
Titolo

Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica

Title

Reference technical rules for the connection of active and passive consumers to the HV and MV electrical networks of distribution Company

Sommario

La presente Variante introduce prescrizioni tecniche relative ai sistemi di accumulo.
A tale scopo aggiunge integrazioni al capitolo delle definizioni.
Inoltre aggiorna l'Allegato N relativo alle prove sui generatori statici, eolici FC e DFIG.



DATI IDENTIFICATIVI CEI

Norma italiana CEI 0-16;V1

Classificazione CEI 0-16;V1

Edizione

COLLEGAMENTI/RELAZIONI TRA DOCUMENTI

Nazionali

Europei

Internazionali

Legislativi

Legenda

INFORMAZIONI EDITORIALI

Pubblicazione Variante

Stato Edizione In vigore

Data validità 23-12-2013

Ambito validità Nazionale

Fascicolo 13268

Ed. Prec. Fasc. Nessuna

Comitato Tecnico CT 0-Applicazione delle Norme e testi di carattere generale

Approvata da Presidente del CEI

In data 19-12-2013

In data

Sottoposta a Inchiesta pubblica come Progetto C. 1121

Chiusura in data 23-09-2013

ICS



NORMA CEI 0-16:2012

VARIANTE 1

1 Oggetto e scopo della Norma

Alla fine del paragrafo, aggiungere il seguente testo:

Alcune parti della norma che riguardano aspetti “di prodotto” saranno espunte in una successiva riedizione, a valle della pubblicazione della relativa norma europea e/o italiana di prodotto, qualora dette norme ricomprendano i requisiti e le prove necessarie ai fini della connessione alla rete, contenute nella presente Norma.

2 Definizioni-convenzioni

3.53 Potenza nominale

Sostituire l'attuale definizione con la seguente:

Potenza apparente massima a cui un generatore elettrico o un trasformatore possono funzionare con continuità in condizioni specificate (kVA).

Per generatori tradizionali ed eolici, come potenza nominale può essere indicata la potenza attiva del gruppo di generazione a $\cos\phi$ nominale (turbina, convertitore, ecc.) (kW).

Nel caso di generatori FV, la potenza attiva massima erogabile è limitata dalla potenza nominale dell'inverter, qualora questa sia minore della somma delle potenze STC dei moduli FV.

Aggiungere la seguente definizione:

3.53 bis Potenza ai fini dei servizi di rete

Potenza apparente massima a cui un'unità di generazione (inverter nel caso di impianti FV ed eolici FC) può funzionare con continuità (per un tempo indefinito) a tensione e frequenza nominali^(7bis).

Aggiungere la seguente definizione:

3.76 bis Sistema di accumulo

Insieme di dispositivi, apparecchiature e logiche di gestione e controllo, funzionale ad assorbire e rilasciare energia elettrica, previsto per funzionare in maniera continuativa in parallelo con la rete di distribuzione. Il sistema di accumulo (Energy Storage System, ESS) può essere integrato o meno con un generatore/impianto di produzione (se presente).

In caso di sistema di accumulo elettrochimico, i principali componenti sono le batterie, i sistemi di conversione mono o bidirezionale dell'energia, gli organi di protezione, manovra, interruzione e sezionamento in corrente continua e alternata e i sistemi di controllo delle batterie (Battery Management System, BMS) e dei convertitori. Tali componenti possono essere dedicati unicamente al sistema di accumulo o svolgere altre funzioni all'interno dell'impianto di Utente.

(7bis) Ai fini della prestazione dei servizi di rete (potenza reattiva), il generatore (inverter nel caso di impianti FV ed eolici FC) deve essere in grado di scambiare con la rete una Q non inferiore a $S_n \cdot \sin\phi_n$. In queste condizioni, la massima potenza attiva erogabile nel funzionamento a potenza nominale (S_n) è pari a $S_n \cdot \cos\phi_n$. Le eventuali richieste di potenza reattiva hanno quindi priorità rispetto all'erogazione della potenza attiva e saranno attuate limitando, all'occorrenza, la potenza attiva scambiata. I valori di $\cos\phi_n$ sono quelli definiti nelle curve di capability (par. 8.8.5.3).



3.103 Utenti attivi

Sostituire l'attuale definizione con la seguente:

Utenti che utilizzano qualsiasi macchinario (rotante o statico) che converta ogni forma di energia utile in energia elettrica in corrente alternata previsto per funzionare in parallelo (anche transitorio) con la rete. A questa categoria appartengono anche tutti gli utenti che installano sistemi di accumulo diversi dagli UPS, come definiti dalla Norma EN 62040.

3.104 Utenti passivi

Sostituire la nota ⁽⁹⁾ a piè pagina con la seguente:

(9) Si specifica che, ai fini della presente Norma, la presenza di soli UPS e/o CPS (UPS centralizzato), come definiti dalla Norma EN 62040, presso utenti passivi non è di per sé sufficiente a connotare tali Utenti come Utenti attivi.

8.5.12.3.2 Protezione di massima corrente omopolare

Modificare il primo alinea come segue:

- prima soglia (I_0), impiegata solo in assenza della 67N.S2): valore $2 A^{(67)}$; tempo di estinzione del guasto: 170 ms;

Modificare il terzo alinea come segue:

- prima soglia (I_0), impiegata solo in assenza della 67N.S1 e 67N.S2): valore $2 A^{(67)}$; tempo di estinzione del guasto: 450 ms (salvo i casi di Utenti con DG conforme a quanto disposto in 8.6, per i quali il tempo ammissibile per la completa estinzione del guasto a terra da parte del DG è elevabile a 800 ms);

8.8 Regole tecniche di connessione per gli Utenti attivi

Prima dell'ultimo alinea, aggiungere il seguente testo:

La connessione di generatori a Ciclo di Rankine Organico (ORC) deve rispettare le prescrizioni previste per la connessione di

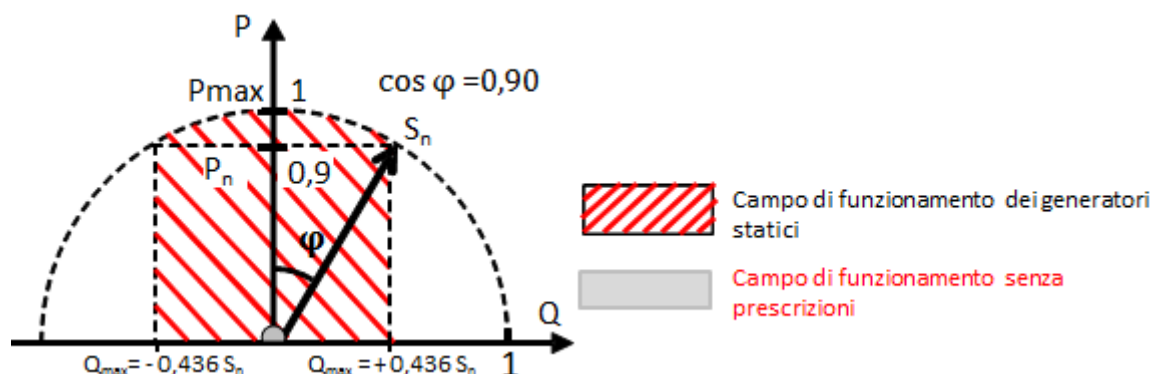
- generatori sincroni qualora il generatore ORC sia connesso alla rete tramite questa tipologia di generatori;
- generatori asincroni qualora il generatore ORC sia connesso alla rete tramite questa tipologia di generatori;
- convertitori statici qualora il generatore ORC sia connesso alla rete tramite questa tipologia di convertitori.

Tuttavia, nelle more di ulteriori sviluppi della tecnologia ORC, le prescrizioni relative alla riduzione della potenza attiva in sovralfrequenza sono limitate come indicato nel par. 8.8.6.3.2.



8.8.5.3 Requisiti costruttivi dei generatori: scambio di potenza reattiva (curve di prestazione)

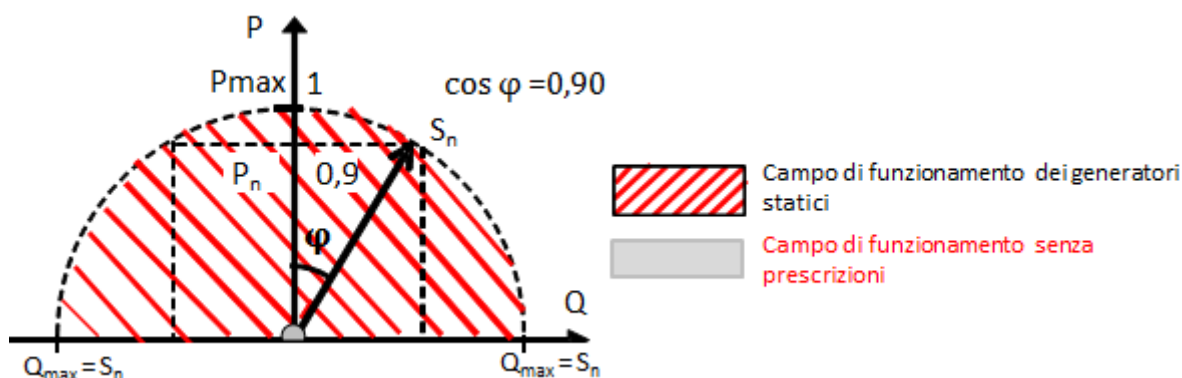
Figura 17, sostituire con la seguente:



Legenda:

- S_n = potenza apparente nominale alla tensione nominale U_n
- P_n = potenza attiva con $\cos \varphi = 0,9$ alla tensione nominale U_n
- P_{max} = potenza attiva massima alla tensione nominale U_n (con $\cos \varphi = 1$)
- Q_{max} = potenza reattiva massima alla tensione nominale U_n (con $\cos \varphi = 0,9$)

Figura 18, sostituire con la seguente:



Legenda:

- S_n = potenza apparente nominale alla tensione nominale U_n
- P_n = potenza attiva con $\cos \varphi = 0,9$ alla tensione nominale U_n
- P_{max} = potenza attiva massima alla tensione nominale U_n (con $\cos \varphi = 1$)
- Q_{max} = potenza reattiva massima alla tensione nominale U_n (con $\cos \varphi = 0,9$)

8.8.6 Servizi di rete

Dopo il primo alinea, aggiungere il seguente testo:

Si precisa che, ai fini della prestazione dei servizi di rete (potenza reattiva) il generatore deve essere in grado di scambiare con la rete una Q non inferiore a $S_n \cdot \sin \phi_n$. In queste condizioni, la massima potenza attiva erogabile nel funzionamento a potenza nominale (S_n) è pari a $S_n \cdot \cos \phi_n$. Le eventuali richieste di potenza reattiva hanno quindi priorità rispetto all'erogazione della potenza attiva e saranno attuate limitando, all'occorrenza, la potenza attiva scambiata. I valori di $\cos \phi_n$ sono definiti dalle rispettive curve di capability (par. 8.8.5.3).



8.8.6.1 Insensibilità alle variazioni di tensione

Alla fine del punto a) Generatori sincroni, aggiungere il seguente testo:

, comprensivi del tempo di manovra dell'interruttore.

Alla fine del punto 3) del punto d) Generatori Eolici Full Converter, aggiungere il seguente testo:

, inteso come tempo di risposta del generatore.

8.8.6.3.2 Limitazione della potenza attiva per transitori di sovra-frequenza originatisi sulla rete

Dopo il primo alinea, aggiungere il seguente testo:

Per i generatori ORC la riduzione della potenza attiva dovrà essere effettuata a partire da 50,3 Hz con uno statismo non superiore al 4% in un tempo non superiore a 10 s.

Aggiungere il seguente paragrafo:

8.8.6 bis Servizi di rete per i sistemi di accumulo

Le informazioni contenute in questo paragrafo sono allo studio.

8.8.8.1 Protezioni associate al DDI

Modificare il terzo paragrafo dopo gli elenchi puntati come segue:

Il protocollo IEC 61850 deve essere certificato di livello A da ente esterno ISO 9000 o ISO 17025, relativamente alle funzioni necessarie alla predetta gestione del comando di telescatto.

8.8.8.3 Rincalzo alla mancata apertura del DDI

Prima dell'ultimo alinea, aggiungere il seguente testo:

Il ripristino del dispositivo di rincalzo deve avvenire solo manualmente.

8.8.8.4 Esclusione temporanea del SPI

Modificare il penultimo alinea come segue:

- Se sono presenti più generatori ed un unico dispositivo di interfaccia (con unico SPI), i contatti discordi dovranno essere posti in serie tra loro affinché l'esclusione di detto dispositivo avvenga solo quando tutti i generatori sono disattivati. Nel caso siano presenti più interruttori di interfaccia (con più SPI), l'apertura dell'interruttore di ciascun generatore deve escludere la rispettiva protezione di interfaccia.

8.8.8.8 Protezione dei trasformatori/trasduttori di tensione

Modificare il terzultimo punto elenco come segue:

- Se la PI e i TV-I risiedono all'interno dello stesso locale/cabina, per la connessione tra i due quadri, è sufficiente utilizzare un cavo bipolare twistato e schermato di sezione adeguata $\geq 1,5 \text{ mm}^2$. Se la PI e i TV-I non risiedono nello stesso locale/cabina, quindi con un percorso esterno ai locali, è necessario che il cavo bipolare sia, oltre che twistato e schermato, anche armato (o, in alternativa, in percorso protetto, come, ad esempio, canalina, tubazione, corrugato, ecc.), sempre di sezione adeguata ($\geq 1,5 \text{ mm}^2$).



8.10 Disponibilità delle grandezze elettriche al punto di connessione

Modificare il punto 1) del paragrafo 8.10 come segue:

- 1) la curva equivalente di capability (dovuta all'effetto combinato di generazione, eventuali dispositivi di rifasamento, cavi MT, SVC, reattori shunt, etc), sia in condizioni di presenza della fonte primaria sia in condizioni di assenza, riportata al punto di connessione. Tale curva sarà ricavata dalle caratteristiche proprie dei generatori secondo quanto prescritto nella presente norma, riportate al punto di connessione. Dovrà tenere conto dell'eventuale rete interna, di competenza del produttore, realizzata fino al punto di connessione, comprensiva di tutte le apparecchiature che la costituiscono. Nel caso di impianto di non esclusiva produzione, il calcolo della curva andrà effettuato ritenendo distaccati i soli carichi. In subordine, la curva equivalente di capability potrà essere calcolata come somma delle capability di tutti i generatori presenti. La curva dovrà essere allegata al Regolamento di Esercizio.

12.1 Localizzazione dei sistemi di misura dell'energia elettrica

Aggiungere i seguenti paragrafi:

12.1.4 Punti di prelievo di Utenti attivi con sistema di accumulo

Qualora la coesistenza di sistemi di accumulo e impianti di generazione comporti la necessità di misurare separatamente l'energia prodotta dai generatori e quella scambiata dal sistema di accumulo, si applicano gli schemi di seguito riportati (tali schemi sono di principio e non riportano tutti i componenti utilizzati, ad esempio i trasformatori MT/BT). Le soluzioni di seguito proposte sono finalizzate alla connessione alla rete; la loro applicazione a impianti ammessi agli incentivi e/o a schemi di accesso semplificati alla rete (come SSP e RID) è subordinata al rispetto delle prescrizioni vigenti in materia (Ministeri, AEEG, GSE)⁽¹⁰¹⁾.

Con riferimento ad un impianto di produzione, il sistema di accumulo può essere connesso:

- nella parte di impianto in corrente continua (Figura 26)
- nella parte di impianto in corrente alternata a valle del contatore di produzione dell'impianto di generazione (Figura 27)
- nella parte di impianto in corrente alternata a monte del contatore di produzione dell'impianto di generazione (Figura 28)

Si ritiene opportuno precisare che, nelle more di variazioni del contesto regolatorio del dispacciamento sulle reti MT e BT, è necessario prevedere che l'impianto stesso sia in grado, se richiesto, di gestire il monitoraggio da remoto dei flussi energetici e/o il telecomando del sistema di accumulo a seguito di segnali inviati dal Distributore secondo le modalità di cui all'Allegato T (eventualmente per il tramite del controllore centrale di impianto).

12.1.4.1 Sistema di accumulo connesso nella parte di impianto in corrente continua (Figura 26)

Al fine di gestire correttamente l'accumulo di energia dalla rete, il contatore di produzione (normalmente monodirezionale) deve essere di tipo bidirezionale.

⁽¹⁰¹⁾ Si ritiene opportuno precisare che gli schemi unifilari indicati nel seguito trova applicazione solo per impianti che hanno un dedicato punto di connessione con la rete non condiviso con altri impianti incentivati e/o che hanno accesso ai regimi semplificati di cessione dell'energia o più in generale che non condividono alcun contatore con altri impianti o sezioni/porzioni d'impianto incentivato.

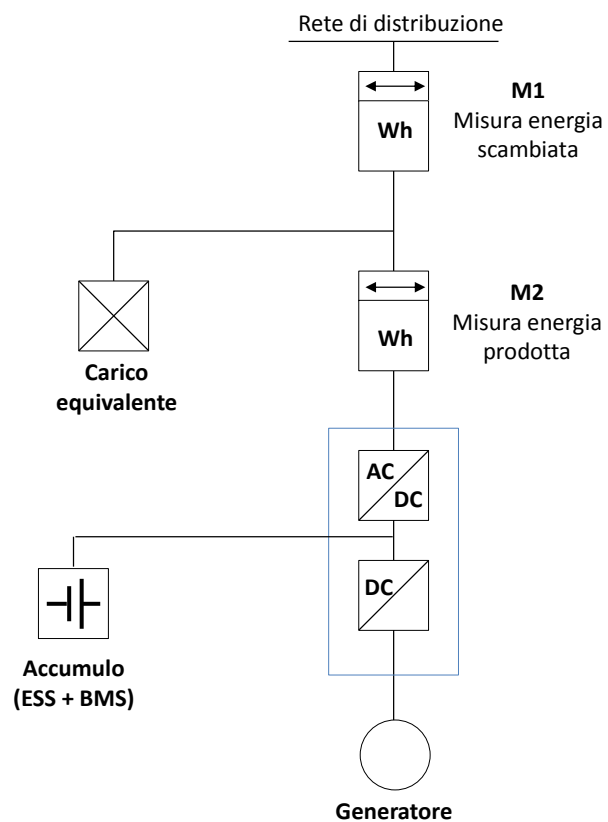


Figura 26 – Misura dei flussi di energia con accumulo posizionato nella parte d'impianto in corrente continua



12.1.4.2 Sistema di accumulo connesso nella parte di impianto in corrente alternata a valle del contatore di produzione (Figura 27)

Questo tipo di impianto prevede la connessione del sistema di accumulo nella parte in corrente alternata a valle del contatore di produzione.

