



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

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

**GESTIONE MEDIANTE POWER PLANT
CONTROLLER DI IMPIANTI FOTOVOLTAICI
DI GRANDE POTENZA**

RELATORE: Prof. Mauro Andriollo

CORRELATORE: Ing. Claudio Brocca

LAUREANDO: Riccardo Mazzucato

ANNO ACCADEMICO 2015-2016

Indice

Glossario.....	1
Sommario.....	3
1. Capitolo 1	
Prospettive delle energie rinnovabili.....	5
1.1 Penetrazione delle fonti rinnovabili nelle generazione di energia elettrica e relativi costi.....	5
1.2 Utilizzo di sistemi rinnovabili e di storage ai fini della stabilità della rete.	11
1.2.1 Power Management System.....	11
1.2.2 Energy Storage System.....	13
1.2.3 Energy Management System.....	15
1.2.4 Power Plant Controller.....	17
2. Capitolo 2	
Modellizzazione di una power unit.....	19
2.1 Analisi di un impianto PV grind connected.....	19
2.2 Sviluppo del modello Simulink.....	25
3. Capitolo 3	
Modello del PPC.....	33
3.1 Caratteristiche del PPC.....	33
3.2 Ripartizione della potenza tra le PU attive in parti uguali.....	39
3.3 Ripartizione della potenza tra le PU in base alle rispettive potenzialità.....	45
4. Capitolo 4	
Simulazione della gestione integrata del PPC.....	49
4.1 Architettura del modello.....	49

4.2 Validazione dei modelli.	52
4.3 Confronto tra i modelli.	63
5. Capitolo 5	
Conclusioni.	73
Bibliografia.	75

Glossario

CU	Conversion Unit
CF	Capacity Factor
IEA	International Energy Agency
EMS	Energy Management System
ESS	Energy Storage System
MPPT	Maximum Power Point Tracker
MTTF	Mean Time To Failure
PCC	Point of Common Coupling
PCS	Power Conversion System
P&O	Perturb and Observe
PF	Power Factor
PI	Proportional And Integrator
PLL	Phase Locked Loop
PMS	Power Management System
POI	Point Of Interconnection

PPC	Power Plant Controller
PU	Power Unit
PV	Photovoltaic
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
VCO	Voltage Controlled Oscillator
VRE	Variable renewable energy

Sommario

Questo lavoro di tesi, svolto in collaborazione con l'azienda Nidec ASI, approfondisce lo studio del "Power Plant Controller", un sistema di controllo centrale della potenza che si pone tra la rete elettrica e le varie unità fotovoltaiche di un impianto allo scopo di coordinare quest'ultime e gestirne i flussi di potenza. In questa analisi viene preso in considerazione un impianto fotovoltaico di potenza elevata (200MW) distribuita tra decine di power unit.

La tesi è stata sviluppata portando avanti due modelli in parallelo: il primo di tipo elettrico, applicato alla singola unità, e il secondo di tipo logico, per determinare le regole seguite dal PPC per il coordinamento delle varie power unit.

La gestione integrata delle varie unità dal power plant controller si divide in due categorie, il funzionamento "normale" e la modalità obiettivo, ed è stata posta maggiore attenzione alla seconda. Lavorando nella modalità obiettivo ci può essere il bisogno di ridurre il numero di unità in funzione: il PPC deve selezionare quali power unit devono entrare in funzione e con quali set-point di potenza.

La logica prioritaria si basa sulla quantità di energia erogata dalle varie unità in modo da far entrare in produzione prima quelle che fino a quel momento avevano prodotto i minori quantitativi di energia.

Seguendo questa filosofia sono stati proposti due modelli: in un approccio preliminare la potenza da erogare viene suddivisa in parti uguali tra le power unit selezionate, mentre, nella versione successiva del modello, si minimizza il numero di unità valorizzandone la potenzialità produttiva di ognuna, valutata attraverso i propri sensori di temperatura ed irradianza.

Attraverso delle simulazioni sono stati validati i due modelli.

Capitolo 1

Prospettive delle energie rinnovabili

1.1 Penetrazione delle fonti rinnovabili nella generazione di energia elettrica e relativi costi

La richiesta di energia elettrica aumenta anno dopo anno e parallelamente aumenta l'attenzione politica mondiale riguardo i cambiamenti climatici e l'ambiente.

Alla luce di recenti accordi internazionali, ai quali verrà fatto riferimento in seguito, emerge un serio impegno da parte di molti stati nell'adottare una politica verde nella produzione dell'elettricità a discapito delle fonti fossili.

Tra le fonti rinnovabili più efficienti ed economicamente più competitive che si sono affermate negli ultimi anni, primeggiano solare ed eolico. Queste sono quindi le candidate principali per soddisfare il surplus di energia da colmare nei prossimi anni.

Il sistema elettrico è composto da migliaia di centrali produttive, milioni di linee di trasmissione e distribuzione e miliardi di utilizzatori in tutto il mondo.

Lo sviluppo di questo settore è influenzato quindi da moltissimi fattori. Tra questi i principali sono la situazione economica e la percentuale di popolazione con accesso all'energia elettrica.

Secondo i dati raccolti nel World Energy Outlook (2013), stilato dalla IEA, il 18% della popolazione mondiale non ha accesso all'energia elettrica; ciò

significa che circa una persona su cinque non usufruisce di questa fonte energetica.

Questa percentuale è destinata a ridursi nei prossimi vent'anni: è previsto che la percentuale di popolazione residente nelle città passerà dal 52% al 62% a discapito delle zone rurali, spesso non elettrificate.

La richiesta di energia elettrica è fortemente legata anche alla crescita economica.

Dal 1990 al 2011 la produzione è quasi raddoppiata e, successivamente, nonostante la crisi finanziaria, la domanda di energia elettrica è continuata a crescere, seppure con incrementi più modesti.

In relazione a questo aspetto l'IEA ha proposto tre diversi scenari riguardo la produzione di energia elettrica mondiale nel periodo temporale 2012-2035.

Questi scenari differiscono nelle loro ipotesi di scelte politiche e previsione sui prezzi dell'elettricità.

L'aspetto interessante di questo studio consiste nel fatto che in ognuno di essi la domanda di energia elettrica cresce, seppure con diversi tassi [1].

Nella Tabella 1.1 vengono mostrati gli scenari sopracitati.

Tabella 1.1. Consumi di energia elettrica nel mondo

	1990	2011	New Policies		Current Policies		450 Scenario	
			2035	2011-2035**	2035	2011-2035**	2035	2011-2035**
OECD	6 591	9 552	11745	0.9%	12 369	1.1%	10 934	0.6%
Americas	3 255	4 694	5 912	1.0%	6 103	1.1%	5 457	0.6%
United States	2 713	3 883	4 753	0.8%	4 883	1.0%	4 438	0.6%
Europe	2 320	3 160	3 740	0.7%	4 040	1.0%	3 564	0.5%
Asia Oceania	1 016	1 698	2 093	0.9%	2 226	1.1%	1 912	0.5%
Japan	758	954	1 119	0.7%	1 195	0.9%	993	0.2%
Non-OECD	3 493	9 453	20 405	3.3%	22 084	3.6%	17 323	2.6%
E. Europe/Eurasia	1 584	1 367	2 004	1.6%	2 171	1.9%	1 730	1.0%
Russia	909	838	1 256	1.7%	1 375	2.1%	1 075	1.0%
Asia	1 049	5 888	13 913	3.6%	15 211	4.0%	11 758	2.9%
China	558	4 094	8 855	3.3%	10 023	3.8%	7 417	2.5%
India	212	774	2 523	5.0%	2 582	5.2%	2 198	4.4%
Middle East	190	702	1 484	3.2%	1 587	3.5%	1 216	2.3%
Africa	262	584	1 296	3.4%	1 304	3.4%	1 094	2.7%
Latin America	407	912	1 708	2.6%	1 811	2.9%	1 525	2.2%
Brazil	214	471	939	2.9%	1 001	3.2%	834	2.4%
World	10 085	19 004	32 150	2.2%	34 454	2.5%	28 256	1.7%
European Union	2 241	2 852	3 246	0.5%	3 512	0.9%	3 120	0.4%

Questi dati dimostrano che la domanda di energia aumenterà nei prossimi anni. Di conseguenza il mercato risponderà con un aumento della produzione con conseguente incremento della capacità installata.

I favoriti nel colmare questo surplus di potenza sono impianti di produzione da fonti rinnovabili, visto il recente interesse verso una politica “green” da parte della maggior parte delle nazioni del mondo.

Alcuni recenti accordi internazionali hanno ufficializzato l'intenzione delle principali forze globali nel ridurre le emissioni di gas ad effetto serra attraverso un maggior utilizzo di fonti rinnovabili ed il miglioramento dell'efficienza energetica.

I principali accordi internazionali a riguardo sono il pacchetto 2020 dell'UE e l'accordo di Parigi.

Il pacchetto 2020 contiene una serie di norme vincolanti che definiscono tre obiettivi principali da raggiungere entro il 2020:

- il taglio del 20% delle emissioni di gas a effetto serra (rispetto ai livelli del 1990)
- il 20% del fabbisogno energetico ricavato da fonti rinnovabili
- il miglioramento del 20% dell'efficienza energetica [2].

Alla conferenza sul clima di Parigi del dicembre 2015, 195 paesi hanno adottato il primo accordo universale e giuridicamente vincolante sul clima mondiale.

“L'accordo di Parigi è un ponte tra le politiche odierne e la neutralità rispetto al clima entro la fine del secolo. L'accordo è stato aperto alla firma per un anno il 22 aprile 2016.

L'accordo entrerà in vigore dopo che 55 paesi che rappresentino almeno il 55% delle emissioni globali avranno depositato i loro strumenti di ratifica” [3].

Cina e Stati Uniti hanno ratificato l'accordo di Parigi sul clima nel settembre 2016. Essi sono responsabili del 38% delle emissioni mondiali di CO₂, quindi è stato fondamentale un loro impegno per il raggiungimento del quorum necessario.

Il presidente degli U.S.A. Barack Obama ha dichiarato in seguito alla ratifica dell'accordo: “You need to put your money where your mouth is”.

Si è quindi di fronte a due fatti, ormai appurati, che si verificheranno nel prossimo futuro: l'aumento di richiesta di energia e l'incremento dell'impegno internazionale a favorire le energie rinnovabili.

Alla luce di questo l'IEA ha analizzato quali tra le fonti rinnovabili saranno le protagoniste nei prossimi anni e le ha identificate in eolico onshore e fotovoltaico di grossa taglia.

Eolico e solare sono attualmente le fonti di energia col maggiore tasso di crescita. Sono tecnologie mature ed affidabili dal punto di vista economico e ambientale.

Il loro incremento di produttività nel 2015 ha coperto il 90% dell'aumento di domanda di energia dello stesso anno. Tra 2008 e 2015 il costo medio

dell'eolico onshore è calato del 35%, quello del solare nei grandi impianti quasi dell'80%, come si nota di seguito Figura 1.1 [4].

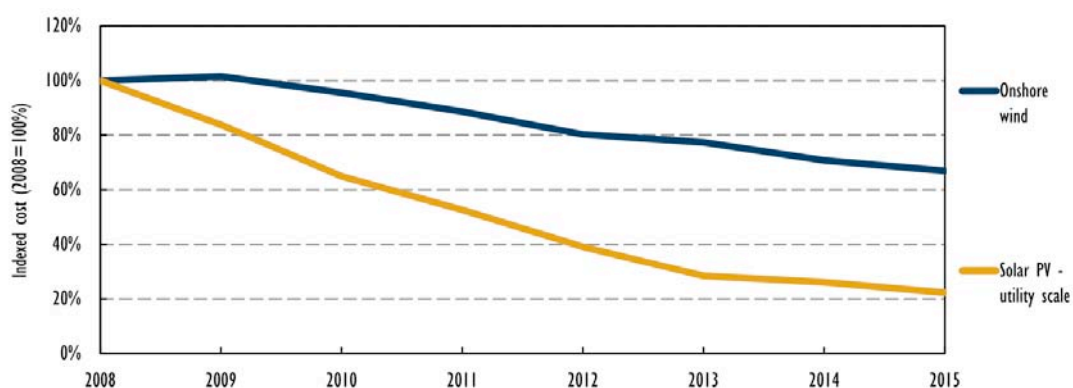


Fig. 1.1 - Andamento dei prezzi di eolico onshore e fotovoltaico di taglia elevata

Nel 2015 l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili è cresciuta del 5% ed ora rappresenta il 23% della totale prodotta.

La Repubblica Popolare Cinese resta la più grande produttrice, con più del 20% di tutta l'energia rinnovabile prodotta nel 2015, seguita dall'UE (17%) e dagli U.S.A. (11%).

La capacità installata per le fonti rinnovabili è in continuo aumento: solo nel 2014 sono stati installati 130 GW e, nonostante non siano ancora disponibili dati ufficiali, si prevede che la quota del 2015 sarà addirittura superiore andando a migliorare il record di crescita ottenuto l'anno precedente.

Nel 2015 circa il 40% della produzione da rinnovabili è arrivata da eolico onshore, con un aumento della capacità di 60 GW.

Il solare PV è aumentato di quasi 50 GW nel 2015, la metà dei quali è stata installata tra Cina e Giappone [5].

Il successo delle VRE sta producendo una mutazione nei sistemi elettrici di tutto il mondo, tuttavia la generazione di energia elettrica da queste fonti è limitata dalla presenza di vento e luce solare, che causa fluttuazioni nella potenza prodotta nel tempo.

Nella Figura 1.2 sono mostrati gli andamenti medi della potenza prodotta da impianti eolici e fotovoltaici al variare del mese dell'anno.

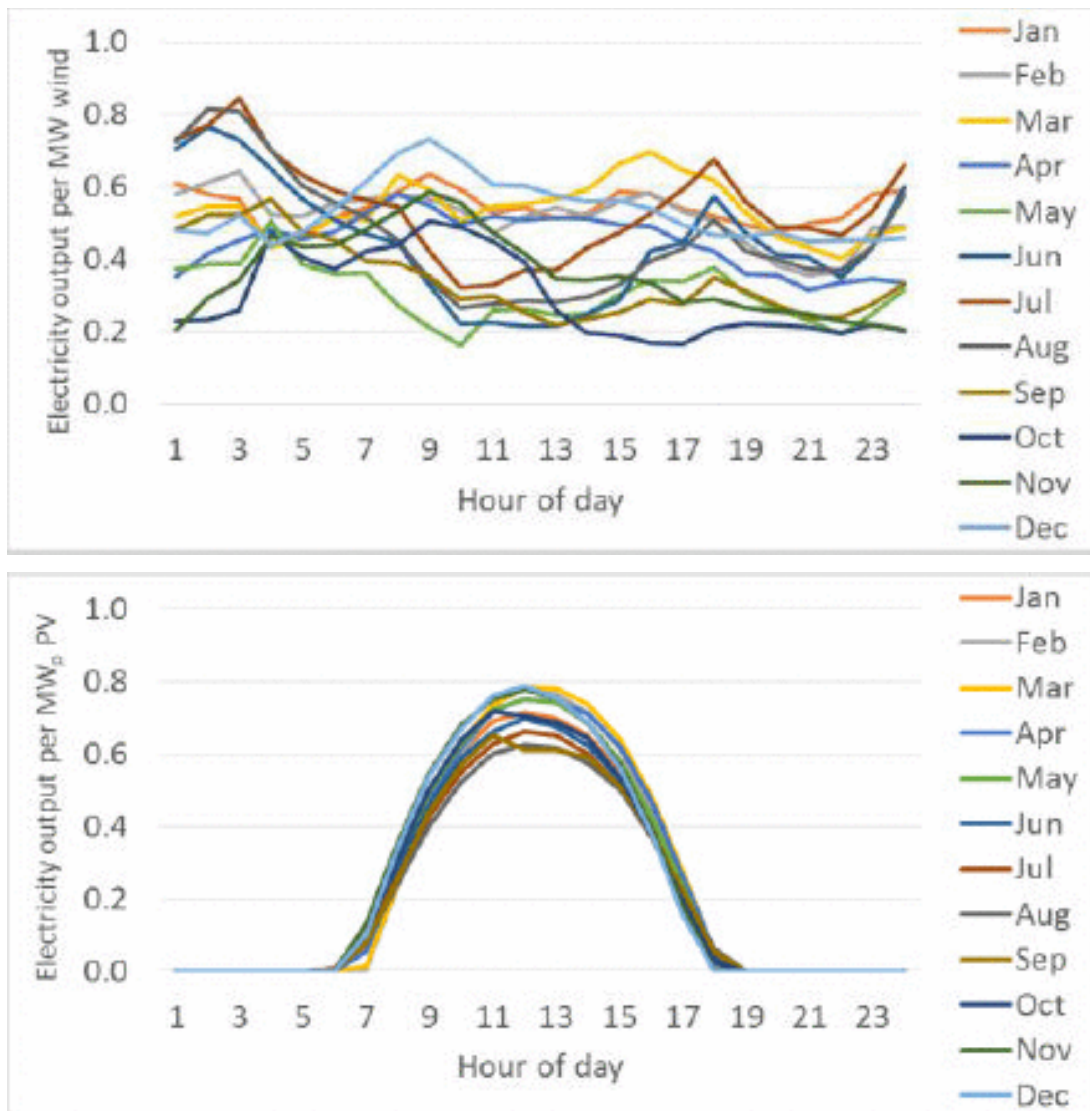


Fig. 1.2 - Andamenti giornalieri di potenza generata da eolico e solare

Un indice che mette in evidenza questo aspetto, critico per le rinnovabili, è il capacity factor.

$$CF = \frac{\sum P * t}{P_n * 8760}$$

Il CF dipende dal luogo in cui l'impianto viene installato e dalla tecnologia utilizzata, ma in generale per l'eolico non viene superato il 40%, mentre per il solare il limite è del 30% [6].

Per migliorare l'interfaccia delle rinnovabili con la rete serve quindi un cambiamento nel modo di combinare generazione e consumo.

Si può facilitare l'integrazione delle rinnovabili nel sistema sviluppando strategie system-friendly.

1.2 Utilizzo di sistemi rinnovabili e di storage ai fini della stabilità della rete

Gli impianti di accumulo e quelli da fonti rinnovabili non garantiscono una generazione di potenza costante nel medio-lungo periodo.

I primi sono caratterizzati da periodi di carica e scarica, sia che si tratti di sistema ad accumulo elettrochimico, accumulo meccanico tramite un volano o di una centrale idroelettrica con accumulo mediante pompaggio.

Ad oggi ci sono circa 1.6 GW installati di accumulo elettrochimico, mentre gli impianti di pompaggio possono contare su 142 GW di capacità già installata.

Gli alti costi iniziali, seppur in diminuzione, rimangono un ostacolo alla distribuzione più ampia dei sistemi di accumulo [5].

Gli impianti che utilizzano fonti di energia rinnovabile producono a intermittenza e con prevedibilità limitata. Questo accade per fotovoltaico ed eolico le cui peculiarità sono state già trattate nelle pagine precedenti.

Una possibile soluzione è l'utilizzo combinato di rinnovabili e accumulo attraverso un'architettura di conversione,. Questo permette di immettere in rete una potenza costante nel tempo, anche se comporta un aumento importante di costi e complessità.

Tra i diversi modi di collegare alla rete sistemi di accumulo ed impianti di generazione da fonte rinnovabile ne sono stati approfonditi alcuni come il PMS, l'ESS, l'EMS ed il PPC.

1.2.1 Power Management System

“Il Power Management System (PMS) è una piattaforma hardware e software che fornisce funzioni di monitoraggio e strumenti per la gestione e l'ottimizzazione della produzione e del consumo di energia. Il dispositivo deve

avere il controllo non solo delle sorgenti ma anche dei dispositivi di accumulo e dei carichi” [7].

Il Power management system controlla la potenza nell’ambito di una rete elettrica in presenza di sistemi di generazione, accumulo e carichi.

Nelle microgrid si ha un utilizzo frequente di questo tipo di applicazione, infatti sono presenti sia carichi, sia unità di produzione (spesso rinnovabili intermittenti) sia sistemi di backup come ad esempio generatori diesel o batterie.

Il PMS deve inoltre occuparsi del controllo di tensione e frequenza per lavoro in isola nei momenti in cui la generazione interna permette la disconnessione dalla rete nazionale.

Questo tipo di sistema è già in uso e molti altri impianti con PMS sono in fase di realizzazione. Di seguito alcuni esempi.

La Shenhua Group è la più grande compagnia di estrazione di carbone al mondo e ha sviluppato un sistema PMS per rendere più affidabile la fornitura di energia nei suoi siti di estrazione. Il sistema comprende un sistema di controllo real time e un sistema di storage con batterie [7].

Anche in Arabia Saudita, il governo sta promuovendo la diffusione di impianti da energia pulita, come il solare.

Questo cambiamento è dovuto alla crescente domanda, che supererà i 120 GW di picco intorno al 2030, ma soprattutto è mosso da ragioni strategiche/politiche.

In ogni caso stanno sorgendo molti impianti PV con accumulo grid connected nella regione del Tabuk, dove la condizione di irradianza è molto favorevole [8].

Uno schema semplificato di come è composto un impianto che utilizza un PMS è mostrato nella Figura 1.3. In particolare sono mostrati solamente i flussi di potenza attraverso delle frecce, i carichi del sistema possono essere alimentati dai sistemi rinnovabili, da quelli di accumulo o anche dalla rete elettrica in caso di necessità. Gli impianti rinnovabili possono caricare i sistemi di accumulo o iniettare in rete la loro energia.

Il PMS si occupa di gestire tutto questo.

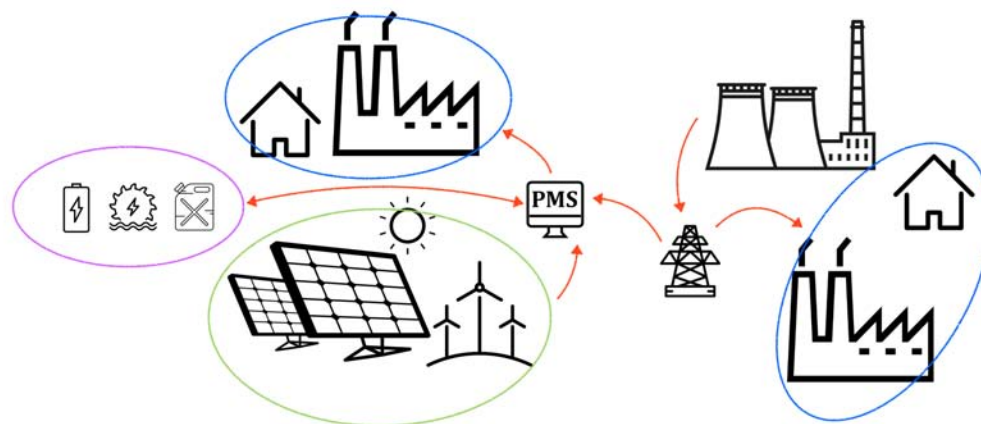


Figura 1.3 - Rappresentazione modello PMS

1.2.2 Energy Storage System

Un ESS è composto da un sistema di accumulo unito a un sistema di conversione statica PCS.

Una sua possibile configurazione è mostrata in Figura 1.4 [10], dove viene utilizzata una fonte di accumulo elettrochimica in corrente continua collegata alla rete.

Il sistema di conversione e di filtraggio si trova tra la rete, lato AC, e il sistema di accumulo, lato DC.

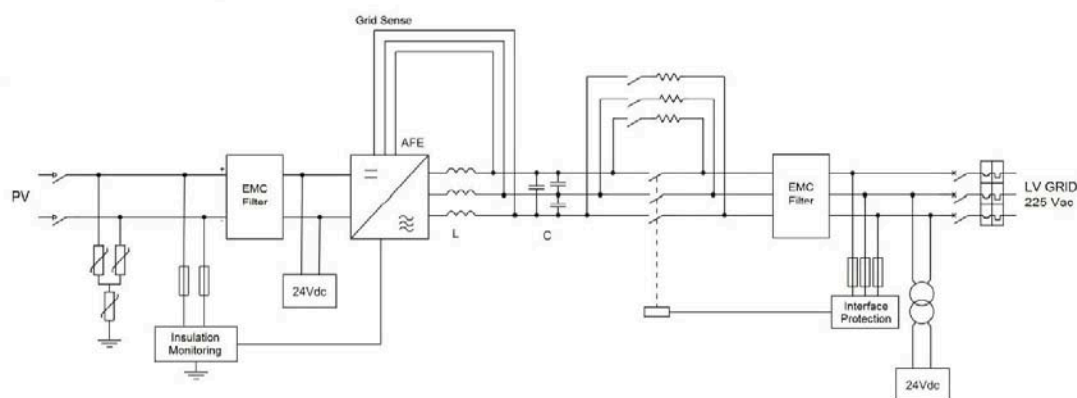


Fig. 1.4 - Sistema di conversione e filtraggio tra accumulatore elettrochimico e rete

Un ESS è utilizzato dal gestore di rete per intervenire in corrispondenza di eventi critici come picchi o lacune di potenza. Questo tipo di sistema può essere utilizzato anche per la regolazione primaria della frequenza.

