



Agenzia Nazionale per le Nuove Tecnologie,  
l'Energia e lo Sviluppo Economico Sostenibile



*Ministero dello Sviluppo Economico*

## RICERCA DI SISTEMA ELETTRICO

Definizione delle specifiche dei sistemi di controllo e d'interfaccia  
dei sistemi di accumulo con accumulatori al litio per l'impiego nelle  
reti di distribuzione

*S. Barsali, M. Ceraolo, R. Giglioli, D. Poli*



UNIVERSITÀ DI PISA

DEFINIZIONE DELLE SPECIFICHE DEI SISTEMI DI CONTROLLO E D'INTERFACCIA DEI SISTEMI  
DI ACCUMULO CON ACCUMULATORI AL LITIO PER L'IMPIEGO NELLE RETI DI DISTRIBUZIONE

S. Barsali, M. Ceraolo, R. Giglioli, D. Poli – Dipartimento di Ingegneria dell'Energia e dei  
Sistemi – Università di Pisa

Settembre 2011

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico – ENEA

Area: Governo, gestione e sviluppo del sistema elettrico nazionale

Progetto: Sistemi avanzati di accumulo di energia

Responsabile Progetto: Mario Conte, ENEA

## Indice

<b>1. PREMESSA</b> .....	<b>4</b>
<b>2. SISTEMI DI ACCUMULO</b> .....	<b>5</b>
<b>3. FUNZIONI DEL SISTEMA</b> .....	<b>6</b>
3.1. Compensazione di potenza attiva e reattiva.....	6
3.2. Compensazione di armoniche.....	7
<b>4. SCHEMA ELETTRICO</b> .....	<b>8</b>
<b>5. STATO DELL'ARTE DEI SISTEMI DI CONTROLLO</b> .....	<b>10</b>
5.1. Inverter a controllo di corrente.....	10
5.2. Inverter a controllo di tensione .....	10
5.3. Comportamento a fronte di guasto .....	11
5.4. Sistema con statismo .....	11
<b>6. SISTEMA DI CONTROLLO</b> .....	<b>13</b>
6.1. Sistema di controllo con statismo .....	13
6.1.1. Funzionamento normale.....	13
6.1.2. Comportamento a fronte di guasto.....	14
6.2. Sistema di compensazione delle armoniche.....	14
6.3. Interfacciamento con il sistema di controllo remoto .....	14
<b>7. SIMULAZIONE DEL FUNZIONAMENTO DEL CONTROLLORE CON STATISMO</b> .....	<b>15</b>
<b>8. REIMPIEGO DELLE BATTERIE AL LITIO DEI VEICOLI ELETTRICI PER APPLICAZIONI STAZIONARIE</b> .....	<b>18</b>
8.1. Prestazioni delle batterie ricondizionate e procedure di prova .....	18
8.2. Valorizzazione dei servizi.....	20
8.3. Stima dei costi del processo di ricondizionamento .....	20
<b>9. SPERIMENTAZIONE SULLA FUNICOLARE DI BERGAMO</b> .....	<b>23</b>
9.1. Misure della potenza assorbita.....	23
9.2. Misure di tensione e corrente sul vecchio impianto.....	23
9.3. Misure di tensione e corrente sul nuovo azionamento.....	25
<b>10. BIBLIOGRAFIA</b> .....	<b>27</b>

## **1. PREMESSA**

Il presente rapporto si riferisce ai contributi nell'ambito dell'obiettivo D "Indagini preliminari su tecnologie di controllo e di interfaccia con la rete", E "Progettazione e realizzazione di tecnologie di controllo ed interfaccia del sistema di accumulo in batterie al litio con la rete e con utenze particolari", F "Validazioni sperimentali e dimostrazioni" e G "Indagini tecnologiche e valutazioni di impatto dei sistemi di accumulo del progetto"

In particolare i capitoli 2 e 3 analizzano le possibili funzioni che un sistema di accumulo può svolgere, il capitolo 4 definisce un possibile schema per un dispositivo in grado di svolgere funzioni di compensazione di potenza attiva e reattiva e filtraggio armonico sulla rete di media tensione, i capitoli 5 e 6, analizzano prima i possibili schemi di controllo e poi definiscono un algoritmo idoneo al svolgere le funzioni identificate su una rete di distribuzione idonea sia al funzionamento in parallelo al resto del sistema che in isola. Il capitolo 7, infine riporta i risultati delle simulazioni effettuate su un modello con implementato il controllore descritto.

Il capitolo 8 analizza lo stato dell'arte concernente la possibilità di reimpiegare le batterie recuperate dai veicoli elettrici per impieghi stazionari, mentre il capitolo 9 riporta i risultati ad oggi delle misure effettuate sull'azionamento della funicolare ATB San Vigilio di Bergamo, nel funzionamento prima degli interventi di rifacimento dell'azionamento e dopo che l'azionamento è stato sostituito ma non ancora completato dal sistema di compensazione attualmente installato ma ancora in fase di collaudo.

## 2. SISTEMI DI ACCUMULO

Con il termine SWVC (Static Watt Var Compensator) viene indicato un dispositivo statico con accumulo elettrochimico di energia, il cui schema di principio è indicato in Figura 1

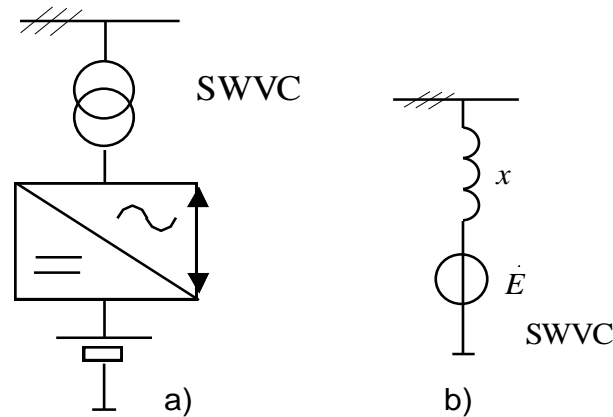


Figura 1 Schema e modello semplificato di SWVC

Un dispositivo siffatto consente di scambiare con la rete AC sia potenza attiva che reattiva, con qualsiasi combinazione di segni, in modo da operare sui quattro quadranti del piano P-Q.

Un modello elettrico semplificato del dispositivo è quello riportato nella parte destra della figura ed risulta uguale, nella struttura, al modello semplificato di una macchina sincrona; le differenze principali consistono nel fatto il compensatore, non essendo vincolato da inerzie meccaniche, risponde molto più velocemente nei transitori, ed è dotato di una reattanza interna molto inferiore alla reattanza "sincrona" e "transitoria" della macchina rotante (dell'ordine della subtransitoria).

La flessibilità del dispositivo derivante dalla possibilità di operare sui quattro quadranti del piano P-Q, e la sua grande rapidità di risposta, gli consente di espletare una grande quantità di funzioni, molte delle quali possono essere presenti simultaneamente, e quindi di utilizzarlo in diverse possibili applicazioni e con diverse funzioni.

Tale dispositivo avrà la funzione di migliorare la gestione della rete di distribuzione emulata presso la stazione durante il funzionamento in parallelo al resto della rete, consentendo di gestire il bilanciamento dei flussi di potenza scambiati dai generatori distribuiti presenti, dai carichi e dalla rete stessa. Sarà anche in grado di migliorare la qualità della forma d'onda svolgendo la funzione di filtraggio attivo e di migliorare il profilo di tensione sui nodi della rete gestendo opportunamente gli scambi di potenza reattiva. La funzione principale sarà tuttavia consentire la formazione di un'isola sulla rete stessa permettendo il mantenimento dell'alimentazione dei carichi presenti nell'area (reali ed emulati) a fronte di una separazione dalla rete di distribuzione a monte (anch'essa reale o emulata attraverso i dispositivi predisposti). Il compensatore avrà quindi la funzione di consentire il bilanciamento tra generazione e carico anche in presenza di generazione da fonte aleatoria. Particolarità del dispositivo, nel caso dell'applicazione per tali funzioni sulla rete di distribuzione, dovrà essere la scelta di sistemi di controllo idonei alle varie modalità di funzionamento: in isola o in parallelo alla rete.

### **3. FUNZIONI DEL SISTEMA**

Le funzioni che un dispositivo SWVC connesso in parallelo alla rete può svolgere sono molteplici. Si citano:

- Servizi di potenza e trasferimento di energia
- Compensazione della potenza reattiva
- Regolazione della frequenza
- Regolazione lenta di tensione e rifasamento
- Servizio di emergenza
- Filtraggio attivo
- Servizio di rampa
- Regolazione rapida della tensione

Ai fini dell'applicazione sulla rete di distribuzione, i servizi che il dispositivo dovrà svolgere saranno:

- Compensazione di potenza attiva e reattiva
  - durante il funzionamento in parallelo alla rete
  - durante il funzionamento su un'isola
- Funzioni di qualità
  - filtraggio attivo
  - compensazione degli squilibri delle correnti

In particolare le funzioni di compensazione di potenza hanno l'obiettivo di gestire i flussi di potenza tra i vari elementi che accedono alla rete (generatori, carichi, rete a monte), consentendo, ad esempio, di sfruttare appieno l'energia resa disponibile da sorgenti rinnovabili, di ottimizzare lo sfruttamento delle linee della rete, differendo l'esigenza di potenziamento della rete. Tale funzione è poi indispensabile quando si voglia consentire la formazione di isole sulla rete stessa. Considerando, infatti, che la maggior parte delle sorgenti connesse alle reti di distribuzione, per la natura stessa della fonte primaria, per vincoli di esercizio o anche per semplice consuetudine di gestione, sono ben poco spacciabili, il mantenimento dell'equilibrio sull'isola deve essere assicurato da una sorgente prontamente regolabile e con capacità di erogazione bidirezionale.

Le funzioni di qualità che un sistema parallelo può svolgere sono limitate a quelle ottenibili mediante l'immissione in rete di correnti opportune. Pertanto potrà essere effettuata la compensazione delle armoniche in una determinata sezione della rete, così come la riequilibratura delle correnti. Altre funzioni, tipiche di dispositivi serie, quali funzioni di continuità e di compensazione dei buchi e degli squilibri di tensione, non sono attuabili.

#### **3.1. Compensazione di potenza attiva e reattiva**

Gli obiettivi della funzione di compensazione di potenza attiva e reattiva sulla rete di distribuzione, in presenza o meno di generazione distribuita, possono essere molteplici. Ad esempio può risultare utile livellare i picchi di potenza in transito in alcune sezioni critiche della rete, assorbire la potenza prodotta dalla generazione distribuita in particolari situazioni e così via. La gestione della potenza reattiva (indipendente, entro i limiti di capability, dalla potenza attiva e senza onere per il sistema di accumulo) consente poi di controllare i profili di tensione lungo la rete e di ridurre le perdite sulle linee e sui componenti di rete.

Per svolgere tali funzioni, normalmente l'inverter che interfaccia il sistema di accumulo con la rete è controllato in tensione ed è riconducibile ad uno schema equivalente alla frequenza della fondamentale come riportato in Figura 2, indipendentemente dalla strategia adottata per la definizione della sequenza di impulso delle valvole.

