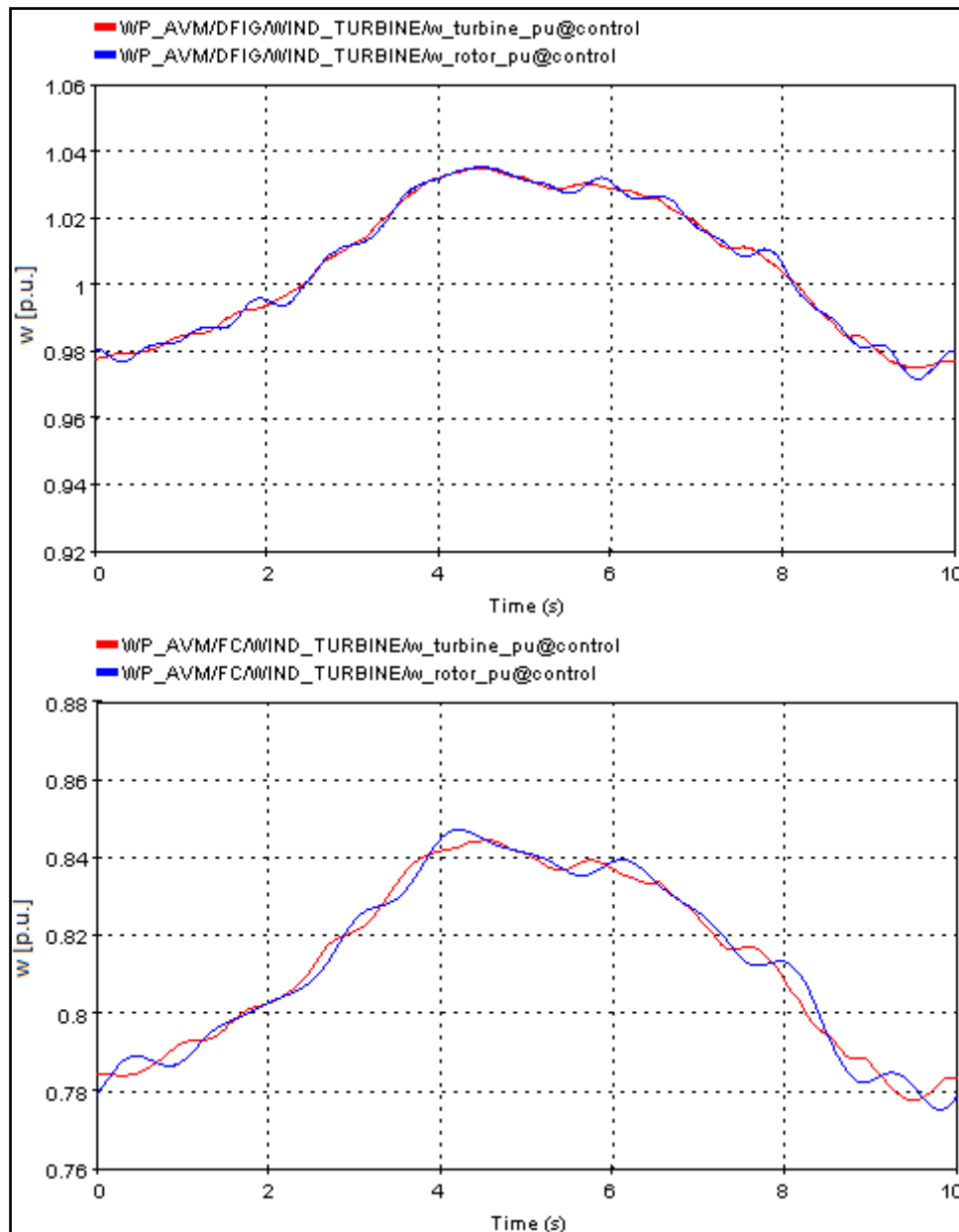


Fig. 4.17 Pulsazioni dei rotori della turbina e del generatore nel DFIG (sopra) e FC (sotto) con ventosità variabile e valore medio di 10 m/s

Le tensioni in pu ai morsetti degli aerogeneratori sono mostrate in figura 4.18. Le tensioni sono leggermente superiori ad 1 pu ed oscillano a seconda delle condizioni del regime ventoso.

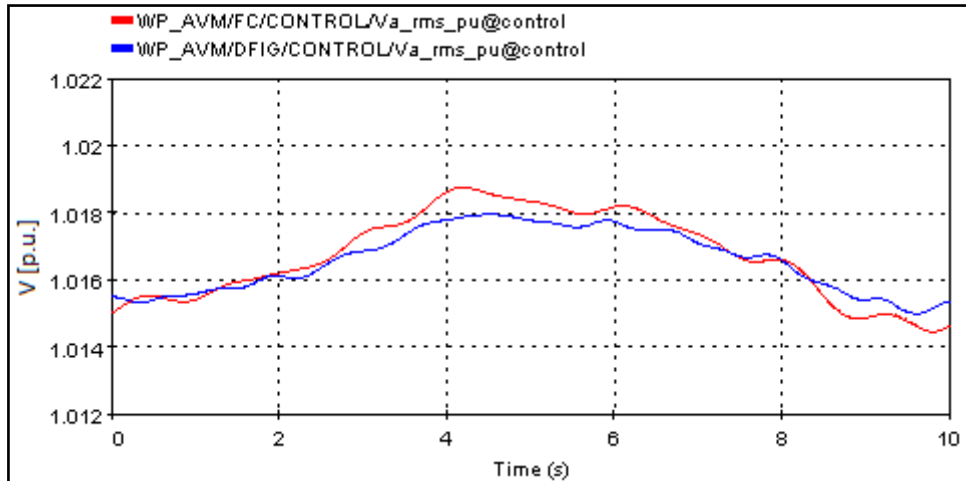


Figura 4.18 Tensioni ai morsetti dell'aerogeneratore con ventosità variabile e valore medio di 10 m/s

Nelle simulazioni che seguono è sempre mantenuto lo stesso profilo ventoso ma con intensità media superiore e pari a 12.4 m/s. La massima derivata di potenza che si ottiene con il DFIG è pari a 595 kW/s mentre nel caso di FC è pari a 680 kW/s. In questo caso, poiché il vento è maggiore rispetto al caso simulato in precedenza, le variazioni di potenza per unità di tempo causate dal profilo ventoso variabile sono più ingenti.