Un aspetto importante è la valutazione di quale sistema di accumulo utilizzare, anche a fronte della specifica applicazione in termini di costi e lifetime [11].

Negli ultimi anni i sistemi di accumulo elettrochimici sono stati al centro dell'attenzione vista un'importante diminuzione dei costi ed un parallelo miglioramento delle performance.

Ci sono molti studi riguardo le modalità ed i tempi di scarica delle batterie in relazione alla variazione del prezzo dell'energia elettrica nell'arco della giornata.

A seconda dello specifico impianto la tecnologia di accumulo elettrochimico adottata potrà essere "energy intensive" (batterie che accumulano energia per rilasciarla con tempi lenti) o "power intensive" (batterie capaci di assorbire e rilasciare energia in tempi brevissimi per situazioni di emergenza) [12].

Nonostante i sistemi di accumulo elettrochimici siano di grande interesse in quest'ultimo periodo, è negli impianti idroelettrici di pompaggio che è stata installata la gran parte della capacità mondiale da accumulo.

Una volta definito quale sistema usare bisogna studiare il modo ottimale per connetterlo alla rete, tramite convertitori e sistemi di controllo [13].

I convertitori e la relativa logica di controllo per la gestione di un sistema di accumulo elettrochimico sono decisamente diversi rispetto a quelli utilizzati per un accumulo tramite volano o ancora per una centrale idroelettrica con accumulo mediante pompaggio, quindi nell'analisi dei costi bisogna tenerne conto, come mostrato in Tabella 1.2 dove sono state messe a confronto alcune tecnologie [14].

Tabella 1.2 – Comparazione dei costi di accumulo e conversione

Parametri	Batteria al piombo (LA)	Batteria Sodio Zolfo (Na/S)	Impianto di pompaggio	Volano
Potenza nominale [kW]	10000	10000	10000	2500
Rendimento	0.75	0.77	0.75	0.95
Costo sistema di conversione (US\$/kW)	125	833	1000	300
Costo di accumulo (US\$/kWh)	305	208	10	1000

In Italia, ad esempio, l'interesse verso l'accumulo elettrochimico è alto, con Terna, il TSO nazionale che ha già installato alcuni MW di batterie in Campania e Basilicata e sta testando altre possibilità in Sicilia e Sardegna [15].

In Svizzera è stato sviluppato un sistema da 1 MW di batterie Li-Ion che verrà utilizzato dal grid operator per ovviare alle fluttuazioni della potenza in rete dovute alle fonti rinnovabili [16].

1.2.3 Energy Management System

L'EMS è un sistema capace di controllare l'energia di un sistema generazione/carichi.

Esso si basa sul controllo e gestione di un ESS abbinato ad un impianto di generazione intermittente: in questa maniera il sistema di accumulo viene caricato nei momenti in cui la potenza generata è massima e viene scaricato quando la potenza generabile è minima. Grazie a questa combinazione l'energia in uscita da un impianto gestito da un EMS può essere distribuita con regolarità in rete.

Il sistema è composto da generatori, convertitori, filtri e sistema di accumulo; il tutto deve comunicare con la rete elettrica.

Il funzionamento dell'EMS si basa su delle analisi relative ai suoi componenti:

- analisi previsionali, come quella metereologica sulla generazione da

fotovoltaico o eolico

- analisi temporali e previsionali per valutare la potenza che verrà richiesta dalla rete
- analisi storiche e statistiche per valutare i cicli di carica/scarica delle batterie

Rispetto agli impianti rinnovabili direttamente connessi alla rete, il gestore di rete preferisce avere questo tipo di sistemi perché più affidabili e meno intermittenti, ma per il costruttore sono più costosi per via del sistema di accumulo e l'architettura di conversione tra esso e l'impianto di generazione. Un EMS permette funzioni ed analisi basate su dati economici e tecnici come demand/response, peak shaving, ed energy shifting.

Una modalità alternativa di gestire l'energia è di caricare il sistema di accumulo nelle ore in cui il prezzo di vendita è basso, per poi immetterla in rete ad un prezzo più vantaggioso. Il tutto deve essere considerato al netto del rendimento del sistema di accumulo utilizzato.

In molte recenti applicazioni si è voluto integrare un impianto PV o eolico con un sistema di batterie per rendere queste fonti intermittenti più regolari e quindi più facilmente dispacciabili [17].

Ad esempio, in un impianto PV di 1.2MW a Tudela, Spagna, si sono effettuati dei test con e senza sistema di storage, che hanno confermato la superiorità della soluzione con sistema di accumulo [18].

La tecnologia EMS è stata studiata anche in maniera leggermente diversa per la generazione eolica.

Si utilizza un flywheel a bassa velocità basato su un motore ad induzione a gabbia di scoiattolo come sistema di storage, ma anche come sistema di livellamento della potenza in caso di guasto lato rete. Essa non viene immessa dannosamente nell'impianto, ma scaricata nel flywheel. Questo si rivela utile nel mitigare il problema perché i tempi dei guasti sono piccoli [19].

Uno schema semplificato è mostrato nella Figura 1.5.

Le frecce mostrano il verso dei flussi di potenza; non essendoci i carichi la potenza prodotta dagli impianti rinnovabili può venire solamente iniettata in rete o utilizzata per caricare i sistemi di accumulo.

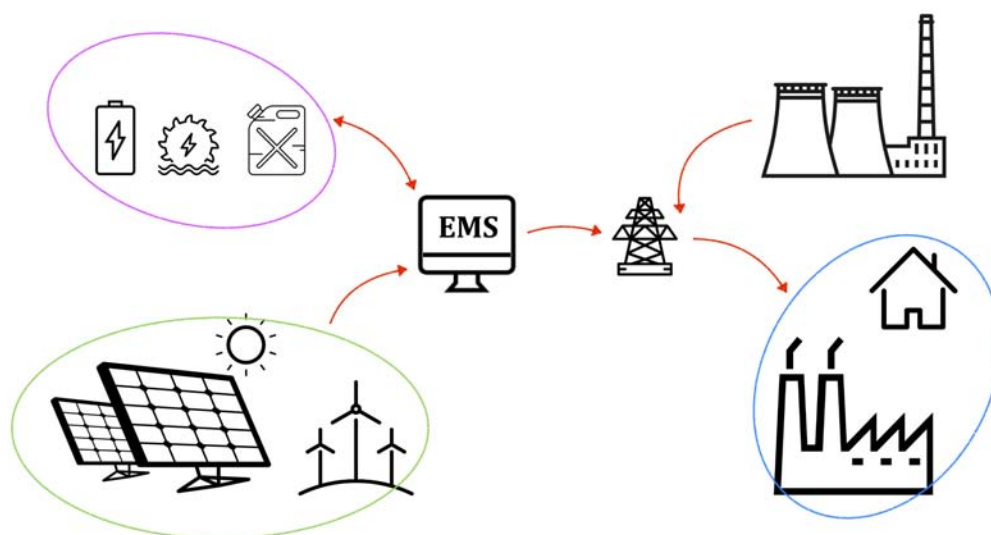


Fig. 1.5 - Rappresentazione modello EMS

1.2.4 Power Plant Controller

Un PPC è un sistema capace di controllare la potenza istantanea, sia attiva che reattiva, al POI.

Seppur si possa utilizzare per ogni tipo di impianto di generazione, il PPC viene spesso associato a piante rinnovabili, dove esso coordina più power unit intermittenti connesse direttamente alla rete senza che ci sia un sistema di accumulo.

Un sistema del genere può servire per rendere grid-friendly un impianto PV di larga scala. Le funzionalità di supporto alla rete come regolazione di tensione, frequenza e controllo delle rampe di potenza immessa sono svolte a livello di singola unità. Tutte queste caratteristiche sono fondamentali per il successo della diffusione di impianti fotovoltaici di grande taglia [20].

Uno schema semplificato è mostrato in Figura 1.6. Le frecce mostrano l'andamento dei flussi di potenza che, in assenza di carichi e sistemi di accumulo, sono unidirezionali dall'impianto di generazione alla rete elettrica.

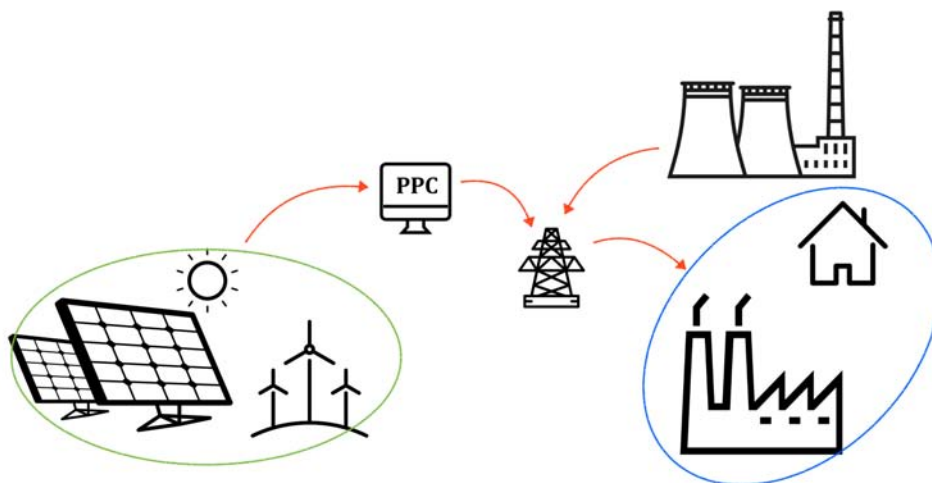


Fig. 1.6 - Rappresentazione modello PPC

Questo lavoro di tesi è stato realizzato grazie alla disponibilità dell'azienda Nidec ASI a collaborare nello studio del PPC e provare a creare dei modelli focalizzati sulla logica relativa.

Capitolo 2

Modellizzazione di una power unit

2.1 Analisi di un impianto PV grid connected

Il primo obiettivo di questo lavoro è di modellizzare un impianto fotovoltaico in grado di produrre una potenza dell'ordine dei MW.

L'impianto in questione è composto da più di 60 PU identiche disposte in parallelo tra loro.

Successivamente si creerà una logica capace di coordinare queste unità, il PPC, dopodiché verranno effettuate delle simulazioni.

Il primo oggetto della modellizzazione è stata quindi la singola PU. Questo perché, una volta ottenuto un suo modello funzionante, sarà possibile porre in parallelo alcune PU in modo da simulare l'intero impianto in questione.

Una power unit è costituito dalla serie di più elementi, che poi vengono collegati alla rete elettrica.

I componenti che costituiscono la PU sono: array PV, elementi di filtraggio, PCS e reattanze di disaccoppiamento, il tutto connesso alla rete nel PCC.

In questa tesi si considera un array fotovoltaico da alcune centinaia di kW come potenza di picco.

Generalmente, il trasferimento di potenza dall'array fotovoltaico alla rete elettrica in AC avviene attraversando prima uno stadio di conversione DC/DC (convertitore "Boost") dal livello di tensione di uscita (variabile) dell'array al

valore più elevato e controllato al DC-bus e successivamente il convertitore DC/AC (inverter). Lo stadio di conversione DC/DC può essere assente se si rinuncia alla stabilizzazione della tensione al DC-bus, come avviene nel caso qui considerato [21].

Il PCS quindi ha come output la tensione concatenata V_i in uscita dall'inverter. Da questo momento in poi riferendosi ad una PU si intende il tutt'uno dei suoi componenti come mostrato nella Figura 2.1.

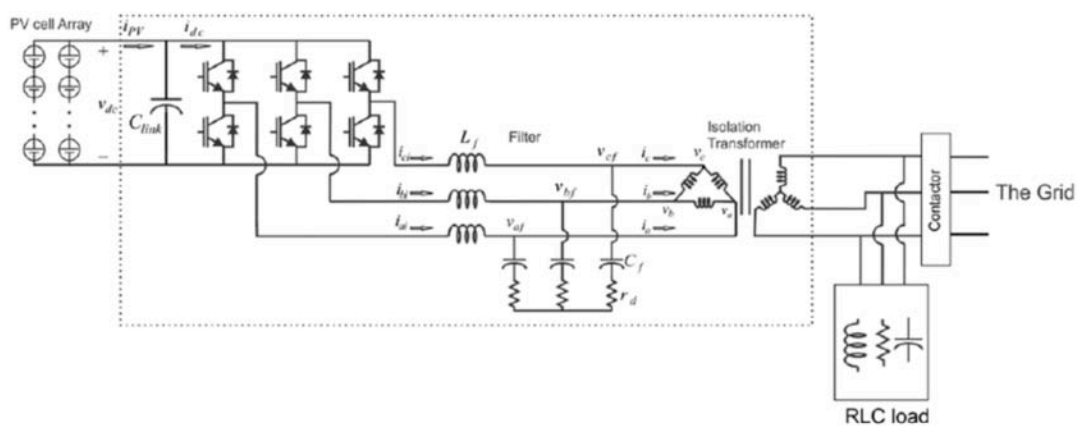


Fig. 2.1 - Schema di una power unit fotovoltaica connessa alla rete

Nell'ipotesi di lavorare con tensioni e correnti simmetriche ed equilibrate si può usare il circuito monofase equivalente (Fig. 2.2).

Nel seguito verrà sempre utilizzato il circuito monofase equivalente per analizzare ogni PU.

In un primo approccio della PU la rete è stata rappresentata come un generatore di tensione sinusoidale a 50 Hz, imperturbabile, come fosse una rete di potenza infinita.

Tra rete e power unit è stata inserita un'induttanza di disaccoppiamento X.

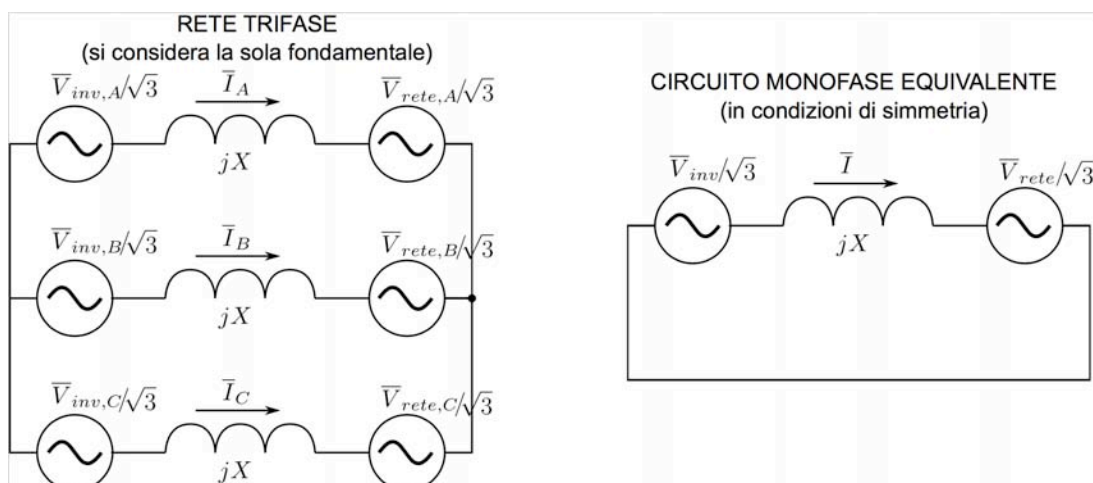


Fig. 2.2 - Circuito di collegamento generatore/rete nel caso trifase e monofase equivalente.

La componente fondamentale per la messa in parallelo alla rete di un impianto è il PLL.

Si tratta di un circuito la cui struttura interna è schematicamente composta da tre blocchi: un rilevatore di fase, un filtro passa basso e un VCO.

La messa in parallelo dell'impianto con la rete va effettuata solo una volta che l'impianto e la rete sono stati sincronizzati.

In Simulink esiste un blocco apposito per rappresentare un PLL. Nella Figura 2.3 il blocco che Simulink mette a disposizione per modellizzare un PLL.

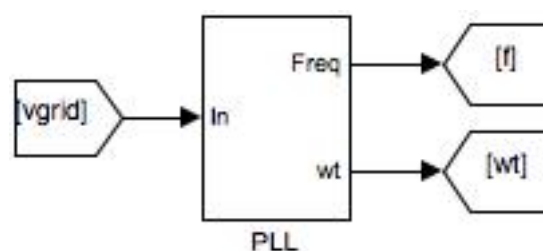


Fig. 2.3 - Blocco PLL di Simulink

Il PLL fornisce informazioni continue riguardo la fase e l'ampiezza della tensione di rete, permettendo di implementare controllori basati sull'analisi vettoriale [7].

La tensione di fase erogata dall'inverter V_i può essere scomposta in due componenti V_d e V_q rispettivamente in fase ed in quadratura in anticipo rispetto alla corrispondente tensione concatenata di rete V_{grid} come si può notare nella Figura 2.4.

La V_d e la V_q sono sincronizzate alla rete elettrica tramite il sistema PLL.

V_i e V_{grid} sono in generale diverse in modulo e fase, a meno che non si voglia avere sia potenza attiva che reattiva pari a zero.

D'ora in poi con "P" si farà riferimento alla potenza attiva e con "Q" alla potenza reattiva.

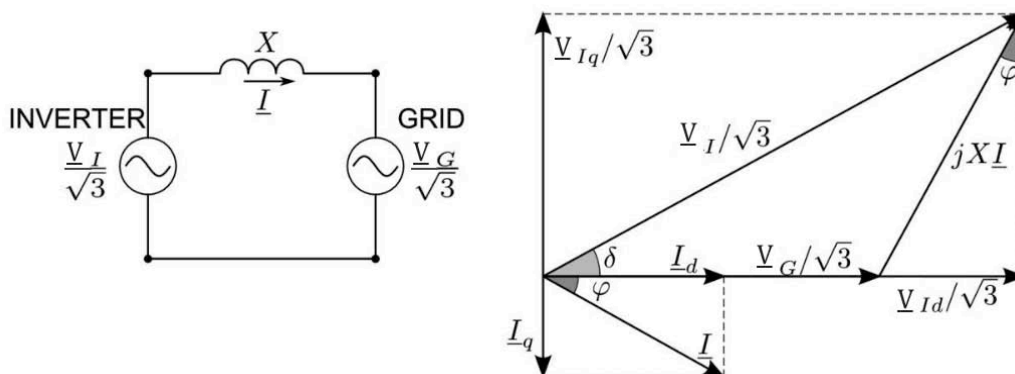


Fig. 2.4 - Schema di interfaccia tra inverter e rete con relativo diagramma vettoriale del circuito monofase equivalente

Si possono definire le due componenti della tensione in uscita dall'inverter con le formule seguenti: $\frac{V_d}{\sqrt{3}} = \frac{V_i}{\sqrt{3}} \cos(\delta)$ e $\frac{V_q}{\sqrt{3}} = \frac{V_i}{\sqrt{3}} \cdot \sin(\delta)$.

L'idea usata per semplificare il modello Simulink di una PU è stata quella di rappresentare un'intera PU con due generatori di tensione pilotati in serie.

Essi riassumono un array di pannelli fotovoltaici collegati tra loro, il sistema di filtraggio, un inverter ed il sistema di controllo di quest'ultimo.

La coppia di generatori di tensione pilotati rappresenta la tensione in uscita dall'inverter espressa nelle sue due componenti $\frac{V_d}{\sqrt{3}}$ e $\frac{V_q}{\sqrt{3}}$.

La loro combinazione è la tensione che si misura all'uscita dall'inverter a monte dell'induttanza di disaccoppiamento tramite la quale è connesso alla rete.

$$V_i/\sqrt{3} = V_d/\sqrt{3} + j \cdot V_q/\sqrt{3}$$

Per quanto riguarda le tensioni che i due generatori di ogni CU pilotano, il punto di partenza è un riferimento di potenza attiva e reattiva; questa coppia di valori viene determinata a seconda del tipo di funzionamento.

Nel funzionamento obiettivo P e Q sono decisi dal PPC, rispettando una logica di cui si parlerà approfonditamente nel seguente capitolo.

Nel funzionamento normale il riferimento di potenza attiva viene adeguato alla massima potenza erogabile dal sistema fotovoltaico corrispondente al punto di lavoro che viene inseguito mediante l'algoritmo MPPT agguistando il valore della tensione al DC bus; mentre il riferimento della potenza reattiva viene fissato a zero.

Va ricordato che l'MMPT è un sistema per inseguire il punto di massima potenza che il pannello è in grado di erogare. Come noto, la massima potenza elettrica (in regime DC) che può essere sviluppata da un'unità fotovoltaica è principalmente legata all'irradianza solare (o insolazione) ed alla temperatura a cui operano gli elementi fotosensibili (Fig.2.5) [22].

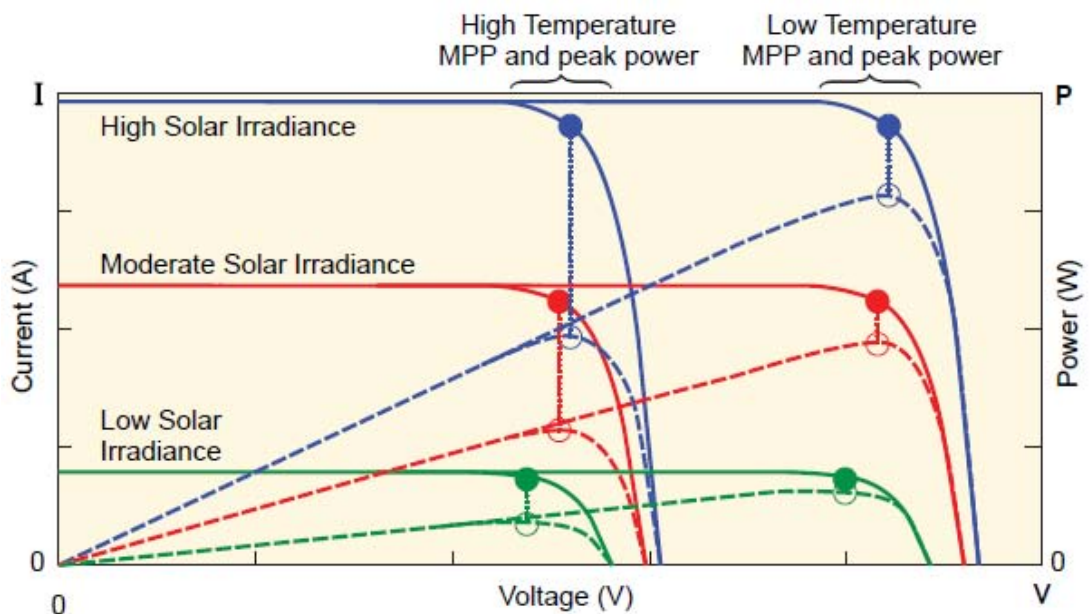


Fig. 2.5 - Variazione delle curve di potenza al variare di irraggiamento e temperatura

Il metodo P&O è l'algoritmo più popolare delle tecniche MPPT; si caratterizza per l'iniezione di una piccola perturbazione nel sistema, i cui effetti sono utilizzati per guidare il punto di lavoro verso il MPP come si vede nella Figura 2.6 [23]: attraverso il sistema di conversione dell'inverter si fa variare V_{PV} e si valuta come varia la potenza erogata al DC bus; quest'operazione viene effettuata in tempo reale in quanto al variare delle condizioni di irraggiamento e di temperatura variano la curva di potenza e quella di corrente.

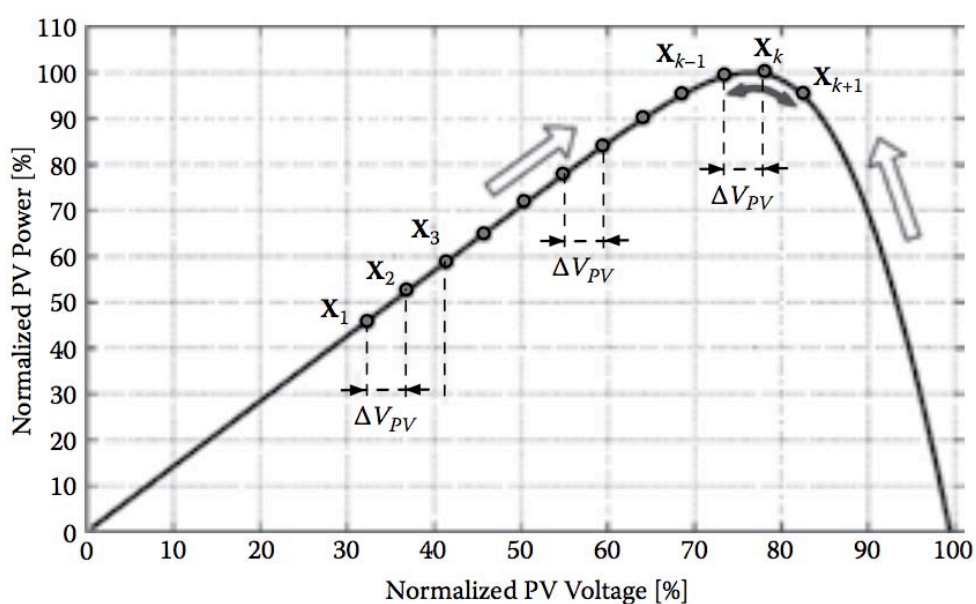


Fig. 2.6 - Funzionamento dell'algoritmo MPPT

I valori efficaci di tensione che pilotano i generatori sono ottenuti attraverso operazioni matematiche a partire da dei valori setpoint di potenza attiva e reattiva.