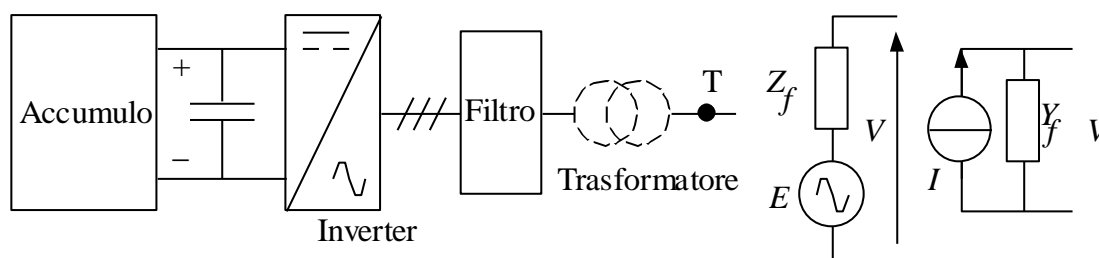


Figura 2 Schema equivalente e circuito equivalente alla fondamentale di una sorgente interfacciata con inverter

Tale controllo si presta sia al funzionamento in parallelo ad una rete attiva che su una rete passiva, agendo opportunamente su modulo e fase della tensione fondamentale generata dal ponte di conversione. Le due metodologie sono dette normalmente controllo PQ e controllo a V costante. Nel primo caso il modulo e la fase della tensione prodotta dall'inverter vengono definiti in modo da dar luogo ad un flusso di potenza attiva e reattiva che risulta definito dalle equazioni del doppio bipolo costituito dall'impedenza equivalente dei filtri e del trasformatore (se presente). Nel secondo caso la forza elettromotrice  $E$ , prodotta dall'inverter, viene mantenuta costante in modulo e con fase fissa rispetto ad un riferimento assoluto alla frequenza nominale, ovvero viene imposta una frequenza costante.

Ne risulta che, per poter passare da una condizione all'altra, è necessario che venga identificato il cambiamento di configurazione e venga conseguentemente modificato il loop di controllo attivo. Nel caso poi in cui siano presenti più inverter funzionanti in parallelo su una rete isolata, risulta necessario che uno di essi agisca da riferimento per gli altri operando a tensione e frequenza costante, mentre gli altri operano a potenza imposta, agganciandosi al riferimento definito dal primo inverter. Questo, a sua volta, è chiamato ad accollarsi tutte le variazioni del carico presente sulla rete mentre gli altri continuano a mantenere invariata la potenza di lavoro.

Risulta quindi necessario un coordinamento delle varie sorgenti presenti, sia che si tratti di inverter che generatori rotanti, attraverso un sistema di supervisione a cui deve essere noto lo stato di tutte le macchine, e che deve essere in grado di agire su ciascuna di esse.

Per le funzioni che invece deve svolgere il sistema in esame e per la particolarità delle reti di distribuzione, è opportuno che il dispositivo possa adattarsi alle varie condizioni di funzionamento senza dover aver informazioni riguardo alla configurazione della rete ed alle condizioni operative.

Il sistema sarà pertanto dotato di un controllore con statismo di frequenza e di tensione che consente il funzionamento in qualsiasi condizione ed il passaggio dal funzionamento in parallelo alla rete all'isola in maniera automatica.

La scelta del punto di lavoro, avverrà mediante la definizione della caratteristica di statismo più opportuna impiegando anelli di controllo più lenti che andranno a svolgere una sorta di "regolazione secondaria".

### 3.2. Compensazione di armoniche

Contemporaneamente al controllo di potenza attiva e reattiva è possibile controllare l'impulsazione delle valvole dell'inverter in modo da effettuare anche una compensazione di armoniche di corrente introdotte in rete da eventuali carichi distorcanti.

Il controllo agisce misurando le componenti armoniche della corrente circolante sulla sbarra alla quale è collegato il compensatore, e in base alla loro entità vengono generate dall'inverter delle opportune armoniche di tensione tali da far nascere correnti armoniche che neutralizzano quelle dei carichi distorcanti.

La possibilità di utilizzare il ponte stesso impiegato per le funzioni di compensazione dipende dalla velocità di commutazione delle valvole che lo compongono. Per ottenere le potenze necessarie alle funzioni di compensazione di potenza è necessario infatti impiegare dispositivi con frequenze di pilotaggio non estremamente elevate. Può risultare opportuno allora connettere su un terzo avvolgimento del trasformatore di interfacciamento con la rete, un ponte di taglia inferiore realizzato con dispositivi molto più rapidi. A tale soluzione si farà riferimento nel presente studio.

#### 4. SCHEMA ELETTRICO

La Figura 3 seguente riporta lo schema unifilare che può essere assunto come riferimento per un dispositivo da installare su una rete di media tensione. Esso comprende:

- lo stallo di connessione alla rete di media tensione
- il trasformatore a tre avvolgimenti con avvolgimento secondario lato compensatore di potenza con tre fasi indipendenti
- tre convertitori monofase per complessivo 1MVA trifase
- tre sistemi di filtraggio attivo per una corrente da compensare pari al 30% della corrente nominale del dispositivo
- un chopper per render indipendente la tensione sulla sbarra in corrente continua dalla tensione di batteria
- il sistema di accumulo.

Nell'ipotesi di realizzare un dispositivo di serie, è possibile ipotizzare di semplificare lo schema integrando le funzioni di potenza e quelle di qualità nello stesso dispositivo o impiegando due sistemi in parallelo di potenza metà ciascuno. La potenza di conversione si riduce da 1.3MVA a 1MVA complessivo, consentendo di mantenere le frequenze di controllo a valori sufficienti per le funzioni di compensazione delle armoniche. Può essere anche possibile eliminare il chopper di regolazione della tensione sulla sbarra in corrente continua.

Il convertitore statico deve essere dotato di adeguati filtri di ingresso e di uscita per la soppressione dei disturbi indotti e condotti nonché di quelli emessi a radiofrequenza, secondo le direttive 89/336/CEE e 92/31/CEE.

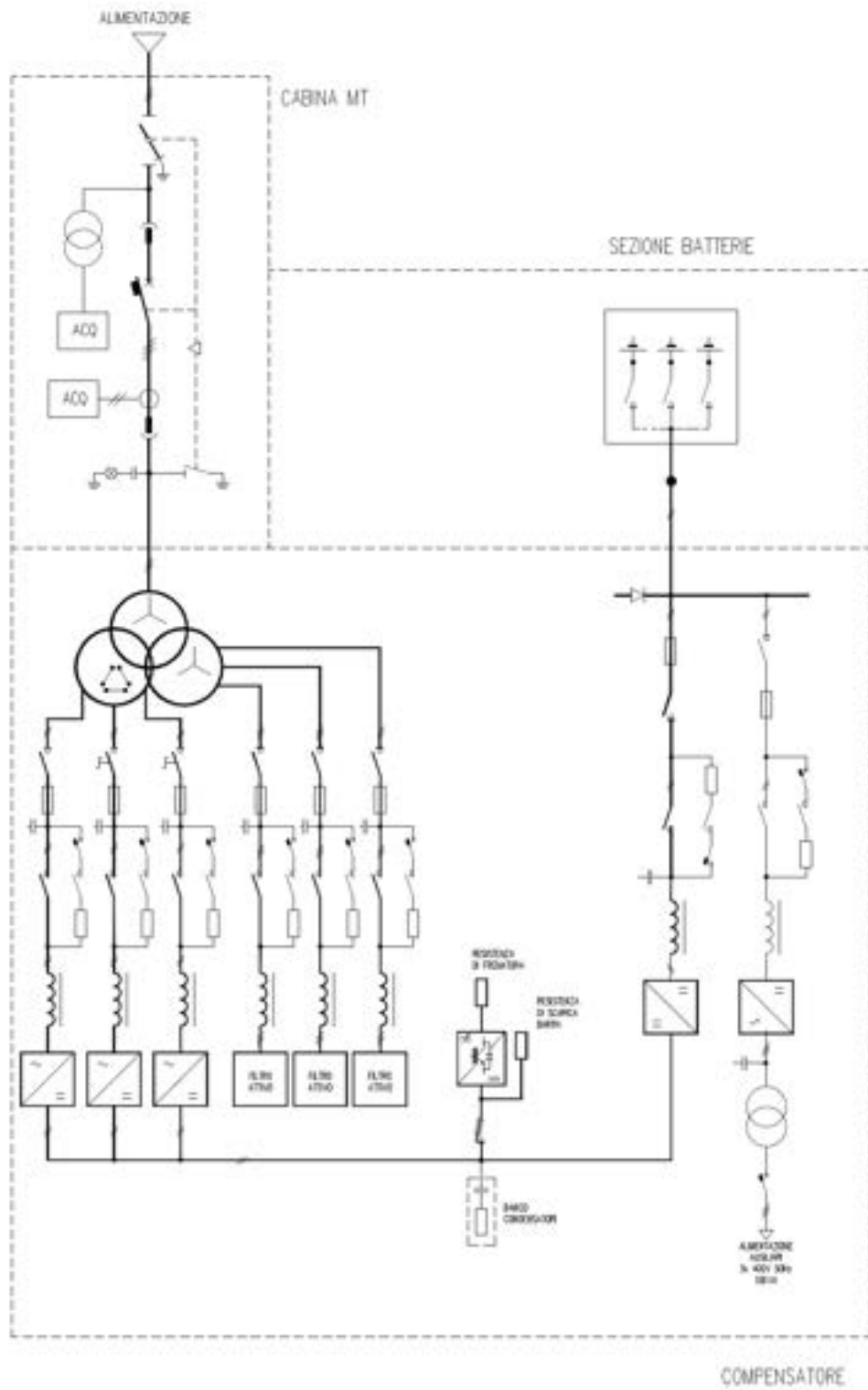


Figura 3 Schema unifilare di riferimento

## **5. STATO DELL'ARTE DEI SISTEMI DI CONTROLLO**

Gli attuali sistemi di controllo degli inverter sono suddivisibili fondamentalmente in due tipologie, quelli idonei al funzionamento in isola su una rete passiva e quelli idonei al funzionamento su una rete attiva. Difficilmente si incontrano soluzioni che consentano, non tanto la compresenza dei due sistemi di controllo, quanto il passaggio automatico da una configurazione all'altra.

Dal punto di vista della implementazione delle logiche di controllo gli inverter possono essere suddivisi in inverter a controllo di corrente o a controllo di tensione.

### **5.1. Inverter a controllo di corrente**

I sistemi con controllo in corrente definiscono le sequenze di accensione delle valvole che costituiscono il ponte, con l'obiettivo di imporre una determinata corrente, in modulo e fase, rispetto alla tensione della rete. Questo tipo di sistema di controllo rende i convertitori particolarmente robusti in relazione ai disturbi della rete, guasti o richiuse erronee; infatti essi riescono ad erogare la corrente desiderata, entro certi limiti, a prescindere dal valore della tensione di rete.

Tuttavia, per loro concezione, tali sistemi funzionano correttamente solo in presenza di una sorgente di tensione esterna, cioè la rete, e si arrestano, non appena tale riferimento viene perduto. Nell'eventualità di una separazione dell'inverter dalla rete, anche nell'ipotesi che il valore del carico che rimane connesso all'inverter fosse molto prossimo a quello imposto dal sistema di controllo, l'inverter andrebbe ad inseguire se stesso raggiungendo in tempi molto rapidi valori di frequenza inaccettabili. Se poi il carico residuo si discostasse anche di poco dal valore imposto, la tensione sulla rete (prodotto della corrente immessa per l'ammittenza equivalente) sarebbe immediatamente inaccettabile. Tale sistema è comunque impiegabile in tutti gli impianti dedicati alla rete che non richiedano l'alimentazione di una rete isolata o di carichi privilegiati.

