

Rivista ufficiale dell'AEIT Seguito de "L'Elettrotecnica" fondata dall'AEI nel 1914



settembre/ottobre 2017

AEIT

Poste Italiane Spa - Sped. in Abb. Postale - D. L. 353/2003 (conv. in L. 27/02/2004 N. 46) Art. 1, comma 1, DCB Milano

IN PRIMO PIANO: Nuove sfide del sistema elettrico



Associazione Italiana di Elettrotecnica, Elettronica, Automazione, Informatica e Telecomunicazioni

IN QUESTO NUMERO

I sistemi elettrici di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica sono investiti da novità rilevanti, "sfide, rischi e opportunità", come recita efficacemente il sottotitolo dell'editoriale di *Roberto Caldon*. Alcuni dei relativi problemi sono presentati negli articoli del focus di questo fascicolo.

La diffusione delle fonti rinnovabili si accompagna alla presenza di molti inverter trifase di connessione delle generazioni con la rete di distribuzione. *Fabio Bignucolo* e *Roberto Caldon* mostrano la possibilità di controllare gli inverter in modo da bilanciare sia lo squilibrio di correnti prodotto sulla bassa tensione dalla presenza di carichi e generatori monofase, sia la conseguente dissimmetria delle tensioni. Su uno schema esemplificativo, e tenendo conto della curva di capability dei convertitori, sono studiati gli effetti del controllore sviluppato.

La sicurezza in reti di trasmissione con presenza importante di generazioni rinnovabili aleatorie deve tener conto delle incertezze sulle potenze iniettate, compresi i carichi. Per fronteggiare questi aspetti stocastici, a livello europeo è stato elaborato un complesso progetto, che è qui presentato da *Emanuele Ciapessoni*, *Diego Cirio*, *Andrea Pitto*, *Nicolas Omont* e *Clara Bagnasco*.

Le applicazioni su esempi di rete di complicazione crescente (con riferimento sempre al sistema elettrico francese, trattandosi di una collaborazione italo-francese) mostrano l'adeguatezza del modello di incertezza previsionale adottato.

Le sottostazioni secondarie media/bassa tensione hanno una funzione fondamentale, completate con nuovi apparati e dispositivi, come "nodi intelligenti" nello sviluppo verso le Smart Grid. Se ne illustrano, ad opera di *Vittorio Cecconi*, *Giovanni Cipriani*, *Vincenzo Di Dio*, *Rosario Miceli* e *Mario Melodia*, alcune tipologie innovative, anche in soluzioni prefabbricate in container, con attenzione alla sicurezza, all'economicità, all'impatto ambientale.

Il nuovo collegamento elettrico a 380 kV dalla Sicilia alla Calabria è realizzato in parte in linea aerea, parte in cavo sottomarino, parte in cavo interrato - dall'approdo in Calabria fino alla stazione elettrica di Scilla. In quest'ultimo tratto calabro le opere sotterranee (una galleria sottostante sia a una strada statale sia a una ferrovia, più un pozzo verticale interno alla stazione elettrica di Scilla) hanno dovuto effettuarsi in aree delicate sia geologicamente sia simicamente: ci parlano dell'opera *Francesco De Salvo*, *Carlo Silvestri*, *Massimo Bacchini*, *Giovanni Carletti*, *Riccardo De Zan*, *Massimo Rebolini* e *Paolo Sylos Labini*

La rivista è pubblicata con il concorso del Consiglio Nazionale delle Ricerche. È vietato riprodurre articoli della rivista senza citarne la fonte. Registrazione Tribunale di Milano del 29.08.1948 - N. 395 Iscrizione R.O.C. numero 5977 10.12.2001 Poste Italiane Spa - Spedizione in Abb. Postale - D. L. 353/2003 (conv. in Legge 27/02/2004 N. 46) Art. 1, comma 1, DCB Milano

Abbonamento annuale (6 numeri) € 90,00 da versare sul conto corrente postale n. 274209.

Fascicoli separati € 15,00
Arretrati € 30,00
Tiratura 6 000 copie



Associato all'USPI Unione
Stampa Periodica Italiana

Proprietaria ed Editrice © Associazione Italiana di Elettrotecnica, Elettronica, Automazione, Informatica e Telecomunicazioni - AEIT

Direttore:
Andrea Silvestri

Direttore Responsabile:
Maurizio Delfanti

Comitato Editoriale:
Michela Billotti, Antonio Capone, Aurora Caridi, Sergio

Giacomo Carrara, Claudio Cherbaucich, Guido Clerici, Bruno Cova, Nicolò Di Gaetano, Eugenio Di Marino, Arrigo Frisiani, Elena Fumagalli, Dario Lucarella, Angelo Luvison, Marco Merlo, Maurizio Molinaro, Valeria Olivieri, Giovanni Ricca, Marino Sforna, Mauro Ugolini, Attilio Skoff, Fabio Zanellini

Redazione:
Fabrizio Trisoglio - red_aeit@aeit.it

Hanno collaborato:
A. L. Fontana, G. Notaro

Editoriale **4**

**Il nuovo avanza sul sistema elettrico:
sfide, rischi e opportunità**

Roberto Caldon

Nuove sfide del sistema elettrico

Mitigazione dello sbilanciamento di tensioni e correnti **6**

Fabio Bignucolo, Roberto Caldon

Valutazione di sicurezza del sistema elettrico **14**

Emanuele Ciapessoni, Diego Cirio, Andrea Pitto,
Nicolas Omont, Clara Bagnasco

**Sottostazioni prefabbricate: soluzioni innovative
e sostenibili** **24**

Vittorio Cecconi, Giovanni Cipriani, Vincenzo Di Dio,
Rosario Miceli, Mario Melodia

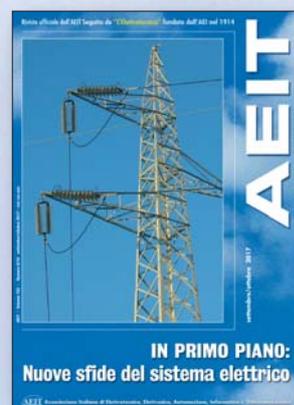
Elettrodotto a 380 kV "Sorgente-Rizziconi" in Calabria **30**

Francesco De Salvo, Carlo Silvestri, Massimo Bacchini,
Giovanni Carletti, Riccardo De Zan, Massimo Rebolini,
Paolo Sylos Labini

AEIT Informa **39**

Giuseppe Notaro

Cariche Sociali AEIT **45**



Progetto Grafico - Copertina - Impaginazione:

Antonella Dodi - af@aeit.it

Abbonamenti e Pubblicità:

Tel. 02 873899.67 - aeit@aeit.it

Direzione Redazione Amministrazione:

AEIT - Ufficio Centrale
Via Mauro Macchi, 32 - 20124 Milano

Tel. 02 873899.67

Telefax 02 66989023

Sito Internet:

<http://www.aeit.it>

Stampa - Fotoservice - Distribuzione:

Arti Grafiche Murelli
Via Campania 42 - 20090 Fizzonasco - Milano

Gli autori sono responsabili di quanto scritto nei loro articoli. Le opinioni espresse dagli autori non impegnano l'Associazione.