Al fine di gestire correttamente l'accumulo di energia dalla rete, il contatore di produzione (normalmente monodirezionale) deve essere di tipo bidirezionale.

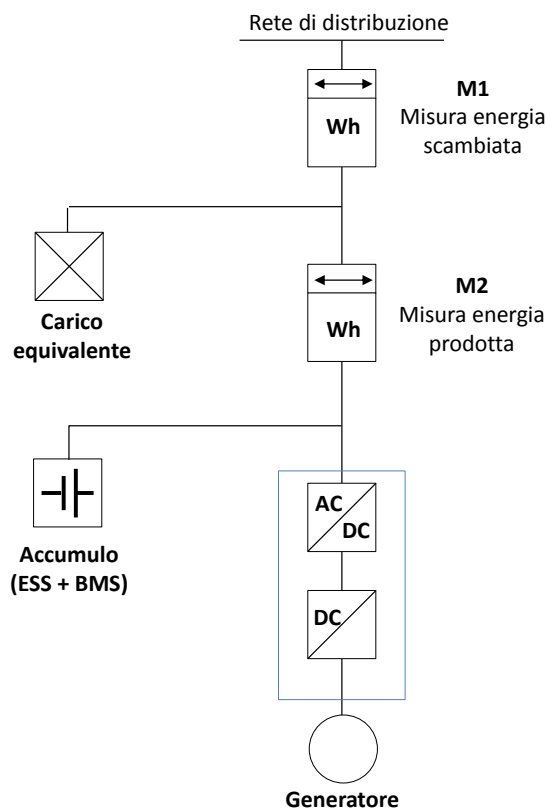


Figura 27 – Misura dei flussi di energia con accumulo posizionato nella parte di impianto in corrente alternata a valle del contatore dell'energia generata

12.1.4.3 Sistema di accumulo connesso nella parte di impianto in corrente alternata a monte del contatore di produzione (Figura 28)

Per questo tipo di impianto valgono le considerazioni viste in precedenza con le seguenti precisazioni:

- è necessario che il contatore di produzione M2 e quello M1 di scambio siano di tipo bidirezionale, prevedendo in generale l'installazione di contatori che abbiano la possibilità di rilevare i dati con dettaglio orario (in conformità con quanto stabilito nella normativa vigente);
- è necessario installare, tra il sistema di accumulo e il resto dell'impianto, un contatore M3 bidirezionale per la misura dell'energia immessa nell'impianto dal sistema di accumulo che abbia, in generale, la possibilità di rilevare i dati con dettaglio orario (in conformità con quanto stabilito nella normativa vigente).

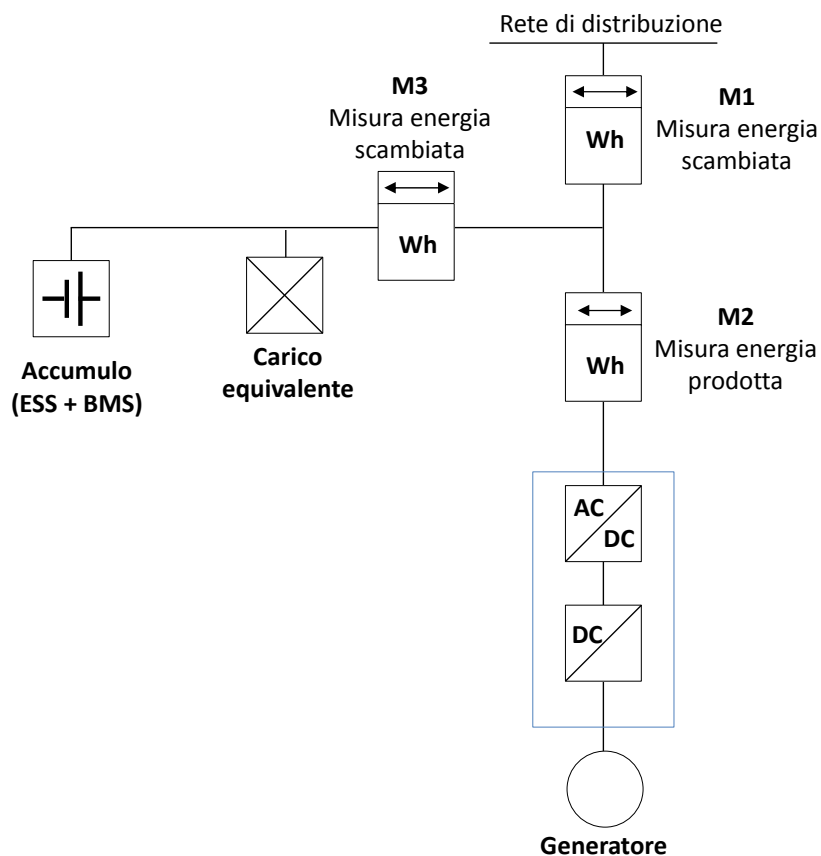


Figura 28 – Misura dei flussi di energia con accumulo posizionato nella parte d'impianto in corrente alternata a monte del contatore dell'energia generata

12.1.4.4 Sistemi di accumulo in impianti non incentivati

Nei sistemi di accumulo in impianti di generazione non incentivata gli apparati di misura consistono unicamente nel contatore di scambio bidirezionale con la rete.



12.1.4.5 Punti di connessione di Utenti Passivi con sistemi di accumulo (Figura 29)

Gli utenti passivi che installano nel loro impianto sistemi di accumulo diventano a tutti gli effetti utenti attivi della rete.

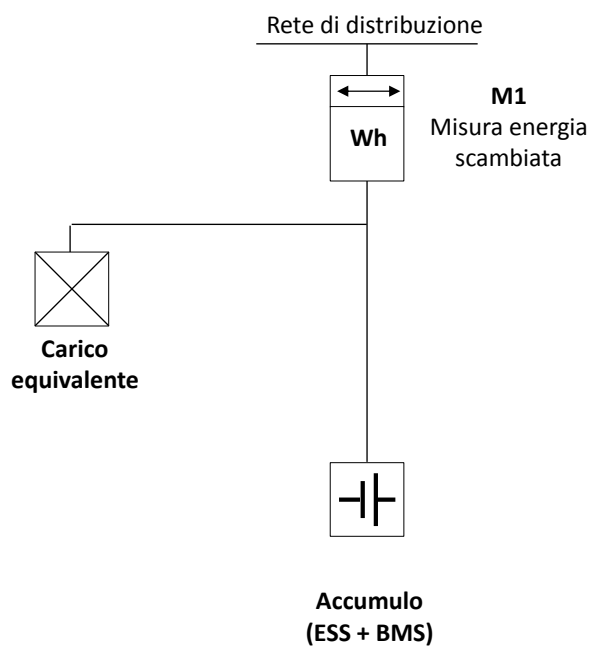


Figura 29 – Utente con sistema di accumulo

E.5.2.5 Verifica delle soglie e dei tempi di intervento della funzione di minima tensione

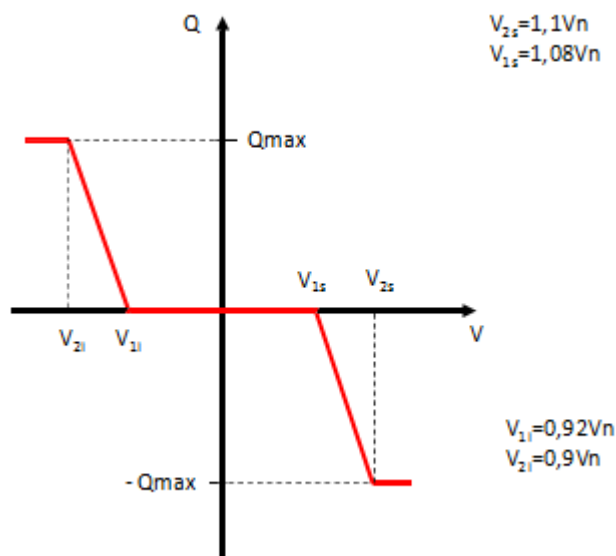
Sostituire il titolo come di seguito:

E.5.2.5 Verifica delle soglie e dei tempi di intervento della funzione di minima tensione (soglia 27.S2)



I.3 Erogazione/assorbimento automatico di potenza reattiva secondo una curva caratteristica $Q = f(V)$

Sostituire la Figura 10 con la seguente:

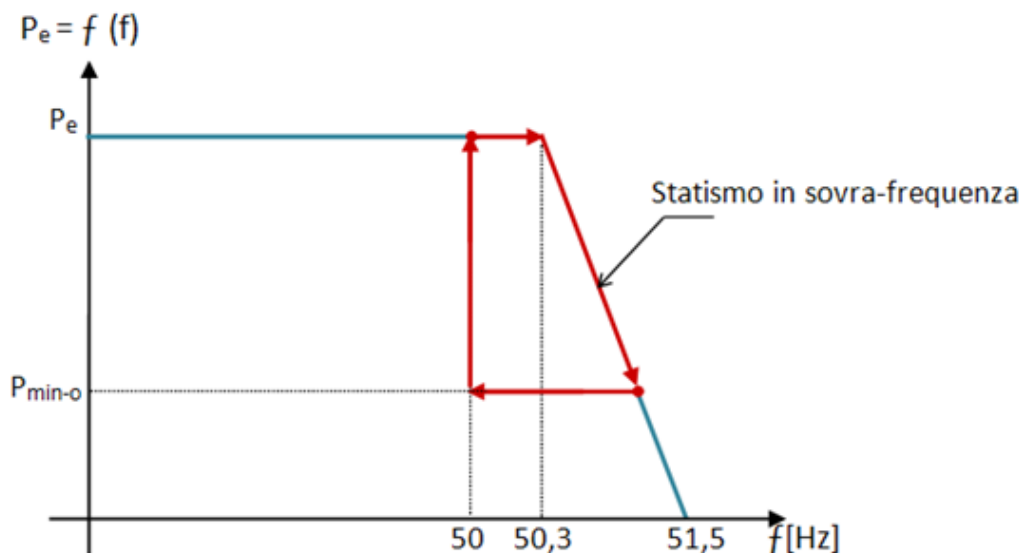


J.3 Regolazione della potenza attiva in presenza di transitori sovrafrequenza sulla rete

Aggiungere alla fine del terzo punto elenco il seguente testo:

- Per i generatori ORC lo statismo deve essere non superiore al 4%.

Figura 11, sostituire con la seguente:



M.1 Modalità di riduzione della potenza attiva in relazione alla partecipazione degli utenti attivi ai piani di difesa

Prima dell'ultimo alinea, aggiungere il seguente testo:

Qualora siano presenti più SPI, dovrà comunque essere installato un solo ricevitore GSM/GPRS che dovrà assicurare l'invio del segnale di teleseccato a tutti gli SPI presenti.



sostituire l'Allegato N "Prove sui generatori statici, eolici FC e DFIG", con il seguente:

Allegato N (normativo)

Prove sui generatori statici, eolici FC e DFIG

Il presente allegato contiene i protocolli di test direttamente applicabili ai generatori statici, totalmente privi di parti in movimento (tipicamente FV) connessi alla rete mediante interposizione di sistemi di raddrizzamento/inversione (inverter lato rete) e le indicazioni per la esecuzione di analoghe prove in campo oppure, ove applicabile, su banco di prova in laboratorio, per i generatori di tipo Eolico Full Converter (FC) ed Eolico Double Fed Induction Generator (DFIG).

N.1 Esecuzione delle prove - accreditamento

Le prove sui generatori statici ed eolici sono tipicamente eseguite presso un laboratorio accreditato EA secondo la Norma ISO 17025. Tale laboratorio deve possedere, nel proprio elenco prove accreditate, il riferimento alla presente norma.

In alternativa, le prove possono essere realizzate presso altre strutture non accreditate oppure presso i costruttori, oppure direttamente in campo, purché:

- le attrezzature utilizzate rispettino i requisiti riportati nel presente allegato
- le prove siano eseguite sotto la supervisione diretta del personale del laboratorio accreditato EA secondo la Norma ISO 17025, il quale è responsabile per la verifica della correttezza delle procedure e per la stesura del rapporto di prova. In particolare, gli strumenti e le attrezzature appartenenti alle strutture non accreditate, utilizzate ai fini della verifica di conformità alla presente norma, sono tarati prima dell'uso da centri di taratura ACCREDIA LAT (o equivalenti) oppure mediante tarature eseguite dal laboratorio accreditato. Le tarature riguardano tutti i parametri richiesti dalla presente norma. Le copie dei rapporti di taratura della suddetta strumentazione e attrezzature, completi di tutti i dati rilevati, sono riportate nei rapporti di prova..

Le misure devono essere effettuate ai terminali del generatore o sulla rete MT nel caso di funzioni implementate nel sistema di controllo di impianto. Restano valide anche per questi generatori le condizioni riportate sopra alle lettere a) e b).

Per tutti i tipi di generatori si precisa inoltre che le prove eseguite su un dato tipo di generatore sono ritenute valide in caso di varianti nella composizione dei componenti interni, se equivalenti ai fini del comportamento elettrico verso la rete, a fronte di un'adeguata documentazione tecnica a supporto

A questo proposito la identificazione dei componenti interni del generatore, rilevanti per le prescrizioni che sono oggetto della presente norma, dovrà essere riportata nel rapporto di prova di tipo emesso dal laboratorio.



N.2 Elenco delle prove e condizioni di riferimento

Il dispositivo dovrà essere dotato di marcatura CE. In particolare, dovranno essere prodotti i fascicoli tecnici richiesti per valutare la conformità agli aspetti di Compatibilità Elettromagnetica e di Sicurezza Elettrica.

Inoltre, lo stesso dovrà aver superato con esito positivo le seguenti prove:

- N.3 Misure per la qualità della tensione;
- N.4 Verifica del campo di funzionamento in tensione e frequenza;
- N.5 Verifica delle condizioni di sincronizzazione e presa di carico;
- N.6 Verifica dei requisiti costruttivi circa lo scambio di potenza reattiva;
- N.7 Verifica dei requisiti costruttivi circa la regolazione di potenza attiva;
- N.8 Verifica della insensibilità agli abbassamenti di tensione (LVRT capability);
- N.9 Verifica della insensibilità alle richiusure automatiche in discordanza di fase.

NOTA Le prove EMC devono essere svolte presso laboratori accreditati EA, o, in alternativa, presso il cliente, tramite prove valutative dei risultati, sotto supervisione da parte del laboratorio accreditato che svolgerà i restanti test previsti dalla presente normativa.

La modalità di esecuzione delle prove è quella indicata nella tabella seguente, nella quale deve essere inteso che le prove sul solo sistema di controllo devono essere integrate con la esecuzione di prove addizionali sul generatore tali da verificare la sua completa risposta dinamica nel campo di variazione di tensione e/o frequenza previsto.

Le prove su rete pubblica, non potendo essere eseguite su impianti nuovi non ancora connessi, possono essere eseguite limitatamente ai soli impianti già connessi alla rete elettrica o in appositi siti idonei, previo accordo con il gestore della rete.



