

Centrali ibride, tecniche di controllo per la gestione di micro reti intelligenti

Le centrali ibride, elemento chiave per poter realizzare e controllare le microreti ad alta penetrazione di Fonti Energetiche Rinnovabili, richiedono tecniche di controllo specifiche. In questo articolo si presenta una panoramica sulle varie modalità di controllo degli inverter di interfaccia delle centrali ibride e sulle diverse architetture di microrete che si possono realizzare. Si presentano inoltre alcuni risultati sperimentali ottenuti su una microrete a potenza ridotta sulla quale sono state implementate diverse strategie di controllo.

Luisa Frosio
Gabriele Marchegiani
Irino Mazzucco
Claudio Rosati

Keyword

Centrali ibride,
microreti, controllo di
inverter in parallelo

Le microreti ad alta penetrazione di Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) sono oggetto di crescente interesse in due contesti molto diversi tra loro: l'elettrificazione di zone rurali e l'integrazione della Generazione Diffusa (GD) in reti di distribuzione pubbliche. Nell'ambito dell'elettrificazione rurale, le microreti hanno il compito principale di garantire la continuità di alimentazione al carico sfruttando quanto più possibile le risorse energetiche locali. Nell'ambito della generazione diffusa le microreti, generalmente chiamate "smart grid", vengono invece utilizzate per consentire l'integrazione della GD nell'articolato sistema di controllo e di regolazione delle reti di distribuzione.

Seppure con finalità e caratteristiche diverse, lo sviluppo di microreti per entrambe queste applicazioni deve affrontare problematiche comuni, legate alle caratteristiche delle unità di generazione da fonte rinnovabile. Il comportamento tipicamente intermittente e aleatorio delle fonti rinnovabili rende difficile ottenere la continuità di alimentazione ai carichi isolati e garantire la dispacciabilità dell'energia da FER per i sistemi connessi alla rete di distribuzione. Introducendo sistemi di accumulo nelle microreti, sia connessi come unità indipendenti che integrati all'interno di centrali ibride di generazione e accumulo, è possibile compensare la variabilità delle FER e trasformare le microreti in sistemi di produzione nel complesso completamente regolabili.

La maggioranza delle unità di generazione da FER collegate alle microreti si interfaccia al sistema esterno mediante convertitori statici, come avviene per i sistemi fotovoltaici, anziché attraverso le tradizionali macchine rotanti, per

le quali la tecnica di regolazione per il funzionamento in parallelo è ormai consolidata. È invece necessario sviluppare e consolidare opportune tecniche di controllo per i convertitori di interfaccia delle unità di generazione, che consentano di integrare questi sistemi con la logica di controllo tradizionale dei generatori rotanti. Inoltre, potendo controllare i convertitori di interfaccia in più modalità di funzionamento, è possibile costruire microreti con architetture e logiche di controllo diverse, che si adattino alle modalità di funzionamento che richiedono le varie applicazioni e alle disponibilità tecniche ed economiche di ciascun progetto. Per esempio, si possono realizzare microreti complesse e costose, con più livelli gerarchici di comunicazione e supervisione, che consentono di ottenere elevate prestazioni di controllo, in termini di precisione della regolazione e numero di variabili controllate, e che vengono solitamente utilizzate come "smart grid". Oppure si possono realizzare microreti con strutture semplificate e costi ridotti, anche prive di sistemi di supervisione e di comunicazione tra le varie unità generazione, con le quali si ottiene una regolazione meno precisa di tensione e frequenza e dove non è possibile controllare in modo diretto i flussi di potenza nei vari nodi. Queste microreti riescono comunque a soddisfare tutti i requisiti necessari per mantenere un'alimentazione continua e di buona qualità su un carico isolato e presentano un alto grado di affidabilità e dei costi di realizzazione e manutenzione limitati.