Mitigazione dello sbilanciamento di tensioni e correnti

Fabio Bignucolo, Roberto Caldon *Dipartimento di Ingegneria Industriale, Università di Padova*

La presenza nelle reti di distribuzione degli inverter d'interfaccia offre l'opportunità di equilibrare le correnti e simmetrizzare le tensioni. Un controllore applicabile ai convertitori statici trifase è testato per fornire indicazioni utili nella revisione delle regole di connessione vigenti

I distributori gestiscono le reti MT (Media Tensione) e BT (Bassa Tensione) con l'obiettivo di mantenere entro livelli standardizzati la qualità dell'alimentazione (*Power Quality*) nei punti di connessione degli utenti finali (PoD). Questo significa che la tensione effettiva che alimenta gli utenti deve avere valore efficace prossimo al valore nominale, essere simmetrica tra le fasi (nel caso di utenti trifase) e avere un ridotto contenuto armonico.

Per effetto del recente sviluppo delle fonti rinnovabili, molti inverter trifase sono presenti nelle reti MT e BT. Considerando solo il settore fotovoltaico in Italia, oltre 62.000 impianti con potenza nominale superiore a 20 kW, la maggior parte dei quali equipaggiati con inverter trifase, sono stati connessi ai sistemi di distribuzione. Tra questi, oltre 10.000 generatori hanno una potenza nominale superiore a 200 kW, quindi sono direttamente collegati alla rete di distribuzione MT tramite propri trasformatori o sono abbinati a utenti finali con potenza contrattuale superiore a 200 kW.

Nelle reti BT la natura degli utenti è intrinsecamente sbilanciata per la presenza di carichi e generatori monofase. Senza una adeguata compen-

sazione, le reti BT (che sono sistemi trifase con neutro, tipo TT) sperimentano quindi il fluire di componenti inverse e omopolari di corrente lungo le linee, con effetti sulla simmetria della tensione di alimentazione, sulla corrente circolante sul neutro e sulle perdite di distribuzione (ovvero sui costi di esercizio per i distributori) [1-2]. Inoltre, il rendimento delle macchine a induzione funzionanti con tensioni sbilanciate si riduce rispetto ai valori di targa [3]. Lo squilibrio di corrente che si genera in BT inevitabilmente si riflette sui sistemi a tensione superiore. Nel caso italiano, dove le reti MT sono esercite con neutro isolato o compensato, permane la circolazione di corrente di sequenza inversa, mentre la relativa componente omopolare è trascurabile [3].

È inoltre necessario considerare l'evoluzione temporale delle condizioni di funzionamento dei carichi e dei generatori distribuiti, principalmente alimentati da fonti primarie rinnovabili. Nelle reti attive, infatti, l'aleatorietà della fonte primaria può modificare significativamente il livello di squilibrio nel corso della giornata. È quindi opportuno effettuare una compensazione dinamica dello sbilanciamento, che può essere ottenuta pilotando opportunamente gli inverter trifase connessi alla rete, sulla base di *set-point* esterni e/o di misure locali.

Un tipico inverter trifase per applicazioni fotovoltaiche non è dotato di collegamento del neutro. Tale macchina, opportunamente aggiornata in termini di firmware e hardware (apparecchiature di misura e ricezione di segnali in ingresso), potrebbe essere in grado di generare correnti diverse su ciascuna fase in accordo con specifici *set-point*, ovvero potrebbe intenzionalmente erogare potenza attiva ripartita tra sequenza diretta e sequenza inversa. Un inverter trifase con connessione del neutro (tipicamente con topologia interna a quattro gambe) potrebbe inoltre essere in grado di erogare potenza anche di sequenza omopolare al fine di correggere la corrente transitante sul neutro [4-7]. Ulteriori potenzialità degli inverter trifase abbinati agli im-

pianti di generazione distribuita sono la correzione dell'assorbimento reattivo degli utenti finali, ovvero del loro fattore di potenza istantaneo, e la riduzione del contenuto armonico delle correnti assorbite o erogate in rete [8]. Infine, tali macchine possono contribuire alla regolazione della tensione durante condizioni di guasto in rete, come presentato in [9-10].

Nell'articolo è descritto uno schema di controllo sviluppato e testato dagli autori, in grado di regolare gli inverter trifase al fine di correggere il flusso di potenza, sia esso transitante sulla linea di distribuzione oppure assorbito/erogato da un utente. Tale metodologia consente di controllare singolarmente le correnti di fase immesse in rete dagli inverter, senza impattare sulla potenza complessivamente erogata. In questo modo, la redditività economica dell'impianto di generazione è inalterata, o addirittura aumentata qualora sia introdotta una forma di remunerazione per l'erogazione di servizi ancillari per il bilanciamento delle correnti e la simmetrizzazione delle tensioni. Infine, è presentato un *case study* semplificato utile a testare dinamicamente gli schemi di controllo sviluppati e a fornire indicazioni importanti per l'aggiornamento delle specifiche tecniche che regolamentano la connessione degli impianti di generazione alle reti di distribuzione.