Oltre al notevole pregio di presentare una robustezza intrinseca a perturbazioni di rete (entro certi limiti) consente anche la realizzazione di sistemi con ridotte esigenze in termini di filtraggio, in quanto il controllo può essere affinato sulla forma d'onda della corrente. Inoltre l'impedenza di connessione tra inverter e rete può essere ridotta al minimo, consentendo la realizzazione di sistemi molto economici.

Quando questi inverter interfacciano impianti di produzione, il valore della corrente (in modulo e fase) viene definito in modo da imporre i valori di potenza attiva e reattiva desiderati. Spesso si ricorre ad un funzionamento con fattore di potenza unitario, ovvero corrente in fase con la tensione.

### **5.2. Inverter a controllo di tensione**

Gli inverter con controllo di tensione, realizzabili con diverse strategie di definizione della sequenza di impulso delle valvole, tra cui PWM, possono essere ricondotti ad uno schema equivalente alla frequenza della fondamentale come riportato in Figura 2

Tale controllo si presta sia al funzionamento in parallelo ad una rete attiva che su una rete passiva, agendo opportunamente su modulo e fase della tensione fondamentale generata dal ponte di conversione.

Le due metodologie sono dette normalmente controllo PQ e controllo a V costante. Nel primo caso il modulo e la fase della tensione prodotta dall'inverter viene definito in modo da dar luogo ad un flusso di potenza attiva e reattiva che risulta definito dalle equazioni del doppio bipolo costituito dall'impedenza equivalente dei filtri e del trasformatore (se presente). Nel secondo caso la forza elettromotrice E, prodotta dall'inverter, viene mantenuta costante in modulo e con fase fissa rispetto ad un riferimento assoluto alla frequenza nominale, ovvero viene imposta una frequenza costante.

Ne risulta che, per poter passare da una condizione all'altra, è necessario che venga identificato il cambiamento di configurazione e venga conseguentemente modificato il loop di controllo attivo. Infatti imporre i valori di P e Q su una rete isolata porterebbe a valori di tensione inaccettabili. Del

resto verrebbe anche a mancare il riferimento di tensione rispetto al quale definire lo sfasamento. La tensione  $V$  sarebbe infatti conseguenza della forza elettromotrice  $E$  ed il sistema di controllo inseguirebbe se stesso. Dall'altro, lato imporre una tensione costante in modulo e frequenza in presenza di una rete significherebbe avere flussi di potenza incontrollati ed uno scorrimento continuo della  $E$  rispetto alla  $V$ .

Nel caso poi in cui siano presenti più inverter funzionanti in parallelo su una rete isolata, risulta necessario che uno di essi agisca da riferimento per gli altri operando a tensione e frequenza costante, mentre gli altri operano a potenza imposta, agganciandosi al riferimento definito dal primo inverter. Questo, a sua volta, è chiamato ad accollarsi tutte le variazioni del carico presente sulla rete mentre gli altri continuano a mantenere invariata la potenza di lavoro.

È quindi necessario un coordinamento dei vari inverter presenti attraverso un sistema di supervisione a cui deve essere noto lo stato di tutte le macchine, e che deve essere in grado di agire su ciascuna di esse.

Ciò risulta particolarmente oneroso quando il sistema risulti dall'evoluzione di una rete a cui sono state progressivamente collegate sorgenti diverse.

Gli inverter a controllo di tensione infine richiedono la presenza di una impedenza equivalente di connessione tra il ponte e la rete sufficientemente elevata in modo da poter avere uno sfasamento adeguato tra le due tensioni. Tale impedenza costituisce anche il ramo induttivo del sistema di filtraggio che invece, con opportuna scelta del controllo, può essere praticamente omesso negli inverter a controllo di corrente.

### **5.3. Comportamento a fronte di guasto**

I componenti di elettronica di potenza hanno una ridotta capacità di sovraccarico a causa della minima inerzia termica dei componenti a semiconduttore che costituiscono il ponte stesso.

Pertanto, il sistema di controllo dell'inverter deve anche provvedere ad effettuare la protezione dalle sovracorrenti. Nell'evento di un guasto od ogni altro fenomeno che porti ad un aumento della corrente oltre ai limiti propri del sistema, il sistema di controllo provvede a limitare la corrente scambiata dall'inverter.

Gli inverter controllati in corrente non necessitano variazioni del controllo in presenza di guasto. L'effetto del corto è solo una riduzione della tensione. In particolare, se il controllo di corrente è realizzato tramite un sistema a isteresi, esso è di per sé già del tutto idoneo. Se invece il controllo di corrente si basa su altre logiche può essere necessario l'intervento di loop di controllo più rapidi.

Gli inverter a controllo di tensione devono invece ridurre la tensione per mantenere la corrente entro i limiti sostenibili dall'inverter. Questa azione avviene però con tempi di risposta del tutto inadeguati a salvaguardare i componenti di elettronica di potenza e sono necessarie altre azioni se non l'arresto dell'inverter stesso.

### **5.4. Sistema con statismo**

Molte delle sorgenti distribuite ed in particolare i sistemi con accumulo elettrochimico offrono una significativa opportunità di migliorare la qualità dell'alimentazione di porzioni di reti di distribuzione. Tuttavia gli aspetti di gestione delle reti di distribuzione attive richiedono un notevole impegno per il coordinamento dei sistemi di generazione e dei sistemi di protezione. Ciò può costituire una barriera allo sfruttamento di questa risorsa, in particolar modo quando i sistemi di generazione non sono nemmeno progettati per svolgere questo tipo di funzione.

Le caratteristiche fondamentali di un sistema di conversione idoneo ad interfacciare sistemi di accumulo, consentendo quindi una più semplice integrazione in rete e, contemporaneamente, rendere effettivamente utilizzabili le opportunità descritte sono quindi:

- essere in grado di operare solo sulla base di misure disponibili localmente senza richiedere segnali esterni,

- poter funzionare in parallelo alla rete, od in isola, eventualmente in parallelo ad altri sistemi simili,
- non richiedere il riconoscimento della configurazione di rete.

Al momento attuale, sistemi di controllo idonei al funzionamento in parallelo di inverter, in assenza di sistemi di controllo centralizzati, sono sviluppati per impianti di UPS di grossa taglia, in particolare quando si preveda che gli inverter installati possano avere taglie diverse ed esser installati in tempi successivi e magari prodotti da costruttori differenti.

Per il resto tutti i sistemi di inverter commerciali sono riconducibili ad una delle modalità di controllo descritte in precedenza.

Il sistema di controllo qui ipotizzato si basa sul principio di funzionamento che consente la regolazione della potenza nei sistemi elettrici. Si tratta di un sistema dotato di statismo sia di frequenza che di tensione del tipo di quello ipotizzato per il controllo degli UPS.

## 6. SISTEMA DI CONTROLLO

### 6.1. Sistema di controllo con statismo

La struttura di controllo dell'inverter deve permetterne l'utilizzo sia su rete passiva che attiva secondo varie modalità di funzionamento.

Il controllo che dovrà essere implementato nel convertitore dovrà prevedere un grado di *statismo*. Nella figura seguente è riportato uno schema a blocchi dell'architettura del sistema.

#### 6.1.1. Funzionamento normale

Il controllo agisce definendo il modulo e fase della fondamentale della tensione che l'inverter deve produrre sulla base di quattro controllori: di frequenza, di tensione, in limitazione di potenza e in limitazione di corrente. Le uscite sono inviate al generatore degli impulsi di accensione delle valvole che può essere un PWM ma anche essere realizzato con una qualsivoglia altra metodologia.

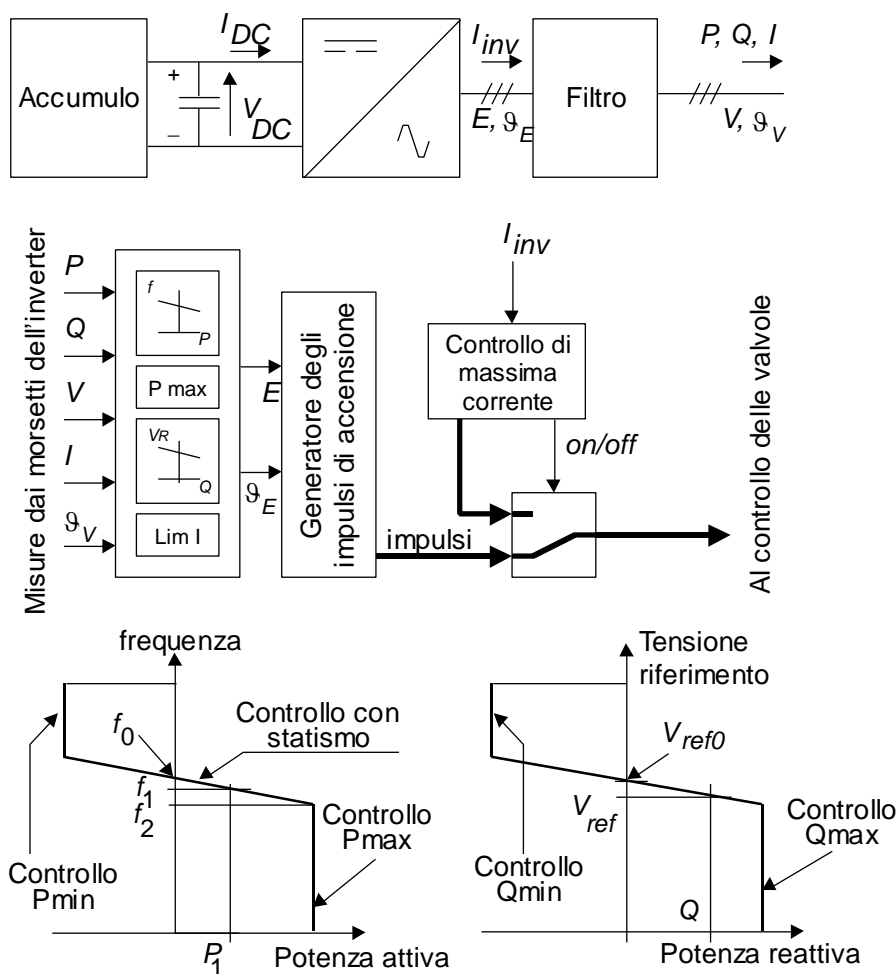


Figura 4 Schema di principio del sistema di regolazione con statismo.

La forza elettromotrice che l'inverter deve generare è:

$$E(t) = V_{dc} m(t) \sin \vartheta(t)$$

in cui l'angolo  $\vartheta(t)$  altro non è che l'integrale della pulsazione  $\omega(t)$  pari a  $2\pi f(t)$ . La frequenza  $f$  è legata alla potenza attiva erogata dall'inverter secondo la caratteristica riportata in basso a sinistra in figura. A sua volta l'ampiezza  $V_{dc}m(t)$  è legata alla potenza reattiva erogata secondo la caratteristica riportata in basso a destra in figura ed il controllo avviene mediante l'indice di modulazione  $m(t)$ .

La velocità di risposta di un tale sistema di controllo può non essere sufficiente ad evitare che la corrente nell'inverter superi livelli pericolosi danneggiandone così i componenti. È necessario quindi un sistema più rapido indicato come "Controllo di massima corrente" che by-passa i segnali inviati dal PWM qualora la corrente superi un valore istantaneo predefinito.

Con tale sistema è possibile effettuare anche un controllo P,Q secondo una regolazione secondaria semplicemente agendo sui riferimenti delle curve f-P e V-Q riportate in basso nella figura.