Attraverso delle semplici relazioni matematiche a partire da due setpoint di potenza, P e Q , per ciascuna CU si arrivano ad ottenere i valori di tensione V_q e V_d necessari a produrre proprio quelle potenze attiva P e reattiva Q desiderate.

Con riferimento alla Figura 2.4 si possono formulare le seguenti ipotesi semplificative.

L'impedenza tra inverter e carico è di natura prevalentemente induttiva, è

quindi possibile, in prima approssimazione, trascurare la relativa resistenza.

Si ottengono quindi le relazioni seguenti nel trifase:

$$P = \sqrt{3} \cdot V_{grid} \cdot I_d$$

$$Q = \sqrt{3} \cdot V_{grid} \cdot I_q$$

$$I_d = I \cdot \cos(\varphi)$$

$$I_q = I \cdot \sin(\varphi)$$

$$P = \frac{V_{grid} \cdot V_q}{X}$$

$$Q = \frac{V_{grid} \cdot (V_d - V_{grid})}{X}$$

Si possono quindi ricavare i valori efficaci delle tensioni che piloteranno i generatori pilotati:

$$V_q = \frac{P \cdot X}{V_{grid}}$$

$$V_d = \frac{Q \cdot X + V_{grid}}{V_{grid}}$$

2.2 Sviluppo del modello Simulink

In questo lavoro di tesi sono state effettuate delle modellizzazioni e delle simulazioni tramite Simulink. Per esigenze di semplificazione, d'ora in poi con V_i, V_d, V_q, V_{grid} si indicheranno le corrispondenti tensioni di fase e non più le concatenate e si farà riferimento ai valori di potenza attiva e reattiva corrispondenti ad una singola fase.

Nel primo modello del PCS sono state implementate le formule che permettono di ottenere i valori di tensione V_q e V_d a partire dalle potenze P e Q di riferimento. Questi valori di tensione pilotano due generatori uno in fase e l'altro in quadratura con la tensione di rete.

In questo primo approccio il sistema è in catena aperta.

Nella Figura 2.7 si nota quanto appena descritto.

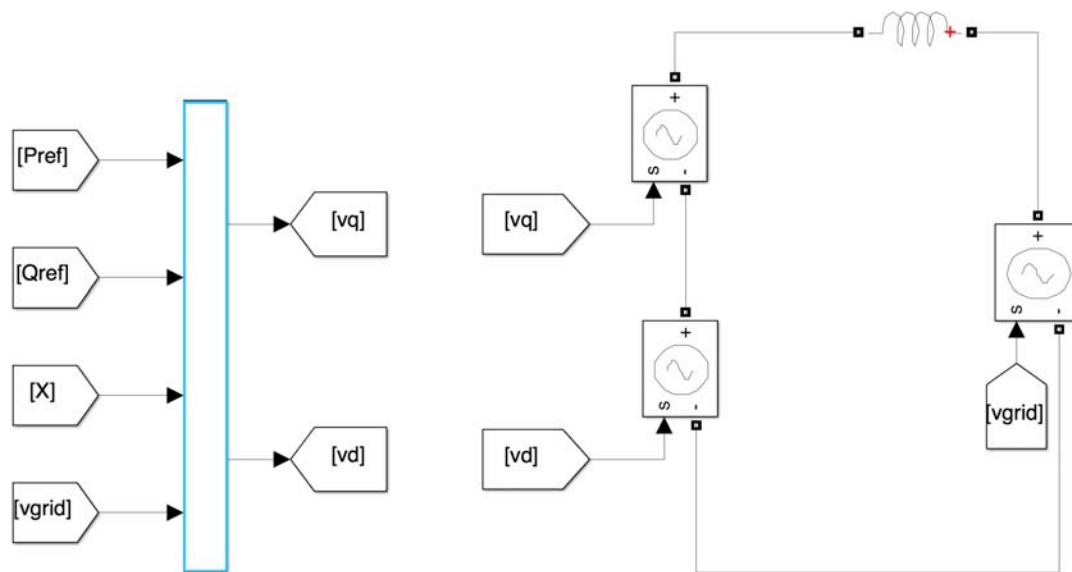


Fig. 2.7 - Modello semplificato di una PU

Nel dettaglio del Subsystem evidenziato si notano le relazioni matematiche del caso monofase equivalente, mostrate in Figura 2.8, tramite le quali vengono ricavate le tensioni che pilotano i due generatori in serie.

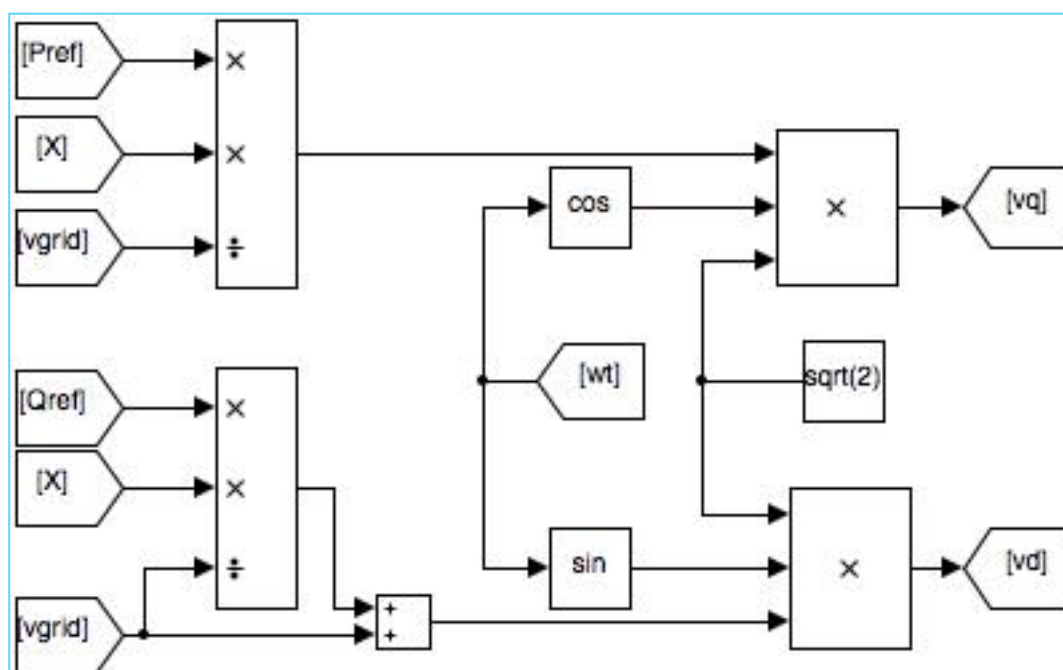


Fig. 2.8 - Dettaglio relazioni matematiche per il calcolo di V_d e V_q

Fino ad ora si è considerata la rete come generatore ideale, per avvicinare il

modello alla realtà si sono aggiunte l'impedenza di linea, un'impedenza prevalentemente induttiva che approssima il trasformatore elevatore posto tra impianto PV e rete, e sono stati considerati dei carichi variabili, come si può vedere nella Figura 2.9.

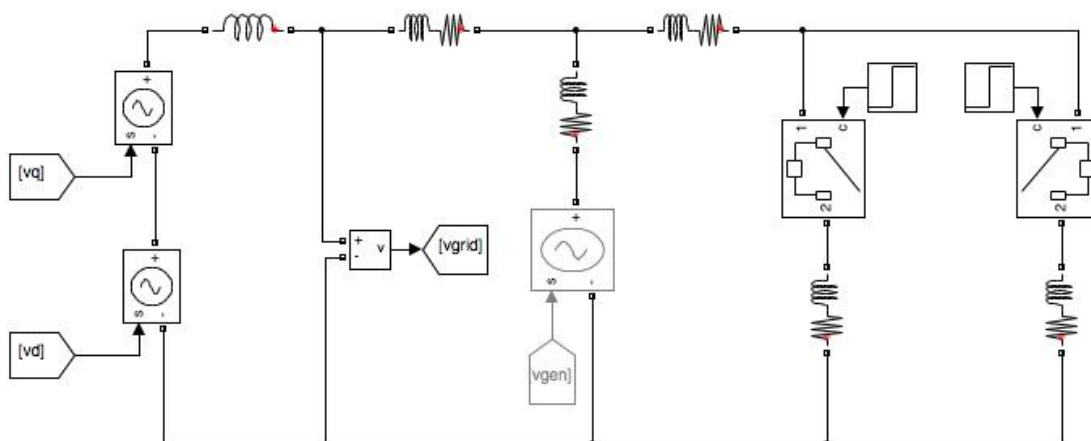


Fig. 2.9 - Modello di PU connessa alla rete, contenente impedenza di linea e carichi variabili

Il sistema in catena aperta e le tensioni V_d e V_q sono ottenute tramite l'applicazione di relazioni matematiche.

Per rendere funzionante il modello bisogna inserire un'architettura di controllo: si è deciso di adottare un controllore di tipo feed forward, un sistema che va a correggere l'andamento delle grandezze ottenute in catena aperta attraverso un termine compensativo adeguatamente pesato.

Lo scostamento di potenza attiva e quella reattiva dai relativi setpoint viene pesato attraverso un controllore PI ottenendo quindi due termini correttivi per i relativi errori di potenza che vanno sommati ai valori di tensione ottenuti in catena aperta per ottenere rispettivamente V_q e V_d .

I valori di potenza attiva, reattiva, tensione e frequenza al POI devono quindi essere misurati. Per conoscere tali valori è necessario avere la trasduzione delle correnti e delle tensioni concatenate nel punto di connessione.

Il sistema di controllo PPC tiene conto di tali valori mediante la lettura da uno strumento di misura che, nel modello Simulink, avviene tramite un wattmetro ed un varmetro che sono condensati in un unico blocco visibile nella Figura 2.9.

La risposta dell'impianto fotovoltaico ai disturbi della rete elettrica è estremamente diversa rispetto al comportamento elettromeccanico dei generatori sincroni convenzionali.

È possibile tuttavia, utilizzando specifiche tecniche di controllo, contribuire attivamente alla stabilità della rete elettrica.

Tali controlli vengono operati localmente a livello di singoli inverter.

È stato quindi implementato anche un semplice sistema controllo di frequenza e tensione per ogni PCS in modo da rendere il modello in grado di intervenire nell'eventualità ce ne fosse bisogno [24].

I controllori di potenza obiettivo, attiva o reattiva, ed il controllo di rete, frequenza o tensione, sono indipendenti ed attivabili a partire dal medesimo modello Simulink.

Tra queste varie opzioni la scelta del sistema di controllo utilizzata spetta al PPC che decide in base alla programmazione del comportamento in relazione all'impostazione di produzione di potenza attiva e/o in risposta alle esigenze della rete.

Nel caso sia impostata la regolazione di tensione, il PPC verifica che gli inverter di tutte le singole CU siano impostati in controllo di tensione senza però operare alcun tipo di regolazione specifica a livello centrale. Lo stesso accade per la regolazione della frequenza.

Il cambio di modalità avviene tramite un selettore all'interno dei controllori 1 e 2, secondo lo schema illustrato che si può vedere nella Figura 2.11. Essi si trovano all'interno dei blocchi evidenziati in rosso di Figura 2.10.

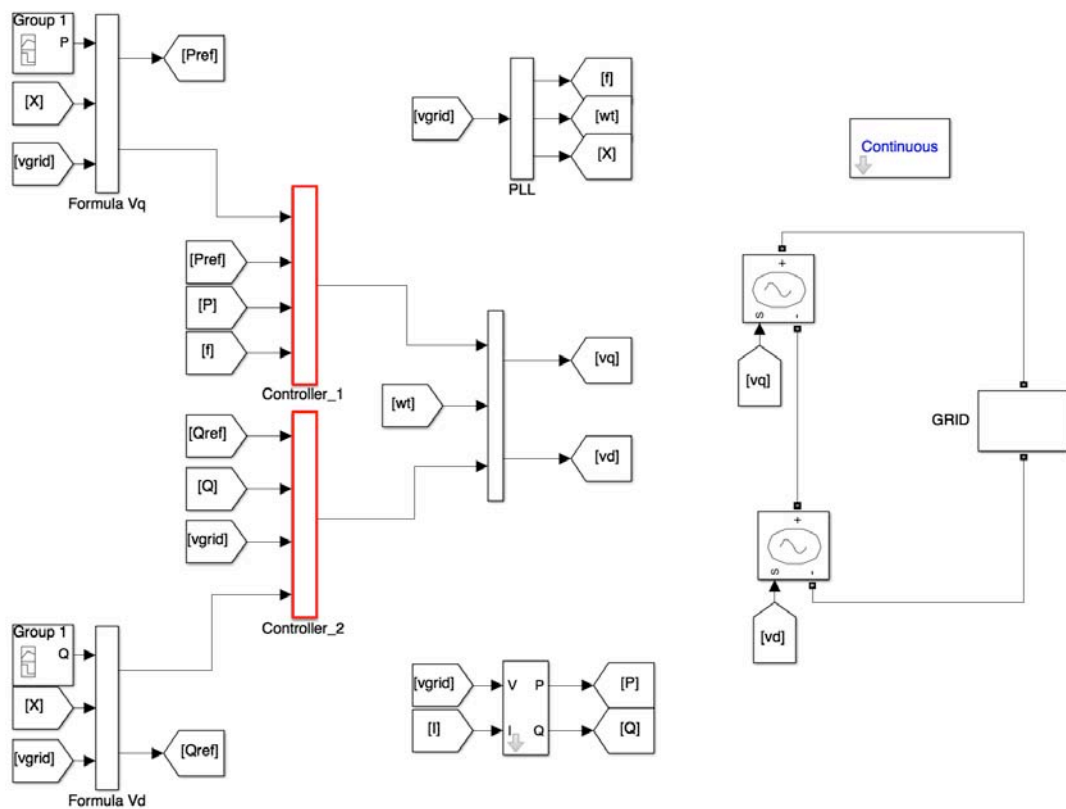


Fig. 2.10 - Schema generale PU, PLL e sistema di controllo

I controllori regolano le potenze P e Q ai loro valori di set-point, in questa maniera è possibile annullare il loro errore a regime e rispondere prontamente a variazioni di carico e perturbazioni nella rete.

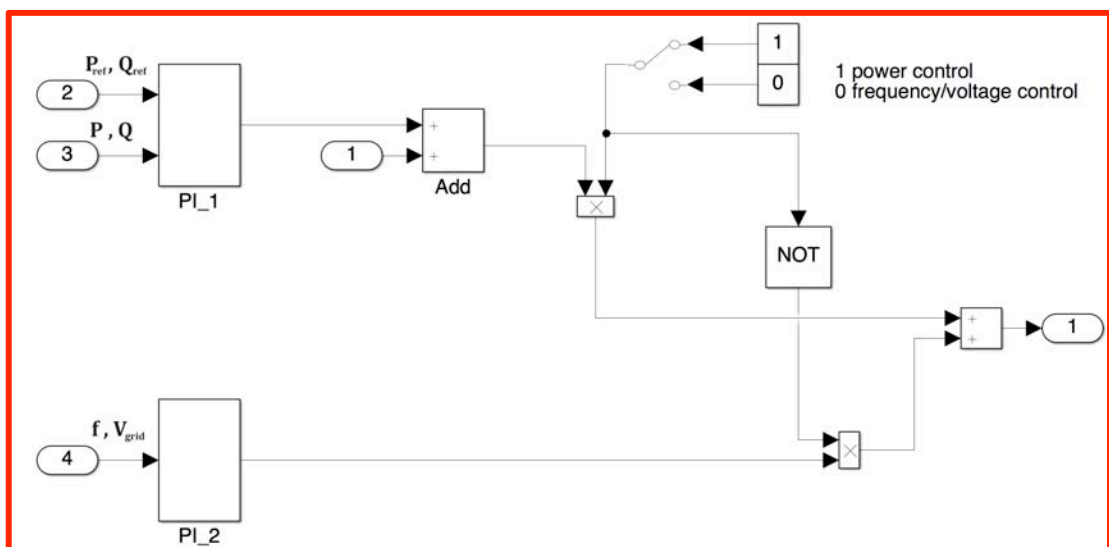


Fig. 2.11 - Logica di funzionamento dei controllori 1 e 2 di Fig. 2.10

I guadagni dei controllori PI, K_p e K_i , sono stati ricavati per tentativi valutando l'effetto del termine compensativo, dovuto all'errore di potenza, sul relativo valore di tensione.

I controllori PI_1 e PI_2 di Figura 2.11 hanno guadagni di valori differenti.

Come si può leggere nella Tabella 2.1, i valori di riferimento per la potenza attiva e per la potenza reattiva sono imposti dal MPPT di ciascuna PCS in caso di funzionamento normale per ottimizzare la potenza attiva erogata, o dal PPC nel caso di funzionamento obiettivo. Nel funzionamento in regolazione di tensione o di frequenza non ci sono setpoint di potenza da seguire, ma ogni singola PCS interviene autonomamente.

Tabella 2.1 Funzioni di PCS e di PPC

FUNZIONI	PCS	PPC
Funzionamento normale	Funzionamento in MPPT	Coordinamento dei PCS
Funzionamento a P obiettivo al punto di connessione in MT	in limite di corrente	Definizione e controllo del setpoint di P per ogni PCS
Funzionamento a P(f)	Funzione eseguita a livello PCS	Coordinamento dei PCS
Funzionamento a Q obiettivo al punto di connessione in MT	Erogazione di potenza reattiva	Definizione e controllo del setpoint di Q per ogni PCS
Funzionamento a Q(V) al punto di connessione in MT	Funzione eseguita a livello PCS	Coordinamento dei PCS
Funzionamento a PF obiettivo	Erogazione di P e Q	Definizione e controllo del setpoint di P e Q per ogni PCS
Funzionamento a PF(P)	Funzione eseguita a livello PCS	Coordinamento dei PCS

Il funzionamento obiettivo si suddivide a sua volta in funzionamento a P obiettivo, Q obiettivo, PF obiettivo. Quando è il PPC a decidere i setpoint, significa che essi possono essere pre-determinati, ad esempio definiti dal gestore della rete, ma modificabili dinamicamente attraverso l'inserimento di

nuovi riferimenti. Queste modalità operative sono attivabili a richiesta e con differenti priorità, e possono venire comunque parzialmente o completamente limitate dalle seguenti funzioni:

-Rampa di P, Q, e PF, ottenuta nel modello tramite il blocco “Limit rising and falling rates of signal” di Simulink, mostrato nella Figura 2.11: serve a limitare i tassi di incremento e decremento della potenza secondo dei valori impostabili. La grande variabilità nella potenza generata da grandi impianti fotovoltaico connessi alla rete può influire negativamente sulla qualità di potenza e l'affidabilità della rete. I nuovi grid code richiedono la combinazione del generatore fotovoltaico con una qualche forma di tecnologia di accumulo al fine di ridurre la fluttuazione di potenza fotovoltaica nel breve termine [25].

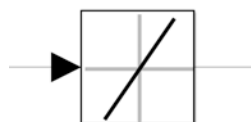


Fig. 2.12 - Rampa di P, Q, PF

-Curva di capability, ovvero un diagramma che identifica i limiti di funzionamento dell'inverter nel servizio continuativo a tensione e frequenza costanti. Un esempio è mostrato in Figura 2.12. Le funzioni di erogazione o assorbimento di potenza reattiva decise dal PPC devono essere quindi espletate nei limiti delle capability degli inverter.

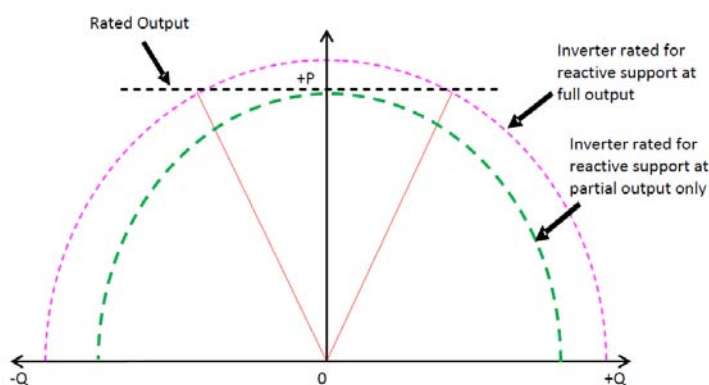


Fig. 2.13 - Curva di capability [26]

Capitolo 3

Modello del PPC

3.1 Caratteristiche del PPC

Il Power Plant Controller è un sistema di controllo centrale della potenza.

Applicato al fotovoltaico di grande potenza si pone come intermediario tra unità produttive, comprese le relative PCS, e la rete elettrica.

Nei sistemi che utilizzano il PPC non ci sono carichi né sistemi di accumulo, quindi la fase di controllo e coordinazione è molto delicata in quanto bisogna far comunicare in tempo reale due entità in continua evoluzione.

Il PPC deve definire i set point di potenza attiva e reattiva per ogni PU e comunicarli alla relativa PCS.

Nella Figura 3.1 si può notare la differenza tra il circuito elettrico di potenza e quello di comunicazione tramite il quale il PPC riceve il riferimento di potenza totale da produrre e la suddivide nelle varie PU fornendo a ciascuna un setpoint di potenza attiva ed uno di potenza reattiva.

Il PPC svolge quindi tre compiti principali:

- legge le grandezze elettriche al POI attraverso gli strumenti di misura
- riceve i setpoint di potenza dal grid operator
- controlla gli inverter di ciascuna PU

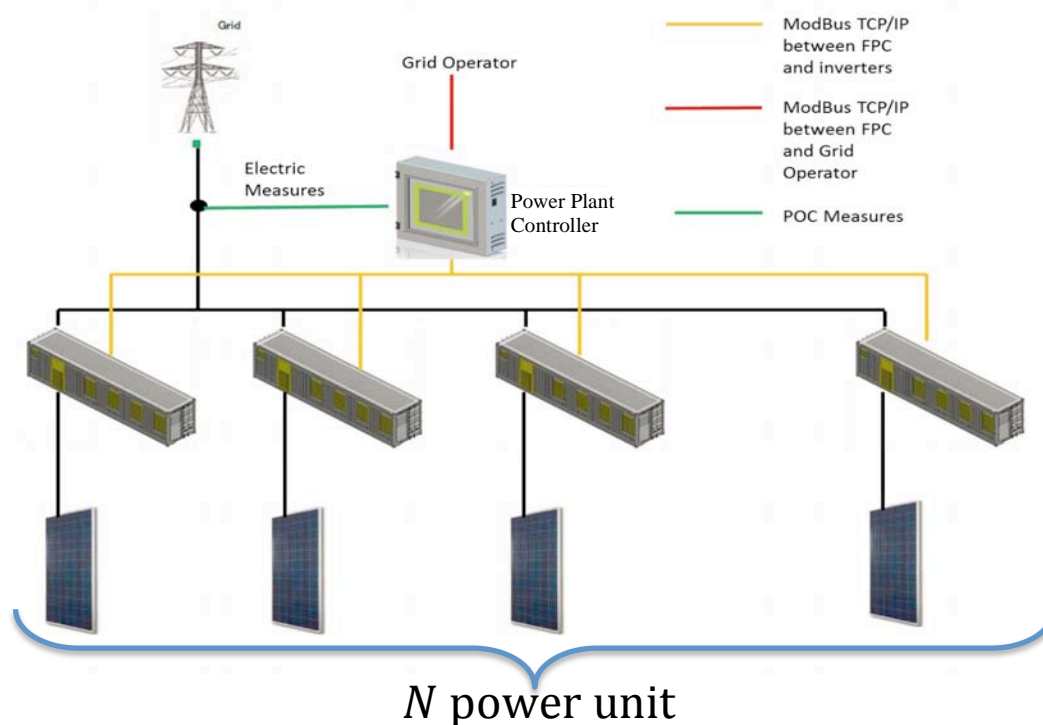


Fig. 3.1 – Struttura di un impianto PV con PPC

Si può distinguere il modus operandi del PPC in due categorie: **funzionamento “normale”** ed in **modalità obiettivo**, come mostrato nella Tabella 2.1.