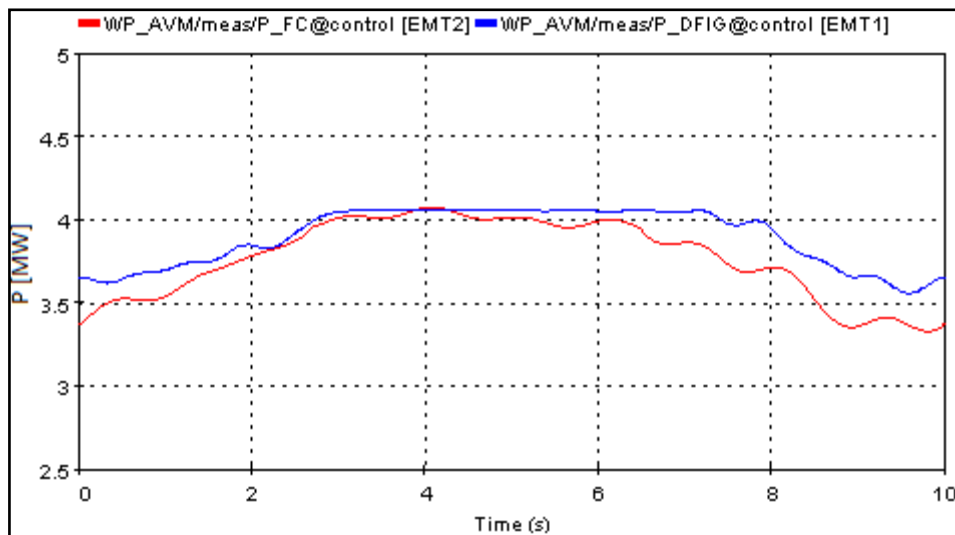


Fig. 4.19 Potenze attive con ventosità variabile e valore medio di 12.4 m/s

Le pulsazioni dei due rotori nel caso di DFIG e FC sono rappresentate rispettivamente in figura 4.19 e 4.20. Nel caso di DFIG quando w_{rotor_pu}

supera il valore limite 1.25 viene attivato il pitch control limitando la potenza erogata e la velocità di rotazione della macchina. Quando la pulsazione torna sotto il valore limite il pitch control si riporta a 0° per massimizzare la potenza estraibile. Analoga è la situazione nel caso di FC in cui però w_{rotor_pu} limite è pari ad 1.

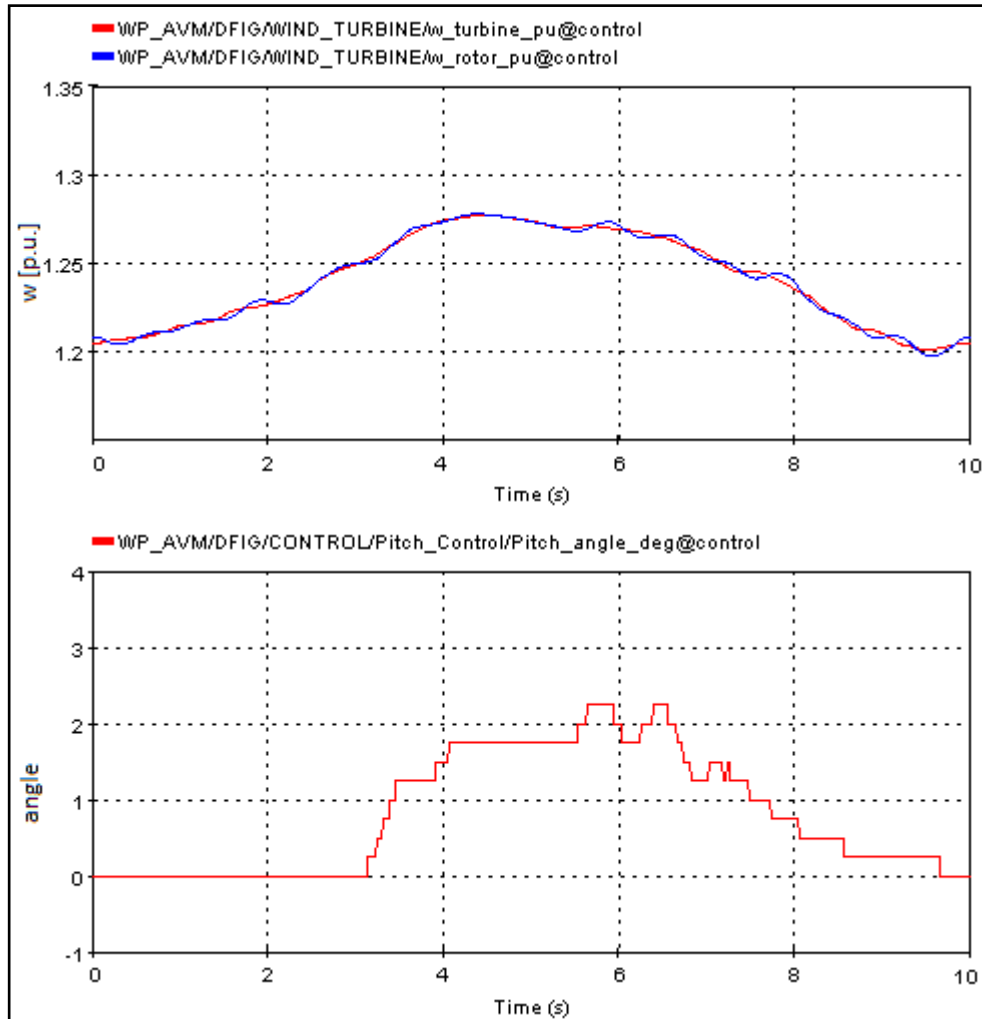


Fig. 4.20 Pulsazioni degli alberi meccanici e angolo di pala per DFIG con ventosità variabile e valore medio di 12.4 m/s