	Inverter PV	Eolici FC P≤100 kW	Eolici FC P>100 kW	Eolici DFIG
N.3 Misure per la qualità della tensione	<i>(piena potenza)</i> – prove su banco di prova – prove in campo (simul. rete, gr. elettrogeno, rete pubblica)	<i>(piena potenza)</i> – prove su banco di prova – prove in campo (simul. rete, gr. elettrogeno, rete pubblica)	<i>(piena potenza)</i> – prove in campo (simul. rete, gr. elettrogeno, rete pubblica)	<i>(piena potenza)</i> – prove in campo (simul. rete, gr. elettrogeno, rete pubblica)
N.4 Campo di funzionamento in tensione e frequenza	<i>(potenza piena o ridotta)</i> – prove su banco di prova	<i>(potenza piena o ridotta)</i> – prove su banco di prova	<i>(potenza piena o ridotta)</i> – prove su banco di prova – prove in campo (simul. rete, gr. elettrogeno)	<i>(potenza piena o ridotta)</i> – prove su banco di prova – prove in campo (simul. rete, gr. elettrogeno)
N.5 Condizioni di sincronizzazione e presa di carico	<i>(potenza piena o ridotta)</i> – prove su banco di prova – prove sul controllo e verifica della capacità del sistema di seguire il controllo (caratteristiche statiche e dinamiche) – prove in impianto su rete pubblica con simulazione delle misure di tensione e frequenza o modifica dei parametri di controllo	<i>(potenza piena o ridotta)</i> – prove su banco di prova – prove sul controllo e verifica della capacità del sistema di seguire il controllo (caratteristiche statiche e dinamiche) – prove in impianto su rete pubblica con simulazione delle misure di tensione e frequenza o modifica dei parametri di controllo	<i>(potenza piena o ridotta)</i> – prove su banco di prova – prove sul controllo e verifica della capacità del sistema di seguire il controllo (caratteristiche statiche e dinamiche) – prove in impianto su rete pubblica con simulazione delle misure di tensione e frequenza o modifica dei parametri di controllo	<i>(potenza piena o ridotta)</i> – prove su banco di prova – prove sul controllo e verifica della capacità del sistema di seguire il controllo (caratteristiche statiche e dinamiche) – prove in impianto su rete pubblica con simulazione delle misure di tensione e frequenza o modifica dei parametri di controllo
N.6 Requisiti costruttivi circa lo scambio di potenza reattiva	<i>(piena potenza)</i> – prove su banco di prova – prove in campo (simul. rete, gr. elettrogeno, rete pubblica)	<i>(piena potenza)</i> – prove su banco di prova – prove in campo (simul. rete, gr. elettrogeno, rete pubblica) – prove sul controllo, limitatamente a N.6.3, e verifica della capacità del sistema di seguire il controllo (caratteristiche statiche e dinamiche)	<i>(piena potenza)</i> – prove su banco di prova – prove in campo (simul. rete, gr. elettrogeno, rete pubblica) – prove sul controllo, limitatamente a N.6.3, e verifica della capacità del sistema di seguire il controllo (caratteristiche statiche e dinamiche)	<i>(piena potenza)</i> – prove su banco di prova – prove in campo (simul. rete, gr. elettrogeno, rete pubblica) – prove sul controllo, limitatamente a N.6.3, e verifica della capacità del sistema di seguire il controllo (caratteristiche statiche e dinamiche)



	Inverter PV	Eolici FC $P \leq 100$ kW	Eolici FC $P > 100$ kW	Eolici DFIG
N.7.1 Requisiti costruttivi circa la regolazione di potenza attiva: Verifica della limitazione della potenza attiva in logica locale, per tensioni prossime al $110\%V_n$	<i>(piena potenza o senza potenza)</i> – prove su banco di prova – prove in campo, agendo sul controllo (simul. rete, gr. elettrogeno, rete pubblica con simulazione della misura di tensione o modifica dei parametri di controllo) – prove sul controllo (senza potenza)	<i>(piena potenza o senza potenza)</i> – prove su banco di prova – prove in campo, agendo sul controllo (simul. rete, gr. elettrogeno, rete pubblica con simulazione della misura di tensione o modifica dei parametri di controllo) – prove sul controllo (senza potenza)	<i>(piena potenza o senza potenza)</i> – prove in campo, agendo sul controllo (simul. rete, gr. elettrogeno, rete pubblica con simulazione della misura di tensione o modifica dei parametri di controllo) – prove sul controllo (senza potenza) e verifica della capacità del sistema di seguire il controllo (caratteristiche statiche e dinamiche, con potenza almeno pari al 50% di P_n)	<i>(piena potenza o senza potenza)</i> – prove in campo, agendo sul controllo (simul. rete, gr. elettrogeno, rete pubblica con simulazione della misura di tensione o modifica dei parametri di controllo) – prove sul controllo (senza potenza) e verifica della capacità del sistema di seguire il controllo (caratteristiche statiche e dinamiche, con potenza almeno pari al 50% di P_n)
N.7.2 Requisiti costruttivi circa la regolazione di potenza attiva: Verifica della riduzione automatica della potenza attiva in presenza di transitori di sovralfrequenza sulla rete	<i>(piena potenza o senza potenza)</i> – prove su banco di prova – prove in campo, agendo sul controllo (simul. rete, gr. elettrogeno, rete pubblica con simulazione della misura di frequenza o modifica dei parametri di controllo) – prove sul controllo (senza potenza)	<i>(piena potenza o senza potenza)</i> – prove su banco di prova – prove in campo, agendo sul controllo (simul. rete, gr. elettrogeno, rete pubblica con simulazione della misura di frequenza o modifica dei parametri di controllo) – prove sul controllo (senza potenza)	<i>(piena potenza o senza potenza)</i> – prove in campo, agendo sul controllo (simul. rete, gr. elettrogeno, rete pubblica con simulazione della misura di frequenza o modifica dei parametri di controllo) – prove sul controllo (senza potenza) e verifica della capacità del sistema di seguire il controllo (caratteristiche statiche e dinamiche, con potenza almeno pari al 80% di P_n)	<i>(piena potenza o senza potenza)</i> – prove in campo, agendo sul controllo (simul. rete, gr. elettrogeno, rete pubblica con simulazione della misura di frequenza o modifica dei parametri di controllo) – prove sul controllo (senza potenza) e verifica della capacità del sistema di seguire il controllo (caratteristiche statiche e dinamiche, con potenza almeno pari al 80% di P_n)



	Inverter PV	Eolici FC P≤100 kW	Eolici FC P>100 kW	Eolici DFIG
N.7.4 Requisiti costruttivi circa la regolazione di potenza attiva: Verifica della limitazione della potenza attiva su comando esterno proveniente dal Distributore	<i>(piena potenza)</i> – prove su banco di prova – prove in campo, agendo sul controllo (simul. rete, gr. elettrogeno, rete pubblica)	<i>(piena potenza)</i> – prove su banco di prova – prove in campo, agendo sul controllo (simul. rete, gr. elettrogeno, rete pubblica)	<i>(piena potenza)</i> – prove in campo, agendo sul controllo (simul. rete, gr. elettrogeno, rete pubblica)	<i>(piena potenza)</i> – prove in campo, agendo sul controllo (simul. rete, gr. elettrogeno, rete pubblica)
N.8 Insensibilità agli abbassamenti di tensione (VFRT capability)	<i>(piena potenza)</i> – prove su banco di prova – prove in campo, con rete di impedenze (simul. rete, gr. elettrogeno, rete pubblica)	<i>(piena potenza)</i> – prove su banco di prova – prove in campo, con rete di impedenze (simul. rete, gr. elettrogeno, rete pubblica)	<i>(piena potenza)</i> – prove su banco di prova – prove in campo, con rete di impedenze (simul. rete, gr. elettrogeno, rete pubblica)	<i>(piena potenza)</i> – prove su banco di prova – prove in campo, con rete di impedenze (simul. rete, gr. elettrogeno, rete pubblica)
N.9 Insensibilità alle richiuse automatiche in discordanza di fase	<i>(piena potenza)</i> – prove su banco di prova – prove in campo (simul. rete, gr. elettrogeno, rete pubblica)	<i>(piena potenza)</i> – prove su banco di prova – prove in campo (simul. rete, gr. elettrogeno, rete pubblica)	<i>(piena potenza)</i> – prove su banco di prova – prove in campo (simul. rete, gr. elettrogeno, rete pubblica)	-



Le prove, qualora effettuate in ambiente di laboratorio, dovranno essere eseguite sul dispositivo nelle condizioni di riferimento della Tabella 27.

Tenuto conto della taglia dei generatori utilizzati per impianti connessi in MT, delle caratteristiche della sorgente primaria e della difficoltà di effettuare prove in ambienti le cui condizioni climatiche siano controllate, sono ammesse deviazioni rispetto ai valori di riferimento riportati in Tabella 27, purché opportunamente documentate nel rapporto di prova.

Qualora le prove siano effettuate in campo, nelle condizioni ambientali reali di utilizzo dei generatori non è possibile garantire la stabilità e uniformità delle condizioni ambientali nell'ambito della stessa prova, tra prove effettuate in sequenza ovvero così come tra prove diverse effettuate sullo stesso generatore o su generatori diversi realizzate in luoghi e intervalli temporali differenti.

Per tutti questi casi vale quanto riportato in precedenza. Il rapporto di prova dovrà riportare il valore medio delle "grandezze di influenza" riportate in Tabella 27 rilevato durante l'intervallo temporale di osservazione per ciascuna prova.

Tabella 27 – Condizioni di riferimento per la esecuzione delle prove in laboratorio

Grandezza di influenza	Valore di riferimento
Temperatura ambiente	25°C ± 5°C
Pressione atmosferica	96kPa ± 10kPa
Umidità relative	65%RH ± 10%RH
Posizione apparecchiatura	Secondo quanto dichiarato del costruttore
Frequenza	50 Hz (nel campo 47,5Hz – 51,5Hz, ove applicabile)
Forma d'onda della tensione di riferimento	Conforme alla CEI EN 50160

N.3 Misure per la qualità della tensione

Le misure delle correnti armoniche e delle fluttuazioni di tensione si effettuano secondo quanto descritto dai paragrafi N.3.1, N.3.2, N.3.3.

Data l'aleatorietà e la non prevedibilità delle emissioni armoniche di impianti e/o apparati di Utente, inclusi i generatori statici (inverter), questi non devono comunque provocare disturbi che non consentano il regolare esercizio della rete del Distributore, inficiando, ad es., la telegestione dei gruppi di misura elettronici, previsto dalle delibere vigenti (Del. AEEG 292/06), eventuali sistemi di telescatto od altri telecomandi/tele segnali che utilizzino la banda di frequenza assegnata ad uso esclusivo dei Distributori, per la trasmissione dei segnali sulla rete BT (3 kHz - 95 kHz).

Le apparecchiature degli Utenti non devono, pertanto, introdurre interferenze condotte nel suddetto intervallo di frequenza sulla rete BT.

Qualora questo non si verifichi, l'Utente dovrà realizzare opportuni provvedimenti correttivi (filtri attivi) o sostituire le apparecchiature disturbanti, anche in carenza di una definita e consolidata norma IEC che copra il suddetto campo di frequenze.

Per i generatori statici, le misure possono essere effettuate sia tramite campagna di acquisizioni in campo (p.es su un impianto di prova) oppure su banco di prova, purché quest'ultimo sia rappresentativo delle condizioni di funzionamento effettive del generatore (disponibilità di sorgente primaria simulata come riportato in Allegato Q).

Per i generatori eolici FC di potenza fino a 100 kW le misure possono essere effettuate sia tramite campagna di acquisizioni in campo oppure su banco di prova, sostituendo il generatore elettrico con una rete AC conforme all'Allegato V. La sorgente AC deve rendere disponibile almeno l'intera potenza attiva nominale del generatore in prova.

Per i rimanenti generatori le misure devono essere eseguite tramite campagna di acquisizioni in campo.



N.3.1 Misura di correnti armoniche

Per la misura delle correnti armoniche si applica la norma IEC 61400-21 (par. 7.4, correnti armoniche, interarmoniche e componenti in alta frequenza). Le prescrizioni che riguardano la strumentazione di misura (modalità di calcolo e incertezza associata alle misure) sono contenute nella norma EN 61000-4-7.

La misura va effettuata misurando il contributo armonico del generatore, per ciascun valore di potenza, negli 11 intervalli $[0\pm 5]\%$; $[10\pm 5]\%$; ...; $[100\pm 5]\%$ della potenza apparente nominale. In alcuni casi (per esempio nel caso di misure sul campo) non è possibile attribuire al solo generatore la responsabilità delle correnti armoniche misurate, che va quindi attribuita ad una interazione tra il generatore e gli altri carichi/utenti connessi in rete. Per indicazioni dettagliate sulle modalità con cui valutare l'esito delle misure, si consulti l'Allegato P.

N.3.2 Misura di fluttuazioni di tensione dovute a manovre di sezionamento/separazione

La determinazione delle fluttuazioni di tensione, dovute a operazioni di commutazione, si effettua in conformità alla norma IEC 61400-21 (paragrafo 7.3.4, operazioni di sezionamento). Allo scopo di adattare le procedure descritte anche a generatori diversi dalle turbine eoliche, si interpreti "cut-in speed" come "10% della potenza nominale" e "rated wind speed" come "potenza nominale".

Per la completa valutazione dei disturbi vanno effettuate almeno tre operazioni di commutazione alla potenza nominale del generatore, registrando i risultati di ciascuna operazione. Inoltre, deve essere determinato il massimo fattore di corrente k_{lmax} per tutte le operazioni di commutazione.

N.3.3 Misura di fluttuazioni di tensione (flicker) in condizioni di funzionamento continuo

La determinazione dei Flicker viene effettuata in conformità alla norma IEC 61400-21 (paragrafi 6.3.2 e 7.3.3, fluttuazioni di tensione in funzionamento continuo). La procedura descritta per le turbine eoliche va adattata anche a generatori statici (inverter fotovoltaici) interpretando la velocità del vento come potenza uscente dal generatore. Non è da effettuarsi la valutazione statistica dei coefficienti secondo la distribuzione del vento per generatori diversi dalle turbine eoliche.

Sono ammessi i seguenti metodi di prova (v. anche Allegato P).

- Misure "in situ" (al punto di connessione della rete): il flicker viene determinato mediante misure effettuate all'effettivo punto di connessione del convertitore alla rete elettrica (secondo la procedura descritta in IEC 61400-21, sezioni 6.3.2 e 7.3.3).
- Utilizzo di una sorgente simulata (DC conforme all'allegato Q per i generatori statici, AC conforme all'Allegato V per i generatori eolici FC di potenza fino a 100 kW), "in situ" o con un simulatore di rete AC: il flicker viene determinato, all'effettivo punto di connessione della rete o (in alternativa) mediante un simulatore di rete AC, mediante l'impiego di una adeguata sorgente di tensione che simuli il flusso di energia (es. irraggiamento luminoso o vento). Il flicker viene quindi determinato secondo la procedura descritta in IEC 61400-21, sezioni 6.3.2 e 7.3.3
- Utilizzo di una sorgente simulata (DC conforme all'allegato Q per i generatori statici, AC conforme all'Allegato V per i generatori eolici FC di potenza fino a 100 kW) e di un simulatore di rete AC con regolazione dell'impedenza di rete: qualora la rete simulata consenta la regolazione degli angoli di fase dell'impedenza di rete, questa deve essere regolata ai valori di 30, 50, 70 e 85°, con una tolleranza di $\pm 2^\circ$. I valori di flicker sono direttamente misurati con un adeguato flickermetro realizzato in conformità alla IEC 61000-4-15. I valori di reattanza e resistenza dell'impedenza di rete sono dimensionati in modo che l'esito delle misure mostri un valore di P_{st} superiore a 0,4.

Per le verifiche di qualità della tensione (armoniche e flicker) sono definite opportune metodologie per tenere conto della presenza di distorsioni della tensione preesistenti al punto di connessione del generatore in prova (Allegato P).



N.4 Verifica del campo di funzionamento in tensione e frequenza

La prova è tesa a verificare la capacità del generatore di mantenere la connessione con la rete per un tempo indefinito nel campo di tensione e frequenza

$$85\%V_n \leq V \leq 110\%V_n$$

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

La prova deve prevedere la verifica del funzionamento stabile ai limiti estremi di tensione e frequenza per un tempo minimo di 5 minuti, per ciascun punto di lavoro (limitato a 3 minuti nel campo di tensioni tra $85\%V_n \leq V \leq 90\%V_n$ per i soli generatori eolici).

N.4.1 Generatori statici, generatori eolici FC e DFIG

N.4.1.1 Prove a piena potenza su rete simulata

Si prevedano almeno 3 prove, con il convertitore operante alla potenza nominale collegato a un simulatore di rete impostato come segue:

Prova 1^(*): $V=85\%*V_n$; $f=47,5\text{Hz}$; $P=100\%*S_n$; $\cos\phi=1$

Prova 2^(**): $V=110\%*V_n$; $f=51,5\text{Hz}$; $P=100\%*S_n$; $\cos\phi=1$

Prova 3^(***): $V=90\%*V_n$; $f=47,5\text{Hz}$; $P=100\%*S_n$; $\cos\phi=1$

Qualora il simulatore di rete sia di taglia inferiore a quella del convertitore, è comunque possibile effettuare la prova interponendo in parallelo tra il convertitore e i morsetti di ingresso al simulatore un carico resistivo trifase bilanciato di potenza pari o leggermente superiore a quella del convertitore (purché l'eccedenza non superi la portata in erogazione offerta dal simulatore). Questo assicura al simulatore il funzionamento stabile in erogazione di potenza, quindi consente di eseguire la prova anche utilizzando simulatori di rete unidirezionali (non rigenerativi) oppure Gen-set a frequenza variabile.

Nel caso dei sistemi di conversione fotovoltaici, la fonte primaria può essere simulata da una sorgente DC avente le caratteristiche riportate in Allegato Q purché in grado di erogare in modo continuativo la potenza nominale del convertitore.

Nel caso dei generatori eolici FC, la fonte primaria può essere simulata da una sorgente AC con caratteristiche adeguate (Allegato V), in grado di erogare in modo continuativo la potenza nominale del convertitore.

Nel caso dei generatori eolici DFIG, la prova deve essere eseguita sul sistema completo (sistema di conversione, generatore elettrico). Quando praticamente possibile, il generatore elettrico può essere fatto funzionare a banco, con un opportuno motore di trascinamento.

Durante la prova si dovranno registrare la frequenza, la tensione e la potenza attiva rilevate ai morsetti di uscita del generatore con una cadenza di almeno 1 campione al secondo. La potenza erogata dovrà mantenersi stabile entro un limite di $\pm 5\%*S_n$ rispetto al valore impostato per tutta la durata di ciascuna sequenza di prova.

(*) La prova ha una durata di almeno 5 minuti per i generatori fotovoltaici e di 3 minuti per i generatori eolici. È consentito il funzionamento a potenza ridotta, pari a quella massima erogabile per raggiunto limite di massima corrente di uscita ($P \geq 85\%*S_n$).

(**) La prova ha una durata di almeno 5 minuti. Durante questa sequenza occorre disabilitare la regolazione automatica in riduzione della potenza in caso di sovralfrequenza.

(***) La prova 3 viene limitata ai soli generatori eolici, e possiede una durata di almeno 5 minuti. È consentito il funzionamento a potenza ridotta, pari a quella massima erogabile per raggiunto limite di massima corrente di uscita ($P \geq 90\%*S_n$).



N.4.1.2 Prove a potenza ridotta su rete simulata

In subordine alla procedura descritta in N.4.1.1 è possibile prevedere la prova con le seguenti modalità, nei casi in cui non sia possibile approntare il circuito di prova specificato sopra a causa delle caratteristiche costruttive e della taglia del convertitore, oppure per mancanza di una sorgente di alimentazione e/o di un simulatore di rete con caratteristiche e taglia idonea.

Prova su simulatore di rete a potenza ridotta, purché il simulatore sia di taglia almeno pari a 30 kW e il generatore sia in grado di funzionare in modo stabile a questo livello di potenza (sequenze analoghe alle Prove 1, 2 e 3 di cui sopra, effettuate a potenza ridotta). Valgono le stesse considerazioni fatte in N.4.1.1 in merito alla registrazione dei risultati.

