



E Progettazione E

Norma CEI 0-16 e produttori in MT

Francesco Groppi

Nuove disposizioni introdotte dalla terza edizione della norma CEI 0-16 per i produttori di energia elettrica in media tensione

Il 21 dicembre 2012 è stata pubblicata la terza edizione della norma CEI 0-16. Questa nuova edizione introduce importanti modifiche, soprattutto per quanto riguarda la produzione di energia elettrica sulla rete di me-

dia tensione. Tali modifiche hanno permesso di recepire le prescrizioni già introdotte da TERNA e contenute principalmente nell'Allegato A.70 del Codice di Rete, il quale, come specificato nella delibera 84/2012/R/eel, si propone

TABELLA 1: parti applicabili della norma CEI 0-16 per richieste di connessione con invio effettuato a partire dalla data specificata

Data	Parti applicabili successivamente alla data specifica
31/12/2012	8.8.5.3 a) - Curva di capability per generatori sincroni 8.8.5.3 b) - Curva di capability per generatori convenzionali asincroni 8.8.5.3 c) - Curva di capability per generatori eolici Full Converter 8.8.5.3 d) - Curva di capability per generatori DFIG 8.8.6.3.2 a) - Limitazione di P per sovra-frequenza (generatori sincroni) 8.8.6.3.2 b) - Limitazione di P per sovra-frequenza (generatori asincroni) 8.8.6.3.2 c) - Limitazione di P per sovra-frequenza (generatori statici) (1) 8.8.6.3.2 d) - Limitazione di P per sovra-frequenza (generatori eolici Full Converter) 8.8.6.3.2 e) - Limitazione di P per sovra-frequenza (generatori eolici DFIG) 8.8.6.5 - Partecipazione ai piani di difesa
31/03/2012	8.8.6.3.1 - Limitazione di P per valori di tensione prossimi al 110% di Un 8.8.8.2 - Regolazioni del sistema di protezione di interfaccia (1)
31/09/2012	8.8.6.1 c) - Insensibilità alle variazioni di tensione (generatori statici) (1) 8.8.6.1 d) - Insensibilità alle variazioni di tensione (generatori eolici Full Converter)(1) 8.8.6.1 e) - Insensibilità alle variazioni di tensione (generatori eolici DFIG) (1) 8.8.5.3 e) - Curva di capability per generatori statici <400 kW (2) 8.8.5.3 f) - Curva di capability per generatori statici >400 kW (2)

(1) Per i periodi precedenti si applica comunque quanto indicato nell'Allegato A.70

(2) In mancanza del requisito occorre comunque utilizzare inverter conformi alla norma CEI 0-21 oppure corredati di una dichiarazione di conformità alla norma CEI 0-16 - edizione III

di incrementare l'affidabilità della rete elettrica anche in presenza di un forte contributo da parte della generazione distribuita.

In conformità a quanto indicato nella delibera 84/2012/R/eel, per gli impianti di produzione la terza edizione della norma CEI 0-16 ha validità a partire dal 1° gennaio 2013. Tuttavia, la successiva delibera 562/2012/R/eel del 20 gennaio discrimina l'applicazione di alcuni punti specifici del paragrafo 8.8 – Regole tecniche di connessione per gli utenti attivi sulla base della data di invio della richiesta di connessione, come specificato nella tabella 1.

Nel seguito è descritto principalmente il paragrafo 8.8 della norma, in quanto le principali novità rispetto alle edizioni precedenti riguardano proprio i criteri di connessione degli utenti attivi alla rete di media tensione.

Occorre inoltre specificare che la norma CEI 0-16 si applica agli impianti di produzione connessi in media tensione di potenza complessiva superiore a 30 kW (oppure al 30% della potenza disponibile per la connessione). Per impianti di potenza inferiore, anche se connessi in media tensione, si applica invece la norma CEI 0-21.

Si osserva infine che i generatori eolici asincroni a velocità fissa (avvolgimento rotorico classico a gabbia di scoiattolo), quelli con resistenza rotorica variabile e quelli con sistemi a due velocità (avvolgimenti a doppio numero di poli oppure con due generatori asincroni) non sono considerati dalla presente norma CEI 0-16. Questo perché nel documento si assume che, trattandosi di macchine di tipo obsoleto,

non possano riguardare i nuovi impianti o far parte degli ampliamenti e/o rinnovamenti degli impianti esistenti.

