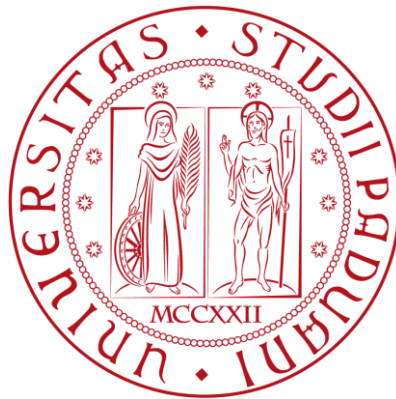


UNIVERSITÀ' DEGLI STUDI DI PADOVA

DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE

CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN INGEGNERIA ELETTRICA



MODELLO DI MICROGRID PER L'ANALISI DELLE
STRATEGIE DI GESTIONE DELLO SCAMBIO DI
POTENZA ATTIVA/REATTIVA CON LA RETE

Relatore: Prof.Ing. Mauro Andriollo

Laureando: Davide Milan

ANNO ACCADEMICO: 2014/2015

Sommario

Introduzione	4
Capitolo 1	6
Generazione distribuita	6
Capitolo 2	10
Microgrid.....	10
2.1 INTRODUZIONE.....	10
2.2 POWER MANAGEMENT SYSTEM	14
Capitolo 3	18
Problematiche di interfaccia.....	18
3.1 INTRODUZIONE.....	18
3.2 INTERFACCE PER L'INTERCONNESSIONE ALLE RETI.....	20
3.3 CONFIGURAZIONI INTERNE DELLE MICROGRID	22
3.4 INTERFACCIA TRA MICROGRID E RETE ELETTRICA CEI 016	24
Capitolo 4	28
Strategie di controllo.....	28
4.1 INTRODUZIONE.....	28
4.2 CONTROLLO DELLA POTENZA ATTIVA E REATTIVA	30
4.3 CONTROLLO DELL'INVERTER: <i>DROOP CONTROL</i>	34
Capitolo 5	40
Esempio di Microgrid.....	40
5.1 INTRODUZIONE.....	40
5.2 IMPIANTO FOTOVOLTAICO.....	41
5.3 GENERATORE DIESEL.....	42
5.4 SISTEMA DI ACCUMULO	42
5.5 SIMULATORE IMPIANTO EOLICO	42
5.6 CARICHI FISSI E VARIABILI	43

5.7 SISTEMA DI CONVERSIONE E CONTROLLO	44
5.8 CONTROLLO DEL DC BUS.....	46
5.9 CONTROLLO DELLA TENSIONE LATO DC ATTRAVERSO LA CORRENTE LATO AC	47
Capitolo 6.....	50
Costruzione del modello simulink.....	50
6.1 INTRODUZIONE.....	50
6.2 SCHEMA CIRCUITALE DELLA MICRORETE	51
6.3 BLOCCHI AUSILIARI	53
6.4 CALCOLO DEI RIFERIMENTI DI POTENZA.....	56
6.5 SCHEMA DI CONTROLLO.....	61
6.6 COMPONENTE FEEDFOWARD	62
6.7 ELABORAZIONE VALORI EFFICACI U_{id} , U_{iq}	63
Capitolo 7.....	66
Simulazioni sul modello.....	66
7.1 INTRODUZIONE.....	66
7.2 CONDIZIONE STAZIONARIA CON CARICO MOLTO RESISTIVO	67
7.3 CONDIZIONE STAZIONARIA CON CARICO MOLTO INDUTTIVO.....	74
7.4 CONDIZIONE DI CARICO VARIABILE	80
7.5 CONDIZIONE STAZIONARIA CON RETE DEBOLE	86
7.6 CONDIZIONE DI CARICO VARIABILE CON RETE DEBOLE	94
Conclusioni	100
Bibliografia	102

Introduzione

Il presente lavoro di tesi concerne lo studio di un modello di microrete a partire da una configurazione reale, ai fini di analizzare il comportamento di uno schema di controllo separato dell'inverter per quanto riguarda lo scambio di potenza attiva e reattiva con la rete elettrica.

Al circuito creato sulla base del prototipo di microrete dell'azienda NIDEC ASI di Montebello Vicentino, si è andati ad applicare un sistema di controllo in retroazione a partire dalle correnti misurate, ponendo particolare attenzione alla stabilità della tensione al DC BUS per estrarre le grandezze di riferimento.

Una volta costruito il modello della microrete e del sistema di controllo, sono state poi eseguite delle simulazioni per diverse configurazioni di rete e di carico, in modo da verificarne l'affidabilità e la flessibilità

Capitolo 1

Generazione distribuita

L'Agenzia Internazionale per l'Energia (IEA) stima che la domanda mondiale di energia primaria crescerà del 20% al 2020 e del 50% al 2035: con un tale aumento della domanda mondiale di materie prime ed energia, è evidente che un migliore sfruttamento delle risorse disponibili e delle fonti rinnovabili diventerà un tema centrale nell'immediato futuro.

Inoltre nonostante sia ormai trascorso più di un secolo dall'installazione delle prime linee di trasmissione, una buona parte della popolazione mondiale risulta tuttora sprovvista di energia elettrica.

Secondo quanto riportato nel World Energy Outlook (2012), redatto dalla IEA, ad oggi circa 1,3 miliardi di persone non hanno accesso all'energia elettrica, cifra che dovrebbe ridursi a circa 1 miliardo entro il 2030, con riferimento a quanto stimato nello scenario "new policies".

Le cause sono molteplici ma possiamo racchiuderle da una parte in una inadeguatezza dell'attuale sistema elettrico in alcune aree geografiche a scarso sviluppo tecnologico e dall'altra nel difficile accesso alla rete di aree quali per esempio piccole isole.

La priorità assoluta sta nel sostituire la produzione e la gestione tradizionale dell'energia elettrica con nuove tecnologie all'avanguardia che permettano di risolvere, almeno parzialmente, le problematiche di efficienza e razionalizzazione delle risorse. Questo ha spinto verso una produzione sempre maggiore di energia da impianti di produzione di piccola taglia distribuiti nel territorio, ovvero quella che è conosciuta come generazione distribuita (DG distributed generation).

I sistemi elettrici stanno quindi subendo delle modificazioni importanti sia a livello strutturale che di gestione.

La generazione distribuita prende tale nome in contrapposizione alla classica schematizzazione del sistema di produzione di energia elettrica, basata su poche grandi centrali ed una fitta rete di trasporto, prevedendo la dislocazione sul territorio di tante piccole centrali in modo da consentire la generazione di energia elettrica, e il suo

stoccaggio, in prossimità del luogo di impiego con il vantaggio della eliminazione delle perdite legate al trasporto dell'energia attraverso la rete elettrica. Tali sistemi possono operare in maniera indipendente oppure essere connessi alla rete elettrica.

Questi impianti, che vanno da potenze di pochi kW alla decina di MW, stanno stravolgendo la struttura classica delle reti elettriche che prevedeva grandi centrali di produzione e flussi unidirezionali di energia elettrica, dai livelli più alti di tensione a quelli più bassi.

Diffusione generazione distribuita [%]

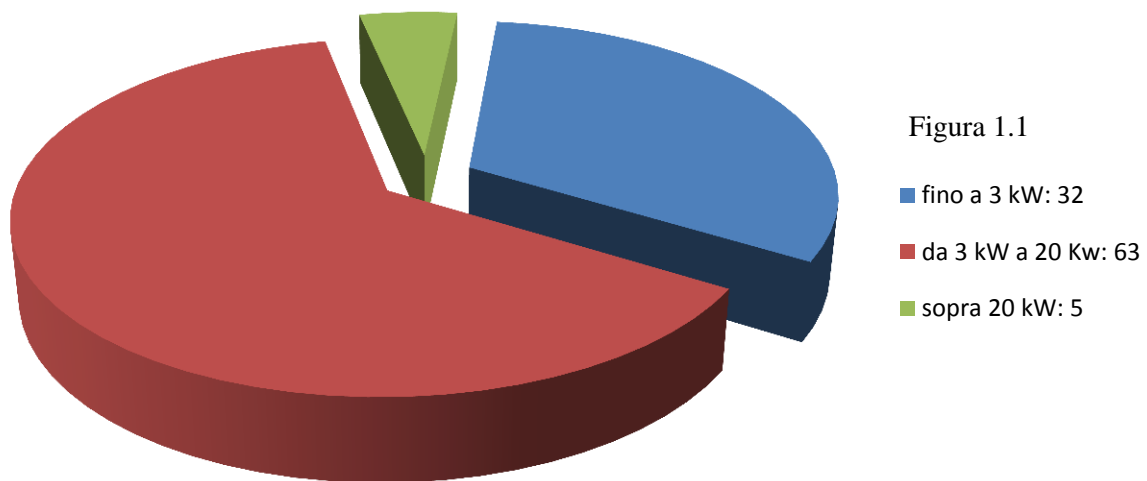


Figura 1.1

- fino a 3 kW: 32
- da 3 kW a 20 Kw: 63
- sopra 20 kW: 5

La gestione della rete dunque dovrà passare anche attraverso il coordinamento di tutte queste risorse distribuite nell'ottica di un'evoluzione della rete odierna verso il concetto della smart grid.

La diffusione in larga scala della generazione distribuita è potenzialmente in grado di alleggerire il sistema di trasmissione e di risolvere in parte i crescenti problemi che sono costretti a fronteggiare gli operatori del sistema elettrico, correlati in buona sostanza all'aumento dei carichi, alle nuove politiche ambientali e alle pressioni economiche del mercato.

La presenza di questi impianti di produzione dà luogo a diverse problematiche sia nel funzionamento ordinario che in presenza di guasti che coinvolgono sia la gestione delle reti che i componenti elettrici che costituiscono la rete stessa.

Le unità di generazione distribuita sono spesso interfacciate alla rete elettrica mediante gli inverter.

La strada intrapresa con le recenti normative volge allora al progressivo trasferimento, anche alle unità di generazione distribuita, di compiti in materia di regolazione della potenza, resistenza ai buchi di tensione e servizi di rete in generale.

In particolare, per quanto riguarda le unità connesse alle reti di distribuzione l'approccio che veniva usato in passato nella connessione alla rete elettrica era quello del *fit & forget* ovvero un criterio in cui non vi fosse alcun vincolo in termini di immissione temporale di potenza in rete e alcun obbligo nella fornitura di servizi di rete.

Oggi invece le unità di GD connesse alle reti di distribuzione devono partecipare alla fornitura di servizi di rete secondo le norme CEI 0-16 e CEI 0-21 rispettivamente in MT e BT.

La tendenza attuale è quindi quella del trasferimento, a tutte le unità di produzione, degli oneri nel contributo alla stabilità della rete e nel conseguimento dei requisiti di qualità nella fornitura del servizio elettrico.

Le unità di produzione distribuita possono operare direttamente in parallelo con la rete di distribuzione principale oppure all'interno di una microrete (*Microgrid*). [1]

Capitolo 2

Microgrid

2.1 INTRODUZIONE

Una microrete è definibile come una architettura di rete innovativa per la distribuzione. E' normalmente una porzione del sistema di distribuzione che comprende unità per la generazione distribuita (DG, *Distributed Generation*) controllabili o meno, sistemi distribuiti di accumulo dell'energia (DS, *Distributed Storage*) e carichi riunite sotto un unico punto di connessione (*Point of Common Coupling* o PCC) con la rete elettrica di distribuzione come si vede, le varie unità di produzione e consumo devono essere collegate non solo dal punto di vista elettrico, ma anche attraverso un sistema di comunicazione su cui opera il *Microgrid Energy Manager* o *Power management system* (PMS).

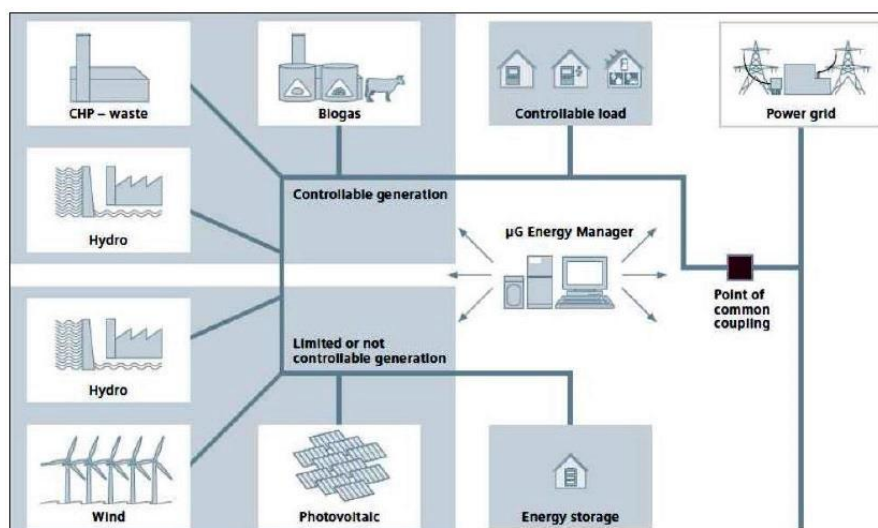


Figura 2.1: configurazione tipica di una microgrid

La capacità totale di sistemi microgrid ad oggi installata o in via di realizzazione a livello globale si attesta attorno ai 4393 MW, come emerge dal *Microgrid Deployment Tracker*, attività di analisi del mercato delle microreti aggiornata con cadenza biennale dall'istituto di ricerca Statunitense Navigant Research.

Si tratta di un'importante quota di potenza, suddivisa geograficamente secondo quanto riportato nel diagramma seguente. L'aumento significativo della potenza globale installata registrato negli ultimi anni fa pensare ad una prosecuzione futura dello sviluppo dei sistemi microgrid.

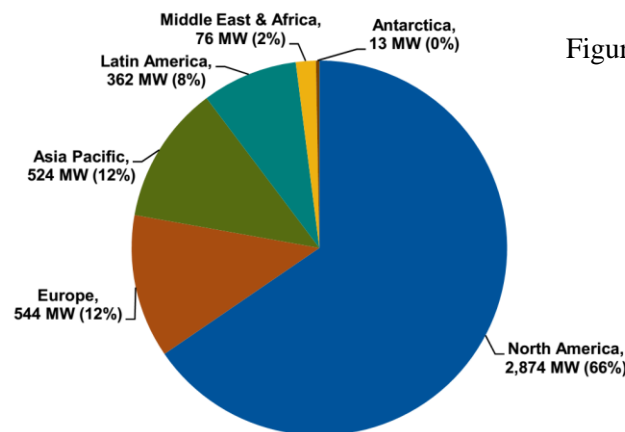


Figura 2.2: capacità installata secondo il *Microgrid Deployment Tracker*

E' ragionevole pensare che nel prossimo futuro le microreti nascano come evoluzione degli attuali schemi adottati per la distribuzione. L'installazione di diverse unità di generazione distribuita e di sistemi di accumulo all'interno di tali schemi, rende attive tali reti.

Al loro interno, l'utenza privata, di tipo residenziale e le piccole, medie e le grandi imprese, possono quindi produrre localmente energia rinnovabile – attraverso pannelli solari, eolico, piccolo idroelettrico, residui animali e agricoli, rifiuti organici, ecc. – ed utilizzarla per i loro bisogni elettrici.

Dall'esterno, ossia dalla rete elettrica principale, la microrete viene vista come un'entità controllata, con la potenzialità di alimentare un gruppo di utenti, adattando la qualità del servizio di fornitura di energia e riducendo i relativi costi.

Le componenti fondamentali di una Micro Grid sono quattro:

- la generazione locale (distribuita)
- il controllo dei carichi in potenza
- l'interfaccia verso la rete principale
- il sistema di gestione della Micro Grid
- il sistema di accumulo dell'energia elettrica.

Le microgrids tendono a privilegiare la produzione locale a quella della rete principale. Quando però i sistemi di micro-generazione non sono in grado di colmare il fabbisogno energetico la microgrid attinge energia dalla fornitura principale.

In realtà non esiste una definizione univoca di microgrid. Secondo il Dipartimento Americano per l'Energia (DOE), per microgrid si intende

“Un gruppo interconnesso di generatori distribuiti e carichi sviluppato entro un perimetro elettrico non ben definito che agisce come un'unica entità controllabile nei confronti della rete esterna. La microgrid può operare sia in modalità *grid connected* che in *isola*, a seconda che sia abilitata o meno la connessione con la rete di distribuzione esterna.”

Quindi punto chiave per una microgrid è la sua capacità di gestire le operazioni di entrambi i due stati di lavoro:

- funzionamento normale, ovvero rete connessa (*grid connected*);
- funzionamento isolato senza connessione alla rete (*off-grid*).

La maggior parte delle microgrid opereranno per gran parte del tempo in connessione alla rete, ad eccezione per quelle costruite ad isolamento fisico dalla rete principale, in modo tale da massimizzare i vantaggi offerti dalle microgrid in stato normale (connessa) cioè quando è capace di “comunicare” con il resto della rete.

Molto spesso la microgrid si può trovare a lavorare in situazioni di isolamento dalla rete. Per lunghe durate di operatività in stato isolato si verificano grandi richieste di dimensioni di accumulo e grande capacità di lavoro delle microgenerazioni.

Gli schemi di controllo degli inverter dunque assumono una importanza notevole poiché devono permettere l'immissione di potenza attiva in rete ma devono essere anche capaci di gestire la fornitura dei servizi di rete richiesti alle unità di generazione distribuita, quali la compensazione del fattore di potenza e la regolazione primaria di frequenza.

I più recenti studi in merito riguardano anche gli schemi di controllo che permettano la gestione, da parte

delle unità di generazione distribuita, di porzioni di rete nel funzionamento in isola intenzionale.

Lo sviluppo e la diffusione delle microgrids sta prendendo sempre più piede grazie non solo alla loro capacità di controllo e alle varie caratteristiche operative (aspetto tecnico), ma anche grazie ai vantaggi che esse portano in ambito economico e ambientale.

Oltre al beneficio economico che introducono con l'integrazione in medie e grandi infrastrutture (anche in paesi già elettrificati), avranno un impatto importante per

l'elettrificazione di zone rurali in paesi in via di sviluppo, beneficiando della sempre più alta penetrazione delle fonti rinnovabili.

L'utilizzo delle microgrids é solitamente effettuato in piccole aree urbane e piccole zone industriali. I vantaggi sono molteplici:

- maggior affidabilità, minor impatto ambientale;
- risparmio economico (attraverso l'opportunità fornita dalla profonda riorganizzazione del mercato elettrico);
- miglioramento della *Power Quality*;
- Disponibilità di una riserva di energia grazie al sistema di accumulo, utilizzabile come saldo (positivo o negativo) tra quella prodotta dai generatori e quella assorbita dai carichi;
- Della riduzione delle interruzioni grazie all'immunità dai black-out grazie alla possibilità di lavorare in *islandig*

Di quest'ultimo aspetto e dell'aumento generale della qualità della fornitura possono inoltre beneficiare in maniera significativa i settori che sono legato ad una fonte di alimentazione costante, come i data center, delle infrastrutture critiche per la sicurezza, e fornitori di servizi critici quali ospedali e aziende alimentari

Tuttavia, vi sono anche degli aspetti problematici che insorgono nell'utilizzo di queste tipologie di reti, come:

- Scarsa capacità di autoregolazione del sistema dovuta alla limitata estensione della rete e alla sua ridotta inerzia elettrica (carenza di energia regolante a disposizione della rete);
- Gestione complessa dell'interfaccia con la rete elettrica di distribuzione (funzionamento in isola indesiderato, risincronizzazione con la rete, ...);
- Continua modica dei punti di lavoro dei generatori e del sistema di accumulo
Per garantire l'equilibrio della rete.

Infatti anche se, come detto, la microgrid appare alla rete di alimentazione come una singola unità perfettamente controllabile, al suo interno, è rappresentata da un insieme di una certa quantità di fonti di energia e/o utilizzatori di energia che risultano collegati alla rete tramite sistemi di convertitori statici(AC/DC e DC/AC).

I sistemi di generazione di energia fotovoltaica ed eolica ed in generale tutti gli impianti integrati saranno dotati della possibilità di interagire con la struttura di micro-rete come

generatori attivi; saranno in grado di svolgere la funzione di ripartizione del carico e di fornire energia reattiva alla rete a seconda dei fabbisogni attraverso un controllo ad-hoc.

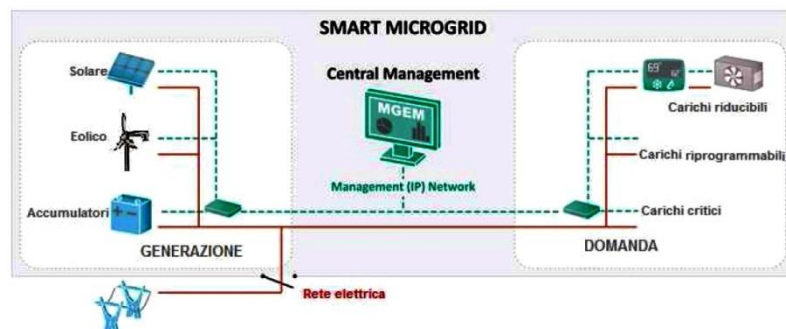
Queste criticità hanno reso indispensabile l'utilizzo di una fitta rete di sensori per la misura delle grandezze elettriche distribuita in tutta la microgrid e connessa al sistema di calcolo PMS in grado di elaborare in tempo reale lo stato della rete e generare velocemente eventuali segnali di regolazione da inoltrare a generatori e carichi, tramite un'apposita rete di trasmissione dati. [1][2][3]

2.2 POWER MANAGEMENT SYSTEM

Il Power Management System (PMS) è una piattaforma hardware e software che fornisce funzioni di monitoraggio e gli 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.

Un server centrale agisce e comunica con più sistemi di controllo locale che controllano le singole sorgenti o gruppi di carichi.

Figura 2.3: esempio di configurazione di un PMS



Un sistema per la gestione di una rete di questo tipo deve garantire il più possibile la sicurezza degli impianti, la continuità del servizio, la gestione ottimale dei flussi di energia ed il rispetto dei vincoli contrattuali con il gestore di rete e gli utenti.

Un PMS in grado di ottimizzare le prestazioni di una micro-rete in qualsiasi condizione operativa richiederebbe una capacità di elaborazione tale da essere attualmente irrealizzabile. L'insieme delle informazioni che riguardano il funzionamento della micro-rete devono quindi essere analizzate per determinare quali informazioni sono più utili, quali sono ottenibili e a quali costi. Naturalmente assieme a questa analisi è necessario determinare come il PMS utilizzerà le informazioni acquisite.

Il sistema deve essere in grado di monitorare in tempo reale la microrete, prelevando le informazioni di funzionamento dai sistemi periferici collegati.

Le principali azioni del PMS nei confronti della micro-rete sono:

- Misure di potenza e raccolta dati da sensori
- Raccolta e immagazzinamento dati storici
- Controllo dei sistemi di produzione locale di energia, gestione dei sistemi di accumulo e controllo dei carichi
- Analisi della tariffa dell'energia, previsioni del carico e bilanciamento preventivo del sistema
- Controllo del fattore di potenza
- Gestione delle situazioni di emergenza e di guasto esterno e interno

Strumenti per la misura della potenza e sensori consentono di acquisire dati dai vari dispositivi e dai punti importanti della micro-rete. Questi vengono poi resi disponibili, attraverso sistemi di comunicazione, ai dispositivi dei livelli superiori.

Il sistema di misura può comprendere il rilevamento dei disturbi, rilevando il THD (*Total harmonic distortion*) e gli altri parametri che caratterizzano la "power quality".

Il PMS deve analizzare questi parametri ed eventualmente attivare delle azioni per migliorare la qualità dell'energia.

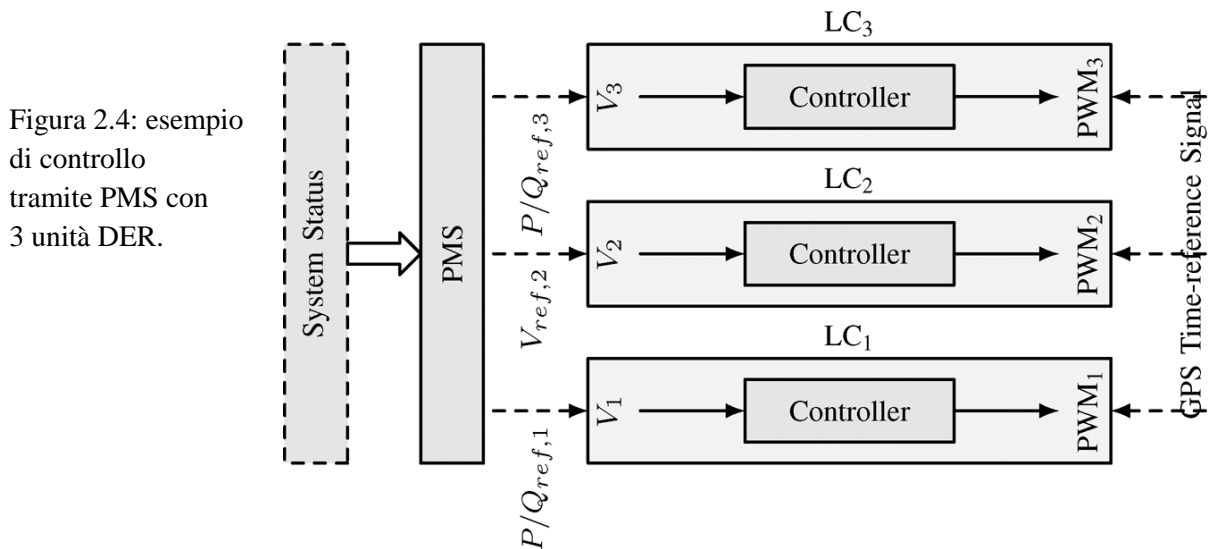
I vari dati vengono raccolti in modo automatico in tempo reale e il PMS deve essere in grado di filtrarli e elaborarli in modo da attuare le opportune azioni di controllo:

- Controllo della fornitura di energia dalle sorgenti in base alla possibilità di produzione delle singole sorgenti ottimizzando la produzione e minimizzando i costi.
- Controllo della domanda di energia, gestione delle priorità e della riduzione dei carichi (*Intelligent Load Shedding ILS*).
- Bilanciamento dell'energia: deve esserci un bilanciamento in tempo reale tra l'energia prodotta e prelevata dalla rete e l'energia consumata.

Il server centrale del PMS provvede al funzionamento ottimale della micro-rete attraverso l'invio di valori di tensione di riferimento a ciascuna unità di controllo delle sorgenti in base a determinati criteri, per esempio: minimizzare le perdite, massimizzare l'efficienza delle sorgenti, soddisfare contratti presi con la rete principale, ecc...

Un esempio di approccio può essere quello in cui il PMS specifica i riferimenti di tensione e di potenza per i DER (*Distributed Energy Resources*), i *local controller* (LC) forniscono il monitoraggio dei valori istantanei e un controllo della frequenza mantiene la frequenza del sistema.

Tale metodo di controllo fornisce ripartizione del carico tra le unità DER, una precisa



regolazione del flusso di potenza, e robusto monitoraggio dei set point di tensione.

La figura 2.4 mostra un esempio di gestione PMS che trae informazione da 3 unità DER.

LC1 e LC3 si riferiscono ai DER controllati in potenza (PC-DER), vale a dire che vengono monitorate e controllate le loro componenti di potenza di uscita reattiva/reattiva. LC2 si riferisce all'unità controllata in tensione (VC-DER).

In generale, per migliorare il profilo di tensione complessiva della microgrid, a seconda del sistema di alimentazione, distribuzione, configurazione e ripartizione del carico, un insieme arbitrario di unità DER può essere assegnato per il controllo della tensione e le altre unità possono funzionare come controllate in potenza.

Vengono valutati i valori istantanei delle potenze attiva/reattiva delle unità DER e comunicati al PMS attraverso un sistema di comunicazione.

Sulla base della potenza richiesta e della strategia di *load sharing*, il PMS genera i riferimenti per le unità PC-DER e VC-DER. I set point vengono poi trasmessi ai LC.

Il sistema può controllare anche il fattore di potenza e quindi la potenza reattiva. Questo è possibile grazie all'uso di convertitori active front end, filtri attivi o VAR compensator che consentono la produzione di energia reattiva.

Per quanto riguarda questo punto il sistema di controllo deve riconoscere le situazioni di emergenza. Quando il sistema fisicamente non è in grado di rispettare le soglie imposte dal PMS per la normale gestione, si verifica una situazione di emergenza, coinvolgendo

l'operatore che deve prendere la decisione corretta. Il PMS deve in questo caso fornire all'operatore tutti i dati utili per analizzare il problema e risolverlo. Il PMS deve inoltre essere in grado di rilevare il caso di guasto della rete principale e provvedere di conseguenza alla gestione dei flussi di energia nel funzionamento "in isola" in modo tale da non superare le capacità di produzione interna.

E' su questi problemi di interfacciamento e regolazione che verte la tesi, la quale prende in esame il prototipo di microgrid di proprietà della ditta ASI-NIDEC di Montebello Vicentino.

Lo scopo è quello di analizzare le strategie di gestione dello scambio di potenza attiva/reattiva regolata dagli inverter in particolar modo quelli degli impianti fotovoltaici e del sistema di accumulo.[18][19]

Capitolo 3

Problematiche di interfaccia

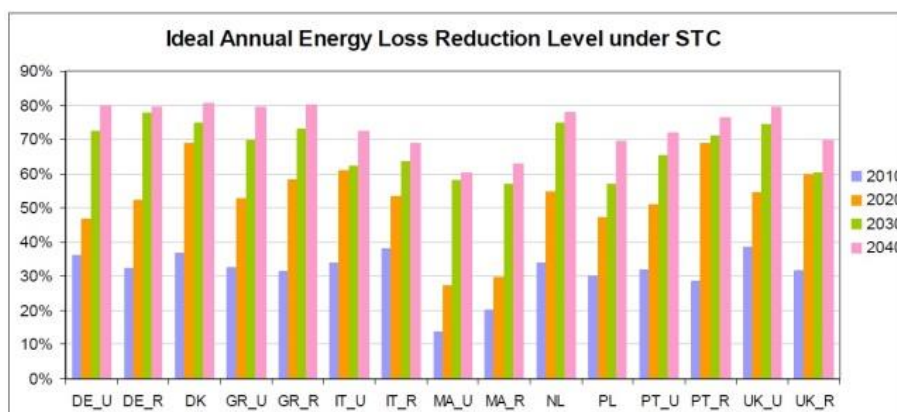
3.1 INTRODUZIONE

Tra i benefici dovuti a una maggiore diffusione delle microgrids troviamo una riduzione delle perdite in linea soprattutto nel caso di una buona corrispondenza tra produzione di fonti intermittenti e domanda di carico e una attenta ottimizzazione logistica delle DS (*distributed sources*). Nel figura seguente possiamo vedere a quanto potrebbe ammontare la percentuale annuale di tale riduzione di perdite sulle linee di bassa tensione, a livello europeo, secondo lo studio “*Evaluation of the system performance on power system operation*” condotto da Siemens AG.

In ascissa si fa riferimento a diversi paesi e diverse configurazioni di microreti ma è utile osservare il trend generale. Le *Standard Test Conditions* (STC) fanno riferimento alla configurazione interna delle microgrids e all’ambiente operativo atteso, in termini di prezzi di mercato per i decenni indicati in legenda.

Figura 3.1:

GE=Germany
DK=Denmark
GR=Greece
IT=Italy
MA=Macedonia
NL= the Netherlands
PL=Poland
PT=Portugal
UK=United Kingdom
R= Rural voltage network
U= Urban voltage network



Tuttavia può essere che una meno attenta distribuzione delle risorse o valutazione della domanda di carico porti tali percentuali a diminuire o addirittura, in casi estremi, a diventare negative e quindi ad avere un paradossale aumento delle perdite di linea.

Un altro punto su cui deve porsi l'attenzione nella progettazione di una microrete sono i benefici legati a una mitigazione delle variazioni di tensione.

Nella seguente figura è possibile vedere le percentuali di beneficio legati a tale aspetto.

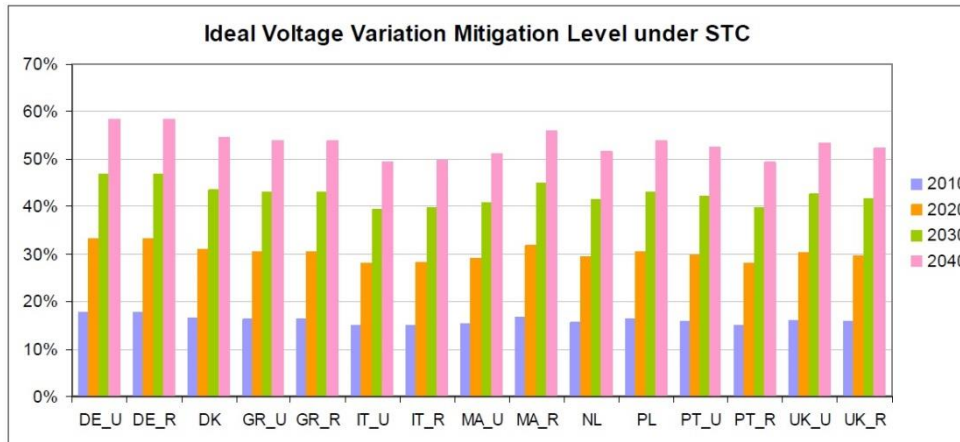


Figura 3.2:
 GE=Germany
 DK=Denmark
 GR=Greece
 IT=Italy
 MA=Macedonia
 NL= the Netherlands
 PL=Poland
 PT=Portugal
 UK=United Kingdom
 R= Rural voltage network
 U= Urban voltage network

Paragonando tali percentuali a quelle viste per le riduzioni delle perdite di linea si nota come quelle legate alla riduzione delle variazioni di tensione siano inferiori.

Il motivo può essere ricercato nella non possibilità di controllo della potenza attiva prodotta dalle fonti di energia rinnovabile intermittente (RES).

Inoltre il rapporto R/X (resistenza e impedenza) delle linee di distribuzione prese in esame è generalmente alto e di conseguenza il controllo della potenza reattiva può contribuire solo per un 10-30% alla regolazione totale.

Per questa ragione il controllo della tensione nelle microreti cui fa riferimento lo studio viene principalmente dalle fonti di energia controllabili.

Come in quest'ultimo caso anche la riduzione del picco di domanda dipende significativamente dalla percentuale di fonti di potenza attiva controllabili.

Per tale motivo in questa analisi è stato ridotto il contributo reattivo alla corrente di linea rispetto al caso precedente. [4][5]

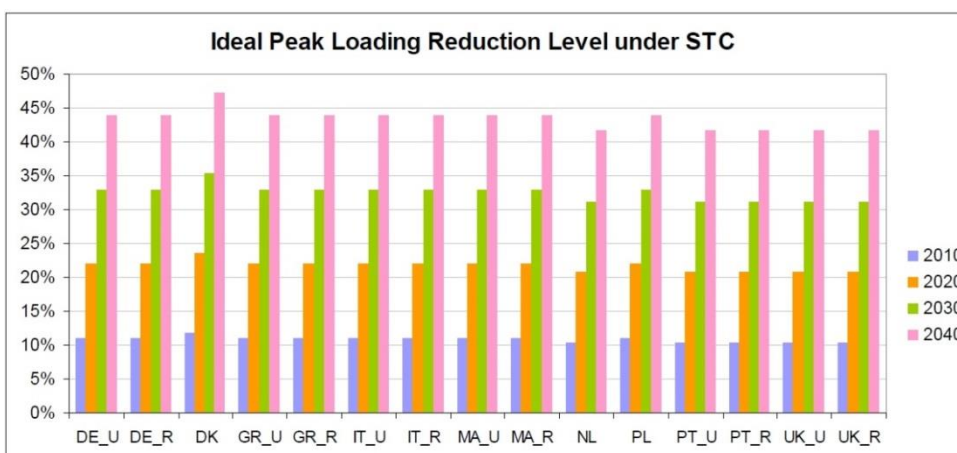


Figura 3.3
 GE=Germany
 DK=Denmark
 GR=Greece
 IT=Italy
 MA=Macedonia
 NL= the Netherlands
 PL=Poland
 PT=Portugal
 UK=United Kingdom
 R= Rural voltage network
 U= Urban voltage network

3.2 INTERFACCE PER L'INTERCONNESSIONE ALLE RETI

In termini di flusso di potenza, un'unità di generazione distribuita è sia dispacciabile che non; la potenza in uscita da una unità dispacciabile può essere controllata esternamente attraverso dei set-point forniti da un sistema di controllo supervisore.

Una unità dispacciabile può fornire sia risposte rapide che molto lente.

Al contrario, la potenza in uscita da un'unità non dispacciabile è normalmente controllata secondo le condizioni operative ottimali della sua fonte di energia primaria. Per esempio: un'unità non dispacciabile di aerogeneratori opera normalmente con il concetto di inseguire la massima potenza per estrarre la massima potenza possibile a seconda del regime in cui si opera; quindi la potenza in uscita dall'unità varia secondo le condizioni del vento.

Una micro-rete può servire carichi elettrici o termici. In modalità grid-connected, il sistema di distribuzione del servizio pubblico può erogare/assorbire ogni tipo di divario della potenza generata dalla microgrid per mantenere il saldo netto di potenza.

Il distacco del carico o della generazione all'interno della microrete è un'opzione nel caso in cui la potenza netta importata/esportata dovesse sopperire a limiti severi basati su strategie operative o obblighi contrattuali.

In modalità operativa autonoma il distacco di carico o generazione è spesso richiesto per mantenere il bilancio di potenza e, di conseguenza, stabilizzare la tensione o l'angolo di fase della microrete. Pertanto la strategia operativa deve assicurare che i carichi critici della microgrid ricevano un servizio prioritario.

Inoltre il funzionamento di una microgrid dovrebbe favorire funzioni come la differenziazione del servizio dei clienti, un aumento della qualità di potenza di carichi specifici ed un miglioramento dell'affidabilità di categorie di carico predefinite, assicurare che i carichi critici della microgrid ricevano un servizio prioritario carichi specifici ed un miglioramento dell'affidabilità di categorie di carico predefinite.

In pratica una parte del carico non sensibile può essere considerata controllabile ed essere inserita in una strategia di controllo *demand-response* (ovvero è il caso in cui la fornitura di energia elettrica avviene solo in seguito alla domanda) per ridurre i picchi ed addolcire il profilo del carico o per programmare il servizio del carico a intervalli specifici di tempo quando, per esempio, è disponibile della potenza addizionale da unità DG intermittenti.