### 6.1.2. Comportamento a fronte di guasto

I componenti di elettronica di potenza hanno una ridotta capacità di sovraccarico a causa della minima inerzia termica dei componenti a semiconduttore che costituiscono il ponte stesso.

Pertanto, il sistema di controllo dell'inverter deve anche provvedere ad effettuare la protezione dalle sovracorrenti. Nell'evento di un guasto od ogni altro fenomeno che porti ad un aumento della corrente oltre ai limiti propri del sistema, il sistema di controllo provvede a limitare la corrente scambiata dall'inverter.

Gli inverter controllati in corrente non necessitano variazioni del controllo in presenza di guasto. L'effetto del corto è solo una riduzione della tensione. In particolare, se il controllo di corrente è realizzato tramite un sistema a isteresi, esso è di per sé già del tutto idoneo. Se invece il controllo di corrente si basa su altre logiche può essere necessario l'intervento di loop di controllo più rapidi.

Gli inverter a controllo di tensione devono invece ridurre la tensione per mantenere la corrente entro i limiti sostenibili dall'inverter. Questa azione avviene però con tempi di risposta del tutto inadeguati a salvaguardare i componenti di elettronica di potenza e sono necessarie altre azioni se non l'arresto dell'inverter stesso.

## 6.2. Sistema di compensazione delle armoniche

Un sistema di compensazione delle armoniche dovrà poter compensare armoniche dell'ampiezza indicata nella tabella seguente. Esso, espresso in valori relativi alla potenza nominale del dispositivo compensatore, comprende armoniche di ordine dispari non multiplo di tre di ampiezza inversamente proporzionale all'ordine di armonica h:  $I_h=1/h$

Ordine, h	5	7	11	13	17	19
<b>Ampiezza</b>	<b>20%</b>	<b>14%</b>	<b>9%</b>	<b>8%</b>	<b>6%</b>	<b>5%</b>

Eventuali armoniche di ordine dispari multiplo di tre o armoniche pari potranno avere ampiezza pari ad un quarto della ampiezza corrispondente all'armonica superiore della tabella precedente.

Il contenuto armonico complessivo è pari a circa il 30%.

### 6.3. Interfacciamento con il sistema di controllo remoto

Il sistema di controllo del dispositivo dovrà interfacciarsi con il sistema di controllo della rete di distribuzione scambiando le informazioni riguardo allo stato operativo del dispositivo stesso e ricevendo i comandi necessari all'avviamento e all'arresto del dispositivo, oltre che i settaggi dei parametri degli anelli di controllo, quali il posizionamento delle caratteristiche di statismo.

## 7. SIMULAZIONE DEL FUNZIONAMENTO DEL CONTROLLORE CON STATISMO

Il compensatore simulato ha una potenza di 1MW (erogabile per un'ora) ed è collegato alla rete MT tramite un trasformatore BT-MT.

La rete MT è a 15kV ed è collegata alla rete prevalente, a frequenza fissa di 50Hz e potenza di corto circuito di 200MVA. Il carico simulato ha una potenza attiva di 1MW e una potenza reattiva di 300kVAR. Il diagramma a blocchi del modello della rete è riportato in Figura 5

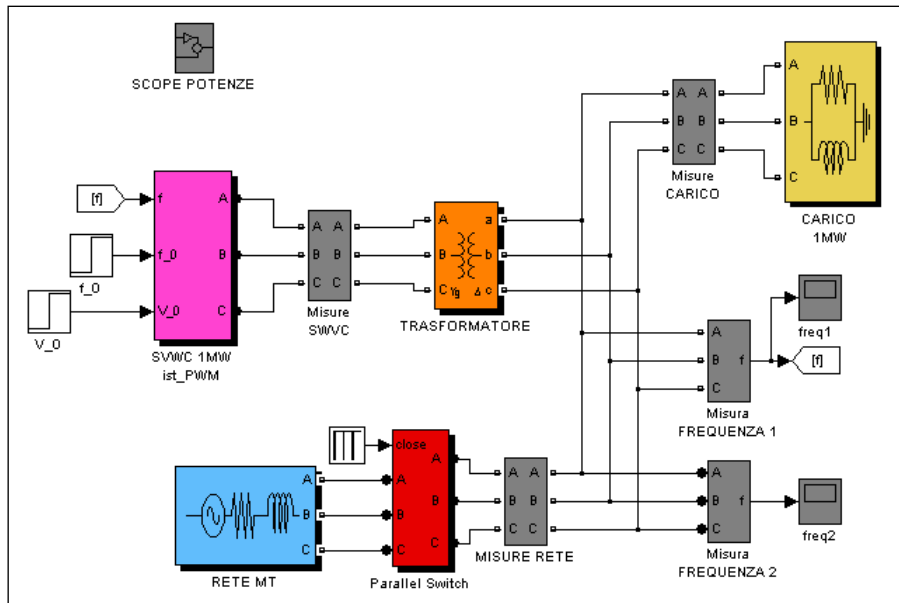


Figura 5 Schema di principio della rete elettrica simulata.

Lo stato di carica del sistema di accumulo è pari al 90% alla temperatura di 23°C.

Si riportano di seguito i risultati di una simulazione comprendente i seguenti eventi:

- **t=0s:** Funzionamento del SWVC in parallelo alla rete alimentando il carico, i riferimenti di  $f_0$  e  $V_{ref0}$  sono settati entrambi a 1
- **t=0,7s:** Passaggio da parallelo con la rete a funzionamento in isola, con apertura di interruttore di rete.
- **t=1,8s:** Richiusura del parallelo con la rete nelle condizioni di ampiezza e sfasamento delle tensioni accettabili.
- **t=2,5s:** Variazione a gradino del riferimento di tensione  $V_{ref0}$  da 1 a 1,01.
- **t=3,5s:** Variazione a gradino del riferimento di frequenza  $f_0$  da 1 a 1,01.

La Figura 6 mostra gli andamenti della potenza attiva e reattiva scambiate dall'inverter. La simulazione viene avviata con fase iniziale dell'inverter pari a quella di rete.

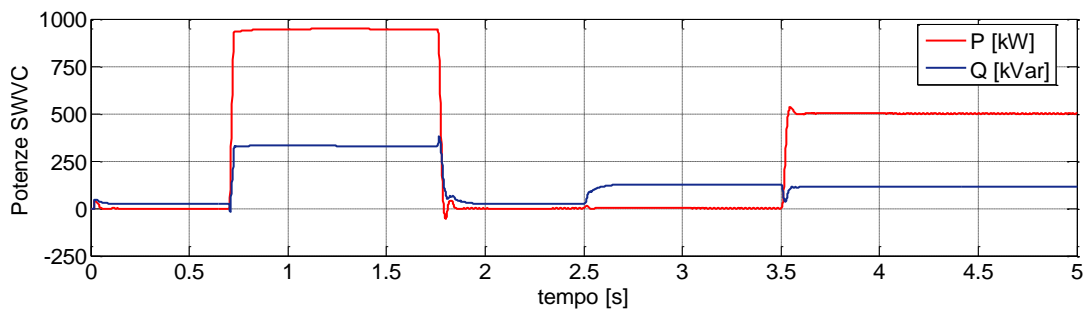


Figura 6 Potenza attiva e reattiva scambiate dall'inverter.

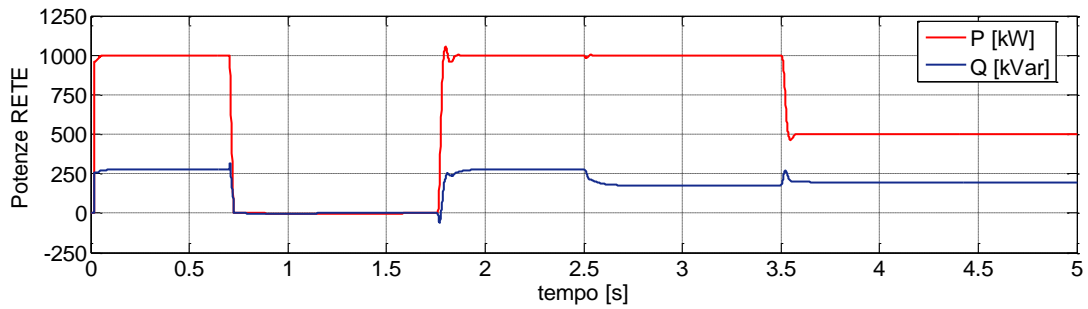


Figura 7 Potenza attiva e reattiva scambiate dalla rete.

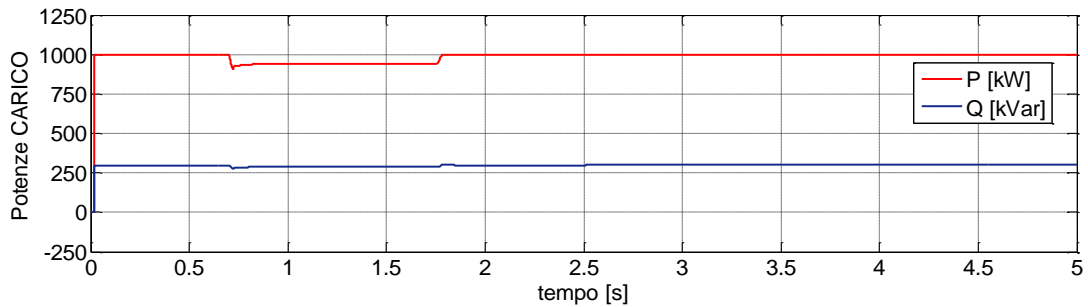


Figura 8 Potenza attiva e reattiva assorbita dal carico.

Entro i primi 200ms l'erogazione si stabilizza al valore definito dalla caratteristica di statismo che prevede un funzionamento al 0% della potenza attiva nominale. Sull'inverter è infatti impostato uno statismo del 2% ed un valore di  $f_0$  pari a 1 [p.u.].

Appena l'interruttore di parallelo con la rete apre ( $t=0,7s$ ), l'inverter resta ad alimentare il carico in isola.

La frequenza, stimata attraverso un PLL, è mostrata in Figura 10, che evidenzia, nell'intervallo tra 0,7 e 1,8 s, un valore di poco superiore a 49Hz corrispondente all'intervallo in cui il compensatore è in isola.

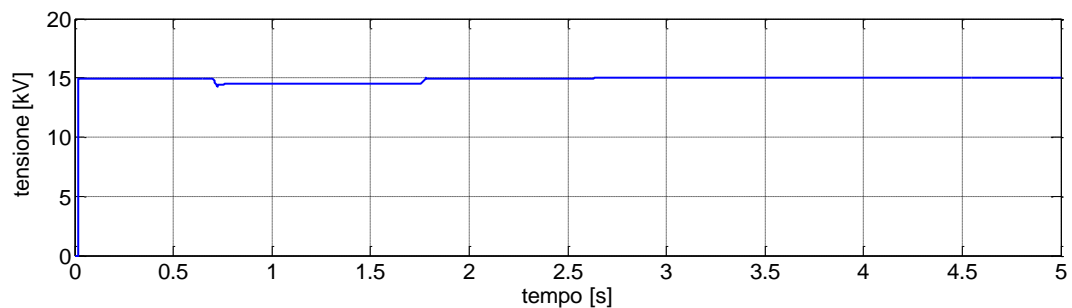


Figura 9 Tensione di rete durante la simulazione.