N.4.1.3 Generatori eolici DFIG: prove con simulazione delle misure di tensione e frequenza in ingresso al sistema di controllo

In subordine alle procedure descritte in N.4.1.1 e N.4.1.2, è possibile prevedere la prova con simulazione delle misure di tensione e frequenza. Questo nei casi in cui non sia possibile approntare i circuiti di prova specificati in N.4.1.1 e N.4.1.2, a causa delle caratteristiche costruttive e della taglia del convertitore, oppure per mancanza di una sorgente di alimentazione e/o di un simulatore di rete con caratteristiche e taglia idonea.

Le uscite del sistema di controllo devono essere in grado di funzionare in modo stabile (sequenze analoghe alle Prove 1, 2 e 3 di cui sopra, effettuate in assenza di potenza). Il riferimento di potenza del generatore dovrà mantenersi stabile entro un limite di $\pm 5\% S_n$ rispetto al valore impostato per tutta la durata di ciascuna sequenza di prova.

In aggiunta, è necessario dimostrare la capacità del generatore di poter assicurare il proprio corretto funzionamento nel campo di variazione della tensione e della frequenza, considerando ad esempio anche possibili effetti di saturazione delle parti magnetiche. A tale scopo possono essere effettuate prove a potenza ridotta, purché almeno pari a 30 kW e il sistema sia in grado di funzionare in modo stabile a questo livello di potenza. Il sistema di generazione viene alimentato con i valori di tensione e frequenza tali da evidenziarne il corretto funzionamento nel campo richiesto di tensione e frequenza.

N.4.2 Tutte le rimanenti tipologie di generatori

Per le rimanenti tipologie di generatori devono essere eseguite prove utilizzando metodi analoghi a quelli riportati in N.4.1.1 e N.4.1.2,. Qualora il Costruttore attesti la impossibilità di eseguire le suddette prove, potrà in subordine produrre adeguata documentazione basata su test o simulazioni che dimostri la rispondenza del generatore ai requisiti riportati in N.4

N.5 Verifica delle condizioni di sincronizzazione e presa di carico

N.5.1 Verifica delle condizioni di sincronizzazione

La prova ha lo scopo di verificare che il dispositivo di controllo del generatore abiliti il parallelo e la sincronizzazione alla rete SOLO quando sono verificate entrambe le seguenti condizioni:

- tensione di rete stabilmente compresa tra 90% e 110 % di U_n ; frequenza compresa tra 49,90Hz e 50,10Hz (regolazione di default, campo di regolazione compreso tra 49 Hz e 51 Hz).
- tempo minimo di permanenza di tensione/frequenza nei limiti di cui sopra prima di abilitare il parallelo pari a:
 - $T=30s$, nei casi di partenza degli impianti, oppure alla riconnessione dopo una manutenzione e, in generale, alla ripartenza dopo una disconnessione non dipendente dall'intervento delle protezioni SPI.
 - $T=300s$, in caso di rientro a seguito intervento della protezione di interfaccia (tempo regolabile a step di 5s, nel campo 0s-900s)



N.5.1.1 Prove a piena potenza su rete simulata

Per quanto riguarda il circuito di prova vale quanto riportato in N.4.1.1. Laddove sia possibile utilizzare un simulatore di rete in grado di modificare i parametri di frequenza e tensione disponibili ai morsetti di uscita del generatore, la procedura prevede i seguenti passi:

Si effettui l'accensione del generatore rispettivamente con tensione c.a. inferiore al 90% e superiore al 110 % del valore nominale U_n (mentre la frequenza deve essere compresa tra 49,90Hz e 50,10Hz), verificando che l'unità non abiliti il parallelo con la rete - assenza di erogazione della potenza letta dall'analizzatore di rete.

Trascorsi almeno 30s dall'istante di inizio della prova di cui al punto a), si verifichi il permanere dello stato di "aperto", ovvero assenza di erogazione di potenza in uscita. A questo punto si può riportare la tensione U all'interno dei limiti - $90\%U_n < U < 110\%U_n$ - e al contempo disabilitare il generatore. In queste condizioni si proceda poi al riarmo, verificando che il parallelo con la rete e l'inizio della erogazione di potenza non avvenga prima che siano trascorsi almeno 30 s dall'istante di attivazione del generatore statico.

A questo punto è necessario simulare con il generatore in esercizio un distacco per superamento rispettivamente delle soglie di massima e minima tensione, al fine di verificare che, una volta riportata la tensione nei limiti $90\% U_n < U < 110\%U_n$, il tempo di attesa alla riconnessione sia almeno pari a 300s.

Si ripeta la prova di cui in a) con tensione U - $90\%U_n < U < 110\%U_n$ - e frequenza rispettivamente inferiore a 49,90Hz e superiore a 50,10Hz, verificando che l'unità non abiliti il parallelo con la rete - assenza di erogazione della potenza letta dall'analizzatore di rete.

Trascorsi almeno 30s dall'istante di inizio della prova di cui al punto d), si verifichi il permanere dello stato di "aperto", ovvero assenza di erogazione di potenza in uscita. A questo punto si può riportare la frequenza f all'interno dei limiti - $49,90\text{Hz} < f < 50,10\text{Hz}$ - e al contempo disabilitare il generatore. In queste condizioni si proceda poi al riarmo, verificando che il parallelo con la rete e l'inizio della erogazione di potenza non avvenga prima che siano trascorsi almeno 30 s dall'istante di attivazione del generatore statico.

Come per il punto c), è necessario simulare con il generatore in esercizio un distacco per superamento rispettivamente delle soglie di massima e minima frequenza, al fine di verificare che, una volta riportata la stessa nei limiti $49,90\text{Hz} < f < 50,10\text{Hz}$, il tempo di attesa alla riconnessione sia almeno pari a 300s.

N.5.1.2 Metodi di prova alternativi

Per la verifica dei campi di funzionamento è possibile adottare uno dei seguenti metodi alternativi.

N.5.1.2.a) Prova su simulatore a potenza ridotta, purché il simulatore sia di taglia almeno pari a 30kW e il convertitore sia in grado di funzionare in modo stabile a questo livello di potenza. Valgono le stesse considerazioni fatte in N.5.1.1 in merito alla sequenza di esecuzione della prova ed ai risultati attesi.

N.5.1.2.b) Prova sul solo sistema di controllo, tramite generatore di segnale in grado di simulare frequenza e tensione, quest'ultima con eventuale scalatura. In genere questa prova può essere effettuata solo a generatore (convertitore) in stand-by e comunque non connesso alla rete. Pertanto la prova in tali casi si limiterà a registrare in una opportuna forma i segnali di abilitazione del generatore presenti sulle uscite del sistema di controllo, oltre che il set-point che determina la rampa graduale per la presa di carico a valle dell'avviamento. La prova deve essere integrata con la esecuzione di prove aggiuntive sul generatore tali da verificare la sua completa risposta dinamica nel campo di variazione di tensione e frequenza previsto. Tali prove aggiuntive sono finalizzate ad assicurare che anche il sistema integrato (generatore + controllo) risulti comunque conforme alle specifiche richieste dalla norma.



- N.5.1.2.c) Con generatore connesso alla rete, in tal caso si procederà come in N.5.1.2.b), imprimendo in sequenza ai morsetti di ingresso del sistema di controllo i valori di frequenza e tensione previsti in N.5.1.1 (lettere dalla a) alla e)), accertandosi che il comportamento e le tempistiche di attivazione siano conformi a quanto la riportato.
- N.5.1.2.d) Su rete con modifica dei parametri di controllo, in quest'ultimo caso per effettuare le prove è consentito regolare i parametri di frequenza e tensione che controllano le condizioni di parallelo del generatore in modo che siano al di fuori dei valori attuali della frequenza e tensione di rete. Per verificare il tempo minimo di ritardo alla connessione (avviamento) o riconnessione dopo intervento delle protezioni, si riporteranno poi durante la prova i valori rispettivamente dei limiti di U ammessa e di f a quelli di default ($90\%U_n < U < 110\%U_n$; $49,90\text{Hz} < f < 50,10\text{Hz}$). Tutto ciò a condizione che il sistema consenta di modificare i parametri con macchina collegata alla rete o comunque non in modalità stand-by. La sequenza di prova è analoga a quanto riportato in N.5.1.1.

Per i generatori eolici, se la funzione è implementata a livello di impianto, la prova va effettuata sul controllore di impianto e, se la prova è eseguita secondo N.5.1.2.c), le misure vanno effettuate sulla rete MT al punto di consegna.

N.5.2 Verifica della erogazione graduale della potenza attiva (presa di carico)

All'atto del parallelo la presa di carico deve avvenire in modo graduale, con un gradiente positivo della potenza non superiore al $20\% \cdot P_M / \text{min}$, dove P_M è la potenza attiva massima del generatore.

La verifica si effettua, nel caso in cui si operi secondo quanto riportato in N.5.1.1, N.5.1.2.c) e N.5.1.2.d) registrando durante le sequenze di test b), c), e) ed f) con l'analizzatore di rete la potenza di uscita al generatore con una cadenza di un campione ogni secondo. I campioni registrati a partire dall'istante in cui il generatore supera un livello di erogazione di potenza pari a $10\% \cdot P_n$, riportati su un grafico, dovranno essere tutti al di sotto della curva limite $P < 0,333\% P_n / s$, con uno scarto positivo massimo di $+2,5\% \cdot P_n$. Nel caso si utilizzi un simulatore di rete a potenza limitata (set-up riportato in N.5.1.2.a)) si effettuerà la stessa campagna di acquisizioni, limitando la verifica al primo tratto fino al raggiungimento del limite di potenza del simulatore. Infine le verifiche per il caso N.5.1.2.b) saranno analoghe a quelle delle prove a piena potenza ove si sostituisca alla lettura della potenza di uscita, il valore del parametro in uscita al sistema di controllo che regola il limite di potenza erogabile.

Per i generatori eolici, in alternativa alla procedura qui esposta, la prova può essere eseguita in accordo alla norma IEC/CEI 61400-21 ed 2, sez. 6.6.2 e sez. 7.6.2 (ove si tenga conto del limite al gradiente pari al $20\% \cdot P_n / \text{min}$ richiesto anziché $10\% \cdot P_n / \text{min}$ previsto dalla norma CEI 61400-21).



N.6 Verifica dei requisiti costruttivi circa lo scambio di potenza reattiva

N.6.1 Verifica della capability di erogazione della potenza reattiva

Per i generatori statici sono previste capability diverse a seconda della potenza complessiva dell'impianto:

- per generatori in impianti di potenza complessiva inferiore a 400 kW^(*): gli inverter devono presentare una capability minima di tipo 'semicircolare limitata' con $\cos\phi$ compreso a potenza nominale fra 0,90 in assorbimento e 0,90 in erogazione (i limiti operativi su tutto il campo di potenza sono mostrati in Figura 15; le caratteristiche del tipo di Figura 16 sono tuttavia consigliate in quanto permettono di prestare i servizi di rete, potenzialmente soggetti a remunerazione);

La Q deve essere misurata sul limite della curva di capability in corrispondenza di un prefissato valore di P.

Per bassi valori della potenza attiva generata ($P \leq 10\% \cdot S_n$) 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 .

- per generatori in impianti di potenza complessiva superiore o uguale a 400 kW^(*): gli inverter devono presentare una capability di tipo 'semicircolare' la cui area di lavoro è quella interna al grafico di Figura 16.

Al momento la rispondenza a requisiti prestazionali specifici di capability nella banda $P \leq 10\% \cdot S_n$ non è richiesta in quanto sarà oggetto di opportuna regolamentazione da parte dell'Autorità.

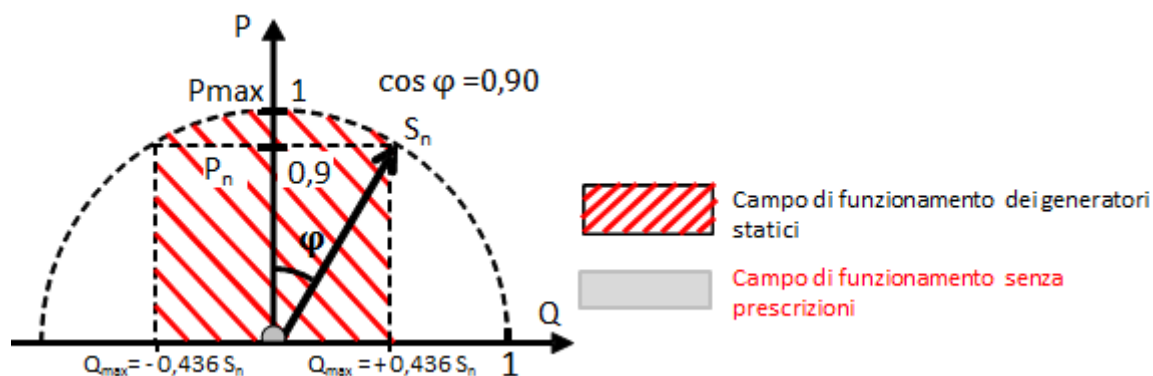
Per entrambe le tipologie di generatori statici, la potenza attiva da essi erogabile nella condizione base di funzionamento a tensione nominale e a $\cos\phi=1$ coincide con la potenza apparente nominale del generatore stesso.

Per i generatori eolici è prevista la curva di capability rettangolare riportata in Figura 17.

In ogni caso tutti i punti delle curve di capability sono riferiti a generatori operanti alla tensione nominale.

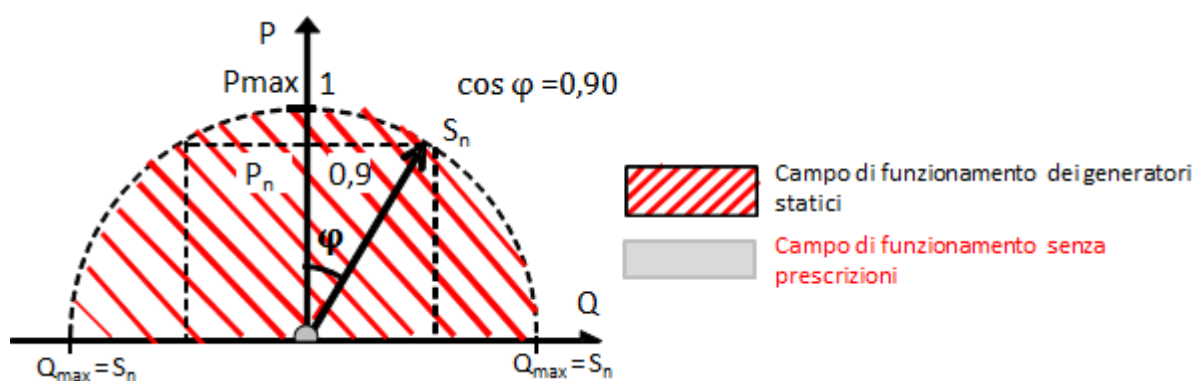
Le prove di cui al presente paragrafo hanno lo scopo di verificare la "capability" di erogazione della potenza reattiva al variare della potenza attiva, affinché sia garantito il rispetto dei requisiti costruttivi minimi stabiliti in 8.8.5.3, lettera c) e d) per i generatori eolici e lettera e) per quelli statici.

(*) Limite in fase di definizione (200/400).

**Legenda:**

- S_n = potenza apparente nominale alla tensione nominale U_n
 P_n = potenza attiva con $\cos \varphi = 0,9$ alla tensione nominale U_n
 P_{max} = potenza attiva massima alla tensione nominale U_n (con $\cos \varphi = 1$)
 Q_{max} = potenza reattiva massima alla tensione nominale U_n (con $\cos \varphi = 0,9$)

Figura 15 – Capability per i generatori statici in impianti di potenza < 400 kW (caratteristica semicircolare limitata)

**Legenda:**

- S_n = potenza apparente nominale alla tensione nominale U_n
 P_n = potenza attiva con $\cos \varphi = 0,9$ alla tensione nominale U_n
 P_{max} = potenza attiva massima alla tensione nominale U_n (con $\cos \varphi = 1$)
 Q_{max} = potenza reattiva massima alla tensione nominale U_n (con $\cos \varphi = 0,9$)

Figura 16 – Capability per i generatori statici in impianti di potenza ≥ 400 kW (caratteristica semicircolare)

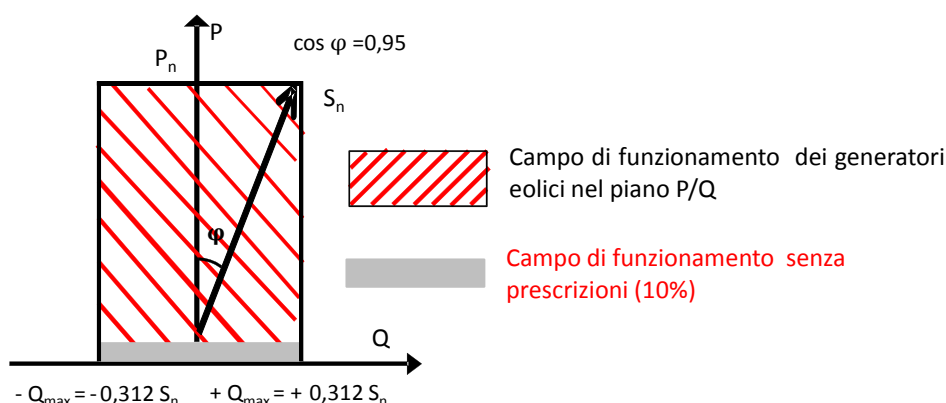


Figura 17 – Capability per i generatori eolici (caratteristica rettangolare)

Ai fini della presente prova (requisiti minimi), il costruttore dovrà indicare ed impostare la regolazione di potenza reattiva massima disponibile al variare della potenza attiva erogata, con il fine di rendere possibile una caratterizzazione delle massime capability del sistema di generazione.

Per le curve di capability riportate in Figura 15 e Figura 16 si intende che il generatore in condizioni di erogazione della potenza reattiva potrà erogare una potenza attiva massima inferiore alla potenza apparente nominale.

N.6.1.1 Modalità di esecuzione e registrazione della prova applicabile a generatori statici

Le misure possono essere effettuate sia tramite campagna di acquisizioni in campo (p.es su un impianto di prova) oppure su banco di prova, purché quest'ultimo sia rappresentativo delle condizioni di funzionamento effettive del generatore (disponibilità di sorgente primaria simulata come riportato in Allegato Q).