La parte non controllabile di un carico non sensibile è il primo candidato al distacco del carico.

Il distacco del carico ed il demand-response sono tipicamente eseguiti e supervisionati attraverso il controllo dell'amministrazione dell'energia della microrete.

È doveroso ricordare che le sorgenti rinnovabili utilizzano ampiamente convertitori statici per immettere energia in rete: questi sono chiamati a funzionare in parallelo con altre sorgenti di energia.

I suddetti sistemi di conversione prelevano energia da un sistema di generazione per riversarla in rete. Occorre notare che le sorgenti rinnovabili richiedono una interfaccia verso la rete che è costituita da un convertitore statico in quanto esse generano tensioni e/o frequenza diverse da quelle della rete.

Più in particolare, una parte molto importante del progetto della microrete è mirata allo studio ed alla messa a punto dei convertitori di potenza allo scopo di poterli integrare ed usare in maniera efficiente nel contesto di una microrete, secondo le specifiche del progetto da definire, ma che dovranno comunque tener conto dei seguenti fattori:

- limitazione di potenza, in conformità alle normative vigenti sulle energie rinnovabili e gestione della sicurezza della rete. Per evitare sovraccarichi di breve durata della rete dovrà essere possibile stabilire il massimo valore che l'inverter immette in rete; il valore massimo, variabile dallo 0 al 100%, è definito dal gestore di rete e viene trasmesso all'inverter dal sistema di controllo superiore.
- Regolazione della potenza attiva.
- Regolazione della potenza reattiva.
- Controllo della tensione in regime dinamico. Per supporto dinamico alla rete si intende il controllo atto a garantire la stabilità della microrete in caso di abbassamenti repentini di tensione; gli impianti di generazione che supportano la rete devono evitare la disconnessione non intenzionale per non causare il collasso della rete stessa in caso di abbassamento della tensione.

Devono inoltre contribuire al sostegno della tensione iniettando potenza reattiva. Dopo il ripristino del guasto devono iniettare potenza reattiva non superiore a quella che iniettavano prima del guasto.

Le micro-reti dovranno essere in grado di operare autonomamente, ma anche di interagire con la rete di distribuzione elettrica; l'idea principale è quella di collegare queste micro-reti alla rete elettrica o collegarle fra di loro.

Il trasferimento senza soluzione di continuità dalla modalità grid-connected alla modalità in isola è considerato una caratteristica desiderabile, ma è anche un nodo problematico a causa del fatto che, quando la microgrid è connessa alla rete principale, è la rete stessa che impone la tensione; quando invece la micro-rete viene a funzionare in isola, dovrà spettare

presumibilmente al PMS individuare correttamente la risorsa più opportuna, in grado di adempiere al compito di master.

La gestione dell'energia all'interno di una micro-rete deve essere effettuata considerando i sistemi di accumulo di energia e di controllo dei flussi di energia in entrambe le modalità di funzionamento, cioè con e senza collegamento alla rete pubblica. In questo caso la microrete deve essere in grado di esportare/importare energia per/dalla rete principale per il controllo dei flussi di potenza attiva e reattiva e di controllare un eventuale accumulo di energia.

In modalità grid-connected la dinamica del sistema è fissata in larga misura dalla rete elettrica principale a causa delle piccole dimensioni delle unità di generazione. Nel funzionamento in isola la microrete risulta scollegata dalla rete principale e la dinamica del sistema è rappresentata dalle proprie unità di generazione, le quali impongono l'ampiezza di tensione e la frequenza della microrete stessa.

Il controllo deve quindi prevedere la continua supervisione sia dello stato della rete di distribuzione che di quello della microrete, dei suoi generatori, dei suoi eventuali sistemi di accumulo e delle utenze, e le azioni da attuare nei vari casi di funzionamento.

Queste informazioni permetteranno di adottare le migliori tecniche operative per assicurare la stabilità della tensione e della frequenza nominali, evitare i sovraccarichi e garantire la migliore qualità dell'energia.

L'esercizio flessibile delle reti di distribuzione o di parte di esse sia in bassa sia in media tensione richiede sistemi innovativi di gestione automatica.

I moderni Distribution Management System (DMS), caratterizzati da architetture di automazione, telecomunicazione e controllo di tipo innovativo, consentono l'implementazione di strategie di esercizio ottimizzate in grado di adattarsi continuamente alle condizioni di richiesta di carico e di produzione da fonte rinnovabile.

Questa memoria descrive la struttura di un sistema automatico di ottimizzazione delle condizioni operative delle risorse di produzione/accumulo di energia e di quelle di regolazione disponibili in una rete di distribuzione.[15][16][17]

3.3 CONFIGURAZIONI INTERNE DELLE MICROGRID

Considerando una micro-rete composta per esempio da pannelli fotovoltaici, generatore eolico, batterie, generatore diesel si possono pensare due possibili configurazioni:

- Con accoppiamento DC tra le sorgenti;
- Con accoppiamento AC tra le sorgenti.

In entrambi gli schemi è utilizzato un inverter bidirezionale per collegare la batteria al sistema AC. Questo rende possibile caricare la batteria (il convertitore funziona da raddrizzatore) quando si ha un eccesso di energia nel lato AC (per esempio nei momenti di basso carico è possibile assorbire più energia dalla rete rispetto ai consumi), oppure quando si ha un eccesso di energia prodotta dalle fonti di energia rinnovabile. Il sistema di batterie è utile anche per una funzione di “*peak shaving*”, cioè la riduzione dei picchi di potenza assorbiti dalla rete.

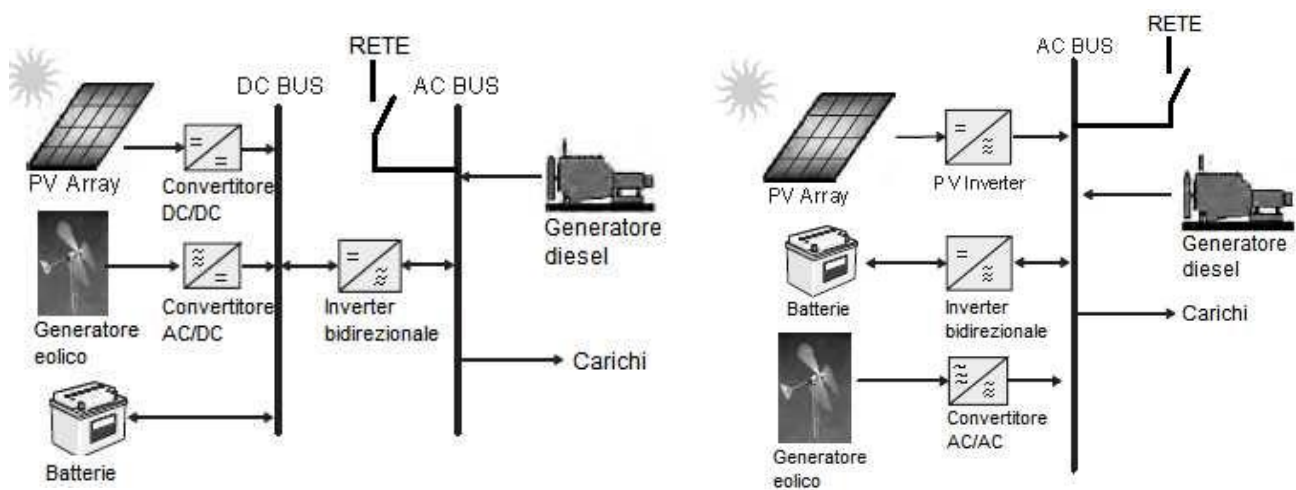


Figura 3.4: Esempi di configurazioni con accoppiamento DC e AC.

Qui possiamo vedere due esempi delle configurazioni citate sopra.

Con l'accoppiamento DC si ha il vantaggio di avere un unico inverter. Questo dovrà essere di potenza maggiore rispetto agli inverter usati con l'accoppiamento AC. L'accoppiamento AC richiede però l'uso di più inverter. Nel caso di accoppiamento DC l'inverter risulta inoltre meglio sfruttato, in quanto le singole fonti sono sorgenti di energia con un profilo di potenza generata molto irregolare e l'inverter deve essere dimensionato per la potenza di punta.

Una micro-rete ha diversi possibili modi di operare:

- Funzionamento con collegamento alla rete pubblica e generazione locale fissa: il nodo di connessione tra rete pubblica e microrete vede un flusso che varia al variare del carico e funziona come nodo di saldo.

- Funzionamento con collegamento alla rete pubblica e inseguimento del carico da parte del sistema di generazione locale: la rete pubblica vede un flusso di potenza costante il quale può essere di importo, esporto o zero, mentre la generazione locale deve soddisfare il compito di inseguire le variazioni di carico.
- Funzionamento in isola: la generazione locale deve inseguire il carico, usando anche sistemi di immagazzinamento e con la partecipazione anche del lato domanda. Sorgono anche maggiori problemi per quanto riguarda la stabilità della micro-rete in quanto non si ha più il riferimento della tensione e della frequenza della rete principale.[6][7]

3.4 INTERFACCIA TRA MICROGRID E RETE ELETTRICA CEI 016

La figura seguente mostra in generale lo schema tipico di connessione nel caso di unità con generatore con possibilità di funzionamento in isola sui propri carichi privilegiati. Nel caso di utenza attiva con generatori statici la disposizione delle utenze privilegiate deve essere riconsiderata caso per caso.

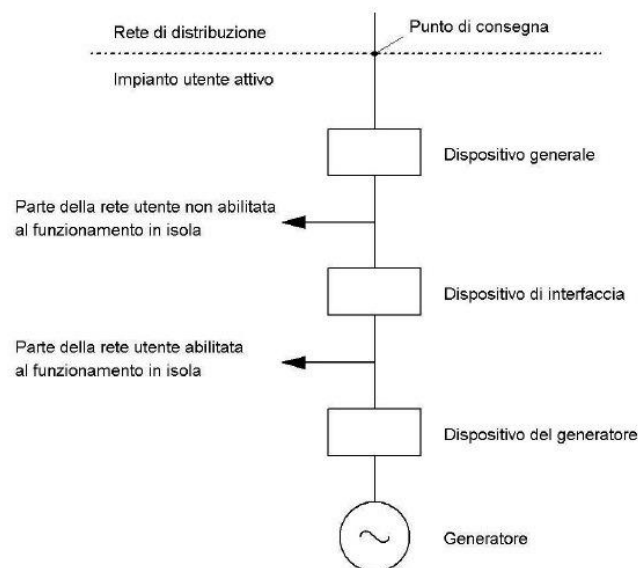


Figura 3.5: schema di Interfaccia secondo CEI 016.

Le utenze attive devono essere dotate di:

- dispositivo di interfaccia (DDI), in grado di assicurare sia la separazione di una porzione dell'impianto dell'utente permettendo il funzionamento in modo isolato, sia il funzionamento dell'impianto in parallelo alla rete

- dispositivo di generatore (DDG), in grado di escludere dalla rete i soli gruppi di generazione singolarmente.

Solitamente le micro-reti si interfacciano alla rete principale tramite un interruttore veloce a semiconduttori chiamato interruttore statico (*static switch*). L'interruttore statico ha la capacità di isolare la micro-rete da disturbi come guasti, eventi che abbassano la power quality o comunque eventi evidenziati nella IEEE 1547 (*Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*). Quando il disturbo si è estinto, la sincronizzazione è ottenuta utilizzando la differenza di frequenza tra la micro-rete isolata e la rete principale che assicura un transitorio libero, senza che gli angoli di fase e la frequenza coincidano necessariamente nel punto di collegamento.

Allo scopo di raggiungere un adeguato livello di sicurezza ed affidabilità del sistema elettrico è necessario provvedere delle protezioni che blocchino l'insorgere di un'isola indesiderata, scollegando la microrete connessa alla porzione di rete dell'ente fornitore in isola, nel più breve tempo possibile.

È possibile effettuare il parallelo con la rete solo in presenza di tensione di rete e con valori di tensione e frequenza come di seguito specificato:

- tensione di rete compresa tra il 90% ed il 110% della tensione nominale per almeno 30 s prima del parallelo
- frequenza di rete compresa tra 49.9 e 50.1 Hz per almeno 30 s prima del parallelo

Gli impianti di produzione devono mantenere in modo continuativo la potenza erogata costante in ogni condizione di carico nelle normali condizioni di funzionamento della rete stessa, ovvero quando nel punto di connessione:

- la tensione si mantiene tra il 90% ed il 110% di U_n
- la frequenza si mantiene tra 49.9 e 50.1 Hz

Inoltre, essi devono essere in grado di rimanere connessi alla rete variando la potenza erogata in condizioni eccezionali di funzionamento della rete ovvero quando nel punto di connessione:

- la tensione varia tra l'85% ed il 110% di U_n
- la frequenza varia tra 47.5 e 51.5 Hz

Le protezioni di interfaccia e le protezioni dei generatori, nonché i sistemi di regolazione degli stessi, dovranno dunque essere regolati in modo coerente con i limiti di tensione e frequenza indicati.

Per garantire la qualità del servizio la norma CEI 0-16 prescrive che gli utenti attivi connessi alle reti di distribuzione sono tenuti a fornire determinati servizi di rete, secondo quanto riportato dalla seguente tabella.

Figura 3.6: servizi forniti dagli utenti attivi secondo CEI 016.

		Generatori rotanti				Generatori statici
		Sincroni Convenzionali	Asincroni Convenzionali	Eolici Full Converter	Eolici Doubly Fed Induction Generator (DFIG)	
1	Insensibilità alle variazioni di tensione (paragrafo 8.8.6.1)	NO	NO	SI	SI	SI
2	Partecipazione al controllo della tensione (paragrafo 8.8.6.2)	SI	NO	SI	SI	SI
3	Regolazione della potenza attiva in condizioni di variazione della frequenza (paragrafo 8.8.6.3*)	SI (per $P \geq 1MW$)	SI (per $P \geq 1MW$)	SI	SI	SI
4	Sostegno alla tensione durante un cortocircuito (paragrafo 8.8.6.4)**	NO	NO	SI	SI	SI
5	Partecipazione ai piani di difesa (paragrafo 8.8.6.5)	NO	NO	SI	SI	SI
<p>* Con riferimento alle sole prescrizioni ad oggi obbligatorie (limitazione della potenza attiva per valori di tensione prossimi al 110% di U_n e limitazione della potenza attiva per transitori di sovralfrequenza originatisi sulla rete).</p> <p>** Prescrizione allo studio.</p>						

Per quanto riguarda la partecipazione al controllo della tensione il comportamento è:

- per valori di tensione maggiori del 120% di U_n per più di 0.2 s le unità di GD devono distaccarsi dalla rete

- quando il valore medio della tensione misurato su una finestra temporale di 10 min in modalità a media mobile supera il 110% di U_n , le unità di GD devono distaccarsi dalla rete entro 3 s

Il distributore dovrà concordare con gli utenti attivi le modalità di assorbimento ed erogazione di potenza reattiva per limitare le variazioni della tensione: come si può notare dalla figura 11 tutti i generatori statici dovranno partecipare al controllo della tensione.

L'assorbimento e l'erogazione della potenza reattiva è dunque finalizzata alla limitazione delle sovratensioni/sottotensioni causate dal generatore stesso a seguito della immissione di potenza attiva.

Il tipo di regolazione della potenza reattiva può essere prescritta individualmente dal Distributore, purché all'interno dei limiti della capability del generatore statico.

[10][15][16]

Capitolo 4

Strategie di controllo

4.1 INTRODUZIONE

Possiamo individuare alcune caratteristiche tipiche degli inverter delle DER:

- Operano solitamente come sorgenti di tensioni con controllo dell'ampiezza quasi istantaneo e indipendente per ogni fase.
- La tensione sinusoidale si ottiene attraverso l'uso di un idonea forma d'onda sinusoidale di riferimento, ma si possono anche usare altre forme d'onda. Lo spettro a bassa frequenza è ben controllato, ma l'azione di commutazione dell'inverter produce distorsione ad alta frequenza che può essere ridotta solo mediante dei filtri.
- La corrente di cortocircuito è limitata solo dall'impedenza della rete a monte ed è quindi potenzialmente elevata. Sono necessarie delle protezioni per limitarla.
- Lo scambio di potenza è stabilito dai riferimenti applicati al sistema di controllo.

Come abbiamo detto in precedenza le sorgenti di energia distribuite dal punto di vista del controllo di potenza possono essere divise in due categorie principali:

- Sorgenti dispacciabili
- Sorgenti non dispacciabili.

Le sorgenti dispacciabili possono essere controllate in base ad opportuni set-point in base alle esigenze della micro-rete. Rientrano in queste categoria i sistemi di accumulo come le batterie. Le sorgenti non dispacciabili invece sono solitamente controllate in modo da ottenere il funzionamento ottimale della sorgente. Per esempio le sorgenti di energia eolica di energia fotovoltaica non sono dispacciabili, ed infatti sono solitamente controllate con

una strategia atta ad inseguire il punto di massima potenza (maximum power point tracking, MPPT), in modo da avere la massima produzione.

Le principali funzioni di controllo dei convertitori per l'interfaccia delle sorgenti distribuite sono il controllo della tensione e della frequenza e/o il controllo della potenza attiva e della potenza reattiva.

In generale le strategie di controllo si dividono in:

- *grid-following* (che insegue la rete)
- *grid-forming* (che forma la rete)

L'approccio ad "inseguire" la rete è usato quando non è necessario il controllo diretto della tensione e/o della frequenza nel nodo di interfaccia. In questi casi si può non avere nessuna interazione di controllo con la micro-rete come per esempio per il controllo MPPT di un sistema fotovoltaico, dove l'unico obiettivo è massimizzare la potenza prodotta dalla sorgente.

Si attua quindi un controllo della tensione continua in ingresso all'inverter di interfaccia in modo da immettere in rete tutta la potenza generata dalla sorgente.

Nel caso invece si tratti di una sorgente dispacciabile, restando sempre nel concetto di inseguire la rete, si può avere interazione di controllo con la micro-rete. La strategia di controllo si basa su specifici set-points per la potenza attiva e reattiva generate forniti dal sistema di controllo centrale della micro-rete. I valori di riferimento per la potenza attiva e per la potenza reattiva possono essere imposti dal sistema centrale di controllo della micro-rete o calcolati localmente in base ad un specifico profilo di potenza per ottimizzare la potenza attiva e reattiva erogata dall'unità.

Nel caso la micro-rete funzioni in isola non si ha nessun riferimento di tensione e frequenza esterno alla micro-rete. Si ha quindi un approccio a "costituire" la rete. Si può pensare ad un controllo che prescindere dai sistemi di telecomunicazione. Un comune approccio per distribuire la potenza attiva e reattiva tra le varie sorgenti di energia è quello di controllare l'inverter d'interfaccia della sorgente in modo da emulare il comportamento di una macchina rotante. All'interno di una micro-rete isolata si può avere una sola sorgente con il compito di regolare la tensione e imporre la frequenza del sistema. L'unità deve avere una adeguata capacità di riserva per garantire il bilancio di potenza. Se due o più sorgenti partecipano attivamente a stabilizzare la rete e a regolare la tensione si possono usare delle strategie di controllo basate sull'abbassamento di frequenza e sull'abbassamento di tensione per distribuire la potenza attiva e reattiva tra le varie sorgenti. In questo caso, la tensione e la frequenza della micro-rete possono discostarsi dai

valori nominali, entro limiti accettabili, a seconda del livello di carico e delle caratteristiche del sistema di controllo.

Le strategie possono essere quindi riassunte nel seguente modo. [11][12]

	Controlli grid-following	Controlli grid-forming
Metodi di controllo non interattivo	Esportazione di potenza (con/senza MPPT)	Controllo di tensione e frequenza
Metodi di controllo interattivo	Dispacciamento di potenza Mantenimento di P e Q	Condivisione del carico (controllo della caduta)

Figura 4.1: strategie di controllo di una microrete.

4.2 CONTROLLO DELLA POTENZA ATTIVA E REATTIVA

L'integrazione di un gran numero di micro-sorgenti in una micro-rete non è possibile con un semplice controllo P-Q. Per garantire la stabilità della rete è necessaria una regolazione della tensione.

Nelle grandi reti l'impedenza tra i generatori riduce la possibilità di circolazione di corrente, ma in una micro-rete c'è un grosso problema dovuto ad una elevata circolazione di corrente reattiva.

Per questo è necessario un controllo della caduta della tensione (voltage droop control) ovvero un controllo tensione in funzione della corrente reattiva.

Se la corrente reattiva generata dalla sorgente diventa più capacitiva il riferimento di tensione viene ridotto, viceversa se la corrente reattiva diventa più induttiva il riferimento di tensione viene aumentato come si vede in figura 3.2. La Q limite è una funzione dei voltampere (VA) nominali dell'inverter e della potenza che viene erogata in quell'istante dalla sorgente:

$$Q_{max}^2 = VA^2 - P^2 \quad (4.1)$$

Questo sistema di controllo può essere usato anche per il controllo della tensione della micro-rete nel caso di funzionamento in isola, controllando così la potenza reattiva prodotta dalla varie sorgenti e garantendo la stabilità della micro-rete.

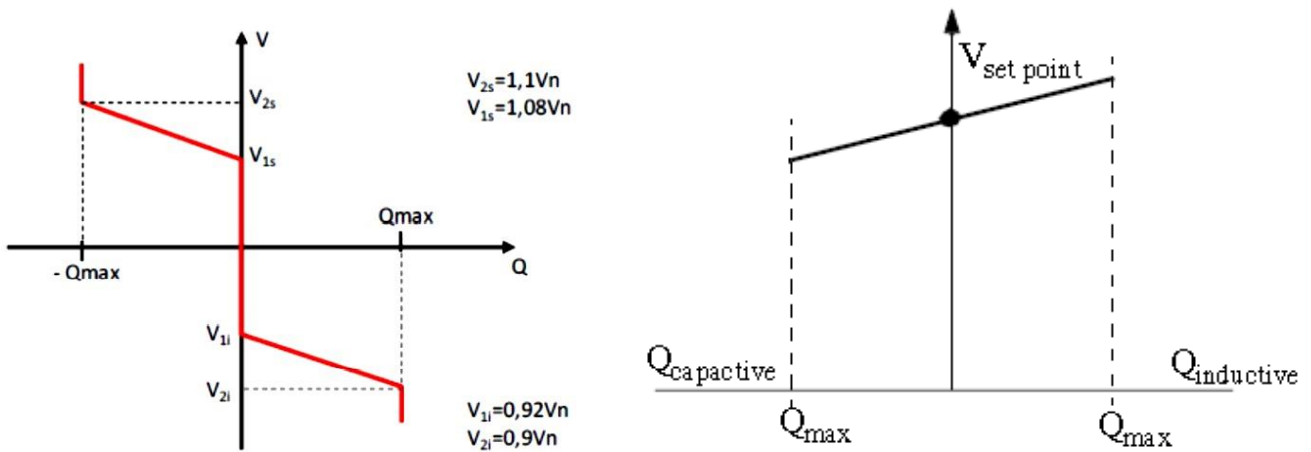


Figura 4.2: Caratteristiche tipiche del Voltage Droop Control.

La modalità di funzionamento secondo la curva $Q = f(V)$, viene abilitata al superamento di un livello di potenza attiva minima, cosiddetto di lock-in (per esempio pari a $0,20 P_n$), il cui valore è comunicato dal Distributore nel Regolamento di Esercizio.

La funzione di erogazione cessa quando la potenza attiva scende stabilmente al di sotto del valore di lock-out di potenza, pari a $0,05 P_n$ o al valore minimo a cui il convertitore può garantire il controllo della funzione di erogazione automatica (purché non superiore a $0,05 P_n$).

Le funzioni di erogazione o assorbimento di potenza reattiva devono essere espletate nei limiti delle capability degli inverter; la normativa impone due diverse curve di capability in funzione della taglia del generatore statico.

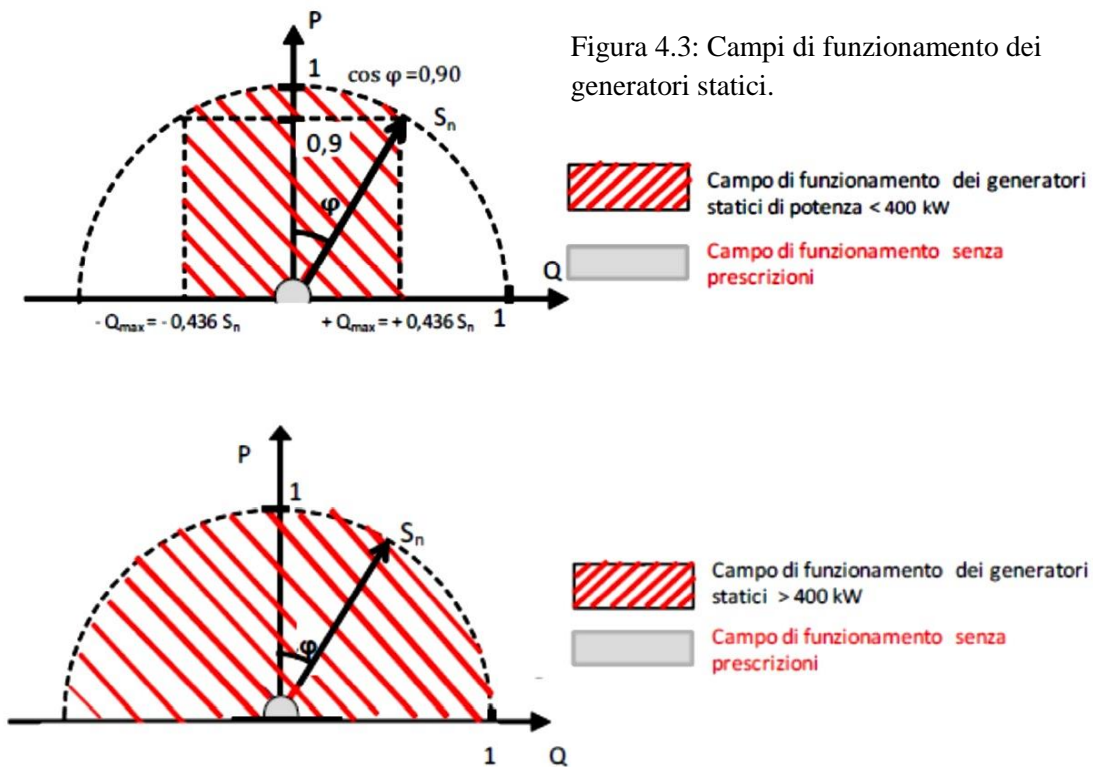


Figura 4.3: Campi di funzionamento dei generatori statici.

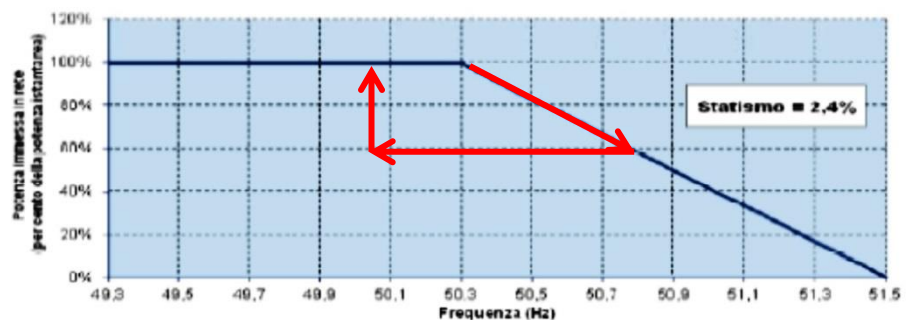
La micro-rete deve avere la capacità di passare facilmente dal funzionamento con controllo del dispacciamento della potenza (funzionamento della micro-rete collegata alla rete principale) al funzionamento con controllo “ad inseguire” il carico (funzionamento della micro-rete in isola). Problemi, come piccoli errori della frequenza imposta dal controllo nelle varie sorgenti, e la necessità di cambiare il set-point della potenza per rispondere alle variazioni di carico, implicano un sistema di comunicazione complesso. Il problema può essere risolto con un sistema di controllo della caduta di frequenza della micro-rete (frequency droop control) ovvero un controllo frequenza versus potenza attiva.

In presenza di transitori di sovra frequenza nella rete, al fine di salvaguardare il sistema elettrico è richiesto che i gruppi di generazione con convertitori statici attuino una opportuna regolazione locale in diminuzione della potenza attiva in modo da contribuire al ristabilimento della frequenza nominale (regolazione primaria).

Nel range di frequenza compreso tra 47.5 Hz e 50.3 Hz, gli impianti di produzione regolabili dotati di convertitori statici erogano di norma il massimo della potenza attiva da questi producibile. La diminuzione di potenza attiva generata deve avvenire per superamento del valore di frequenza pari a 50.3 Hz (regolabile, di default pari a 50.3 Hz) con uno statismo regolabile compreso tra il 2 ed il 5% e con un valore di default pari al 2.4% ¹. Tale funzione deve poter essere escludibile.

Al raggiungimento della soglia quindi si inizia a calare la potenza attiva fino al punto in cui si noti un abbassamento della frequenza. A questo punto è possibile mantenere la potenza attiva costante finché la frequenza non rientra nel range stabilito, poi riportare aumentare nuovamente la potenza attiva in modo da non avere uno sconfinamento della frequenza al di sotto del limite consentito. Nel caso invece la frequenza continui ad aumentare senza fermarsi la P andrà calata fino ad arrivare a zero, cioè a disconnettere quel generatore.

Figura 4.4: controllo della frequenza tramite potenza attiva.



¹ Per statismo si intende il rapporto: $\sigma = \frac{P_N}{K_R \cdot f_N}$ dove K_R è l'energia regolante, ossia il rapporto tra la variazione di potenza attiva e la variazione di frequenza: $K_R = \frac{\Delta P}{\Delta f}$. L'energia regolante di una rete è la somma delle energie regolanti di vari gruppi. Per contenere la variazione di frequenza entro certi limiti, occorre disporre di K_R superiore a un certo minimo. Il grado di statismo di un gruppo stabilisce l'entità della sua K_R .

La figura seguente riassume le caratteristiche della caduta di frequenza (f - P) e della caduta di tensione (V - Q), dove i punti indicati rappresentano rispettivamente la tensione nominale (V_0 , Q_0) e frequenza nominale (f_0 , P_0).

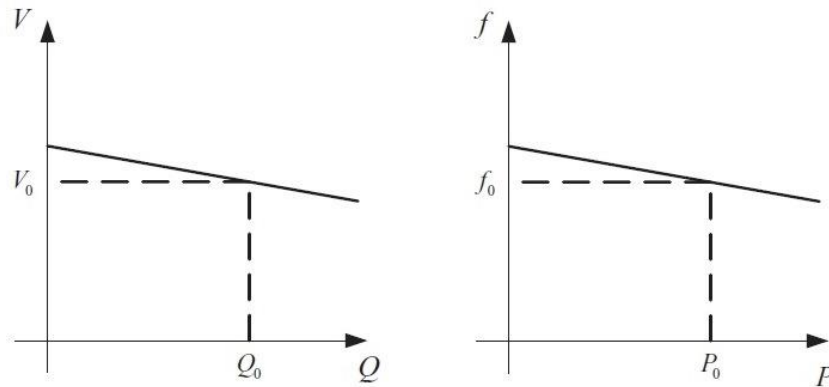


Figura 4.5: Curve tipiche di f - P e V - Q Droop Control

Di seguito è rappresentato un diagramma a blocchi della strategia di controllo descritta. Gli input del controllore sono le deviazioni locali misurate della frequenza e dei terminali della tensione dell'unità.

Il sistema di controllo effettua le misure delle grandezze elettriche e, mediante l'utilizzo dei droop genera i riferimenti; l'errore ottenuto come differenza tra la grandezza misurata ed il riferimento generato dal droop costituisce l'ingresso dei regolatori PI i quali generano un segnale di controllo capace di annullare l'errore in ingresso attraverso la retroazione costituita dal sistema elettrico inverter-rete.[11][12]

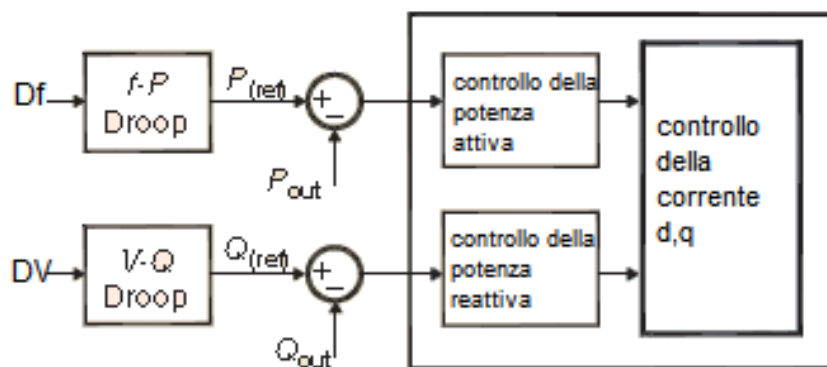


Figura 4.6: esempio di implementazione di Droop Control.

4.3 CONTROLLO DELL'INVERTER: *DROOP CONTROL*

Nel caso la micro-rete funzioni connessa alla rete, come precedentemente detto, può essere necessario un controllo della potenza attiva e reattiva, mentre l'ampiezza della tensione e la frequenza sono stabiliti dalla rete.

La suddivisione della potenza tra diverse sorgenti può essere meglio gestita attraverso il metodo del *Droop Control*.

L'idea di base è riprodurre le caratteristiche di un generatore sincrono connesso a un sistema idrico regolato attraverso un controllo di velocità, che comporta una correlazione tra frequenza e potenza attiva da un lato e tra tensione e potenza reattiva dall'altro.

La maggior parte delle fonti di energia rinnovabile hanno bisogno di un convertitore di elettronica di potenza per interfacciarsi con la rete. Una struttura tipica di una fonte di alimentazione con un convertitore di interfaccia è mostrata in figura 2.38. La fonte di energia può essere direttamente di tipo DC, ma può essere anche una sorgente AC, che viene rettificata in DC (per esempio una turbina eolica). In ogni caso la sorgente può includere altri convertitori di elettronica di potenza (AC/DC e DC/DC), al fine di creare e/o regolare la tensione o corrente continua.

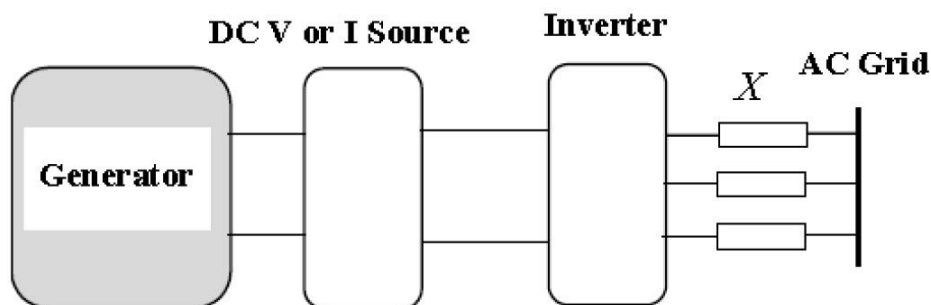


Figura 4.7: esempio con connessione generatore/rete.

X rappresenta l'impedenza di accoppiamento tra inverter e rete, necessaria per operare il parallelo dal momento che l'inverter fornisce una funzione a gradini mentre la tensione di rete è grossomodo sinusoidale.

La potenza in ingresso estratta dalla risorsa di energia viene inviata al collegamento in corrente diretta, il quale fa accrescere il valore della tensione.

Il controllore della tensione ne contrasta la crescita specificando un valore adeguato della componente diretta della corrente i_d dell'inverter per bilanciare il flusso in ingresso e in uscita della corrente al collegamento in corrente continua.

Il controllore di potenza reattiva specifica il valore di riferimento della componente in quadratura della corrente I_q del convertitore.

L'inverter è collegato alla rete elettrica mediante una impedenza costituita dai cavi di collegamento, dal filtro per le armoniche superiori e dal trasformatore. I flussi di potenza tra il sistema considerato e la rete elettrica possono essere determinati basandosi sulla teoria della trasmissione dell'energia elettrica.

Di seguito possiamo vedere il diagramma fasoriale che descrive il parallelo inverter/rete riferito al caso trifase.

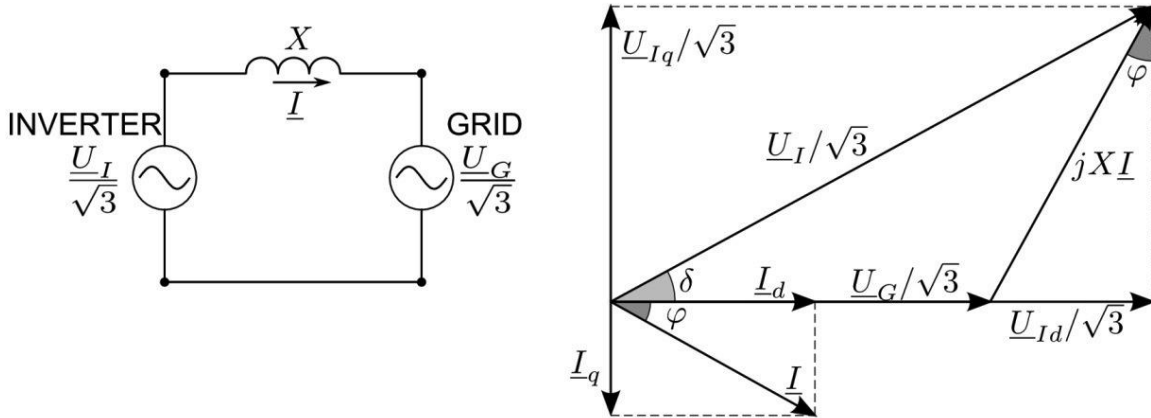


Figura 4.8: diagramma vettoriale di interfaccia inverter/rete.

La situazione è la stessa riferendosi al monofase equivalente.

Il vettore U_i rappresenta la tensione d'uscita dell'inverter mentre il vettore U_g rappresenta la tensione imposta dalla rete elettrica. La potenza attiva P e la potenza reattiva Q che vengono immesse in rete dall'inverter nel punto A sono definite dalle seguenti relazioni.