Strategie di controllo

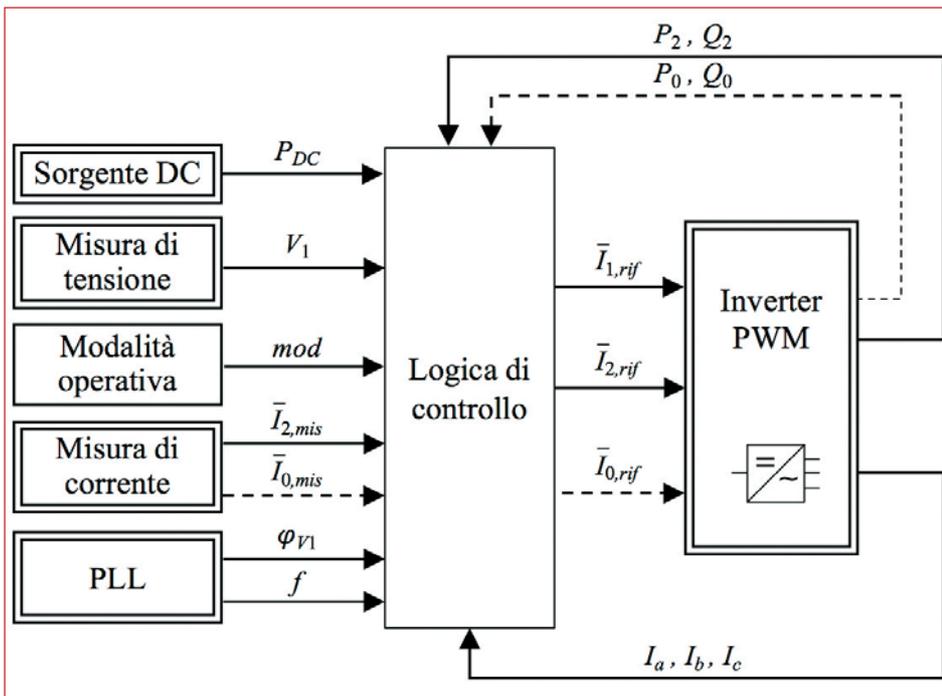
Il controllore sviluppato rappresenta una potenziale estensione degli inverter di generazione attualmente in commercio. Tale modifica potrebbe addirittura essere applicata su macchine attualmente installate, in quanto:

- la quantità di energia prodotta, ovvero conteggiata dai contatori, rimane inalterata tenendo conto della somma delle potenze iniettate alle sequenze (diretta, inversa e, in caso, omopolare);
- l'aggiornamento del convertitore potrebbe risultare facile e abbastanza economico qualora i convertitori già effettuino il monitoraggio e il controllo delle correnti iniettate su ogni fase.

Nel dettaglio, sono state considerate due modalità operative, a seconda

del flusso di potenza che si intende correggere. Nel primo caso, l'unità di generazione è considerata parte della proprietà dell'utente finale, ovvero è connessa in parallelo al carico. I dispositivi di misura sono installati sul lato BT del trasformatore MT/BT di utenza. All'inverter di generazione viene richiesto di iniettare parte della potenza alla sequenza inversa (e/o omopolare), in modo da fungere da filtro attivo per bilanciare l'assorbimento del carico, entro i propri limiti di *capability* (massimo valore efficace di corrente erogabile dall'inverter). In questo modo, le correnti di sequenza inversa (e/o zero) assorbite dalla rete vengono ridotte. Poiché l'assorbimento del carico alla sequenza inversa (e/o omopolare) è strettamente correlato allo squilibrio di tensione e di conseguenza al comportamento del generatore locale, risulta necessario un controllo dinamico.

La seconda modalità considera un qualsiasi utente attivo, direttamente collegato alla linea di distribuzione (eventualmente per mezzo di un proprio trasformatore). In questo caso, l'inverter può sbilanciare intenzionalmente la corrente sulle fasi al fine di correggere il flusso di potenza transitante sulla linea dove è attestato. Per fare ciò, la strumentazione deve essere installata sulla linea principale (da parte del distributore) e le relative misurazioni devono essere trasmesse all'utente. Lo schema di controllo proposto è riportato in figura 1. I blocchi disegnati con riquadro a linea doppia rappresentano dispositivi fisici



▲ **Figura 1**

Schema di principio del controllore proposto per generatori distribuiti con interfaccia elettronica

(misuratori a sinistra, inverter a destra), mentre sono indicati con bordo singolo il controllore e un selettore logico che definisce la modalità operativa richiesta al convertitore (*segnale mod*). La fonte primaria è modellata per semplicità come una sorgente in corrente continua di potenza P_{DC} (modello rappresentativo della generazione fotovoltaica). È misurata la tensione di sequenza diretta (V_1), la corrente di sequenza inversa $I_{2,mis}$ e, in caso, la componente omopolare $I_{0,mis}$. Un PLL (*Phase-Locked Loop*) misura la fase φ_{V1} e la frequenza f della tensione di rete, consentendo al convertitore di rimanere sincronizzato con il sistema elettrico. L'inverter è pilotato con tecnica PWM (*Pulse-Width Modulation*) e controllato in corrente tramite i riferimenti di sequenza diretta $I_{1,rif}$, sequenza inversa $I_{2,rif}$ e, in caso di connessione del neutro, sequenza omopolare $I_{0,rif}$ (in quest'ultimo caso, devono essere considerati anche i segnali indicati in tratteggio). Ai morsetti dell'inverter sono misurate le potenze attiva e reattiva di sequenza inversa (P_2, Q_2) e, se richiesto, di sequenza omopolare (P_0, Q_0). Sono inoltre monitorate le correnti effettivamente erogate su ogni fase (I_a, I_b, I_c), al fine di verificare il raggiungimento delle soglie di *capability* dell'inverter e, in caso, attivare l'intervento dei limitatori di corrente. Al fine di mantenere costante la potenza complessiva di potenza trifase effettivamente transiente sull'inverter, sia attiva (P_{3f}) che reattiva (Q_{3f}), le misure di potenza sono implementate come nelle formule (1) e (2). In questo modo, è possibile elaborare i riferimenti di potenza alla sequenza diretta, sia attiva $P_{1,rif}$ che reattiva $Q_{1,rif}$. Ciò è in-

dicato graficamente in figura 2, che rappresenta nel dettaglio il contenuto del blocco "Logica di controllo" di figura 1.

$$P_{3f} = \sum_{i=0}^2 P_i = \sum_{i=0}^2 \operatorname{re}(\bar{V}_i \cdot \bar{I}_i^*) \quad (1)$$

$$Q_{3f} = \sum_{i=0}^2 Q_i = \sum_{i=0}^2 \operatorname{im}(\bar{V}_i \cdot \bar{I}_i^*) \quad (2)$$

Il segnale di riferimento di potenza attiva complessiva trifase $P_{3,rif}$ viene calcolato considerando la disponibilità della sorgente primaria P_{DC} . Al fine di contribuire alla regolazione di frequenza, in accordo con le attuali regole di connessione [11-12], è applicata una correzione dipendente dalla frequenza misurata al punto di connessione. In modo analogo, il segnale di riferimento di potenza reattiva complessiva trifase $Q_{3,rif}$ può implementare diverse modalità di regolazione, ad esempio: i) funzionamento a fattore di potenza regolato, o ii) regolazione reattiva per supportare la stabilità della rete (funzione Q/V [11-12]), in relazione alla tensione misurata ai morsetti del generatore.