Le centrali ibride come elemento base delle microreti

Dalle considerazioni sopra riportate è evidente

GLI AUTORI

L. Frosio, C. Rosati - Politecnico di Milano, Dipartimento di Elettrotecnica; G. Marchegiani, I. Mazzucco - Elvi Group, Delebio (SO)

come le centrali ibride, intese come sistemi integrati di generazione e accumulo dotati di uno o più convertitori statici di interfaccia, siano un elemento chiave per la realizzazione di microreti ad alta penetrazione di FER.

Tipicamente le centrali ibride sono realizzate in due configurazioni, che si distinguono per il numero e la tipologia dei convertitori dedicati a ciascun sistema di generazione e accumulo: con bus AC e con bus DC.

Nella configurazione con bus DC, per gestire le unità di produzione e accumulo in parallelo è necessario controllare solo i flussi di potenza attiva sul bus DC, agendo semplicemente sul modulo delle grandezze in gioco. Inoltre, grazie alla presenza di un unico inverter d'interfaccia e alla semplice regolazione interna, l'integrazione delle centrali con bus DC su una microrete risulta più semplice e adattabile a diverse configurazioni di microreti. La configurazione con Bus AC, solitamente utilizzata per impianti di grandi dimensioni, (cfr Figura 1) necessita di un sistema di controllo articolato, ma presenta un minor numero di convertitori, con un conseguente aumento dell'affidabilità e del rendimento complessivo rispetto alla soluzione con bus DC.

Indipendentemente dalla configurazione scelta, il corretto dimensionamento, in

diesel è possibile spostare la curva dei costi di una centrale ibrida, durante la sua vita attesa, e adattarla alle caratteristiche finanziarie specifiche di ciascun progetto. Le centrali ibride consentono di realizzare progetti con un'elevata flessibilità, non solo finanziaria, ma anche tecnica. La capacità di regolare la produzione da FER mediante sistemi di accumulo e la possibilità di inserire e utilizzare tecniche di controllo per gli inverter di interfaccia, rendono le centrali ibride utilizzabili sia come sistemi indipendenti che come elementi regolanti di microreti più o meno complesse. Per esempio, nel caso dell'elettrificazione di una regione rurale, è possibile seguire la crescita della domanda energetica e della disponibilità economica della popolazione utilizzando inizialmente una sola centrale, opportunamente dimensionata e in grado di funzionare in modo autonomo. In seguito è possibile aggiungere più centrali ibride, collegate tra loro in parallelo su una microrete isolata, controllata mediante l'utilizzo di tecniche di controllo idonee inserite nei convertitori di interfaccia delle centrali. La microrete così ottenuta può essere poi collegata ad una rete di distribuzione eventualmente estesa fino alla zona rurale a seguito di un aumento della popolazione, della domanda energetica o della disponibilità economica. Il sistema di controllo degli inverter dovrà essere modificato e adattato alla nuova modalità di lavoro della microrete, eventualmente aggiungendo sistemi di comunicazione e supervisione di microrete, che consentano di aggiungere le funzionalità di controllo richieste dal gestore della rete di distribuzione.

Appare evidente come la flessibilità tecnica che rende attrattivo l'utilizzo delle centrali ibride nelle microreti è realizzabile solo se supportata da una serie di tecniche di controllo sviluppate appositamente per gli inverter di interfaccia, e che siano in grado di adattarsi alle diverse modalità di funzionamento in cui può operare la microrete.

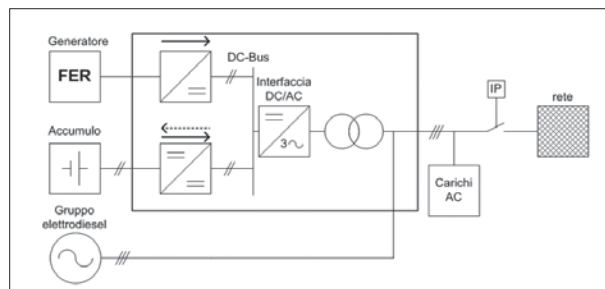


Figura 1 - Configurazione tipica di una centrale ibrida con Bus DC

termini energetici, delle sorgenti e del sistema di accumulo che compongono la centrale ibrida è sicuramente necessario per ottenere il corretto funzionamento del sistema (bilancio delle potenze istantanee e delle energie tra carico e generazione) ma introduce anche gradi di libertà che possono essere sfruttati per aumentare la flessibilità finanziaria di un progetto contenente centrali ibride. Modulando opportunamente la quota di energia da fonte rinnovabile e quella fornita dai generatori