Dato che l'impedenza di collegamento è di natura prevalentemente induttiva ($X \gg R$), la resistenza può essere in prima approssimazione trascurata.

$$\begin{aligned}
 I_d &= I * \cos(\varphi) = \frac{U_{iq}}{\sqrt{3}X} = \frac{U_i * \sin(\delta)}{\sqrt{3}X} & I_q &= I * \sin(\varphi) = \frac{U_{id} - U_g}{\sqrt{3}X} = \frac{U_i * \cos(\delta) - U_g}{\sqrt{3}X} \\
 P &= \sqrt{3}U_g * I_d = \frac{U_g * U_i * \sin(\delta)}{X} & Q &= \sqrt{3}U_g * I_q = \frac{U_g(U_i * \cos(\delta) - U_g)}{X}
 \end{aligned} \tag{4.2}$$

Inoltre considerando che tipicamente l'angolo δ assume valori bassi, è possibile approssimare $\sin \delta \approx \delta$ e $\cos \delta \approx 1$. Si ottengono in questo modo le seguenti relazioni.

$$\begin{aligned}
 P &= \frac{U_g * U_i * \sin(\delta)}{X} \cong \frac{U_g * U_i * \delta}{X} & Q &= \frac{U_g(U_i * \cos(\delta) - U_g)}{X} \cong \frac{U_g(U_i - U_g)}{X}
 \end{aligned} \tag{4.3}$$

$$P = \frac{U_g^* U_{iq}}{X} \quad Q = \frac{U_g(U_{id} - U_g)}{X} \quad (4.4)$$

Possiamo quindi dedurre che, sotto le ipotesi semplificative su esposte, il controllo della potenza attiva P generata permette il controllo diretto dell'angolo δ e quindi la frequenza f o viceversa il controllo dell'angolo δ permette il controllo diretto della potenza attiva trasmessa. Analogamente il controllo della tensione U_i d'uscita dell'unità DG permette il controllo diretto del flusso di potenza reattiva scambiata con il resto della rete.

In conclusione P dipende principalmente dall'angolo di fase della tensione dell'inverter mentre Q dipende dall'ampiezza di tale tensione.

E' quindi importante disporre di un buon controllo di questi due parametri.

In particolare se $U_i \cdot \cos\delta > U_g$ la potenza reattiva erogata è positiva (erogazione potenza induttiva ovvero assorbimento potenza capacitiva), mentre se $U_i \cdot \cos\delta < U_g$ la potenza reattiva erogata è negativa (erogazione potenza capacitiva ovvero assorbimento potenza induttiva).

Supponendo di avere un carico o un micro-grid alimentato da diverse fonti DG, poiché non è possibile avere fonti DG esattamente con la stessa frequenza e ampiezza, il parallelo tra le sorgenti porterà ad un flusso incontrollato di potenza attiva e reattiva in base alle piccole differenze di frequenza e tensione tra le sorgenti.

Al contrario, se viene un controllo di potenza attiva e reattiva delle sorgenti il sistema complessivo troverà un equilibrio.

Infatti, assumendo un controllo che segua una legge del tipo:

$$f - f_o = -k_P(P - P_o) \quad (4.5)$$

$$V - V_o = -k_Q(Q - Q_o) \quad (4.6)$$

Dove f_o e V_o sono rispettivamente la frequenza e la tensione nominali, mentre P_o e Q_o sono i *set-point* per le potenze attive e reattive delle sorgenti DG (in riferimento alla figura 4.5).

La microgrid troverà un punto di lavoro caratterizzato da una tensione V e una frequenza f di lavoro che forzerà tutte le unità DG ad una certa P e Q in base ai coefficienti k .

Tuttavia le linee in bassa tensione hanno una natura maggiormente resistiva .

Quindi quando i convertitori delle DG, come un inverter fotovoltaico, sono connessi alla rete di bassa tensione la resistenza R non può più essere trascurata.

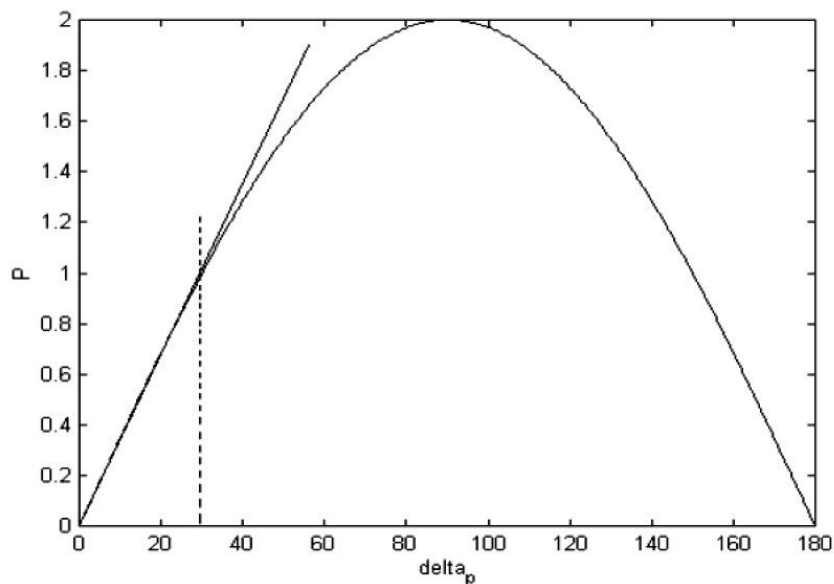
Al contrario spesso X può essere trascurata al posto di R e la dipendenza tra potenze, frequenza e tensione si inverte, ossia P influenza la tensione e Q influenza la frequenza.

Nel caso generico vanno considerate entrambe X e R per regolare ottimamente tensione e frequenza.

Il valore dell'induttanza d'uscita dell'inverter ha influenza sul controllo. Nella scelta del valore dell'induttanza bisogna tener conto di:

- Limiti della tensione d'uscita dell'inverter a causa del valore della tensione continua in ingresso e alla tensione massima limite dei componenti;
- Limiti nell'angolo δ . In particolare la potenza attiva P varia quasi linearmente con δ per angoli $\delta < 30^\circ$.

Figura 4.9: Relazione tra potenza attiva e induttanza in uscita dall'inverter.



Per controllare le potenze erogate dall'inverter è necessario effettuare il calcolo dell'angolo di fase del vettore della tensione di rete per permetterne la sincronizzazione da parte del vettore della tensione d'uscita dell'inverter inseguendo la forma d'onda della tensione di rete tramite un PLL (*Phase-Locked Loop*).

Un PLL è un sistema ad anello chiuso nel quale un oscillatore interno è controllato per mantenere il tempo di un segnale esterno periodico usando un anello di retroazione.

Esso può generare una frequenza stabile sincronizzata con un segnale esterno.

Un convertitore grid-connected sposa perfettamente la filosofia di un PLL dal momento che deve lavorare in armonia con la rete.

Esso aggancerà il suo oscillatore interno alla tensione di rete per generare una segnale in ampiezza e fase coerente.

I convertitori di potenza grid-connected erano basati su convertitori a ponte di tiristori.

Essi offrivano pochi gradi di libertà per il controllo e si basavano sul passaggio per lo zero della corrente per lo spegnimento dei componenti allo stato solido. I principali problemi consistono nell'elevato contenuto armonico della corrente lato AC (armoniche di ordine $6k\pm 1$), e nell'assorbimento di potenza reattiva di tipo induttivo in qualunque regime di funzionamento in relazione alla corrente erogata ed al ritardo all'innesco dei tiristori.

Oggi i convertitori si basano su convertitori a ponte a commutazione forzata, generalmente gestita mediante la tecnica della modulazione dell'ampiezza degli impulsi di tensione (PWM: *pulse width modulation*). Tramite tale tecnica è possibile sintetizzare una forma d'onda di tensione che contiene una fondamentale di ampiezza, fase e frequenza desiderate. Il riferimento per generare tale sinusoida viene creato "agganciandolo" alla sinusoida corrispondente alla tensione di rete, la cui fase viene individuata mediante una tecnica PLL.

Tali PLL forniscono informazioni continue riguardo la fase e l'ampiezza del segnale di interesse, generalmente la componente fondamentale della tensione di rete, permettendo di implementare controllori basati sull'analisi vettoriale.

La figura seguente mostra lo schema a blocchi che implementa le equazioni viste.

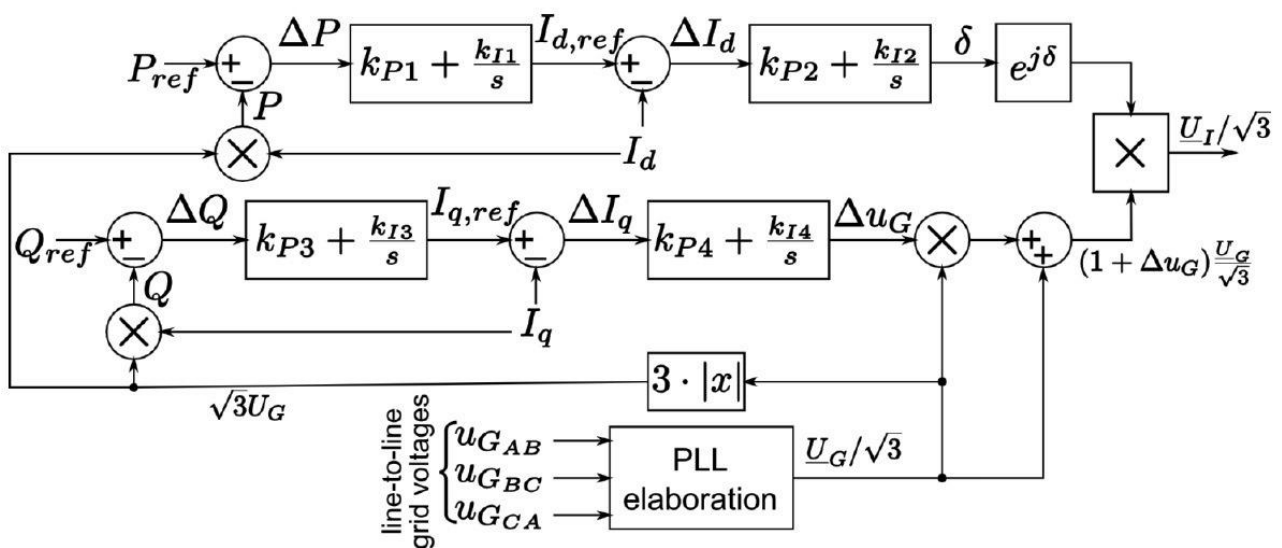


Figura 4.10: Schema di controllo delle componenti diretta e in quadratura dell'inverter.

Lo schema mostra un diagramma basato su set-point prefissati, adibiti al controllo di potenza attiva e reattiva di una unità DER. P_{ref} e Q_{ref} sono i set-point di riferimento, mentre P e Q sono le potenze attiva e reattiva in uscita calcolate tramite le tensioni e le correnti misurate all'uscita dell'unità.

I valori di P_{ref} e Q_{ref} possono essere fissati da una unità di gestione di potenza che li supervisiona oppure possono essere calcolati localmente in accordo con uno specifico profilo di potenza per ottimizzare l'esportazione di potenza attiva e reattiva dall'unità.

Il valore di potenza reattiva di riferimento Q_{ref} è fissato a zero nel caso in cui sia richiesto il fattore di potenza unitario, ovvero se si dispone di sola potenza attiva.

I valori I_d e I_q provengono da misure sulla microrete. [11][20][21][25]

Capitolo 5

Esempio di Microgrid

5.1 INTRODUZIONE

Come punto di partenza per la tesi è stata considerato il prototipo di microrete di ASI-Nidec di Montebello Vicentino.

Tale azienda sta partecipando ad un progetto europeo che riguarda lo sviluppo di nuove tecnologie a servizio delle microgrid. Nell'ambito di questo progetto, ASI-Nidec sfruttando la proprie esperienza riguardo i convertitori statici di potenza e le loro strategie di controllo ha realizzato presso lo stabilimento di Montebello Vicentino un prototipo di microgrid per sviluppare un adeguata infrastruttura di gestione ed accrescere le competenze aziendali riguardo il settore delle microreti.

Una volta terminata la fase di realizzazione e test, il prototipo sarà utilizzato come punto di partenza per la progettazione ed il corretto dimensionamento di sistemi reali di microreti che potranno servire sia all'alimentazione di reti elettriche isolate che come supporto per il sistema elettrico.

La microrete si compone dei seguenti elementi principali:

- Impianto fotovoltaico da 22,80 kW
- Impianto fotovoltaico da 29,95 kW
- Generatore Diesel da 24 kW .
- Sistema di accumulo con capacità di 3 x 23 kWh.
- Simulatore di impianto eolico da 24,7 kW.
- Carichi fissi da 2x15 kW trifasi , 8kW bifase.
- Carichi variabili da 24kW trifase.
- Sistema di Power Management (PMS)

La microrete può funzionare in assetto “isola” ossia disconnessa dalla rete aziendale, oppure collegata attraverso la rete aziendale ad Enel.

5.2 IMPIANTO FOTOVOLTAICO

I due impianti fotovoltaici la cui potenza totale è pari a 52,75kW di picco impiegano due tipologie diverse di moduli fotovoltaici ogni una con il proprio quadro inverter, la cui produzione di energia elettrica dipende dalla quantità e dall'intensità dell'energia ricevuta dal sole, quindi non può essere presente nelle ore di scarsa o nulla radiazione solare.

Eventuali condizioni meteo avverse o ombreggiamenti, interrompono la produzione di energia determinando un funzionamento instabile o intermittente.

Gli impianti fotovoltaici vengono impiegati per alimentare i carichi della micro rete e per ricaricare le batterie del sistema di accumulo.

I due impianti PV sono così suddivisi:

- 95 moduli fotovoltaici in silicio policristallino da 240W, suddivisi in 5 stringhe da 19 moduli.
- 208 moduli fotovoltaici a film sottile in silicio amorfo da 144W, suddivisi in 13 stringhe da 16 moduli FV.



Figura 5.1:
Veduta dell'impianto
fotovoltaico
di NIDEC ASI.

La conversione da corrente continua in corrente alternata a 50 Hz è ottenuta mediante due convertitori statici o inverter.

5.3 GENERATORE DIESEL

Il generatore diesel è un gruppo elettrogeno da 30 kVA $\cos\phi=0,8$ costituito da un motore diesel a combustione interna in asse meccanico con un generatore elettrico sincrono e viene impiegato come generatore primario per compensare le variazioni dei carichi della micro rete.

Il generatore diesel è composto da 3 parti fondamentali:

- Motore: in grado di erogare una potenza standby 31,5kWm e una potenza continua di 22,7 kWm.
- generatore elettrico: alternatore trifase da 4 poli con potenza apparente a $\cos\phi=0,8$ pari a 42,5 kVA , rendimento pari al 88,6%. La potenza attiva risulta essere pari a 34kW.
- dispositivo di comando e controllo: Il dispositivo di controllo consiste in una serie di apparati destinati al comando, alla misura, alla segnalazione, alla protezione del generatore elettrico, attraverso i quali si rende possibile l'avviamento del motore e l'erogazione dell'energia elettrica.

5.4 SISTEMA DI ACCUMULO

Il sistema di accumulo è costituito da 3 batterie al sodio-nickel che possono immagazzinare 23kWh / batteria ad una tensione 620V. In totale i tre moduli permettono di accumulare un'energia pari a 69 kWh che viene impiegata per soddisfare i picchi di assorbimento (*peak shaving*) dei carichi della micro rete.

Le batterie sono collegate a convertitore DC/DC che è utilizzato per regolare la corrente di scarica/carica, ed a sua volta è collegato ad un inverter a 4 quadranti utilizzato per trasformare l'energia elettrica dc in corrente alternata trifase o viceversa.

5.5 SIMULATORE IMPIANTO EOLICO

Il simulatore di impianto eolico è utilizzato per riprodurre le molteplici curve di funzionamento di un generatore eolico o aereogeneratore , dove la produzione di energia

elettrica dipende dall'intensità del vento ed è quindi caratterizzata da una evidente aleatorietà ed intermittenza.

Infatti la potenza elettrica prodotta dagli impianti eolici, oltre a dipendere dalla presenza/assenza del vento, richiede che il vento abbia una velocità "minima" o "velocità di *cut in*" di circa 4 m/sec e una velocità "massima" o "velocità di *cut out*" di 25 m/s.

Al di fuori di questo range di funzionamento un impianto eolico viene posto fuori servizio per preservarne l'integrità.

Le variazioni di funzionamento del generatore eolico, vengono compensate impiegando altri generatori in grado di dare una risposta dinamica rapida quali i sistemi di accumulo o il gruppo diesel.

Il simulatore di impianto eolico è costituito da un motore asincrono trifase da 25,5 kW 380V controllato da un inverter alimentato dalla rete elettrica aziendale, che è in asse meccanico con un motore sincro trifase a magneti permanenti da 24,7kW il quale è collegato ad un inverter che riversa l'energia prodotta nella micro rete.

Questo simulatore può essere utilizzato anche riprodurre diversi sistemi di produzione di energia come impianti di cogenerazione o di a biomasse, che hanno dinamiche di funzionamento diverse.

5.6 CARICHI FISSI E VARIABILI

I carichi fissi rappresentano i carichi permanenti presenti nella rete elettrica e sono di tipo trifase o di tipo monofase/bifase. Questa ultima tipologia di carico è impiegata per introdurre uno squilibrio delle correnti sulle diverse fasi determinando un sistema trifase dissimmetrico.

I carichi fissi vengono alimentati dalla micro rete e sono costituiti da:

- un carico trifase resistivo da 15kW, 400V
- un carico bifase resistivo da 8kW, 400V
- carico trifase ohmico-induttivo da 15kW, 400V.

I carichi variabili servono a simulare le molteplici curve di carico che si possono verificare in una rete elettrica. Queste variazioni di carico potranno essere compensate modificando i tempi di risposta dei sistemi di generazione elettrica presenti nella micro-rete o eventualmente, se si passa alla modalità grid connected, dalla rete elettrica nazionale.

Il carico variabile è costituito da un motore asincrono trifase da 24 kW 380V controllato da un inverter alimentato dalla micro-rete, che è in asse meccanico con un motore in

corrente continua da 22,9kW 400V DC il quale è collegato ad un inverter che riversa l'energia prodotta nella rete elettrica aziendale.

5.7 SISTEMA DI CONVERSIONE E CONTROLLO

Il sistema di conversione e controllo è interno a ciascun inverter, ed è costituito essenzialmente dalle seguenti parti:

- filtro EMC lato corrente continua;
- ponte a semiconduttori (IGBT);
- unità di controllo;
- filtro CLEAN POWER di uscita;
- filtro EMC/RFI di uscita;
- sistema di acquisizione dati.

Il convertitore statico DC/AC è un inverter PWM che eroga in BT alla frequenza di rete l'energia generata dal campo fotovoltaico inseguendo il punto di massima potenza.

Il filtro lato DC serve a ridurre il ripple di corrente lato corrente continua e garantire che la corrente fluisca continuamente (senza buchi) in tutte le condizioni operative mantenendo il ripple di corrente entro qualche per cento.

Il filtro lato AC E' composto da un reattore ed uno o più banchi di condensatori, esso elimina la distorsione armonica di tensione e corrente in un ampio campo di frequenze.

Il sistema di controllo dell'inverter dovrà assicurare il parallelo alla rete, il blocco dell'inverter per mancanza di tensione della rete e il suo reinserimento in rete a ripristino avvenuto.

Fa parte della mancanza rete anche l'apertura dell'interruttore lato linea.

L'inverter si attiverà automaticamente quando l'irraggiamento del sole supera una soglia predeterminata e si disattiverà quando la potenza scende al di sotto del 10 % del valore nominale.

Infatti data la caratteristica V-I di erogazione del campo fotovoltaico, allo scopo di sfruttare tutta l'energia producibile in funzione dell'insolazione e temperatura, è previsto un sistema di inseguimento del punto di massima potenza. Tale sistema utilizza una strategia che prevede il campionamento periodico della potenza e il confronto con il risultato precedentemente conseguito.

Di seguito è possibile vedere lo schema di impianto che descrive il sistema di conversione e interfaccia con la rete elettrica, che è stato preso come base per l'implementazione in simulink e l'analisi dello scambio di energia attiva e reattiva con la rete elettrica. [14]

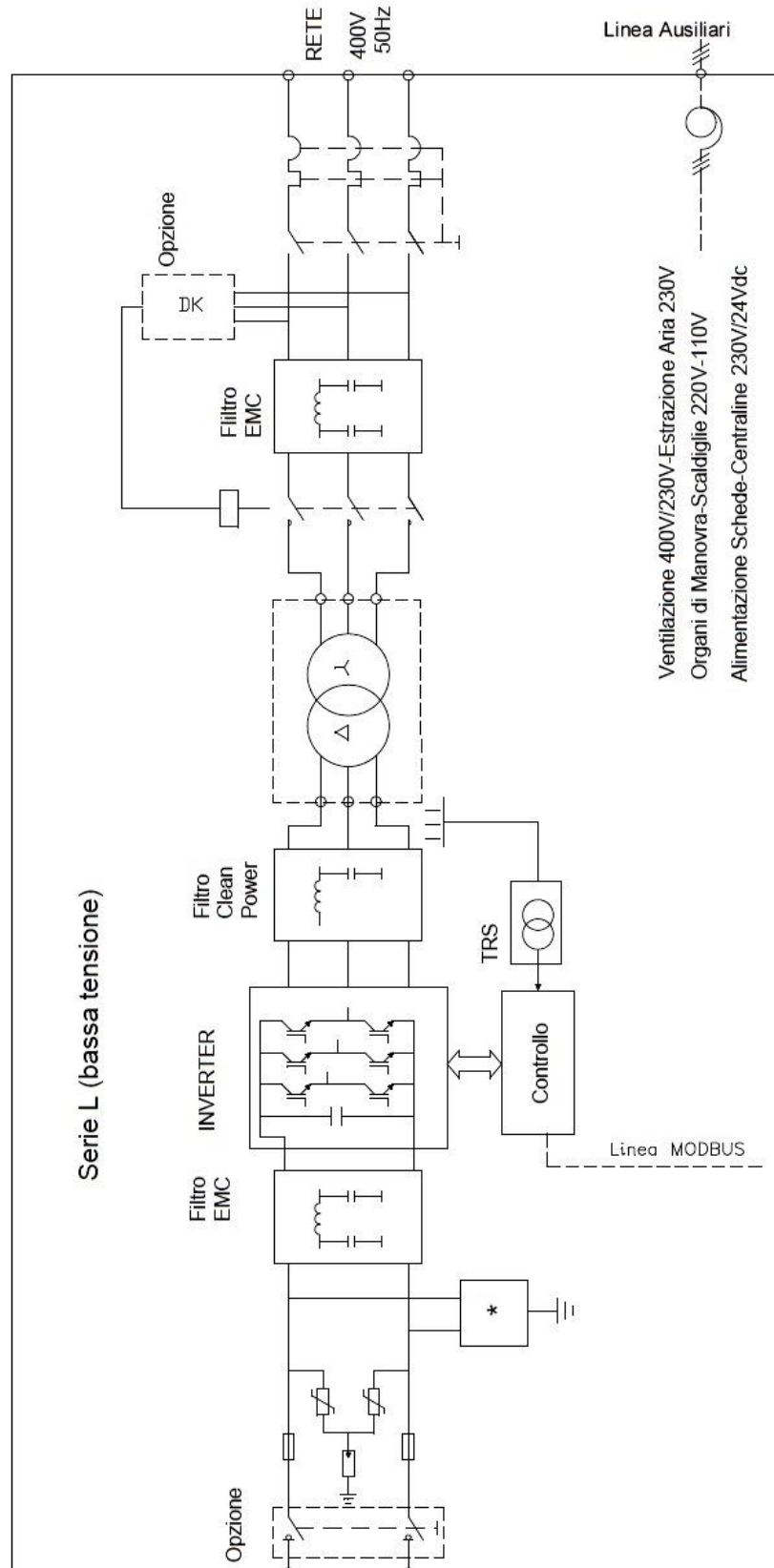
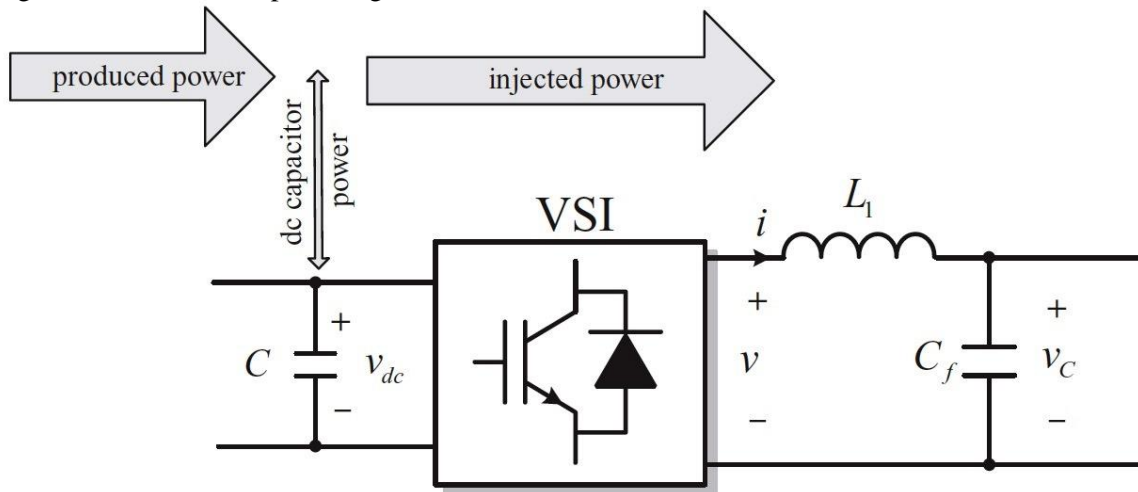


Figura 5.2: schema circuitale del prototipo di microrete di NIDEC ASI

5.8 CONTROLLO DEL DC BUS

La tensione lato continua può essere soggetta a variazioni dovute al cambiamento della potenza prodotta dal generatore.

Figura 5.3: flusso della potenza generata in DC.



L'aumento della potenza prodotta provoca un innalzamento mentre una riduzione provoca un abbassamento.

Dal punto di vista del controllo DC una variazione di potenza si traduce quindi in variazioni di tensione che vanno compensati con processi di carica e scarica del condensatore.

Il controllo della tensione DC viene ottenuto attraverso il controllo della potenza scambiata dal convertitore con la rete o attraverso il controllo di un convertitore DC/DC.

Nel primo caso la diminuzione o l'aumento del livello di tensione DC è ottenuto iniettando più o meno potenza in rete rispetto a quella prodotta, cambiando così il valore di riferimento per l'anello di controllo di corrente alternata o la variazione di fase della tensione AC del condensatore del filtro LC.

Consideriamo la variazione della tensione al DC BUS da un punto di vista energetico.

In un convertitore collegato alla rete ci sono due possibili variazioni di tensione del DC BUS:

- *DC type* : provocato da una variazione della potenza media scambiata dal DC BUS o da una variazione del suo *set point*;

- *AC type*: causata da una oscillazione della potenza istantanea dovuta a condizioni oscillatoria della rete.

Nel primo caso, il fatto che V_{dc} differisca dal valore di riferimento implica che l'energia che il condensatore deve ricevere per tornare alle condizioni di *set-point* sia:

$$\Delta E = \frac{v_{dc_{rif}}^2 - v_{dc}^2}{2} * C \cong v_{rif} * \Delta v_{dc} * C \quad (5.1)$$

La potenza corrispondente che il convertitore deve scambiare è:

$$\Delta P = \frac{2 * \Delta E}{(3 + n)T_s} \quad (5.2)$$

Il controllore agisce dopo un tempo $(3+n)T_s$, dove $3T_s$ è il ritardo del controllo di corrente e nT_s è il ritardo del filtro DC.

Sostituendo quindi si ottiene:

$$\Delta v_{dc} = \frac{\Delta P(3+n)T_s}{2 * C * v_{dc_{rif}}} \quad (5.3)$$

In conclusione il controllo della tensione DC passa attraverso il controllo della potenza che il convertitore scambia con la rete. [11][20]

5.9 CONTROLLO DELLA TENSIONE LATO DC ATTRAVERSO LA CORRENTE LATO AC

Il controllo della tensione DC attraverso la corrente AC può comportare l'individuazione di due anelli:

- un anello esterno di tensione continua;
- un anello interno di corrente.

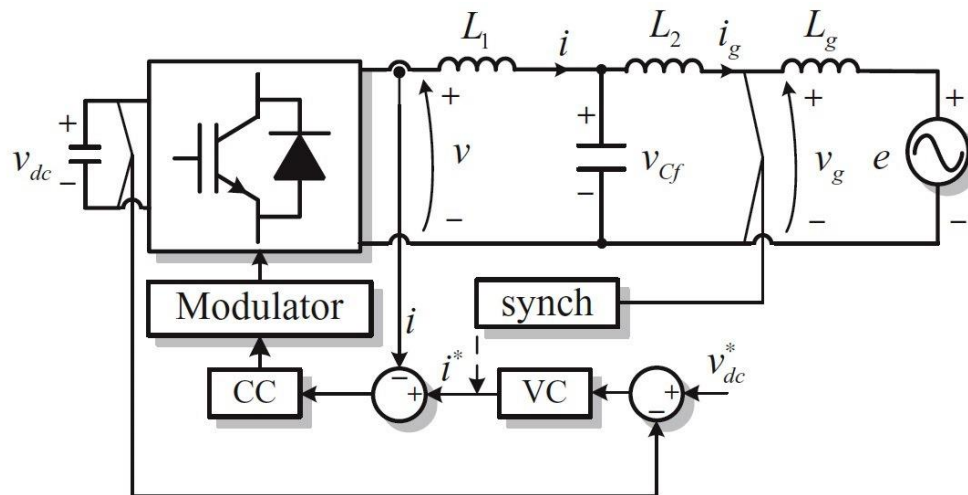


Figura 5.4: schema di controllo della tensione DC.

L'anello interno è progettato per avere tempi di assestamento brevi.

D'altra parte, gli obiettivi principali dell'anello esterno sono regolazione e stabilità; quindi l'anello di tensione può essere progettato per essere un po' più lento.

Pertanto, gli anelli esterno e interno, possono essere considerati disaccoppiati e quindi le componenti di corrente AC possono essere considerate pari ai loro riferimenti durante la progettazione dell'anello DC. Si dice cioè che il problema di controllo è linearizzato.

Comunque durante l'avvio del convertitore e durante condizioni oscillatorie, questo tipo di disaccoppiamento non è valido e quindi i due anelli interagiscono.

Di conseguenza le prestazioni del controllore progettato in condizioni di linearità non possono essere garantite in questo caso.

La tensione al DC BUS è rappresentata in definitiva dalla tensione sul condensatore in uscita dal convertitore DC/DC. Lo scopo di tale condensatore è di livellare il più possibile la tensione di ingresso all'inverter DC/AC fornendo una via di fuga per eventuali armoniche di corrente erogate dal generatore.[11]

Capitolo 6

Costruzione del modello simulink

6.1 INTRODUZIONE

Nel seguente modello si considera solo il solo funzionamento in parallelo alla rete di alimentazione principale.

Inoltre, come si vedrà si trascura l'effetto delle armoniche introdotte dalla PWM dell'inverter ed i transistori legati alla commutazione degli switch.

Scopo del modello è quello di implementare il sistema di controllo di cui abbiamo parlato nel capitolo 4 abbinandolo al controllo della tensione lato DC attraverso la corrente lato AC visto nel capitolo 5.

Si prende come partenza lo schema circuitale di NIDEC ASI ai soli fini della costruzione.

Le grandezze che andremo a controllare sono, come abbiamo visto, le due componenti della tensione dell'inverter: U_{id} e U_{iq} .

Variando tali grandezze è possibile infatti variare ampiezza della U_i ma anche lo sfasamento rispetto alla tensione U_g della rete industriale.

In questo modo varieranno anche la potenza attiva e reattiva secondo le equazioni viste nel capitolo 4 e che qui riporto.

$$P = \frac{U_g * U_{iq}}{X} \qquad Q = \frac{U_g(U_{id} - U_g)}{X} \qquad (6.1)$$

Qualora sia richiesta, per esempio, una riduzione della potenza attiva e di conseguenza un aumento della reattiva, il sistema di controllo agendo sull'inverter varierà le componenti della tensione. Considerando la rete industriale a potenza infinita considereremo sempre la U_g come una costante. Inoltre la considereremo unidimensionale ossia giacente sull'asse

diretto con fase 0. Questo per poter sfruttare la U_g come riferimento per la costruzione del vettore U_i .

Avremo quindi, come visto nel diagramma fasoriale, due vettori sfasati di un angolo fisso (a regime) e ruotanti con frequenza f .

Si capisce ancora una volta quindi l'importanza del PLL per estrarre la frequenza di U_g e poter creare il sincronismo tra inverter e rete.

Per questo motivo l'intero sistema di controllo implementato nel modello utilizza sempre valori efficaci e quindi costanti a regime. Solo alla fine si torna ad avere una sinusoide prima di entrare nell'inverter.

In questo modo viene garantito l'aggancio con la rete.

6.2 SCHEMA CIRCUITALE DELLA MICRORETE

Primo passo per la creazione del modello è creare il circuito che schematizza la microrete.

L'idea di base è stata quella di evitare i problemi di simulazioni dati dalla commutazione degli interruttori dell'inverter.

Per questo è stata separato il lato DC da quello AC schematizzando l'inverter con dei generatori pilotati rispettivamente in continua e in alternata.

Sarà quindi necessario creare una retroazione che crei un'interdipendenza tra i due lati.

Partiamo dal sistema di generazione e quindi dal lato DC dell'inverter.

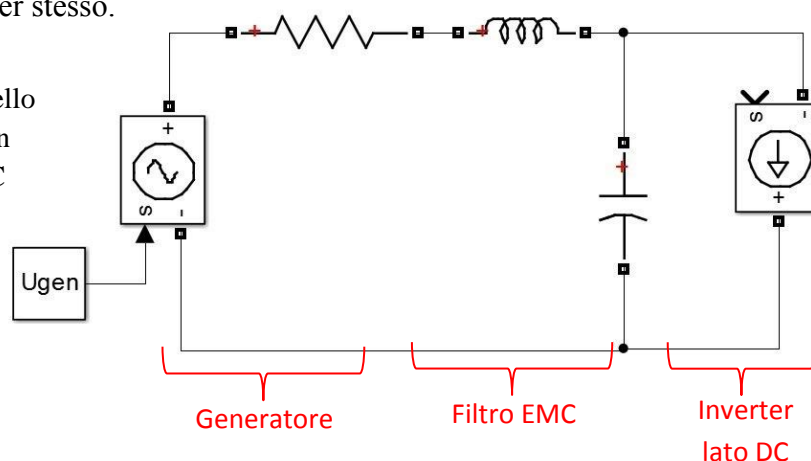
Essendo la generazione distribuita la base del concetto di microrete possiamo simulare un sistema di generazione per esempio fotovoltaica con un semplice generatore di tensione continua pilotato.

Per renderlo più realistico poniamo in serie una resistenza che può essere la resistenza interna del generatore o del sistema di conversione DC/DC.

Volendo basarci sullo schema della microrete di NIDEC-ASI sono state inserite inoltre un'induttanza e una capacità per simulare la presenza del filtro EMC.

A concludere il lato DC si è posto un generatore di corrente pilotato che rappresenta il lato DC dell'inverter stesso.

Figura 6.1: modello della microrete in simulink lato DC



Essendo che scopo primario dell'inverter è quello di trasferire possibilmente l'intera potenza attiva generata dal lato DC al lato AC, grandezza pilota di questo generatore è la corrente ricavata dalla potenza attiva lato AC.

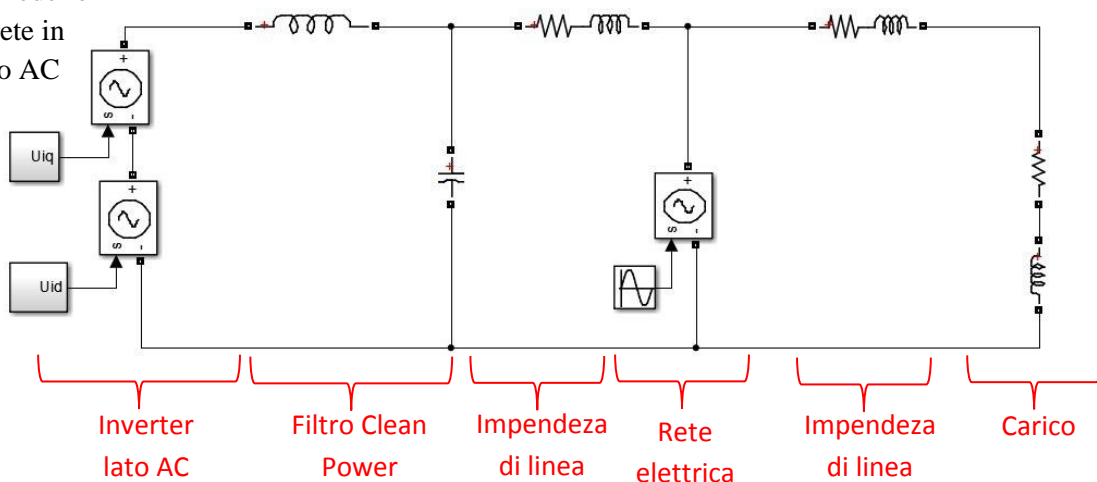
La potenza attiva erogata dall'inverter deve essere infatti uguale alla potenza attiva richiamata dal generatore.

Maggiore sarà la potenza attiva richiamata maggiore sarà la corrente circolante al lato DC e quindi inferiore sarà la tensione sul DC BUS.

Nel caso la tensione si abbassi troppo il controllo dovrà intervenire per ridurre la potenza attiva richiamata e far quindi risalire la U_{dc} .

Per quanto riguarda il lato AC l'inverter è stato schematizzato con due generatori di tensione pilotati dalle grandezze provenienti dalla retroazione e connessi in serie. Ogni generatore eroga una delle componenti diretta e in quadratura U_{id} e U_{iq} dell'inverter.

Figura 6.2: modello della microrete in simulink lato AC



Dopo i generatori pilotati sono stati inseriti un'induttanza e una capacità per simulare il filtro *Clean Power* che si nota nello schema circuitale del capitolo 5.

Volendo analizzare lo scambio di potenza attiva e reattiva con la rete è stato utilizzato un generatore di tensione pilotato per simulare la rete elettrica.