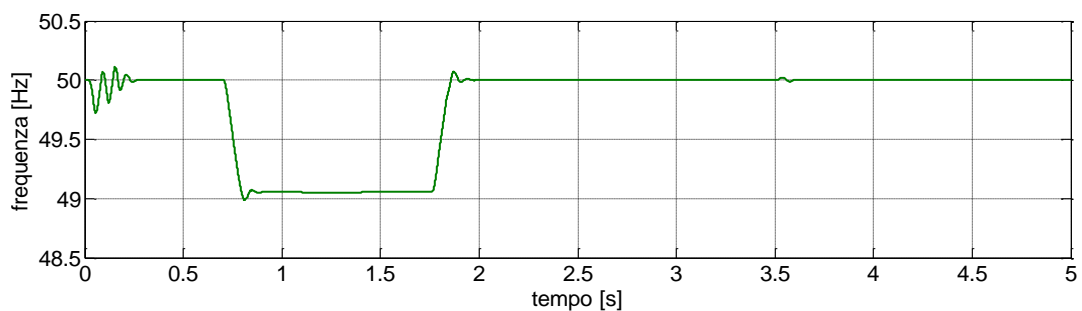


Figura 10 Frequenza di rete durante la simulazione.

A causa dello statismo di tensione (5%) alla potenza reattiva di circa 300kVAR corrisponde una tensione ai morsetti del carico pari a circa 14.54 kV. Il carico, di potenza nominale pari a 1MW, modellato ad impedenza costante, assorbe quindi una potenza inferiore.

All'istante 1,8 s si presentano le condizioni opportune per chiudere l'interruttore di parallelo. A questo punto l'inverter torna a funzionare in parallelo alla rete erogando la stessa potenza attiva iniziale (non essendo variata né la frequenza di rete né il riferimento  $f_0$ ). Analogamente la potenza reattiva erogata rimane la stessa di quella erogata prima del funzionamento in isola non essendo variato il riferimento  $V_{ref0}$ .

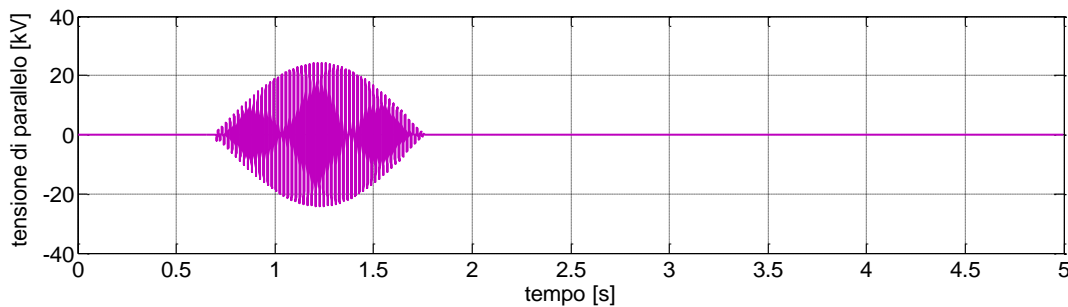


Figura 11 Tensione ai capi dell'interruttore di parallelo.

All'istante  $t=2,5s$  viene fatto variare a gradino il riferimento  $V_{ref0}$  della curva V-Q, passando dal valore 1 a 1.01 [p.u.]. La variazione di potenza reattiva è pari a circa 105kVAR, dovuta in parte allo statismo di tensione (5%) e in parte alla diminuzione di tensione di rete in quanto cambiano i flussi di potenza scambiati con la rete, mentre la potenza attiva resta praticamente costante. Questo transitorio dura all'incirca 300ms.

Infine all'istante  $t=3,5 s$  viene fatto variare il riferimento  $f_0$  a gradino passando da 1 a 1,01 [p.u.]. Con uno statismo del 2% il dispositivo di compensazione si porta ad erogare una potenza attiva di circa 500kW, la potenza reattiva dopo un piccolo disturbo nell'anello di controllo si ristabilizza sul valore di potenza precedentemente erogata. Il transitorio ha una durata che non supera i 300ms.

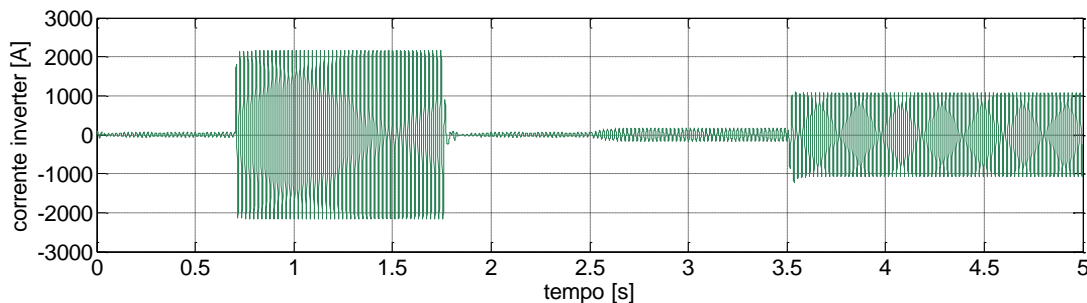


Figura 12 Corrente erogata dall'inverter.

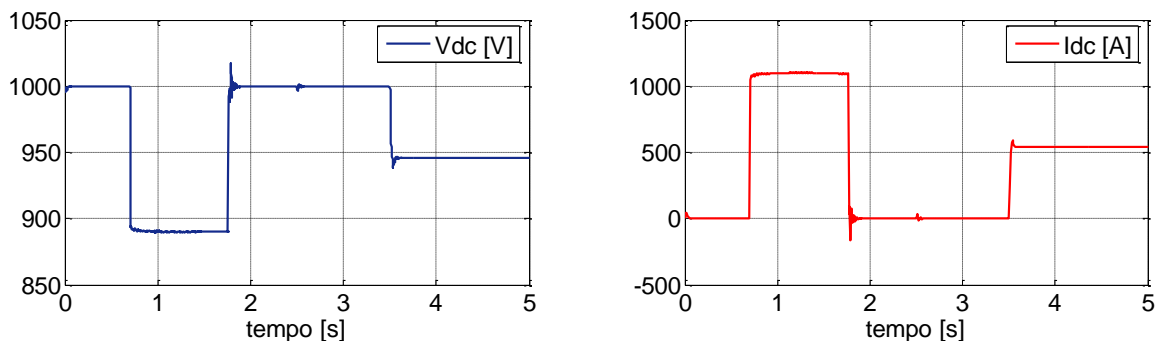


Figura 13 Andamento delle tensioni e correnti del sistema di accumulo.

## 8. REIMPIEGO DELLE BATTERIE AL LITIO DEI VEICOLI ELETTRICI PER APPLICAZIONI STAZIONARIE

L'elevato costo delle batterie al litio può rappresentare un freno alla diffusione dei veicoli elettrici, in particolare quando si consideri che il progressivo ridursi della capacità ciclica della batteria (vedi Figura 14) necessita che le batterie vengano dismesse quando ancora è disponibile una capacità ciclica dell'80%, per evitare di degradare pesantemente l'autonomia del veicolo. In applicazioni stazionarie questo degrado è molto meno critico, in particolare quando si considerano applicazioni che richiedono servizi in potenza più che in energia. Inoltre, mentre per applicazioni veicolari il peso ed il volume occupato rappresentano un vincolo stringente, nelle applicazioni stazionarie è sempre possibile aumentare la taglia del sistema per compensare il progressivo degrado delle sue prestazioni.

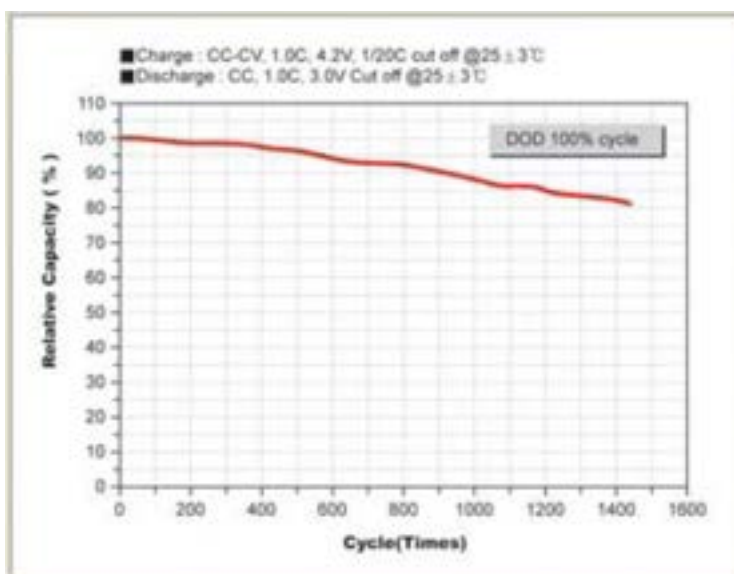


Figura 14 Curva di degrado della capacità relativa di una cella al litio all'aumentare del numero di cicli

### 8.1. Prestazioni delle batterie ricondizionate e procedure di prova

I laboratori SANDIA [21] hanno condotto un approfondito studio di fattibilità del reimpiego di varie tipologie di batterie dei veicoli elettrici, in particolare per valutare quanto la possibilità di un prolungamento della vita utile possa consentire una riduzione dei costi per la prima applicazione. Lo studio ha consentito inoltre di definire una procedura di caratterizzazione delle celle una volta ritirate dai veicoli, in modo da poter realizzare batterie con una distribuzione ottimale degli elementi da riutilizzare. La procedura è sintetizzata nello schema seguente.



Figura 15 Sintesi del processo di caratterizzazione e riutilizzo delle celle

Allo stato attuale già esiste un mercato piuttosto affermato di batterie ricondizionate derivanti da applicazioni automobilistiche, carrelli elevatori, illuminazione e laptop computer. In Messico batterie nichel idruri metallici recuperate da prototipi o da sperimentazioni su veicoli elettrici sono impiegate in sistemi ibridi accoppiate a fotovoltaico.

Lo studio prodotto dai laboratori Argonne ha mostrato che le prestazioni delle batterie nichel idruri metallici recuperate da veicoli elettrici hanno prestazioni paragonabili a batterie al piombo nuove.

Se quindi, da un lato, non vengono riscontrate difficoltà tecniche ad implementare un programma di reimpiego delle batterie usate, dall'altro sono stati identificati alcuni elementi che potrebbero rendere complessa la gestione del processo:

- prima di tutto la presenza di moduli non standardizzati e le differenti modalità di impiego dei veicoli può rendere complesso realizzare batterie con celle con prestazioni simili, o comunque idonee a lavorare in combinazioni serie-parallelo.
- di non minore importanza è la definizione delle modalità con cui il servizio che le celle svolgeranno nel secondo impiego verrà valorizzato nei confronti dell'acquirente originario del veicolo elettrico, ovvero in quale modo tali servizi comporteranno una riduzione del costo del veicolo e del rimpiazzo delle batterie.
- inoltre la quantificazione delle prestazioni residue e la definizione di elementi di garanzia per le nuove applicazioni possono risentire delle incertezze derivanti dalla scarsa esperienza ad oggi maturata
- infine, esiste sempre un problema di sensibilità dell'utilizzatore nel percepire il corretto valore delle batterie reimpiegate rispetto a quelle nuove.

## 8.2. Valorizzazione dei servizi

I servizi identificati per le principali applicazioni stazionarie sono stati valorizzati per consentire di determinare la validità economica del processo.

Sulla base dei dati SANDIA [25] i principali servizi offerti da sistemi di accumulo possono essere valorizzati come riportato nella tabella seguente che presenta il valore attuale netto atteso da un servizio di 10 anni espresso in €/kWh.