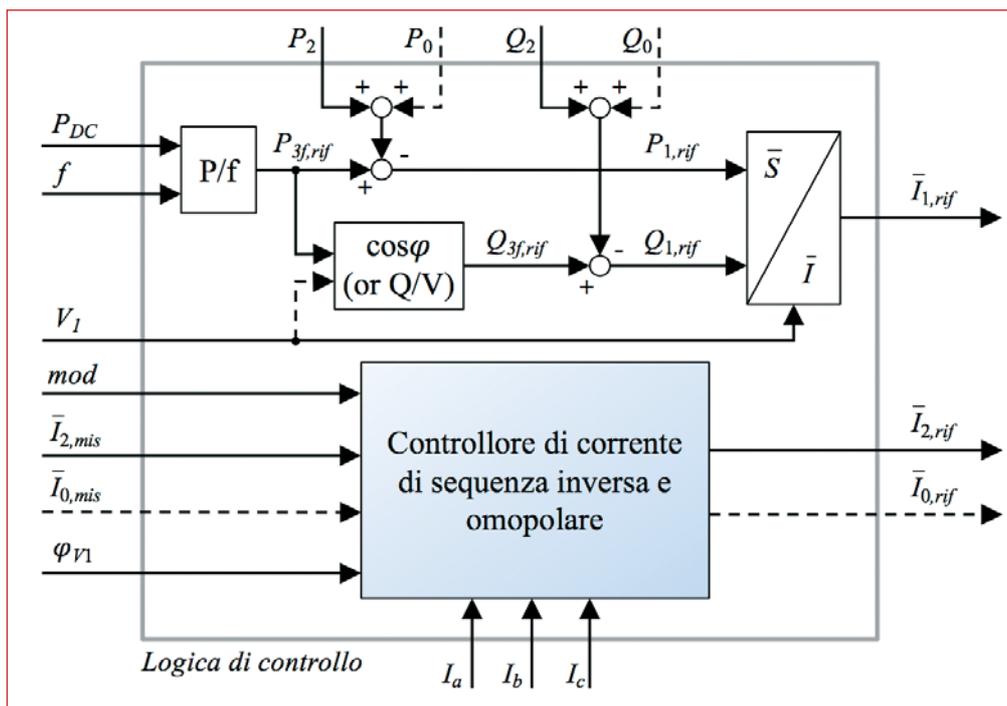
I segnali di riferimento $P_{1,rif}$ e $Q_{1,rif}$ sono quindi elaborati tramite il blocco S/I per calcolare il riferimento di corrente di sequenza diretta $I_{1,rif}$, espresso nel sistema di coordinate d-q come in (3). I valori V_{1d} e V_{1q} sono le componenti di tensione sull'asse diretto e su quello in quadratura.

$$\begin{cases} P_{1,rif} = I_{1d,rif} \cdot V_{1d} + I_{1q,rif} \cdot V_{1q} \\ Q_{1,rif} = I_{1d,rif} \cdot V_{1q} - I_{1q,rif} \cdot V_{1d} \end{cases} \quad (3)$$

I segnali di riferimento per le correnti di sequenza

Figura 2 ▣

Schema interno del blocco "Logica di controllo" che elabora i riferimenti di corrente alla sequenza diretta, inversa (e zero)



inversa (e zero) sono forniti da un controller dedicato, descritto nel dettaglio in figura 3. Ai fini di una maggiore semplicità, viene considerata la sola sequenza inversa. Nel caso di inverter con collegamento del neutro, la corrente di sequenza zero può essere pilotata con un regolatore analogo. Il blocco considera la modalità di funzionamento richiesta (rappresentata dal segnale *mod*), da cui dipende la posizione dei dispositivi di misura delle correnti. Qualora l'inverter sia collegato alla rete tramite un trasformatore, ad esempio nei generatori MT, il valore di corrente di sequenza inversa $I_{2,mis}$, misurato sul lato rete, deve essere riportato al lato inverter considerando le caratteristiche del trasformatore, ovvero il gruppo g e il rapporto di trasformazione primario/secondario k . Qualora le apparecchiature di misura siano installate in prossimità dell'inverter (es. funzione di bilanciamento del carico locale), non è richiesta alcuna conversione (ovvero $k = 1, g = 0$).

La misura di corrente inversa viene riportata nel sistema di coordinate d-q considerando la componente diretta della tensione. Due regolatori indipendenti di tipo PI (ad azione Proporzionale-Integrale) elaborano i segnali di riferimento di corrente inversa necessari per il bilanciamento del flusso di potenza monitorato. I blocchi di limitazione sono aggiunti a valle dei regolatori PI per evitare fenomeni di saturazione dei controllori (funzione anti *wind-up*).