Dovendo questo fornire il riferimento di tensione e di frequenza per la costruzione della sinusoide dell'inverter, viene pilotato direttamente da una sinusoide del tipo:

$$u(t)_g = U_g * \sin(2 * \pi * f) \quad (6.2)$$

con

$$\begin{aligned} U_g &= 231 \text{ V} \\ f &= 50 \text{ Hz} \end{aligned} \quad (6.4)$$

La fase è posta a zero in quanto compito del generatore, come abbiamo detto, è anche quello di fornire il riferimento di fase su cui costruire U_{id} e U_{iq} .

Proseguendo si trova il carico elettrico interno alla microgrid che quindi viene servito anche nel funzionamento in isola.

Il punto in cui è stato posto il generatore della rete elettrica rappresenta il PCC della microgrid con la rete stessa. Per questo sono state inserite delle impedenze aggiuntive per tener conto delle perdite di linea della microrete.

6.3 BLOCCHI AUSILIARI

Il controllo come abbiamo detto si basa su quello dello schema a blocchi del capitolo 4 sfruttando il sistema del *Droop Control*.

Come abbiamo detto il controllo utilizza solo valori efficaci e solo prima di entrare nell'inverter si ritorna a avere la sinusoide.

Per estrarre un valore costante dell' RMS, e quindi dei risultati il più possibile stabili, si è scelto di rifarsi alla teoria delle misure riguardo ai voltmetri e amperometri a valor medio.

Infatti data una sinusoide, abbiamo che tra il suo valore efficace e il valore medio della corrispondente doppia semionda raddrizzata sussiste la seguente relazione:

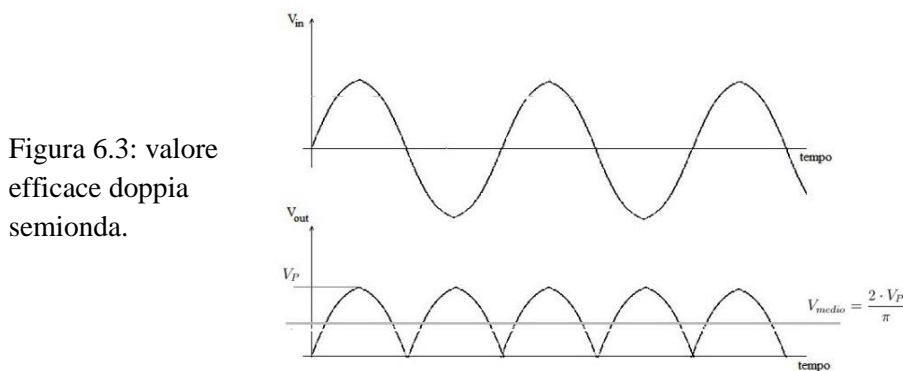


Figura 6.3: valore efficace doppia semionda.

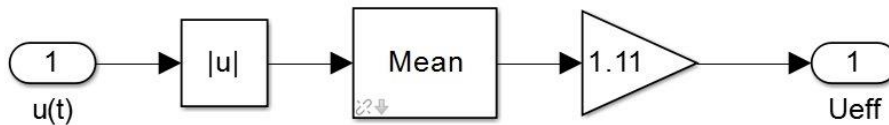
$$U_{eff} = \frac{2\sqrt{2}}{\pi} * U_m = 1,11 U_m$$

Che tradotto in uno schema a blocchi simulink risulta essere:

Figura 6.4: blocco di estrazione del valore efficace



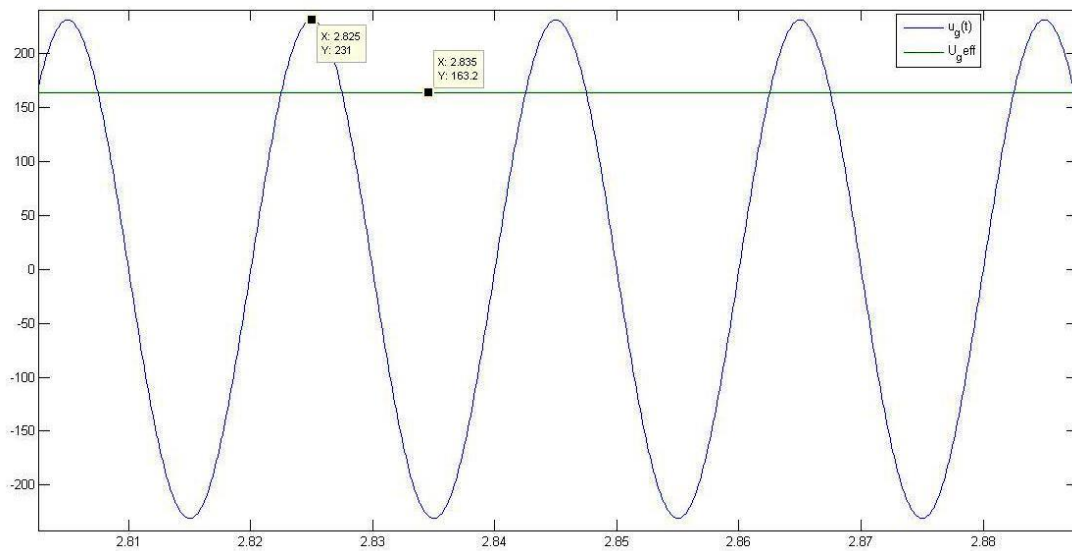
Figura 6.5: interno del blocco di estrazione del valore efficace.



Nella figura seguente è possibile verificare la bontà di tale approssimazione applicando il blocco alla tensione di rete sopracitata.

Vediamo che il valore efficace calcolato con il blocco è 163.2 V ed è praticamente coincidente al valore efficace vero di 163.3 V

Figura 6.6: verifica di funzionamento del blocco sulla tensione di rete imposta.



Altro componente importante è quello per l'estrazione delle componenti della corrente I_d e I_q ossia in fase e in quadratura con la tensione corrispondente.

Tali componenti servono infatti per attuare la retroazione negativa ma anche, come vedremo, per il calcolo delle potenze di rete e di carico.

Essendo che la tensione corrispondente alle correnti che ci interessano, ossia la u_g ($=u_{load}$) è stata posta, come abbiamo detto, con fase zero, sarebbe sufficiente misurare la fase della corrente e moltiplicare il sin e il cos per il suo valore efficace. Per tener conto di eventuali variazioni tuttavia si è tenuto conto anche di una eventuale fase della tensione.

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

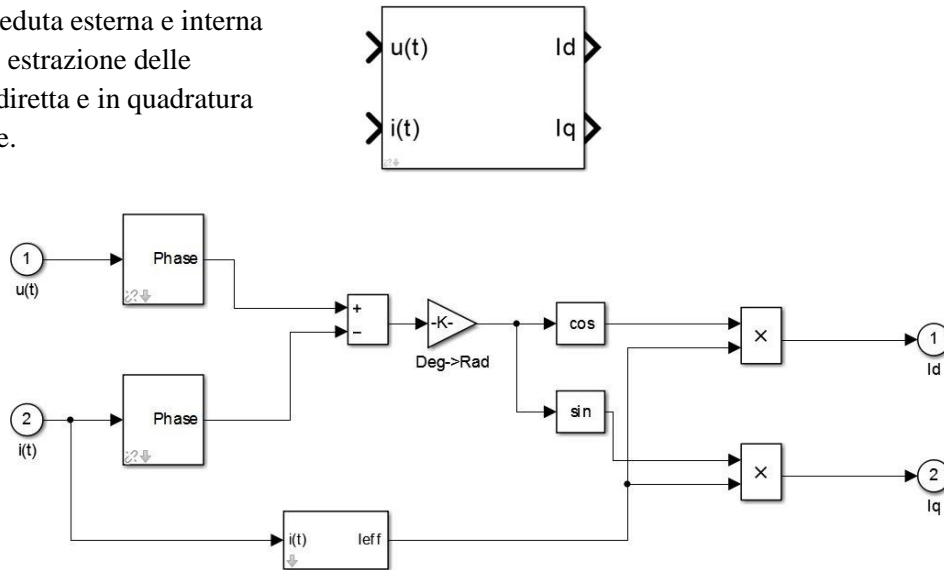
$$I_q = I * \sin(\varphi)$$

Dove φ è quindi la differenza di fase tra tensione e corrente.

$$\varphi = fase_u - fase_i \quad (6.8)$$

Questo tradotto in blocchi simulink risulta essere.

Figura 6.7: veduta esterna e interna del blocco di estrazione delle componenti diretta e in quadratura della corrente.



Quindi una volta calcolate le componenti I_d e I_q delle correnti I_i e I_{load} , rispettivamente uscenti dall'inverter ed entranti nel carico, e il valore efficace della tensione corrispondente, le potenze attive e reattive di rete e di carico, P_{grid} , Q_{grid} e P_{load} , Q_{load} risultano essere:

$$P_{grid} = (I_{di} - I_{dload}) * U_g \quad (6.9)$$

$$Q_{grid} = (I_{qi} - I_{qload}) * U_g$$

$$P_{load} = I_{dload} * U_g$$

$$Q_{load} = I_{qload} * U_g$$

Queste sono le potenze che andranno poi ad operare la retroazione rispetto ai valori di riferimento.

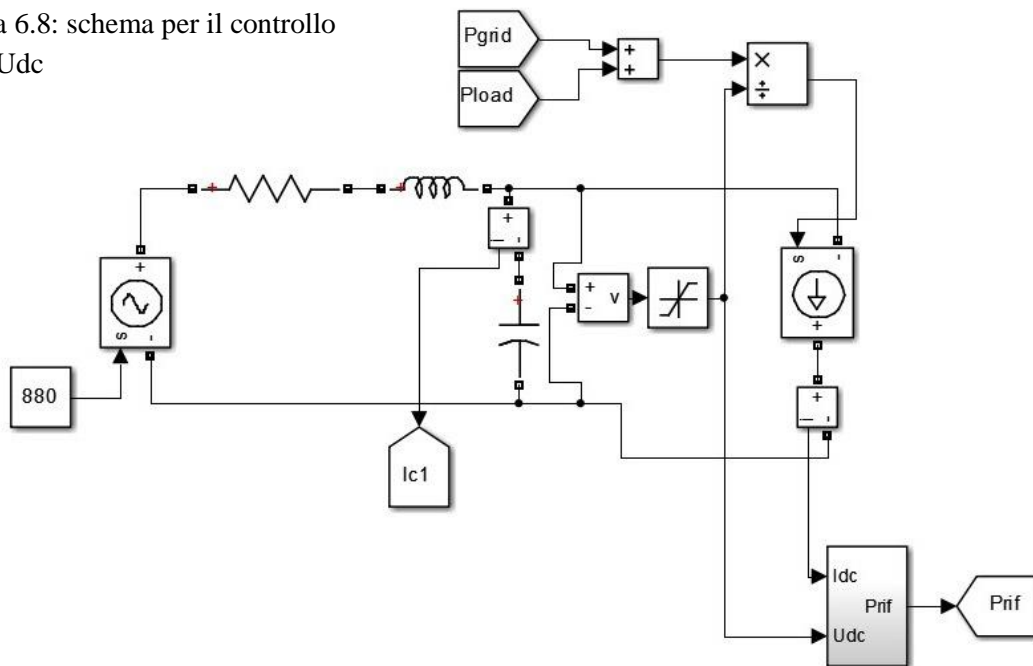
6.4 CALCOLO DEI RIFERIMENTI DI POTENZA

Come avevamo accennato il valore di riferimento per la potenza attiva, P_{rif} , viene estratto dal lato DC dell'inverter tramite il controllo della tensione sul DC BUS. Essendo che la P_{rif} rappresenta la potenza di riferimento erogata dall'inverter, e quindi la stessa potenza richiamata al generatore lato DC dovrà essere soddisfatto il seguente bilancio:

$$P_{rif} = P_i = P_{grid} + P_{load}$$

Per questo motivo la retroazione sul DC BUS e il controllo del generatore di corrente pilotato che troviamo al lato DC assume la seguente forma.

Figura 6.8: schema per il controllo della U_{dc}

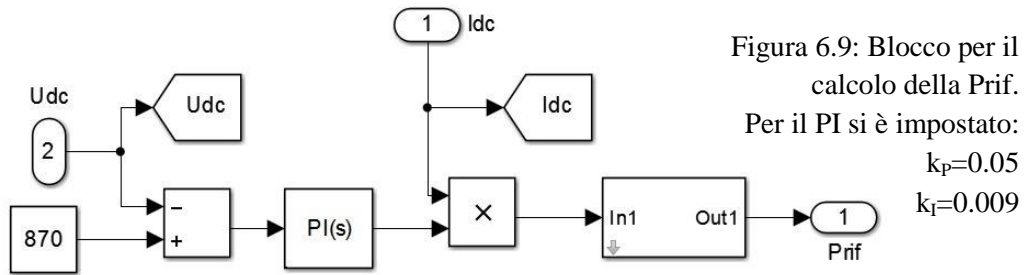


E' stato posto un saturatore sul voltmetro del DC BUS per evitare che eventuali avvallamenti nei primissimi istanti della simulazione portino la tensione ad azzerarsi e quindi a bloccare il processo.

In tutto il modello sono stati scelti dei controllori del tipo PI (proporzionale-integrale) in quanto, di più semplice gestione rispetto ai PID (proporzionale integrale derivativo) ma col vantaggio rispetto ai soli P (proporzionali) di ottenere un errore a regime nullo.

Per la scelta dei parametri si è utilizzata la funzione *Tune* del blocco PI di simulink, aggiustando, qualora servisse, empiricamente i valori per ottenere una risposta soddisfacente.

L'interno del blocco di confronto tra la tensione U_{dc} di riferimento e la U_{dc} misurata risulta.



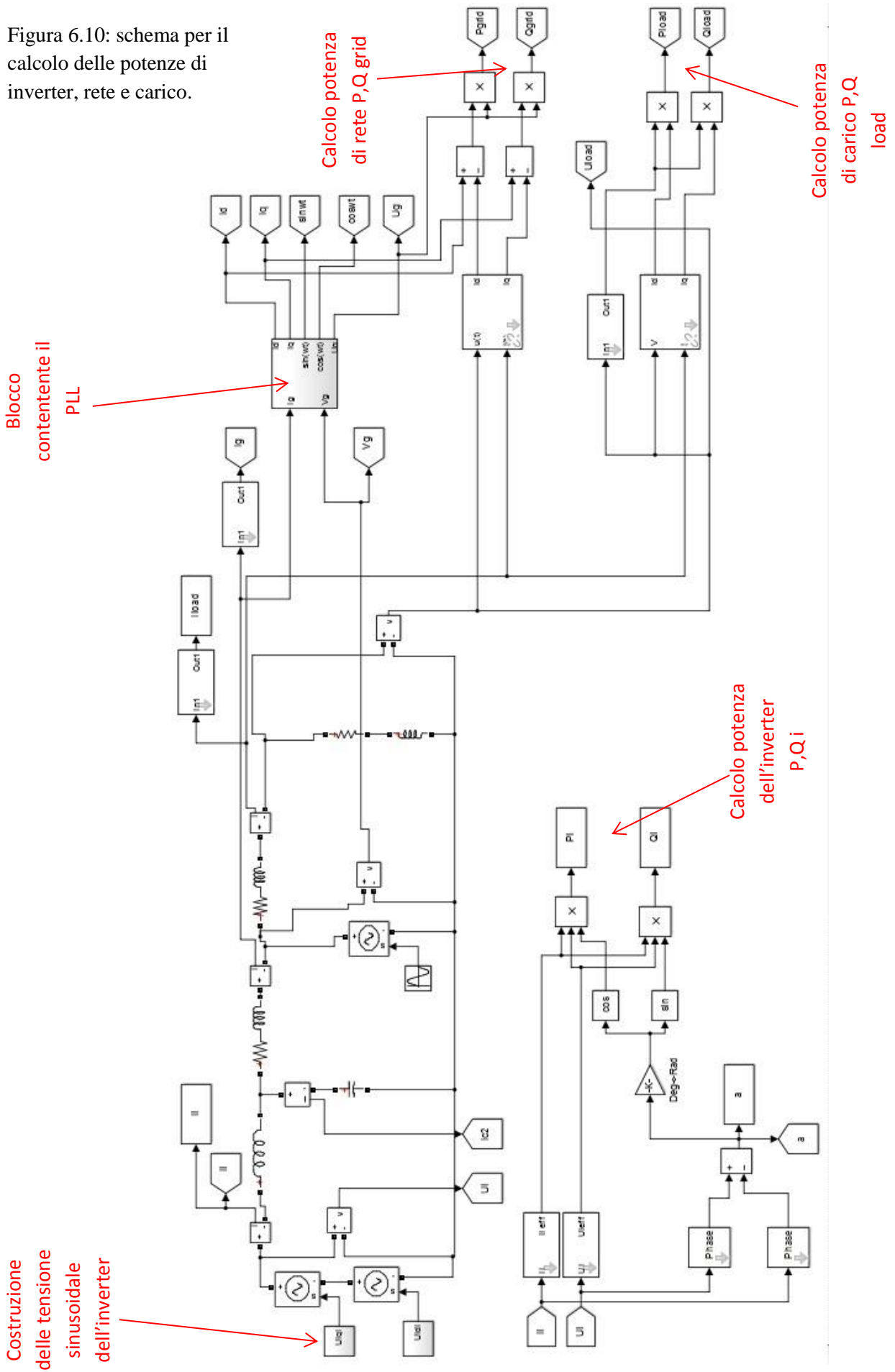
Come si vede è stato posto un blocco per l'estrazione del valore efficace, anche se dovrebbe lavorare con grandezze continue, per avere una P_{rif} il più possibile stabile anche in caso di oscillazioni.

Come abbiamo detto inizialmente il controllo rispetta il principio secondo cui maggiore è la potenza richiamata al generatore, a parità di tensione, maggiore sarà la corrente entrante nell'inverter e quindi minore sarà la tensione sul DC BUS.

Per ricavare P_{rif} quindi si rende necessario il calcolo innanzi tutto della P_{grid} scambiata con la rete e della P_{load} assorbita dal carico.

Nella pagina seguente è possibile vedere la configurazione del lato AC del modello.

Figura 6.10: schema per il calcolo delle potenze di inverter, rete e carico.



Per il calcolo delle P_{grid} , Q_{grid} , P_{load} e Q_{load} , come spiegato, si nota che vengono estratte le componenti diretta e in quadratura delle correnti di carico e della corrente totale circolante nella microrete, trascurando però la perdita di corrente che se ne va al condensatore. Si tratta però, come vedremo, di una corrente abbastanza trascurabile e quindi commettiamo un errore accettabile.

Le potenze attiva e reattiva dell'inverter vengono invece calcolate secondo la definizione classica:

$$P_i = U_i * I_i * \cos(a)$$

$$Q_i = U_i * I_i * \sin(a)$$

Dove a è la differenza di fase tra la tensione e la corrente erogati dall'inverter.

Come si può notare, il blocco di estrazione delle componenti al PCC si occupa anche di estrarre la $\sin(\omega t)$ e $\cos(\omega t)$ della tensione di rete per attuare il sincronismo tra inverter e rete stessa.

Il blocco ha infatti la seguente configurazione interna:

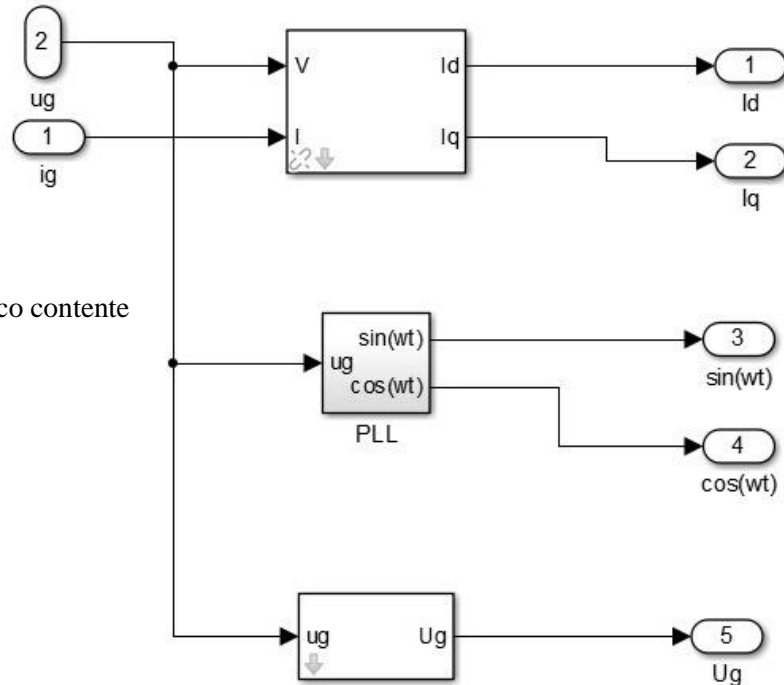
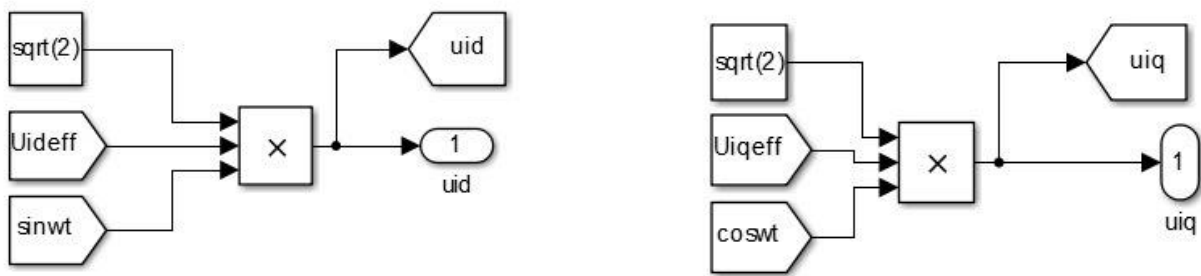


Figura 6.11: Blocco contenente il PLL.

Il $\sin(\omega t)$ e il $\cos(\omega t)$ saranno poi moltiplicate per le componenti U_{id} e U_{iq} efficaci provenienti dal sistema di retroazione prima di entrare nell'inverter, ottenendo così una tensione totale sinusoidale e perfettamente agganciata alla tensione di rete .

Figura 6.12: Blocchi per la costruzione delle sinusoidi dell'inverter.



Le equazioni sono quindi:

$$u_{id}(t) = \sqrt{2} * U_{ideff} * \sin(wt)$$

$$u_{iq}(t) = \sqrt{2} * U_{iqeff} * \cos(wt)$$

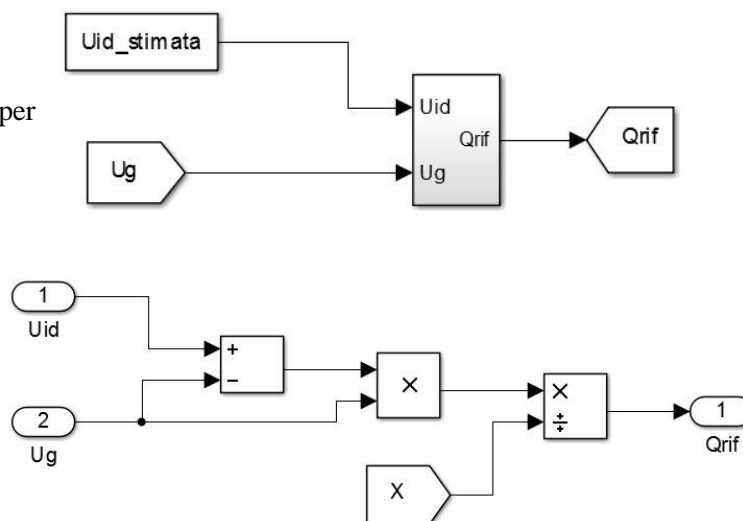
U_{id} è stato moltiplicato per il sin(wt) e non per il cos(wt), contrariamente a quanto si potrebbe pensare, poiché come abbiamo detto, avendo U_g (che è stata costruita come abbiamo visto con una funzione sinusoidale) fase zero, U_{id} deve risultare in fase con la U_g in quanto questa ha solo componente diretta.

Per quanto riguarda il riferimento di potenza reattiva è stato ottenuto sfruttando la dipendenza della Q dalla U_{id} secondo le equazioni viste nel capitolo 4.

Una volta ottenuto il riferimento attivo P_{rif} come spiegato in precedenza, e quindi una stima della U_{iq} secondo le stesse equazioni, volendo far lavorare l'inverter con un certo fattore di potenza, per esempio 0.92, è possibile fare una stima di quella che sarà la U_{id} e da qui ricavare una Q_{rif} come segue.

$$U_{dcrif} \longrightarrow P_{rif} \longrightarrow U_{iq} \longrightarrow \cos(\delta)_{inv_stima} \longrightarrow U_{id_stima} \longrightarrow Q_{rif}$$

Figura 6.13: Blocco per il calcolo della Q_{rif}.



6.5 SCHEMA DI CONTROLLO

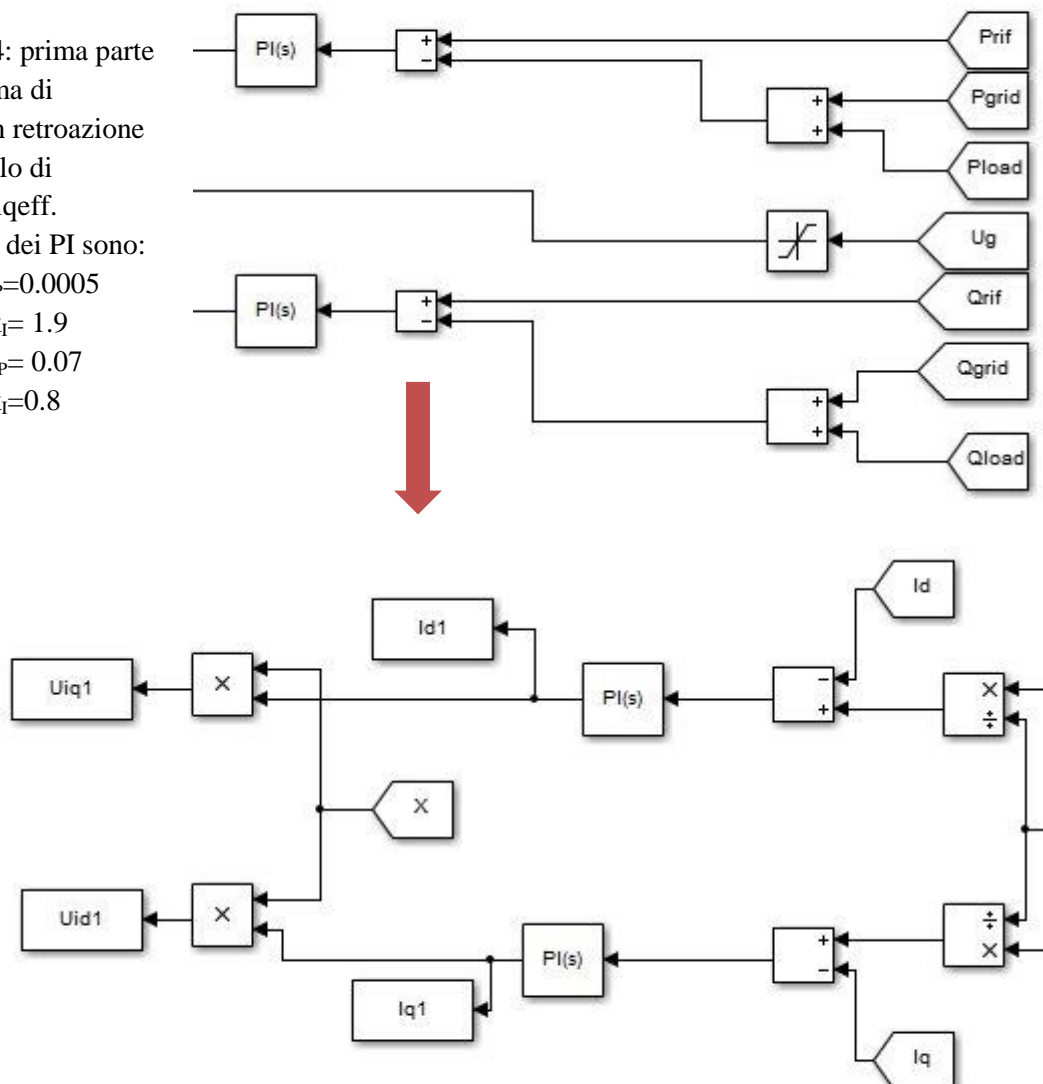
Una volta impostato come visto il calcolo delle potenze attive e reattive, e delle componenti di corrente e di tensione, il passo successivo è stato impostare lo schema di retroazione vero e proprio per ricavare le U_{id} e U_{iq} efficaci da trattare poi come abbiamo appena visto.

Come si vedrà lo schema ripercorre circa quello visto nel capitolo 4, con la differenza che anziché estrarre valore efficace e fase, si estraggono direttamente le due componenti diretta e in quadratura.

Volendo inserire anche una componente di regolazione *FeedFoward* per rendere il sistema più rapido, di seguito è possibile vedere la parte dello schema di controllo prima dell'aggiunta di tale componente. Le due figure seguenti sono una il proseguo dell'altra.

Figura 6.14: prima parte dello schema di controllo in retroazione per il calcolo di U_{ideff} e U_{iqeff} .

I parametri dei PI sono:
 Potenze: $k_p=0.0005$
 $k_i=1.9$
 Correnti: $k_p=0.07$
 $k_i=0.8$



Come si vede dallo schema la potenza di riferimento estratta dal lato DC dell'inverter, eseguendo la regolazione della tensione sul DC BUS, viene confrontata con la potenza totale effettivamente trasferita al carico e alla rete elettrica ricavandone un errore elaborato da un blocco PI.

Rifacendoci alle equazioni del capitolo 4 si esegue poi la divisione per la tensione di rete al PCC, motivo per cui è stato posto un saturatore in via preventiva per evitare problemi di divisione per zero nei primissimi istanti della simulazione.

In questo modo vengono ricavati i riferimenti di corrente diretta e in quadratura uscenti dall'inverter, che vengono confrontate con le componenti effettive estratte dal blocco ausiliario visto prima (ricordandosi che si è accettato l'errore dovuto alla corrente che circola nella capacità di filtro).

Moltiplicando poi per l'impedenza tra rete e inverter è possibile ricavare le tensioni diretta e in quadratura corrispondenti.

A queste vengono poi sommate delle componenti FeedFoward come spiegato di seguito.

6.6 COMPONENTE FEEDFOWARD

Il FeedFoward è un processo orientato al futuro, implica cioè processo predittivo.

Alla regolazione ad anello chiuso che si sta trattando, eseguita dai regolatori PI, viene sommato (algebricamente) un contributo in anello aperto, basato sulla rilevazione di una ulteriore grandezza finalizzato a compensare eventuali disturbi.

Si combinano in questo modo i vantaggi di un controllo ad anello aperto e di uno ad anello chiuso che non deve quindi fornire l'intero segnale ma solamente una variazione rispetto al valore predetto dal FeedFoward.

Questo rende il controllo più rapido in quanto non si deve attendere un errore significativo per avere un risposta del sistema ma basta una variazione del valore di riferimento.

Si cerca cioè di fare una compensazione del segnale di riferimento nel modo seguente.

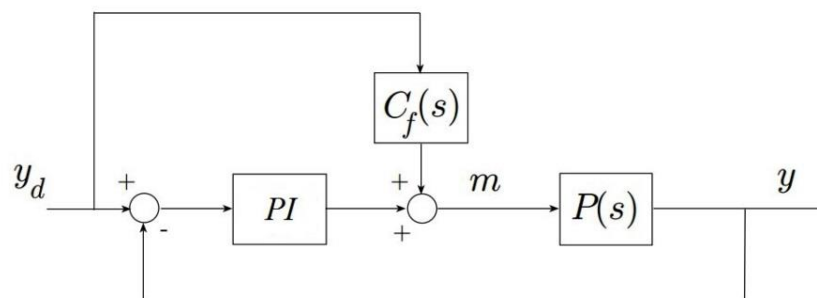
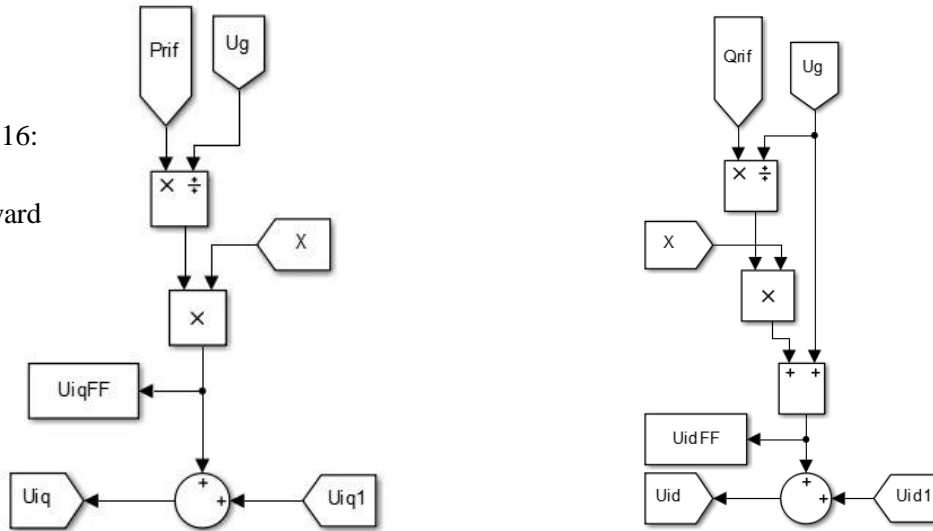


Figura 6.15:
schema di
principio del
FeedFoward.

Come si vede, dal valore di riferimento iniziale viene eseguita una stima del valore in uscita che andrà poi a sommarsi con l'elaborazione data dal PI.

Nel nostro caso le componenti FeedForward diretta e in quadratura da sommarsi a quelle ottenute dallo schema visto prima saranno di questo tipo.

Figura 6.16:
blocchi
FeedForward



6.7 ELABORAZIONE VALORI EFFICACI Uid, Uiq

Per chiudere l'anello le componenti di tensione così ottenute vengono confrontate con le componenti di riferimento ed elaborate da un PI. Si sono posti dei saturatori per evitare che le componenti crescano troppo in caso di oscillazioni del sistema.

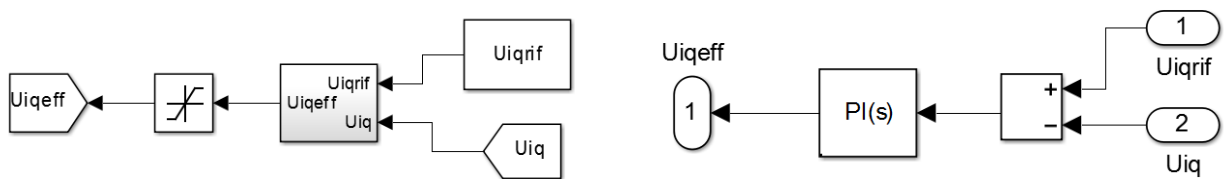
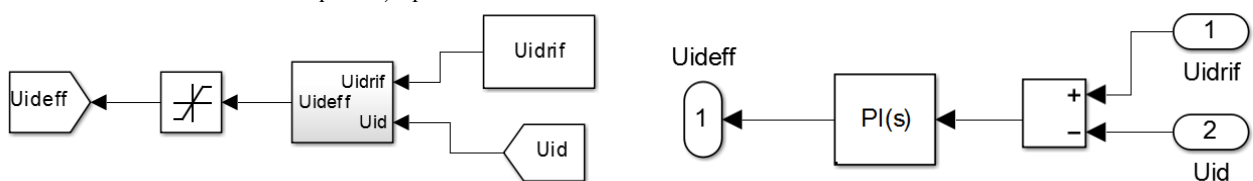
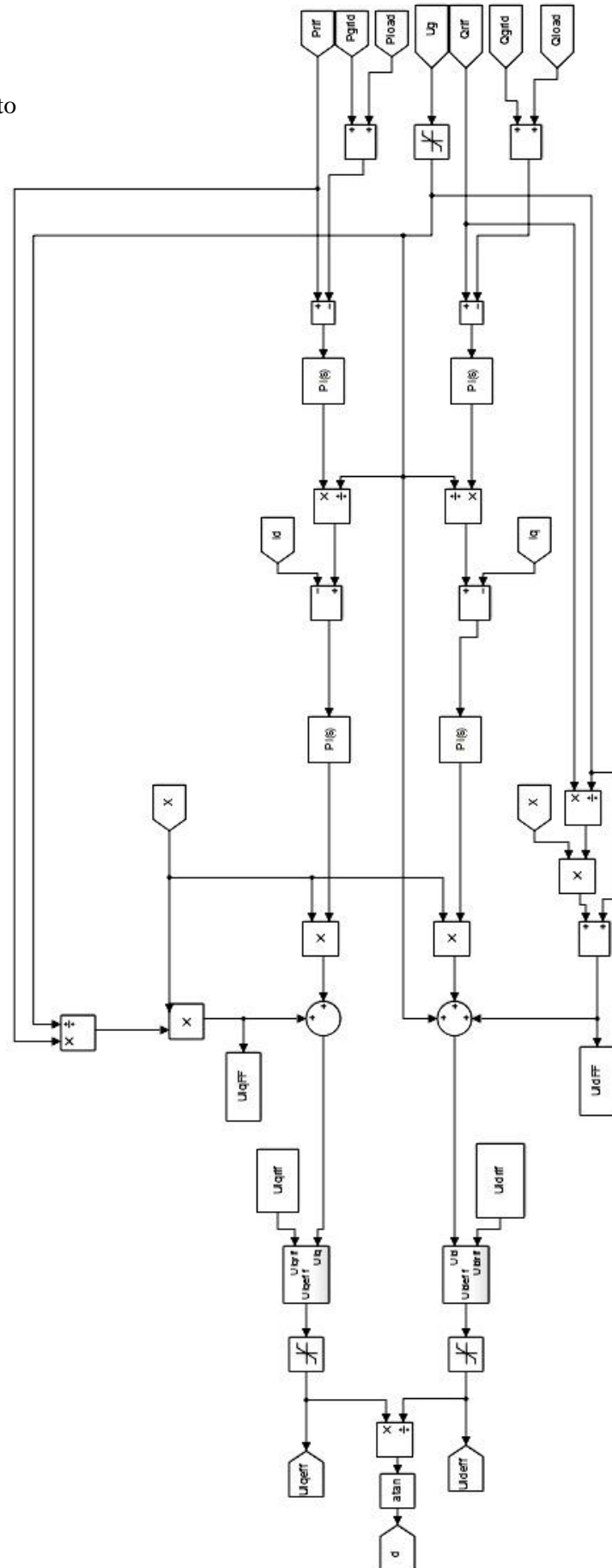


Figura 6.17:
blocchi di calcolo di Uideff e Uiqeff.
Per i blocchi PI abbiamo: $k_p=0.8$, $k_i=1.7$.