POWER SERVICES							ENERGY SERVICES			
Security					PQ	Access	Security	PQ	Access	Energy effic.
Peak shaving (generation capacity)	Congestion resolution	Islanding	Ramp	Black Start-up	V regulation, active filter, dip, flicker, microinterr.	Peak shaving (network capacity)	Load leveling Valley filling	Medium and long interruptions	Network capacity (several hours/day)	Primary conversion and transport losses
400	50	1000	600	180	350	250	400	250	250	90
÷	÷	÷	÷	÷	÷	÷	÷	÷	÷	÷
600	150	1200	800	200	800	300	600	400	400	120

Tabella 1 Valore attuale netto (€/kW su 10 anni) dei benefici economici attesi per i servizi di rete

Altri autori [26] presentano una classificazione leggermente differente come illustrato nella figura seguente

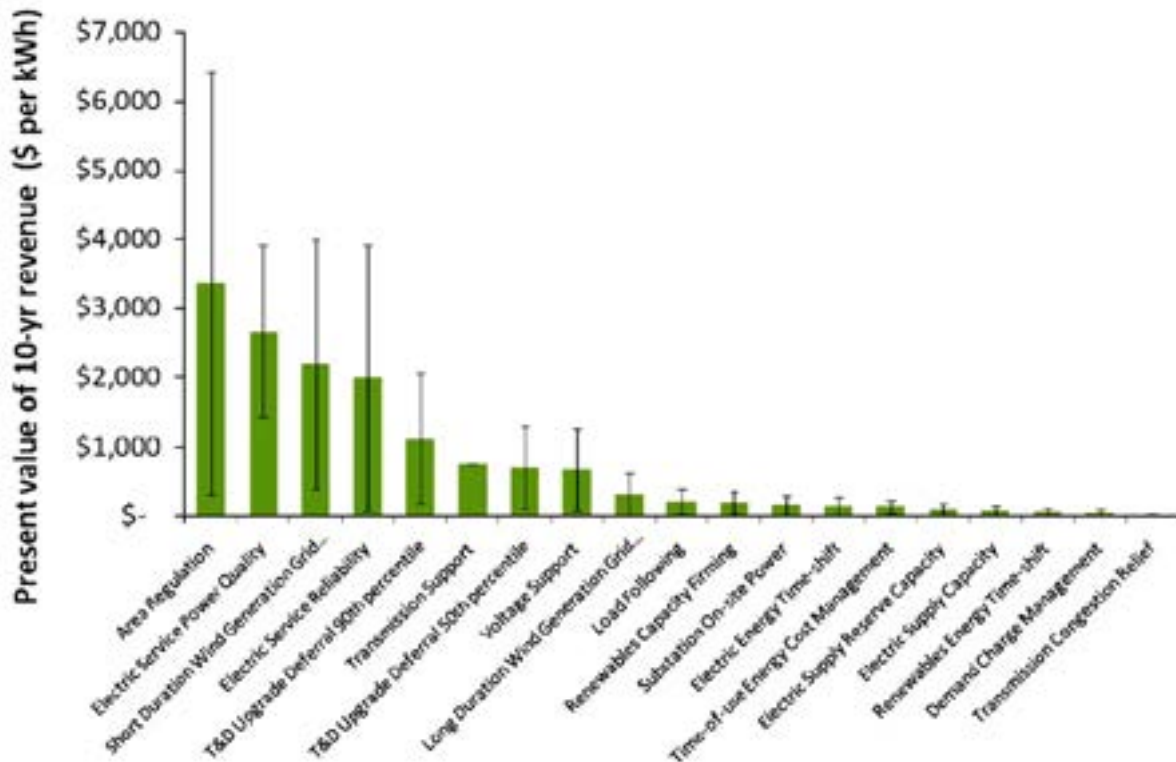


Figura 16 Valore attuale netto (\$/kWh su 10 anni) dei benefici economici attesi per i servizi di rete

## 8.3. Stima dei costi del processo di ricondizionamento

In linea di massima le valutazioni condotte nel report SANDIA [21], consentono di arrivare a definire un costo per il pacco batterie ricondizionato pari a circa 150\$/kWh, tenuto conto del prezzo di acquisto delle batterie usate, della riduzione della loro capacità, dei costi associati ai test necessari a caratterizzare le celle e al loro riassetto in pacchi idonei alla seconda

applicazione. I valori associati a ciascuna voce di costo sono riassunti nella tabella seguente tratta da [21].

Description	Amount	Unit Cost	Total Cost (\$/yr)
<b>Direct Costs</b>			
Batteries (buy-down)	60,480 modules	\$98.10/module (\$75/kWh)	\$5,933,088
Pack materials	2,880 packs/yr	\$250/pack	\$720,000
Labor			\$1,403,655
Rent	10,173 ft. <sup>2</sup>	\$11.27/ft. <sup>2</sup> /yr.	\$114,679
Electricity			\$79,245
	Testing HVAC & lighting	604,800 kWh 10,173 ft. <sup>2</sup>	10.4¢/kWh \$1.58/ ft. <sup>2</sup>
Transportation	50,000 miles	\$0.365/mile	\$18,250
Other direct costs		2% of labor	\$22,035
<b>Indirect Costs</b>			
Insurance		3% of Direct Costs	\$250,051
G&A		16% of Direct Costs	\$1,333,064
Warranty		4% of Direct Costs	\$333,401
Capital recovery, earnings, and taxes			\$218,403
<b>Required annual revenues</b>			<b>\$10,724,437</b>
<b>Battery module throughput</b>			<b>60,480</b>
<b>Battery pack selling price (\$/module)</b>			<b>\$176.43</b>
<b>Battery pack selling price (\$/kWh)</b>			<b>\$147.02</b>

Tabella 2 Costi associati ad un impianto di ricondizionamento di batterie usate

Sebbene i dati si riferiscano a batterie Nichel idruri metallici, i valori non sono differenti per le altre tipologie di batterie, che siano al piombo o al litio. L'unica differenza, anche se minimale, può essere associata alla componente relativa al BMS che, nelle batterie al litio, assume un peso leggermente superiore.

Per completezza si riportano anche due tabelle seguenti che analizzano i costi relativi all'impiego delle batterie riprocessate per svolgere varie tipologie di servizi evidenziando quali siano i campi di possibile convenienza.

Application	Life (yr)	System life		Low value (\$/kW/yr)	High value (\$/kW/yr)	Analysis
		Buy-down (\$/kWh)	cycle cost (\$/kW/yr)			
Transmission stabilization	5 (calendar)	\$0	\$116	\$50	\$150	Possible
		\$50	\$119			Possible
		\$100	\$121			Possible
		\$150	\$125			Possible
Area regulation & spinning reserve	1.1 (cycle)	\$0	\$319	\$35	\$75	Unlikely
		\$50	\$453			Unlikely
		\$100	\$587			Unlikely
		\$150	\$721			Unlikely
Load leveling	4.8 (cycle)	\$0	\$158	\$50	\$150	Unlikely
		\$50	\$222			Unlikely
		\$100	\$286			Unlikely
		\$150	\$350			Unlikely
Renewables firming	4.0 (cycle)	\$0	\$226	\$50	\$75	Unlikely
		\$50	\$270			Unlikely
		\$100	\$315			Unlikely
		\$150	\$356			Unlikely

Tabella 3 Costo relativo all'impiego di batterie ricondizionate per servizi di rete

Application	Life (yr)	System life		Low value (\$/kW/yr)	High value (\$/kW/yr)	Synopsis
		Buy-down (\$/kWh)	cycle cost (\$/kW/yr)			
Power reliability & peak shaving	5 (calendar)			\$120	\$250	
		\$0	\$473			Unlikely
		\$50	\$540			Unlikely
		\$100	\$606			Unlikely
Light commercial load following	2.6 (cycle)	\$150	\$672			Unlikely
				\$120	\$240	
		\$0	\$155			Possible
		\$50	\$169			Possible
Distributed node telecom	5 (calendar)	\$100	\$184			Possible
		\$150	\$200			Possible
				\$32	\$53	
		\$0	\$12			Favorable
Residential load following	3.9 (cycle)	\$50	\$29			Favorable
		\$100	\$46			Possible
		\$150	\$63			Unlikely
				\$60	\$120	
		\$0	\$29			Favorable
		\$50	\$42			Favorable
		\$100	\$56			Favorable
		\$150	\$69			Possible

Tabella 4 Costo relativo all'impiego di batterie ricondizionate per servizi al terziario e nel settore domestico

Va sottolineato che i valori qui riportati si riferiscono ai risultati di uno studio volto ad individuare possibili impieghi di tali batterie con la finalità di ammortizzare i costi delle batterie per i veicoli elettrici, consentendo o di ridurre il prezzo di vendita dei mezzi, o di aumentare il prezzo di ritiro delle batterie alla fine della loro vita utile per l'applicazione veicolistica. Quando invece ci si ponga nell'ottica dell'operatore che, indipendentemente dalle interrelazioni col mercato dei veicoli elettrici, necessita di realizzare un sistema di accumulo per qualsivoglia applicazione, la disponibilità di batterie a circa 150\$/kWh, anche se con vita utile residua ridotta, costituisce sicuramente una valida opzione da tenere in conto, rispetto all'acquisto di batterie nuove.

## 9. SPERIMENTAZIONE SULLA FUNICOLARE DI BERGAMO

### 9.1. Misure della potenza assorbita

Gli andamenti della potenza attiva e reattiva assorbita evidenziano il comportamento del convertitore a commutazione naturale che assorbe un reattivo all'incirca proporzionale alla potenza attiva, ma sempre positivo, con un fattore di potenza intorno a 0.7. Sono anche evidenti gli elevati picchi di assorbimento nella fase in trazione che, nelle condizioni di misura, arrivano a 160kW, ma, a pieno carico, possono arrivare anche ai 200kW, a fronte di un valor medio della potenza assorbita di poche decine di kW.