termini energetici, delle sorgenti e del sistema di accumulo che compongono la centrale ibrida è sicuramente necessario per ottenere il corretto funzionamento del sistema (bilancio delle potenze istantanee e delle energie tra carico e generazione) ma introduce anche gradi di libertà che possono essere sfruttati per aumentare la flessibilità finanziaria di un progetto contenente centrali ibride. Modulando opportunamente la quota di energia da fonte rinnovabile e quella fornita dai generatori

termini energetici, delle sorgenti e del sistema di accumulo che compongono la centrale ibrida è sicuramente necessario per ottenere il corretto funzionamento del sistema (bilancio delle potenze istantanee e delle energie tra carico e generazione) ma introduce anche gradi di libertà che possono essere sfruttati per aumentare la flessibilità finanziaria di un progetto contenente centrali ibride. Modulando opportunamente la quota di energia da fonte rinnovabile e quella fornita dai generatori

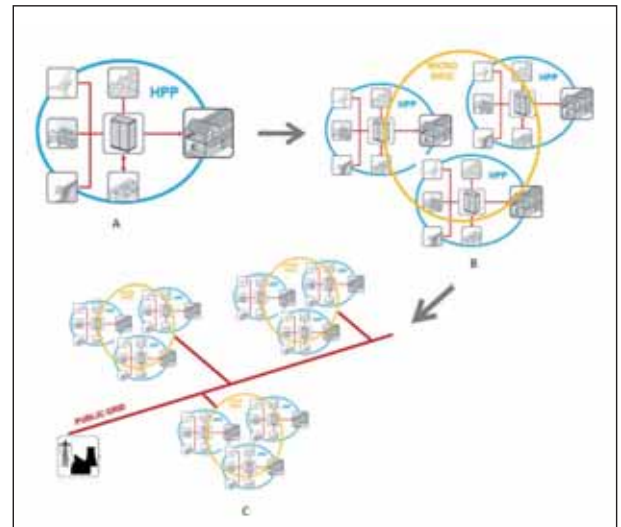


Figura 2 - Evoluzione di un sistema di elettrificazione rurale: da una singola centrale ibrida (A) a una microrete isolata (B), fino alla possibile connessione di una o più microreti alla rete di distribuzione pubblica (C)

Modalità di funzionamento degli inverter di interfaccia

In base alla modalità di controllo delle variabili di uscita dell'inverter di interfaccia regime, si possono definire tre tipologie principali di regolazione per l'interfaccia con la microrete: in isola (*grid forming*), in parallelo rete (*grid following*) o controllo con statismo (*droop control* o *grid supporting*).

Nella modalità "isola" l'inverter lavora a tensione imposta (Voltage Source Inverter) e mantiene il valori di tensione e frequenza in uscita uguali ai relativi set point. In una microrete un solo inverter di interfaccia può essere attivato in questa modalità di funzionamento ed ha il compito di mantenere il saldo energetico della rete, erogando la P e la Q necessarie. La centrale ibrida a monte dell'inverter deve quindi avere una capacità energetica (energia regolante) sufficiente ad effettuare le operazioni di saldo e la produzione da FER deve essere necessariamente accoppiata ad un sistema di accumulo.