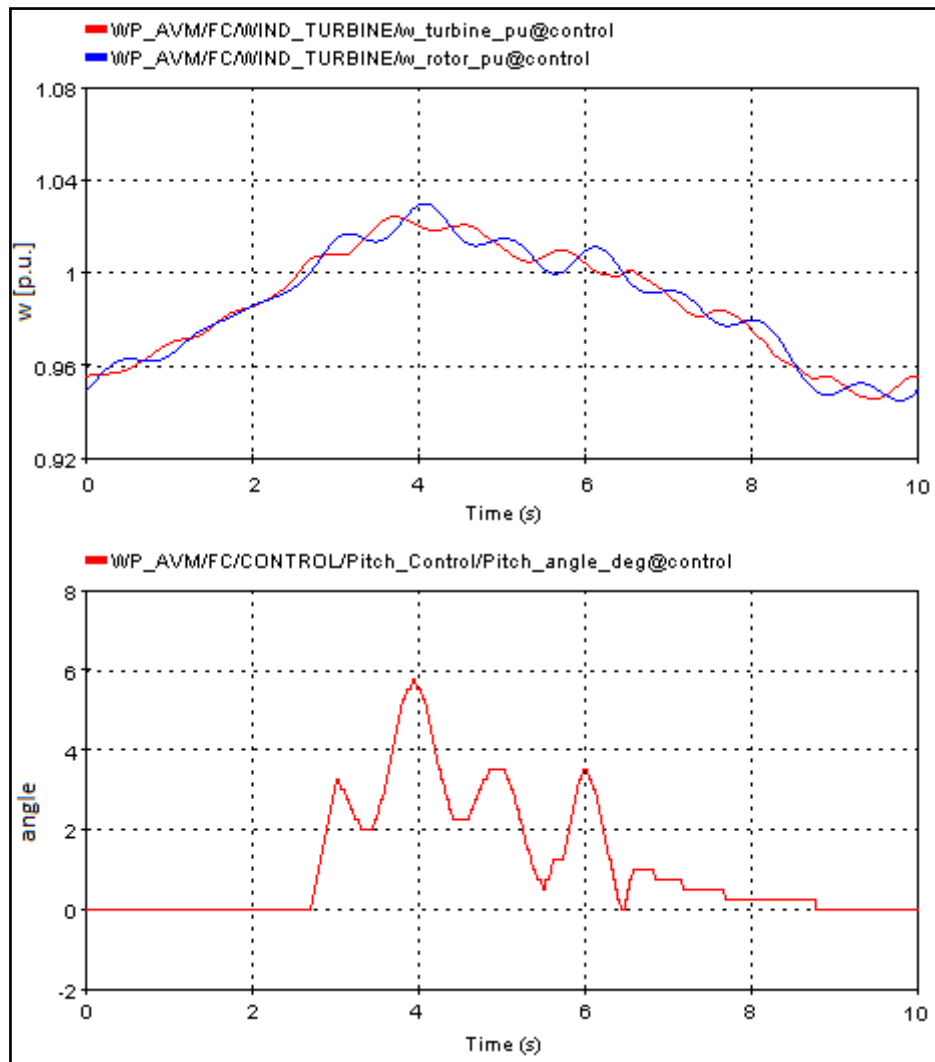


Fig. 4.21 Pulsazioni degli alberi meccanici e angolo di pala per FC con ventosità variabile e valore medio di 12.4 m/s

4.5.3 Folata di vento

Un altro caso interessante riguarda lo studio della variazione di potenza erogata dal parco eolico a fronte di una folata di vento. Se si suppone una folata di ampiezza di 6 m/s di durata 1 s rispetto ad una velocità media di 12 m/s, questa corrisponde ad un “gust factor” pari a 1.5 in accordo con la formula empirica proposta da Weiringa, per un valore di intensità di turbolenza pari al 15%.

L’andamento della velocità è rappresentato in figura 4.21.

In figura 4.22 sono invece illustrati gli andamenti della potenza attiva a fronte della folata nel caso di DFIG e di FC. Si osserva come con il modello proposto i transitori nel caso di macchina asincrona siano più lunghi rispetto al caso di macchina asincrona. La variazione di potenza attiva per unità di tempo misurata nel caso di DFIG è 860 kW/s mentre nel caso di FC raggiunge 1.24 MW/s

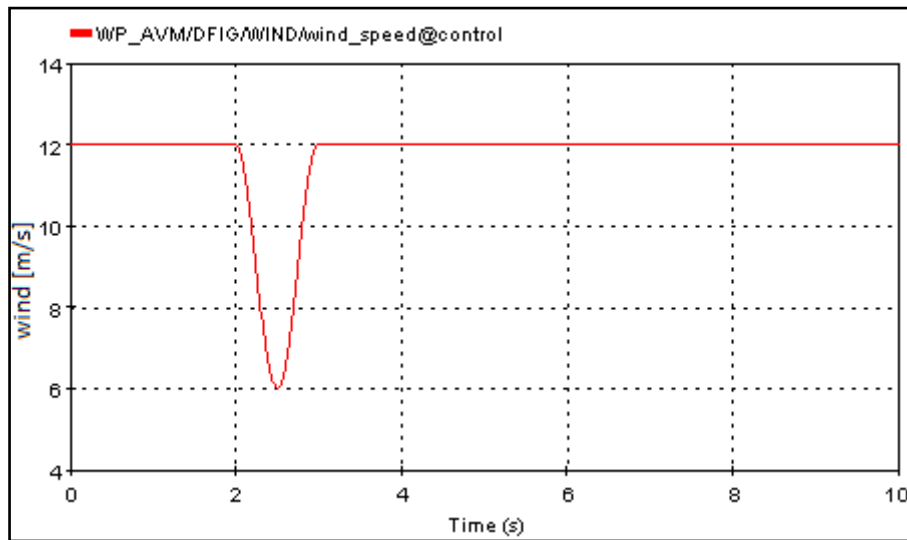


Figura 4.22 Profilo del vento con wind gust (intensità media 12 m/s)