ASPETTI GENERALI E DISPOSITIVI PREVISTI

In figura 1 è rappresentato lo schema di principio di connessione per un utente attivo secondo la norma. La figura si riferisce al caso generale in cui è riportato un solo generatore e non si fa riferimento alla trasformazione MT/BT.

Lo schema riportato in figura 1 si riferisce al caso più generale di generatore (rotante) con la possibilità di funzionare in isola sui propri carichi privilegiati.

Nel caso di generatori statici, o in generale non concepiti per funzionare in isola su propri carichi, la presenza di eventuali utenze privilegiate implica necessariamente una loro differente collocazione.

Come si può vedere, i dispositivi aggiuntivi che devono essere presenti qualora l'utente sia dotato di impianti di produzione che possono entrare in parallelo con la rete (utente attivo) devono essere:

- dispositivo d'interfaccia (DDI), in grado di permettere, all'occorrenza, la separazione dei generatori, ed eventualmente dei carichi privilegiati, dalla rete permettendo il loro funzionamento in modo isolato;

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

In relazione al particolare schema di impianto dell'utente, è ammesso che più funzioni possano essere raggruppate nello stesso dispositivo, purché fra la generazione e la rete di distribuzione siano sempre presenti due interruttori in serie tra loro o, in alternativa, un interruttore e un contattore.

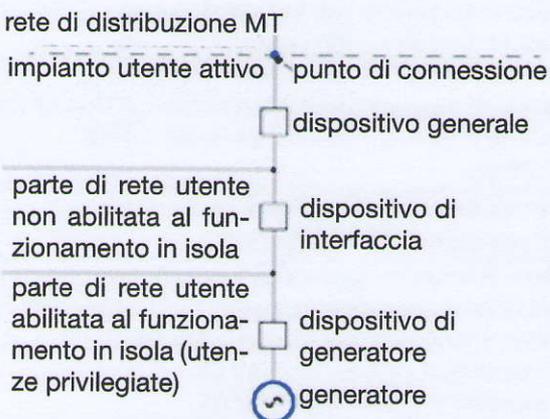
I dispositivi generale, d'interfaccia e di generatore devono essere ubicati nell'impianto dell'utente.

Il comando d'apertura di tali dispositivi deve poter essere effettuato sia manualmente da un operatore che automaticamente per mezzo dalle protezioni installate dall'utente.

I suddetti dispositivi devono avere le caratteristiche di sezionamento, comando e interruzione prescritti delle norme CEI 64-8, CEI 99-2 e CEI 11-20 per le parti applicabili.

La loro scelta deve essere fatta con riferimento alle grandezze nominali del sistema in cui

FIGURA 1: schema di principio di connessione di un impianto di produzione



sono installati. In particolare, per quanto si riferisce alla corrente di breve durata ed ai poteri di interruzione e di stabilimento, questi devono essere proporzionati alla corrente presunta di cortocircuito nel punto di installazione, tenendo conto che a tale corrente possono contribuire sia la rete di distribuzione che i gruppi di produzione dell'energia (oltre ad eventuali motori in servizio).

Dispositivo di Interfaccia (DDI)

A seconda del livello di tensione su cui è installato, il dispositivo di interfaccia può avere caratteristiche differenti.

Se il DDI è installato a livello MT, deve essere costituito da uno dei dispositivi seguenti:

- interruttore tripolare in esecuzione estraibile con sganciatore di apertura a mancanza di tensione;

- interruttore tripolare con sganciatore di apertura a mancanza di tensione e sezionatore installato a monte o a valle dell'interruttore; l'eventuale presenza di due sezionatori (uno a monte e uno a valle del DDI) è da prendere in considerazione da parte dell'utente, in funzione delle necessità di sicurezza in fase di manutenzione.