Per la esecuzione della prova vengono date le seguenti prescrizioni.

- Il convertitore deve essere impostato affinché possa rispettivamente assorbire (comportamento induttivo) ed erogare (comportamento capacitivo) la massima potenza reattiva disponibile a ciascun livello della potenza attiva erogata in base alla propria capability.
- Si regoli a questo punto la sorgente c.c. in modo da rendere disponibile almeno l'intera potenza attiva nominale del generatore in prova; ulteriori regolazioni sono possibili durante il test, di modo che la sorgente non sia limitante per le prestazioni da misurare.
- Si regoli (o tramite regolazione della sorgente o tramite regolazione nel sistema di controllo del convertitore in prova), la potenza attiva per valori compresi negli 11 intervalli $[0 \pm 5]\%$; $[10 \pm 5]\%$; ...; $[100 \pm 5]\%$ della potenza apparente nominale; si effettui la misura della potenza attiva in condizioni stazionarie, dopo 1 minuto circa dall'effettuazione della regolazione (valori medi ad 1 min calcolati sulla base dei valori misurati alla frequenza fondamentale su finestra di 200 ms).
- Per ognuno degli 11 livelli di potenza attiva si dovranno registrare un valore della potenza reattiva induttiva e 1 per quella capacitiva, come valori medi ad 1 min calcolati sulla base delle misure alla frequenza fondamentale su finestra di 1s. Anche il fattore di potenza dovrà essere rilevato e riportato come media ad 1 minuto.
- In aggiunta alle misure ai valori limite di impostazione della potenza reattiva, si dovranno registrare i valori misurati impostando la potenza reattiva erogata a 0 ($\cos \varphi = 1$).



La capability massima in assorbimento ($Q_{\min}$) ed erogazione ($Q_{\max}$) di potenza reattiva risultante dalla sequenza di misure di cui sopra e quella per $Q = 0$ deve essere documentata in forma tabulare riportando, per ogni livello di potenza attiva erogata compreso tra 0% e 100% della potenza apparente nominale, il corrispondente livello della potenza reattiva assorbita (e erogata), espresso sia in valore assoluto che in p.u. della potenza apparente nominale e in termini di $\cos\phi$.

La prova si intende superata con esito positivo se il valore rilevato, riportato in un grafico P-Q, è tutto esterno o al più coincidente con il perimetro della capability minima di Figura 15 per i generatori statici da utilizzare in impianti di potenza inferiore a 400 kW, ovvero stanno sul perimetro del semicerchio rappresentato in Figura 16 per quelli utilizzabili in impianti di potenza pari o superiore a 400 kW. Per ciascun punto misurato è ammesso uno scostamento massimo della potenza reattiva $\Delta Q \leq \pm 5\%$ della potenza apparente nominale del convertitore.

NOTA Per valori di $P \leq 10\% \cdot S_n$ valgono i limiti di tolleranza e le deroghe riportate in precedenza. In particolare sono consentiti scostamenti nella fornitura della potenza reattiva fino ad un massimo del $\pm 10\%$ della potenza apparente nominale del convertitore rispetto al valore teorico della curva di capability per inverter in impianti di potenza inferiore a 400 kW. Per inverter da utilizzare in impianti di taglia pari o superiore a 400 kW la registrazione dei valori di capability disponibile per valori di potenza attiva erogata inferiore a $10\% \cdot S_n$ è richiesta ma i risultati non costituiscono un vincolo prestazionale prescrittivo.

Il valore della potenza reattiva massima assorbita (comportamento induttivo) ed erogata (comportamento capacitivo) risultante in ciascuno degli 11 punti di misura dovrà essere riportato in una tabella simile all'esempio di Tabella 28 seguente. Si dovranno quindi generare 3 tabelle, per i casi di massima potenza reattiva induttiva, massima capacitiva ed il comportamento con set-point $Q=0$.

Tabella 28 – Registrazione della capability massima P-Q (3 tabelle, $Q_{\max|ind}$; $Q_{\max|cap}$; $Q=0$) p.u. = per unit della potenza apparente nominale S_n

Power-Bin	Potenza attiva		Potenza reattiva		Potenza DC [W]		Power Factor ($\cos\phi$)
	[kW]	p.u.	[kVA]	p.u.	[kW]	p.u.	
0 % ± 5 %							
10 % ± 5 %							
20 % ± 5 %							
30 % ± 5 %							
40 % ± 5 %							
50 % ± 5 %							
60 % ± 5 %							
70 % ± 5 %							
80 % ± 5 %							
90 % ± 5 %							
100 % ± 5 %							

Il Test Report dovrà riportare i risultati delle misure della potenza reattiva massima assorbita ($Q_{\max|ind}$) ed erogata ($Q_{\max|cap}$) dal convertitore anche in forma di grafico P(Q) in funzione della potenza attiva immessa in rete, il tutto espresso in per unit della potenza apparente nominale S_n .

N.6.1.2 Modalità di esecuzione e registrazione della prova applicabile a generatori eolici (FC e DFIG)

La verifica dei limiti massimi di potenza reattiva (induttiva) erogabile e assorbibile da un generatore eolico, deve essere effettuata secondo quanto prescritto dalla Norma IEC/ CEI 61400-21 ed. 2, sez. 6.7.1 e sez. 7.7.1.

Il setpoint di potenza può essere fornito anche mediante l'utilizzo del sistema di controllo centralizzato dell'impianto eolico.



Le misure possono in alternativa essere effettuate su banco di prova (il banco deve rendere disponibile almeno l'intera potenza attiva nominale del generatore in prova):

- Per i generatori FC, sostituendo il generatore elettrico con una sorgente AC con caratteristiche adeguate (Allegato V), a tensione e frequenza costante;
- Per i generatori DFIG, facendo funzionare a banco il generatore elettrico, utilizzando un opportuno motore di trascinamento.

In tal caso, per la esecuzione della prova vengono date le seguenti prescrizioni:

- Il convertitore deve essere impostato affinché possa rispettivamente assorbire (comportamento induttivo) ed erogare (comportamento capacitivo) la massima potenza reattiva disponibile a ciascun livello della potenza attiva erogata in base alla propria capability.
- Si regoli a questo punto la sorgente c.a. in modo da rendere disponibile almeno l'intera potenza attiva nominale del generatore in prova.
- Si regoli (tramite regolazione nel sistema di controllo del convertitore in prova), la potenza attiva per valori compresi negli 11 intervalli $[0\pm5]\%$; $[10\pm5]\%$; ...; $[100\pm5]\%$ della potenza apparente nominale; si effettui la misura della potenza attiva in condizioni stazionarie, dopo 1 minuto circa dall'effettuazione della regolazione (valori medi ad 1 min calcolati sulla base dei valori misurati alla frequenza fondamentale su finestra di 200 ms).
- Per ognuno degli 11 livelli di potenza attiva si dovranno registrare un valore della potenza reattiva induttiva e 1 per quella capacitiva, come valori medi ad 1 min calcolati sulla base delle misure alla frequenza fondamentale su finestra di 1s. Anche il fattore di potenza dovrà essere rilevato e riportato come media ad 1 minuto.
- In aggiunta alle misure ai valori limite di impostazione della potenza reattiva, si dovranno registrare i valori misurati impostando la potenza reattiva erogata a 0 ($\cos\varphi = 1$).

La modalità di visualizzazione dei risultati deve ripercorrere le indicazioni fornite al par. N.6.1.1, relativo ai generatori statici. La prova si intende superata con esito positivo se il valore rilevato, riportato in un grafico P-Q, è tutto esterno o al più coincidente con il perimetro della capability minima di Figura 17. Per ciascun punto misurato è ammesso uno scostamento massimo della potenza reattiva $\Delta Q \leq \pm 5\%$ della potenza apparente nominale del convertitore.

N.6.2 Scambio di potenza reattiva secondo un livello assegnato

Le unità di GD devono partecipare al controllo della tensione di rete, secondo quanto specificato in Allegato I. È prevista anche la possibilità di attuare una strategia centralizzata di controllo tramite segnale di regolazione da remoto, erogato dal Distributore.

Scopo della prova è verificare la capacità del sistema di controllo del convertitore di eseguire il comando di regolazione del livello di potenza reattiva tra i limiti massimi di capability (capability "rettangolare" o "semicircolare limitata", secondo la definizione data in N.6.1 e riportata in Figura 15 e Figura 17) sia in assorbimento che in erogazione della potenza reattiva e di verificare l'accuratezza della regolazione.

In assenza di un protocollo definito per lo scambio dei comandi di regolazione, è facoltà del costruttore di stabilire le modalità con cui eseguire i comandi di impostazione del punto di lavoro della potenza reattiva, sia per quanto riguarda il segnale fisico (analogico, su protocollo seriale, ecc.) che per il parametro di regolazione adottato (impostazione secondo un valore assoluto di potenza reattiva Q, oppure come valore del $\cos\varphi$).



N.6.2.1 Modalità di esecuzione della prova e registrazione dei risultati applicabile a generatori statici (ipotesi di regolazione tramite Q)

Le misure possono essere effettuate sia tramite campagna di acquisizioni in campo (p.es su un impianto di prova) oppure su banco di prova in laboratorio, purché quest'ultimo sia rappresentativo delle condizioni di funzionamento effettive del generatore (disponibilità di sorgente primaria simulata come riportato in Allegato Q). La procedura riportata di seguito si riferisce alle condizioni di laboratorio, ma può essere utilizzata anche per le misure in campo, ove necessario, sostituendo alla sorgente simulata quella primaria e impostando la prova in modo che il generatore sia in grado di erogare una potenza attiva prossima al $50\% \cdot S_n$ ($\pm 10\% \cdot S_n$).

- Impostare la sorgente c.c. affinché essa non presenti un limite (in potenza) per le prestazioni dell'inverter in esame (si ritiene corretto poter impostare la potenza attiva nominale dell'inverter); si proceda alla regolazione di potenza attiva dell'inverter, regolandola circa al $50\% \cdot S_n$.
- Utilizzando le modalità ed il parametro di controllo stabilito dal costruttore, variare la potenza reattiva erogata dal convertitore passando dal valore massimo induttivo (almeno pari a $Q_{\max|_{\text{ind}}} \leq -0,436 \cdot S_n$) direttamente a zero ($Q = 0$), per poi passare da zero al valore massimo capacitivo (pari a $Q_{\max|_{\text{cap}}} \geq +0,436 \cdot S_n$).
- Mantenere ciascuno dei 3 set-point limite per un tempo di 180s.
- Misurare la potenza reattiva erogata dall'inverter, almeno dopo 30s dall'istante in cui si è inviato il comando del nuovo set-point di regolazione della potenza reattiva (questo per assicurare che il sistema abbia raggiunto lo stato stazionario).

La prova si intende superata con successo se lo scostamento massimo tra il livello assegnato ed il valore attuale misurato (valore medio con finestra di 1 minuto) per la potenza reattiva è pari a:

- $\Delta Q \leq \pm 5\%$ della potenza apparente nominale del convertitore (impostazione diretta del livello di potenza reattiva)
- $\Delta \cos \varphi \leq \pm 0,02$ (impostazione tramite fattore di potenza)

La prova dovrà essere documentata sia in forma tabellare che grafica, come riportato negli esempi di Tabella 29 e di Figura 18.

Tabella 29 – Misura dell'accuratezza della regolazione della potenza reattiva in base ad un comando esterno

	Set point Potenza reattiva Q/S_n [%]	Potenza reattiva misurata Q/S_n [%]	Deviazione rispetto a set-point $\Delta Q/S_n$ [%]
$Q_{\max _{\text{ind}}}$	- 43,60		
0	0		
$Q_{\max _{\text{cap}}}$	+ 43,60		

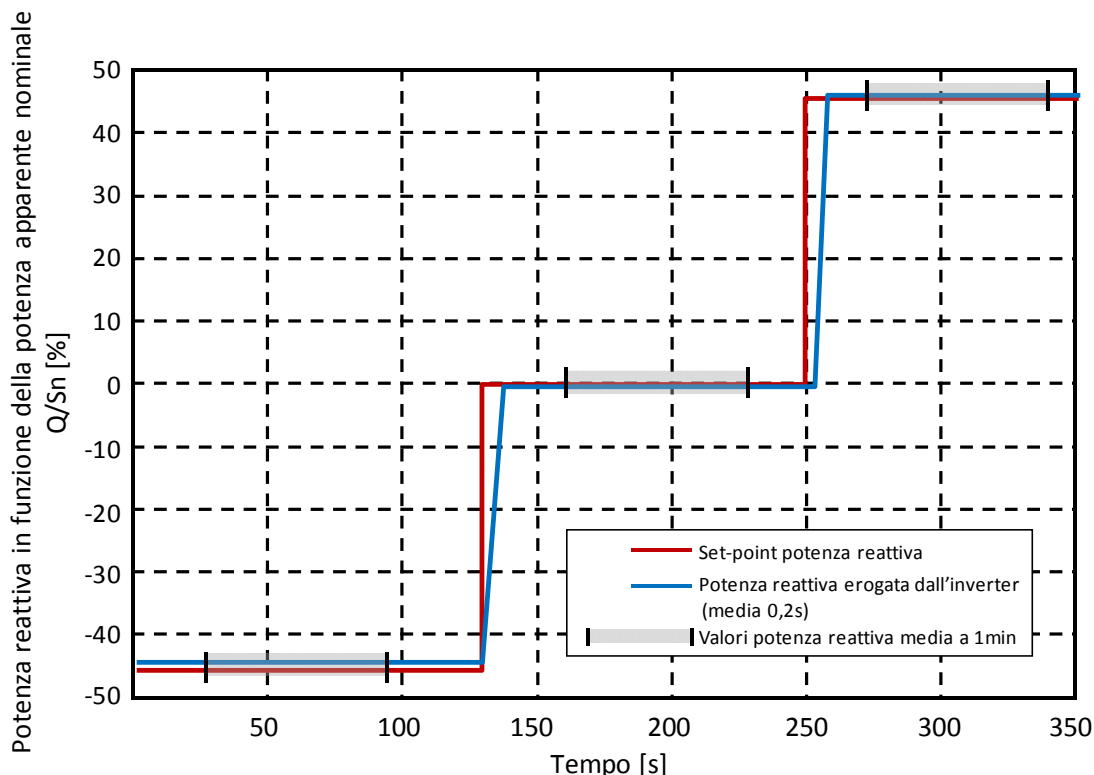


Figura 18 – Misura della potenza reattiva erogata in base ad un comando esterno, verifica di accuratezza

N.6.2.2 Modalità di esecuzione e registrazione della prova applicabile a generatori eolici

La verifica può essere effettuata secondo quanto prescritto dalla norma IEC/CEI 61400-21 ed. 2, sez. 6.7.2 e 7.7.2.

Il setpoint di potenza reattiva può essere fornito anche mediante l'utilizzo del sistema di controllo centralizzato dell'impianto eolico.

Le misure possono in alternativa essere effettuate su banco di prova (il banco deve rendere disponibile almeno l'intera potenza attiva nominale del generatore in prova):

- per i generatori FC, sostituendo il generatore elettrico con una sorgente AC con caratteristiche adeguate (Allegato V), a tensione e frequenza costante;
- per i generatori DFIG, facendo funzionare a banco il generatore elettrico, utilizzando un opportuno motore di trascinamento.

Deve essere quindi seguita la procedura descritta in N.6.2.1, adeguata per renderla applicabile ai generatori eolici.

La prova si intende superata con successo se lo scostamento massimo tra il livello assegnato ed il valore attuale misurato (valore medio con finestra di 1 minuto) per la potenza reattiva è pari a:

- $\Delta Q \leq \pm 5\%$ della potenza apparente nominale del convertitore (impostazione diretta del livello di potenza reattiva)
- $\Delta \cos \varphi \leq \pm 0,02$ (impostazione tramite fattore di potenza).



N.6.2.3 Tempo di risposta ad una variazione a gradino del livello assegnato

Ad integrazione dei requisiti oggetto delle prove di cui al par. N.6.2, relativi al controllo della tensione di rete tramite scambio di potenza reattiva, è necessario non solo verificare l'accuratezza del sistema di controllo dei generatori, ma anche il tempo di risposta degli stessi quando sia applicata una variazione a gradino del livello di potenza reattiva richiesta dal comando esterno.

Lo scopo della prova è di misurare il tempo di risposta del generatore statico ad un gradino applicato al comando di erogazione della potenza reattiva, passando da un livello ad un altro livello con le modalità descritte di seguito ed illustrate in Figura 19.

- Dai risultati delle prove di capability di cui al par. N.6.1 (e N.6.1.1) si rilevino i valori $Q_{\max|_{\text{cap}}}$ e $Q_{\max|_{\text{ind}}}$ della potenza reattiva capacitiva e induttiva massima erogabile dal convertitore rispettivamente al 50% ed al 100 % della potenza attiva nominale.
- Si riportino in un grafico analogo a quello esemplare di Figura 19 i valori misurati come medie a 0,2 s della potenza reattiva durante l'esecuzione di comandi di regolazione della potenza reattiva con variazioni a gradino, quando il generatore eroga rispettivamente una potenza attiva pari al 50% (Prova 1) ed il 100 % della potenza attiva nominale P_n (Prova 2).