Nella modalità parallelo rete l'inverter lavora si sincronizza alla tensione di rete, o alla tensione generata da un inverter in modalità "isola" e regola la corrente erogata per seguire i set point di potenza

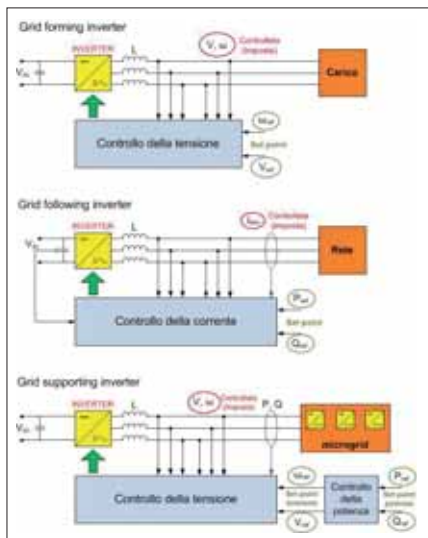


Figura 3 - Configurazioni di regolazione per gli inverter di interfaccia di una centrale ibrida

attiva e reattiva assorbita o erogata.

Se connessi ad una microrete, questi inverter sono generalmente controllati tramite sistema di comunicazione che varia i loro set point di P e Q in funzione della condizione di funzionamento degli altri sistemi connessi.

La modalità di funzionamento “droop” è simile a quella in isola, perché l’inverter è controllato in tensione. In questo caso, però, i set point di tensione e frequenza non sono costanti ma vengono calcolati da un regolatore e di droop rispettivamente in funzione della potenza reattiva e attiva in uscita all’inverter. Questa configurazione è adatta per gli inverter di centrali funzionanti in parallelo in una microrete isolata con controllo decentralizzato in cui si vuole controllare la ripartizione del carico attivo e reattivo tra le varie unità tramite la misura di grandezze locali, senza l’intervento di un sistema di comunicazione e di un supervisore esterno a livello di microrete.

Logiche di controllo delle microreti

Combinando opportunamente le varie modalità di funzionamento disponibili per gli inverter di interfaccia è possibile costruire microreti con architetture e logiche di controllo di diverso tipo, in grado di fornire diverse funzioni di controllo e con requisiti tecnici ed economici diversi. Gli obiettivi fondamentali del sistema di regolazione delle microreti sono: garantire la stabilità delle microgrid; implementare la regolazione di frequenza; controllare

la ripartizione delle potenze tra le unità di generazione; implementare i passaggi da on grid a off grid senza recare disturbo ai carichi per le microreti con possibilità di funzionare sia in isola che in parallelo alla rete di distribuzione).

Se la struttura della microrete lo consente, possono essere introdotte funzioni di controllo aggiuntive, legate per esempio all’ottimizzazione economica, a vincoli ambientali, o all’affidabilità del sistema.

Attualmente vengono utilizzati principalmente tre tipi di strategie di controllo: Master & Slave, controllo decentralizzato e controllo gerarchico. Una breve panoramica sulla modalità di funzionamento e sulle caratteristiche di queste tre soluzioni evidenzia quanto l’utilizzo di sistemi di generazione ibridi completamente regola-

funzioni di controllo che deve svolgere la microrete. Questo tipo di regolazione consente di ottenere un controllo diretto e preciso dei flussi di potenza dei vari sistemi di generazione e di utilizzare la microrete sia in isola che connessa ad una rete di distribuzione, verso la quale è possibile controllare i flussi di potenza. È però necessario introdurre un sistema di comunicazione ed, eventualmente, un controllore di microrete.

In una microrete con controllo decentralizzato gli inverter di interfaccia di centrali regolanti sono nella modalità “droop” e contribuiscono alla regolazione di tensione e frequenza della rete a e a mantenere il bilancio energetico istantaneo tra generazione e carichi. Ogni inverter in modalità “droop” contribuisce alla richie-