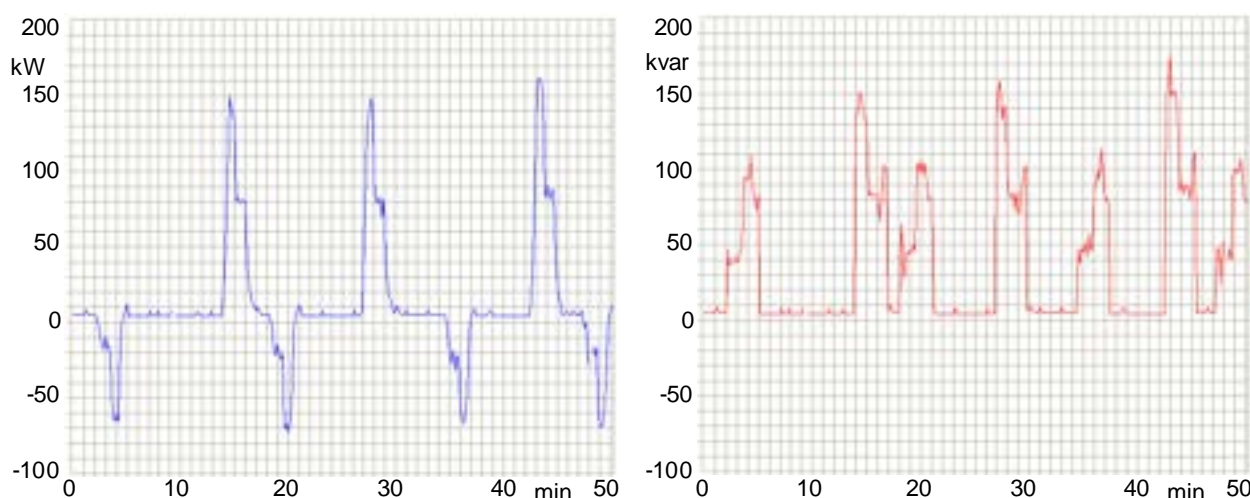
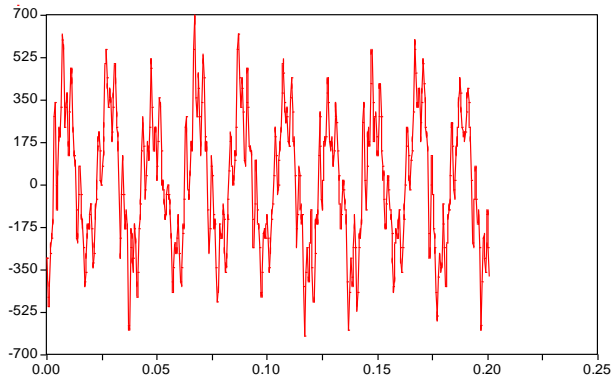


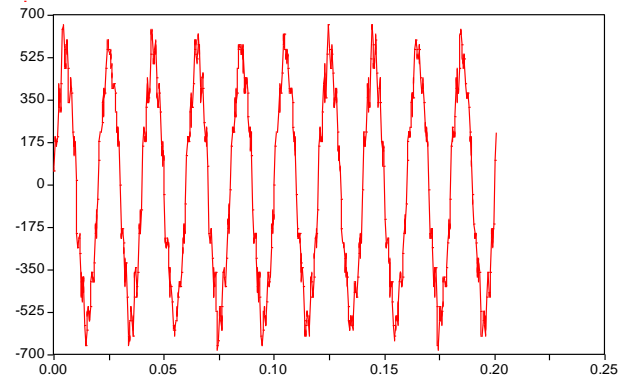
Figura 17 Potenza attiva e reattiva scambiate con la rete durante un periodo di 50 minuti (Potenza attiva positiva: fase di salita; Potenza attiva negative: fase di discesa)

### 9.2. Misure di tensione e corrente sul vecchio impianto

La prima serie di misure delle forme d'onda delle grandezze elettriche si riferisce al funzionamento dell'impianto originario prima degli interventi di sostituzione dell'azionamento. La Figura 18 si riferisce alla fase di salita e la Figura 19 alla fase di discesa. In entrambi i casi si osservano gruppi di armoniche a frequenze tipiche dei sistemi a commutazione naturale. Le misure sono effettuate lato rete e comprendono quindi anche l'effetto dei sistemi di filtraggio passivo. Nonostante ciò, si rileva una forte distorsione della corrente e, conseguentemente, della tensione, con un THD di tensione intorno al 10%.



(file 3001.adf; x-var X (auto)) I  
Initial time: 0,1806 Final time: 0,2006



(file 3001.adf; x-var X (auto)) V  
Initial time: 0,1806 Final time: 0,2006

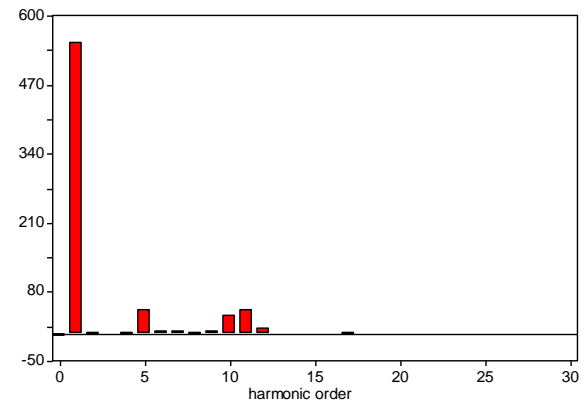
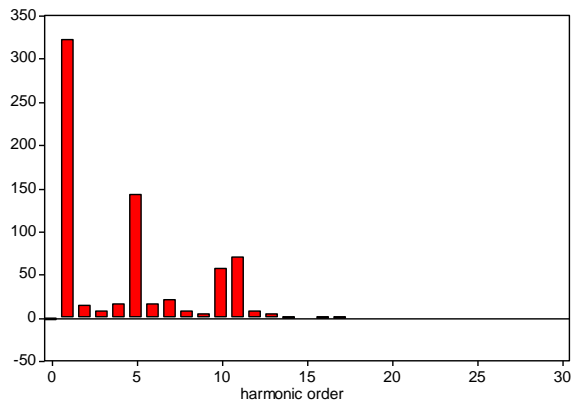
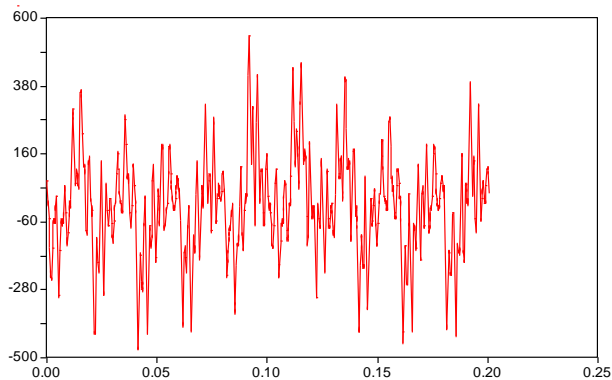
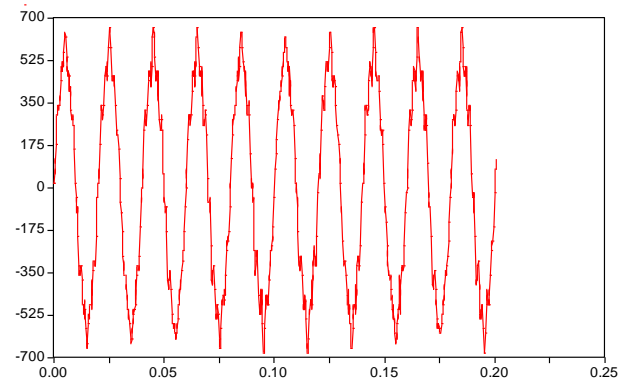


Figura 18 Misure di corrente assorbita (sinistra) e tensione di rete (destra) e relativi spettri armonici per il vecchio sistema di trazione durante la fase di salita con potenza di circa 140kW



(file 2001.adf; x-var X (auto)) I  
Initial time: 0,1806 Final time: 0,2006



(file 2001.adf; x-var X (auto)) V  
Initial time: 0,1806 Final time: 0,2006

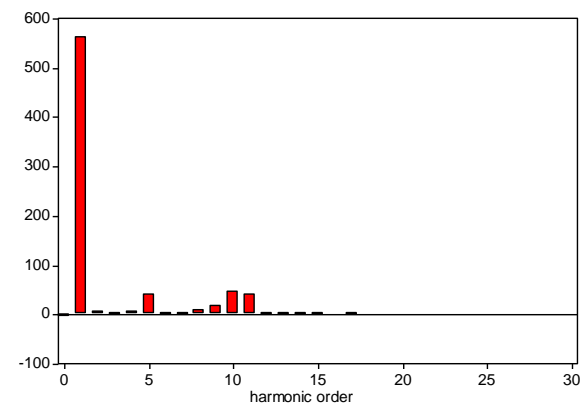
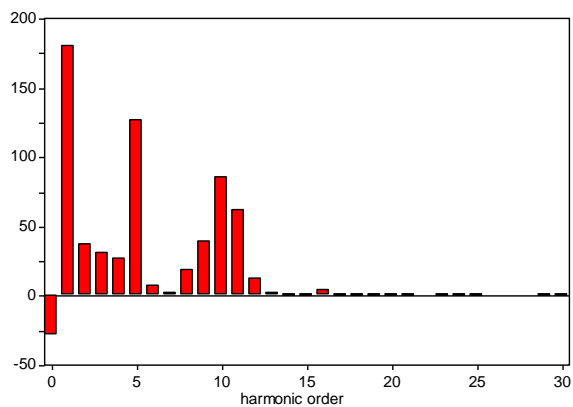


Figura 19 Misure di corrente assorbita (sinistra) e tensione di rete (destra) e relativi spettri armonici per il vecchio sistema di trazione durante la fase di discesa con potenza di circa -70kW

### 9.3. Misure di tensione e corrente sul nuovo azionamento

Il rinnovo del sistema di alimentazione ha comportato la sostituzione dell'azionamento e l'inserimento di un opportuno sistema di compensazione contenente un accumulo di energia, costituito da batterie al litio, per un totale di circa 18 kWh. Il nuovo sistema di alimentazione consente di:

- contenere a 100 kW il massimo assorbimento di potenza attiva;
- effettuare una frenatura a recupero;
- svolgere la funzione di filtro attivo;
- rifasare completamente il carico, che originariamente operava con un fattore di potenza medio particolarmente basso, data l'impossibilità di regolare il prelievo di potenza reattiva in maniera indipendente da quello della potenza attiva;
- fornire servizi dinamici alla rete.

Allo stato attuale l'azionamento è stato sostituito e i risultati presentati si riferiscono al nuovo sistema. Il dispositivo di compensazione è installato e sono in corso i collaudi prima della consegna all'esercizio. Non sono al momento disponibili i risultati relativi al suo funzionamento

I grafici di Figura 20 mostrano l'effetto del convertitore in termini di distorsione della tensione per effetto della corrente assorbita. Il confronto è effettuato tra la tensione presente con cabina ferma ad una delle due stazioni (a sinistra) in cui la tensione risulta quasi sinusoidale e durante la marcia (a destra) in cui l'effetto delle commutazioni si ripercuote pesantemente sulla tensione ai morsetti del convertitore.

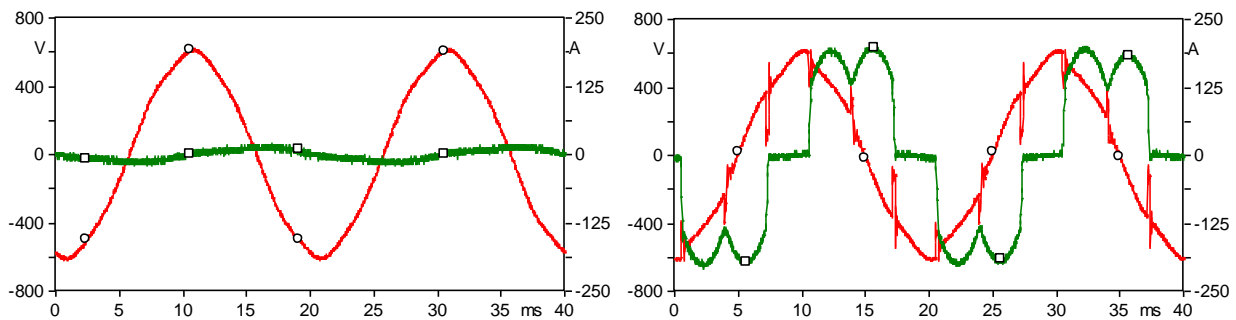


Figura 20 Tensione (rossa) e corrente (verde) ai morsetti AC del convertitore, con cabina ferma a sinistra e in una fase di salita a destra

La distorsione conseguente è riportata negli spettri di Figura 21 relativi alla corrente (a sinistra) e all'effetto sulla tensione (a destra) durante la marcia della cabina.