Qualora il DDI sia installato sul livello BT, esso deve essere costituito da un interruttore automatico con bobina di apertura a mancanza di tensione manovrabile dall'operatore, ovvero da un contattore coordinato con dispositivi di protezione da cortocircuito atti al sezionamento (fusibili) conforme alla Norma CEI EN 60947-4-1 (categoria AC-1 o AC-3 rispettivamente in assenza o presenza di carichi privilegiati fra l'uscita in c.a. del sistema di generazione e il dispositivo di interfaccia). Il dispositivo di interruzione deve essere dimensionato sulla base della configurazione d'impianto dell'utente e, per quanto riguarda le caratteristiche di sezionamento dei circuiti, deve essere conforme a quanto prescritto nella Norma CEI 64-8.

Per impianti con più generatori, il dispositivo di interfaccia deve essere di norma unico (in MT o in BT) e tale da escludere contemporaneamente tutti i generatori. A seguito di particolari necessità impiantistiche, è ammesso l'utilizzo di più protezioni di interfaccia (al limite una per ogni singolo generatore). Tuttavia, per non degradare l'affidabilità del sistema, il comando di scatto di ciascuna protezione deve agire su tutti i DDI presenti nell'impianto (è ammesso

l'impiego di più DDI comandati da un unico SPI), in modo che una condizione anomala rilevata anche da un solo SPI disconnetta tutti i generatori dalla rete (logica OR).

Nel caso di richiesta di installazione di generatori nell'ambito di impianti esistenti, connessi alla rete da almeno un anno rispetto alla richiesta di connessione e con potenza complessiva di generazione non superiore a 1000 kW, è possibile installare non più di tre DDI (in MT e/o in BT), anche senza logica OR.

In ogni caso, la bobina di apertura a mancanza di tensione deve essere asservita alle protezioni prescritte nell'Allegato E della norma.

Dispositivo del generatore (DDG)

Per i gruppi di generazione MT, il dispositivo DDG può essere costituito da uno dei seguenti:

- interruttore tripolare in esecuzione estraibile con sganciatori di apertura;

- interruttore tripolare con sganciatore di apertura ed un sezionatore installato sul lato rete dell'interruttore.

Per i gruppi di generazione BT, il DDG può essere invece costituito da un interruttore automatico.

Il dispositivo di interruzione deve essere dimensionato sulla base della configurazione d'impianto dell'utente e, ai fini del sezionamento dei circuiti, deve essere conforme a quanto prescritto nella Norma CEI 64-8.

In ogni caso il dispositivo del generatore deve essere installato sul montante di ciascun generatore ad una distanza minima dai morsetti. Il montante deve essere realizzato in modo che siano limitati i pericoli di cortocircuito e di incendio. Nel caso di generatori statici a microinverter, il DDG deve essere dimensionato in funzione della potenza complessivamente sottesa ad un unico sistema di connessione. Il DDG può svolgere le funzioni del DDI, qualora ne abbia i requisiti minimi.

È comunque necessario che, fra ciascun gruppo di generazione e la rete di distribuzione, siano sempre presenti due interruttori in serie tra loro o, in alternativa, un interruttore ed un contattore.

AVVIAMENTO, SINCRONIZZAZIONE E PRESA DI CARICO

Il parallelo dell'impianto di produzione con la rete non è consentito in caso di mancanza della tensione di rete o quando quest'ultima pre-

senta valori di tensione e frequenza che non rispettano i criteri seguenti.

■ La tensione di rete per la sincronizzazione e la presa di carico deve essere compresa tra il 90% e il 110% del valore nominale per almeno 30 s.

■ La frequenza di rete prima del parallelo dei generatori deve mantenersi stabile nell'intervallo $49,9 \div 50,1$ Hz per almeno 30 s. Tale tempo si riferisce alla partenza degli impianti, alla riconnessione dopo una manutenzione e, in generale, alla ripartenza dopo una disconnessione non dipendente dall'intervento delle protezioni. In caso di rientro a seguito dell'intervento della protezione di interfaccia, vale quanto indica la norma in merito a questa condizione.

Queste prescrizioni sono da riferirsi singolarmente a ciascun gruppo di generazione presente nell'impianto.