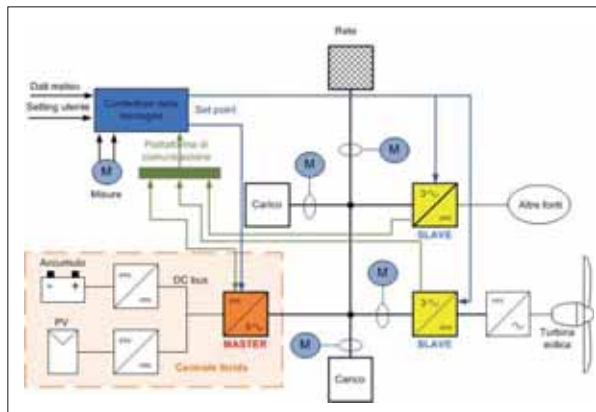


Figura 4 - Microrete con controllo Master & Slave, esempio

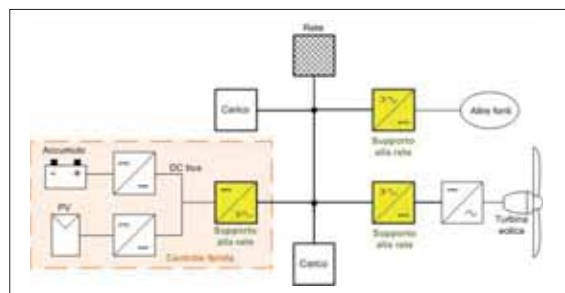


Figura 5 - Microrete con controllo decentralizzato, esempio

bili e la possibilità di disporre di tutte le tecniche di controllo sopra descritte per gli inverter di interfaccia, siano condizioni necessarie per poter realizzare microreti funzionali ed effettivamente rispondenti alle esigenze caratteristiche dei diversi contesti di applicazione.

Nella soluzione di controllo Master & Slave un solo inverter, definito Master e pilotato in modalità “isola”, sostiene la rete ed effettua il bilancio energetico istantaneo del sistema. Gli altri inverter, definiti Slave, sono controllati in modalità “parallelo rete” e ricevono i set point di P e Q dall’inverter Master o da un controllore di microrete, tramite un sistema di comunicazione. Il Master, o il controllore di microrete se presente, riceve informazioni dal sistema (sensori, comunicazioni dalle unità di generazione ed altro) in numero maggiore quanto più complesse sono le

sta di potenza attiva e reattiva del carico in base alle caratteristiche statiche dei propri regolatori (statismi). Solo gli inverter di interfaccia di centrali ibride hanno capacità regolante anche in assorbimento di P e generalmente sono solo questi convertitori ad essere controllati in “droop”. I convertitori di unità di generazione solo attive (senza un sistema di accumulo) sono generalmente collegati in modalità parallelo e iniettano in rete tutta la potenza disponibile, senza bisogno di ricevere set point esterni. Questa configurazione non necessita di un sistema di comunicazione tra le

unità di generazione e consente la connessione di nuove unità senza alcuna modifica alla struttura e al controllo della microrete (funzionalità “plug & play”).

La tensione e la frequenza di una microrete con controllo decentralizzato non sono regolate ai valori nominali, ma possono subire delle variazioni contenute che dipendono dal punto di lavoro di tutto il sistema. Questa configurazione non si presta alla connessione della microrete in parallelo ad una rete di distribuzione, ma è semplice e poco costosa ed è quindi adatta all’elettrificazione di carichi isolati la cui richiesta di potenza potrebbe crescere nel tempo, con la conseguente necessità di collegare nuove centrali alla microrete.

Se sulla struttura di controllo decentralizzato si introduce un controllore di microrete ed un sistema di comunicazione tra il controllore, le unità di generazione ed eventuali punti di misura nella microrete, si può realizzare una microrete con controllo gerarchico. In questo sistema, alla regolazione di base del tipo decentralizzato, che non necessita del sistema di comunicazione ed è quindi molto affidabile, è sovrapposta una regolazione più lenta, realizzata dal controllore di microrete per svolgere funzioni addizionali di ottimizzazione.

Il controllore di microrete riporta la tensione e la frequenza di rete ai valori nominali, qualunque sia il punto di lavoro del sistema, agendo sugli statismi degli inverter in modalità “droop”. Inoltre monitora i flussi di potenza di tutte le unità e li controlla modificando i set point degli inverter in modalità “parallelo rete”. Grazie al controllore di microrete è inoltre possibile effettuare le transizioni dal funzionamento in isola al funzionamento in parallelo ad una rete e controllare lo scambio energetico tra la microrete e la rete di distribuzione.