Di seguito è possibile vedere il sistema di retroazione completo.

Figura 6.19:
schema di
retroazione completo



Capitolo 7

Simulazioni sul modello

7.1 INTRODUZIONE

In questo capitolo andremo a fare delle simulazioni sul modello in condizioni diverse per vedere se il diagramma fasoriale del capitolo 4 viene rispettato.

In particolare i punti da soddisfare sono i seguenti:

- Tensione al DC BUS stabile;
- Tensione U_i agganciata alla U_g con $U_i > U_g$;
- Tensione U_{iq} in quadratura su U_{id} che eroghi potenza attiva;
- Tensione al PCC stabile;
- Bilancio delle potenze $P(Q)_i = P(Q)_{grid} + P(Q)_{load}$ stabile.

Le condizioni che andremo a verificare sono:

- Condizione stazionaria con carico resistivo;
- Condizione stazionaria con carico induttivo;
- Condizione di carico variabile da resistivo a induttivo;
- Condizione stazionaria con rete debole;
- Condizione a carico variabile con rete debole.

Si è adottato un tempo di simulazione di 25 s con un *simulation type* continuo nel caso stazionario e discreto nel caso variabile. La tensione continua ai capi del generatore DC è di 880V.

7.2 CONDIZIONE STAZIONARIA CON CARICO MOLTO RESISTIVO

In questo caso si è adottato un carico RL con $R=1.47 \Omega$ e $L=0.0014 \text{ H}$ quindi con un fattore di potenza pari a:

$$\cos(\varphi) = \cos\left(\tan^{-1}\left(\frac{2*\pi*f*L}{R}\right)\right) = 0.96 \quad (7.1)$$

Nell'immagine seguente possiamo vedere che la tensione al DC BUS rimane stabile attorno agli 800 V.

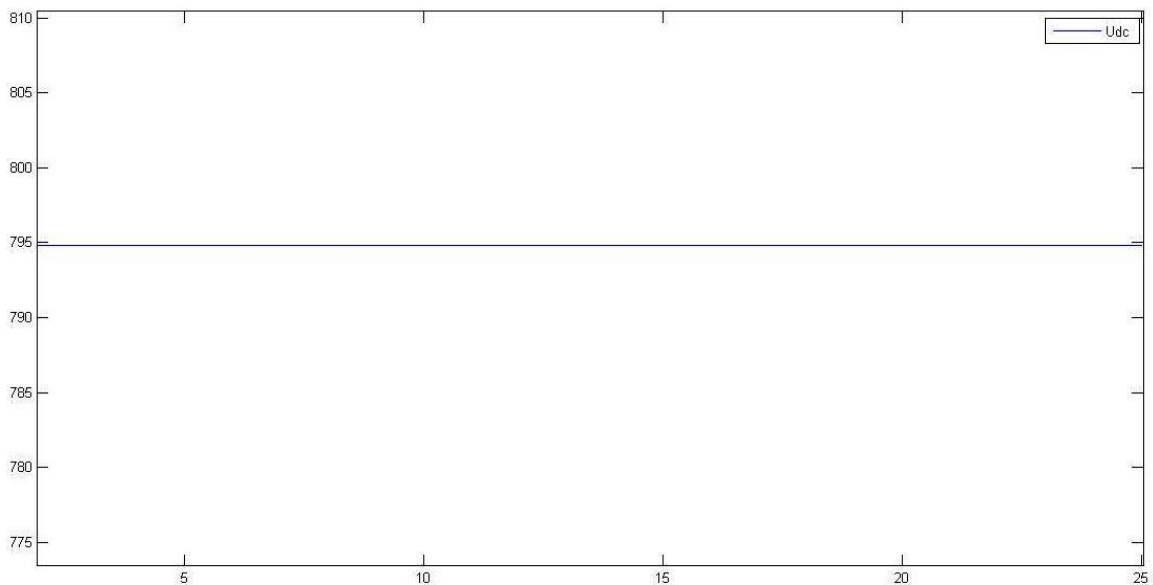


Figura 7.1: tensione U_{dc} al DC BUS.

La tensione erogata dall'inverter soddisfa i requisiti: agganciata alla rete e con $U_i > U_g$.

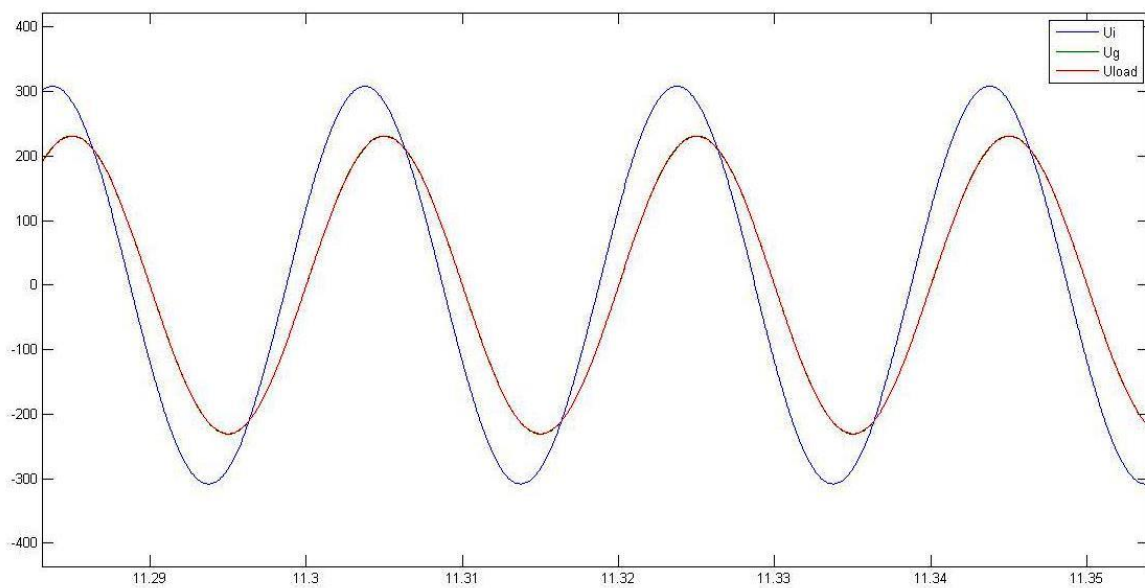


Figura 7.2: Tensioni U_i , U_g e U_{load} rispettivamente di inverter, rete e carico.

In realtà nella curva sono rappresentate oltre alla U_i , sia la U_g che la U_{load} . Queste ultime tuttavia sono praticamente coincidenti in termini di ampiezza e fase, se non per un piccolo sfasamento dato dall'impedenza di linea che possiamo vedere nello zoom seguente.

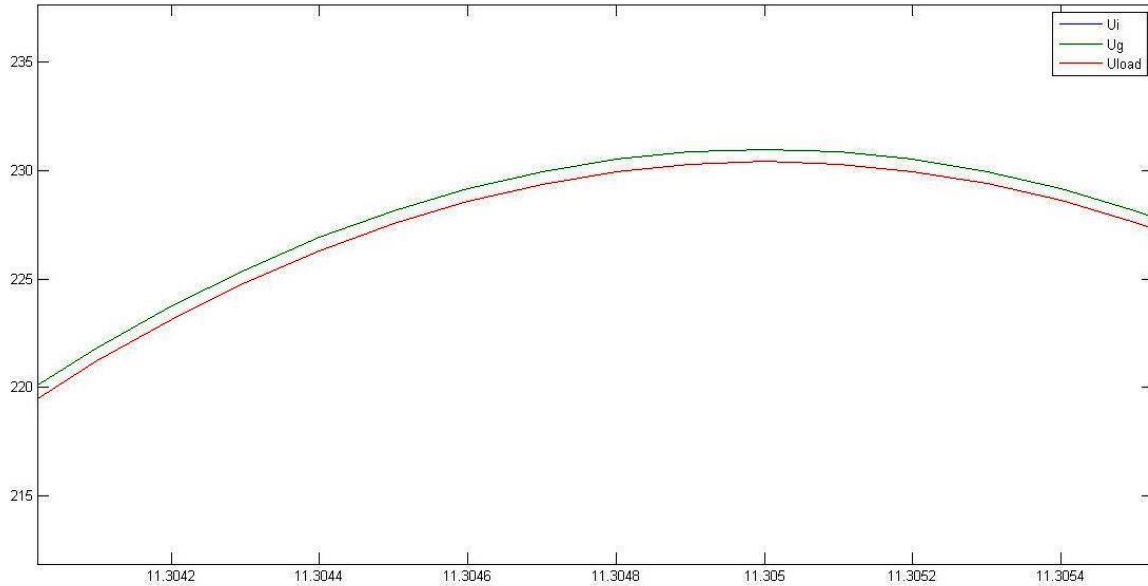


Figura 7.3: particolare dello sfasamento e differenza di ampiezza tra U_g e U_{load} .

Come si vede inoltre l'inverter è in anticipo di fase sulla rete.

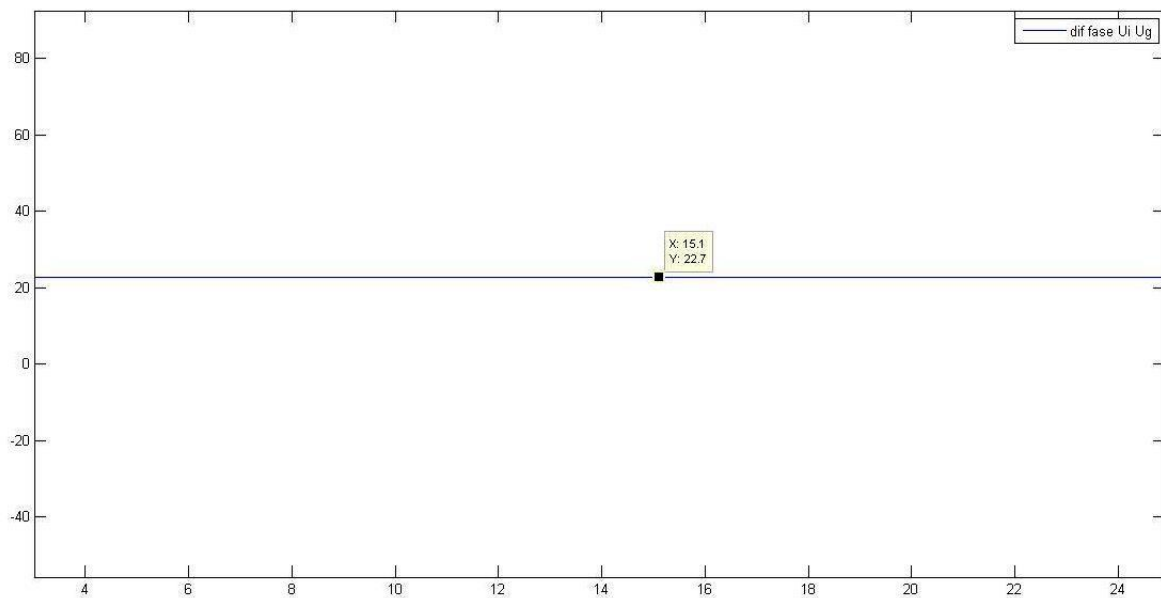


Figura 7.4: sfasamento tra U_i e U_g .

Di seguito le componenti diretta e in quadratura di U_i . Dal segno di U_{iq} si può vedere che sto erogando potenza attiva.

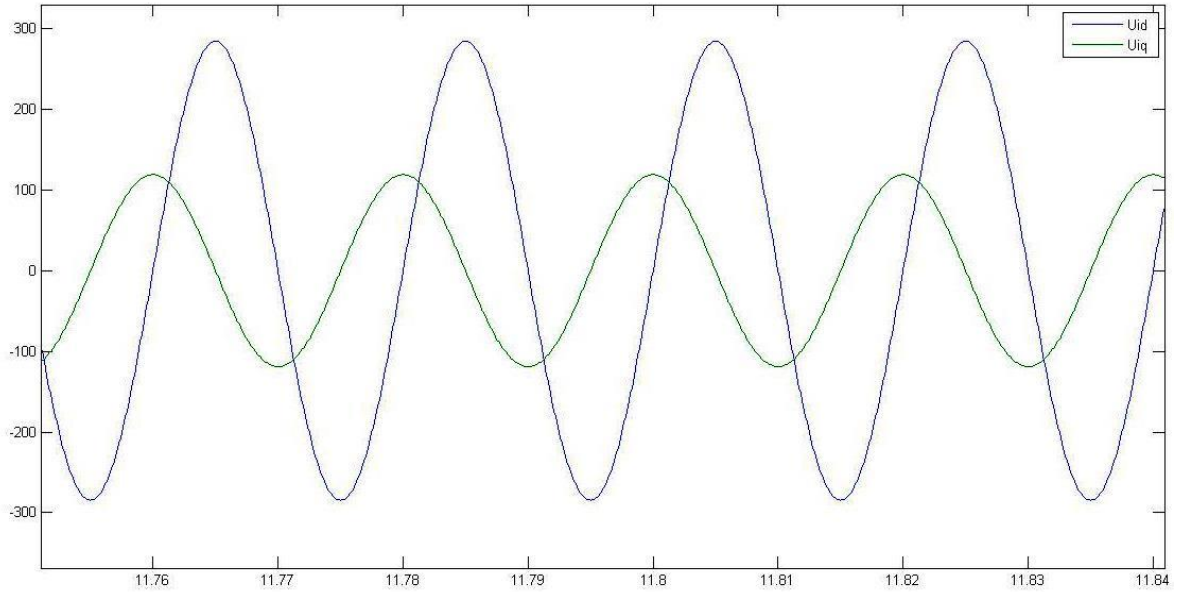


Figura 7.5: componenti U_{id} e U_{iq} .

Da cui si può ricavare il fattore di potenza dell'inverter.

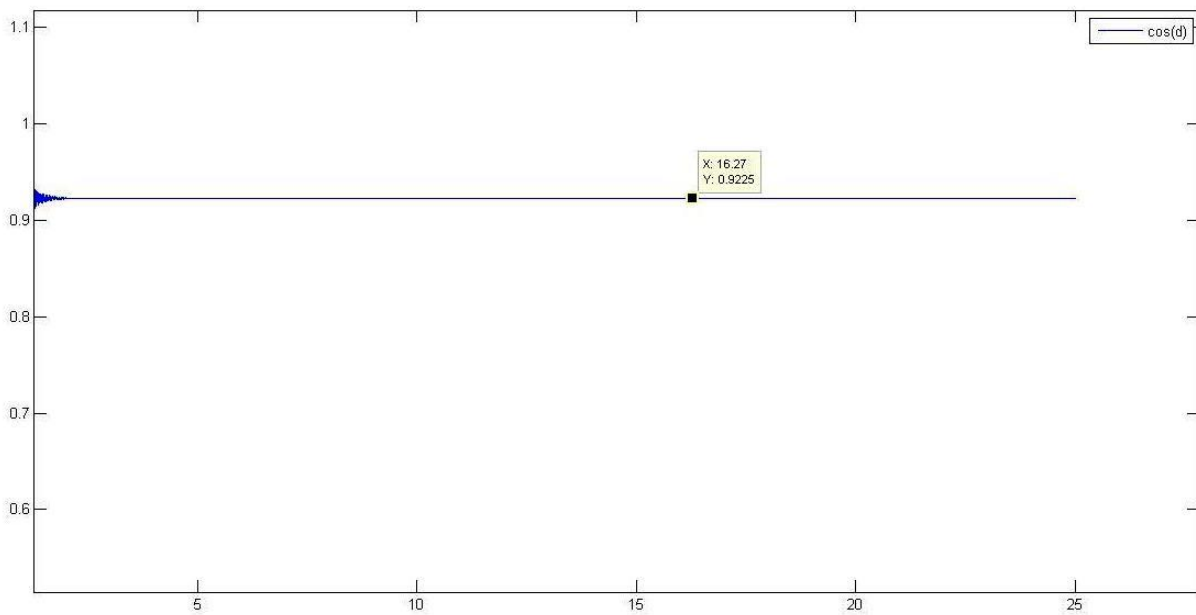


Figura 7.6: $\cos(\delta)$ inverter.

Interessante inoltre è vedere che, come previsto dal diagramma fasoriale, la U_{id} è perfettamente in fase alla U_g , quindi siamo perfettamente agganciati alla rete.

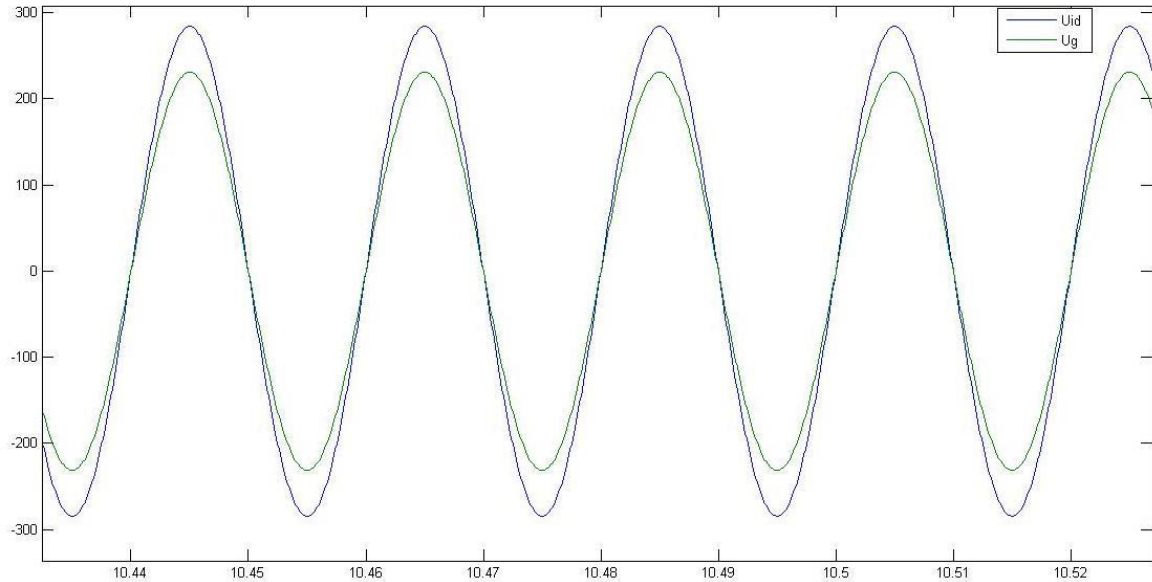


Figura 7.7: andamento della U_{id} e della U_g .

Di seguito possiamo vedere, per le potenze attive e reattive, il confronto tra quanto erogato dall'inverter e i valori di riferimento.

Potenze attive

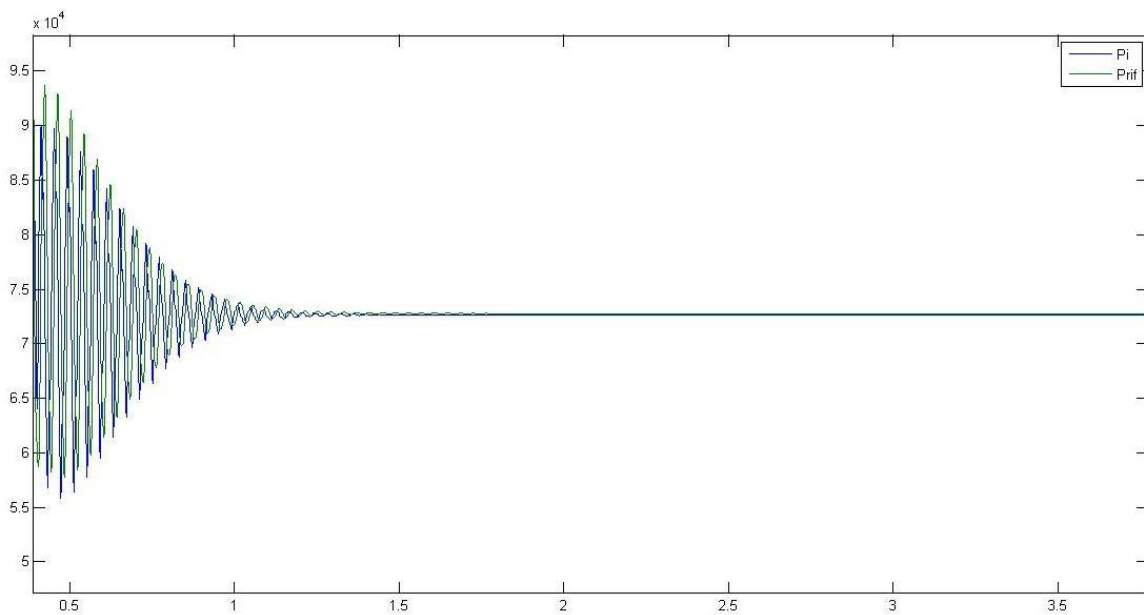


Figura 7.8: confronto tra P_i e P_{rif} .

Potenze reattive

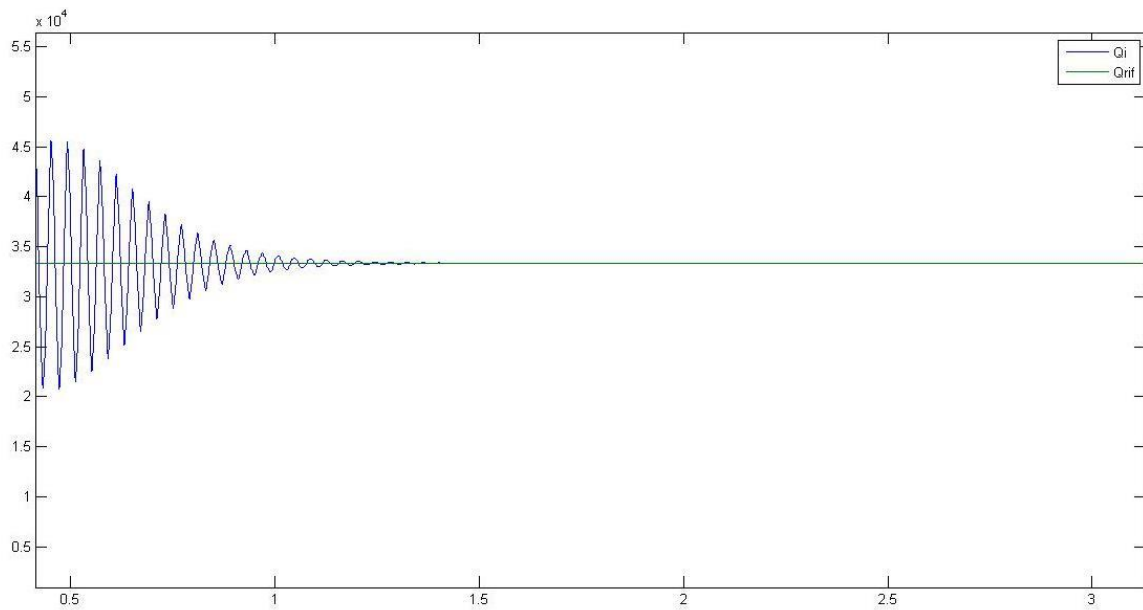


Figura 7.9: confronto tra Q_i e Q_{rif} .

Qui invece vediamo il confronto tra le tre potenze, di inverter, rete e carico, attive e reattive.

Potenze attive

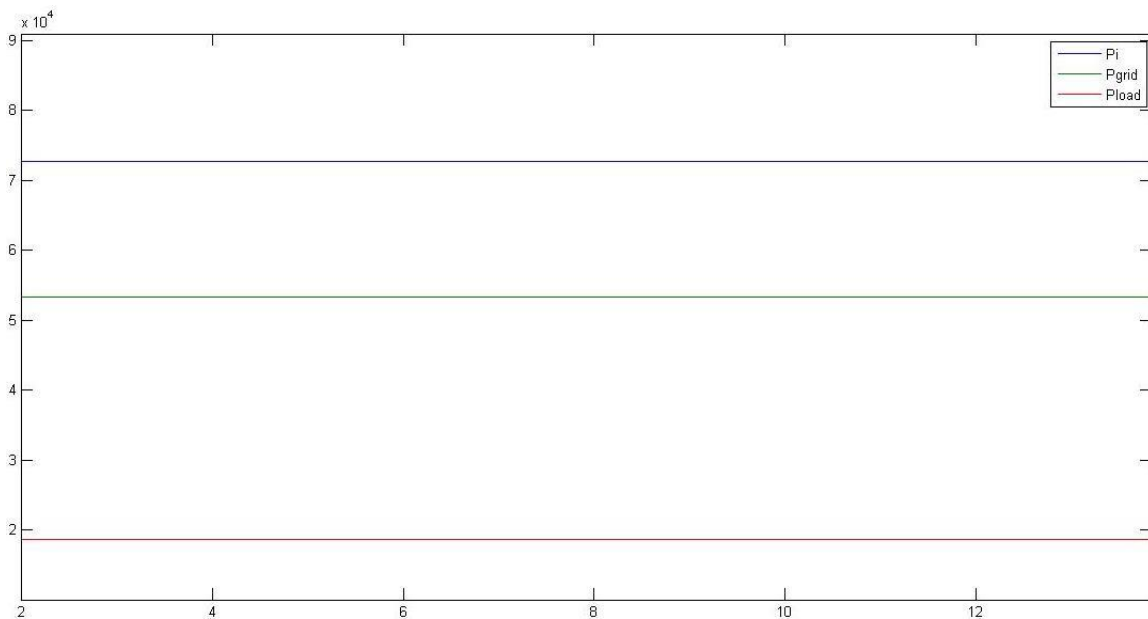


Figura 7.10: Valori a regime delle potenze attive di inverter, rete e carico: P_i , P_{grid} e P_{load} .

Potenze reattive

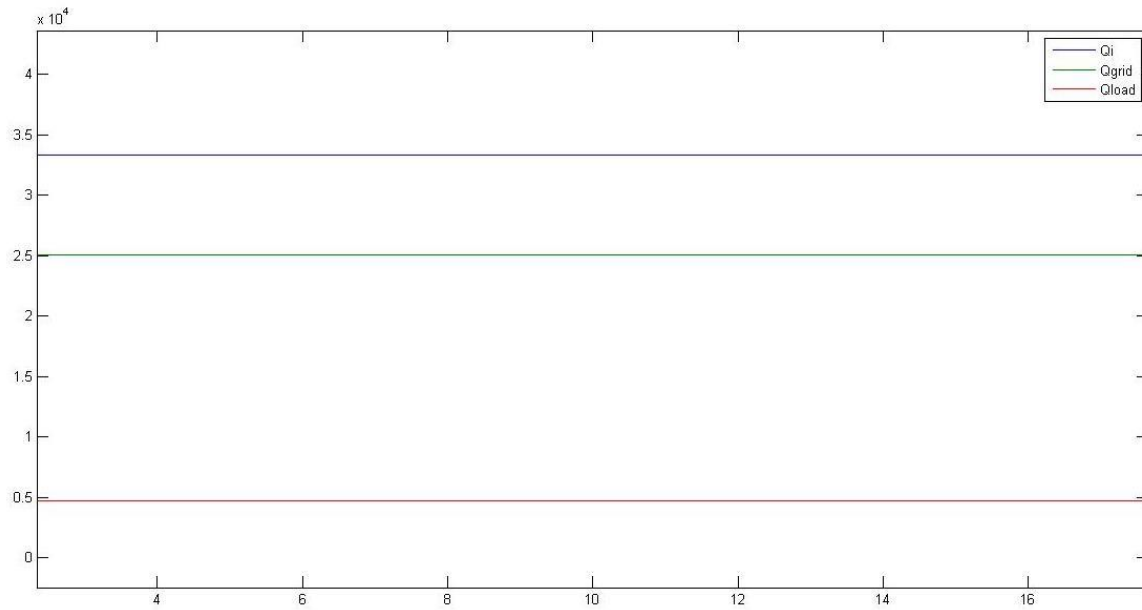


Figura 7.11: valori a regime delle potenze reattive di inverter, rete e carico: Q_i , Q_{grid} e Q_{load} .

Come ultimo confronto vediamo che il bilancio delle potenze tra inverter rete e carico è rispettato. Qui vediamo infatti il confronto tra quanto erogato dall'inverter e la somma di quanto assorbito da rete e carico.

Potenze attive

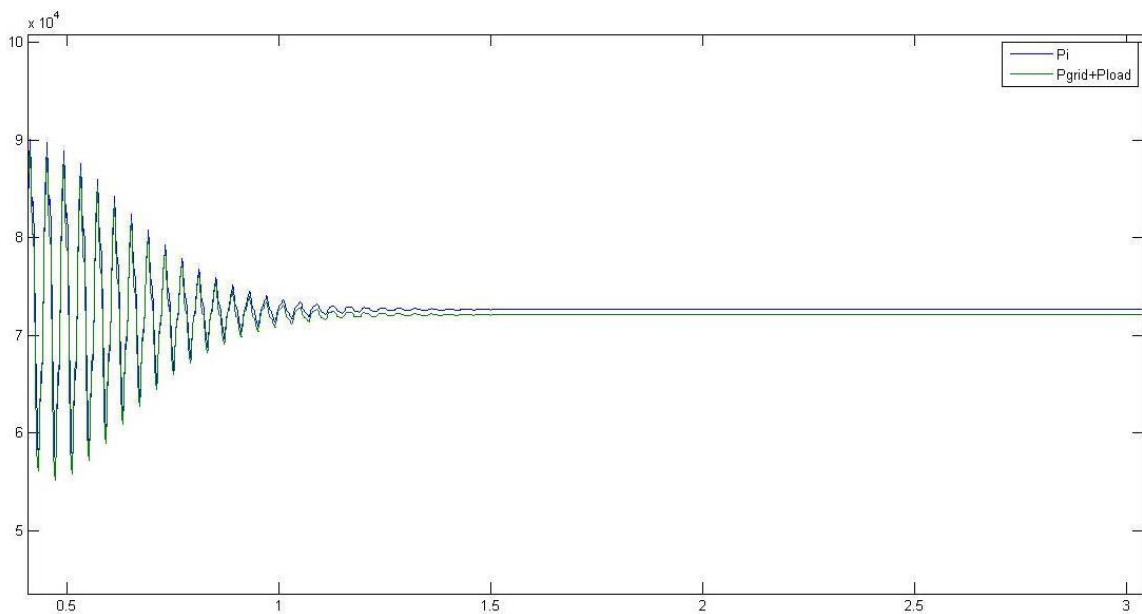
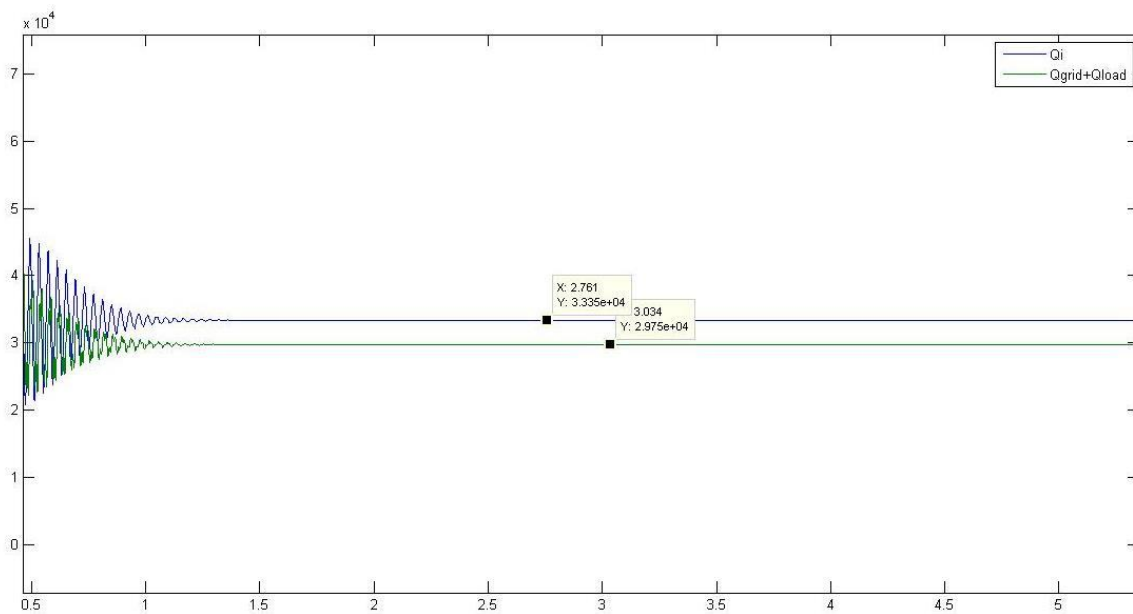


Figura 7.12. confronto tra P_i e $P_{grid} + P_{load}$

Potenze reattive


 Figura 7.13: confronto tra Q_i e $Q_{grid} + Q_{load}$

Le differenze tra le potenze erogate dall'inverter e la somma delle potenze assorbite da rete e carico sono dovute:

- Nel caso delle potenze attive al fatto di aver trascurato la resistenza di linea per l'ipotesi $X \gg R$. In questo modo infatti considero un'impedenza Z inferiore e quindi una corrente circolante maggiore, da cui segue la sovrastima di P_i .
- Nel caso delle potenze reattive al fatto di aver trascurato la corrente circolante nel condensatore di filtro. Tale corrente infatti ha un valore efficace di circa 23 A e provoca un assorbimento di potenza reattiva nel condensatore di circa 3500 Var, che qui vengono trascurati sovrastimando Q_i .

7.3 CONDIZIONE STAZIONARIA CON CARICO MOLTO INDUTTIVO

In questo caso si è adottato un carico RL con $R=1.47 \Omega$ e $L=0.008 \text{ H}$ quindi con un fattore di potenza pari a:

$$\cos(\varphi) = \cos\left(\tan^{-1}\left(\frac{2*\pi*f*L}{R}\right)\right) = 0.5 \quad (7.2)$$

Nell'immagine seguente possiamo vedere che la tensione al DC BUS rimane stabile.

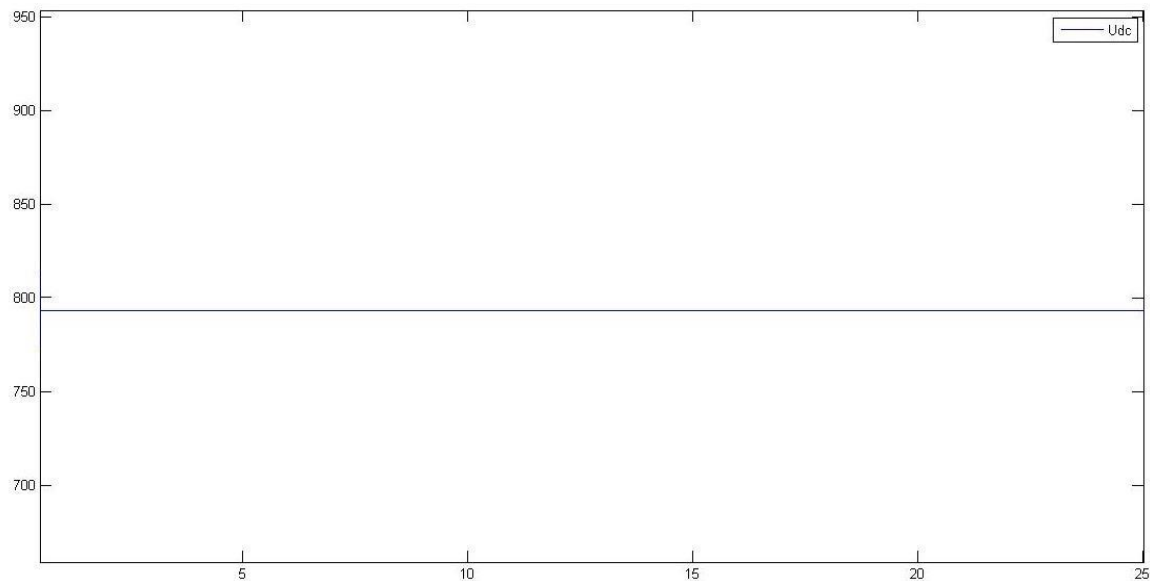


Figura 7.14: tensione U_{dc} al DC BUS.

La tensione erogata dall'inverter è agganciata alla rete e ha $U_i > U_g$.

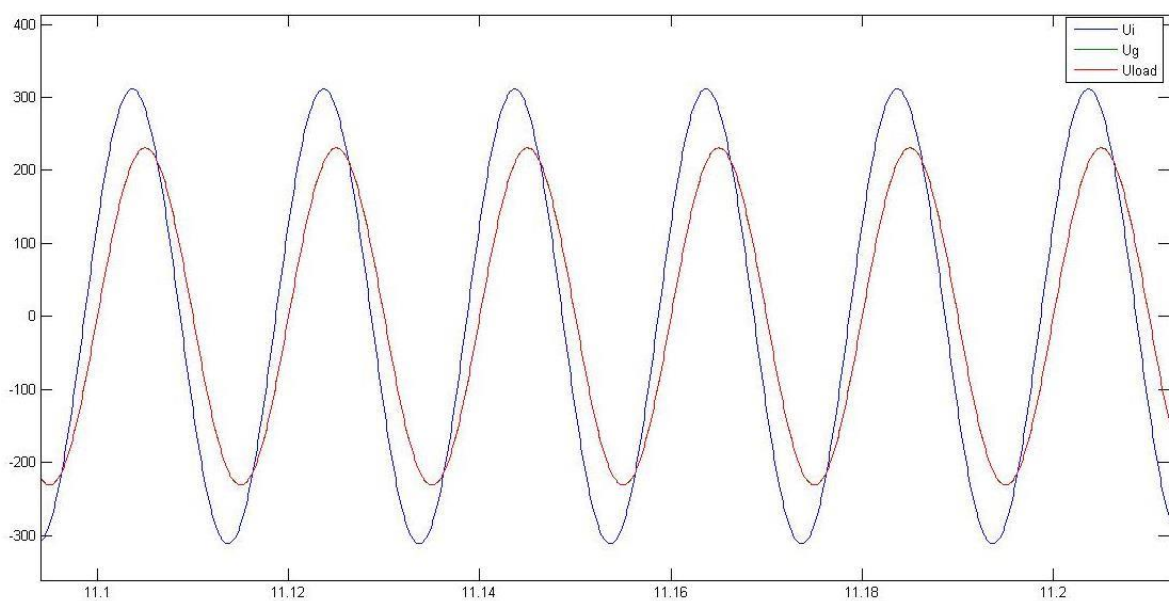


Figura 7.15: Tensioni U_i , U_g e U_{load} rispettivamente di inverter, rete e carico.