Per quanto attiene la presa di carico, l'operazione deve essere eseguita con un gradiente positivo della potenza non superiore al $20\% \times P_n$ /min.

Per gli impianti con una potenza nominale superiore a 3 MW, la presa di carico può essere realizzata a livello di impianto con l'utilizzo di un apposito controllore che assicuri il rispetto e la verificabilità dei requisiti di cui sopra e con le caratteristiche funzionali di cui all'Allegato O della norma.

Generatori sincroni

L'avviamento e la sincronizzazione dei generatori sincroni si deve effettuare con il motore primo.

Per gli impianti di produzione con potenza nominale fino a 400 kW il dispositivo di parallelo con la rete può essere azionato in chiusura alle seguenti condizioni:

■ la tensione generata dall'impianto di produzione ha valore prossimo a quello della rete nel punto di parallelo con una tolleranza del $\pm 10\%$;

■ la frequenza dell'impianto di produzione ha valore prossimo a quello della rete del distributore, con una tolleranza del $\pm 0,5\%$;

■ la differenza di fase tra la tensione dell'impianto di produzione e quella della rete del distributore, è inferiore o uguale a $\pm 10^\circ$.

Per gli impianti di produzione con potenza nominale uguale o superiore a 400 kW il dispositivo di parallelo può essere azionato in chiusura sulla rete alle seguenti condizioni:

■ scarto di tensione $\pm 5\%$;

■ scarto di frequenza $\pm 0,5\%$;

■ differenza di fase $\pm 10^\circ$.

Generatori asincroni

L'avviamento e la sincronizzazione dei generatori asincroni con potenza fino a 100 kW possono essere effettuati con il motore primo, oppure utilizzando il generatore come motore elettrico di lancio.

Per i generatori di potenza uguale o superiore a 100 kW valgono invece i seguenti criteri:

■ qualora sia attuato un avviamento da rete, devono essere previsti opportuni sistemi di limitazione della corrente di avviamento in modo da non superare due volte la corrente nominale del generatore;

■ qualora sia impiegato un motore primo, la chiusura del dispositivo di parallelo deve essere subordinata alla verifica che la velocità di rotazione sia prossima a quella di sincronismo con una tolleranza del $\pm 2\%$.

Fra l'avviamento di un generatore e l'avviamento di altri eventuali generatori deve intercorrere un intervallo di almeno 30s.

Generatori eolici e generatori statici

I generatori eolici Full Converter e i generatori statici devono effettuare il parallelo con la rete in condizioni di tensione e di frequenza stabili, incrementando poi in modo progressivo la potenza erogata.

Per i generatori eolici Doubly Fed Induction Generator (DFIG) l'avviamento e la sincronizzazione devono essere effettuati col motore primo.

Il dispositivo di parallelo può essere azionato in chiusura a condizione che la tensione di statore del generatore sia sincrona con quella della rete con le seguenti tolleranze:

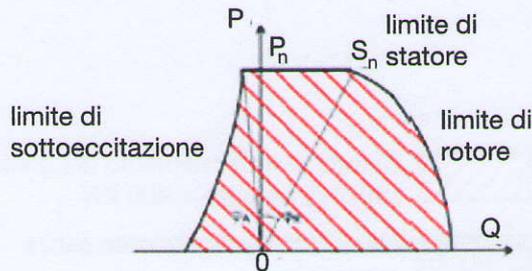
■ differenza di ampiezza $\pm 5\%$;

■ differenza di fase $\pm 5^\circ$.

CAMPO DI FUNZIONAMENTO DEGLI IMPIANTI DI PRODUZIONE

Gli impianti di produzione devono essere progettati, realizzati ed eserciti per rimanere connessi alla rete MT, mantenendo costante in modo continuativo la potenza erogata nelle normali condizioni di funzionamento della rete stessa, ovvero quando nel punto di connessione tensione e frequenza si mantengono nei seguenti campi di variazione.