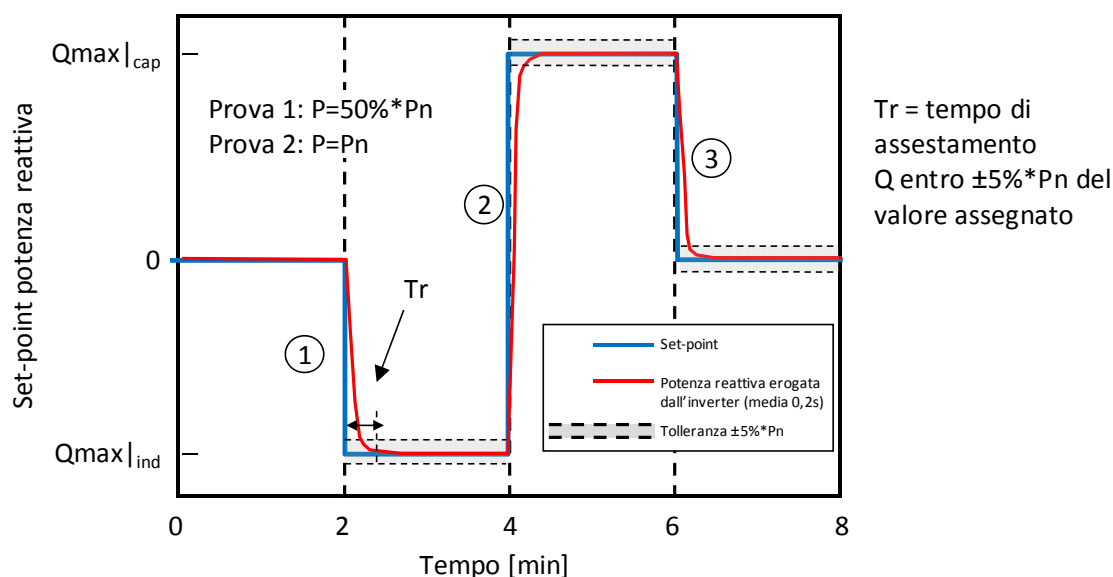


Figura 19 – Misura del tempo di risposta a variazioni a gradino del set-point assegnato per la potenza reattiva

- Si rilevi il tempo di risposta (Tr = tempo di assestamento nel grafico di Figura 19), che equivale all'intervallo di tempo che intercorre dall'istante di applicazione del nuovo set-point all'istante in cui la potenza reattiva raggiunge un valore all'interno di un intervallo compreso entro una banda di $\pm 5\% S_n$ del nuovo valore assegnato.
- Come riportato in Figura 19 il tempo di risposta deve essere rilevato in corrispondenza di una variazione del set-point da zero a $Q_{\max|_{\text{ind}}}$ (passo 1), da $Q_{\max|_{\text{ind}}}$ a $Q_{\max|_{\text{cap}}}$ (passo 2) e da $Q_{\max|_{\text{cap}}}$ a zero (passo 3).

I valori del tempo di risposta dovranno essere documentati nel test report, che dovrà anche indicare i valori di $Q_{\max|_{\text{cap}}}$, $Q_{\max|_{\text{ind}}}$, della potenza erogata durante la prova ed il metodo utilizzato per inviare il comando di controllo del set-point della potenza reattiva.

Per i generatori eolici, la prova può essere eseguita in accordo alla norma IEC / CEI 61400-21 ed. 2, sez. 6.7.2 e 7.7.2.

Il setpoint di potenza reattiva può essere fornito anche mediante l'utilizzo del sistema di controllo centralizzato dell'impianto eolico.



Le misure per i generatori eolici possono in alternativa essere effettuate su banco di prova (il banco deve rendere disponibile almeno l'intera potenza attiva nominale del generatore in prova):

- Per i generatori FC, sostituendo il generatore elettrico con una sorgente AC con caratteristiche adeguate (Allegato V), a tensione e frequenza costante;
- Per i generatori DFIG, facendo funzionare a banco il generatore elettrico, utilizzando un opportuno motore di trascinamento.

Deve essere quindi seguita la procedura descritta nel presente paragrafo per i generatori statici, adeguata per renderla applicabile ai generatori eolici. Le misure effettuate devono quindi essere completate con la verifica dei tempi di risposta della parte meccanica.

Sia per i generatori statici che eolici, la prova è superata se il tempo di risposta massimo rilevato è inferiore a 10 secondi in tutte le condizioni di misura.

N.6.3 Regolazione automatica di potenza reattiva secondo una curva caratteristica $\cos\varphi = f(P)$

Tutti i generatori statici ed eolici utilizzati in impianti connessi in MT devono poter assorbire potenza reattiva in modo automatico ed autonomo (logica di controllo locale) secondo una curva caratteristica del fattore di potenza/della potenza attiva $= f(P)$.

La prova ha come scopo di verificare che il convertitore oppure il combinato controllore-generatore (come da Allegato O), segua la modalità di erogazione automatica della potenza reattiva secondo la curva caratteristica standard $\cos\varphi = f(P)$ riportata in I.2, secondo il metodo a).

La curva standard riportata in Figura 20 è definita univocamente dall'interpolazione lineare dei tre punti caratteristici:

- A: $P = 0,2 P_n$; $\cos\varphi = 1$
B: $P = 0,5 P_n$; $\cos\varphi = 1$
C: (generatori statici): $P = P_n$; $\cos\varphi = 0,9$ (in assorbimento di reattivo)
(generatori eolici): $P = P_n$; $\cos\varphi = 0,95$ (in assorbimento di reattivo)

Per i generatori statici, la regolazione secondo la curva caratteristica viene abilitata quando la tensione rilevata ai morsetti di uscita supera il valore "critico" di lock-in (per es. impostato a $V = 1,05 V_n$, si veda sempre il par. I.2).

Il valore di tensione di lock-in che abilita la modalità di erogazione automatica della potenza reattiva e che durante le prove deve essere impostato a $1,05 V_n$ (impostazione di "default" anche per la produzione di serie), deve essere regolabile tra V_n e $1,1 V_n$ con intervalli di $0,01 V_n$.

È a cura del Distributore specificare nel Regolamento di Esercizio il valore richiesto per la tensione di lock-in.

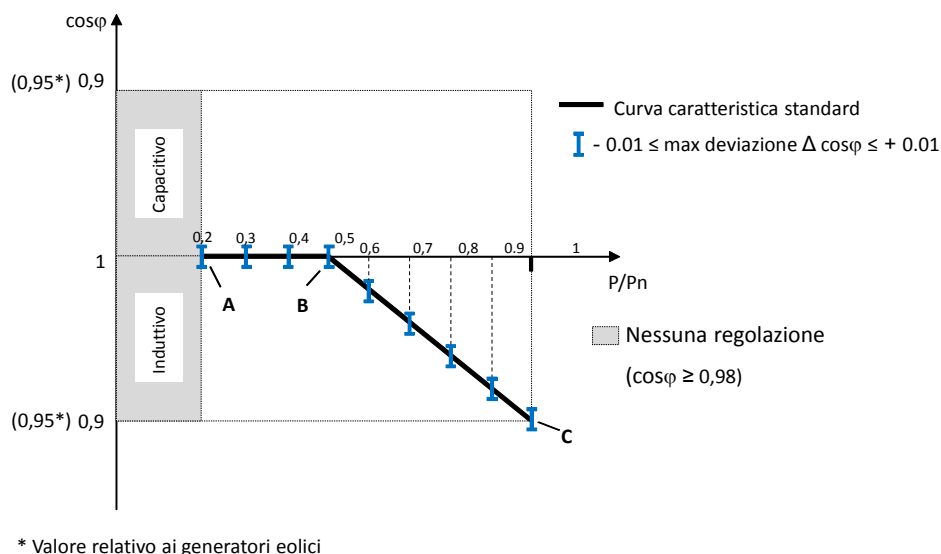


Figura 20 – Curva caratteristica standard $\cos\phi = f(P)$

Si ricorda che il tempo di assestamento massimo al nuovo valore di potenza reattiva sulla curva caratteristica deve essere regolato automaticamente dal generatore entro 10s (si vedano a questo proposito le prove sul tempo di risposta di cui in N.6.3).

La modalità di regolazione automatica viene disabilitata quando:

- la potenza attiva P erogata rientra sotto il 50 % di P_n (punto B), definito come lock-out in potenza, indipendente dalla tensione ai morsetti, oppure:
- la tensione letta ai morsetti di uscita del convertitore scende al di sotto del limite di lock-out, da impostare ad un valore di default pari a V_n , ma che deve essere regolabile nell'intervallo compreso tra $0,9V_n$ e V_n con intervalli di $0,01V_n$.

Per i generatori eolici non sono previste soglie di lock in e di lock out: la funzione è attiva in tutto il range di tensione (soglie in potenza).

N.6.3.1 Verifica di rispondenza alle modalità di applicazione della curva standard di erogazione $\cos\phi = f(P)$ per i generatori statici

Le misure possono essere effettuate sia tramite campagna di acquisizioni in campo (p.es su un impianto di prova) oppure su banco di prova, purché quest'ultimo sia rappresentativo delle condizioni di funzionamento effettive del generatore (disponibilità di sorgente primaria simulata come riportato in Allegato Q). L'uscita del generatore potrà essere collegata alla rete pubblica oppure ad un simulatore. Ai fini della verifica della funzionalità del meccanismo di Lock-in in tensione si procederà alla variazione dei parametri che regolano questa funzione nel primo caso (su rete pubblica), oppure alla regolazione diretta della tensione applicata ai morsetti di uscita del generatore, nel caso di rete simulata, mantenendo i parametri di Lock-In e Lock-out ai valori di default.

In base a quanto stabilito in I.2, con riferimento alla Figura 20, per la verifica di rispondenza alle modalità di applicazione della curva standard di erogazione si proceda come di seguito.

- Si colleghi il convertitore alla sorgente primaria o alla sorgente simulata e in uscita direttamente alla rete c.a., oppure tramite un simulatore di rete, purché questo consenta il funzionamento a piena potenza del generatore e la regolazione della tensione ai morsetti di uscita c.a. nel campo compreso tra $0,9V_n$ e $1,1V_n$;



- B. Si abiliti la funzione di regolazione secondo la curva “standard” agendo sul convertitore in base alle indicazioni fornite dal costruttore;
- C. Si imposti la sorgente primaria simulata, in modo che la potenza attiva erogata dal convertitore sia pari al 20% della potenza nominale $P = 0,2 \cdot P_n$ (punto A). In alternativa si imposti la sorgente in modo che sia disponibile almeno la potenza nominale del generatore e si regoli la potenza attiva agendo sul controllo del generatore in modo da erogare il $20\% \cdot P_n$; a questo scopo, si può utilizzare un interfaccia software e le modalità che il Costruttore metterà a disposizione, purché ciò non vada in alcun modo ad influire sull'erogazione di potenza reattiva in funzione della curva in esame. In queste condizioni, qualora il sistema sia collegato direttamente alla rete c.a., si imposti il parametro di lock-in a valori superiori al valore attuale della tensione disponibile ai morsetti di uscita del convertitore. In caso di utilizzo del simulatore, il valore di $V_{lock-in}$ può essere mantenuto al livello di default ($1,05V_n$) e la tensione impostata a V_n o comunque non superiore a $1,04 V_n$. In tal modo la funzione di regolazione in esame non è abilitata;
- D. Si misuri la potenza attiva, la potenza reattiva ed il fattore di potenza $\cos\phi$ come medie a 1s, riportando questi valori in una tabella (vedi Tabella 30) e in un grafico analogo a quello di Figura 20;
- E. Si ripeta la misura di cui al punto d) precedente aumentando la potenza attiva erogata agendo sul simulatore o tramite regolazione dell'inverter a scaglioni del 10 % della potenza nominale, dal 20 % P_n fino al 60 % P_n . Si verifichi al contempo che durante queste prove la tensione c.a. ai morsetti di uscita non superi il valore limite $V = 1,04 V_n$ (o il valore impostato per mantenere la funzione disabilitata, nel caso di collegamento diretto alla rete);
- F. Si trascrivano nella Tabella analoga al modello di Tabella 30 i valori della potenza attiva, potenza reattiva e del $\cos\phi$ rilevati durante le misure effettuate ai 5 livelli di potenza attiva erogata dal 20 % al 60 % della potenza nominale. In queste condizioni, essendo la tensione c.a. ai morsetti di uscita inferiore a $1,05 V_n$ (o al valore impostato), l'inverter NON deve abilitare l'erogazione della potenza reattiva;
- G. A questo punto, con potenza c.a. erogata sempre pari all'ultimo livello raggiunto in precedenza ($P = 0,6 P_n$), si aumenti la tensione del simulatore, affinché questa sia pari a $1,06 V_n$, superiore al limite “critico” $V = 1,05 V_n$. In alternativa, per il sistema connesso direttamente alla rete si riduca sia il valore del parametro di lock-out che quello di lock-in al di sotto del valore attuale della tensione di rete (p.es portandoli rispettivamente a $0,95V_n$ e $0,99V_n$ nel caso in cui la tensione disponibile sia pari a V_n);
- H. Si ripeta la misura di cui al punto d) precedente aumentando la potenza attiva erogata a scaglioni del 10 % della potenza nominale, dal 60% P_n fino al 100% P_n (sempre con tensione c.a. letta ai morsetti di uscita superiore a $V = 1,05 V_n$ nel caso di utilizzo del simulatore o $V_{lock-In}$ pari a $0,99V_n$, essendo V_n la tensione letta ai morsetti di uscita del convertitore qualora collegato alla rete pubblica);
- I. Si trascrivano nella tabella i valori della potenza attiva, potenza reattiva e del $\cos\phi$ rilevati durante le misure effettuate ai 5 livelli di potenza attiva erogata dal 60 % al 100 % della potenza nominale. In queste condizioni, essendo la tensione c.a. ai morsetti di uscita superiore a $1,05 V_n$ ($0,99V_n$ nel caso di collegamento alla rete con tensione almeno pari a V_n), il generatore statico deve attivare l'erogazione della potenza reattiva seguendo la curva caratteristica standard;
- J. Con generatore in piena erogazione di potenza attiva, tensione c.a. di uscita superiore al $105\% \cdot V_n$ (o $0,99 \cdot V_n$) e quindi potenza reattiva erogata pari al limite massimo $\cos\phi=0,90$ in assorbimento di reattivo, si riduca la tensione c.a. portandola ad un valore inferiore alla soglia di lock-in e leggermente superiore alla soglia di lock-out, ad esempio $1,01 \cdot V_n$ (oppure, su rete alla tensione V_n si aumenti il parametro di Lock-out affinché sia leggermente inferiore al valore attuale della tensione letta ai morsetti di uscita del convertitore (p.es. $0,99 \cdot V_n$), portando contemporaneamente il valore del parametro di Lock-In al suo livello di default, pari a $1,05V_n$), verificando che la potenza reattiva rimanga agganciata al valore limite massimo. Questo serve a verificare che, una volta superato il valore di tensione “critico” di Lock-In, il generatore permane in modalità di erogazione della potenza reattiva secondo la curva caratteristica standard, mantenendo questo comportamento per tutti i valori di tensione di uscita superiori alla soglia di Lock-Out (soglia di default impostata a V_n).



K. A questo punto, partendo dalle condizioni finali di cui al punto precedente, si può completare la sequenza riducendo ulteriormente la tensione c.a. (o innalzando ulteriormente la soglia di Lock-Out) fino a farla scendere al di sotto del valore impostato per la soglia di Lock-Out, (p.es. portando V_{ca} a $0,99 \cdot V_n$ su rete simulata o innalzando la soglia di Lock-out a 1,01 il valore attuale della tensione ai morsetti di uscita del generatore nel caso si utilizzi il metodo di prova alternativo). In tali condizioni il generatore dovrà interrompere l'erogazione della potenza reattiva.

Per ciascun punto di lavoro, lo scostamento massimo del $\cos\phi$ rispetto al valore previsto in base alla curva caratteristica standard ($\Delta\cos\phi_{max}$) deve essere compreso tra - 0,01 e + 0,01.

Tabella 30 – verifiche di erogazione della potenza reattiva secondo la curva caratteristica standard $\cos\phi=f(P)$

P/P _n [%]	P [W]	Q [VAr]	$\cos\phi$ misurato	$\cos\phi$ atteso	$\Delta \cos\phi$
20 %					
30 %					
40 %					
50 %					
60 %					
70 %					
80 %					
90 %					
100 %					

NOTA Il Distributore può prescrivere curve caratteristiche diverse da quella standard in base alla tipologia di rete, al carico e alla potenza immessa. Tuttavia la curva caratteristica $\cos\phi = f(P)$ è, di norma, univocamente definita come spezzata poligonale passante per i tre punti A, B e C di cui alla Figura 19.

Per questo motivo il costruttore, oltre a pre-impostare di fabbrica il sistema di controllo in base alla curva "standard" oggetto di verifica tramite prove di tipo oggetto del presente paragrafo, dovrà parametrizzare la curva di regolazione in modo da renderla regolabile variando i soli 3 punti A, B e C.

Di conseguenza il metodo di regolazione cosiddetto a " $\cos\phi$ fisso" di cui in I.2 (curva di tipo b), non necessita di verifica, in quanto derivabile dalla curva caratteristica $\cos\phi = f(P)$ impostando in maniera coerente i parametri di regolazione dei punti A, B e C.

N.6.3.2 Verifica di rispondenza alle modalità di applicazione della curva standard di erogazione $\cos\phi = f(P)$ per i generatori eolici

Le prove sono eseguite in base a quanto stabilito in I.2, con riferimento alla Figura 20, per la verifica di rispondenza alle modalità di applicazione della curva standard di erogazione.

Per i generatori eolici le misure possono essere effettuate:

- tramite campagna di acquisizioni in campo (p.es. su un impianto di prova)
- su banco prova o tramite prove in impianto, con la sorgente primaria in grado di fornire la potenza nominale del generatore, regolando il punto di lavoro della potenza attiva
- tramite prove sul solo sistema di controllo, verificando che i segnali di uscita siano coerenti con la curva richiesta $\cos\phi = f(P)$. La prova deve essere integrata con la esecuzione di prove addizionali sul generatore tali da verificare la sua completa risposta dinamica nel campo di variazione di tensione previsto. Tali prove addizionali sono finalizzate ad assicurare che anche il sistema integrato (generatore + controllo) risulti comunque conforme alle specifiche richieste dalla norma.

Le misure effettuate tramite campagna di acquisizioni in campo devono prevedere l'abilitazione della funzione di regolazione secondo la curva "standard", agendo sul generatore in base alle indicazioni fornite dal costruttore. Si provvede quindi a misurare la potenza attiva, la potenza reattiva ed il fattore di potenza $\cos\phi$ come medie a 1s, riportando questi valori in una tabella (vedi Tabella 30) e in un grafico analogo a quello di Figura 20. Le acquisizioni devono essere effettuate per un periodo sufficiente a garantire l'ottenimento di una adeguata serie di punti per ciascun intervallo di potenza attiva 20% +/-5%, 30% +/-5%, 40% +/-5%, ..., 100% +/-5%.