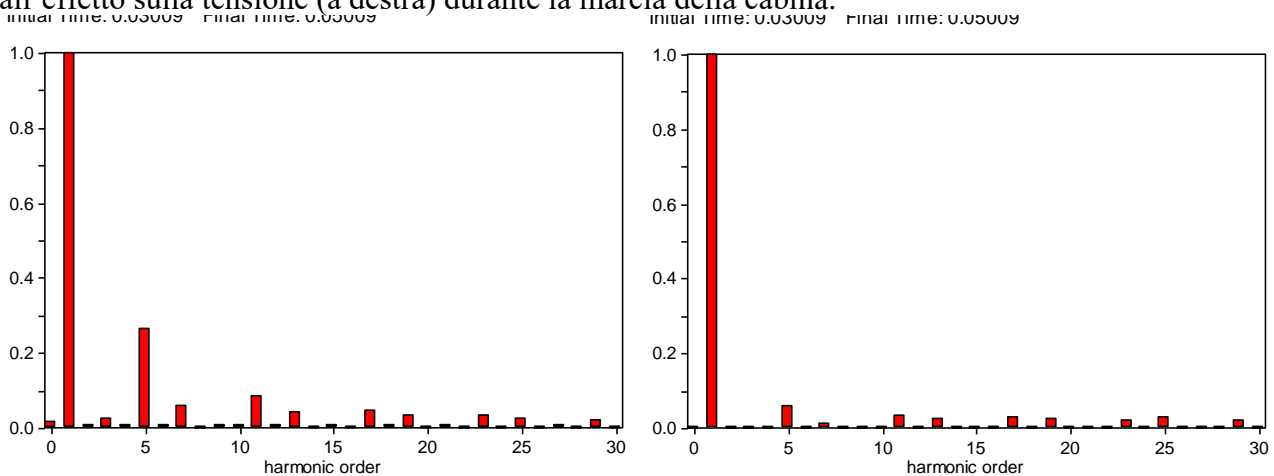


Figura 21 Spettro di corrente (a sinistra) e di tensione (a destra) relative al punto di funzionamento mostrato dal grafico di destra della Figura 20; valori in p.u. della fondamentale

Infine nella Figura 22 sono riportate le forme d'onda di tensione e corrente in corrispondenza di differenti progressive sia nel funzionamento in salita che in discesa.

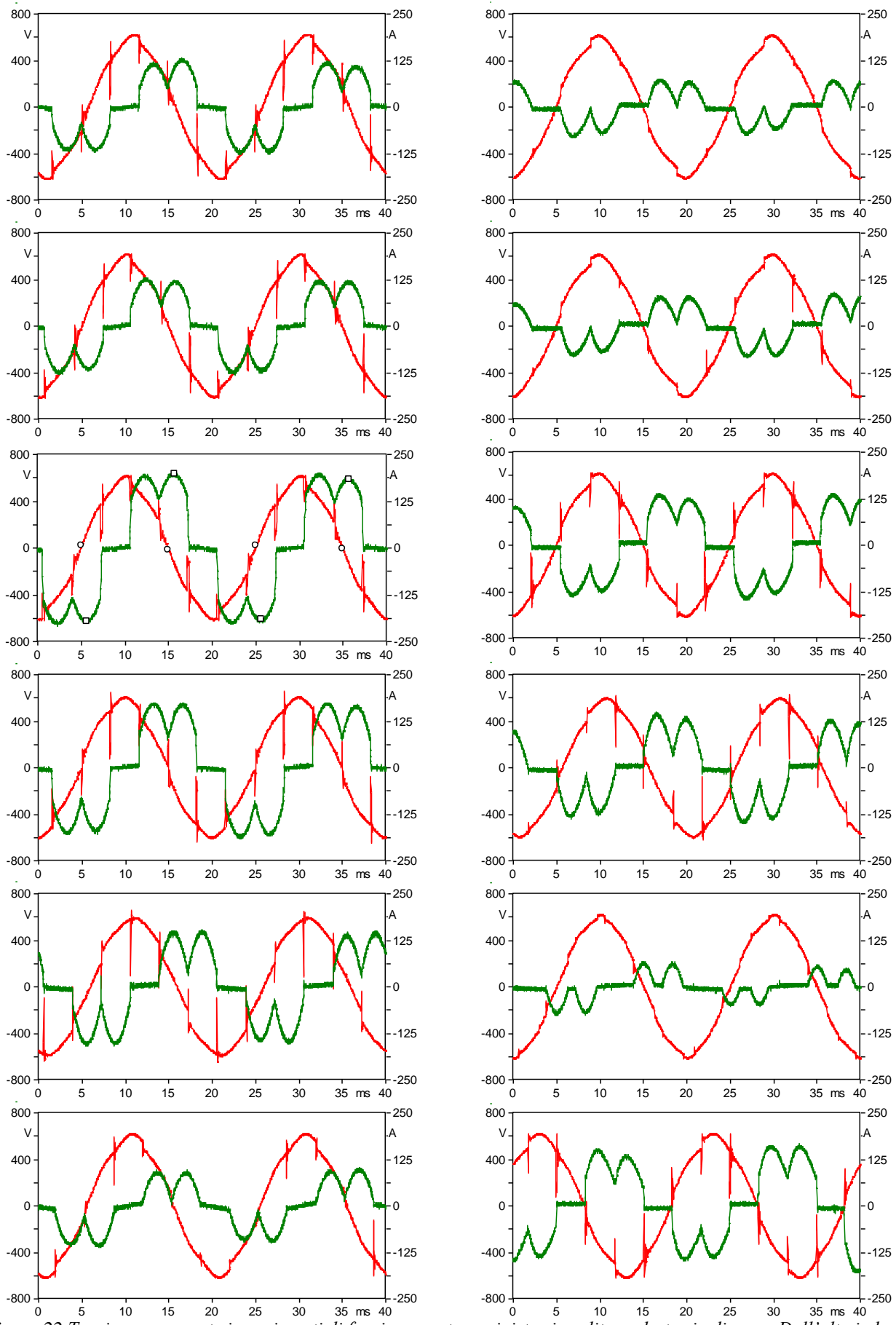


Figura 22 Tensione e corrente in vari punti di funzionamento: a sinistra in salita, a destra in discesa. Dall'alto in basso diverse progressive: 100m, 200m, 400m, partenza, inizio frenatura.

## 10. BIBLIOGRAFIA

- [1] S.R. Wall, 2001, "Performance of inverter interfaced distributed generation", IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, Atlanta, GA, USA, October 28-November 2
- [2] R. C. Dugan, T. F. McDermott, G. J. Ball, "Planning for Distributed Generation", IEEE Industry Application Magazine, March-April 2001.
- [3] T. Moore, "Emerging Markets for Distributed Resources", EPRI JOURNAL March-April 1998
- [4] M. Etezadi-Amoli, K. Chroma, "Electrical Performance Characteristics of a New Micro-Turbine Generator" in Proceedings of IEEE-PES Winter Meeting 2001, Columbus, OH (USA) January 28-February 1, 2001
- [5] B. Lasseter, "Role of Distributed Generation in Reinforcing the Critical Electric Power Infrastructure" in Proceedings of IEEE-PES Winter Meeting 2001, Columbus, OH (USA) January 28-February 1, 2001
- [6] M. C. Chandorkar, D. M. Divan, R. Adapa, 1993, "Control of parallel connected inverters in standalone ac supply systems" IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 29 n°1 Jan/Feb
- [7] M. C. Chandorkar, M. D. Divan, B. Banerjee, 1994, "Control of distributed UPS systems" Power Electronics Specialists Conference 1994, Taipei, Taiwan, June 20-25
- [8] S. Barsali, G. Celli, M. Ceraolo, R. Giglioli, P. Pelacchi, F. Pilo, 2001, "Operating and planning issues of distribution grids containing diffuse generation" CIRED 2001, Amsterdam, The Netherlands, June 18-21
- [9] S. Barsali, M. Ceraolo, P. Pelacchi, D. Poli, 2002, "Control techniques of dispersed generators to improve the continuity of electricity supply", IEEE PES Winter Meeting, New York, NY, USA, January 27-31
- [10] A. Tuladhar, H. Jin, T. Unger, K. Mauch, 1997, "Parallel operation of single phase inverter modules with no control interconnections" Applied Power Electronics Conference and Exposition 1997, Atlanta, GA, USA, February 23-27,
- [11] R.H. Lasseter, 2002, "MicroGrids" IEEE-PES Winter Meeting, New York, NY, USA, January 27-31
- [12] S. Banetta, S. Barsali, M. Ceraolo, R. Giglioli, P. Bolognesi, 2002, "Microturbine cogeneration units", UTET: Power technology, Vol. 3, N°4, July
- [13] S. Barsali, M. Ceraolo, M. Marracci, B. Tellini, "Frequency Dependent Parameter Model of Supercapacitor", Measurement Vol 43, Issue 10, December 2010, pages 1683-1689 (ISSN 0263-2241)
- [14] CIGRÉ WG C6-11, Brochure 458, "Electric energy storage systems", April 2011.
- [15] D. Poli, S. Barsali (University of Pisa), L. Carradore, R. Turri (University of Padova), S. Scalari (ENEL GEM RIC), "Integration of process-side energy storage and active distribution networks: technical and economical optimisation" International conference on electricity distribution, CIRED 2009, Prague, June 8-11, 2009
- [16] M. Ceraolo, S. Barsali, G. Lutzemberger, M. Marracci "Comparison of SC and high-power batteries for use in hybrid vehicles", 9th International Conference on Engines and Vehicles (ICE2009), September 13-18, 2009, Capri, Italy (ISSN 0148-7191)
- [17] S. Barsali, R. Giglioli, D. Poli "Sistemi di alimentazione a supporto del trasporto elettrico urbano" AEIT Vol 97 n° 11/12, Novembre Dicembre 2010, ISSN 0013-6131
- [18] S. Barsali, R. Giglioli, D. Poli, F. Vellucci "Demand Response of urban transport systems: a help for deploying the new Smart Grid paradigm" Cigré International Symposium The Electric Power System of the Future -

Integrating supergrids and microgrids, Bologna, Italy, September 13-15, 2011, ISBN 978-2-85873-165-7

- [19] Brooker, A., et al., “Technology Improvement Pathways to Cost-Effective Vehicle Electrification,” *presented at the SAE 2010 World Congress*, Detroit, MI, USA, April 2010.
- [20] *Market Feasibility for Nickel Metal Hydride and Other Advanced Electric Vehicle Batteries in Selected Stationary Applications*, EPRI, Palo Alto, CA, and SMUD, Sacramento, CA, USA, 2000.
- [21] *Technical and Economic Feasibility of Applying Used EV Batteries in Stationary Applications*, Sandia National Laboratories Report 2002-4084, Albuquerque, NM, USA, 2002.
- [22] Kamath, H., “Lithium Ion Batteries in Utility Applications,” *Proceedings of the 27<sup>th</sup> International Battery Seminar and Exhibit*, Ft. Lauderdale, FL, USA, March 2010.
- [23] N. Pinsky, *Electric Vehicle Battery 2nd Use Study* , Argonne National Laboratory, Argonne, IL, 1998.
- [24] *Cost Analysis of Energy Storage Systems for Electric Utility Applications* , Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM, USA, 1997.
- [25] “Energy storage for the electricity grid: benefits and market potential assessment guide” Sandia National Laboratories Report 2002-1314
- [26] J. Neubauer, A. Pesaran, “The ability of battery second use strategies to impact plug-in electric vehicle prices and serve utility energy storage applications” *J. Power Sources* (2011), doi:10.1016/j.jpowsour.2011.06.053