FIGURA 2: curva di capability tipica per un gruppo di generazione rotante sincrono (S_n = potenza apparente nominale erogabile alla tensione nominale U_n ; P_n = limite di potenza meccanica)



Tensione: $90\% U_n \leq U_n \leq 110\% U_n$

Frequenza: $49,9 \text{ Hz} \leq f \leq 50,1 \text{ Hz}$

Inoltre, essi devono essere in grado di rimanere connessi alla rete variando la potenza erogata nei modi stabiliti dalla norma, in condizioni eccezionali di funzionamento della rete ovvero quando nel punto di connessione la tensione e la frequenza, per periodi di durata limitata, possono rispettivamente variare nei seguenti campi.

Tensione: $85\% U_n \leq U_n \leq 110\% U_n$

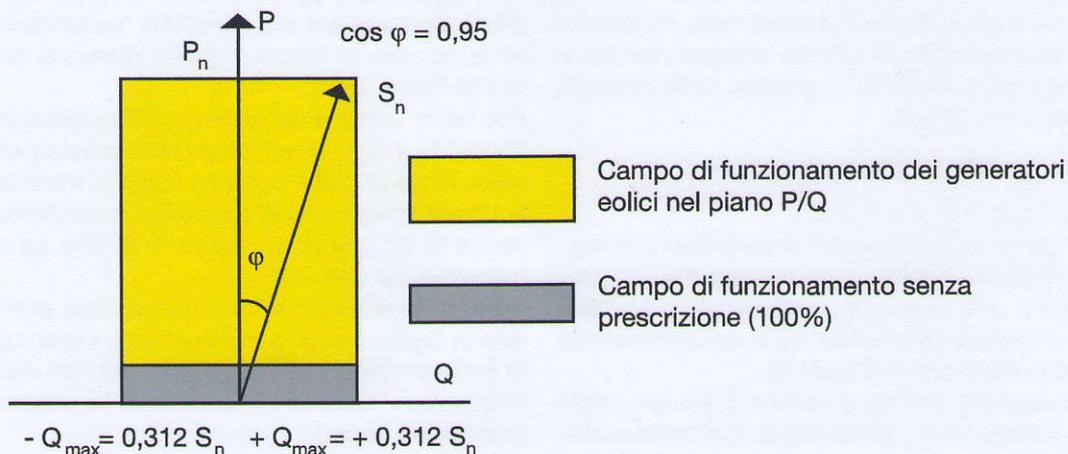
Frequenza: $47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$

Al fine di assicurare quanto sopra, le protezioni di interfaccia e le protezioni dei generatori, nonché i sistemi di regolazione degli stessi, devono essere regolati in modo coerente con i limiti di tensione e frequenza indicati, tenendo conto dei margini di sicurezza da applicare ai valori di regolazione impostati.

SCAMBIO DI POTENZA REATTIVA (CURVE DI CAPABILITY)

Il funzionamento in parallelo alla rete MT è

FIGURA 3: capability per i generatori eolici (caratteristica rettangolare)



consentito agli impianti di produzione, realizzati con tipologie di generatori in grado di assicurare alcune prestazioni minime relative alla erogazione o all'assorbimento di potenza reattiva. Nella condizione base di funzionamento delle macchine a $\cos \varphi = 1$, la potenza attiva erogabile coincide con la potenza apparente nominale.

Il funzionamento a fattore di potenza diverso da 1 deve essere possibile, secondo le curve di prestazione o capability specifiche per ciascun tipo di generatore, con riferimento alla tensione nominale di funzionamento.

Generatori sincroni

I generatori sincroni devono essere in grado di fornire potenza reattiva in maniera regolabile con i limiti nel seguito riportati:

- generatore in impianti di potenza non superiore a 400 kW: funzionamento con fattore di potenza regolabile compreso tra $\cos \varphi = 0,98$ in assorbimento di reattivo e $\cos \varphi = 0,9$ in erogazione di reattivo, a potenza nominale P_n , secondo la curva di capability di figura 2;