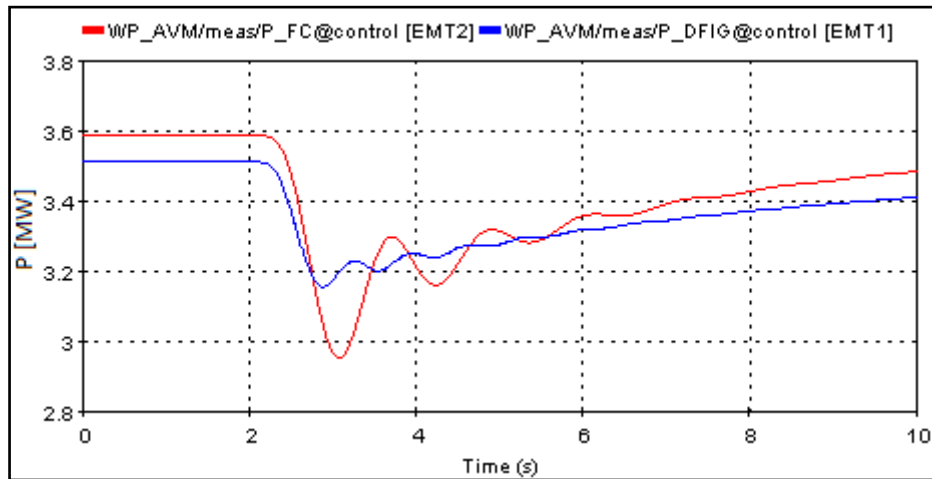


Figura 4.23 Potenze attive del DFIG e FC a fronte di una folata di vento con intensità media 12 m/s

La variazione di potenza dovuta ad una folata di vento di uguale fattore e durata ma nel caso di velocità di vento più bassa, è caratterizzata da un'ampiezza minore e da transitori di durata maggiori.

Ad esempio, nel caso di velocità media 8 m/s e andamento di figura 4.23, la potenza è quella illustrata in figura 4.24. In questo caso le variazioni di potenza per unità di tempo sono molto inferiori rispetto al precedente caso e sono pari a 170 kW/s con DFIG e 275 kW/s con FC.

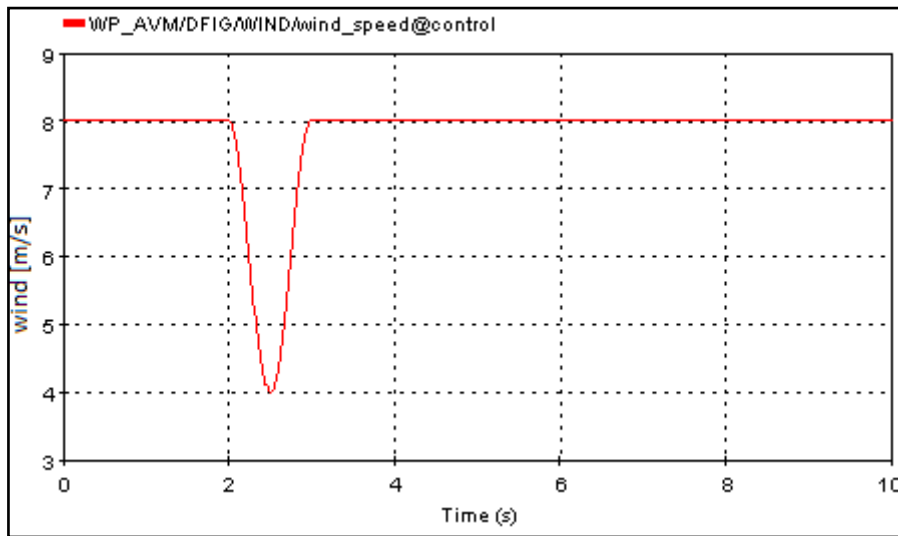


Fig. 4.24 Profilo del vento con wind gust (intensità media 8 m/s)

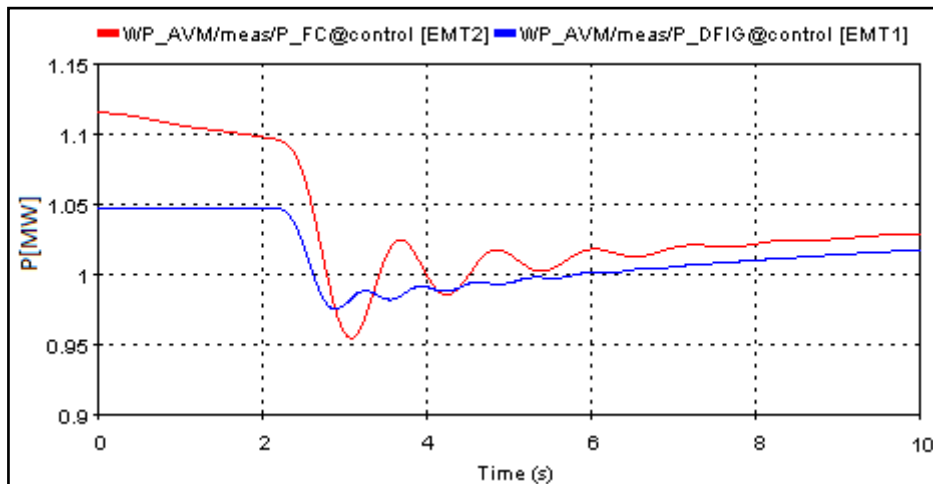


Figura 4.25 Potenze attive del DFIG e FC a fronte di una folata di vento con intensità media 12 m/s

4.6 Guasto trifase

Attraverso il modello proposto è possibile simulare guasti trifase in rete, analizzare i transitori a cui il parco è soggetto e verificare l'intervento della protezione secondo la normativa.

Si suppone che il guasto avviene dopo un tempo $t=2s$ e che l'estinzione sia dopo:

- a) $t=0.2s$
- b) $t=0.7s$.

Si assume un profilo ventoso costante con intensità di 12 m/s.

Facendo riferimento al DFIG come osservabile in figura 4.25 durante il guasto la tensione ai morsetti dell'aerogeneratore si porta pressoché a 0 in pu ($0.01 \div 0.02$ p.u. per l'esattezza) e, nel caso a), il tempo di estinzione è tale per cui la coppia di punti tensione-tempo non eccede la curva imposta dal LVRT. Pertanto l'interruttore non interviene e il parco non è disconnesso dalla rete.

La potenza per tutta la durata del guasto si porta a 0 e successivamente, dopo un transitorio di alcuni secondi, si riporta al valore di regime.

Anche la velocità del rotore del generatore elettrico subisce alcune piccole oscillazioni al momento del guasto, oscillazioni che si esauriscono in pochi secondi.

In figura 4.26 sono invece riportate potenza attiva, tensione ai morsetti dell'aerogeneratore e pulsazione del generatore relativamente al FC con le medesime condizioni di simulazione. Si può osservare che in questo caso i valori di regime dopo l'estinzione del guasto sono raggiunti più velocemente. La tensione durante il guasto non si porta a 0.01 p.u. come nel caso del DFIG ma rimane a 0.1 p.u.