Nel **funzionamento normale** il PPC si occupa solamente di coordinare le varie PCS, lasciando definire il set-point di potenza attiva all’algoritmo MPPT di ciascuna power unit, quello della potenza reattiva è nullo: in tale modalità tutte le unità sono in funzione ed ognuna produce il massimo della potenza possibile. In questo modo si massimizza la potenza prodotta da ciascuna unità. Ci sarà potenza reattiva nulla al P.O.I. e fattore di potenza unitario.

Nella **modalità obiettivo** il PPC deve selezionare quali power unit devono entrare in funzione e con quali set-point di potenza. Ci sono cinque sub-modalità possibili:

- 1-Funzionamento a P obiettivo (limitazione della P o “P curtailment”)
- 2- Funzionamento a P funzione della frequenza $P = P(f)$
- 3-Funzionamento a Q obiettivo (attuazione set point di Q)
- 4- Funzionamento a Q funzione della tensione $Q = Q(V)$
- 5- Regolazione del fattore di potenza PF

Il modello realizzato è stato concepito per poter simulare il comportamento per tutte queste sub-modalità, anche se nella tesi saranno presentati essenzialmente i risultati relativi alle sub-modalità 1, 3 e 5, di particolare interesse nell'applicazione specifica (in particolare la modalità con limitazione di P).

Il funzionamento normale massimizza la potenza producibile dall'impianto fotovoltaico, il che è proprio quello che si cerca di ottenere se l'obiettivo è solamente la remunerazione per unità di energia prodotta, tuttavia anche la modalità obiettivo può avere un riscontro pratico a vantaggio della stabilità della rete elettrica.

Se si decidesse di limitare la produzione del sistema ad una certa frazione della potenza che potrebbe erogare si terrebbe sempre pronto un "serbatoio" di potenza utilizzabile in caso di richiesta da parte della rete, specialmente nella regolazione della tensione della frequenza. L'inerzia del fotovoltaico è assai minore di quella di un sistema termodinamico, quindi un impianto PV si adatterebbe bene alle funzione di "soccorso" alla rete, che deve essere dato in tempi brevi.

Un'ulteriore applicazione della modalità obiettivo in limitazione della potenza attiva sta nel limitare la variabilità nella potenza generata da grandi impianti fotovoltaico connessi alla rete, che se non adeguatamente gestita ha un effetto negativo sulla qualità di potenza e l'affidabilità della rete.

Può capitare che la porzione di rete collegata all'impianto sia prossima al sovraccarico, ad esempio nel periodo estivo o in presenza contemporanea di una condizione climatica favorevole alla generazione rinnovabile, e che sia preferibile ridurre la potenza dell'impianto invece che disconnetterlo completamente.

Lavorando in questa modalità l'impianto PV è in grado di erogare una potenza meno oscillante, anche se inferiore a quella ricavabile in regime MPPT, con il duplice beneficio per la rete di ricevere una potenza più livellata e con un surplus di potenza semi-immediato disponibile in caso di necessità.

Le modalità 2 e 4 servono per la regolazione di frequenza e tensione di rete, le modalità 3 e 5 possono essere attivate per vincoli contrattuali di dispacciamento con il gestore di rete.

Nella regolazione di f e V , come nel funzionamento normale, la potenza riferimento alle varie PCS non è soggetta a vincoli ed ogni power unit collabora il più possibile per aiutare la rete nel momento in cui questa ne abbia la necessità. Tutte le power unit sono chiamate in causa. Nel caso sia impostata la regolazione di frequenza il sistema di controllo del PPC verifica che gli inverter di tutte le singole CU siano impostati in controllo di frequenza senza però operare alcun tipo di regolazione specifica a livello centrale. I set point di potenza attiva e reattiva sono definiti dai relativi controllori PI per la frequenza e per la tensione di rete.

Nelle tipologie di funzionamento obiettivo 1, 3 e 5 i setpoint di potenza non sono sempre gli stessi, ma, attraverso un canale di comunicazione, il gestore può inviare al PPC tali valori di riferimento.

Una volta definite le tipologie di funzionamento generali si è preso in considerazione l'impianto da modellizzare la cui potenza di picco è superiore ai 200 MW suddivisa in 64 PU.

Questo livello di potenza è elevatissimo se si tratta di un impianto fotovoltaico, basti pensare che il più grande impianto PV al mondo ha una potenza di picco di 850 MW. È situato in Cina ed è stato reso operativo alla fine del 2014.

La pianta PV, integrata con un impianto idroelettrico da 1,4 GW situato nel Fiume Giallo, si estende per 20 Km² [27].

Idealmente, se tutte le unità fossero esattamente identiche ed operassero nelle medesime condizioni, ciascuna di esse produrrebbe la stessa quantità di energia e sarebbe sollecitata dal punto di vista elettrico e termico allo stesso modo. Questo ovviamente non può avvenire in un impianto reale, tanto più se esso è particolarmente esteso e se non opera nel funzionamento normale. Un altro aspetto da evidenziare è che nella modalità obiettivo, specialmente nelle sub-

modalità 1, 3 e 5 può risultare conveniente suddividere la potenza richiesta in un numero limitato di PU, lasciandone alcune inattive.

Ci sono molte ragioni che motivano questa strategia, tra le quali l'efficienza dei convertitori e l'affidabilità del sistema nel suo insieme.

L'efficienza di un inverter risulta più bassa se esso viene fatto lavorare a carico ridotto, come mostrato in Figura 3.2 [28]; risulta quindi svantaggioso tenere attive tutte le PU in caso sia richiesta l'erogazione di un livello di potenza inferiore ad alcune frazioni di quella nominale. Conviene invece ridurre il numero di unità in servizio limitando le perdite nel sistema di conversione.

Un altro vantaggio che deriva dalla riduzione del numero di PU attive, in condizione di limitazione della potenza da erogare, è l'aumento dell'affidabilità dell'impianto in termini di aumento dell'MTTF.

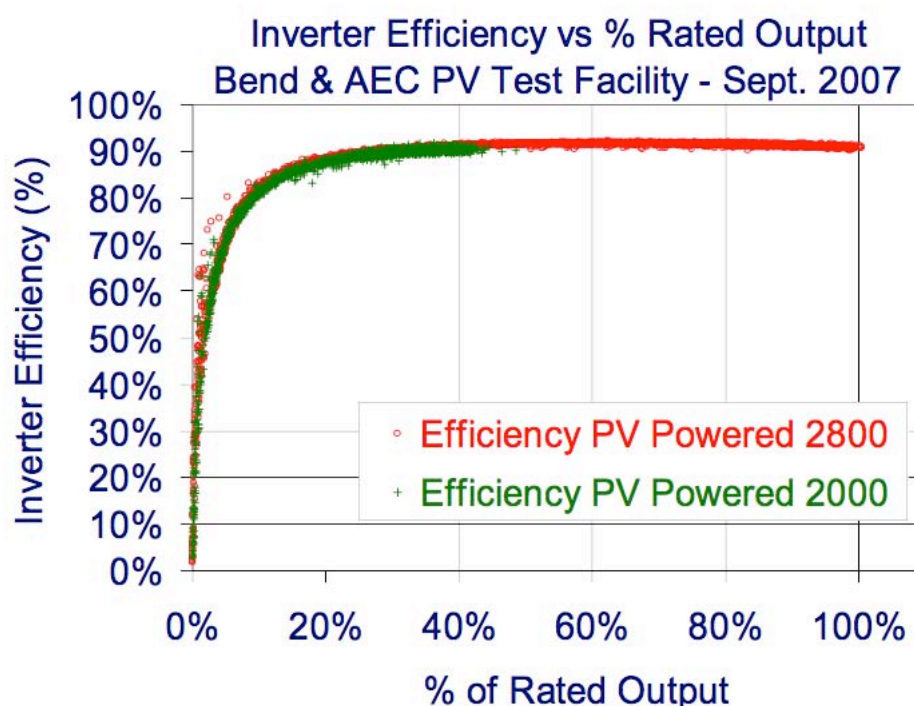


Fig. 3.2 – Efficienza di un inverter in base alla potenza erogata

Nella modellizzazione Simulink sono stati proposti due diversi approcci per risolvere il problema di come suddividere la potenza nelle varie PU al variare della potenza richiesta totale. Per chiarezza espositiva si fa riferimento solo al caso di funzionamento in sub-modalità 1 (Funzionamento a P obiettivo).

Conviene definire una terminologia comune ai due modelli (Tab.3.1) :

Tabella 3.1 -

P_{req}	Riferimento di potenza attiva che l'impianto deve erogare
P_{min}	Potenza minima affinché una PU venga attivata
P_i	Potenza erogata dalla singola PU
$P_{i max}$	Massima potenza che la singola PU può erogare
N	Numero di PU
N_{req}	Numero di PU attive

Entrambe le soluzioni forniscono una serie di valori, ovvero il numero di PU da far entrare in produzione ed i setpoint di potenza con i quali devono lavorare. I due approcci hanno risultati differenti in quanto sono stati ottenuti attraverso ragionamenti diversi.

Per entrambi i modelli è stato deciso che la variabile discriminante, sulla base della quale il power plant controller andrà a fare il sorting tra le PCS, è l'energia prodotta fino a quel momento.

Se fosse necessario l'utilizzo di solamente alcune PU verrebbero attivate solo le N_{req} unità il cui contatore di energia prodotta segna i livelli inferiori. Si stabilisce quindi un ordine prioritario per l'attivazione delle PU.

Nel primo modello proposto l'idea di base è quella di suddividere la potenza richiesta in parti uguali tra le power unit, definendo un valore minimo di potenza per l'attivazione, $P_{i min}$.

In una successiva versione del modello ci si propone di minimizzare il numero di PU attivate cercando di far operare ciascuna di esse in prossimità della massima potenza che essa è in grado di erogare. La potenzialità di ciascuna unità viene quantificata utilizzando i valori di irradianza e temperatura ottenibili tramite dei sensori: a partire da questi si può calcolare la massima potenza estraibile per ogni unità; in base a questa ed all'ordine di priorità tra le PU si stabilisce sia quante unità attivare che i relativi setpoint di potenza, in generale differenti tra loro.

3.2 Ripartizione della potenza tra le PU attive in parti uguali

Nel modello preliminare si è pensato di dividere la potenza richiesta in parti uguali tra le power unit, con il vincolo che la potenza sviluppata da ciascuna unità sia superiore al valore di soglia per l'attivazione $P_{i\ min}$: quindi il numero di unità operative viene stabilito in $N_{req} = \lfloor P_{req}/P_{min} \rfloor$. Definito il numero di PU da utilizzare N_{req} , il riferimento di potenza è quindi uguale per ciascuna delle unità attivate $P_i = P_{req}/N_{req} = P_{req}/\lfloor P_{req}/P_{min} \rfloor$, mentre per le altre è zero.

Gli input del blocco mostrato in Figura 3.3 sono la potenza P_{req} e la potenza minima P_{min} , gli output sono N_{req} e la potenza P_{req} divisa per il numero di unità richieste. Quest'ultima è chiamata P_{sing} ed è il setpoint di potenza attiva per tutte le PU attive.

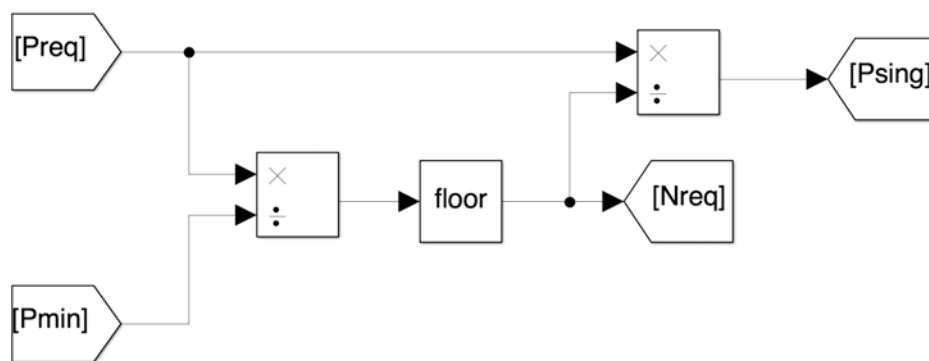


Fig. 3.3 – Determinazione di N_{req} e P_{sing}

È possibile che l'energia cumulativamente erogata da due o più PU in un determinato istante arrivi esattamente allo stesso valore.

Ciò, quanto meno a livello di simulazione, creerebbe il problema di discriminare quale attivare tra le varie PU con livelli di energia identici.

Inoltre, anche ammesso che si riuscisse a discriminare tra due PU con stesso livello di energia, ci sarebbe comunque una continua commutazione nell'ordine di priorità tra le due unità e quindi dell'attivazione di una e disattivazione dell'altra.

La soluzione trovata è l'utilizzo di un blocco "sample and hold", che mantiene invariato l'ordine di priorità fino a quando non viene attivato un segnale logico correlato al superamento di un determinato valore di soglia di una grandezza di riferimento.

In questa analisi tale grandezza è rappresentata dalla differenza dell'energia erogata tra due power unit consecutive rispetto alla graduatoria definita dall'energia erogata: se questa scende al di sotto di un certo valore minimo viene mantenuto invariato l'ordine di priorità di attivazione finché la differenza tra le energie per tali PU rimane al di sotto di tale soglia. Chiaramente, a valori di soglia più elevati corrispondono fasi più lunghe di "congelamento" dell'ordine di attivazione e quindi minore frequenza di commutazione. Viceversa, si è riscontrato che durante la fase di blocco dell'ordine di priorità, legata ad un valore piccolo di differenza tra energie erogate da due PU, la differenza di energia tra altre due PU può crescere incontrollata. Si è perciò stabilito anche un valore massimo di differenza di energia erogata che, una volta superato, riattiva l'aggiornamento dell'ordine di priorità.

Per l'implementazione della procedura sopra descritta, si utilizza come input per il blocco di campionamento S&H un vettore $E = \{E_1, E_2, E_3, \dots\}$ avente per elementi i valori di energia erogati dalle varie PU, continuamente aggiornati. È stato previsto di poter modificare i valori di soglia per l'attivazione del blocco S&H per valutare l'impatto in termini di frequenza di commutazione e di differenza tra le energie erogate. In Fig. 3.4 è riportato lo schema di principio, dettagliato nei suoi sottosistemi nelle successive Figg. 3.5, 3.6 e 3.7, con riferimento ad un numero di 3 PU.

L'output è un vettore $E^* = \{E^*_1, E^*_2, E^*_3\}$ di N elementi corrispondente a quello di input fintanto che non viene attivato il blocco dell'aggiornamento, dopodiché rimane "congelato" sui valori che si avevano appena prima dell'intervento del blocco.

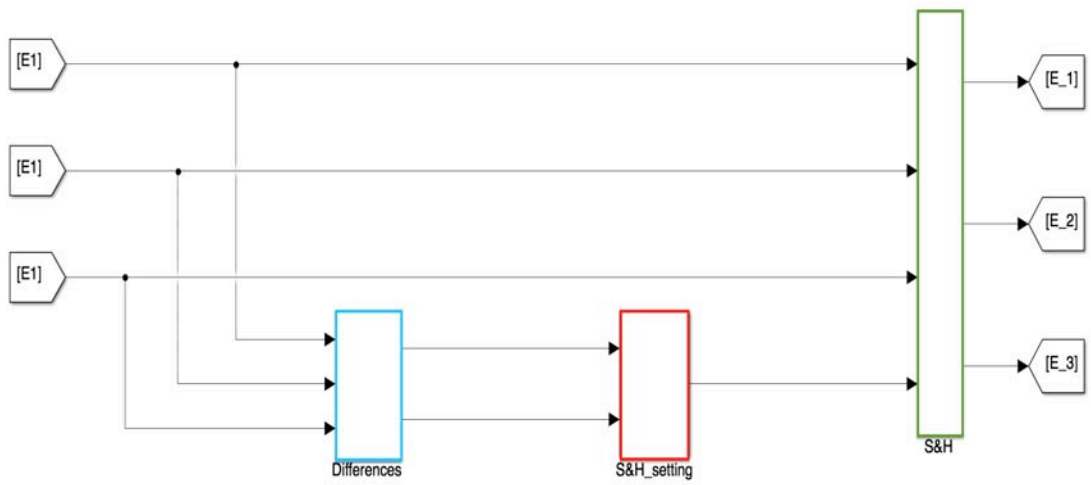


Fig. 3.4 - Sistema completo S&H

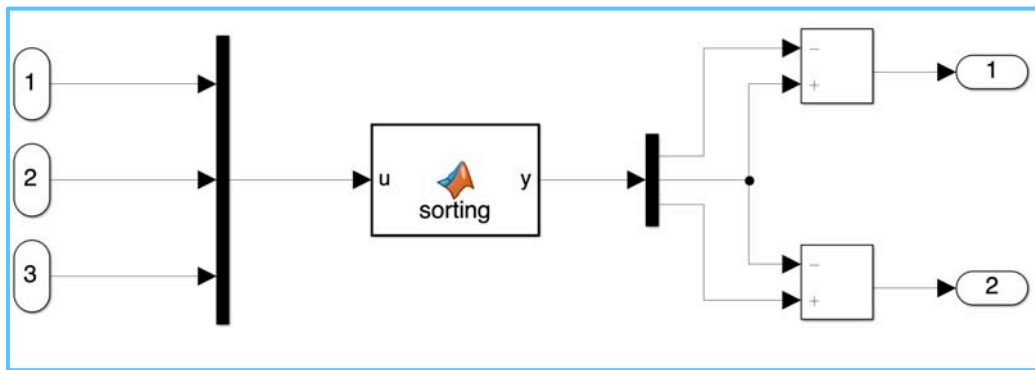


Fig. 3.5 - Subsystem "differences"

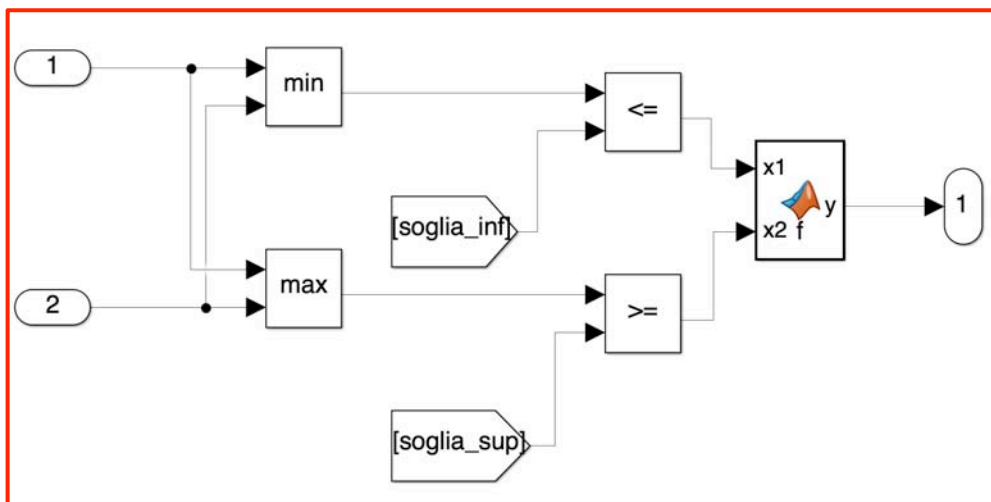


Fig. 3.6 - Subsystem "S&H_setting"

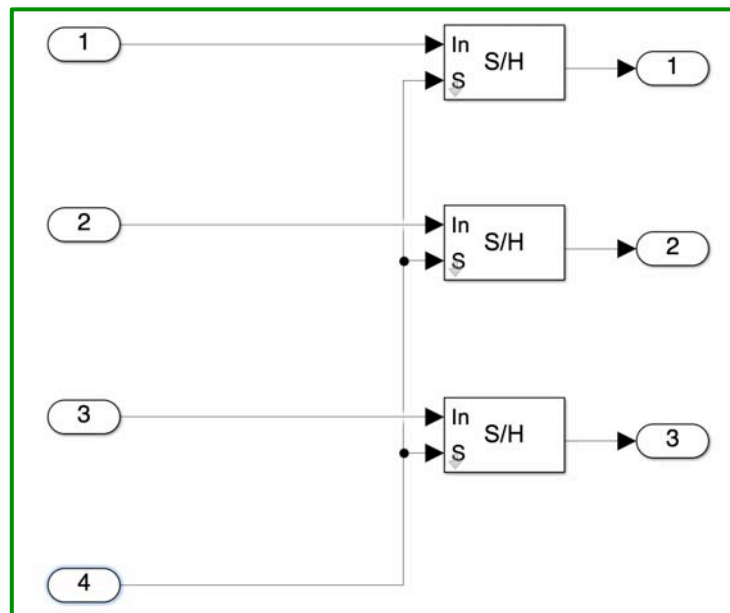


Fig. 3.7 - Subsystem "S&H"

Utilizzando una S-function si sono ordinati in maniera crescente i valori $\{E^*_1, E^*_2, E^*_3\}$ in uscita dal blocco S&H ottenendo il vettore $E = \{E_a, E_b, E_c\}$, che rappresenta l'elenco delle energie prodotte dalle varie PU posizionate in maniera crescente, come mostrato nella Figura 3.8. In questa maniera, subito dopo il processo di sampling si provvede al sorting delle energie. Si ottiene anche un vettore "order" che serve ad esprimere l'ordinamento effettuato tra le PU; nel caso ci siano N unità il vettore "order" può assumere $N!$ conformazioni, se, ad esempio, $N = 3$ esso coincide con una sola tra le seguenti combinazioni: $\{1,2,3\}, \{1,3,2\}, \{2,1,3\}, \{2,3,2\}, \{3,1,2\}, \{3,2,1\}$.

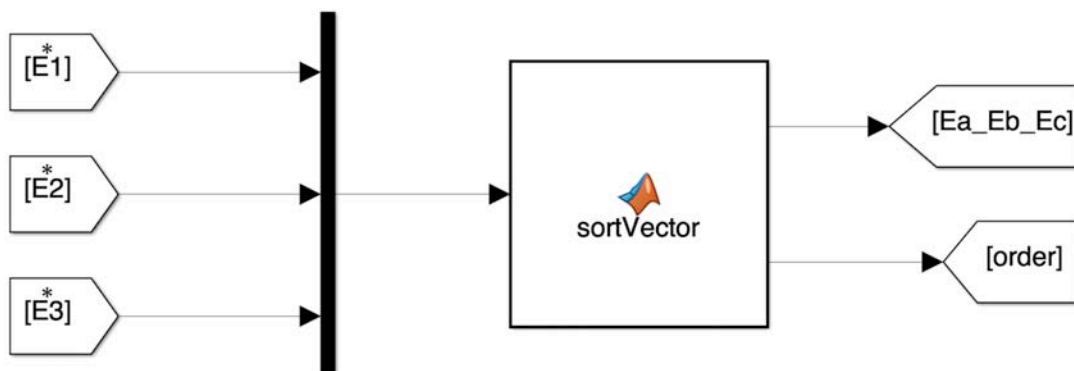


Fig. 3.8 - Sorting delle energie

Lo scopo di tutto ciò è di inviare alle N_{req} PU il riferimento di potenza P_{sing} ed alle altre $N - N_{req}$ riferimento nullo.

La N_{req} -esima riga del vettore energie uscito dal blocco di sorting è il livello di energia E dell'ultima PU chiamata a produrre. Le PU con energia prodotta superiore ad E sono tagliate fuori dalla produzione, le altre sono attivate.

La Figura 3.9 mostra quanto appena spiegato.

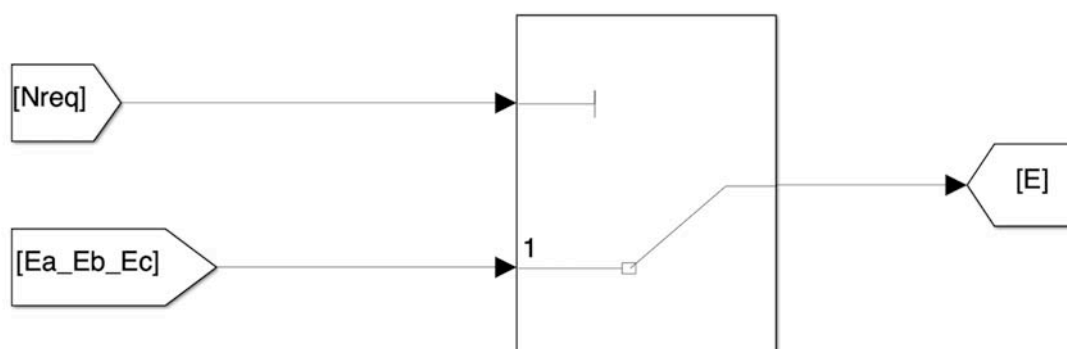


Fig. 3.9 – Definizione del livello di energia E

Attraverso dei blocchi comparatori è stato possibile definire un valore logico binario, denominato “switch”, che attiva/disattiva ciascuna unità: le PU con energia prodotta superiore ad E sono tagliate fuori dalla produzione, le altre sono attive. L'attivazione/disattivazione delle PU non avviene istantaneamente, ma segue una rampa di salita e discesa.