L'angolo di sfasamento tra la U_i e la U_g è superiore al caso precedente.

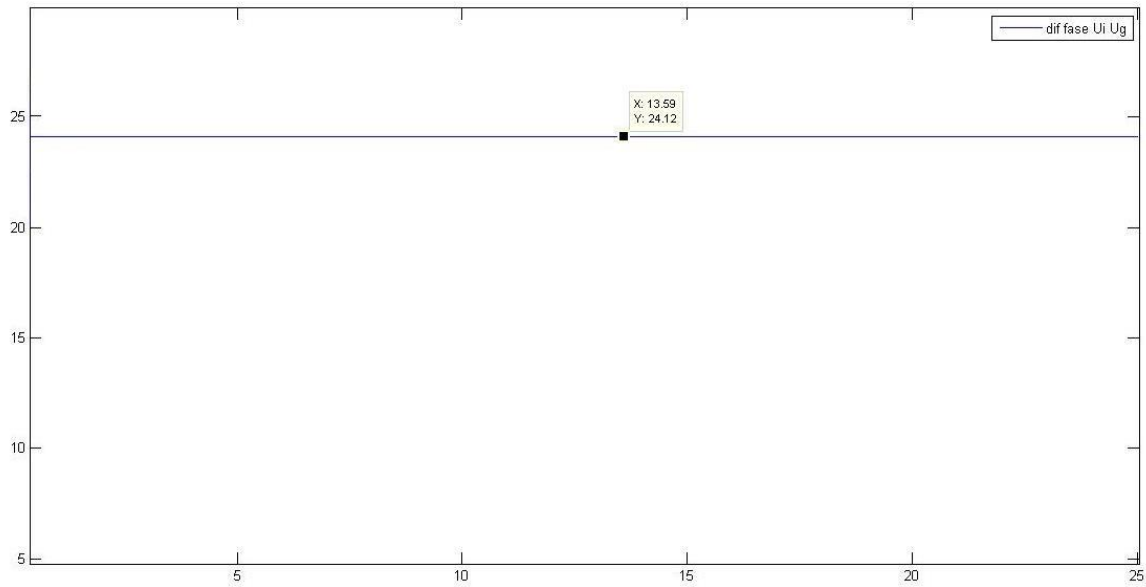


Figura 7.16: sfasamento tra U_i e U_g .

Il corrispondente fattore di potenza dell'inverter .

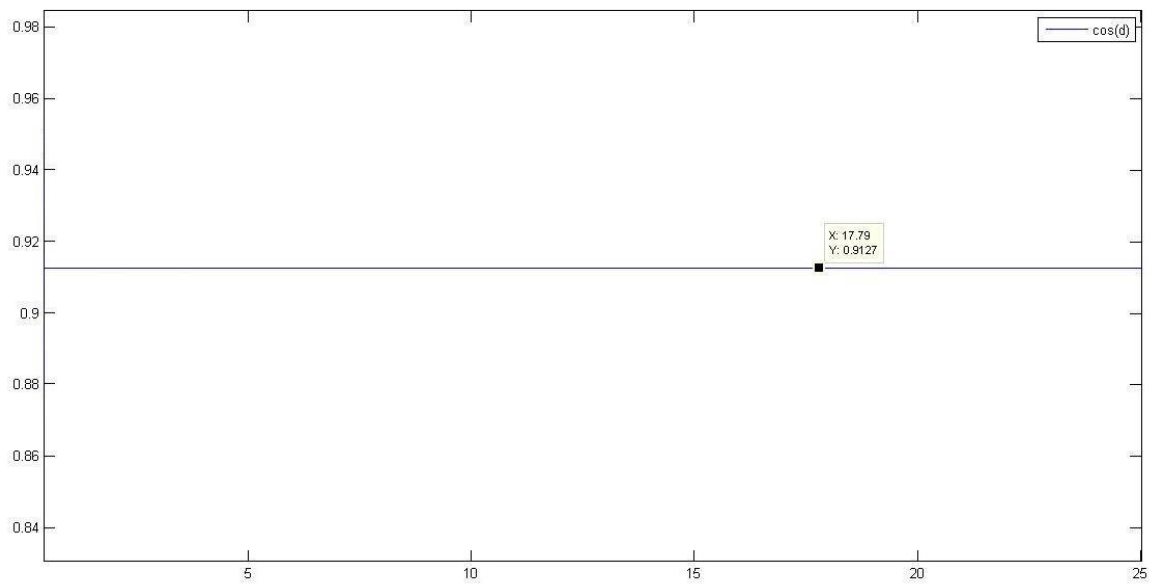


Figura 7.17: $\cos(\delta)$ inverter.

Di seguito vediamo l'andamento delle componenti dell'inverter U_{id} e U_{iq} .

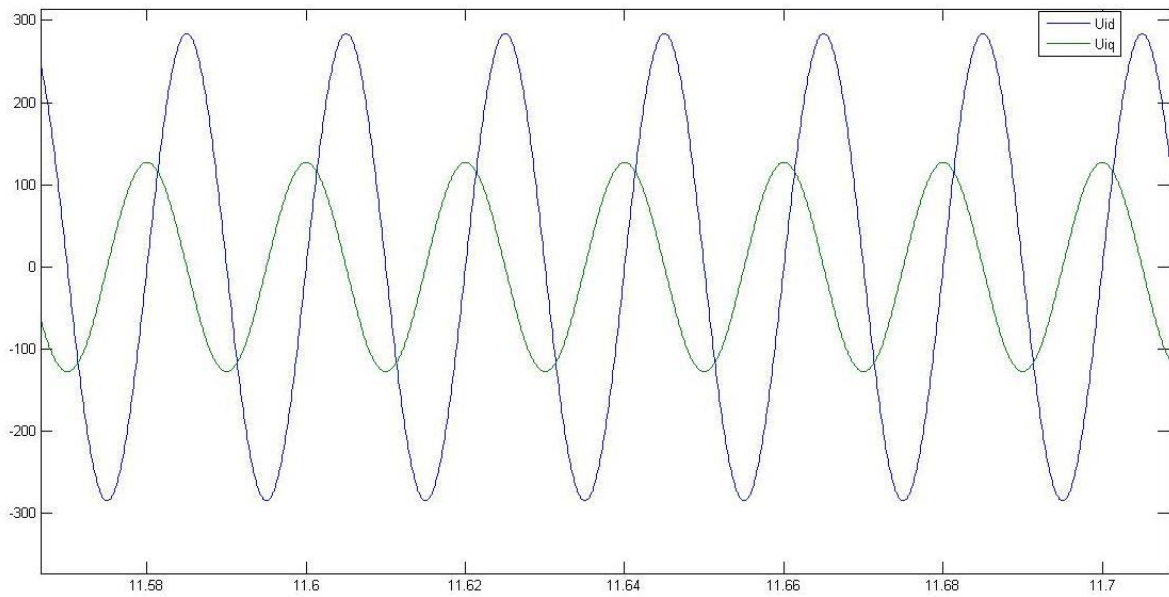


Figura 7.18: componenti U_{id} e U_{iq} .

Avendo assunto il PCC come nodo di saldo l'inverter non è praticamente turbato dalla variazione di carico. Notiamo infatti solamente una piccolissima differenza nella componente U_{iq} . La U_{id} resta invece invariata.

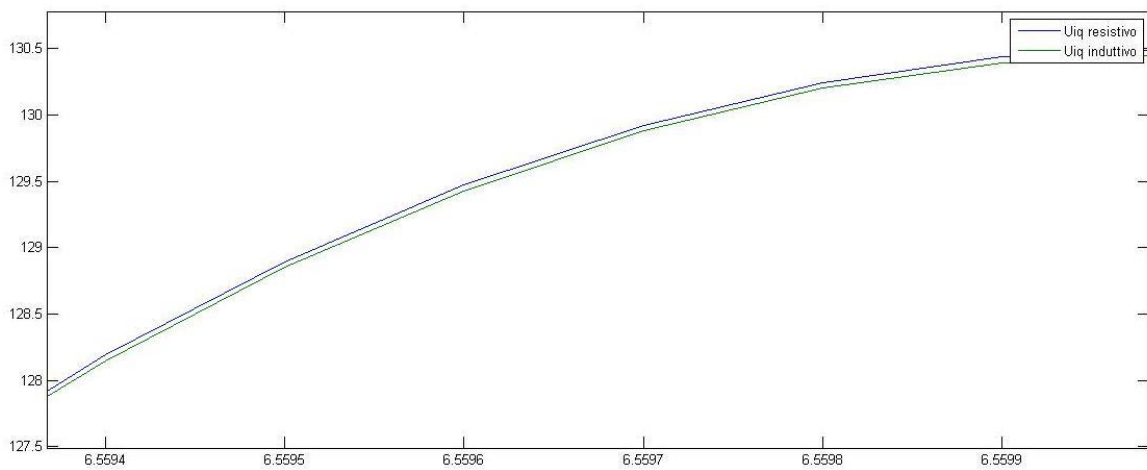


Figura 7.19: confronto tra le componenti U_{iq} con carico resistivo e induttivo.

Le potenze erogate dall'inverter seguono bene il valore di riferimento.

Potenza attiva

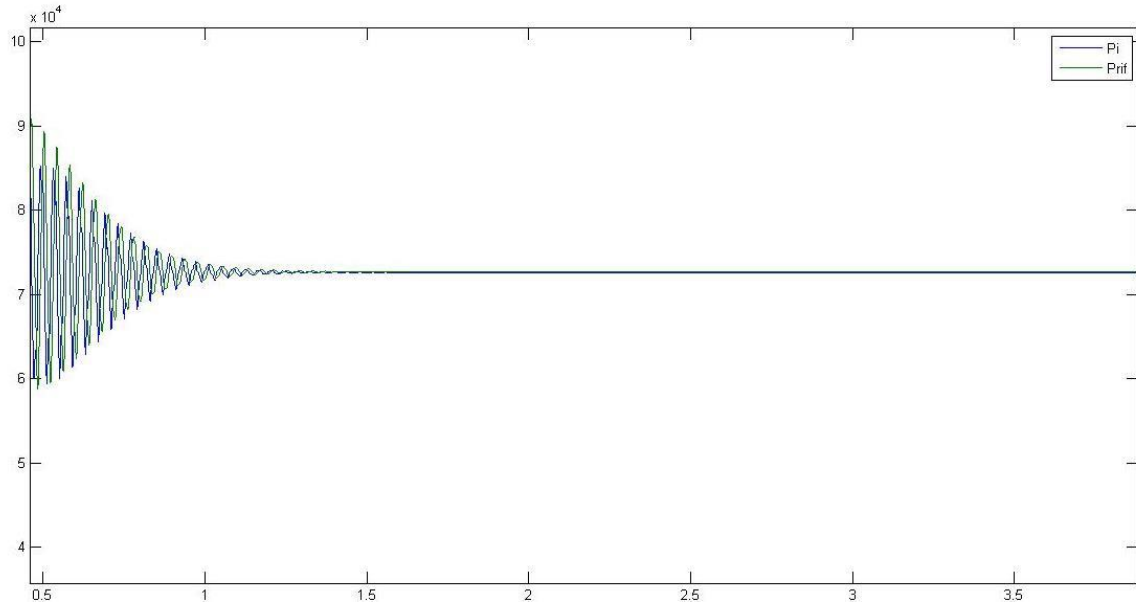


Figura 7.20: confronto tra P_i e P_{rif} .

Potenza reattiva

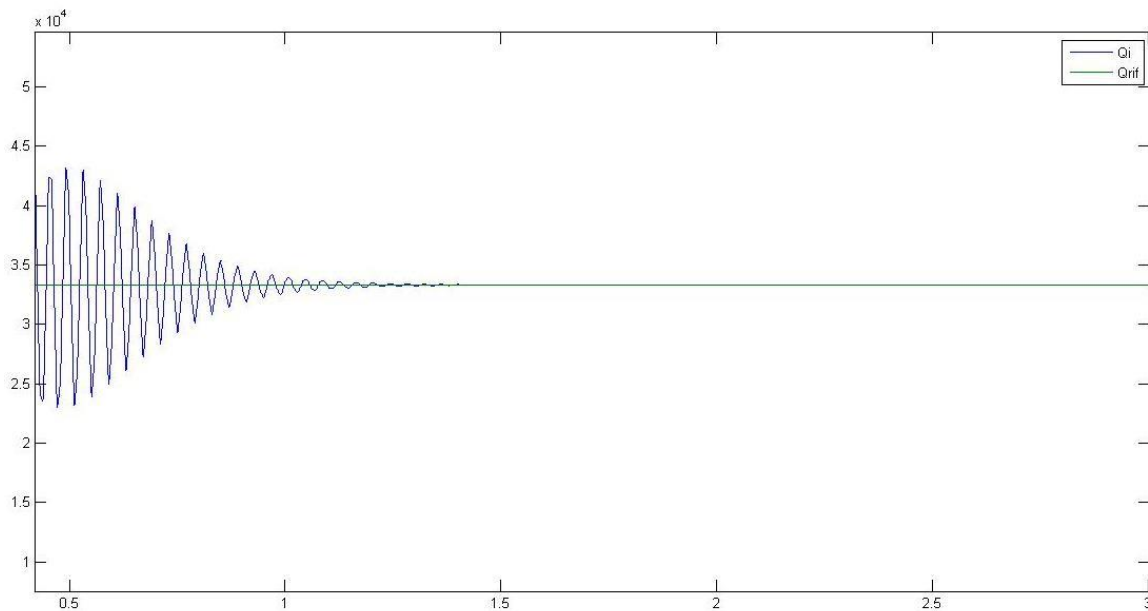


Figura 7.21: confronto tra Q_i e Q_{rif} .

Il bilancio di potenza tra inverter, rete e carico è rispettato: le differenze sono dovute agli stessi motivi citati nella simulazione precedente.

Potenza attiva

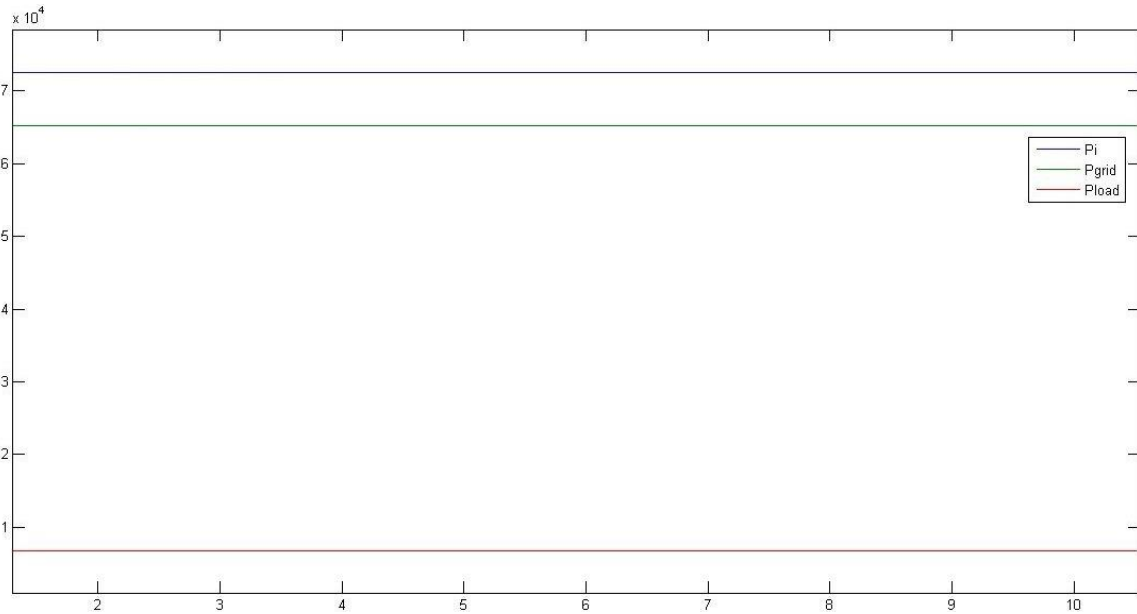


Figura 7.22: valori a regime di P_i , P_{grid} e P_{load} .

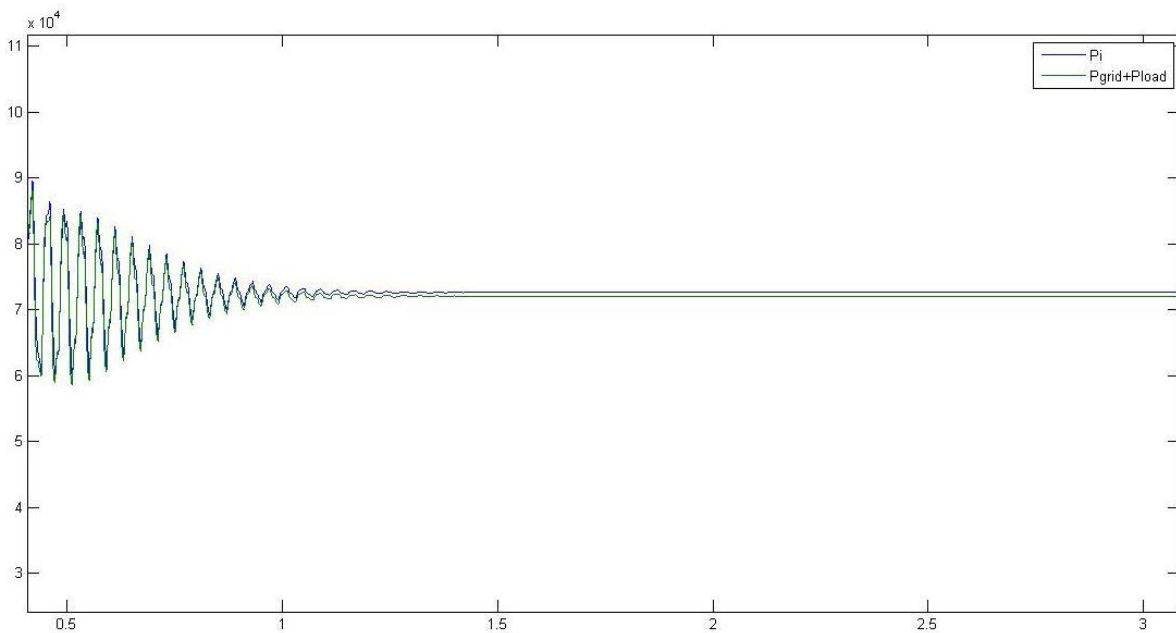


Figura 7.23: confronto tra P_i e $P_{grid} + P_{load}$.

Potenza reattiva

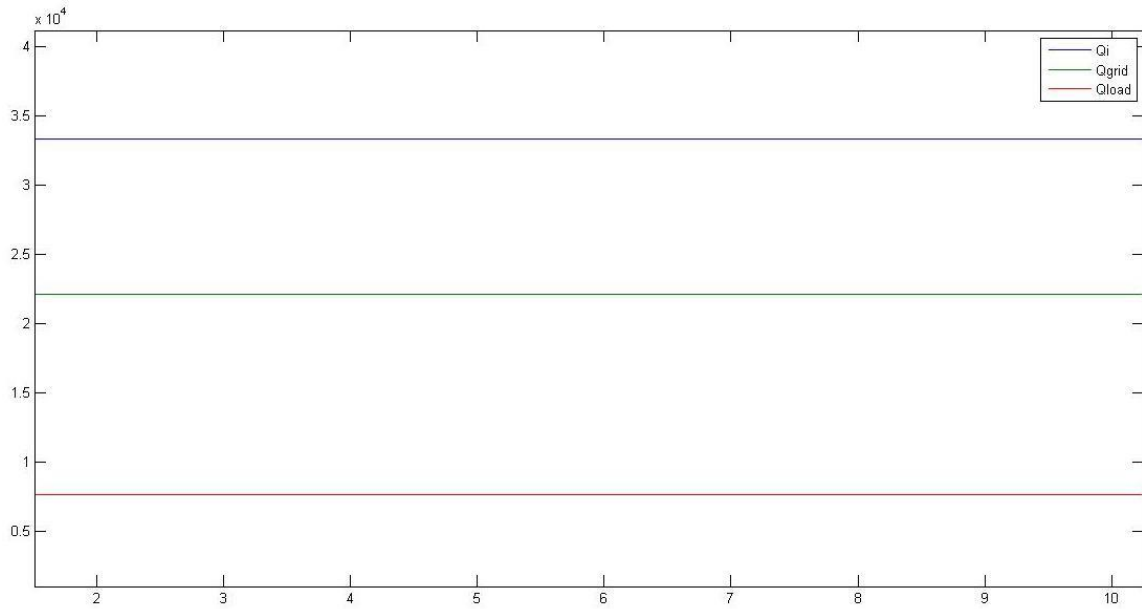


Figura 7.24: valori a regime di Q_i , Q_{grid} e Q_{load} .

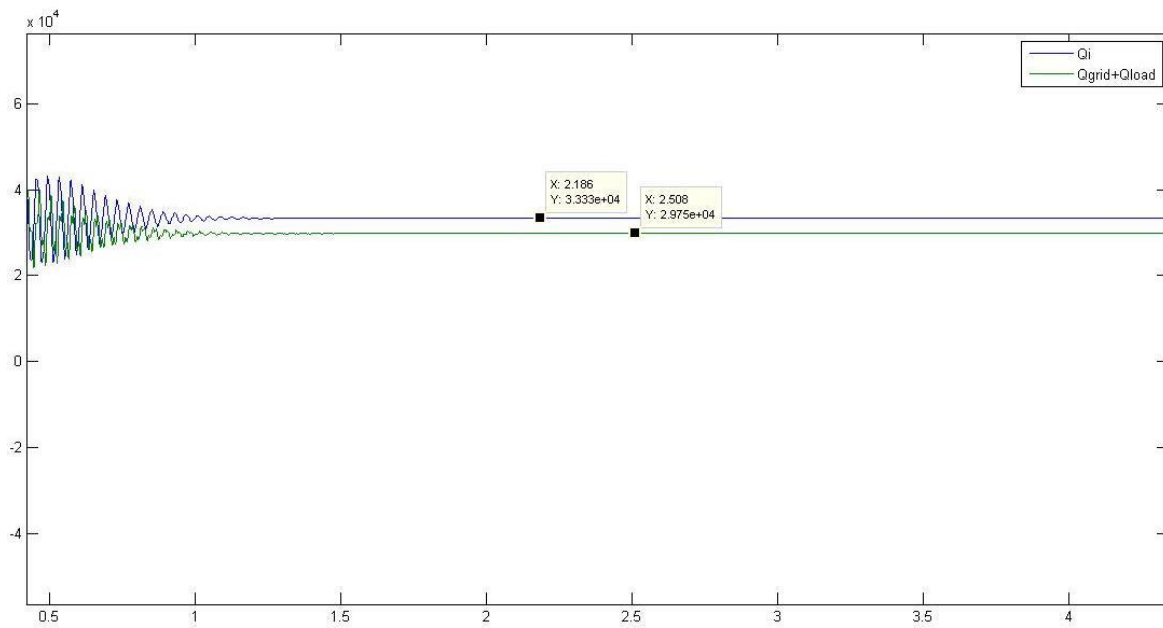


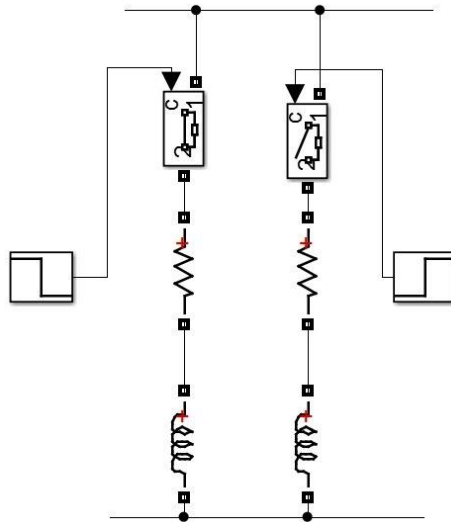
Figura 7.25: confronto tra Q_i e $Q_{grid} + Q_{load}$.

7.4 CONDIZIONE DI CARICO VARIABILE

Ora che la validità del modello è stata verificata per due diverse condizioni di carico, proviamo a vedere come si comporta con una variazione di carico da resistivo a fortemente induttivo, usando i valori di carico delle simulazioni precedenti.

Per fare questo il modello è stato modificato inserendo i due carichi in parallelo e due interruttori che si scambiano all'istante $t=5$ s.

Figura 7.26:
simulazione
di carico variabile



La tensione al DC BUS si stabilizza dopo il transitorio su un valore leggermente superiore. In seguito infatti vedremo che la P_i dopo il transitorio cala, anche se di pochissimo, aumentando quindi lievemente la U_{dc} . Questo può essere dovuto forse alla presenza degli interruttori.

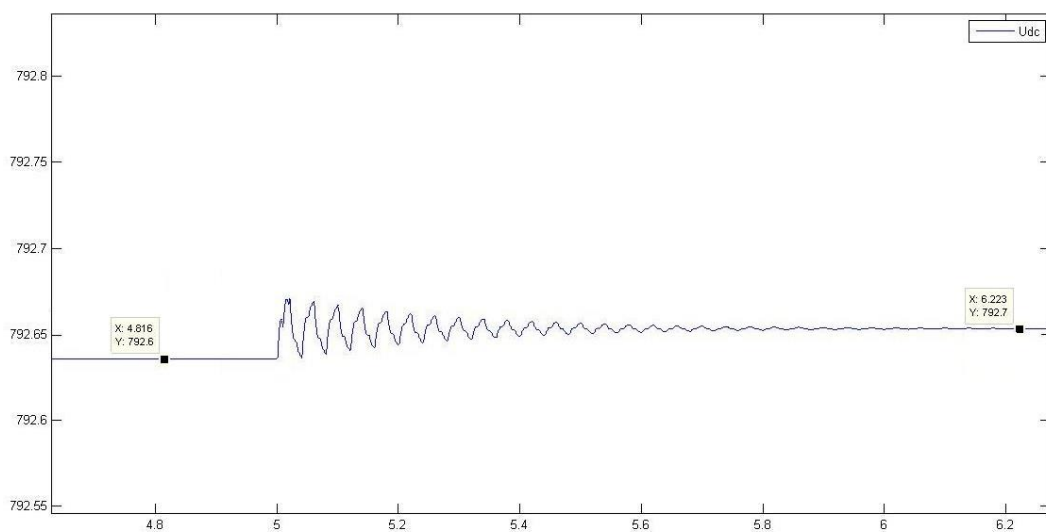


Figura 7.27: tensione U_{dc} al DC BUS.

La tensione erogata dall'inverter resta agganciata a quella di rete così come quella sul carico.

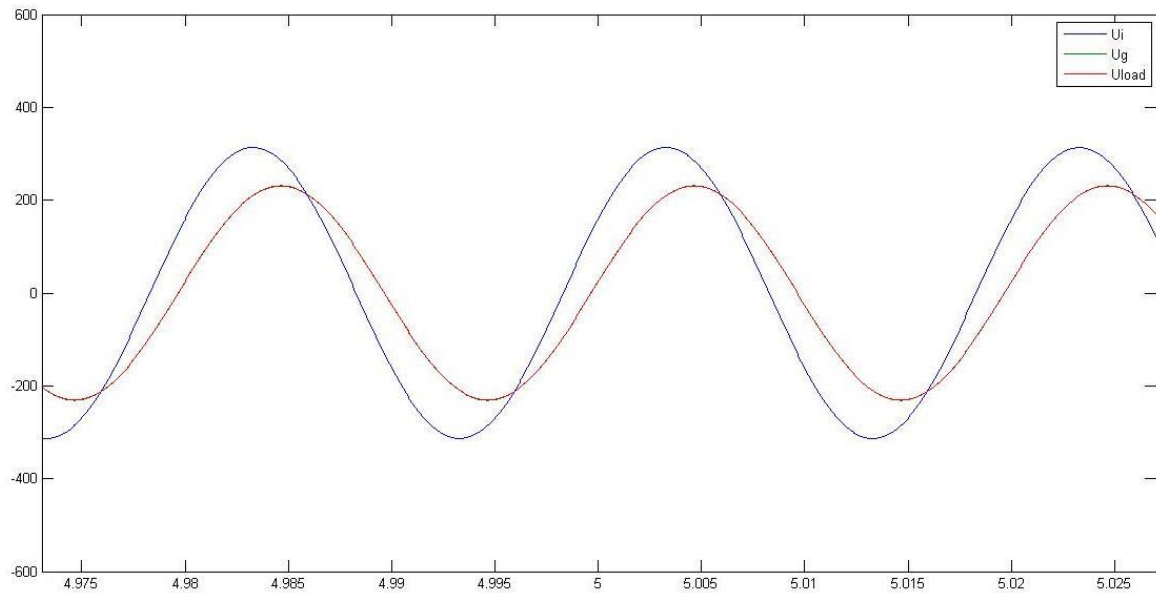


Figura 7.28: andamento di U_i , U_g e U_{load} .

Dopo il transitorio ho una riduzione delle correnti in gioco a causa dell'aumento del valore dell'impedenza e di conseguenza una minore caduta di tensione lungo la linea tra rete e carico. I valori efficaci di U_g e U_{load} quindi si avvicinano.

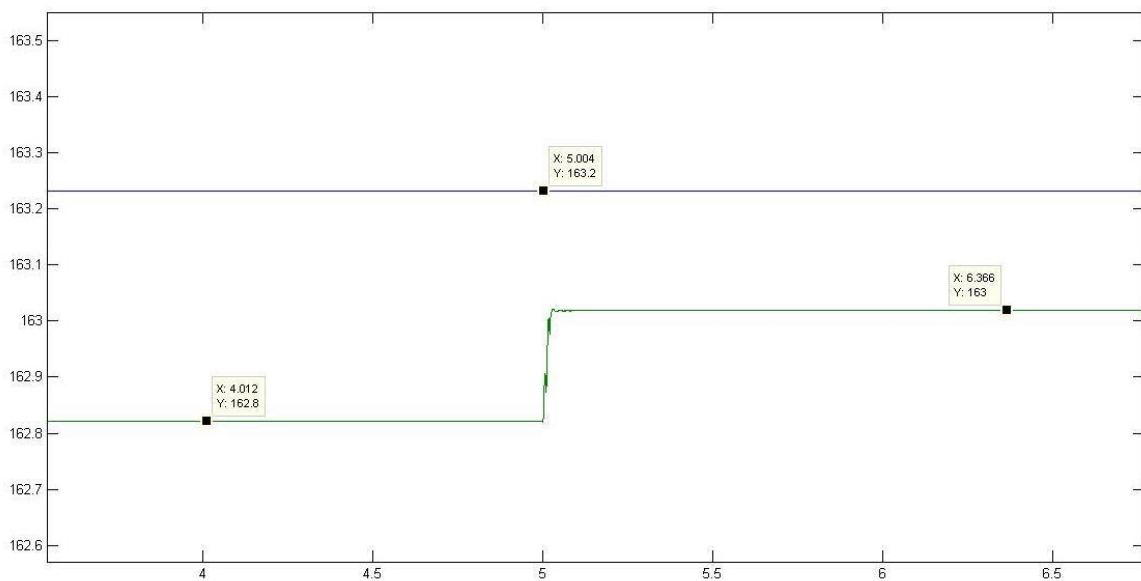


Figura 7.29: valori efficaci di U_g e U_{load} .

Qui possiamo vedere il cambiamento del valore della corrente di carico.

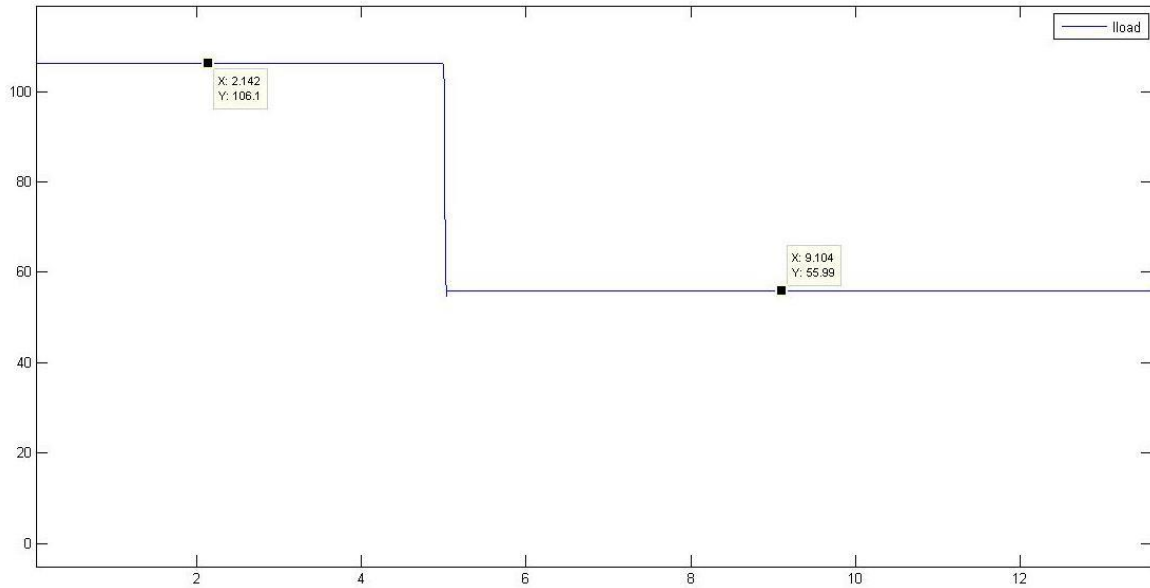


Figura 7.30: corrente di carico I_{load} .

Lo sfasamento tra inverter e rete (e quindi carico) si riduce.

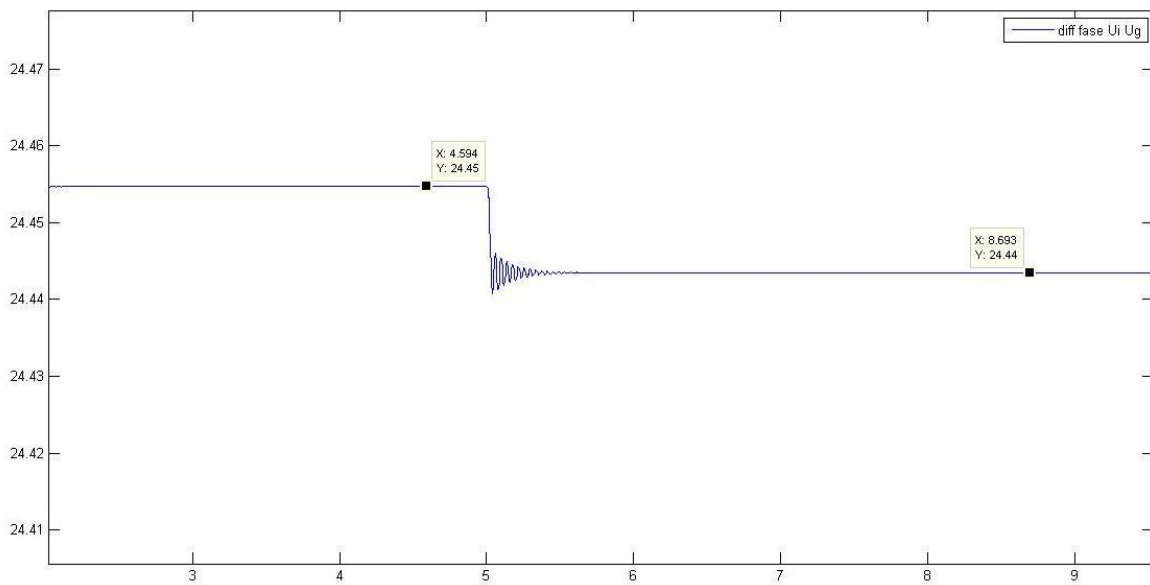


Figura 7.31: sfasamento tra U_i e U_g .

Di conseguenza il fattore di potenza dell'inverter aumenta.

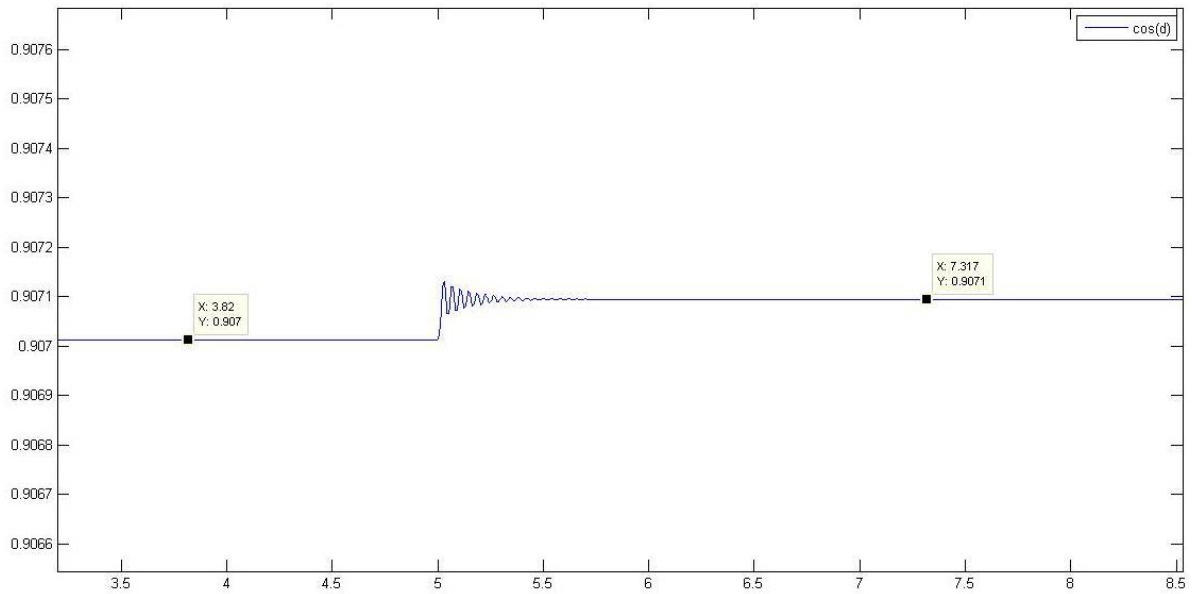


Figura 7.32: $\cos(\delta)$ inverter.