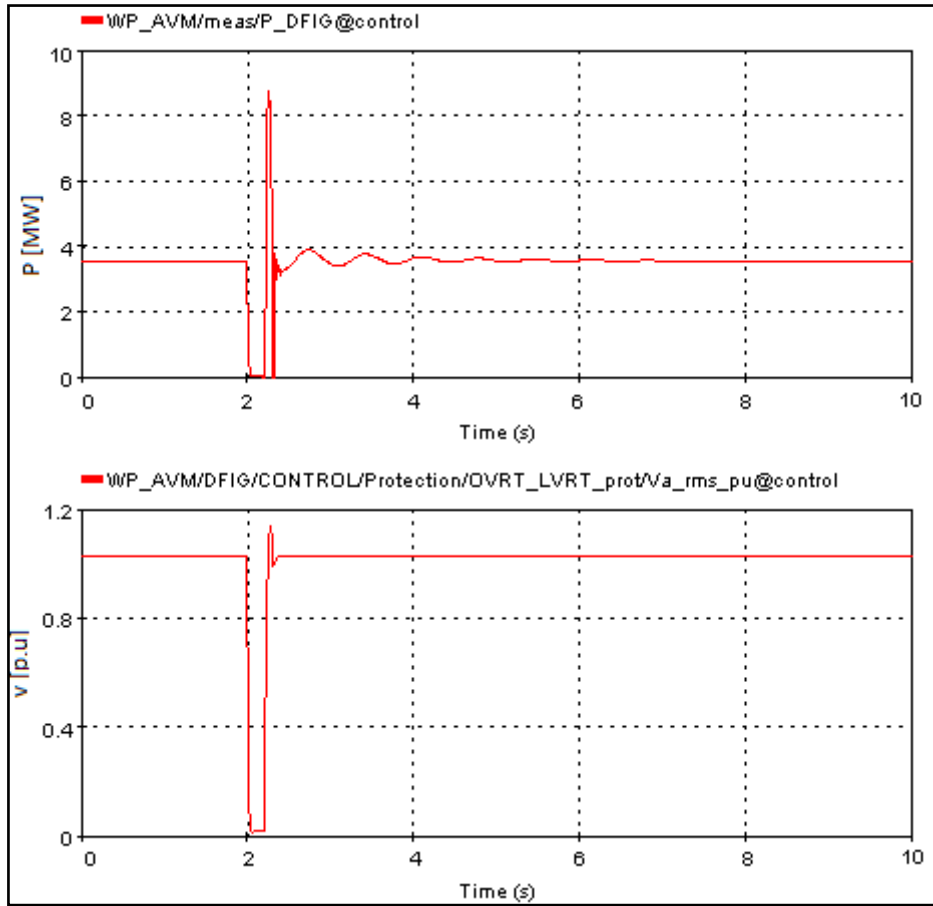


Figura 4.26 Potenza attiva e tensione ai morsetti dell'aerogeneratore di un DFIG nel caso di guasto trifase con tempo di estinzione pari a $t=0.2s$

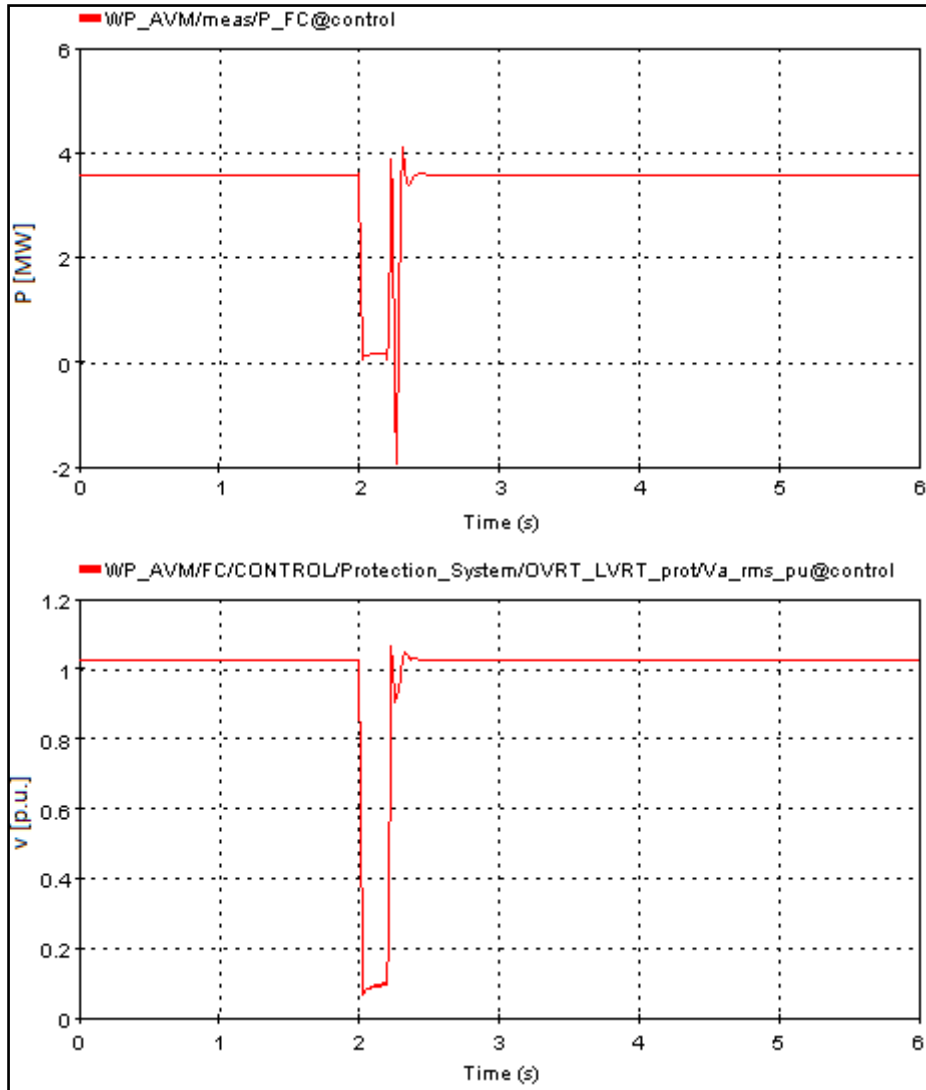


Figura 4.27 Potenza attiva e tensione ai morsetti dell'aerogeneratore di un FC nel caso di guasto trifase con tempo di estinzione pari a $t=0.2$ s

Durante il caso b) invece le coppie di punti tensione-tempo eccedono la caratteristica a causa del perdurare del guasto. Le simulazioni illustrate in figura 4.27, ottenute con lo schema del FC, mostrano che, non appena l'interruttore disconnette il parco di generazione dalla rete, la tensione si porta a 0. Non appena il guasto viene ripristinato la tensione si riporta al valore nominale mentre il flusso di potenza attiva è interrotto definitivamente.