Integrando il valore “switch” di una PU si ottiene il tempo in cui l'unità è stata in funzione.

Nella Figura 3.10 e 3.11 viene illustrato quanto appena spiegato.

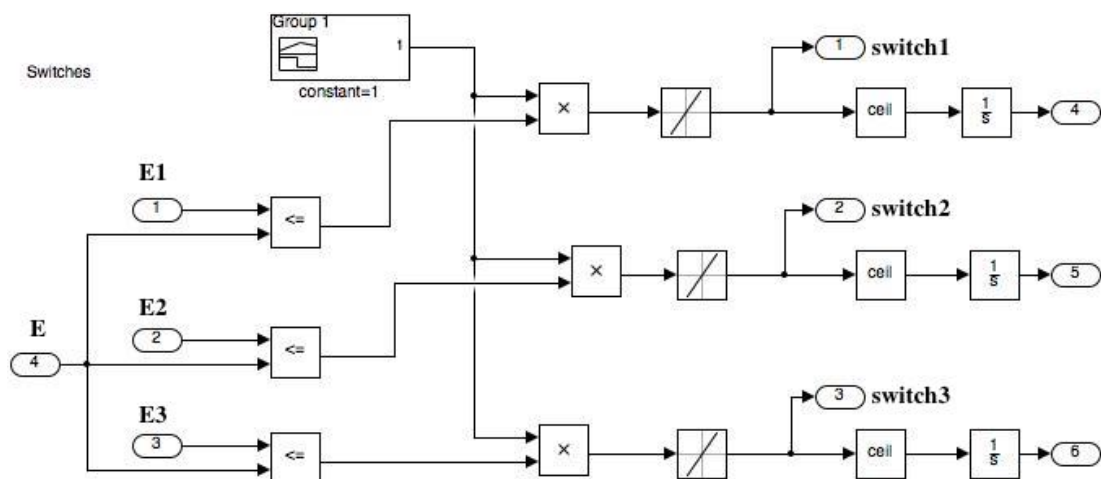


Fig. 3.10 - Subsystem per l'ottenimento degli "switch"

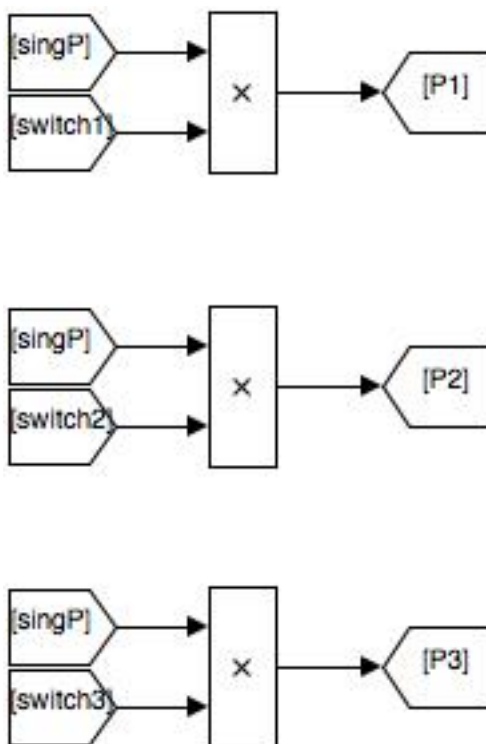


Fig. 3.11 - Particolare dei riferimenti di potenza

Il principale limite di questa tecnica consiste nel non tenere conto dell'effettiva possibilità di generare che ha ciascuna PU: potrebbe essere richiesto ad un'unità una potenza P_i maggiore della potenza $P_{i_{max}}$ che essa può effettivamente generare.

3.3 Ripartizione di potenza tra le PU in base alle rispettive potenzialità

A partire dai punti deboli del modello precedente si è pensato ad un altro approccio: “Perché usare tante PU, e tutte alla stessa potenza, invece di minimizzare il numero sfruttando al massimo la potenza che ognuna di esse può produrre?”.

Lavorando con impianti fotovoltaici di taglia così elevata bisogna considerare che una perturbazione meteorologica possa interessare solo alcune delle power unit ed inoltre che i valori di irradianza e temperatura non possono essere considerati uniformi in tutto il parco produttivo, infatti la densità di potenza del fotovoltaico è di circa $20 \div 40 \text{ MW/Km}^2$ [29].

Questo fa sì che le potenze massime generabili dalle varie PU possano essere sensibilmente differenti tra loro.

Viene pertanto proposto un nuovo modello per suddividere la potenza richiesta tra le varie unità, che si basa sull’algoritmo seguente:

- 1- Viene valutata la potenza massima estraibile da ciascuna PU (attraverso i valori di temperatura ed irradianza ottenibili da dei sensori) e si dispongono i valori a formare un vettore di N elementi $P_{max} = \{P_{1\ max}, P_{2\ max}, P_{3\ max}, \dots\}$.
- 2- Attraverso una S-function il vettore P_{max} viene riordinato sulla base del vettore energie erogate e si ottiene così un altro vettore $P_{sort} = \{P_a, P_b, P_c, \dots\}$. Se, ad esempio, la PU numero 3 è quella che ha prodotto meno energia finora, il vettore ordinato delle energie riporterà al primo posto il valore di tale energia. La potenza massima estraibile dall’unità 3, indipendentemente dal suo valore, diventa il primo elemento P_a del vettore ordinato delle potenze P_{sort} .
- 3- Sommando cumulativamente gli elementi del vettore P_{sort} si ottiene un nuovo vettore P_{sum} contenente le potenze cumulative erogata dall’unità

a , dall'unità a e b , dall'unità a, b , e c , e così via: $P_{sum} = \{P_a, P_a + P_b, P_a + P_b + P_c, \dots\}$.

- 4- Ciascun elemento di P_{sum} viene confrontato con la potenza richiesta P_{req} per decidere il numero di PU da attivare: N_{req} corrisponde all'indice del primo elemento del vettore P_{sum} per cui $P_{req} < \sum_1^{N_{req}} P_{sum_i}$. Sono stati quindi definiti N_{req} guadagni α_i che vengono così definiti:

$$\alpha_i = \frac{P_{sort_i}}{\sum_1^{N_{req}} P_{max}}$$

Va notato che $\alpha_i \leq \alpha_{i+1}$ e che $\sum_1^{N_{req}} \alpha_i = 1$. I valori degli α_i , come quelli della potenza massima $P_{i_{max}}$, non sono costanti e dipendono sia dalla composizione della scala cumulativa delle energie prodotte, sia dalla condizione di potenza massima disponibile nella singola PU, che dipende a sua volta dalla temperatura dell'array fotovoltaico e dalla potenza solare irradiata su di esso.

- 5- Applicandola relazione $P_i^* = \alpha_i * P_{req}$ si compone un vettore $P^* = \{P_1^*, P_2^*, P_3^*, \dots\}$ composto da N_{req} elementi.
- 6- Gli elementi di P^* sono i setpoint "sparsi" delle potenze per le varie unità e seguono un andamento del tipo $P_i^* \leq P_{i+1}^*$: non sono riferiti ad una specifica PU, ma devono essere riordinati.

Questo riordinamento viene eseguito tramite un'altra S-function e si ottiene finalmente il vettore contenente i setpoint di potenza attiva per ciascuna unità $P_i = \{P_1, P_2, P_3, \dots\}$. Si tratta di riordinamento inverso rispetto a quello spiegato nel punto 2 e si basa sempre quindi sull'ordinamento delle energie erogate.

Nell'approccio precedente P_{req} veniva distribuita in parti uguali tra N_{req} PU, ora invece la potenza P_i erogata dalla singola unità sarà proporzionale alla relativa potenza P_{max_i} .

È fondamentale che il riordinamento sia fatto correttamente: se non fosse programmata nel modo giusto si potrebbero venire a creare dei gravissimi problemi di funzionamento. Se, ad esempio, venisse richiesta una potenza P_1

alla PU_1 , capace di produrre al massimo una potenza P_{1max} e si venisse a verificare che $P_1 > P_{1max}$ ne risulterebbe uno sbilanciamento deficitario delle potenze.

Detto questo, se la funzione che correla le potenze calcolate analiticamente con gli inverter delle power unit è ben progettata non si andrà incontro in tali problemi e verrà rispettata la relazione seguente.

$$\sum_1^{Nmax} P_i = P_{req}$$

Lo schema illustrato nella Figura 3.12 mostra il modello di quanto spiegato.

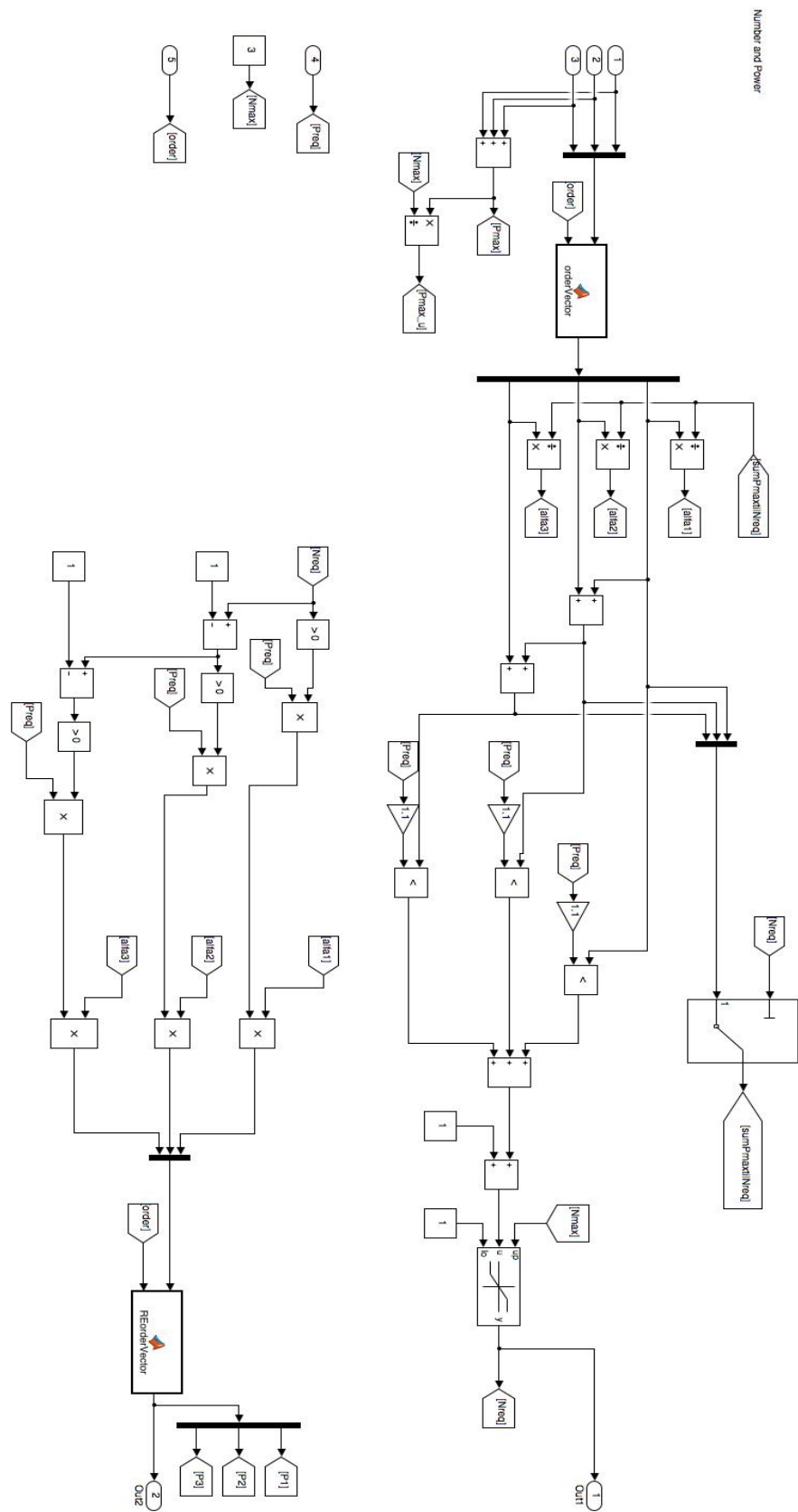


Fig. 3.12 - Schema per ricavare gli α_i , N_{req} ed i P_i

Capitolo 4

Simulazione della gestione integrata del PPC

In questo capitolo verranno presentati i principali risultati ottenuti mostrando dei grafici esportati da Simulink.

4.1 Architettura del modello

È stato implementato lo schema di alcune PU ed un PPC in un unico modello e sono state eseguite alcune simulazioni per valutarne il funzionamento.

Sono mostrati entrambi gli approcci utilizzati.

Nella simulazione del modello preliminare sono state utilizzate 3 PU, nel secondo modello 4 PU.

Il sistema è stato progettato in maniera flessibile e può essere facilmente adattato alle esigenze e configurazioni richieste. Il numero di PU considerate può essere aumentato, questo complica lo schema finale, ma in generale ogni sottosistema Simulink è pronto ad accettare qualsiasi numero di power unit.

Lo schema rappresentato in Figura 4.1 rappresenta in maniera riassuntiva il modus operandi della logica PPC in quattro parti, ciascuna contraddistinta da un colore. Una volta che la modalità di funzionamento e la potenza richiesta dalla rete (in rosso) vengono definite, attraverso un sistema di S&H e di sorting (in viola), viene deciso quante PU devono entrare in produzione ed i relativi riferimenti di potenza. Attraverso delle formule (in azzurro) questi setpoint si trasformano in riferimenti di tensione per dei generatori pilotati. Queste tensioni sono quelle in uscita dagli inverter, i quali sono posti in parallelo con la rete (in verde).

Le simulazioni del modello riguardante la logica del PPC sono molto rapide e permettono di osservare i risultati circa 2000 volte più velocemente del tempo di simulazione, mentre quando si studia il funzionamento della singola PU connessa alla rete per un certo intervallo di tempo risulta necessario 20 volte tanto per avere i risultati a disposizione.

Se si vuole analizzare il modello completo di 3 o 4 PU governate dal PPC, la simulazione risulterà rallentata dalla parte elettrica: non è stato pertanto possibile avere risultati relativi ad intervalli di tempo considerevoli.

Per validare il modello è necessario ottenere i risultati dopo mesi o anni di esercizio per verificare che i livelli di energia e quindi potenze medie delle power unit convergono verso un livello comune.

Si è dovuto ricorrere ad un altro approccio: si è lanciata solo la simulazione del PPC e sono stati salvati su file, in forma tabulata, i dati degli andamenti delle potenze delle singole PU e della potenza richiesta P_{req} .

Ognuno di questi dati è associato ad un istante di tempo specifico in modo da ottenere una tabella contenente due colonne: nella prima c'è un certo numero di campioni di dati ordinati e nella seconda la serie temporale relativa.

Analizzando la tabella a disposizione si possono ricavare delle sottotabelle attraverso cui è possibile avviare delle simulazioni mirate ai soli istanti di interesse rendendo disponibili i risultati nel giro di pochi minuti.

Gli eventi di maggior rilievo a cui si fa riferimento corrispondono a variazione di carico, disturbi nella tensione o frequenza di rete, scambio tra PU in funzione o variazione del numero N_{req} di unità attive.

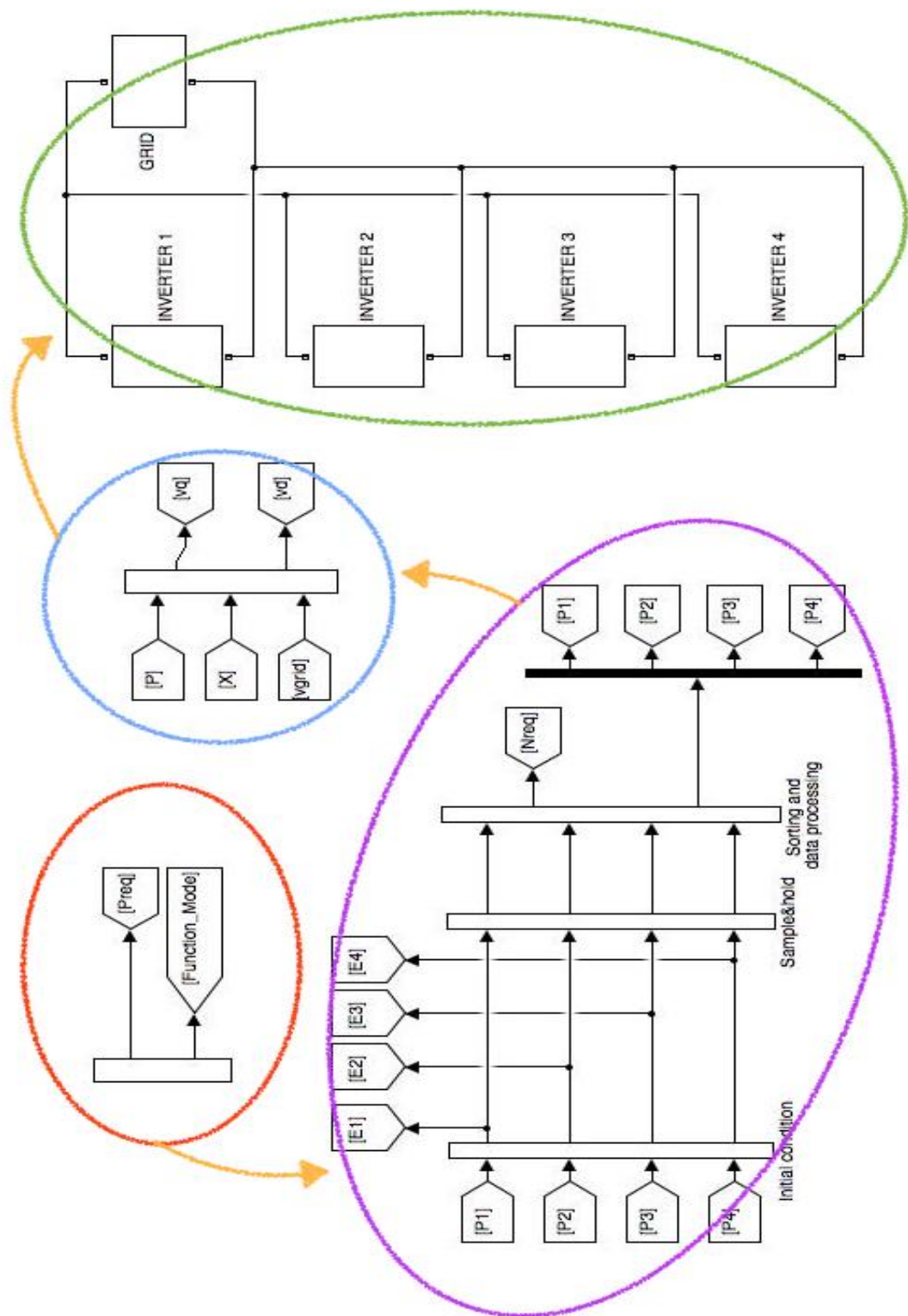


Fig. 4.1 –Schema riepilogativo del modello completo

4.2 Validazione dei modelli

Inizialmente è stata considerata una PU connessa alla rete capace di erogare una certa potenza, attiva e reattiva, ed è stato valutato il funzionamento dei suoi controllori.

Quando vi è un trasferimento di potenza attiva si ha che la tensione in uscita dall'inverter V_i anticipa quella di rete V_{grid} come si nota in figura 4.1.

SI ha che V_i in modulo è maggiore di V_{grid} , dato che si ha una caduta di tensione tra inverter e POI.

L'induttanza tra inverter e POI è stata dimensionata in modo da limitare la caduta di tensione a pochi percento della tensioni in uscita V_i , ma tenendo conto che se fosse un valore troppo piccolo farebbe aumentare il ripple di corrente.

Si è deciso di scegliere un'induttanza tale da avere una caduta di tensione del 4% ai suoi capi. La caduta di tensione dipende anche dalla potenza, e quindi dalla corrente erogata.

L'unità di misura usata per la scala temporale di tutti i grafici riportati in questi capitoli è il secondo (s).

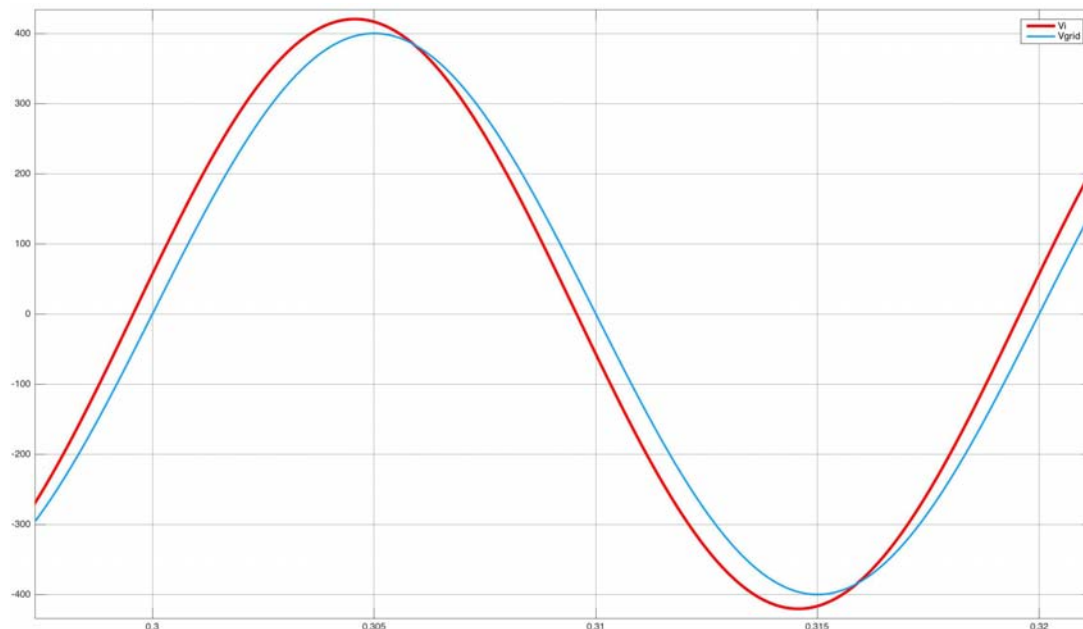


Fig. 4.2 - Dettaglio V_i e V_{grid}

Nella Figura 4.2 si possono notare come la tensione di fase erogata dall'inverter V_i , in nero, può essere scomposta in due componenti V_d , in rosso, e V_q , in azzurro, rispettivamente in fase ed in quadratura in anticipo rispetto alla corrispondente tensione di rete V_{grid} .

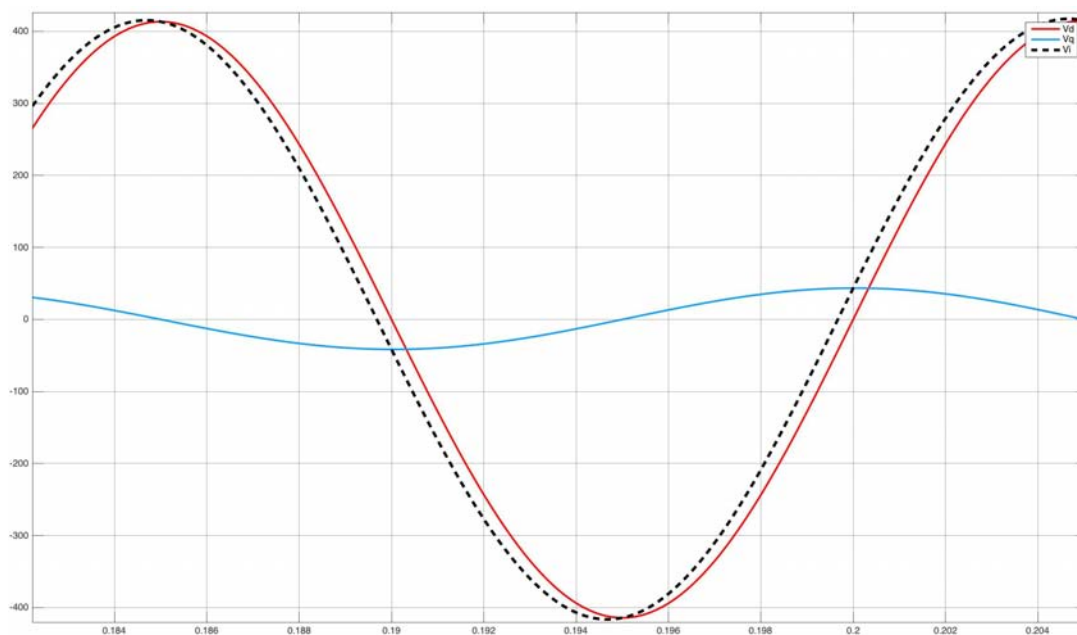


Fig. 4.3 - Dettaglio dell'andamento di V_d , V_q e V_i

Nel funzionamento numero 5 della modalità obiettivo “regolazione del fattore di potenza PF” il PPC genera due riferimenti di potenza, in generale diversi da zero, per ogni PU.