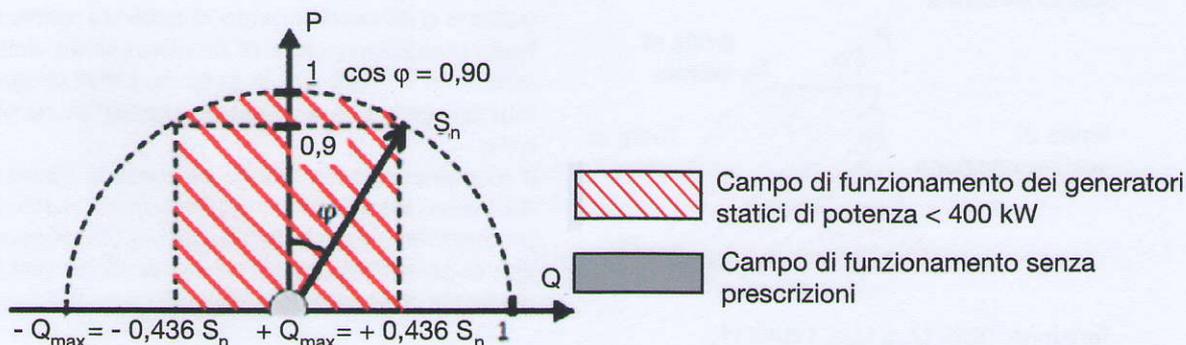
- generatore in impianti di potenza superiore a 400 kW: funzionamento con fattore di potenza regolabile compreso tra $\cos \varphi = 0,98$ in assorbimento di reattivo e $\cos \varphi = 0,80$ in erogazione di reattivo, a potenza nominale P_n , secondo la curva di capability di figura 2.

Generatori convenzionali asincroni

I generatori asincroni non autoeccitati che erogano potenza attiva possono assorbire dalla rete potenza reattiva con le limitazioni nel seguito riportate.

- generatore in impianti di produzione con po-

FIGURA 4: capability per generatori statici in impianti di potenza < 400 kW (caratteristica semicircolare limitata; S_n = potenza apparente nominale erogabile alla tensione nominale U_n ; Q_{max} = massima potenza reattiva erogabile alla potenza apparente nominale)



tenza nominale complessiva non superiore a 400 kW: il funzionamento dei generatori deve essere consentito con fattore di potenza non inferiore a $\cos\phi = 0,9$ (in assorbimento);

■ generatore in impianti di produzione con potenza nominale complessiva superiore a 400 kW: il funzionamento dei generatori deve essere consentito con fattore di potenza non inferiore a 0,95 (in assorbimento).

In entrambi i casi i limiti di $\cos\phi$ sopra indicati possono essere soddisfatti con l'utilizzo di banchi di condensatori.

Questi ultimi devono essere installati a valle del dispositivo di interfaccia, equipaggiati con dispositivi di manovra ed interruzione, ed asserviti alle condizioni operative del dispositivo di interfaccia medesimo (aperto-chiuso).

Generatori eolici Full Converter e DFIG

I generatori eolici Full Converter e DFIG devono essere in grado di fornire e regolare la propria potenza reattiva con i limiti indicati in figura 3. Durante lo scambio di potenza reattiva con la rete in logica locale o centralizzata, l'eventuale indisponibilità della fonte primaria non deve comportare variazioni a gradino della potenza reattiva nel tempo.

Generatori statici in impianti di potenza complessiva inferiore a 400 kW

Per generatori in impianti di potenza complessiva inferiore a 400 kW: gli inverter devono presentare una capability 'semicircolare limitata' con $\cos\phi$ compreso fra 0,90 in assorbimento e 0,90 in erogazione (Figura 4).

La capability limitata a $\cos\phi = 0,90$ con sagma rettangolare è prescrittiva, mentre la sezio-

ne circolare superiore è opzionale ed è quindi a discrezione del costruttore.

Per bassi valori della potenza attiva generata ($P \leq 10\% \times S_n$) sono consentiti scostamenti nella fornitura della potenza reattiva misurata sul limite della curva di capability in corrispondenza di un prefissato valore di P , fino ad un massimo del 10% di S_n .

Durante lo scambio di potenza reattiva con la rete in logica locale o centralizzata, l'eventuale indisponibilità della fonte primaria non deve comportare variazioni a gradino della potenza reattiva nel tempo.

In figura 4, la zona tratteggiata deve intendersi estesa al di sotto dell'asse delle ascisse, a rappresentare l'assorbimento dalla rete di una minima quantità di potenza attiva necessaria per coprire le perdite.