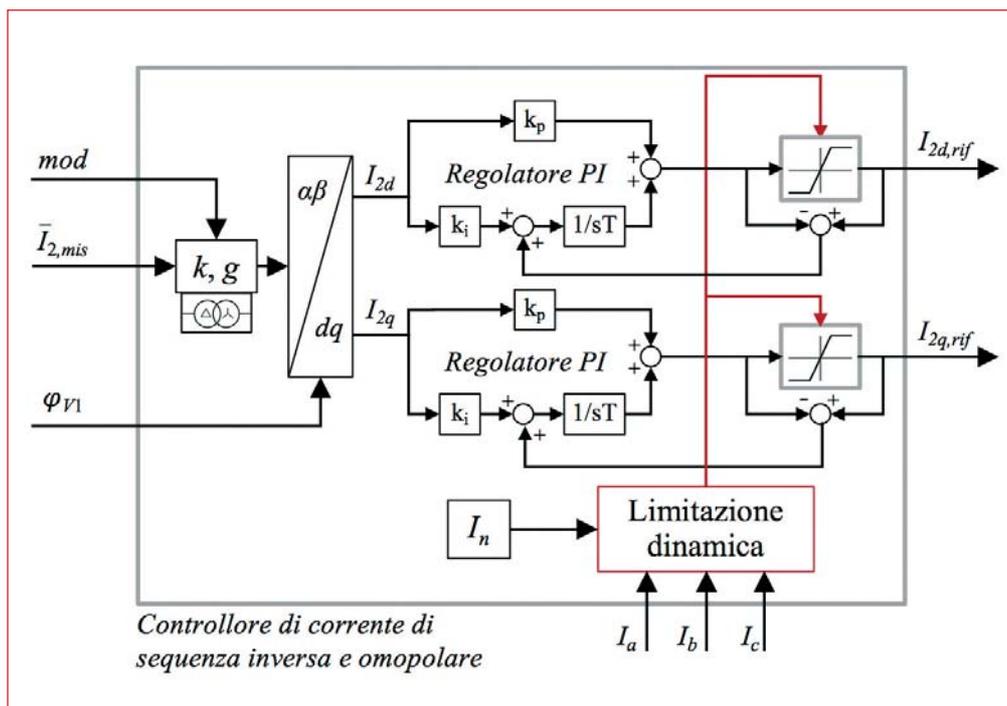
È implementata una limitazione dinamica della corrente erogata da ciascuna delle fasi dell'inverter, al fine di evitare il superamento del valore nominale ammesso in regime permanente I_n . L'in-

verter tollera un sovraccarico entro il 150% di I_n solo durante i transitori veloci. I limiti imposti al riferimento di corrente di sequenza inversa (lungo l'asse diretto $I_{2d,rif}$ e lungo l'asse in quadratura $I_{2q,rif}$) vengono calcolati dinamicamente attraverso un controllore PI dedicato (incluso all'interno del blocco "Limitazione dinamica"). L'erogazione del servizio di bilanciamento viene parzializzata qualora questa comporti il superamento del limite nominale di corrente dell'inverter (si considera per semplicità una curva di *capability* circolare).

Esempio applicativo

Lo schema di controllo sviluppato è stato applicato agli inverter di interfaccia dei Generatori Distribuiti (GD) collegati a una rete trifase di distribuzione MT. Le simulazioni dinamiche sono state eseguite con il software DlgSILENT PowerFactory. In figura 4 è riportato lo schema semplificato della rete studiata, che rappresenta un modello equivalente realistico di una tipica linea di distribuzione italiana MT (tensione nominale 20 kV, 3 conduttori, neutro isolato o compensato). Il sistema di distribuzione è collegato alla rete di trasmissione in AT (132 kV) attraverso una cabina primaria, dove è installato un trasformatore AT/MT (132/20 kV - 25 MVA) dotato di variatore sotto carico (*On Load Tap Changer* - OLTC) sul lato AT.

Sebbene a una cabina primaria siano tipicamente attestati diversi feeder di distribuzione, per lo studio proposto in questo articolo è stata analizzata nel dettaglio solo una linea di distribuzione,



◀ **Figura 3**
Schema interno del blocco
"Controllore di corrente
di sequenza inversa
e omopolare"

in parte di tipo aereo e in parte in cavo interrato. I dati di tale feeder sono riportati in Tabella 1 per quanto riguarda le sequenze diretta e inversa (la caratterizzazione alla sequenza omopolare è trascurabile in un sistema MT esercito a neutro isolato o compensato). La rete MT include: i) un utente finale attivo collegato al nodo MT1, ovvero un centro di consumo (Carico1) dotato di unità di generazione (GD1), collegata in parallelo a valle del trasformatore MT/BT di utenza (tale rappresentazione modella un cliente attivo di medie dimensioni o, in forma aggregata, una rete BT con significativa penetrazione di GD); ii) due impianti di generazione (GD2 e GD5) interfacciati alla rete tramite trasformatori dedicati; iii) tre carichi passivi allacciati alla rete MT (Carico3, Carico4 e Carico6). Gli assorbimenti dei vari centri di consumo sono riportati in Tabella 2, mentre in Tabella 3 sono sintetizzati i dati nominali dei generatori. Le condizioni di funzionamento si riferiscono ai valori nominali di tensione e frequenza. I centri di consumo sono modellati come carichi a impedenza costante. Ne risulta che, per le caratteristiche degli utenti connessi alla linea, il sistema è significativamente sbilanciato, come meglio dettagliato nei risultati riportati nella sezione successiva. Le linee tratteggiate in blu in figura 4 indicano le posizioni dei dispositi-

vi di misura. L'unità GD1 riceve due serie di misure di corrente, in funzione della modalità di bilanciamento attivata. Diversamente, gli inverter delle unità GD2 e GD5 possono contribuire solo al bilanciamento della potenza transitante in linea. Ogni trasformatore MT/BT ha potenza nominale 1,25 MVA, con rapporto tra le tensioni primaria e secondaria k pari a 50 (20/0,4 kV). I trasformatori sono tutti di costruzione Dyn ($g = 11$), con centro stella connesso a terra sul lato BT.

Simulazioni e risultati

L'efficacia del modello sviluppato è stata testata tramite simulazioni dinamiche al variare delle condizioni di funzionamento della rete. Il controllo di bilanciamento è stato inizialmente applicato alla sola unità di generazione GD5. In corrispondenza degli eventi di rete descritti di seguito, si riporta l'andamento temporale delle correnti di fase dell'inverter (i_a, i_b, i_c , Figura 5) e delle corrispondenti componenti alle sequenze (i_1, i_2 , Figura 6). Le linee continue mostrano l'evoluzione temporale delle correnti in uscita dall'inverter, considerando l'intervento della limitazione dinamica tarata sulla curva di *capability* dell'inverter (le linee tratteggiate non considerano l'intervento di tale limitazione). Nella prima fase della simulazione, la funzione di bilanciamento non è attivata. Di conseguenza, la corrente inversa iniettata dall'inverter GD5 è nulla in conformità alle attuali regole di connessione ($i_2 = 0$, linea rossa in figura 6). A $t = 1$ s, la funzione di bilanciamento è attivata, quindi l'inverter inizia a ripartire la potenza complessivamente iniettata in rete tra sequenza diretta e sequenza inversa, al fine di bilanciare la potenza transitante sul tratto di linea a monte del nodo MT5. Di conseguenza, i valori delle correnti erogate si differenziano fase per fase. Dopo il

Tabella 3 - Dati nominali dei tre generatori distribuiti connessi alla linea di distribuzione MT