Questa configurazione è particolarmente adatta alla realizzazione di “smart grid” affidabili e con ottime prestazioni di controllo.

Prove sperimentali sulle logiche di controllo delle microreti

Si è realizzata una microrete in isola spe-

rimentale a tensione ridotta (tensione concatenata di circa 100 V), composta da due inverter di interfaccia connessi in parallelo mediante due trasformatori di isolamento e da un carico variabile (cfr figura 6). Su questa rete si sono testate la logica di controllo Master-Slave e la logica di controllo decentralizzato.

Logica di controllo Master-Slave

In condizioni di normale funzionamento la logica di controllo sviluppata ha lo scopo di ripartire equamente tra il Master e lo Slave la potenza richiesta dal carico. Quando però il sistema di accumulo di una delle due centrali ibride scende al di sotto di un valore minimo di carica tramite la logica di controllo si vuole ridurre l’erogazione di potenza attiva della centrale, in modo da preservare il sistema di accumulo. Analogamente, quando uno dei due inverter di interfaccia si trova ad erogare un valore di corrente vicino al proprio valore massimo, si vuole ridurre la sua erogazione di potenza reattiva in modo da non sovraccaricarlo eccessivamente.

Per soddisfare questi obiettivi, l’inverter Master invia sul CAN bus due segnali in cui sono indicati i valori della potenza

attiva (p_m) e reattiva (q_m) che sta erogando, espressi in % rispetto alla propria potenza nominale e pesati, il primo, in funzione dello stato di carica del sistema di accumulo tramite il coefficiente k_{SOCm} e il secondo in funzione del valore di corrente efficace dell’inverter tramite il coefficiente k_{Im} .

$$P_m = \frac{P_m}{A_m} \cdot k_{SOCm}$$

$$e \quad q_m = \frac{Q_m}{A_m} \cdot k_{Im}$$

dove P_m e Q_m sono rispettivamente la potenza attiva e reattiva attualmente erogate dal Master espresse in valore assoluto (rispettivamente W e Var) e A_m è la potenza apparente nominale dell’inverter Master. I valori dei coefficienti k_{SOCm} e k_{Im} variano in funzione rispettivamente dello stato di carica delle batterie collegate all’inverter Master e della corrente efficace erogata dall’inverter.

L’inverter Slave attua il riferimento ricevuto dal Master dopo averlo pesato per un coefficiente che tiene conto del proprio stato di carica (k_{SOCi}), per il riferimento di potenza attiva, e del valore della corrente che sta erogando (k_{Ii}), per la potenza reattiva.

$$P_i = p_m \cdot A_i \cdot k_{SOCi}$$

$$e \quad Q_i = q_m \cdot A_i \cdot k_{Ii}$$

dove A_i è la potenza apparente nominale dell’inverter Slave.

$L_{T1} = L_{T2} = 0,5 \text{ mH}$ $C_{T1} = C_{T2} = 10 \mu\text{F}$ $T_1 \text{ e } T_2:$ $A_{n1} = A_{n2} = 3 \text{ kVA}$ $V_{cc\%1} = V_{cc\%2} = 4,9\%$ $\cos\phi_{cc1} = \cos\phi_{cc2} = 0,98$	Carico resistivo variabile $R_1 = 54 - 80 - 160 \Omega$ Carico motore $P_1 = 1,35 \text{ kW};$ $Q_1 = 1,18 \text{ kVar}$	$V_g = 400 \text{ V}$ $V_a = 270 \text{ V}$ $V_b = 170 \text{ V}$ $V_{dc1} = V_{dc2} = 250 \text{ V}$ $V_{O1} = V_{O2} = 100 \text{ (a vuoto)}$ $V_{T1} = V_{T2} = V_1 = 363 \text{ V}$ $I_1 = 4,3 \text{ A}$
---	--	---