Generatori statici in impianti di potenza complessiva superiore o uguale a 400 kW

Per generatori in impianti di potenza complessiva superiore o uguale a 400 kW: gli inverter devono presentare una capability 'semicircolare' la cui area di lavoro è quella interna al grafico di figura 5.

Per bassi valori della potenza attiva generata ($P \leq 10\% \times S_n$) sono consentiti scostamenti nella fornitura della potenza reattiva misurata sul limite della curva di capability in corrispondenza di un prefissato valore di P , fino ad un massimo del 10% di S_n .

Durante lo scambio di potenza reattiva con la rete in logica locale o centralizzata, l'eventuale indisponibilità della fonte primaria non deve comportare variazioni a gradino della potenza reattiva nel tempo.

In figura 5, la zona tratteggiata deve intendersi estesa al di sotto dell'asse delle ascisse, a rappresentare l'assorbimento dalla rete di una minima quantità di potenza attiva necessaria per coprire le perdite.

SERVIZI DI RETE: INSENSIBILITÀ ALLE VARIAZIONI DI TENSIONE

Per evitare che si verifichi l'indebita separazione dalla rete in occasione di buchi di tensione conseguenti a guasti, l'impianto di produzione deve soddisfare opportuni requisiti funzionali, che nella letteratura internazionale sono indicati con l'acronimo FRT (Fault Ride Through). Tali requisiti si applicano agli impianti statici e agli impianti rotanti eolici con inverter. Per i generatori rotanti convenzionali, sincroni o asincroni l'applicazione è solo parziale e può dipendere della profondità e della durata del buco di tensione, del numero delle fasi coinvolte e dei limiti consentiti dalle norme di prodotto. Le verifiche di rispondenza dei generatori ai requisiti di immunità agli abbassamenti di tensione si effettuano secondo le modalità riportate nell'Allegato N della norma.

Generatori sincroni

L'insensibilità ai buchi di tensione per i generatori sincroni è una variabile connessa alla caratteristiche costruttive del generatore e del motore primo, dei sistemi di regolazione della velocità e dell'eccitazione, nonché delle caratteristiche dell'abbassamento della tensione di rete (profondità, durata e numero di fasi coinvolte). Non conoscendo a priori queste informazioni, risulta necessario valutare ogni situazione caso per caso, così da attuare

una regolazione delle protezioni di tensione del generatore tale da massimizzare le condizioni di funzionamento in parallelo a fronte di guasti sulla rete esterna senza alcun rischio di danni per la macchina. In ogni caso, il distacco dalla rete per abbassamento di tensione al di sotto del 70% U_n non deve avvenire in tempi inferiori ai 150 ms.

Generatori asincroni

Anche per i generatori asincroni l'insensibilità ai buchi di tensione non può essere decisa a priori e deve quindi essere valutata caso per caso, al fine di attuare una regolazione delle protezioni di tensione del generatore tale da massimizzare le condizioni di funzionamento in parallelo a fronte di guasti sulla rete esterna senza alcun rischio di danni per la macchina. In ogni caso il distacco dalla rete per abbassamento di tensione al di sotto del 70% U_n non deve avvenire in tempi inferiori ai 400 ms.

Generatori statici

Per evitare che si verifichi l'indebita separazione dalla rete in occasione buchi di tensione, l'impianto di produzione deve essere in grado di rimanere connesso alla rete a seguito di un qualsiasi tipo di guasto polifase (con e senza terra), secondo le condizioni minime di tensione e di tempo rappresentate in figura 6. Sono ammesse curve caratteristiche diverse da quella rappresentata a condizione che venga comunque garantita almeno la copertura dell'area tratteggiata. Per fronteggiare i transitori aumenti di tensione che accompagnano la rimozione di un cortocircuito, deve essere inoltre garantito il mantenimento della con-

FIGURA 5: capability per generatori statici in impianti di potenza ≥ 400 kW (caratteristica semicircolare; S_n = potenza apparente nominale erogabile alla tensione nominale U_n)