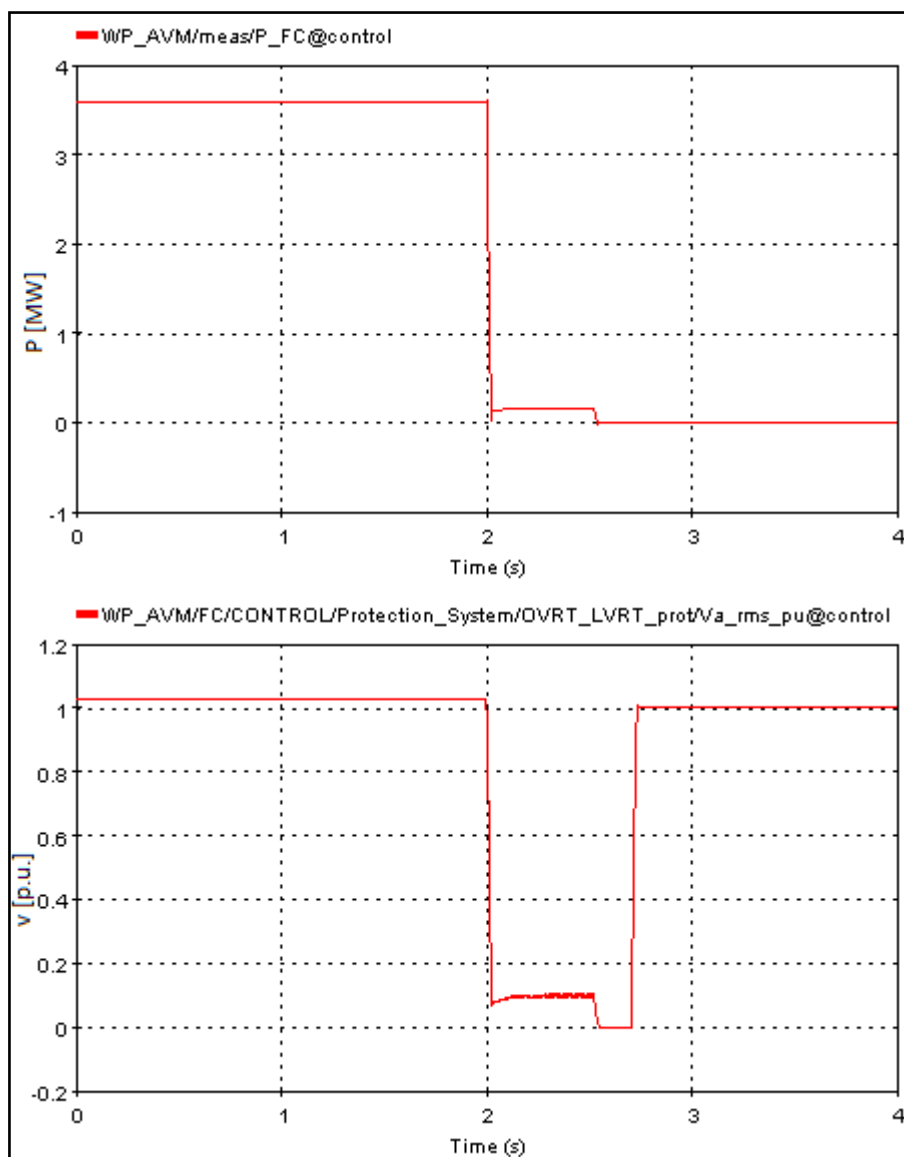


Figura 4.28 Potenza attiva e tensione ai morsetti dell'aerogeneratore di un FC nel caso di guasto trifase con tempo di estinzione pari a $t=0.7s$

Si suppone ora che il cortocircuito non sia franco ma che vi sia un'impedenza tale da far rimanere la tensione nel punto di connessione con il parco eolico a circa 0.76 p.u. con estinzione del guasto dopo 2.1s.

Secondo la normativa, per una tensione compresa tra 0.75÷0.85 p.u. l'interruttore deve disconnettere l'impianto dopo 2 secondi. Come mostrato in figura 4.28, l'intervento delle protezioni