Andamento delle componenti di U_i . Vediamo che l'andamento non viene turbato dalla variazione di carico in quanto questa viene gestita dalla rete.

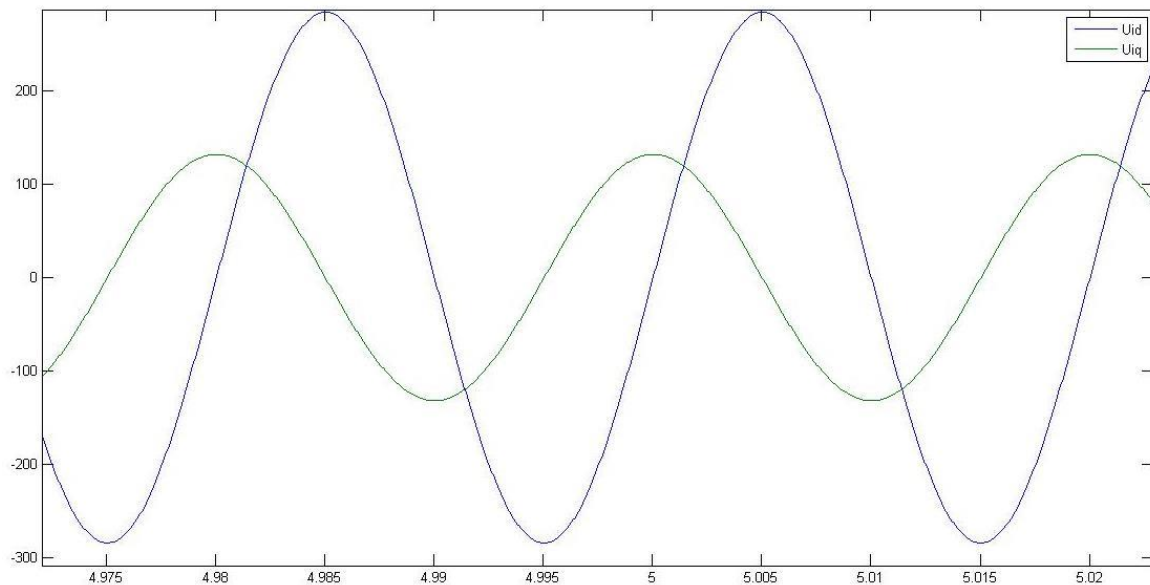


Figura 7.33: andamento U_{id} e U_{iq} .

Qui possiamo vedere i valori efficaci delle due componenti. La U_{id} rimane invariata dopo un'oscillazione durante il transitorio. La U_{iq} invece si riduce. Si tratta comunque di una variazione trascurabile.

$U_{id\text{eff}}$

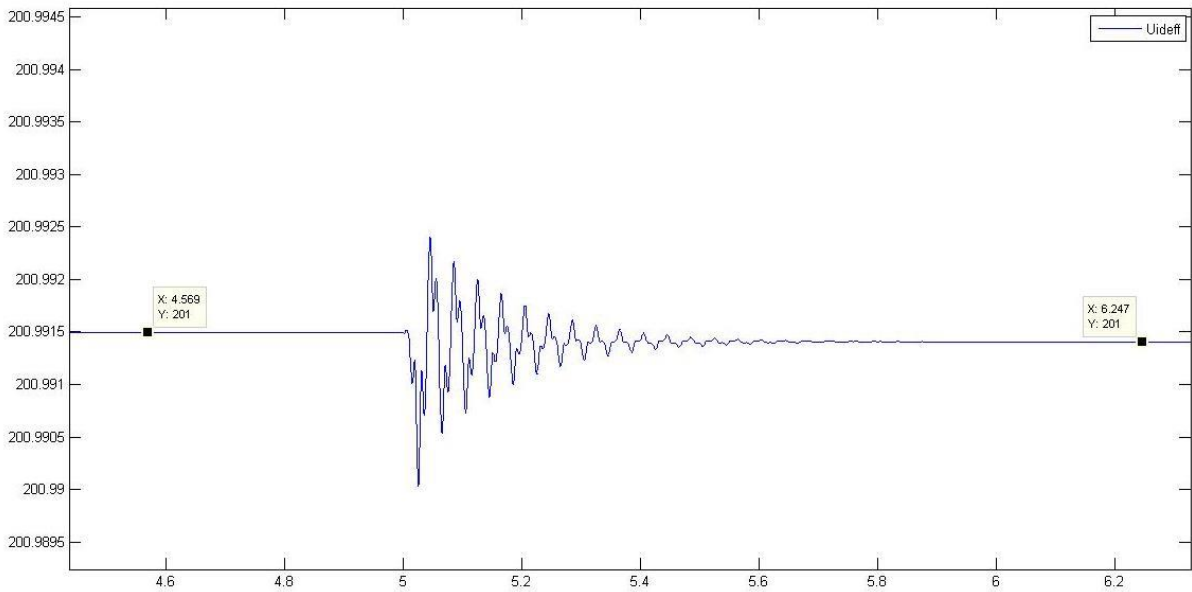


Figura 7.34. valore efficace di U_{id}

$U_{iq\text{eff}}$

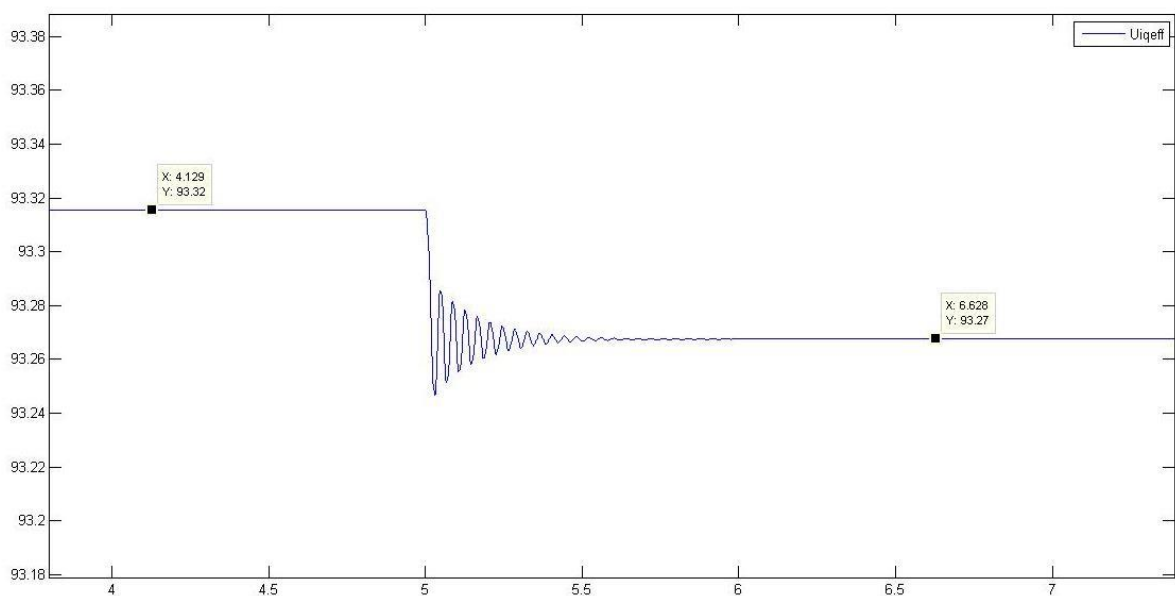


Figura 7.35: valore efficace di U_{iq} .

La variazione di potenza nel funzionamento parallelo alla rete viene gestito principalmente dalla rete stessa. Infatti la fonte di energia lato DC potrebbe essere una fonte non regolabile, per esempio un impianto fotovoltaico, e quindi risulta conveniente non ostacolarne la produzione.

Potenze attive

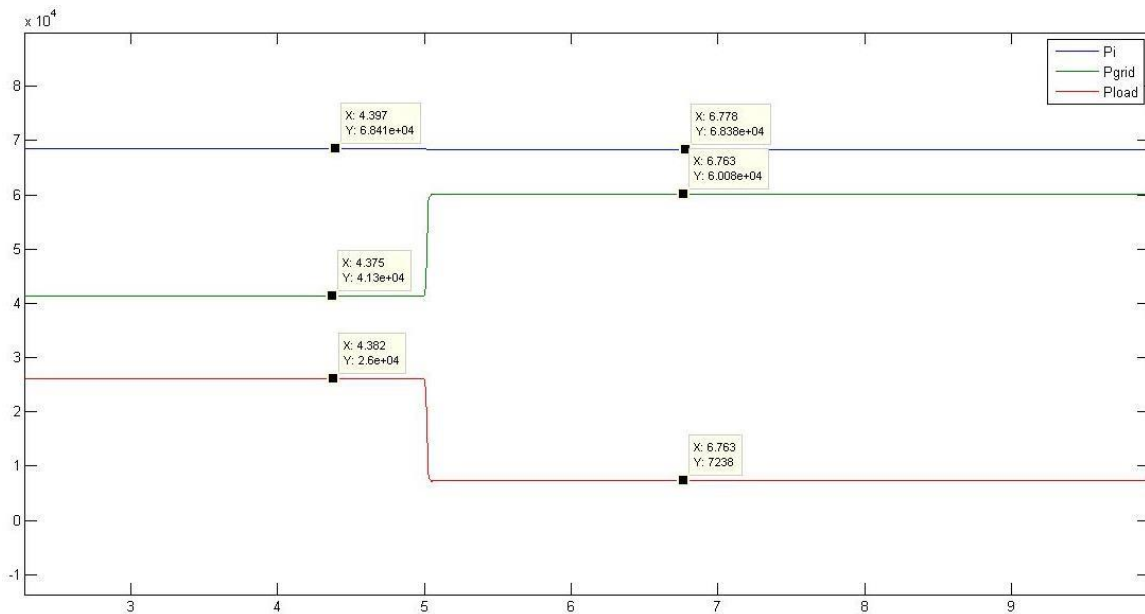


Figura 7.36. variazione delle potenze attive durante il transitorio.

Potenze reattive

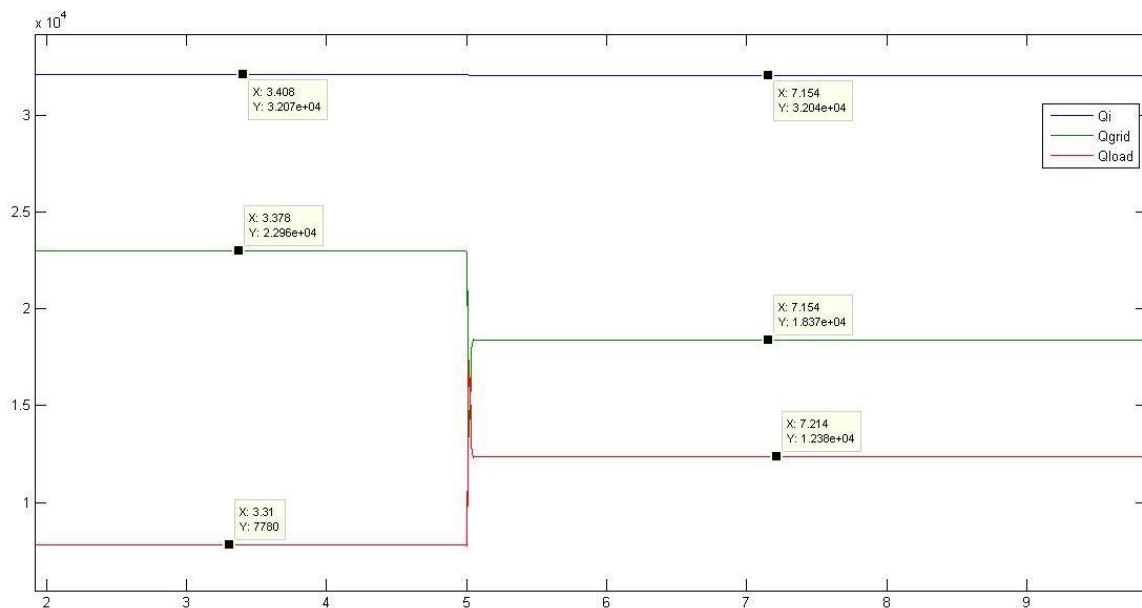


Figura 7.37. variazione delle potenze reattive durante il transitorio.

7.5 CONDIZIONE STAZIONARIA CON RETE DEBOLE

Per rete debole si intende una rete con bassa potenza di corto circuito P_{cc} , definita secondo l'equazione:

$$P_{cc} = \frac{V^2}{Z}$$

Dove V è la tensione di rete e Z l'impedenza di linea. Minore è la P_{cc} più la rete sarà sensibile a disturbi introdotti da carichi distorti.

Una bassa P_{cc} infatti implica un'alta Z e quindi le correnti di disturbo messe in gioco da carichi distorti causeranno una caduta di tensione maggiore lungo la linea, e quindi un peggioramento della tensione sul carico stesso.

Per questo una rete con alto P_{cc} viene detta "rete forte", mentre una rete con basso P_{cc} viene detta "rete debole". Si intuisce inoltre che i carichi connessi in MT come per esempio le utenze industriali siano meno sensibili ai disturbi di rete in quanto connessi ad un nodo a V maggiore, ma allo stesso tempo un disturbo generato da essi ha una influenza maggiore.

Per tale motivo inoltre si può scegliere di allacciare utenze particolarmente sensibili a nodi a tensione maggiore.

Nel nostro caso, stimando una U_i attorno ai 300 V si è scelto di raddoppiare l'impedenza di linea in modo di dimezzare la P_{cc} .

Il carico è lo stesso della prima simulazione quindi resistivo con $\cos(\varphi)=0.96$.

Tensione sul DC BUS U_{dc}

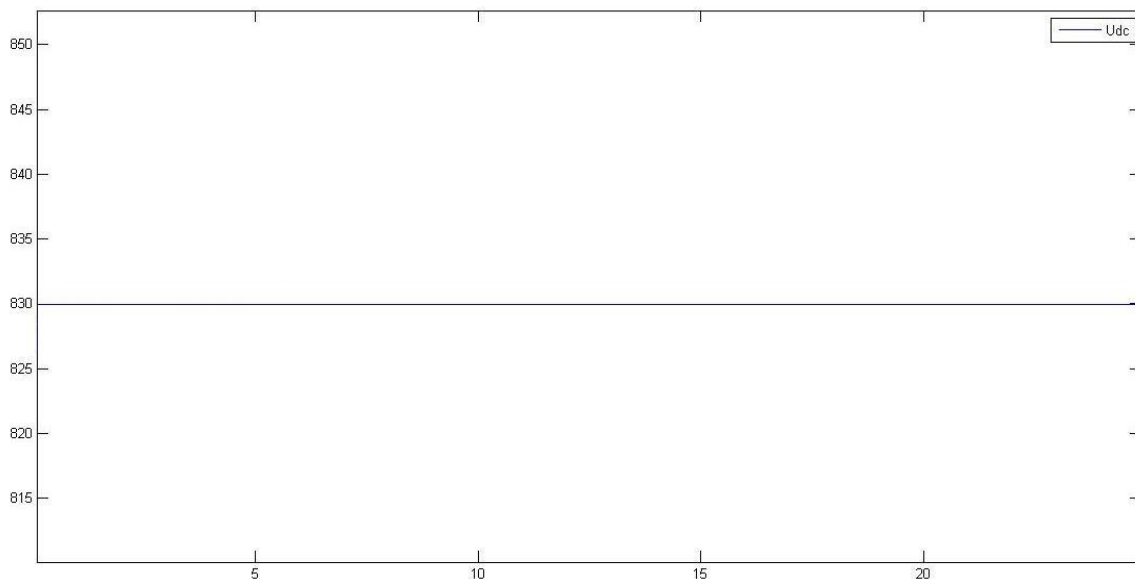


Figura 7.38: tensione U_{dc} al DC BUS.

Risulta evidente la differenza tra la tensione di rete U_g e quella sulla carico a causa delle forti cadute di tensione lungo la linea.

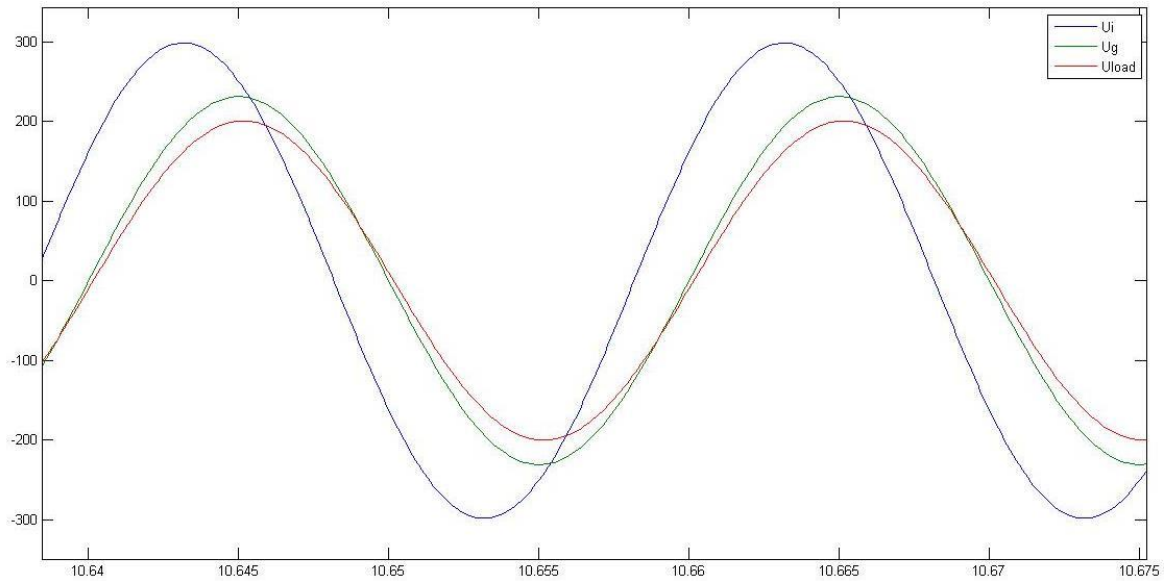


Figura 7.39: andamento di U_i , U_{grid} e U_{load}

L'ampiezza della U_{load} si è ridotta rispetto alla U_g . Inoltre è stato introdotto un piccolo sfasamento tra le due come si vede nella figura seguente.

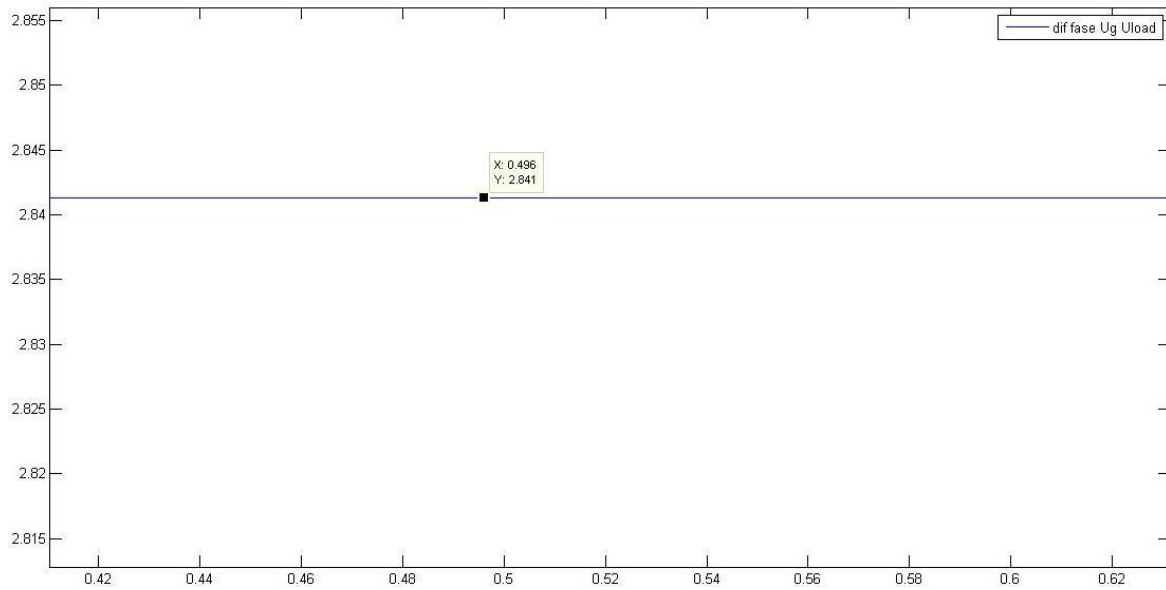


Figura 7.40: sfasamento tra U_g e U_{load} .

Anche lo sfasamento tra inverter e carico è aumentato.

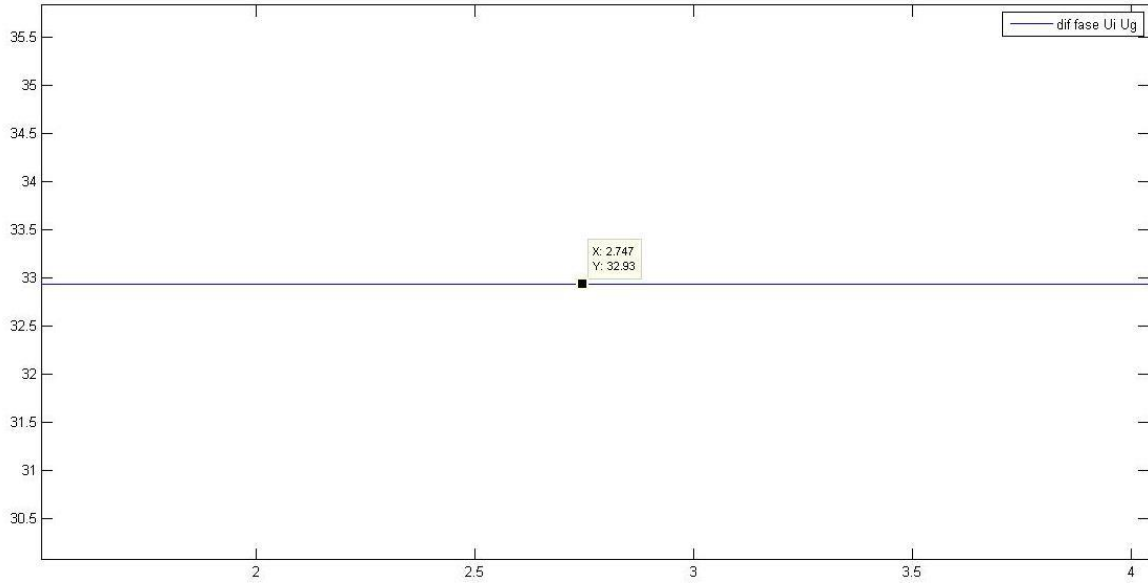


Figura 7.41: sfasamento tra U_i e U_g .

E quindi il fattore di potenza dell'inverter si è ridotto.

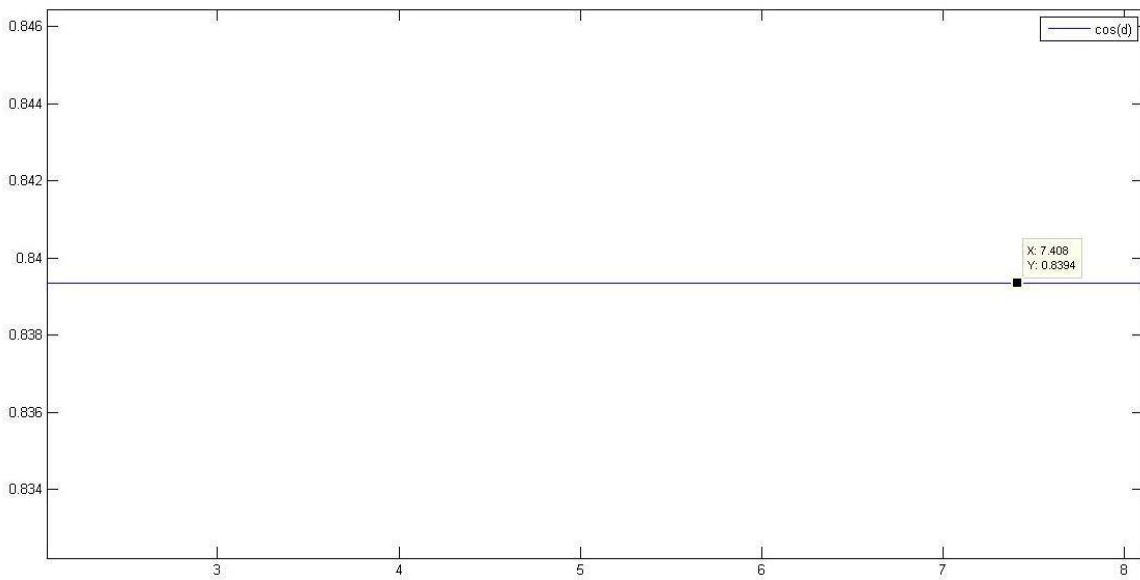


Figura 7.42: $\cos(\delta)$ inverter.

Qui possiamo vedere le due componenti della tensione di inverter U_{id} e U_{iq} .

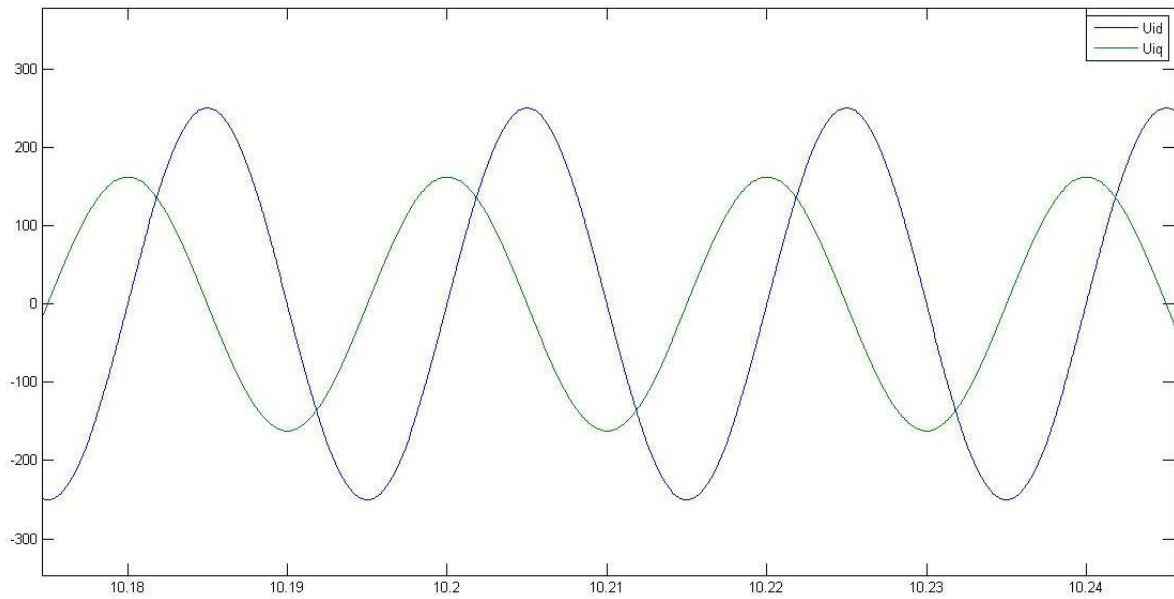


Figura 7.43. andamento U_{id} e U_{iq} .

Essendosi abbassate le correnti in gioco le potenze si sono ridotte.

Potenze attive

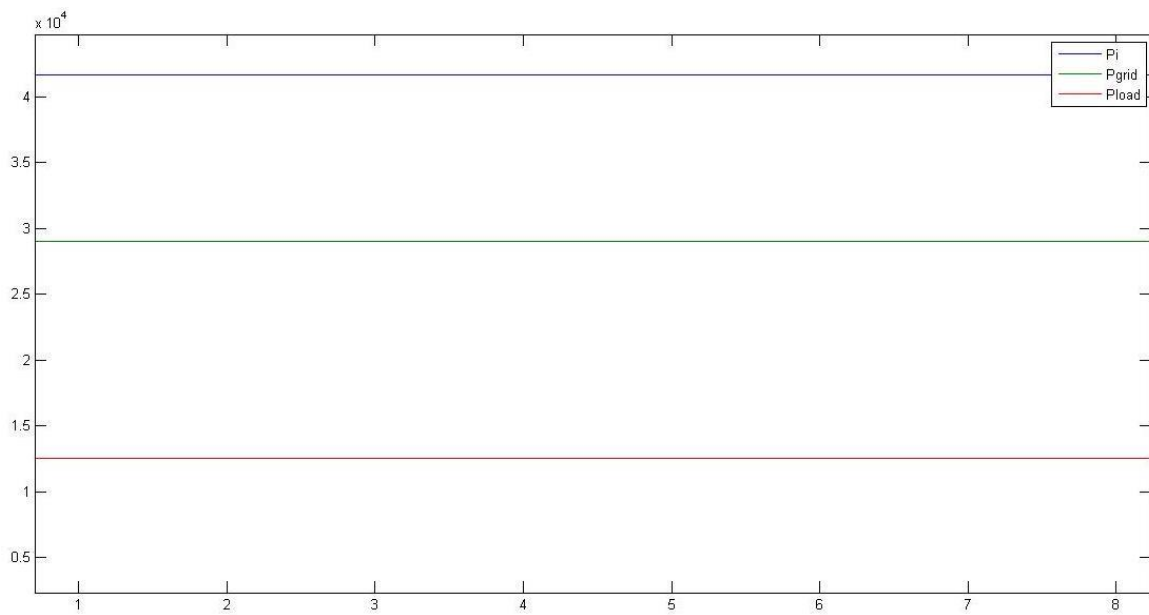


Figura 7.44: valori a regime delle potenze attive: P_i , P_{grid} e P_{load} .

Potenze reattive.

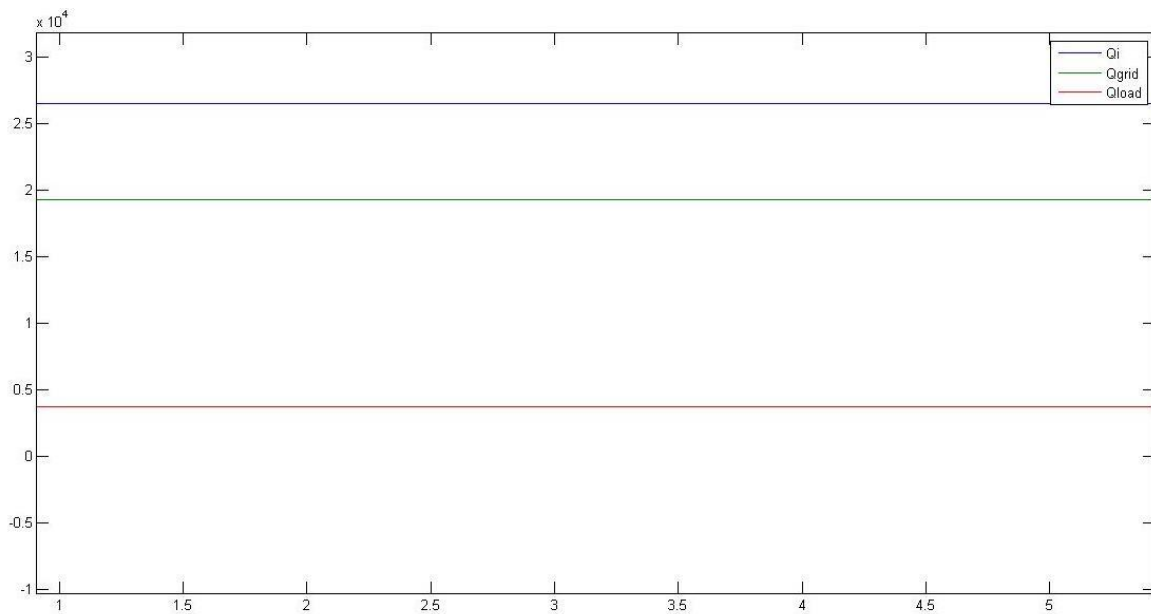


Figura 7.45: valori a regime delle potenze reattive: Q_i , Q_{grid} e Q_{load} .

Di seguito è possibile vedere dei confronti tra la rete forte della prima simulazione e la rete debole per vedere l'influenza dell'impedenza di linea.

Aumento della U_{dc} grazie alla diminuzione della potenza richiamata al generatore.

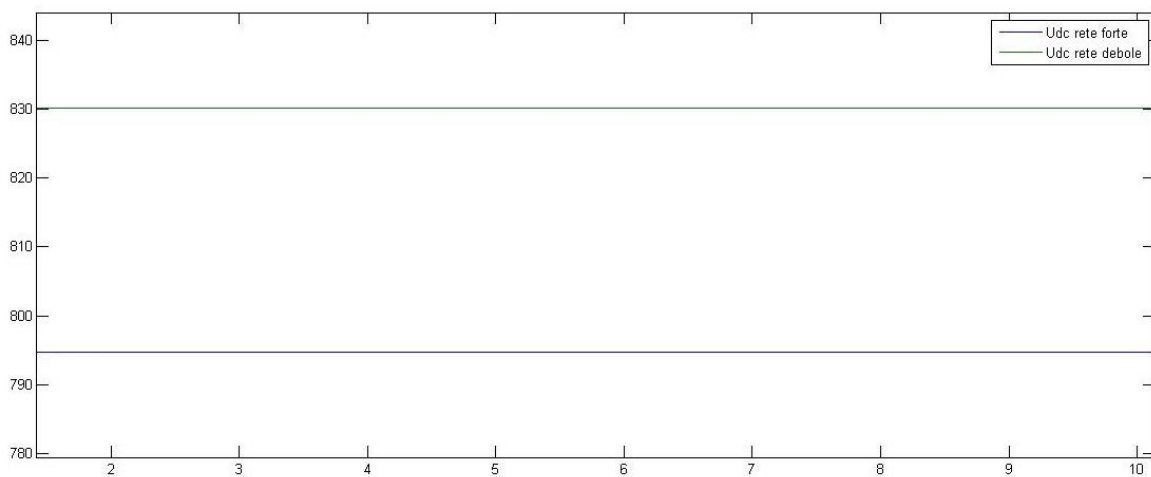


Figura 7.46: confronto tra U_{dc} per rete forte e debole.

Fattore di potenza dell'inverter $\cos(\delta)$.

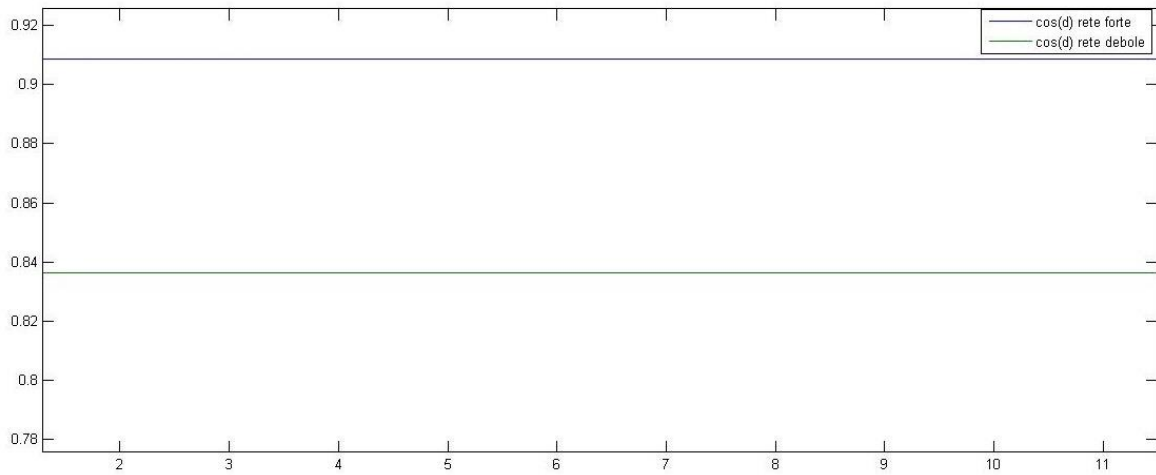


Figura 7.47: confronto tra $\cos(\delta)$ inverter con rete forte e debole.

Tensione erogata dall'inverter: si vede come cali l'ampiezza e cambi la fase.

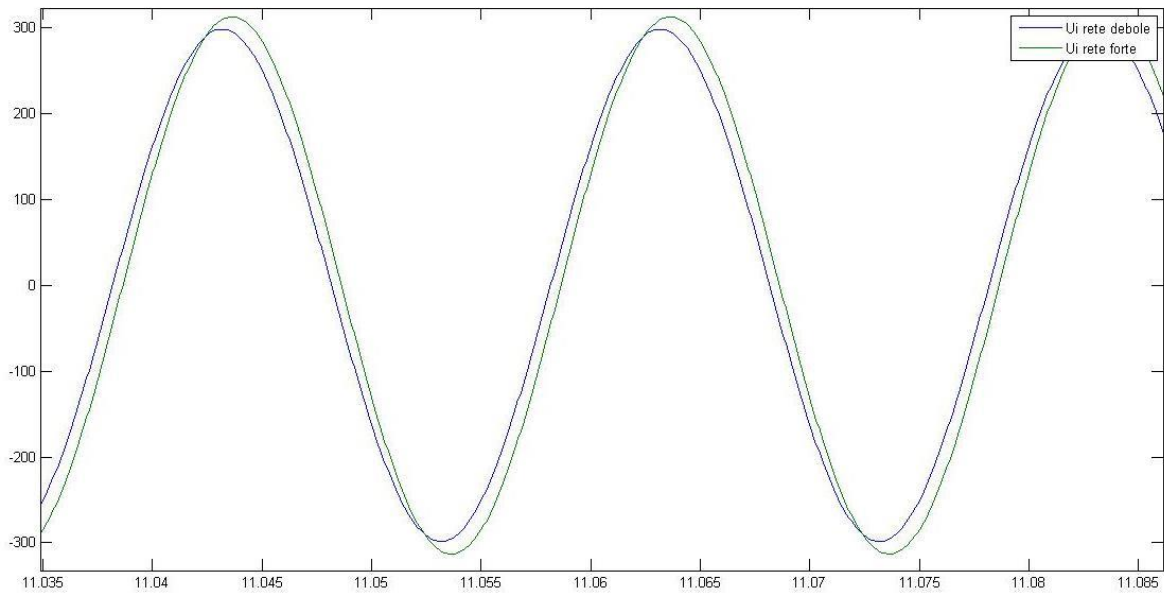


Figura 7.48: confronto di U_i per rete forte e debole.