La coppia di controllori presenti in ogni PCS insegue costantemente questi setpoint e limita le oscillazioni nel caso i riferimenti vengano cambiati.

Nella Figura 4.3 è mostrato un andamento particolarmente irregolare dei riferimenti di potenza, che non si verifica nella pratica, allo scopo di mostrare il buon funzionamento dei controllori.

Ciascun setpoint di potenza risente leggermente del transitorio che sta avvenendo nell'altro, infatti cambiando i riferimenti di tensione per i generatori pilotati di Figura 2.7 cambia anche la tensione di rete al POI, elemento comune nelle architetture dei controllori.

Si indica con P_t la potenza prodotta dalle PU attive dell'impianto fotovoltaico e P_{max} potenza che potrebbero produrre tutte le PU dell'impianto se fossero lasciate lavorare in funzionamento normale.

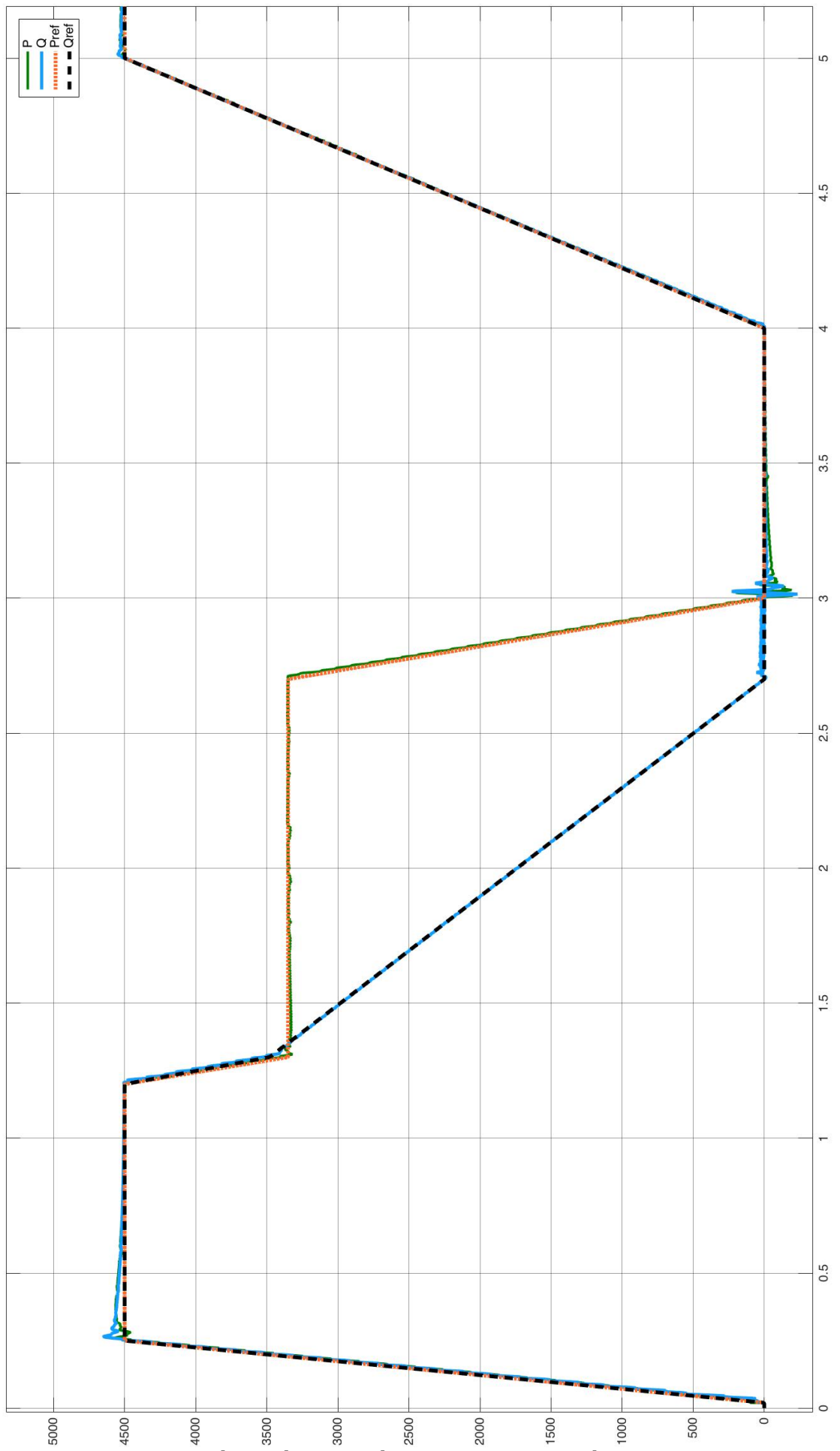


Fig. 4.4 -Dettaglio andamento di P e Q, rispetto ai relativi setpoint

In Figura 4.5 è mostrato lo scambio tra due PU durante la produzione: anche se $N_{req} = 1$ resta costante l'unità attiva non è sempre la stessa.

Nel grafico mostrato in Figura 4.5 si può notare l'oscillazione che si produce dopo 1,8 s a causa del fenomeno appena descritto. Si nota che il PPC è stato impostato in modalità obiettivo, sub-modalità in limitazione di potenza attiva, in quanto il riferimento di potenza reattiva (in azzurro) è zero, mentre P_{req} (in rosso) è minore di P_{max} .



Fig. 4.5 - Inseguimento del riferimento di potenza attiva

Le oscillazioni iniziali che si notano nei grafici delle potenze sono dovute al transitorio all'attivazione del periodo di simulazione e sono dovute alla presenza di alcuni blocchi Simulink che necessitano qualche istante per entrare a regime, pertanto non vanno prese in considerazione.

La figura 4.6 mostra la dinamica con cui varia il numero di power unit richiesta dal PPC all'aumentare del riferimento di potenza P_{req} . Nella Figura 4.7 si nota che P_t (in nero) segue l'andamento di P_{req} (in rosso), ma ci sono delle oscillazioni ogni volta che N_{req} cambia; queste sono limitate dal sistema di controllo.

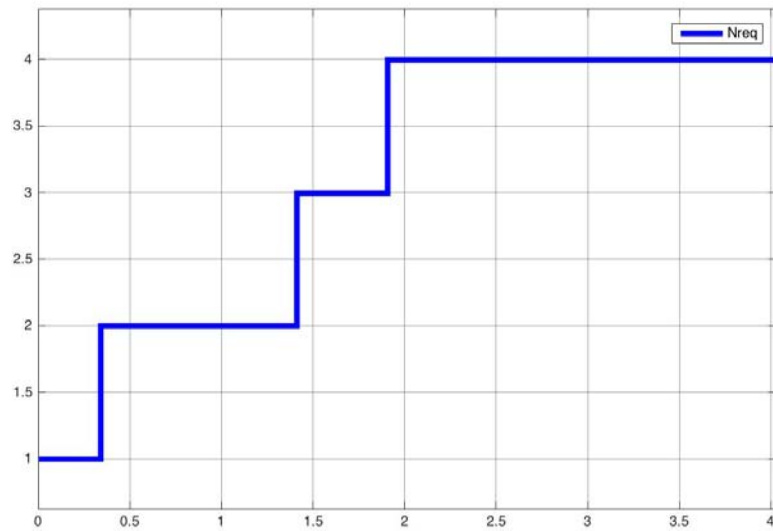


Fig. 4.6 - Numero di PU attive

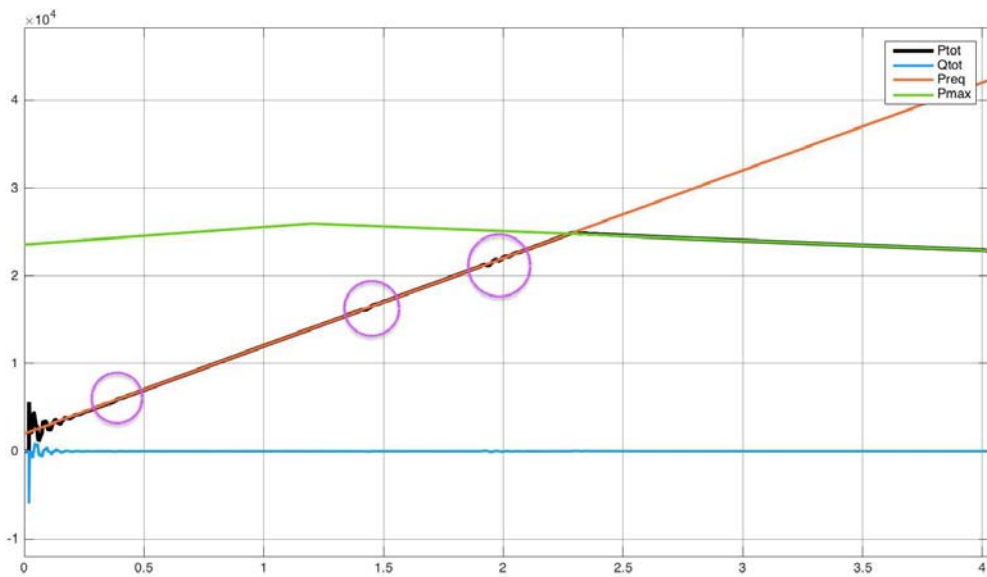


Fig. 4.7 - Inseguimento del riferimento di potenza attiva

Nel grafico sottostante, mostrato in Figura 4.8, si può vedere un dettaglio del modello con 4 PU, nella prima porzione di tempo la potenza massima è superiore a quella richiesta, il sistema produce $P_t = P_{req}$. Quando la potenza richiesta supera la potenza massima, che la l'impianto PV è in grado di erogare, P_t diventa pari a quella massima.

L'andamento di P_{max} e di P_{req} sono ispirati dalla potenza producibile da un'unità fotovoltaica durante una giornata, con minimo durante alba e tramonto e nullo durante la notte, come si vede in Figura 1.2.

Per esigenze di semplificazione si è ipotizzato un andamento uniforme dell'irraggiamento nel corso della giornata ed è stata trascurata la fascia oraria notturna compattandola in un unico punto, dal momento che essa che non influenza né la produzione di energia né la potenza erogata dall'impianto. L'andamento semplificato di P_{max} e di P_{req} viene rappresentato attraverso una sinusoide raddrizzata a doppia semionda.

Nel caso di funzionamento in MPPT la potenza massima e quella prodotta coincidono, non esiste una potenza di riferimento da seguire, semplicemente ogni PU produce al suo massimo.

Nel caso di funzionamento a potenza attiva obiettivo, potenza richiesta, massima e prodotta hanno andamenti che possono essere molto differenti tra loro.

P_{req} viene rappresentata in nero, P_{max} in rosso, mentre P_t in azzurro; la Figura 4.8 mostra l'andamento delle potenze durante due giornate.

Se la potenza richiesta è maggiore di quella producibile, come nella parte iniziale del grafico, il sistema non riesce a raggiungere quel riferimento di potenza, ma produce al suo massimo (funzionamento normale con ciascun inverter in modalità MPPT), se viceversa la potenza attiva richiesta è minore della massima, come nella seconda parte del grafico, il sistema lavora in limitazione di potenza, ovvero in modalità obiettivo (sub-modalità 1 "Funzionamento a P obiettivo").

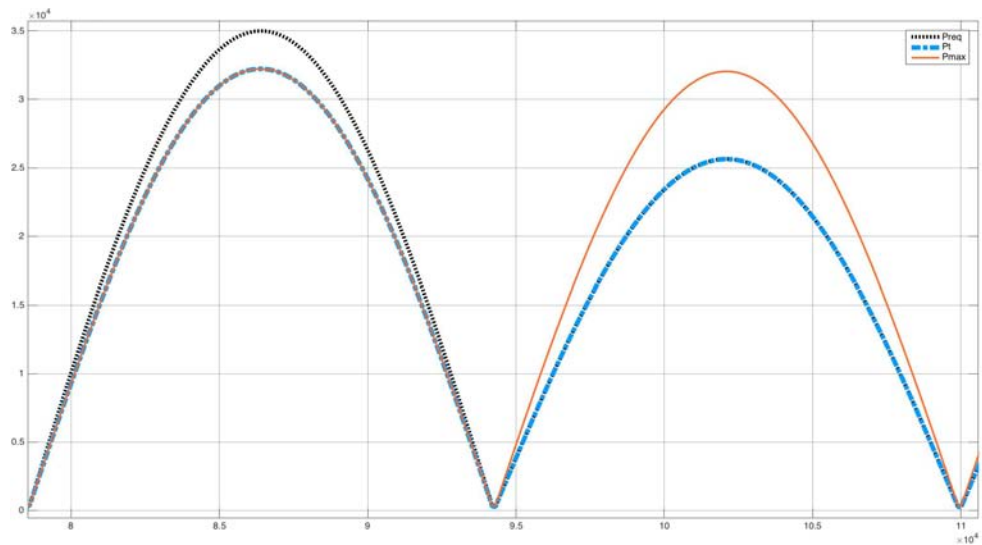


Fig. 4.8 - Andamento delle potenze P_{req} , P_t e P_{max}

Può capitare che sia necessario cambiare tipo di modalità di funzionamento e per esempio passare dal funzionamento obiettivo, in limitazione di potenza attiva, a funzionamento normale; nella Figura 4.9 viene mostrato il passaggio tra le due modalità.

Per cambiare modalità nella simulazione basta commutare il selettore che definisce la potenza richiesta, nello specifico dal valore $P_{req} = P_{obiettivo}$ a quello $P_{req} = \sum P_i max$.

In funzionamento normale $P_{req} = P_{max} = P_t$.

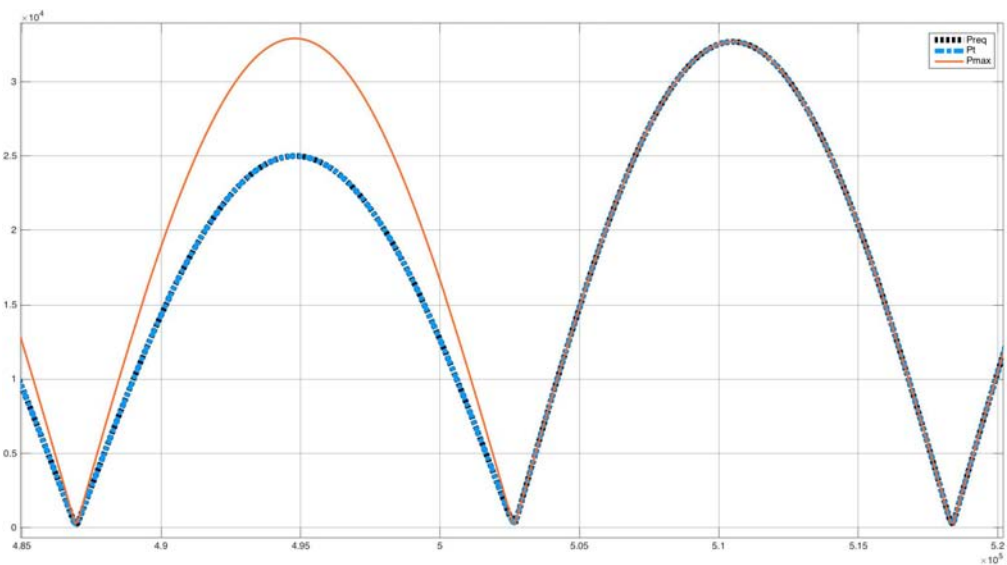


Fig. 4.9 - Andamento delle potenze P_{req} , P_t e P_{max}

Nel modello preliminare sono state adottate delle variabili logiche denominate “switch”. Nella Figura 4.10 viene mostrato l’andamento delle grandezze Switch1, Switch2 e Switch3 in una simulazione con 3 PU.

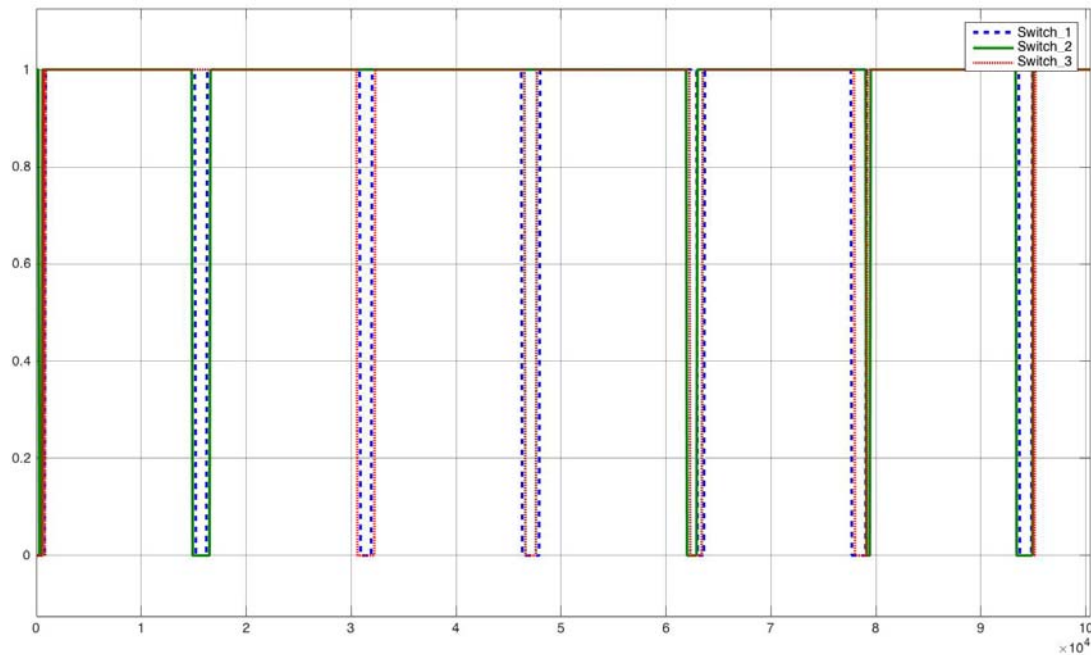


Fig. 4.10 – Andamento Switch1, Switch2 e Switch3

Nella Figura 4.11 e 4.12 viene presentato l’andamento delle energie nel corso di un intervallo di tempo.

Si vede come esse convergono ad un valore comune. Questo significa che le 4 PU utilizzate vengono stressate in ugual modo. L’andamento delle energie delle varie PU risente sia della suddivisione della potenza richiesta tra di esse, sia dall’evoluzione di P_{req} .

Ciascuna curva mostra l’evoluzione del livello di energia di una PU differente: E1 indica l’energia prodotta dall’unità 1, E2 dall’unità 2 e così via.

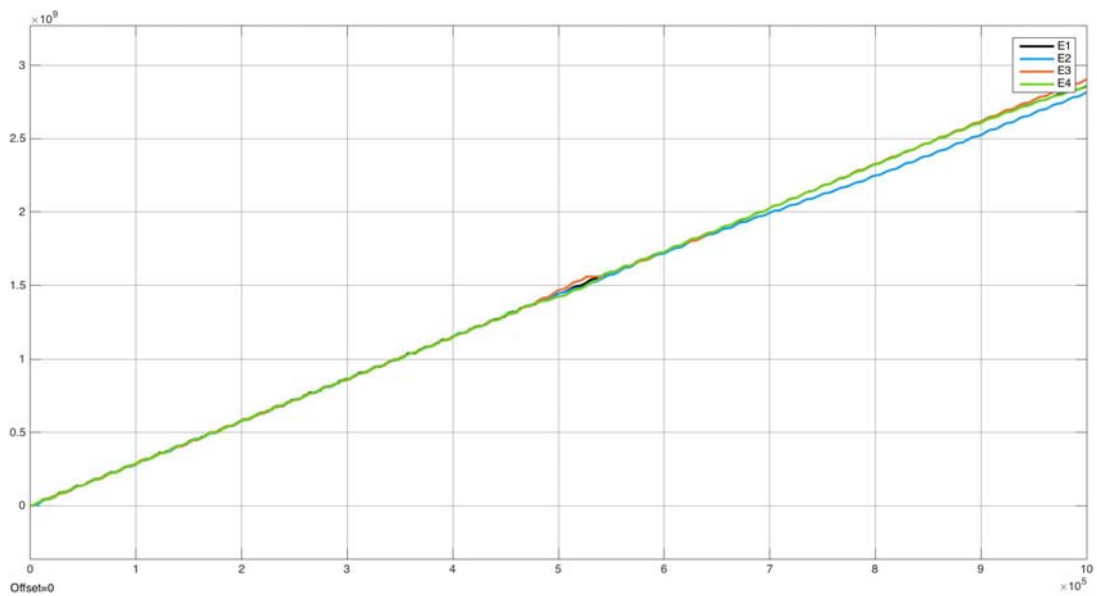


Fig. 4.11 - Sistema di S&H

Di seguito nella Figura 4.11 viene mostrato un dettaglio dell'andamento delle energie dovuto al funzionamento del blocco S&H.

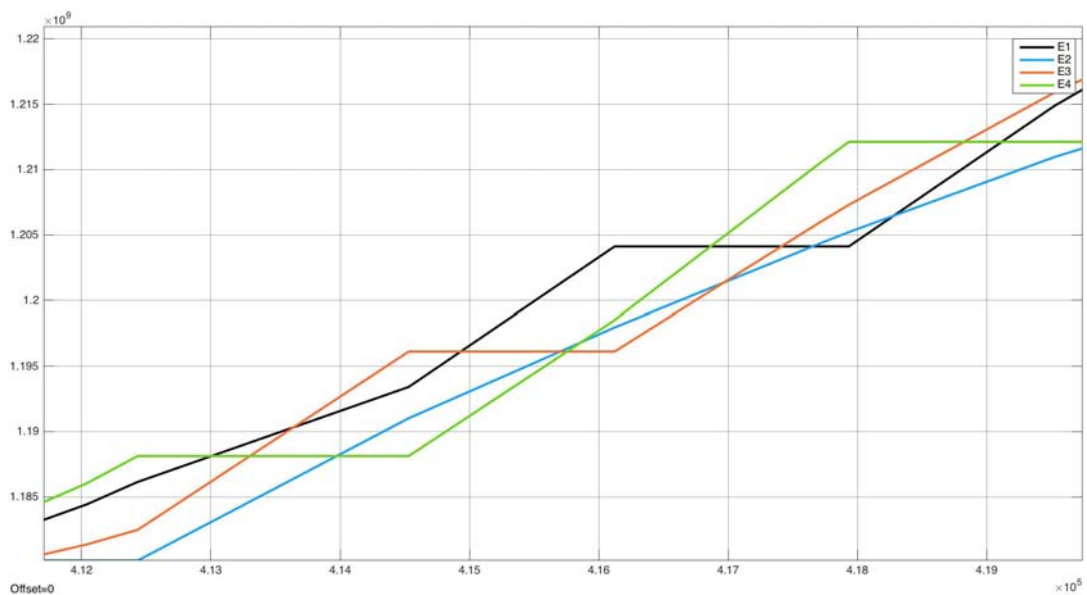


Fig. 4.12 - Dettaglio sistema S&H

Come già spiegato, il sistema di campionamento e tenuta può essere tarato a piacimento, nel caso si desideri scambi tra le power unit più o meno frequenti, rendendo il sistema più o meno sensibile, come illustrato rispettivamente nelle Figg. 4.13 e 4.14 in un esempio con 3 PU.