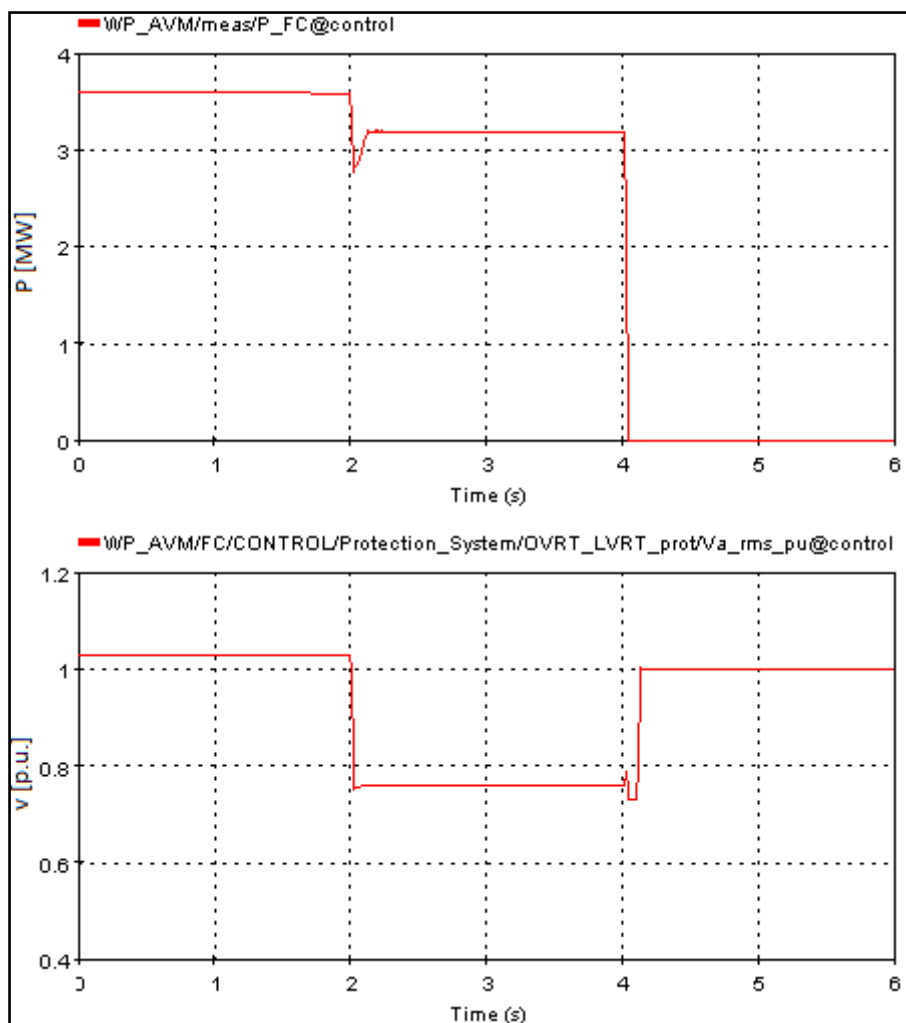


Figura 4.29 Potenza attiva e tensione ai morsetti dell'aerogeneratore di un FC nel caso di guasto trifase con impedenza con tempo di estinzione pari a $t=2.1s$

4.7 Problematiche di inizializzazione

Le problematiche di inizializzazione riscontrate riguardano solamente lo schema del Full Converter con macchina sincrona a magneti permanenti. Come visto ad inizio capitolo, non è possibile inizializzare la macchina con la pulsazione desiderata. La pulsazione di partenza, se attivato lo *Steady-state Initialization*, è quella di sincronismo rispetto alla frequenza nominale della macchina pertanto w_{rotor_pu} all'istante iniziale è sempre uguale ad 1 anche se $init_w_turbine_pu$, che è funzione della ventosità media al tempo $t=0$, è diversa. Questo comporta, come visto in figura 4.5 un transitorio della durata di diversi secondi.

Una soluzione riscontrata per inizializzare effettivamente il generatore alla giusta pulsazione è quella di modificare la frequenza nominale della macchina come:

$$Freq2 = Freq * init_w_turbine_pu$$

Così facendo però si rende notevolmente nervoso il modello specialmente per basse intensità di vento come mostrato in figura 4.29 dove sono rappresentate la coppia meccanica della turbina e quella applicata al generatore e le pulsazioni dei due rotori.

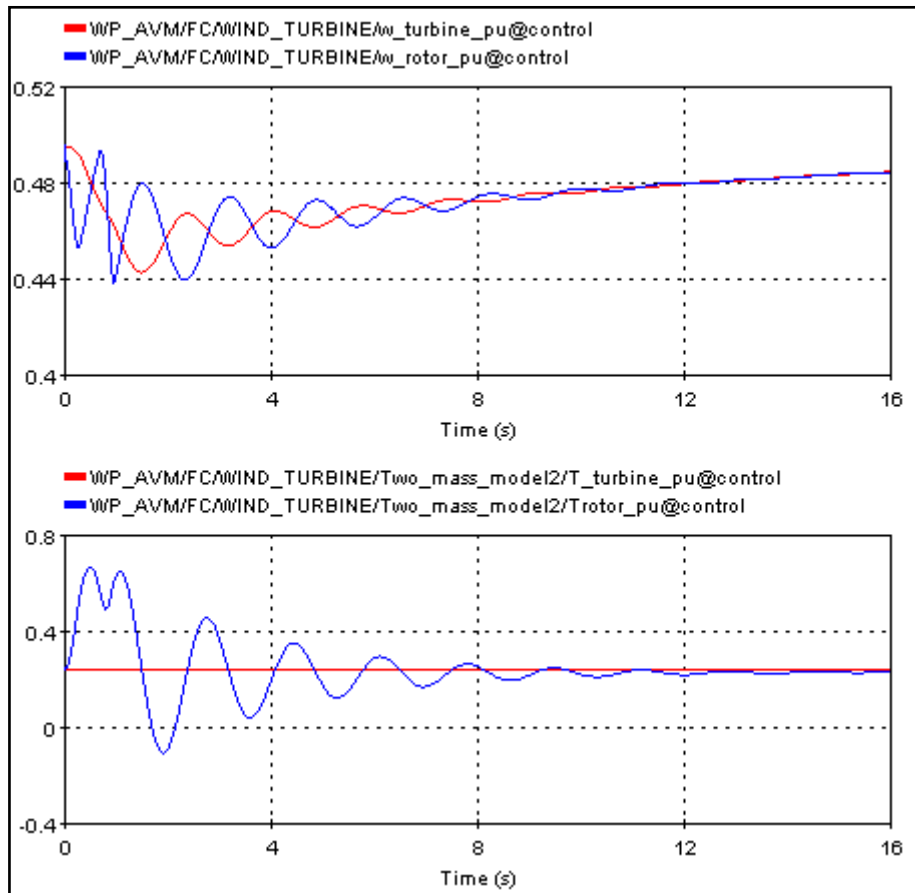


Figura 4.30 Pulsazioni (sopra) e coppie (sotto) del modello FC

CONCLUSIONI

Il considerevole sviluppo degli impianti a fonte di energia rinnovabile non programmabile ha avuto ripercussioni sul recente sviluppo e gestione della rete elettrica italiana. In questo nuovo quadro, l'esercizio della rete di trasmissione e distribuzione è sempre più complicato. La gestione di flussi di potenza fortemente variabili nel tempo richiede sistemi di gestione efficienti ed efficaci in grado di fronteggiare repentine variazioni dello stato della rete al fine di garantire la sicurezza dell'esercizio. In questo elaborato si è mostrato come anche poche turbine eoliche di modesta taglia siano in grado di produrre variazioni di centinaia di kW/s fino a MW/s e si sono analizzati gli effetti di tali variazioni sul funzionamento della rete.