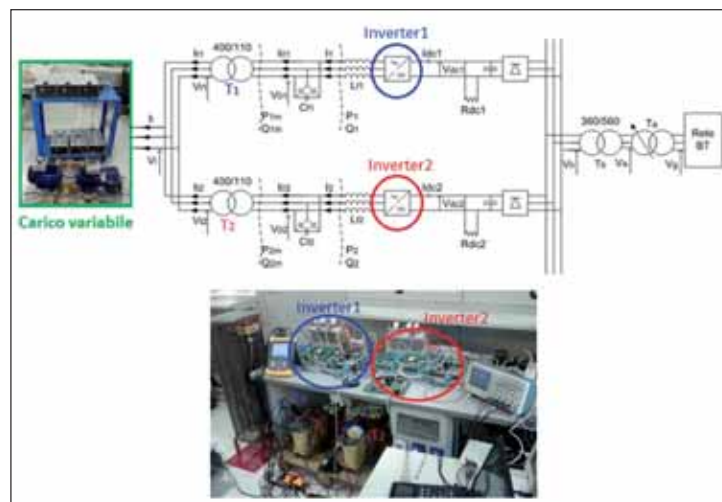


Figura 6 - Microrete sperimentale in isola a potenza ridotta con due inverter in parallelo

In **Figura 7** si riporta l'andamento delle grandezze principali del sistema durante un gradino di carico. I due inverter sono nella condizione di normale funzionamento sia per lo stato di carica delle batterie che per il valore di corrente efficace erogata dagli inverter, quindi tutti e quattro i coefficienti k_{SOCm} , k_{Im} , k_{SOCl} e k_{Ii} hanno valore 1. In queste condizioni, poiché i due inverter erogano la stessa quota della potenza attiva e reattiva richiesta dal carico.

La tensione sul carico diminuisce leggermente al momento del gradino di carico, perché il regolatore di tensione in isola dell'inverter Master (inverter 1) non riesce a mantenere perfettamente costante la tensione al variare della corrente in uscita

1, che sta alimentando da solo il carico, e prende carico fino ad arrivare alla ripartizione equa del carico.

Inizialmente l'inverter 1 è controllato in modalità "droop" e fornisce tutta la potenza necessaria al carico. All'istante $t=100\text{ ms}$ l'inverter 2, viene acceso in modalità "droop", si aggancia in parallelo all'inverter 1 e inizia a prendere gradualmente carico, mentre la corrente dell'inverter 2 diminuisce di conseguenza, fino a che il sistema raggiunge la condizione di regime. Il punto di equilibrio viene raggiunto quando le due correnti hanno lo stesso valore efficace e il carico viene suddiviso in modo uguale tra i due inverter (tutti i coefficienti di droop dei due inver-

Conclusioni

Le centrali ibride, grazie alla loro grande flessibilità tecnica e finanziaria, sono uno strumento privilegiato per la realizzazione di microreti ad alta penetrazione di FER, sia nell'ambito dell'elettrificazione rurale che per la generazione diffusa. La flessibilità finanziaria delle centrali ibride è legata alla possibilità di modulare la quota di energia da FER e la quota fornita da combustibile fossile, tramite un dimensionamento mirato dei generatori rinnovabili e dei gruppi elettrogeni della centrale. Dal punto di vista tecnico, la capacità delle centrali ibride di essere completamente controllabili, grazie all'integrazione del sistema di accumulo, consente di realizzare microreti con strutture e prestazioni molto diverse, che si possano adattare alle esigenze e ai vincoli delle diverse applicazioni. In questa memoria sono state presentate alcune architetture di microrete, mettendo in evidenza le diverse modalità di controllo che sono richieste agli inverter di interfaccia delle centrali ibride.