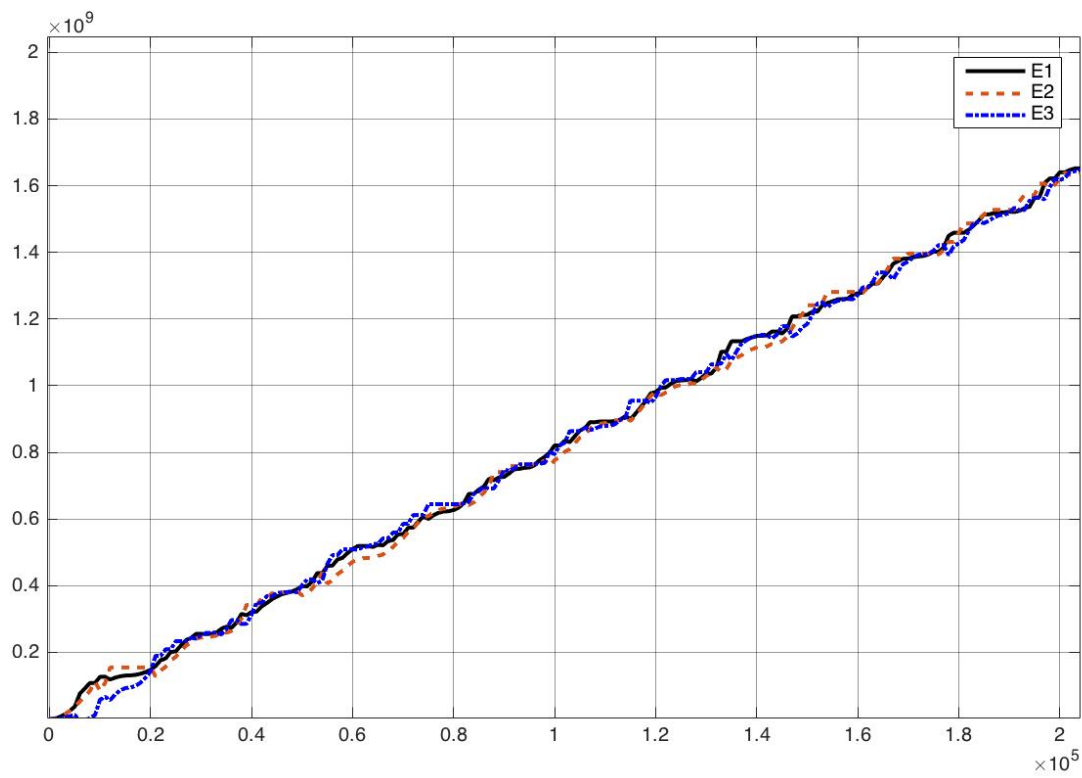


Fig. 4.13 – Campionamento molto frequente (valori di soglia ridotti)

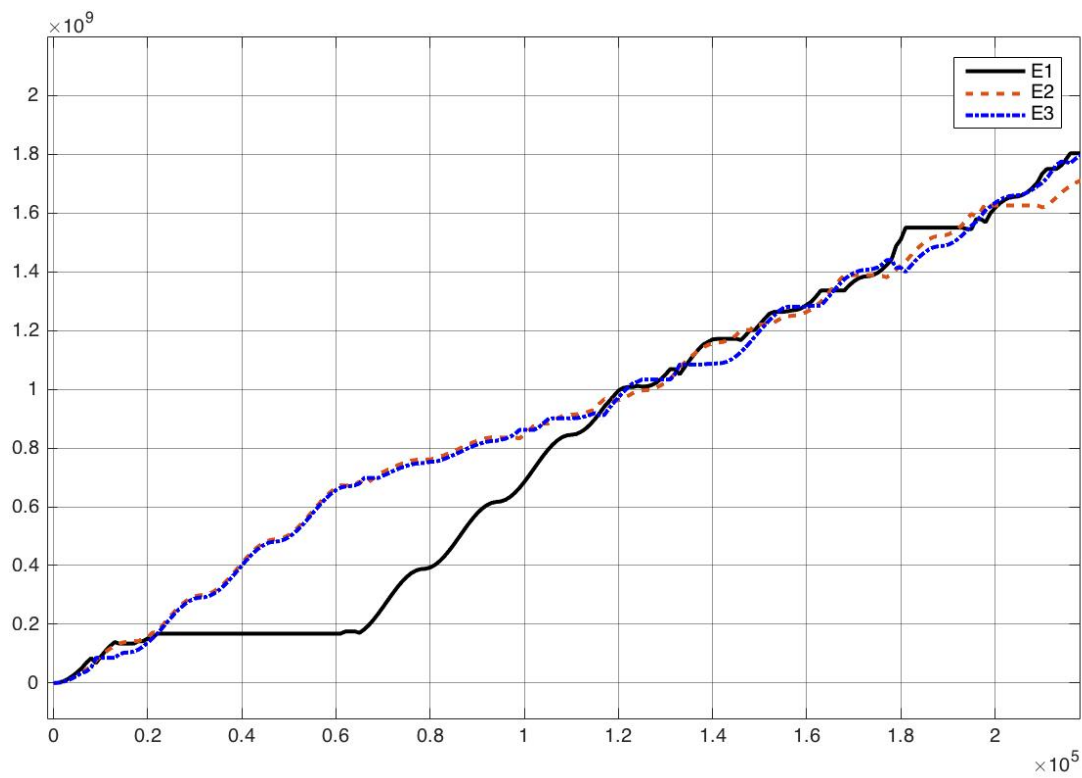


Fig. 4.14 – Campionamento poco frequente (valori di soglia più elevati)

4.3 Confronto tra i modelli

Per quanto riguarda la prima logica di controllo è stato costruito un modello con 3 CU, per la seconda uno più complesso con 4 CU.

Ci sono molte differenze tra i due modelli, ma ciò che cambia maggiormente è l'andamento di N_{req} e delle potenze delle singole unità; tuttavia queste differenze non sono in generale prevedibili e dipendono dalla anche dall'andamento della potenza richiesta P_{req} rispetto alla lista di priorità delle energie. Il secondo metodo è in particolar modo imprevedibile: per un certo valore di P_{req} il numero di PU richieste può variare completamente a seconda delle P_{imax} . Se, ad esempio, $P_{req} = 10$ e l'unità in cima alla lista può produrre tutta la potenza necessaria, si ha $N_{req} = 1$, ma può succedere che ci siano le prime 10 unità in lista capaci di produrre solo $P_i = 1$ ciascuna e quindi si ottiene $N_{req} = 10$.

Il primo metodo è più semplice in quanto il numero di unità da far funzionare dipende semplicemente dalla potenza richiesta, tuttavia risulta poco realistico nel senso che non tiene conto di quanta potenza ogni PU può effettivamente generare e quindi le può essere richiesto di seguire un setpoint fuori portata.

Nel seguito nelle Figure 4.16 e 4.19 sono mostrati gli andamenti di N_{req} , nelle Figure 4.17, 4.20 e 4.23 gli andamenti delle potenze delle tre unità, mentre nelle Figure 4.18, 4.21 e 4.24 gli andamenti delle energie prodotte dalle diverse unità. Sono riportati i grafici relativi a due diverse simulazioni.

Nella prima simulazione si è ipotizzato che tutte le 3 PU potessero erogare la stessa P_{imax} .

$$P_{1max} = P_{2max} = P_{3max}$$

Nella seconda simulazione si è ipotizzato che l'unità numero 2 fosse in grado di erogare il triplo di potenza massima rispetto alle altre due PU in quanto l'unica a non essere interessata dal transito di una perturbazione nuvolosa.

$$P_{2max} = 3 \cdot P_{1max} = 3 \cdot P_{3max}$$

In entrambe le simulazioni la P_{req} è rimasta la stessa e durante la prima metà del periodo di simulazione il PPC è stato fatto lavorare in funzionamento normale, mentre per la seconda metà in funzionamento a potenza attiva obiettivo (Fig. 4.15 e Fig. 4.22).

Si indica con “Modello1” il modello preliminare nel quale la potenza viene ripartita tra le PU attive in parti uguali, mentre si indica con “Modello2” il secondo modello nel quale la ripartizione di potenza tra le PU in base alle rispettive potenzialità. Ciascuna simulazione è stata eseguita per entrambi i modelli.

Gli andamenti delle P_i e di N_{req} non cambiano per le simulazioni del primo modello pertanto non sono riportati i risultati, mentre variano notevolmente nelle simulazioni del secondo modello.

Nel seguito i risultati della prima simulazione per entrambi i modelli.

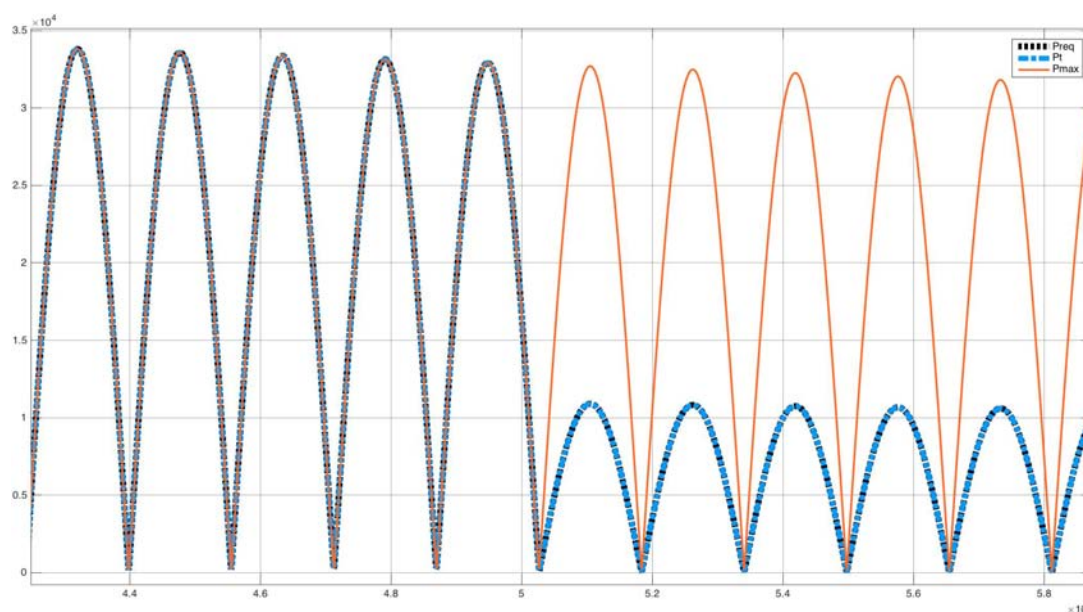


Fig. 4.15 – Andamento delle potenze P_{req} , P_t e P_{max}

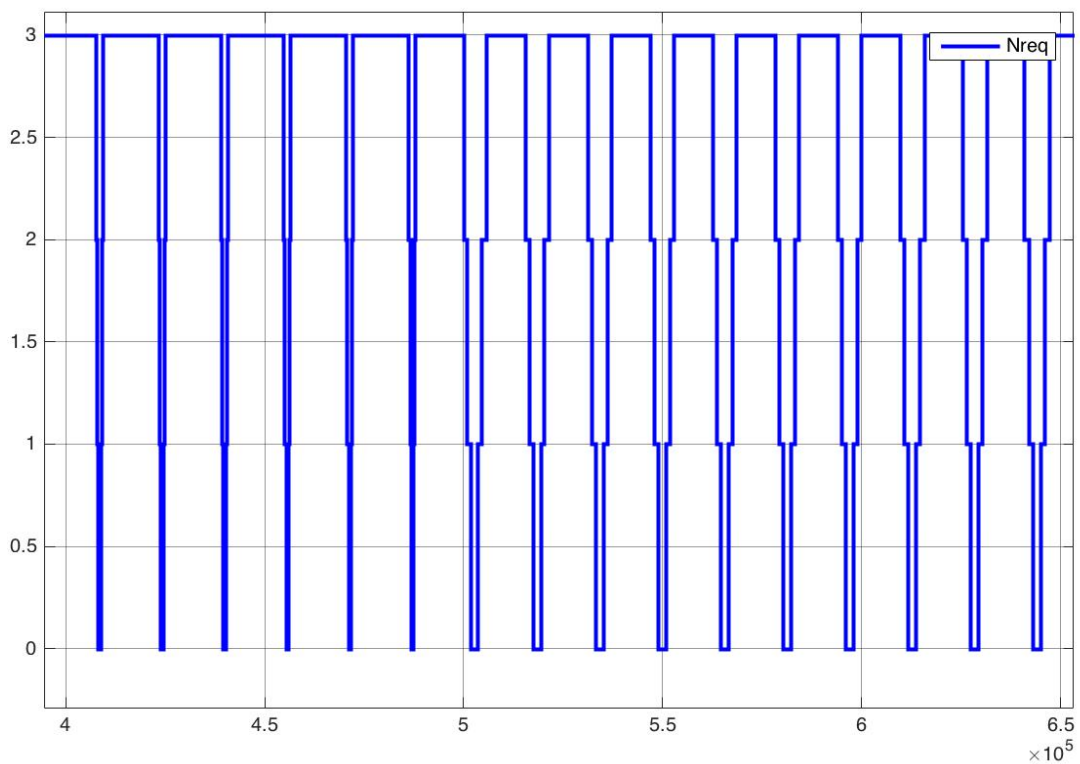


Fig. 4.16 - Dettaglio andamento N_{req} , Modello1

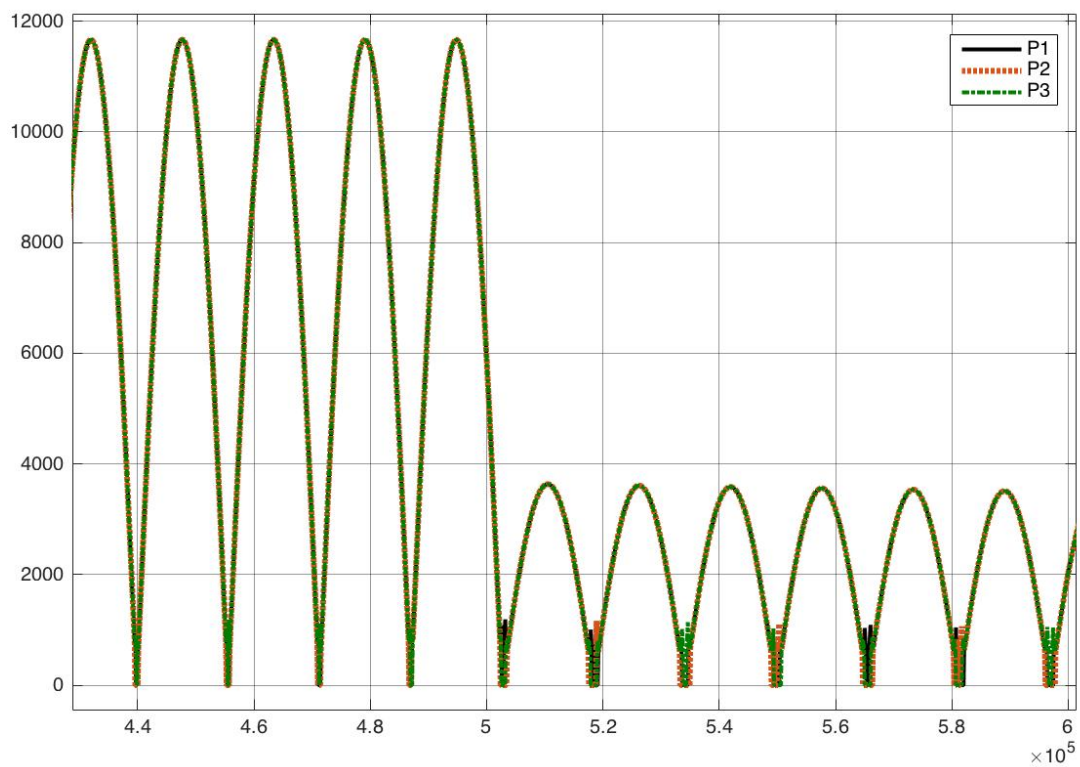


Fig. 4.17 - Andamento delle potenze delle 3 PU, Modello1

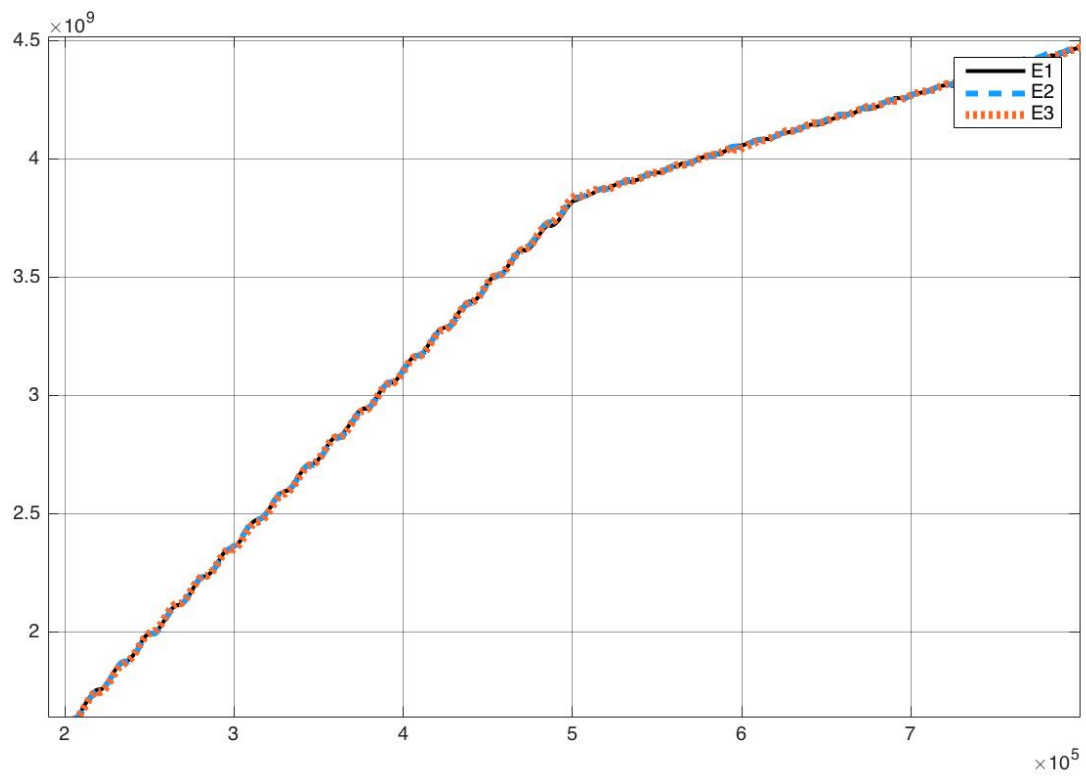


Fig. 4.18 - Andamento energie, Modello1

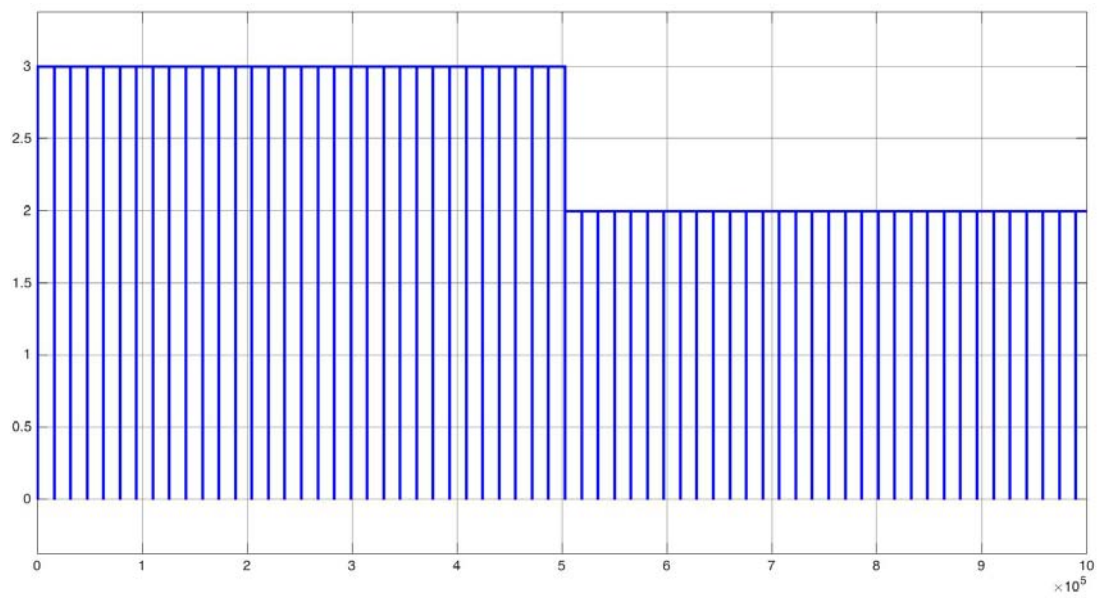


Fig. 4.19 - Andamento N_{req} , Modello2

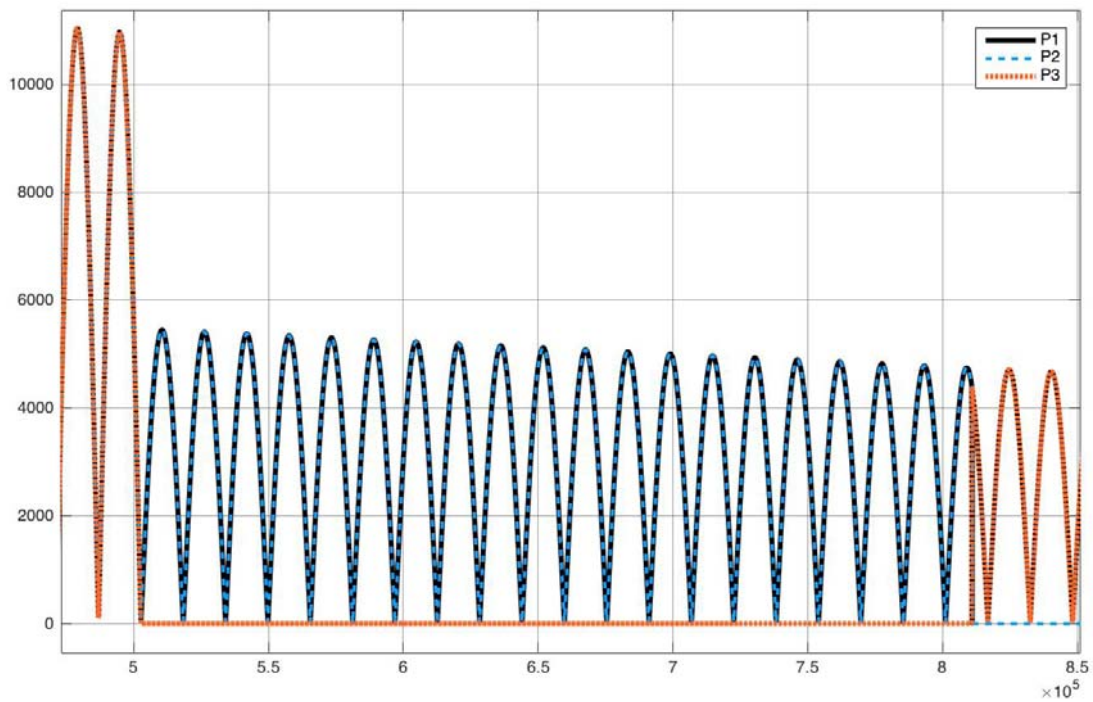


Fig. 4.20 – Dettaglio andamento delle potenze delle 3 PU, Modello2

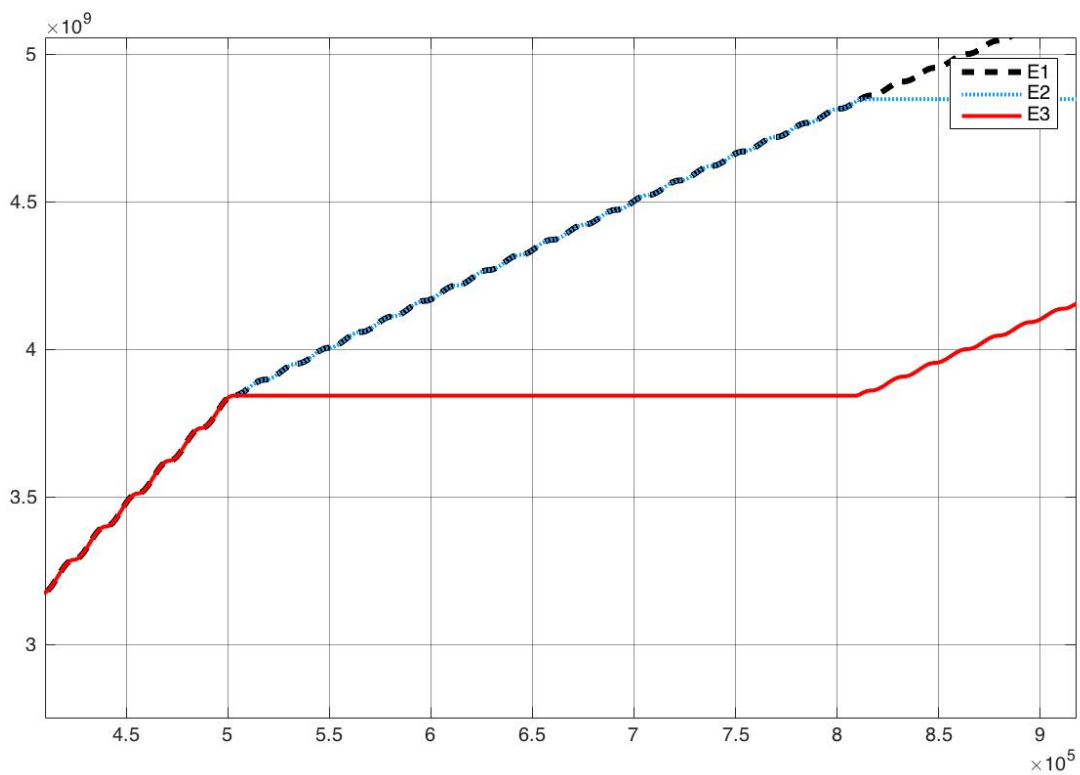


Fig. 4.21 – Dettaglio andamento energie, Modello2

Nel Modello1 l'andamento di N_{req} resta pressoché invariato al variare del tipo di funzionamento: anche quando P_{req} mediamente diminuisce (modalità obiettivo) vengono utilizzate 3 PU nel picco giornaliero di potenza erogata. Di conseguenza l'andamento delle potenze delle varie unità è molto simile tra loro e si ripete in maniera sequenziale grazie al meccanismo S&H. L'energia cumulativa delle 3 PU è pressoché la stessa sia per il campionamento frequente, sia perché tutte le unità entrano in funzione quotidianamente.