Variation of the components U_{id} and U_{iq} of the inverter voltage. We see a decrease in U_{id} and an increase in U_{iq} .

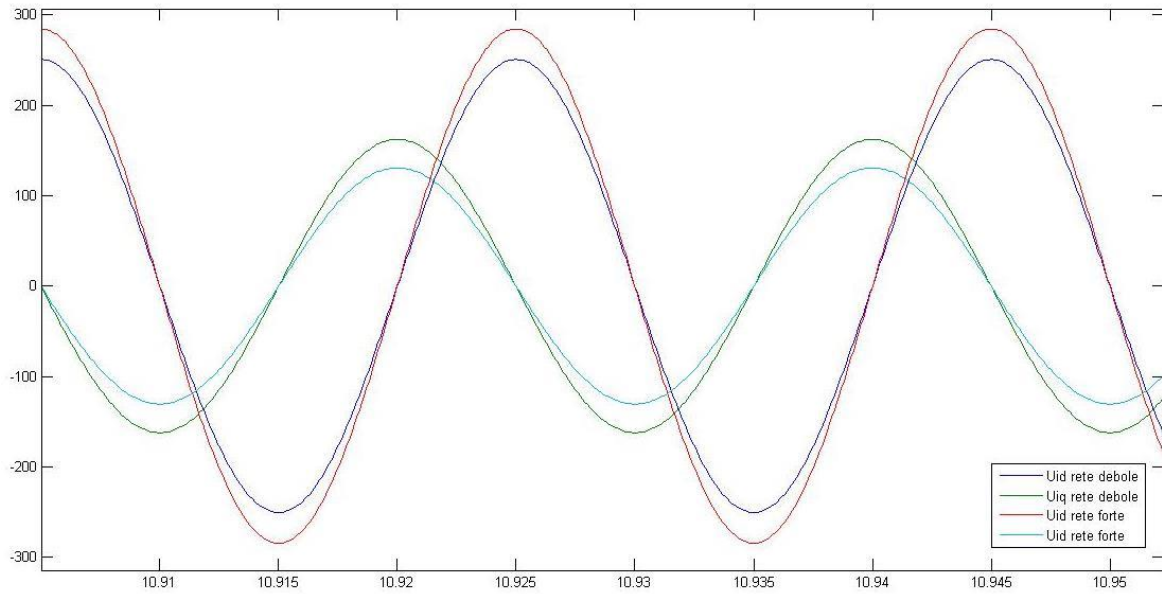


Figura 7.49: confronto tra le componenti U_{id} e U_{iq} con rete forte e debole.

The voltage on the load as we have said is reduced due to line drops and phase shift.

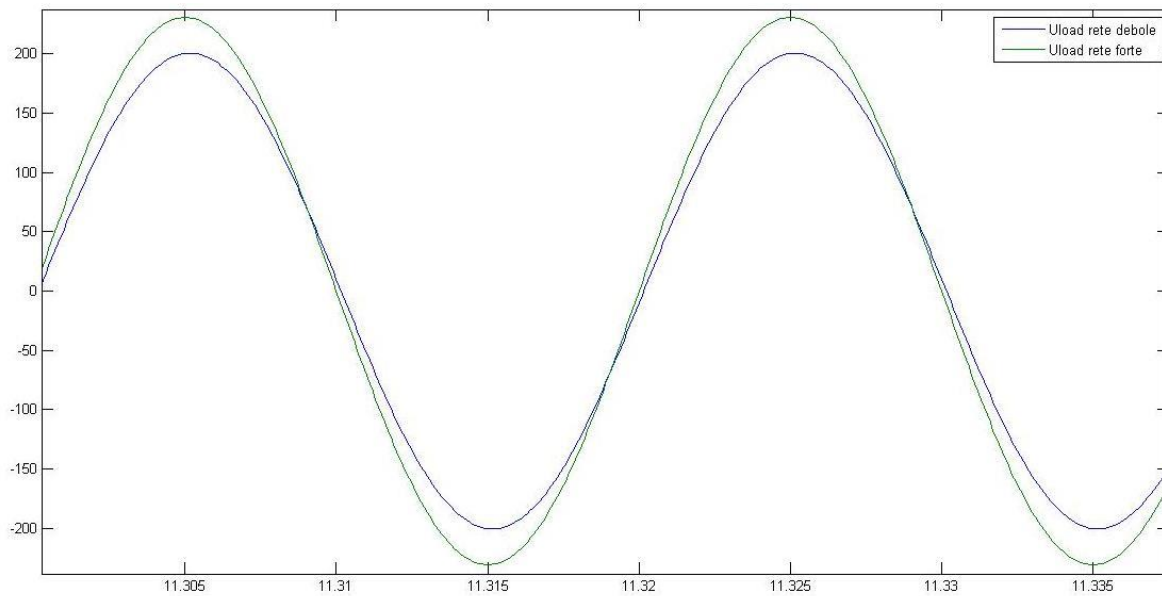


Figura 7.50: confronto di U_{load} con rete forte e debole.

Le potenze in gioco diminuiscono a causa dell'aumento delle impedenze.

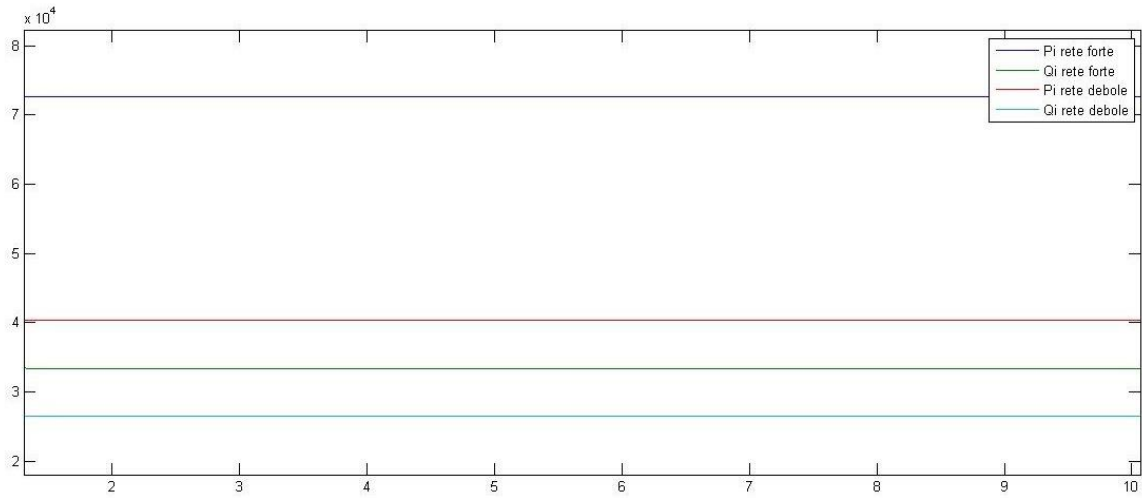


Figura 7.51: confronto tra le potenze in gioco con rete forte e debole.

7.6 CONDIZIONE DI CARICO VARIABILE CON RETE DEBOLE

In questa simulazione si analizza la variazione di carico da resistivo a fortemente induttivo nel caso di rete debole. Si utilizzano sempre i valori di carico delle simulazioni precedenti con variazione all'istante $t=5$ s.

Tensione al DC BUS: anche qui come prima abbiamo una piccola variazione di U_{dc} .

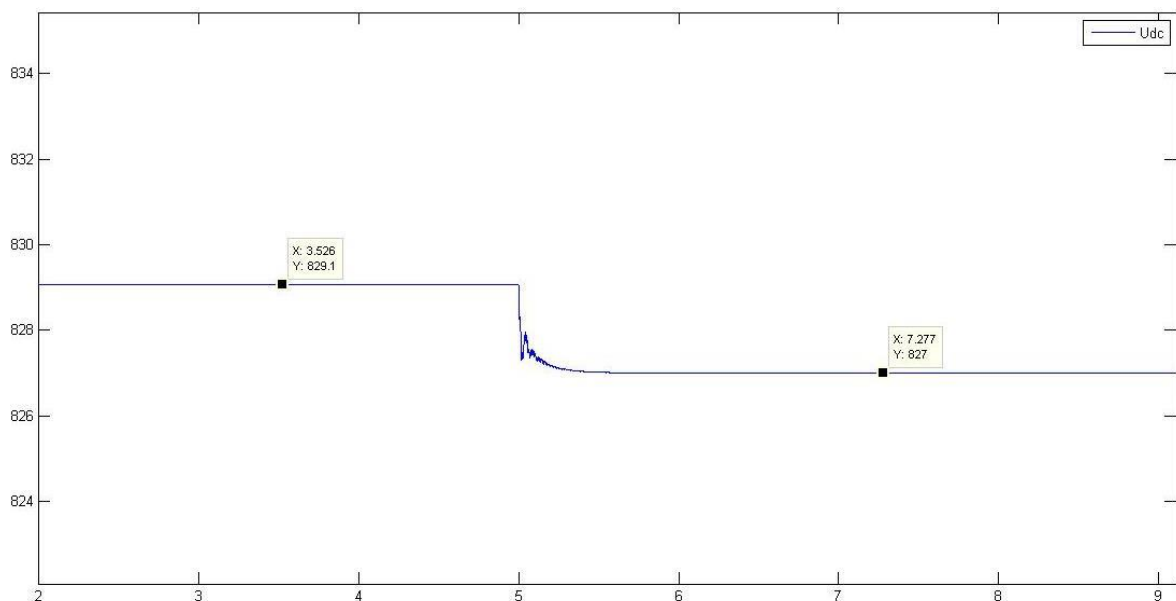


Figura 7.52: variazione di U_{dc} durante il transitorio.

Sfasamento tra la tensione di inverter e quella di rete.

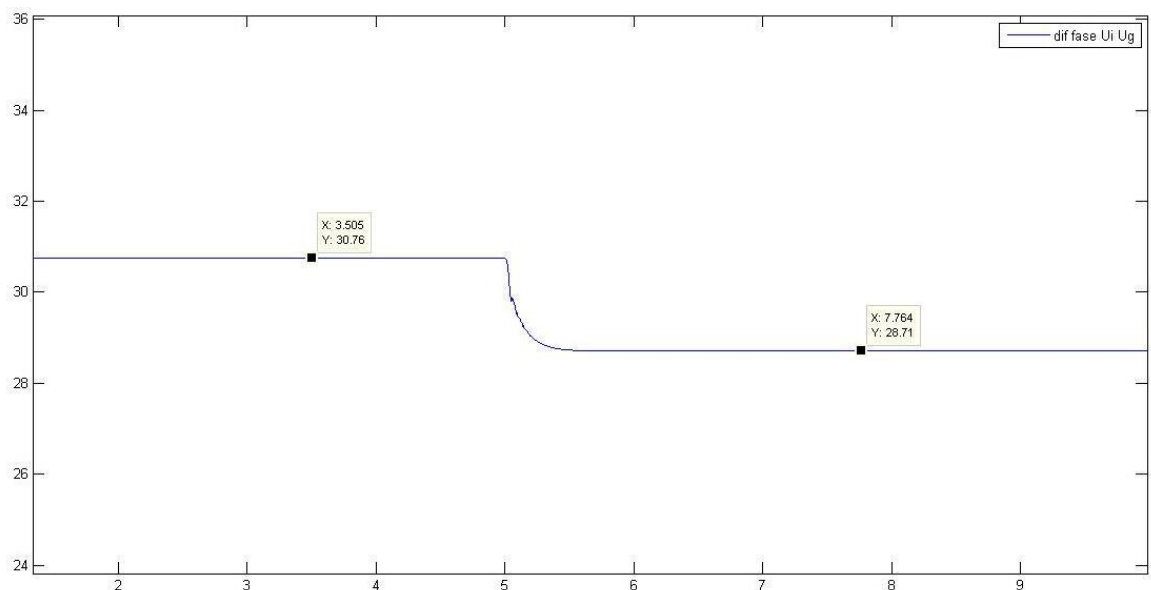


Figura 7.53: variazione dello sfasamento tra U_i e U_g durante il transitorio.

Il fattore di potenza dell'inverter aumenta.

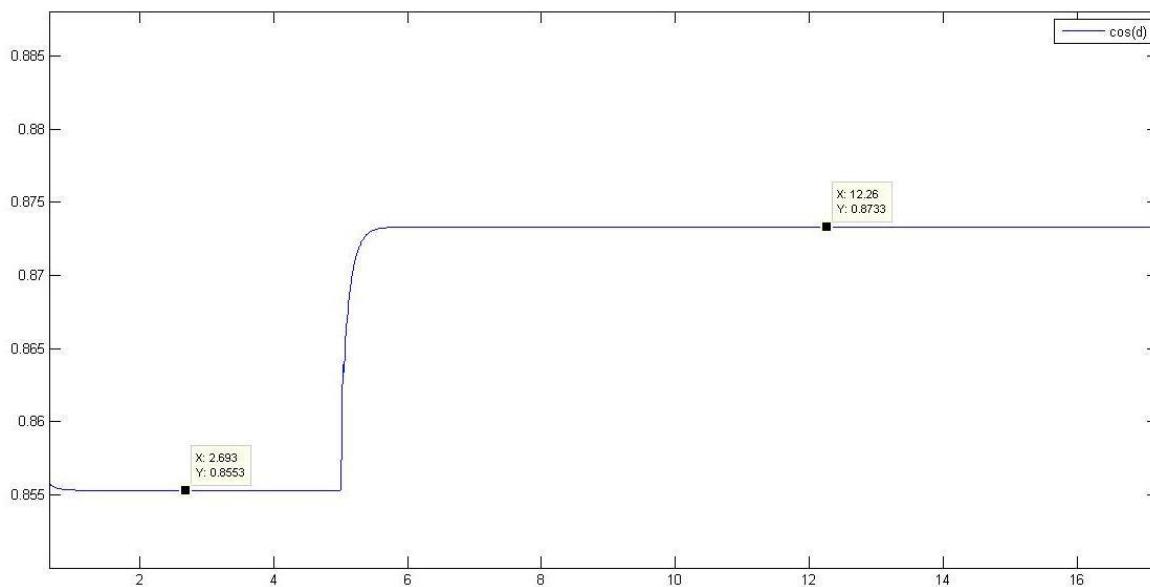


Figura 7.54: variazione di $\cos(\delta)$ inverter durante il transitorio.

Ho una variazione di entrambi i valori efficaci di U_{id} e U_{iq} .

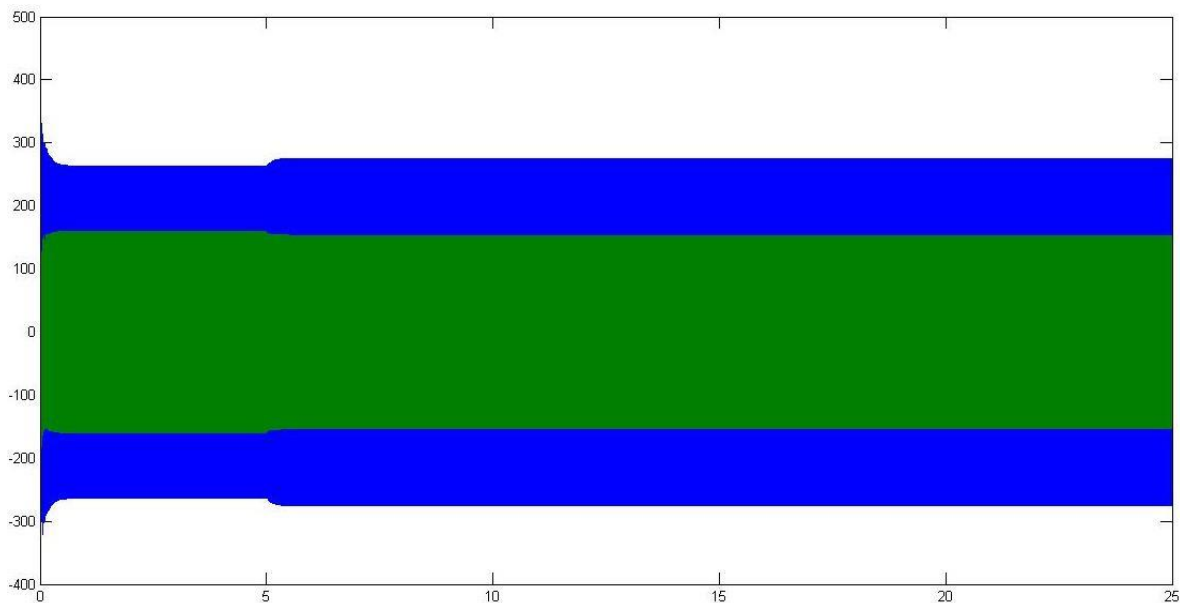


Figura 7.55: variazione degli andamenti di U_{id} e U_{iq} .

Qui si possono vedere i soli valori efficaci di U_{id} e U_{iq} .

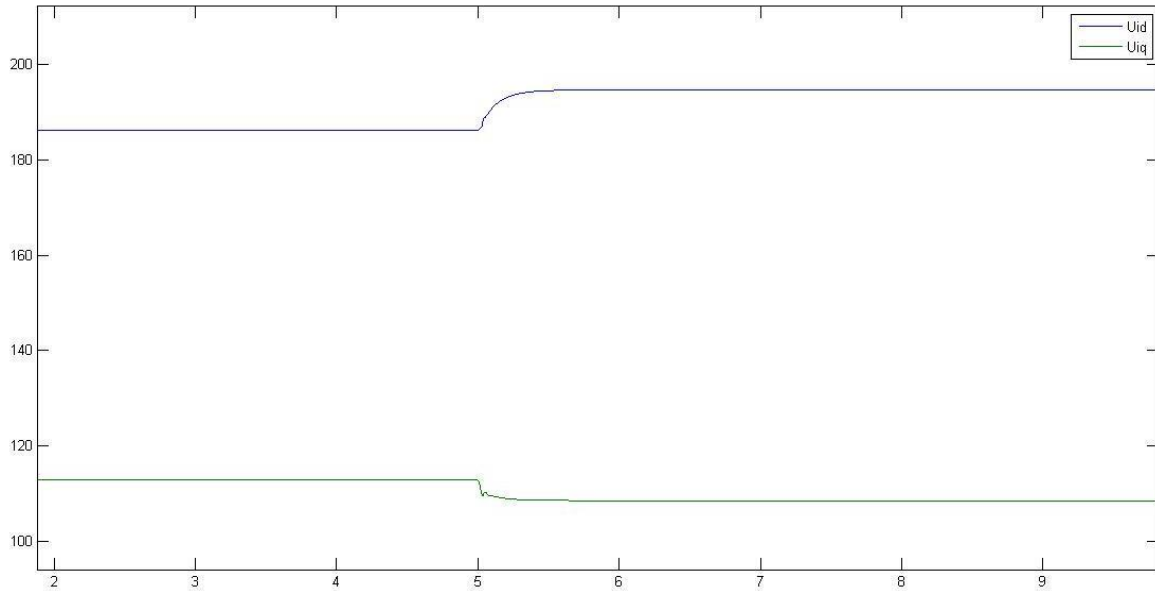


Figura 7.56: variazione dei valori efficaci di U_{id} e U_{iq} .

Abbiamo un aumento della tensione sul carico.

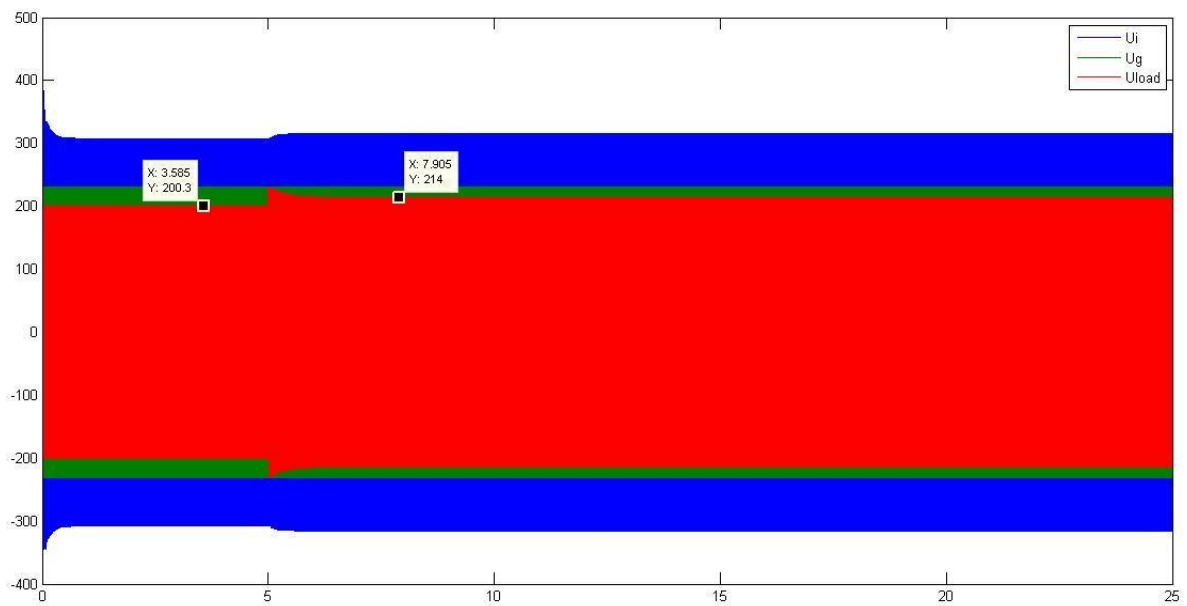


Figura 7.57: variazione degli andamenti di U_i e U_{load} .

Oltre al valore efficace di U_{load} cambia anche la sua fase rispetto a U_g . Infatti se prima del transitorio la vediamo leggermente in ritardo, dopo la troviamo leggermente in anticipo e con una ampiezza maggiore.

Qui la situazione prima del transitorio.

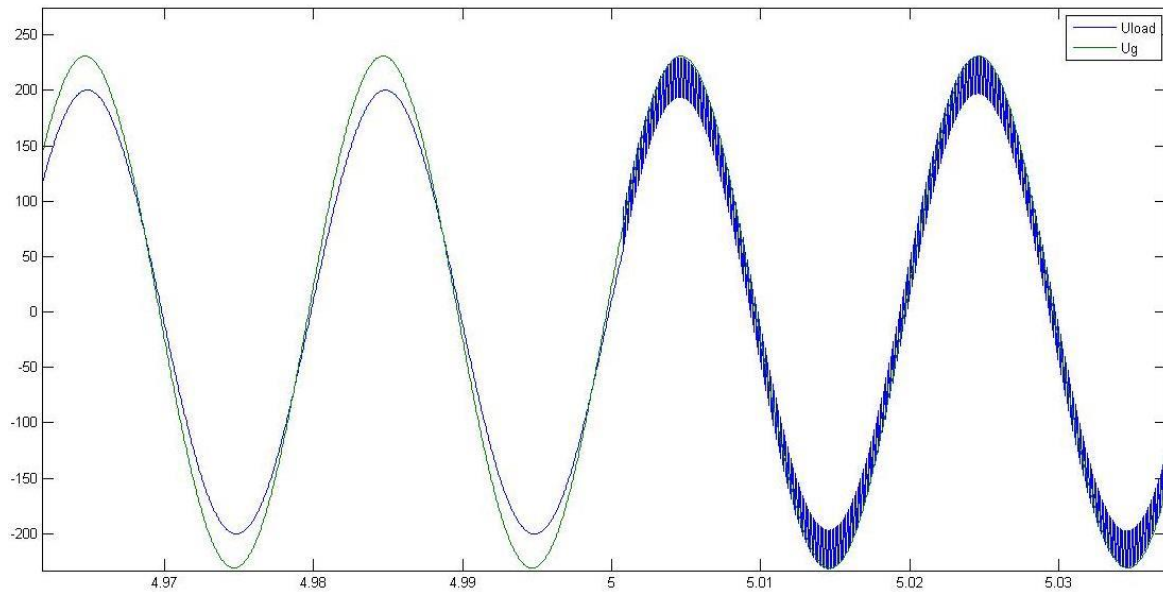


Figura 7.58: andamento di U_{load} e U_g all'inizio del transitorio.

Qui la situazione dopo il transitorio.

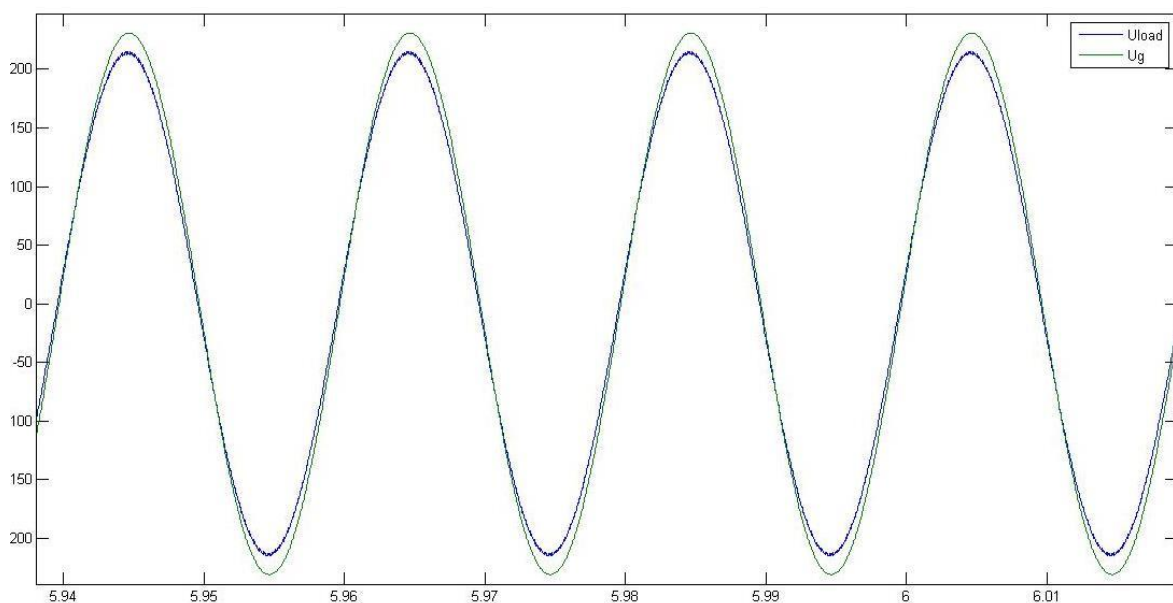


Figura 7.59: andamento di U_{load} e U_g dopo il transitorio.

Di seguito possiamo infatti vedere la variazione dello sfasamento tra U_{load} e U_g .

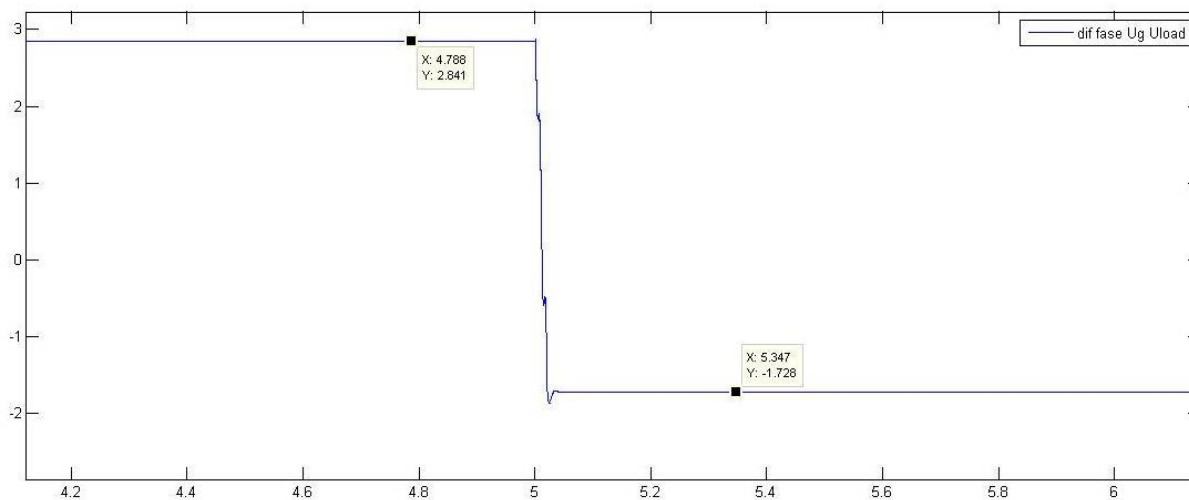


Figura 7.60: variazione dello sfasamento tra U_{load} e U_g durante il transitorio.

Per concludere vediamo il bilancio delle potenze.

Potenze attive

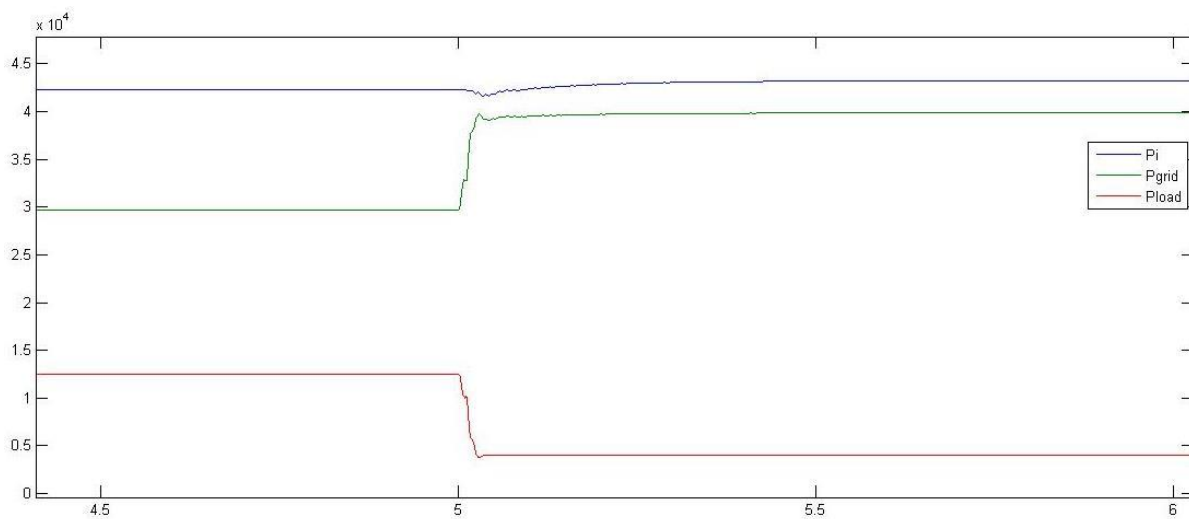


Figura 7.61: variazione delle potenze attive durante il transitorio.

Potenze reattive.

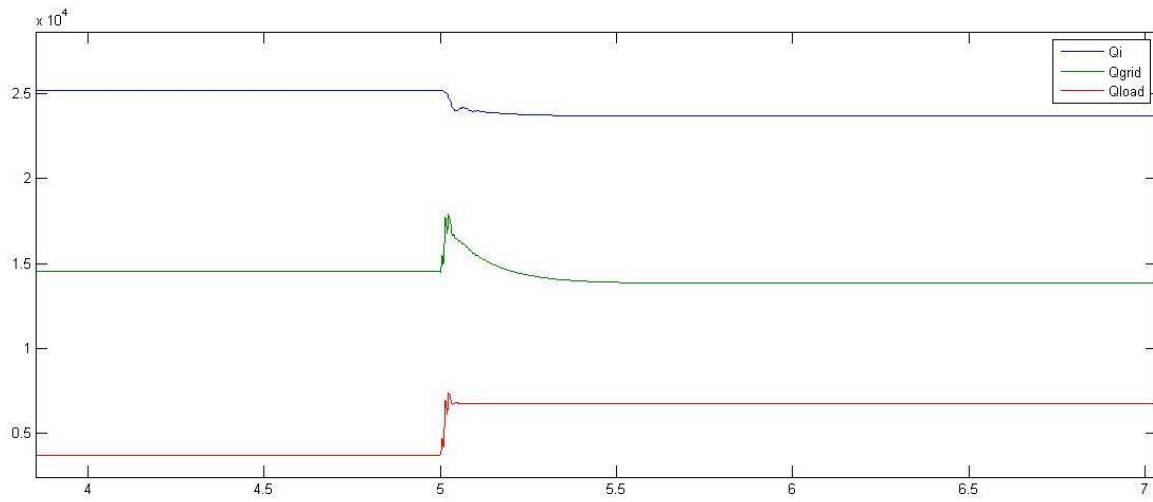


Figura 7.62: variazione delle potenze reattive durante il transitorio.

Conclusioni

In questa tesi è stata analizzata una possibile configurazione per il controllo dell'inverter nel funzionamento allacciato alla rete di impianti di generazione distribuita.

Tale configurazione permette un buon controllo separato della potenza attiva e reattiva ai fini della gestione dello scambio con la rete e la fornitura a carichi connessi.

Lo studio di diverse condizioni di rete e di carico hanno dimostrato l'affidabilità di questo tipo di controllo applicato a microreti, le quali troveranno sempre più spazio nelle future configurazioni d'impianto.

Si è visto come, attraverso un adeguato controllo dell'inverter è possibile far fronte a condizioni di rete debole e variabile, rendendo il controllo molto flessibile.

In particolare dalle simulazioni è emerso che il controllo permette di avere una tensione al DC BUS e sul PCC stabili, e di vedere sempre soddisfatto il bilancio delle potenze.

Un vantaggio è la possibilità di avere un controllo dello scambio attraverso l'elaborazione delle grandezze misurate, senza la necessità di sistemi di telecomunicazione.

Un possibile sviluppo ulteriore è l'applicazione di questo controllo al modello di microrete di NIDEC ASI, introducendo quindi anche la presenza del sistema di accumulo e del generatore diesel, definendo anche le unità master e slave nel caso di passaggio a funzionamento in isola e quindi di un controllo *grid forming*.

Bibliografia

1. *“Rapporto statistico 2012 – Impianti a fonti rinnovabili”*, GSE, 2012.
2. *“Un ottimizzatore per la gestione di reti attive di Distribuzione”*, A. Borghetti, M. Bosetti, C.A. Nucci, M. Paolone, S. Grillo, S. Massucco, F. Silvestro, S. Scalari.
3. *“Microgrid Energy Management System”*, CONSULTANT REPORT, CALIFORNIA ENERGY COMMISSION.
4. *“Microgrids and Energy Security: The Business Case”*, Angelique Mercurio, ENERGY SOLUTIONS FORUM INC., 2013.
5. *“Evaluation of the system performance on power system operation”* Christine Schwaegerl (2009).
6. *“Trends in Microgrid Control”*, IEEE-PES Task Force on Microgrid Control, Claudio A. Cañizares, Rodrigo Palma-Behnke, 2013.
7. *“RICERCA DI SISTEMA ELETTRICO. Architetture e logiche di controllo ottimale di microreti per la razionalizzazione energetica”*, I. Bertini, M. L. Di Silvestre, G. Graditi, M. G. Ippolito, E. Riva Sanseverino, G. Zizzo, ENEA, 2011.
8. *“Advanced Architectures and Control Concepts for More Microgrids. WPG. Evaluation of the system performance on power system operation”* Christine Schwaegerl, Siemens AG, 2009.
9. *“Advanced Architectures and Control Concepts for More Microgrids. WPH. Impact on the Development of Electricity Infrastructure”* Pierluigi Mancarella, Danny Pudjianto, 2009.

10. *“Norma CEI 0-16 – Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica”*, CEI Comitato Elettrotecnico Italiano, Dicembre 2012.
11. *“Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems”* Remus Teodorescu, Marco Liserre and Pedro Rodríguez ,2011.
12. *“Convertitori statici per la gestione dell'energia da fonti rinnovabili”*, Marco Liserre.
13. *“Un esempio di microgrid: la Smart Polygeneration Grid di Savona”*, ing. Fabio Zanellini, ANIE Energia.
14. *“RELAZIONE TECNICA MICRORETE SMART GRID MONTEBELLO VICENTINO”*, NIDEC ASI, 2013
15. *“IEEE Recommended Practice for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems Distribution Secondary Networks”*, IEEE Standards Coordinating Committee 21.
16. *“IEEE Standard Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting distributed Resources with Electric Power Systems*, IEEE Standards Coordinating Committee 21.
17. *“IEEE Guide for Monitoring, Information Exchange, and Control of Distributed Resources Interconnected with Electric Power Systems*, IEEE Standards Coordinating Committee 21.
18. *“A Decentralized Robust Control Strategy for Multi-DER Microgrids—Part I: Fundamental Concepts”*, Amir H. Etemadi, Student Member, IEEE, Edward J. Davison, Life Fellow, IEEE, and Reza Iravani, Fellow, IEEE, 2012.
19. *“Comprehensive Real-Time Microgrid Power Management and Control With Distributed Agents”*, C. M. Colson, Member, IEEE, and M. Hashem Nehrir, Fellow, IEEE.

20. *“Adaptive Decentralized Droop Controller to Preserve Power Sharing Stability of Paralleled Inverters in Distributed Generation Microgrids”*, Yasser Abdel-Rady Ibrahim Mohamed and Ehab F. El-Saadany, Senior Member, IEEE, 2008.
21. *“Adaptive Droop Control Applied to Voltage-Source Inverters Operating in Grid-connected and Islanded Modes”*, Juan C. Vasquez, Josep M. Guerrero, Senior Member, IEEE, Alvaro Luna, Pedro Rodríguez, Member, IEEE, and Remus Teodorescu, Senior Member, IEEE, 2009.
22. *“Research on the control strategy of inverters in the micro-grid”*, BiYing Ren, XiangQian Tong, Sha Tian, XiangDong Sun Department of Electrical Engineering Xi’an University of Technology Xi’an, China, 2010.
23. *“Droop Control of Parallel Inverters with LCL Filter and Virtual Output Impedance”*, Anuroop.P.V, Prof.K.Radhakrishnan, A. Saravana Kumar, M.Tech Student, Dept. of EEE, Mar Athanasius College Of Engineering, Kothamangalam, Kerala, India Professor, Dept. of EEE, Mar Athanasius College Of Engineering, Kothamangalam, Kerala, India CDAC, Thiruvananthapuram, India, 2013.
24. *“The Control Strategy Based on Improved Droop Method of Microgrid-Connected Inverters”*, Sha Tian, Xiangqian Tong, Biying Ren, 2010.
25. *“Elettronica di potenza”*, Mohan, Undeland, Robbins, 2009