Unità GD	Dati nominali		Condizioni di lavoro	
	Potenza [kVA]	Corrente [A]	Potenza [kW]	cosφ
CGD1	300	433	90	1,00
GD2	610	880	350	1,00
GD5	580	837	400	1,00

Tabella 1 - Dati nominali della linea di distribuzione MT

Linea (nodi)	Tipo	Lunghezza [km]	Parametri equivalenti alla sequenza diretta e inversa			
			r [Ω/km]	l [mH/km]	g [S/km]	c [$\mu F/km$]
MT0 - MT1	Aerea (Cu)	6	0,721	1,296	0	7,95
MT1 - MT2	Aerea (Cu)	3	0,721	1,296	0	7,95
MT2 - MT3	Aerea (Cu)	6	0,721	1,296	0	7,95
MT3 - MT4	Aerea (Cu)	3	0,721	1,296	0	7,95
MT4 - MT5	Cavo (Al)	3	0,923	0,509	0	164,7
MT5 - MT6	Cavo (Al)	3	0,923	0,509	0	164,7

Tabella 2 - Dati nominali dei centri di consumo connessi alla linea di distribuzione MT

Carico	Tipo	Fase a		Fase b		Fase f	
		P [kW]	cosφ	g [S/km]	c [$\mu F/km$]		
Carico1	3f+neutro	440	0,91	280	0,94	260	0,93
Carico3	3f+neutro	172	0,93	218	0,95	344	0,90
Carico4	3f+neutro	175	0,95	252	0,92	252	0,91
Carico6	3f+neutro	133	0,97	210	0,90	175	0,89

transitorio di stabilizzazione, poiché le condizioni operative dell'unità GD5 sono abbastanza lontane dalla relativa curva limite di *capability*, tale inverter è in grado di bilanciare completamente il flusso di potenza monitorato (tratto di linea MT4-MT5). La potenza assorbita dall'utente passivo Carico6 aumenta a $t = 2$ s, comportando un maggiore sbilanciamento delle correnti sul tratto MT5-MT6. L'unità GD5 cerca di compensare il maggiore squilibrio, aumentando la sua iniezione di corrente alla sequenza inversa fino a quando la corrente sulla fase più caricata (ib) non raggiunge il valore nominale I_n ($t = 2,2$ s). Nel contempo, la corrente di sequenza diretta aumenta leggermente per mantenere costante la potenza complessivamente iniettata in rete. Per effetto di un aumento significativo della potenza di generazione disponibile P_{DC} ($t = 3$ s), la corrente di sequenza diretta

aumenta, di conseguenza la funzione regolante viene ulteriormente ridotta per rispettare il vincolo di *capability* del convertitore statico.

La simulazione dimostra come sia necessario un controllo dinamico dotato di una limitazione sulle correnti di fase iniettate dai convertitori statici. In caso contrario, una condizione di forte sbilanciamento del flusso di potenza controllato potrebbe portare disuniformità significative tra le correnti iniettate. Nello specifico, la limitazione dinamica è sviluppata per sacrificare l'erogazione del servizio ancillare di bilanciamento qualora una delle correnti di fase tenda a superare il corrispondente valore nominale.

Applicando lo schema di controllo alle varie unità GD, sono definiti quattro scenari.

- Scenario 0: nessun generatore contribuisce al servizio di bilan-

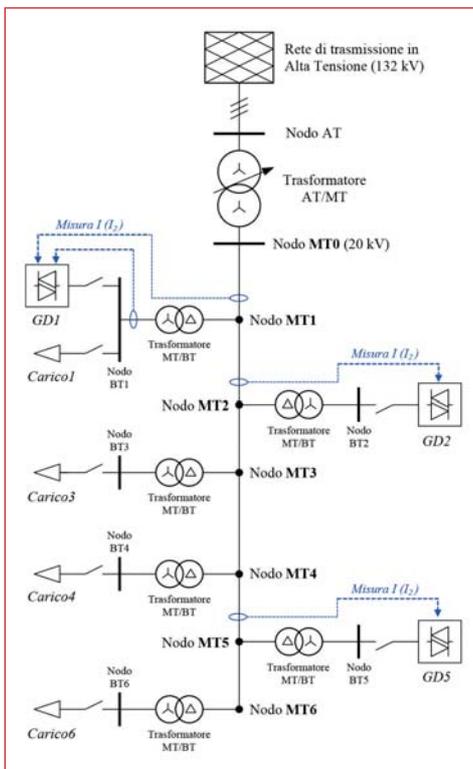


Figura 4
Modello semplificato di una linea di distribuzione MT con utenti finali attivi e passivi

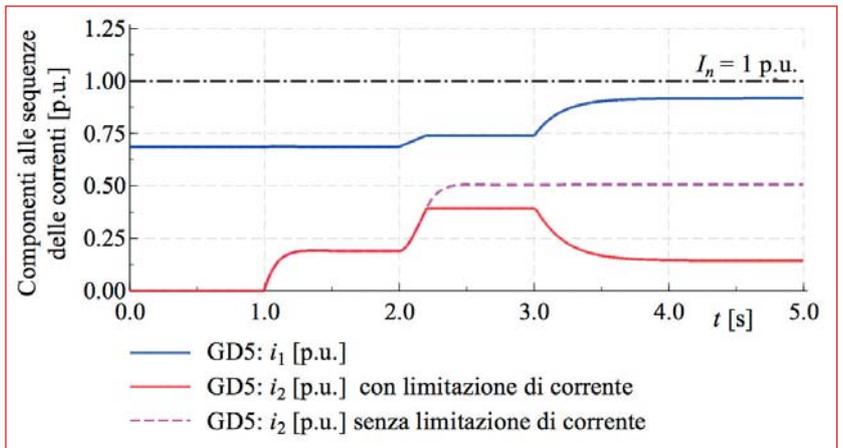


Figura 6
Funzionamento del convertitore GD5 con funzione di bilanciamento del flusso di potenza a monte del nodo MT5: componenti alle sequenze delle correnti immesse in rete