Per ciascun punto di lavoro, lo scostamento massimo del $\cos\varphi$ rispetto al valore previsto in base alla curva caratteristica standard ($\Delta\cos\varphi_{\max}$) deve essere compreso tra - 0,01 e + 0,01.

Le misure effettuate in impianto regolando il punto di lavoro della potenza attiva prevedono la disponibilità della fonte primaria di energia a piena potenza. La procedura di prova diventa quindi la seguente:

- A. Si abiliti la funzione di regolazione secondo la curva “standard” agendo sul generatore in base alle indicazioni fornite dal costruttore;
- B. Si regoli la potenza attiva agendo sul controllo del generatore in modo da erogare il $20\%P_n$; a questo scopo, si può utilizzare l'interfaccia software e le modalità che il Costruttore metterà a disposizione, purché ciò non vada in alcun modo ad influire sull'erogazione di potenza reattiva in funzione della curva in esame.
- C. Si misuri la potenza attiva, la potenza reattiva ed il fattore di potenza $\cos\varphi$ come medie a 1s, riportando questi valori in una tabella (vedi Tabella 30) e in un grafico analogo a quello di Figura 20;
- D. Si ripeta la misura di cui al punto c) precedente aumentando la potenza attiva erogata agendo sulla regolazione del generatore a scaglioni del 10 % della potenza nominale, dal 20 % P_n fino al 100 % P_n ;

Per ciascun punto di lavoro, lo scostamento massimo del $\cos\varphi$ rispetto al valore previsto in base alla curva caratteristica standard ($\Delta\cos\varphi_{\max}$) deve essere compreso tra - 0,01 e + 0,01.

Le misure effettuate sul solo sistema di controllo, verificando che i segnali di uscita siano coerenti con la curva richiesta $\cos\varphi = f(P)$, prevedono di effettuare la prova a banco, simulando le grandezze reali con segnali opportunamente inviati al sistema di controllo. La prova può essere eseguita solo nel caso il sistema di controllo possa essere fatto funzionare a banco senza alcuna conseguente alterazione della propria operatività. La procedura di prova diventa quindi la seguente:

- A. Si abiliti la funzione di regolazione secondo la curva “standard” agendo sul convertitore in base alle indicazioni fornite dal costruttore;
- B. Si regoli il livello di potenza attiva agendo sul sistema di controllo del generatore in modo da prevedere l'erogazione del $20\%P_n$;
- C. Si misuri i segnali generati dal sistema di controllo (potenza attiva, potenza reattiva ed il fattore di potenza $\cos\varphi$) come medie a 1s, riportando questi valori (opportunamente scalati) in una tabella (vedi Tabella 30) e in un grafico analogo a quello di Figura 20;
- D. Si ripeta la misura di cui al punto c) precedente aumentando la potenza attiva agendo sul sistema di controllo a scaglioni del 10 % della potenza nominale, dal 20 % P_n fino al 100 % P_n ;

Per ciascun punto di lavoro, lo scostamento massimo del $\cos\varphi$ rispetto al valore previsto in base alla curva caratteristica standard ($\Delta\cos\varphi_{\max}$) deve essere compreso tra -0,01 e + 0,01.

La prova sul solo sistema di controllo, deve essere valutata in combinazione con la prova di risposta del generatore alla variazioni dei segnali di uscita del sistema di controllo testato.

Per i generatori eolici FC di potenza fino a 100 kW le misure possono in alternativa essere effettuate su banco di prova, sostituendo il generatore elettrico con una sorgente AC con caratteristiche adeguate (Allegato V), a tensione e frequenza costante. La sorgente AC deve rendere disponibile almeno l'intera potenza attiva nominale del generatore in prova. In tal caso il convertitore deve essere collegato alla sorgente primaria o alla sorgente simulata e in uscita direttamente alla rete AC, oppure tramite un simulatore di rete, purché questo consenta il funzionamento a piena potenza del generatore e la regolazione della tensione ai morsetti di uscita AC nel campo compreso tra $0,9 \cdot V_n$ e $1,1 \cdot V_n$. In questo caso la procedura di prova diventa la seguente:

- A. Si abiliti la funzione di regolazione secondo la curva “standard” agendo sul convertitore in base alle indicazioni fornite dal costruttore;



- B. Si imposti la sorgente in modo che sia disponibile almeno la potenza nominale del generatore e si regoli la potenza attiva agendo sul controllo del generatore in modo da erogare il $20\%P_n$; a questo scopo, si può utilizzare l'interfaccia software e le modalità che il Costruttore metterà a disposizione, purché ciò non vada in alcun modo ad influire sull'erogazione di potenza reattiva in funzione della curva in esame.
- C. Si misuri la potenza attiva, la potenza reattiva ed il fattore di potenza $\cos\phi$ come medie a 1s, riportando questi valori in una tabella (vedi Tabella 30) e in un grafico analogo a quello di Figura 20;
- D. Si ripeta la misura di cui al punto c) precedente aumentando la potenza attiva erogata agendo sulla regolazione dell'inverter a scaglioni del 10 % della potenza nominale, dal 20 % P_n fino al 100 % P_n ;

Per ciascun punto di lavoro, lo scostamento massimo del $\cos\phi$ rispetto al valore previsto in base alla curva caratteristica standard ($\Delta\cos\phi_{\max}$) deve essere compreso tra - 0,01 e + 0,01.

N.6.4 Erogazione/assorbimento automatico di potenza reattiva secondo una curva caratteristica $Q=f(V)$

Secondo quanto stabilito in I.3, tutti i generatori collegati a linee di media tensione devono poter assorbire o erogare potenza reattiva in modo automatico ed autonomo (logica di controllo locale) secondo la curva caratteristica $Q = f(V)$ riportata a titolo esemplificativo in Figura 21.

La prova ha come scopo di verificare che il generatore oppure il combinato controllore-generatore (come da Allegato O) segua la modalità di erogazione automatica della potenza reattiva secondo la curva caratteristica standard $Q = f(V)$ riportata in I.2.

Essendo il funzionamento secondo questo criterio di regolazione assimilato ad un servizio di rete erogato dall'Utente Attivo su richiesta del Distributore, vale quanto di seguito specificato.

L'attivazione è subordinata alla disponibilità di una opportuna regolamentazione stabilita dall'AEEG (modalità di attivazione e di esercizio; condizioni economiche).

L'attivazione dovrà avvenire dietro richiesta del Distributore, in occasione della emissione del Regolamento di Esercizio. Il Distributore dovrà altresì specificare i valori dei parametri che caratterizzano univocamente la curva, ovvero: V_{1i} , V_{2i} , V_{1s} e V_{2s} , nonché il valore di lock-in di potenza attiva (valore di default $P = 0,2P_n$).

I parametri V_{1i} , V_{2i} , V_{1s} e V_{2s} devono poter essere impostati nel campo $0,9 \div 1,1 V_n$ con passo $0,01V_n$. Al fine di facilitare l'esecuzione delle prove di tipo, è stato stabilito convenzionalmente di impostare i parametri caratterizzanti la curva come segue:

- $V_{1s} = 1,08V_n$; $V_{2s} = 1,1V_n$;
- $V_{1i} = 0,92V_n$; $V_{2i} = 0,9V_n$

nonché il valore di lock-in di potenza attiva (valore di default = $0,2P_n$).

È facoltà del laboratorio di prova utilizzare dei valori di V_{1s} e V_{1i} diversi da quelli di default durante l'esecuzione delle prove, purché nei limiti di regolazione previsti dalla norma. Le regolazioni delle tensioni e dei parametri utilizzati durante l'esecuzione del protocollo di verifica andranno adattati di conseguenza (si veda quanto riportato in N.6.4.1). Il rapporto di prova dovrà riportare i parametri caratteristici utilizzati.

N.6.4.1 Verifica di rispondenza alle modalità di applicazione della curva caratteristica $Q=f(V)$ per i generatori statici

Le misure possono essere effettuate sia tramite campagna di acquisizioni in campo (p.es su un impianto di prova) oppure su banco di prova, purché quest'ultimo sia rappresentativo delle condizioni di funzionamento effettive del generatore (disponibilità di sorgente primaria simulata come riportato in Allegato Q).



L'uscita del generatore potrà essere collegata ad un simulatore in grado di operare a piena potenza nel campo $0,9V_n \div 1,1V_n$ oppure direttamente alla rete pubblica.

In quest'ultimo caso la verifica dovrà essere effettuata modificando di volta in volta i parametri di tensione caratterizzanti la curva $Q=f(V)$, affinché sia possibile attivare la funzione di regolazione e verificare la capacità regolante del generatore su tutta la dinamica della potenza reattiva da $-Q_{max}$ a $+Q_{max}$, pur avendo a disposizione una tensione fissa ai morsetti di uscita.

Per generatori statici, in base a quanto stabilito in I.3, con riferimento alla Figura 21 e a quanto riportato sopra, per la verifica di rispondenza alle modalità di applicazione della curva caratteristica $Q=f(V)$ si procede come di seguito.

- A. Si colleghi il convertitore alla sorgente primaria o alla sorgente simulata e in uscita direttamente alla rete c.a., oppure tramite un simulatore di rete, purché questo consenta il funzionamento a piena potenza del generatore e la regolazione della tensione ai morsetti di uscita c.a. nel campo compreso tra $0,9V_n$ e $1,1V_n$.
- B. Si abiliti la funzione di regolazione secondo la curva "standard" di cui alla Figura 21, agendo sul convertitore in base alle indicazioni fornite dal costruttore.
- C. Si imposti il simulatore di rete in modo che la tensione letta ai morsetti di uscita del convertitore sia pari a $1,07V_n$ e la sorgente c.c. in modo che la potenza attiva erogata in uscita sia inferiore a $0,2P_n$ (quindi inferiore al valore di Lock-In che abilita la regolazione secondo la curva $Q(V)$); alternativamente, si imposti l'inverter con potenza inferiore a $0,2P_n$ e si regoli il valore di $V1s=1,01V_n$ e di $V2s=1,03V_n$ (questo nell'ipotesi che la tensione di rete sia pari a V_n , altrimenti si dovranno impostare valori del 101% e del 103% del valore attuale misurato in uscita al convertitore rispettivamente per $V1s$ e per $V2s$).
- D. Si misuri la potenza attiva e la potenza reattiva come medie a 1 sec, riportando questi valori in una tabella (vedi esempio in Tabella 31) e in un grafico analogo a quello di Figura 21 per la potenza reattiva.
- E. Si ripeta la misura di cui al punto d) precedente aumentando la tensione di uscita (simulatore) a step di 1 V, dal valore iniziale pari a $1,07V_n$ fino a $1,09V_n$. In queste condizioni, essendo la potenza attiva erogata inferiore a $0,2P_n$ l'inverter NON deve abilitare l'erogazione della potenza reattiva; alternativamente si imposti il valore di $V1s=0,99V_n$ e $V2s=1,01V_n$ (rispettivamente al 99% e 101% del valore attuale della tensione di uscita).
- F. A questo punto, con tensione c.a. sempre pari a $1,09V_n$, si aumenti la potenza attiva erogata agendo sulla sorgente c.c. (o sull'impostazione del convertitore), affinché questa sia superiore (+10%) del limite di Lock-In, quindi portandola al valore di $0,3P_n$.
- G. Si verifichi che, trascorsi non oltre 10 s dall'istante in cui la potenza attiva erogata ha superato il limite di Lock-In, il generatore abiliti l'erogazione della potenza reattiva. Si riporti il valore della potenza attiva e di quella reattiva erogata nella Tabella 31 e nel grafico, analogo a quello di Figura 21, che mette a confronto la curva attesa con quella rilevata sperimentalmente. In base alle impostazioni di default della curva standard, il livello atteso di potenza reattiva deve essere pari a $-0,5Q_{min}$ (a meno di una tolleranza pari a $\Delta Q \leq \pm 5\% S_n$).
- H. Si ripeta la misura di cui al punto g) precedente aumentando la potenza attiva erogata a scaglioni del 10% della potenza nominale dal $30\%P_n$ fino al $100\%P_n$, sempre con tensione c.a. letta ai morsetti di uscita tenuta al valore di $V=1,09V_n$ (ovvero mantenendo la regolazione di $V1s$ e di $V2s$ rispettivamente di un punto percentuale inferiore e superiore al valore attuale della tensione di rete).
- I. Si trascrivano nella tabella i valori della potenza attiva, potenza reattiva e tensione c.a. rilevati durante le misure effettuate agli 8 livelli di potenza attiva erogata dal 30% al 100% della potenza nominale. In queste condizioni, essendo la tensione c.a. ai morsetti di uscita pari a $1,09V_n$ (ovvero nel punto di mezzo della zona di regolazione in assorbimento di reattivo sulla curva $Q=f(V)$, con tensione di rete a +1% da $V1s$ e -1% da $V2s$), l'inverter deve continuare ad erogare un livello di potenza reattiva pari a $-0,5Q_{min}$ (a meno di una tolleranza pari a $\Delta Q \leq \pm 5\% S_n$), seguendo la curva caratteristica standard.



- J. A questo punto è possibile aumentare la tensione ai morsetti di uscita fino a $1,1V_n$ (in alternativa impostare V_{1s} a -2% e V_{2s} al valore attuale della tensione di rete) per registrare i valori corrispondenti della potenza attiva, che deve essere pari a P_n (ultimo punto registrato al passo precedente) e della potenza reattiva, che deve raggiungere stabilmente il limite minimo della capability pari a $-Q_{min}$ (a meno di una tolleranza pari a $\Delta Q \leq \pm 5\% S_n$).
- K. Con inverter in piena erogazione di potenza attiva, tensione c.a. di uscita pari al $110\%V_n$ e quindi potenza reattiva erogata pari al limite massimo ($-Q_{min}$, in assorbimento di reattivo), si riduca la potenza attiva portandola prima al $10\%P_n$ e poi, trascorsi almeno 30 sec, al di sotto del $5\%P_n$. Durante la sequenza si dovrà verificare che la potenza reattiva rimanga al valore massimo/induttivo ($-Q_{min}$) in corrispondenza del primo gradino di potenza attiva $100\% \rightarrow 10\%$, per scendere a valori prossimi a zero SOLO dopo aver effettuato il secondo scalino dal $10\%P_n \rightarrow \leq 5\%P_n$. Questo serve a verificare che, una volta superato il valore di potenza attiva di Lock-In, l'inverter permane in modalità di erogazione della potenza reattiva secondo la curva caratteristica standard, mantenendo questo comportamento per tutti i valori di potenza attiva erogata in uscita superiori alla soglia di Lock-Out (soglia di default impostata a $5\%P_n$).

Per ciascun punto di lavoro, lo scostamento massimo della potenza reattiva rispetto al valore previsto in base alla curva caratteristica standard deve essere inferiore a $\Delta Q \leq \pm 5\% S_n$.

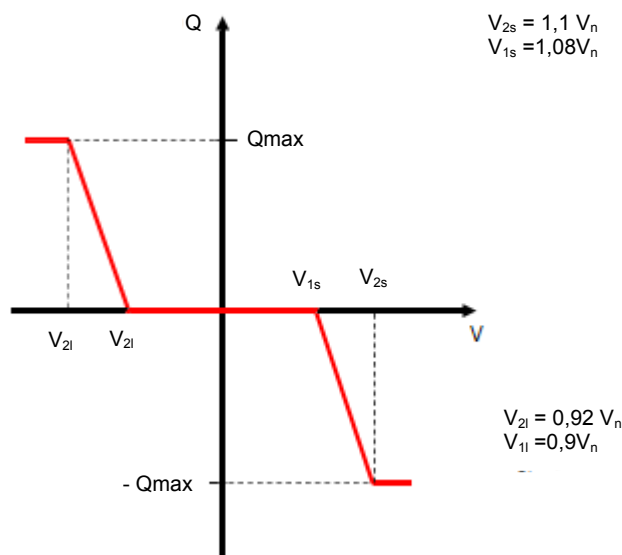


Figura 17 - Curva caratteristica standard $Q = f(V)$



Tabella 31 –Verifiche di erogazione della potenza reattiva secondo la curva caratteristica standard $Q=f(V)$

P/P _n [%] Set-point	Vac [V] Set-point	P/P _n [%] misurata	Vac [V] misurata	Q [VAr] misurata	Q [Var] atteso	Δ Q ($\leq \pm 5\%$ P _n)
< 20%	1,07V _n				≈0 (<±5%S _n)	
< 20%	1,09V _n				≈0 (<±5%S _n)	
<20% → 30%	1,09V _n				-0,5Qmin (entro 10sec)	
40%	1,09V _n				-0,5Qmin	
50%	1,09V _n				-0,5Qmin	
60%	1,09V _n				-0,5Qmin	
70%	1,09V _n				-0,5Qmin	
80%	1,09V _n				-0,5Qmin	
90%	1,09V _n				-0,5Qmin	
100%	1,09V _n				-0,5Qmin	
100%	1,1V _n				-Qmin	
100% → 10%	1,1V _n				-Qmin	
10% → ≤ 5%					≈0 (<±5%S _n)	

Con modalità analoghe si dovrà registrare il comportamento secondo la curva caratteristica $Q = f(V)$ anche in produzione di reattivo, operando ai limiti inferiori di tensione, fissati ad esempio in $V_{2i} = 0,9V_n$ e $V_{1i} = 0,92 V_n$.

Durante la prova in sotto-tensione è ammesso che l'apparecchiatura sotto test limiti la potenza attiva massima, per poter erogare la potenza reattiva richiesta secondo la curva caratteristica rimanendo entro i limiti di massima corrente erogabile (cfr. come definita dalla curva di capability).

N.6.4.2 Verifica di rispondenza alle modalità di applicazione della curva caratteristica $Q=f(V)$ per i generatori eolici

Le misure possono essere effettuate sia tramite campagna di acquisizioni in campo (p.es su un impianto di prova) oppure su banco di prova, purché quest'ultimo sia rappresentativo delle condizioni di funzionamento effettive del generatore (per i generatori FC, disponibilità di sorgente primaria simulata AC come riportato in Allegato V).