Sono stati riportati i risultati sperimentali ottenuti su una microrete composta da due

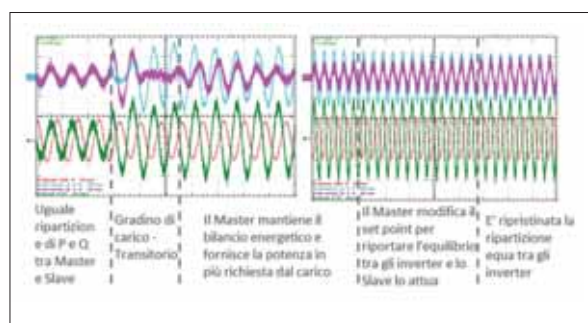


Figura 7 - Controllo Master-Slave, gradino di carico. A sinistra l'istante della variazione di carico, a destra l'evoluzione del sistema 250 ms dopo la variazione di carico. Corrente di fase dell'inverter 1 Master (in azzurro) e dell'inverter 2 Slave (in rosa), tensione concatenata sul carico (in rosso) e corrente di fase sul carico (in verde)

all'inverter. La tensione sul carico risulta comunque priva di disturbi e di variazioni significative durante il transitorio.

L'inverter Master (inverter 1) inizialmente contribuisce totalmente alla variazione di carico, fornendo da solo la potenza aggiuntiva richiesta. La regolazione Master-Slave agisce più lentamente, attraverso il sistema di comunicazione in CAN bus, e consente di riequilibrare la ripartizione di carico tra i due inverter solo dopo circa 700 ms. Appare quindi evidente come l'inverter Master, e il sistema di accumulo alle sue spalle, debbano essere dimensionati in modo da poter trattare picchi di potenza attiva e reattiva elevati, poiché devono compensare istantaneamente le variazioni di carico.

Logica di controllo decentralizzata (Droop Control)

Le curve di regolazione di droop sono state tarate per ottenere una uguale ripartizione di potenza attiva e reattiva tra i due inverter. Nel seguito si riportano gli andamenti delle grandezze elettriche più significative del sistema quando l'inverter 2 si connette in parallelo all'inverter

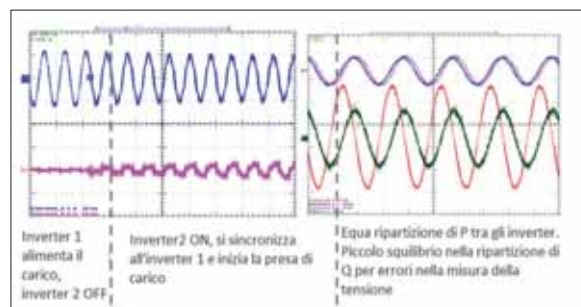


Figura 8 - Controllo decentralizzato, connessione e presa di carico del secondo inverter. A sinistra la corrente di fase dell'inverter 1 (in blu) e dell'inverter 2 (in rosa) durante la connessione e la presa di carico del secondo inverter. A destra le correnti dei due inverter (inverter 1 in blu e inverter 2 in rosa), la tensione concatenata sul carico (in rosso) e la corrente di fase sul carico (in verde) quando il sistema raggiunge l'equilibrio e l'equa ripartizione del carico.

ter sono uguali durante questa prova). La tensione e, di conseguenza, la corrente sul carico non vengono perturbate dalla connessione del secondo inverter. A regime le correnti dei due inverter risultano leggermente sfasate a causa di un ricircolo di potenza reattiva tra i due inverter. Questo squilibrio è causato da errori, di valore inferiore a 1V, nella catena di misura della tensione, che introducono leggere differenze nelle tensioni generate dai due inverter.

inverter in parallelo che alimentano un carico in isola. Sono state testate due tecniche di controllo, Master & Slave e Decentralizzata, che non prevedono l'utilizzo di un sistema di supervisione remoto (controllore di microrete). Entrambe le tecniche di controllo si sono dimostrate efficaci nel mantenere la stabilità della rete a fronte di perturbazioni e nel garantire la ripartizione equa del carico tra gli inverter. Una valida soluzione di compromesso

per il controllo delle microreti è la configurazione gerarchica, in cui la struttura decentralizzata, con inverter controllati in droop, effettua la regolazione di primo livello (regolazione rapida di tensione e frequenza per il bilancio di potenze) ed è però integrata con un sistema di supervisione (controllore di microrete, punti di misura e sistema di comunicazione), che agisce sui set point degli inverter per ottimizzare il funzionamento della microrete. ■