Nel Modello2, durante il funzionamento normale, nei momenti di picco di P_{req} sono attive tutte le 3 PU, ma da quando si passa alla modalità di limitazione della potenza attiva sono necessarie al più 2 unità. A causa del livello di taratura, volutamente elevato, per la soglia superiore del sistema S&H l'unità 3 non entra in produzione per alcuni giorni.

Nel seguito sono riportati i risultati della seconda simulazione per il secondo modello..

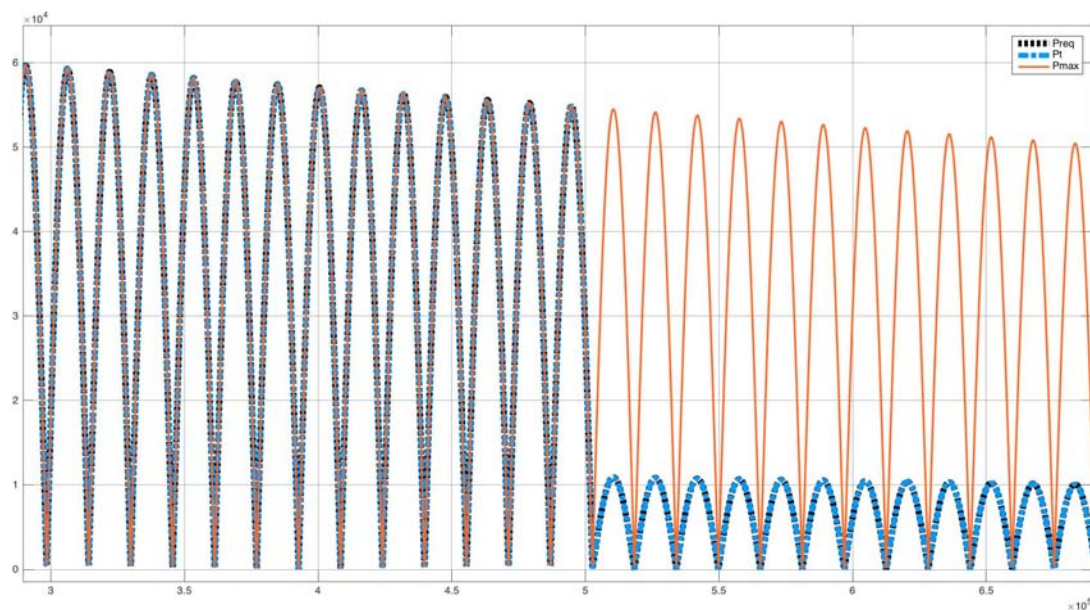


Fig. 4.22 - Andamento delle potenze P_{req} , P_t e P_{max}

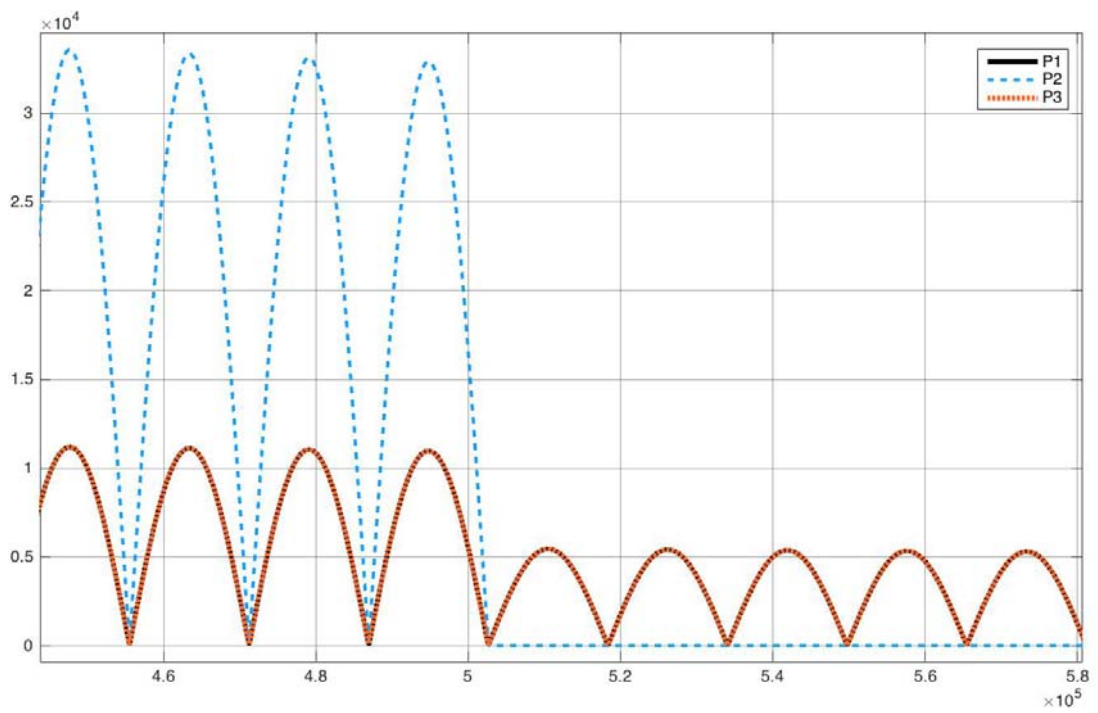


Fig. 4.23 - Dettaglio andamento delle potenze delle 3 PU, Modello2

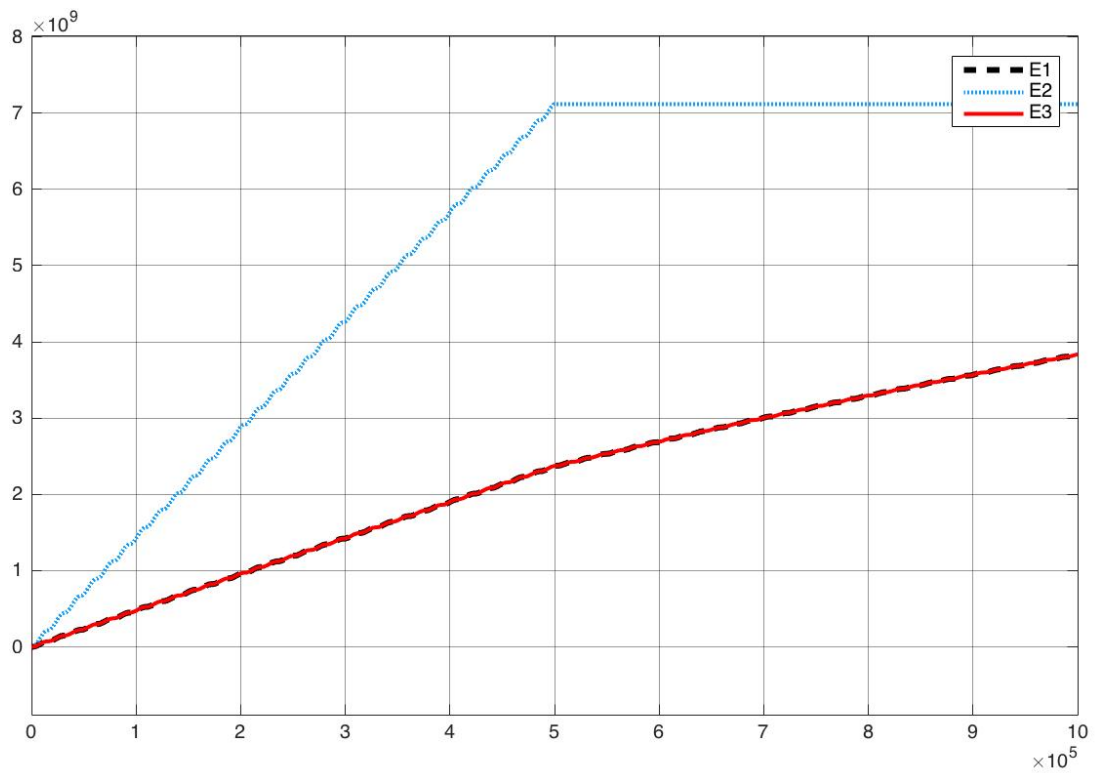


Fig. 4.24 - Andamento energie, Modello2

L'unità 2 ha prodotto molta più energia delle altre due nella fase di funzionamento normale essendo stata l'unica PU a non aver risentito delle perturbazioni nuvolose; questo ha comportato che, una volta attivata la modalità obiettivo, sono state attivate solo le altre due unità nella seconda parte della simulazione; tuttavia lo "svantaggio" in termini di energia era così marcato da non essere stato recuperato nel tempo a disposizione e l'energia cumulativa prodotta dall'unità 1 e dall'unità 3 è rimasta inferiore a quella dell'unità 2.

Di seguito sono illustrati gli schemi dei due modelli trattati: il modello preliminare, con 3 PU in parallelo, è illustrato nella Figura 4.25, mentre il secondo modello, con 4 PU, è mostrato nella Figura 4.26.

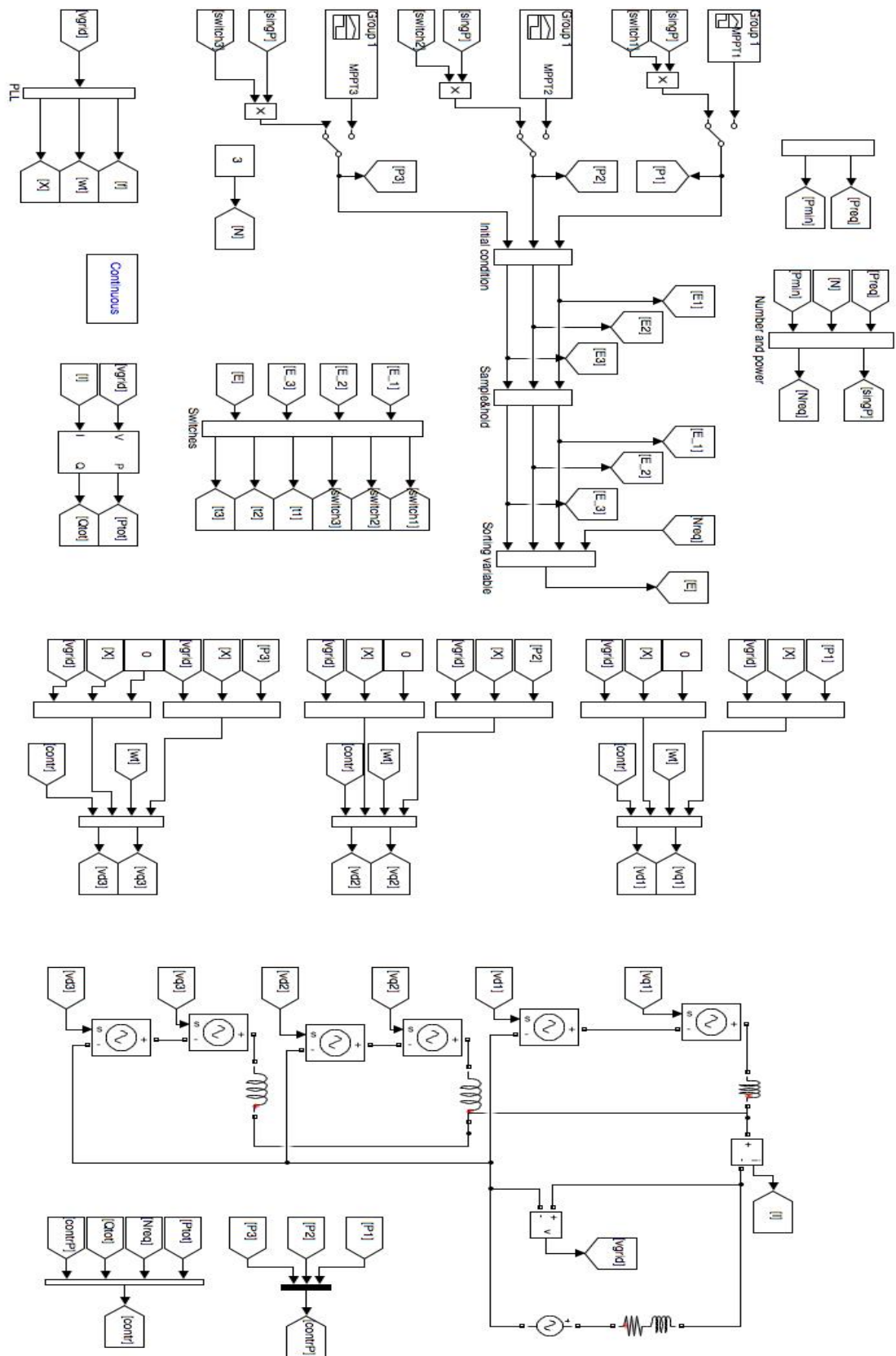


Fig. 4.25 – Modello 1

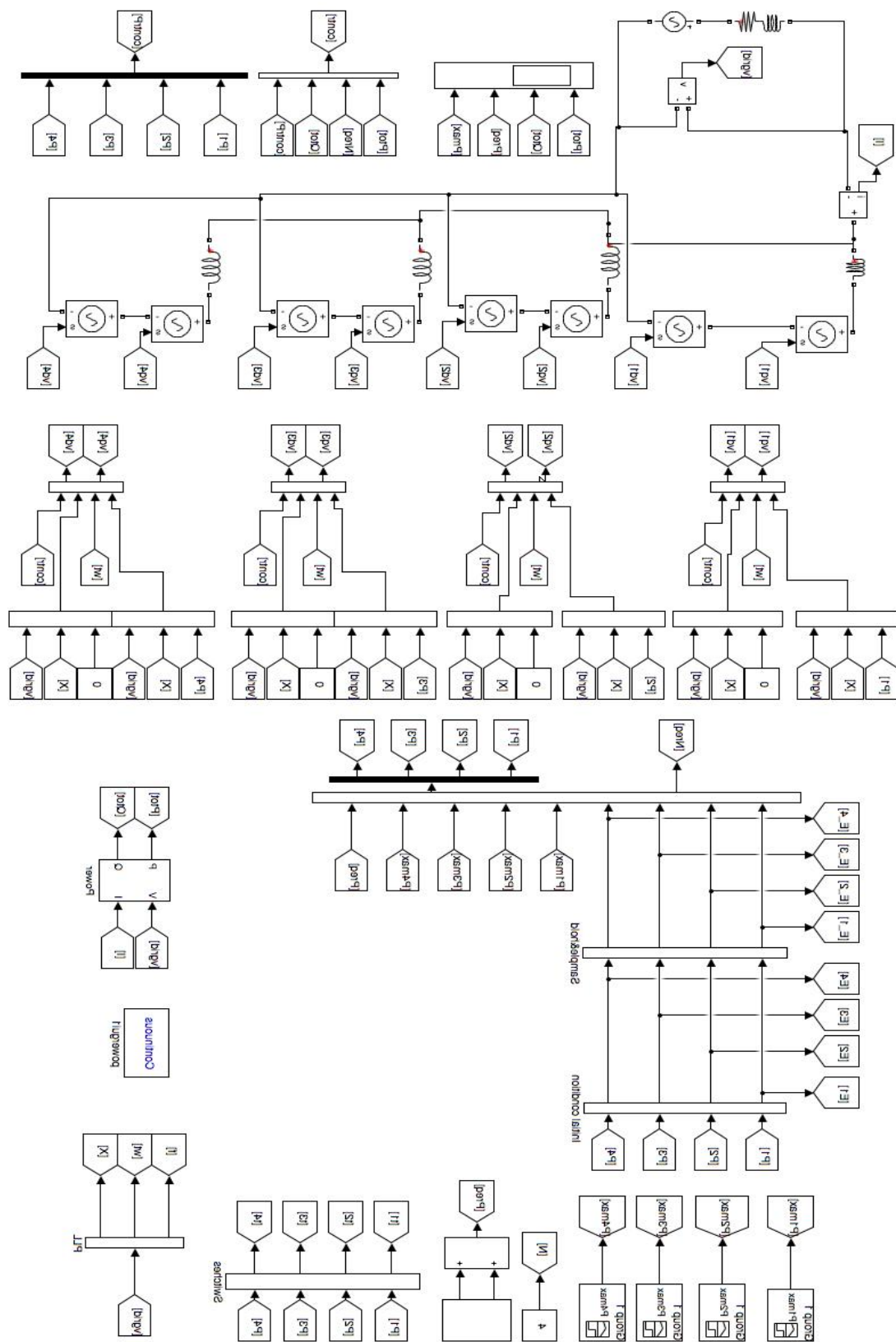


Fig. 4.26 - Modello2

Capitolo 6

Conclusioni

In questa tesi è stata costruita l'architettura logica per un PPC da inserire in un impianto fotovoltaico da 200 MW.

L'affidabilità del modello delle power unit fotovoltaiche e del relativo sistema di controllo feed-forward è stato dimostrato simulando condizioni di carico e di rete differenti.

Tale fase è stata propedeutica all'oggetto vero e proprio della tesi, ovvero la definizione di un modello per la simulazione della gestione di più PU da parte di un PPC, focalizzandosi sulla cosiddetta modalità obiettivo, dove effettivamente si esplica la supervisione del PPC nella definizione di quali PU devono essere attive e dei corrispondenti set-point di potenza.

Sono stati quindi definiti degli algoritmi di scelta basati sulla quantità di energia erogata dalle varie PU, la cui efficacia è stata verificata attraverso l'implementazione di modelli basati su tali logiche e simulando il comportamento del sistema in varie condizioni.

Un successivo sviluppo ha permesso di minimizzare il numero di PU operative stimandone la massima producibilità attraverso misure di irradianza e temperatura, ed anche in questo caso l'efficacia è stata verificata tramite le simulazioni.

Come successivi sviluppi, si propone una modellizzazione più accurata dei convertitori che, senza appesantire eccessivamente l'onere computazionale della simulazione (va fatto presente che le simulazioni devono coprire intervalli di tempo dell'ordine di molti giorni per essere significative), permettano di valutare con sufficiente accuratezza l'efficienza del convertitore nelle varie condizioni di esercizio. In tal modo nella strategia di gestione del PPC si potrebbe tener anche conto dell'efficienza complessiva del sistema.

L'attendibilità del modello potrebbe essere anche migliorata cercando di riprodurre in modo più realistico la variabilità dei fattori meteorologici sia a livello temporale che tenendo dell'estensione geografica del sistema che si sta analizzando. Infine si potrebbero aumentare le prestazioni del modello utilizzando in maniera più diffusa le S-function invece degli schemi a blocchi: questo renderebbe il modello scalabile, cioè adattabile a diverse configurazioni di impianto.

Bibliografia

- [1] International Energy Agency, "World Energy Outlook 2013," 2013.
- [2] "2020 climate & energy package - European Commission." [Online]. Available:
http://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020/index_en.htm.
- [3] "Paris Agreement - European Commission," 2015. [Online]. Available:
https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris/index_en.htm.
- [4] International Energy Agency, "Next Generation Wind and Solar Power."
- [5] International Energy Agency, "Tracking Clean Energy Progress 2016."
- [6] C. Mondial De L'énergie, "World Energy Perspective Cost of Energy Technologies WORLD ENERGY COUNCIL."
- [7] Mauro Andriollo and Milan Davide, "MODELLO DI MICROGRID PER L'ANALISI DELLE STRATEGIE DI GESTIONE DELLO SCAMBIO DI POTENZA ATTIVA/REATTIVA CON LA RETE," 2014.
- [8] G. Zhou, F. Wang, T. Wu, X. Zhao, and S. Chen, "Energy storage based industrial power management system under smart grid concept," in *2014 International Conference on Intelligent Green Building and Smart Grid (IGBSG)*, 2014, pp. 1–6.
- [9] H. Albalawi, E. Makram, and T. Alogla, "PV penetration with battery storage for an isolated northwest Grid of Saudi Arabia," in *2015 North American Power Symposium (NAPS)*, 2015, pp. 1–6.
- [10] "22/11/16 Convertitori e filtri tra un impianto fotovoltaico e la rete." [Online]. Available: http://img.directindustry.com/images_di/photo-g/65246-4937317.jpg.
- [11] D.-I. Stroe, V. Knap, M. Swierczynski, A. Stan, and R. Teodorescu, "Operation of Grid-Connected Lithium-Ion Battery Energy Storage System for Primary Frequency Regulation: A Battery Lifetime Perspective," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, pp. 1–1, 2016.

- [12] "Terna Storage." [Online]. Available: <https://www.terna.it/it-it/azienda/chisiamo/ternastorage.aspx>.
- [13] Z. Tianwen, C. Laijun, and M. Shengwei, "Control strategy and application of power converter system in battery energy storage system," in *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, Europe*, 2014, pp. 1–6.
- [14] P. Poonpun, S. Member, and W. T. Jewell, "Analysis of the Cost per Kilowatt Hour to Store Electricity," vol. 23, no. 2, pp. 529–534, 2008.
- [15] A. C. Tortora, "Storage e sicurezza della rete: i progetti di Terna."
- [16] A. P. Manjunatha, P. Korba, and V. Stauch, "Integration of large battery storage system into distribution grid with renewable generation," in *2013 IEEE Grenoble Conference*, 2013, pp. 1–6.
- [17] S. Teleke, M. E. Baran, S. Bhattacharya, and A. Q. Huang, "Rule-Based Control of Battery Energy Storage for Dispatching Intermittent Renewable Sources," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 1, no. 3, pp. 117–124, Oct. 2010.
- [18] H. Gaztanaga, J. Landaluze, I. Etxeberria-Otadui, A. Padros, I. Berazaluze, and D. Cuesta, "Enhanced experimental PV plant grid-integration with a MW Lithium-Ion energy storage system," in *2013 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition*, 2013, pp. 1324–1329.
- [19] M. Daoud, A. Massoud, A. S. Abdel-Khalik, A. Elserougi, and S. Ahmed, "A Flywheel Energy Storage System for Fault Ride Through Support of Grid-Connected VSC HVDC-Based Offshore Wind Farms," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 3, pp. 1671–1680, May 2016.
- [20] M. Mahesh, A. Dmitriy, V. Chadliev, and S. Soni, "A Grid-Friendly Plant," *IEEE power energy Mag.* 87, no. june, pp. 87–95, 2014.
- [21] S. Sajadian and R. Ahmadi, "High performance model predictive technique for MPPT of grid-tied photovoltaic system using impedance-source inverter," in *2016 IEEE Power and Energy Conference at Illinois (PECI)*, 2016, pp. 1–7.
- [22] "Power and current curve in a PV application." [Online]. Available: <http://www.allegromicro.com/~media/Images/Design/Current-Sensing-For-Renewable-Energy/Figure-2.ashx?la=en>.

- [23] N. Femia, G. Petrone, G. Spagnuolo, and M. Vitelli, *Power Electronics and Control Techniques for Maximum Energy Harvesting in Photovoltaic Systems*. 2012.
- [24] T. F. and C. H. K. M. Datta, T. Senjyu, A. Yona, "IEEE Xplore Document - A voltage and frequency control approach by grid-connected MW class PV systems," 2010. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/document/5664448/>.
- [25] J. Marcos, O. Storkel, L. Marroyo, M. Garcia, and E. Lorenzo, "Storage requirements for PV power ramp-rate control," *Sol. ENERGY*, vol. 99, pp. 28–35, 2014.
- [26] "14/11/2016 Example of inverter reactive capability curves and interconnection requirements." [Online]. Available: [http://www.uwig.org:8080/index.php?title=File%3AExample_of_inverter_reactive_capability_curves_and_interconnection_requirements_\(triangular\)_at_nominal_voltage.png](http://www.uwig.org:8080/index.php?title=File%3AExample_of_inverter_reactive_capability_curves_and_interconnection_requirements_(triangular)_at_nominal_voltage.png).
- [27] SPIC-State Power Investment Corporation, "World's Largest Hydro/PV Hybrid Project Synchronized." [Online]. Available: http://eng.spic.com.cn/NewsCenter/CorporateNews/201501/t20150116_242766.htm.
- [28] F. Vignola, F. Mavromatakis, and J. Krumsick, "Performance of PV Inverters," *Am. Sol. Energy Soc. - Sol. 2008 Catch Clean Energy Wave*, pp. 628–650, 2008.
- [29] Yi Lei, Z. Zhao, W. Xu, and Jianguo Zhu, "Modeling and analysis of MW-level grid-connected PV plant," in *IECON 2011 - 37th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 2011, pp. 890–895.