In particolare, la rete di distribuzione, concepita per flussi di potenza unidirezionali, deve essere modernizzata e potenziata per la gestione di generatori distribuiti connessi alla rete e dislocati sull'intero territorio al fine di poter sfruttare appieno le risorse rinnovabili che il territorio presenta.

Anche se gli impianti di generazione eolica, essendo alimentati da un'energia rinnovabile non programmabile, non partecipano direttamente alla regolazione della frequenza e della tensione di rete devono però parteciparvi in maniera indiretta al fine di non degradare la qualità del servizio. In particolare si è visto che devono essere in grado di non ridurre la potenza generata durante i transitori di sottofrequenza e di ridurla con un certo grado di statismo durante i transitori in sovralfrequenza. Devono inoltre garantire un fattore di potenza unitario al punto di consegna e devono rimanere connessi per un determinato tempo durante transitori di riduzione o aumento della tensione in rete.

Nella seconda parte dell'elaborato sono stati studiati due diversi modelli per la generazione eolica, il Doubly-Fed Induction Generator (DFIG) e il FC con generatore sincrono a magneti permanenti. Attraverso il codice di calcolo numerico EMTP (*ElectroMagnetic Transients Program*) si è messo a punto un modello dinamico di generatori eolici con il quale si è osservata

ed analizzata la caratteristica statica potenza-vento tipica di un aerogeneratore e l'influenza su di essa dei parametri più cruciali, la dimensione delle pale e del riduttore di velocità.

Si è evidenziata l'importanza che a per il codice di calcolo la inizializzazione dei modelli al tempo $t=0$ attraverso calcoli in steady state (calcolo della soluzione di regime), allo scopo di rendere agevoli e più veloci le successive simulazioni nel dominio del tempo.

Con i modelli sviluppati si sono svolte simulazioni nel dominio del tempo allo scopo di studiare il comportamento dell'aerogeneratore in seguito a perturbazioni tali da mostrare la rispondenza alla normativa riguardante i Low Voltage Ride Through (LVRT) e High Voltage Ride Through (HVRT) a cui sono soggetti i parchi eolici. Si è osservato infine il forte legame tra la potenza erogata dalla turbina e la velocità del vento, osservando che i *wind gust*, molto frequenti nella realtà, possono generare variazioni di potenza che arrivano fino ad 1 MW/s nel modello implementato.

Si ritiene infine che la produzione globale di energia da fonte rinnovabile debba necessariamente continuare a crescere per ridurre le emissioni di CO₂ nell'atmosfera, ma come allo stesso tempo i sistemi elettrici, originariamente concepiti per la gestione di flussi di potenza con variazioni lente e unidirezionali dovranno in futuro essere sempre più in grado di rispondere a sollecitazioni dinamiche sempre più irregolari. Oltre all'ammodernamento necessario delle infrastrutture, è necessario e auspicabile puntare sulla possibilità di gestione sempre maggiore di queste fonti. Una possibile soluzione può essere quella dello *storage*, l'accumulo di grandi quantità di energia durante le fasi di disponibilità della fonte primaria riducendone lo spreco e il mancato utilizzo e lo stoccaggio durante le fasi di assenza della fonte energetica.

BIBLIOGRAFIA

1. C. ABBEY and F. ZHOU, *Wind Power Generation Modeling*;
2. T. ACKERMANN, *Wind Power in Power System*;
3. L. D. BELLOMO, *Modelling of wind energy converters for slow and fast transients*;
4. A. BORGHETTI, *Appunti di Produzione dell'Energia Elettrica*;
5. T. BURTON, D. SHARPE, N. JENKINS, E. BOSSANYI, *Wind Energy Handbook*;
6. CODICE DI RETE TERNA, *Allegato n. 12, Allegato 14, Allegato n. 15, Allegato n. 17*
7. M. Q. DUONG, F. GRIMACCIA, S. LEVA , M. MUSSETTA , G. SAVA and S. COSTINAS, *Performance Analysis of Grid-Connected Wind Turbines*, U.P.B. Sci. Bull., Series C, Vol. 76, Iss. 4, 2014
8. S. GRILLO, M. MARINELLI, A. PITTO, F. SILVESTRO, *Automazione e Strumentazione, 102-113*;
9. C. A. NUCCI, *Appunti di Sistemi Elettrici per l'Energia*;
10. *L'Energia Eolica*, Università degli Studi di Cagliari – Dipartimento di Ingegneria Meccanica
11. NORMA TECNICA CEI 11-32 – *Impianti di produzione di energia elettrica connessi a sistemi di III categoria*;
12. NORMA TECNICA CEI 11-32;V3 – *Impianti di produzione eolica*.

SITOGRAFIA

1. www.gwec.net
2. www.wikipedia.org
3. www.terna.it
4. www.entsoe.eu
5. emtp-software.com
6. www.anev.org

RINGRAZIAMENTI

Vorrei dedicare queste ultime righe a tutte le persone che mi hanno aiutato lungo questo percorso.

Ringrazio innanzitutto il relatore Prof. Carlo Alberto Nucci per la possibilità datomi e per la sua gentilezza. Ringrazio inoltre il correlatore Prof. Fabio Napolitano per la sua pazienza, disponibilità e aiuto costante durante questi mesi.

Un ringraziamento particolare alla mia famiglia che mi ha dato la possibilità di realizzare questo obiettivo sostenendomi e sopportandomi in ogni momento.

Un grazie ai miei nonni per il loro costante interesse e la loro premura.

Vorrei ringraziare i miei colleghi di università Davide V., Davide M., e Filippo che hanno reso piacevoli questi due anni insieme e tutti gli amici più cari, Davide, Mirco, Thomas, Bila, Andrea e la Betta, mi avete regalato tanti sorrisi e momenti belli.

Vorrei ringraziare infine una persona speciale. Grazie Alessia per aver sempre creduto in me, per avermi sostenuto, spronato ed elogiato. Grazie per l'immane aiuto, per la costante presenza e per tutto il bene dimostratomi. Grazie di cuore.

Un ultimo pensiero ed un grande grazie a due persone che oggi non sono qui ma che porto sempre nel cuore.

Mattia