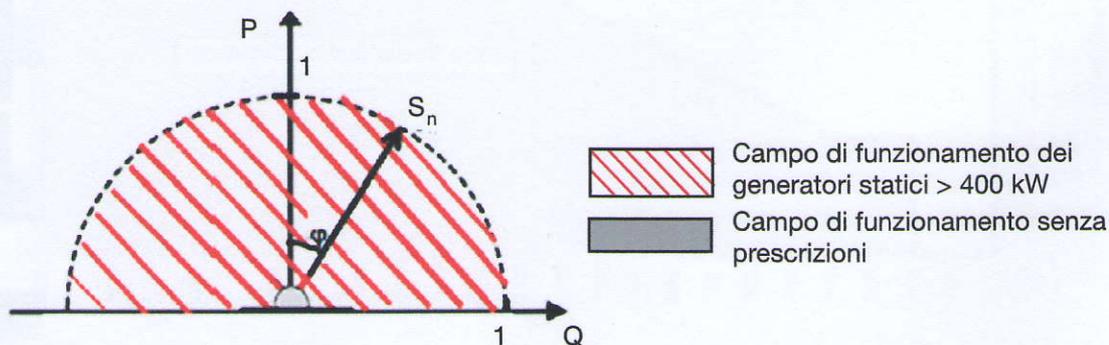
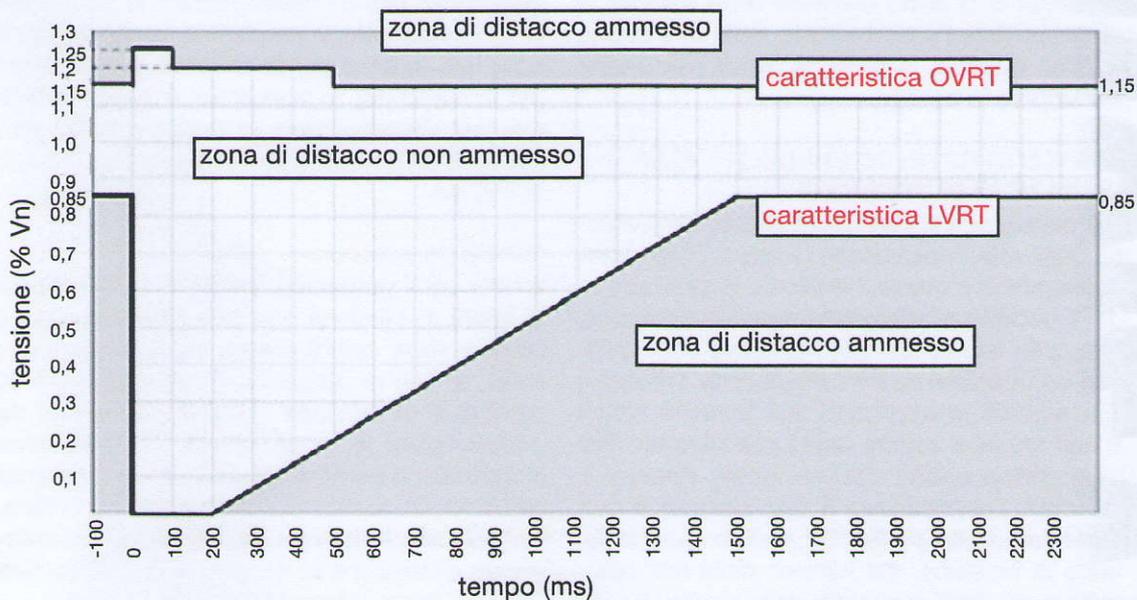


FIGURA 6: caratteristica V-t: LVRT e OVRT per i generatori statici



nessione del generatore statico alla rete per sopraelevazioni della tensione di valore pari a $1,25 U_n$ con durata non inferiore a 100 ms e di valore pari a $1,2 U_n$ con durata non inferiore a 500 ms (OVRT).

Generatori Eolici Full Converter e DFIG

Riguardo ai generatori eolici vale quanto indicato per i generatori statici ma la curva di riferimento è quella riportata in figura 7.

FIGURA 7: caratteristica V-t: LVRT e OVRT per i generatori eolici