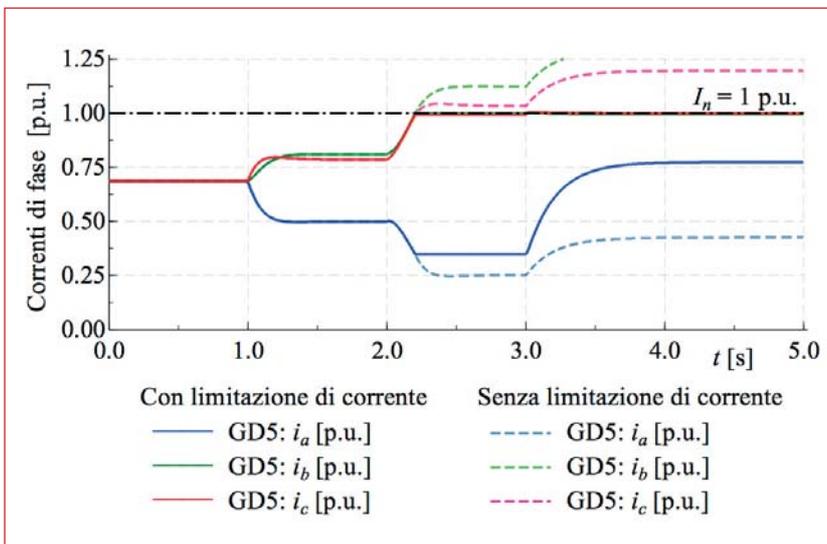


Figura 5
Funzionamento del convertitore GD5 con funzione di bilanciamento del flusso di potenza a monte del nodo MT5: correnti di fase

ciamento (condizione attuale).

- Scenario 1C: l'unità GD1 bilancia localmente l'assorbimento di Carico1 (misura locale di corrente).
- Scenario 1L: l'unità GD1 cerca di bilanciare il flusso di potenza lungo il feeder, utilizzando misure di corrente sul tratto di linea a monte del nodo di connessione (MT0-MT1).
- Scenario 1L+2+5: tutti i GD forniscono il servizio ancillare di bilanciamento della potenza di linea.

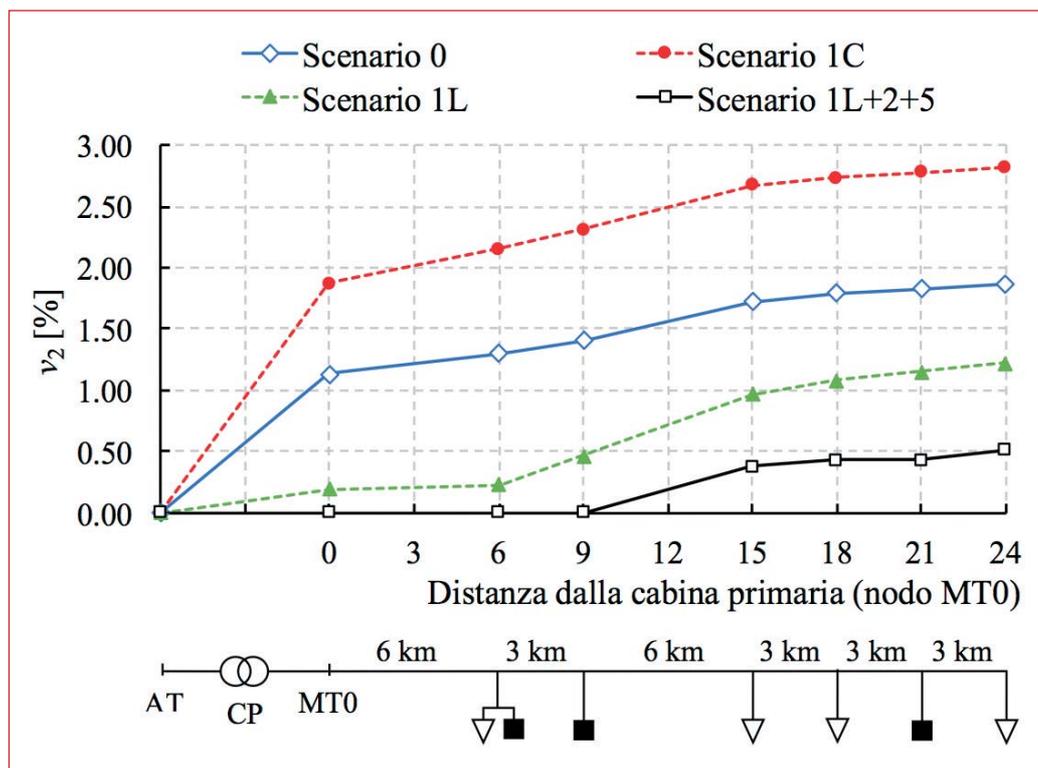
La tensione alla sequenza inversa v_2 è assunta come parametro rappresentativo di comparazione (espressa in valore relativo rispetto alla tensione nominale). Tale componente inversa è nulla al nodo di alimentazione (rete di trasmissione) e, nello scenario 0, cresce muovendosi verso la periferia della rete per effetto degli assorbimenti non equilibrati dei vari utenti (Figura 7). In tale configurazione, la componente inversa della tensione raggiunge un valore massimo di poco inferiore a 2% nel nodo terminale della linea di distribuzione (indicazione compatibile con quanto indicato in [13]). L'influenza delle diverse modalità di bilanciamento, definite nei vari scenari, è descritta graficamente in figura 7. Rispetto al caso di riferimento (scenario 0, linea blu), è significativo notare come il caso 1C (linea rossa tratteggiata) sia peggiorativo in termini di tensione inversa misurata in rete. Ciò rappresenta un possibile effetto negativo del bilanciamento puramente locale basato sulle sole misure a valle del punto di connessione alla rete (senza informazioni sull'effettivo sbilanciamento della potenza transitante in linea). Infatti, l'assorbi-

mento sbilanciato di Carico1 avrebbe un effetto bilanciante rispetto al flusso di potenza transitante sul feeder nello scenario 0. Invece, bilanciando l'assorbimento complessivo dell'utente connesso al nodo MT1, si ottiene un incremento della componente inversa della corrente transitante a monte di tale nodo e, quindi, un innalzamento del profilo di v_2 . Ovviamente tale effetto è casuale nella rete e dipende dall'istante temporale in cui si analizza il sistema. Ne deriva che l'azione di bilanciamento applicata singolarmente dagli utenti finali sui loro assorbimenti non può essere considerata utile a priori, poiché dipende dalla configurazione della rete e dal comportamento degli altri utenti. In una rete reale, l'azione di bilanciamento locale dovrebbe quindi essere richiesta a tutti gli utenti finali attivi affinché fornisca effetti positivi alla rete.

Nei due scenari in cui l'azione di bilanciamento monitora le correnti circolanti sulla linea, si ottengono benefici in termini di contenimento del profilo di tensione di sequenza inversa v_2 . Ciò tuttavia richiederebbe che gli utenti abbiano accesso a misure effettuate sul feeder di distribuzione, di pertinenza del distributore. Per superare questo vincolo, il distributore potrebbe installare l'apparecchiatura di misura e fornire i segnali di misura all'utente finale. Applicando alla sola unità GD1 l'azione di bilanciamento del flusso di potenza transitante sulla linea (scenario 1L, linea verde tratteggiata in figura 7), si nota un deciso contenimento della tensione inversa v_2 , sebbene la taglia nominale di tale unità non sia in grado di compensare completamente

Figura 7 ▢

Profili della componente inversa della tensione (v_2) ai nodi della linea di distribuzione, negli scenari analizzati



lo sbilanciamento a monte del suo nodo di connessione (MT1). Ovviamente l'azione correttiva della sola GD1 non ha effetti significativi sui tratti a valle, se non per la dipendenza del carico dalla tensione applicata.

Il miglior risultato si ottiene nello scenario 1L+2+5. In questo caso, tutti i tratti a monte dei punti di connessione dei generatori sono percorsi da un flusso di potenza perfettamente bilanciato, quindi il profilo della tensione inversa v_2 rimane piatto lungo tali tratti di linea. La componente inversa della tensione sale invece nei tratti a monte di carichi passivi, per effetto dello sbilanciamento da questi introdotto. Per correggere ciò, l'azione di bilanciamento delle unità GD potrebbe monitorare anche la componente v_2 , anziché solo le correnti di fase circolanti sulla linea.

Conclusioni

L'articolo presenta un controllore sviluppato dagli autori al fine di mitigare lo sbilanciamento delle correnti e delle tensioni nelle reti di distribuzione. Tale azione migliora la *Power Quality* al punto di connessione degli utenti e al contempo consente di ridurre le perdite di distribuzione (in particolare nei sistemi BT). L'azione di bilanciamento è ottenuta pilotando singolarmente le correnti di fase immesse in rete dagli inverter trifase di generazione, sempre più presenti nei sistemi MT e BT a causa della recente diffusione di impianti alimentati da fonti rin-

novabili, in particolare di tipo fotovoltaico.

È implementata la curva di *capability* dei convertitori statici, in modo da parzializzare l'erogazione del servizio ancillare di bilanciamento in caso di elevata produzione degli impianti. È importante sottolineare come l'erogazione di tale funzione non impatta sulla redditività delle unità GD, in quanto la potenza complessivamente immessa in rete rimane inalterata. Addirittura, l'erogazione del servizio di bilanciamento potrebbe costituire un ulteriore ricavo per i generatori statici, qualora tale servizio ancillare fosse remunerato.

Sono confrontate due possibili modalità operative: bilanciamento locale del carico (nel caso di unità generatrici in parziale o totale autoconsumo) e bilanciamento delle correnti di linea (applicabile a tutti gli utenti finali attivi). È dimostrato come la logica puramente locale possa peggiorare il funzionamento della rete qualora sia applicata a un numero limitato di unità di generazione.

Con riferimento al contesto tecnico nazionale, sono riportati per semplicità i risultati ottenibili in una rete MT, dove gli inverter possono effettuare il solo bilanciamento delle componenti inverse di corrente e tensione. Lo stesso schema di controllo è tuttavia estendibile anche agli inverter trifase BT dotati di connessione del neutro, ovvero in grado di ripartire la potenza immessa coinvolgendo anche la sequenza omopolare. In questo caso, il contenimento della corrente sul neutro comporta benefici significativi, come la riduzione delle perdite di distribuzione e il contenimento della tensione sul neutro.

BIBLIOGRAFIA

- [1] E. Zraik, S. Y. Park: Influence of voltage unbalance due to single phase distributed generators in the power distribution systems, *North American Power Symposium (NAPS)*, 2013, pp. 1-6.
- [2] L. Sainz, J. Pedra, J. J. Mesas: Study of neutral conductor current in three-phase networks with single-phase converters, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 21, 2006, pp. 1466-1476.
- [3] W. H. Kersting, W. H. Phillips: Phase frame analysis of the effects of voltage unbalance on induction machines, *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 33(2), 1997, pp. 415-420.
- [4] R. Caldon, M. Coppo, R. Turri: Distributed voltage control strategy for LV networks with inverter-interfaced generators, *Electric Power Systems Research*, vol. 107, 2014, pp. 85-92.
- [5] R. Caldon, M. Coppo, R. Turri: Coordinated voltage control in MV and LV distribution networks with inverter-interfaced users, *IEEE PowerTech 2013*, Grenoble, 2013, pp. 1-5.
- [6] S. Seguí-Chilet, F. J. Gimeno-Sales, S. Orts, G. Garcerá, E. Figueres, M. Alcañiz, R. Masot: Approach to unbalance power active compensation under linear load unbalances and fundamental voltage asymmetries, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 29(7), 2007, pp. 526-539.
- [7] P. Lohia, M. K. Mishra, K. Karthikeyan, K. Vasudevan: A Minimally Switched Control Algorithm for Three-Phase Four-Leg VSI Topology to Compensate Unbalanced and Nonlinear Load, *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 23(4), 2008, pp. 1935-1944.
- [8] S. W. Kang, K. H. Kim: Sliding mode harmonic compensation strategy for power quality improvement of a grid-connected inverter under distorted grid condition, *IET Power Electronics*, vol. 8, 2015, pp. 1461-1472.
- [9] A. Camacho, M. Castilla, J. Miret, J. Matas, E. Alarcon-Gallo, L. de Vicuna, P. Marti: Reactive power control for voltage support during type C voltage-sags, *IECON 2012 - 38th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*, 2012, pp. 3462-3467.
- [10] A. Camacho, M. Castilla, J. Miret, J. Vasquez, E. Alarcon-Gallo: Flexible Voltage Support Control for Three-Phase Distributed Generation Inverters Under Grid Fault, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60(4), 2013, pp. 1429-1441.
- [11] Norma CEI 0-16: *Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti At e MT delle imprese distributrici di energia elettrica*, 2017.
- [12] Norma CEI 0-21: *Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica*, 2017.
- [13] International Standard IEC 61000-2-12: *Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 2-12: Environment - Compatibility levels for low-frequency conducted disturbances and signalling in public medium-voltage power supply systems*, 2003.