L'uscita del generatore potrà essere collegata ad un simulatore in grado di operare a piena potenza nel campo $0,9V_n \div 1,1V_n$ oppure direttamente alla rete pubblica.

In quest'ultimo caso la verifica dovrà essere effettuata modificando di volta in volta i parametri di tensione caratterizzanti la curva $Q=f(V)$, affinché sia possibile attivare la funzione di regolazione e verificare la capacità regolante del generatore su tutta la dinamica della potenza reattiva da $-Q_{max}$ a $+Q_{max}$, pur avendo a disposizione una tensione fissa ai morsetti di uscita. In alternativa, è possibile prevedere anche la simulazione delle misure di tensione in ingresso al sistema di controllo. La prova deve essere integrata con la esecuzione di prove addizionali sul generatore tali da verificare la sua completa risposta dinamica nel campo di variazione di tensione previsto.

È ammesso che l'apparecchiatura sotto test limiti la potenza attiva massima, per poter erogare la potenza reattiva richiesta secondo la curva caratteristica rimanendo entro i limiti di massima corrente erogabile (cfr. come definita dalla curva di capability).

Nel caso di generatori eolici DFIG, i valori di Q_{max} si riferiscono alle condizioni di tensione nominale del generatore, e potrebbero subire delle variazioni nel campo $0,9V_n \div 1,1V_n$. È inoltre possibile valutare la curva $Q=f(V)$ ai morsetti MT del trasformatore dell'aerogeneratore.



Le modalità di esecuzione della prova sono equivalenti a quanto indicato nel par. N.6.4.1 per i generatori statici, opportunamente adattate ai generatori eolici.

Per ciascun punto di lavoro, lo scostamento massimo della potenza reattiva rispetto al valore previsto in base alla curva caratteristica standard deve essere inferiore a $\Delta Q \leq \pm 5\% S_n$.

Nel caso di generatori DFIG, se i valori di Q_{max} nel campo $0.9 V_n - 1.1 V_n$ differiscono dai valori dati a tensione nominale, la valutazione dello scostamento ($\Delta Q \leq \pm 5\% S_n$) dovrà essere fatta con riferimento alla caratteristica i cui valori di Q_{max} sono quelli a $1.1 V_n$ e $0.9 V_n$, diversi da quelli a tensione nominale.

N.7 Verifica dei requisiti costruttivi circa la regolazione di potenza attiva

I generatori statici devono essere dotati di funzioni di regolazione della potenza attiva immessa in rete secondo 4 modalità distinte:

- N.7.1 Limitazione automatica in logica locale, per valori di tensione prossimi al 110% di V_n , secondo quanto stabilito in 8.8.6.4.1 ed in Allegato J (par. J.2);
- N.7.2 Limitazione automatica per transitori di sovrافrequenza originatisi sulla rete, secondo quanto stabilito in 8.8.6.4.2 ed in Allegato J (par. J.3);
- N.7.3 Incremento automatico per transitori di sottofrequenza originatisi sulla rete, secondo quanto stabilito in 8.8.6.4.3 ed in Allegato K;
- N.7.4 Su comando esterno proveniente dal Distributore, e/o in logica centralizzata (8.8.6.3, vedi anche Allegato M).

N.7.1 Verifica della limitazione della potenza attiva in logica locale, per tensioni prossime al 110% V_n

Scopo della prova è verificare la funzione di riduzione automatica della potenza attiva quando la tensione letta ai morsetti del generatore abbia valore prossimo al 110% di V_n .

In ragione delle differenti tecnologie di convertitori e di generatori eolici, della disponibilità della fonte primaria o di una sorgente simulata in grado di erogare la potenza nominale del generatore e della eventuale disponibilità di un simulatore di rete di taglia adeguata, è possibile adottare uno qualsiasi dei seguenti metodi di prova alternativi.

- N.7.1.a) Prove a piena potenza su rete simulata: applicabile nei casi in cui sia disponibile un simulatore di rete in grado di modificare i parametri di tensione ai morsetti di uscita del generatore nel campo compreso tra V_n e 115% di V_n per i generatori statici e tra V_n e 110% di V_n per i generatori eolici. Nel caso dei sistemi di conversione fotovoltaici, la fonte primaria potrà essere sostituita da una sorgente DC avente le caratteristiche riportate in Allegato Q, purché in grado di erogare in modo continuativo la potenza nominale del convertitore. Nel caso di sistemi eolici, questa metodologia può essere adottata limitatamente ai generatori FC di potenza inferiore a 100 kW, dove la fonte primaria potrà essere sostituita da una sorgente AC con tensione e frequenza costanti.
- N.7.1.b) Prova su rete pubblica con modifica dei parametri di controllo: in questo caso per effettuare le prove è consentito modificare i parametri oppure le tensioni utilizzate dal sistema di regolazione della potenza in caso di sovratensione, in modo da simulare un incremento della tensione ed il successivo rientro della stessa nell'intorno del valore nominale. Tutto ciò è possibile a condizione che il sistema consenta di modificare i parametri con macchina collegata alla rete o comunque non in modalità stand-by.
- N.7.1.c) Prova sul solo sistema di controllo, tramite generatore di segnale in grado di simulare la tensione con eventuale scalatura. In genere questa prova può essere effettuata solo a generatore (convertitore) in stand-by e comunque non connesso alla rete. Pertanto la prova in tali casi si limiterà a registrare in una opportuna forma i segnali che definiscono la limitazione di potenza del generatore presenti sulle uscite del sistema di controllo. La prova deve essere integrata con la esecuzione di prove aggiuntive sul generatore tali da verificare la sua completa risposta dinamica nel campo di variazione di tensione e frequenza previsto.



N.7.1.1 Esecuzione delle prove e verifica dei risultati per generatori statici

Con riferimento al metodo di prova su rete simulata, si veda il punto N.7.1.a), si proceda come segue:

- si colleghi il convertitore alla sorgente simulata purché questo consenta il funzionamento a piena potenza del generatore e la regolazione della tensione ai morsetti di uscita c.a. nel campo compreso tra V_n e $1,15 \cdot V_n$;
- si abiliti la funzione di riduzione della potenza attiva $P(V)$, secondo le modalità indicate dal costruttore (che dovranno essere riportate nel rapporto di prova);
- si imposti il simulatore di rete in modo che la tensione letta ai morsetti di uscita del convertitore sia il $2\% \cdot V_n$ inferiore alla soglia di attivazione dichiarata dal costruttore e la sorgente c.c. in modo che la potenza attiva erogata in uscita sia pari a P_n ;
- si imposti il simulatore di rete in modo che la tensione letta ai morsetti di uscita del convertitore sia pari al $112\% \cdot V_n$;
- si misuri la potenza attiva come medie a 1 sec riportando i valori ottenuti in un grafico in funzione del tempo;
- entro 10 minuti dall'istante di applicazione della tensione $112\% \cdot V_n$ verificare che la potenza attiva erogata dall'inverter sia stata ridotta ad un valore non superiore al 20% della potenza nominale; verificare che l'apparecchiatura segnali la riduzione di potenza in atto (registrando le modalità nel rapporto di prova);
- si imposti il simulatore di rete ad un valore di tensione il $2\% \cdot V_n$ inferiore alla soglia di attivazione dichiarata dal costruttore;
- si misuri la potenza attiva come medie a 1 sec riportando i valori ottenuti in un grafico in funzione del tempo;
- verificare che la potenza attiva erogata dall'inverter si riporti al valore congruente con la potenza resa disponibile dalla sorgente primaria o quella simulata;

Con riferimento al metodo di prova su rete pubblica, si veda il punto N.7.1.b), si proceda come segue:

- si colleghi il convertitore alla sorgente simulata o alla sorgente primaria (in tal caso deve essere disponibile una potenza almeno pari al 50% di P_n) e in uscita direttamente alla rete c.a.;
- si abiliti la funzione di riduzione della potenza attiva $P(V)$ secondo le modalità indicate dal costruttore (che dovranno essere riportate nel rapporto di prova) e si regoli il parametro di intervento della funzione $P(V)$ al valore attuale misurato in uscita al convertitore + $2\% \cdot V_n$;
- si regoli il valore di intervento della funzione $P(V)$ al valore misurato in uscita al convertitore in condizioni a vuoto $-(112\% \cdot V_n - \text{soglia di intervento dichiarata dal costruttore in percentuale di } V_n)$;
- si misuri la potenza attiva come medie a 1 sec riportando i valori ottenuti in un grafico in funzione del tempo;
- entro 10 minuti dalla attivazione della funzione verificare che la potenza attiva erogata dall'inverter sia stata ridotta ad un valore non superiore al 20% della potenza nominale;
- qualora, durante la prova su rete pubblica la tensione letta ai morsetti dell'apparecchiatura diminuisca più del 2% di V_n , purché non superiore al $4\% \cdot V_n$, regolare la soglia di intervento ad un valore tale da mantenere attiva la funzione di regolazione, e ripetere la prova;
- verificare che l'apparecchiatura segnali la riduzione di potenza in atto (registrando le modalità nel rapporto di prova);
- si riporti il valore di intervento della funzione $P(V)$ al valore impostato prima della attivazione della funzione;



- si misuri la potenza attiva come medie a 1 sec riportando i valori ottenuti in un grafico in funzione del tempo;
- verificare che la potenza attiva erogata dall'inverter si riporti al valore congruente con la potenza resa disponibile dalla sorgente primaria o quella simulata.

Nel caso la prova venga effettuata agendo sulle tensioni in ingresso al sistema di controllo della funzione, le modalità di prova sono analoghe a quanto riportato in N.7.1.a.

Con riferimento al metodo di prova di cui al punto N.7.1.c), si proceda analogamente a quanto fatto per la prova con simulatore modificando opportunamente il segnale di ingresso ed analizzando i parametri di uscita dal sistema di regolazione.

N.7.1.2 Esecuzione delle prove e verifica dei risultati per generatori eolici

Con riferimento al metodo di prova su rete simulata, si veda il punto N.7.1.a), si proceda come segue:

- si colleghi il generatore eolico alla sorgente simulata purché questo consenta il funzionamento a piena potenza del generatore e la regolazione della tensione ai morsetti di uscita c.a. nel campo compreso tra V_n e $1,10 \cdot V_n$;
- si abiliti la funzione di riduzione della potenza attiva $P(V)$, secondo le modalità indicate dal costruttore (che dovranno essere riportate nel rapporto di prova);
- si imposti il simulatore di rete in modo che la tensione letta ai morsetti di uscita del convertitore sia il $2\% \cdot V_n$ inferiore alla soglia di attivazione dichiarata dal costruttore e la sorgente primaria in modo tale che la potenza attiva erogata in uscita sia pari a P_n ;
- si imposti il simulatore di rete in modo che la tensione letta ai morsetti di uscita del convertitore sia pari al $110\% \cdot V_n$;
- si misuri la potenza attiva come medie a 1 sec riportando i valori ottenuti in un grafico in funzione del tempo;
- entro 10 minuti dall'istante di applicazione della sovratensione verificare che la potenza attiva erogata dal generatore sia stata ridotta, senza brusche variazioni, ad un valore non superiore al 20% della potenza nominale; verificare che l'apparecchiatura segnali la riduzione di potenza in atto (registrando le modalità nel rapporto di prova);
- si imposti il simulatore di rete ad un valore di tensione il $2\% \cdot V_n$ inferiore alla soglia di attivazione dichiarata dal costruttore;
- si misuri la potenza attiva come medie a 1 sec riportando i valori ottenuti in un grafico in funzione del tempo;
- verificare che la potenza attiva erogata dal generatore si riporti al valore congruente con la potenza resa disponibile dalla sorgente primaria o quella simulata;

Con riferimento al metodo di prova su rete pubblica, si veda il punto N.7.1.b), si proceda come segue:

- si colleghi il generatore eolico alla sorgente primaria simulata o si utilizzi la sorgente primaria reale nel caso di prove in impianto (in tal caso deve essere disponibile una potenza almeno pari al 50% di P_n). Si colleghi i terminali di uscita del generatore direttamente alla rete c.a.;
- si abiliti la funzione di riduzione della potenza attiva $P(V)$ secondo le modalità indicate dal costruttore (che dovranno essere riportate nel rapporto di prova) e si regoli il parametro di intervento della funzione $P(V)$ al valore attuale misurato in uscita dal generatore + $2\% \cdot V_n$;
- si regoli il valore di intervento della funzione $P(V)$ al valore misurato in uscita al convertitore in condizioni a vuoto $-(110\% \cdot V_n - \text{soglia di intervento dichiarata dal costruttore in percentuale di } V_n)$;
- si misuri la potenza attiva come medie a 1 sec riportando i valori ottenuti in un grafico in funzione del tempo;



- entro 10 minuti dalla attivazione della funzione verificare che la potenza attiva erogata dall'inverter sia stata ridotta ad un valore non superiore al 20% della potenza nominale;
- qualora, durante la prova su rete pubblica la tensione letta ai morsetti dell'apparecchiatura diminuisca più del 2% di V_n , purché non superiore al $4\% \cdot V_n$, regolare la soglia di intervento ad un valore tale da mantenere attiva la funzione di regolazione, e ripetere la prova;
- verificare che l'apparecchiatura segnali la riduzione di potenza in atto (registrando le modalità nel rapporto di prova);
- si riporti il valore di intervento della funzione $P(V)$ al valore impostato prima della attivazione della funzione;
- si misuri la potenza attiva come medie a 1 sec riportando i valori ottenuti in un grafico in funzione del tempo;
- verificare che la potenza attiva erogata generatore si riporti al valore congruente con la potenza resa disponibile dalla sorgente primaria o quella simulata.

Nel caso la prova venga effettuata agendo sulle tensioni in ingresso al sistema di controllo della funzione, la sequenza di prova sono analoghe a quanto riportato in N.7.1.a .

Con riferimento al metodo di prova di cui al punto N.7.1.c), si proceda analogamente a quanto fatto per la prova con simulatore modificando opportunamente il segnale di ingresso ed analizzando i parametri di uscita dal sistema di regolazione.

La prova sul solo sistema di controllo, deve essere valutata in combinazione con la prova di risposta del generatore alle variazioni dei segnali di uscita del sistema di controllo testato. La prova di risposta del generatore viene eseguita con la fonte primaria di energia disponibile a piena potenza. Tali prove aggiuntive sono finalizzate ad assicurare che anche il sistema integrato (generatore + controllo) risulti comunque conforme alle specifiche richieste dalla norma.

N.7.2 Verifica della riduzione automatica della potenza attiva in presenza di transitori di sovrافrequenza sulla rete

Scopo della prova è verificare la funzione di riduzione automatica della potenza attiva in caso di sovrافrequenza, attraverso l'estrapolazione di un grafico di P in funzione della frequenza.

Si dovranno eseguire due sequenze di misure: partendo dal 100% della potenza nominale (sequenza A) e partendo dal 50% (sequenza B), per i generatori statici.

Per i generatori eolici i livelli iniziali di potenza generata per le due sequenze di prova possono essere: $P > 80\%P_n$ e $40\%P_n < P < 60\%P_n$.

In ragione delle differenti tecnologie di convertitori, della disponibilità della fonte primaria o di una sorgente simulata in grado di erogare la potenza nominale del generatore e della eventuale disponibilità di un simulatore di rete di taglia adeguata, è possibile adottare uno qualsiasi dei seguenti metodi di prova alternativi.

N.7.2.a) Prove a piena potenza su rete simulata: per quanto riguarda il circuito di prova vale quanto riportato in N.3.1, applicabile nei casi in cui sia disponibile un simulatore di rete in grado di modificare i parametri di frequenza ai morsetti di uscita del generatore nel campo compreso tra 47,5Hz e 51,5Hz. Nel caso dei sistemi di conversione fotovoltaici, la fonte primaria potrà essere sostituita da una sorgente DC avente le caratteristiche riportate in Allegato Q, purché in grado di erogare in modo continuativo la potenza nominale del convertitore. Nel caso di generatori eolici, questa metodologia può essere adottata limitatamente ai generatori FC di potenza fino a 100 kW, dove la fonte primaria potrà essere sostituita da una sorgente AC con caratteristiche adeguate (Allegato V).



- N.7.2.b) Su rete pubblica con modifica dei parametri di controllo: in questo caso per effettuare le prove è consentito modificare i parametri di frequenza che controllano il sistema di regolazione della potenza in caso di sovralfrequenza, in modo da simulare un incremento progressivo della frequenza ed il successivo rientro della stessa nell'intorno del valore nominale (p.es modificando il valore della frequenza nominale). Tutto ciò è possibile a condizione che il sistema consenta di modificare i parametri con macchina collegata alla rete o comunque non in modalità stand-by.
- N.7.2.c) Prova sul solo sistema di controllo, tramite generatore di segnale in grado di simulare frequenza e tensione, quest'ultima con eventuale scalatura. In genere questa prova può essere effettuata solo a generatore (convertitore) in stand-by e comunque non connesso alla rete. Pertanto la prova in tali casi si limiterà a registrare in una opportuna forma i segnali che definiscono la limitazione di potenza del generatore presenti sulle uscite del sistema di controllo, oltre che il set-point che determina la rampa graduale per la presa di carico al rientro della frequenza nell'intorno del valore nominale. La prova deve essere integrata con la esecuzione di prove aggiuntive sul generatore tali da verificare la sua completa risposta dinamica nel campo di variazione di frequenza previsto.
- N.7.2.d) Con generatore connesso alla rete pubblica agendo sul sistema di controllo. In tal caso si procederà come in N.7.2.c), imprimendo in sequenza ai morsetti di ingresso del sistema di controllo i valori di frequenza previsti nel protocollo di prova riportati in N.7.2.1, accertandosi che la potenza erogata riportata in un grafico segua l'andamento atteso, inclusa la rampa di ripresa del carico al rientro della frequenza impressa nell'intorno del valore nominale.

Per entrambe le sequenze di misura (sequenza A e B) si provvederà ad aumentare gradualmente la frequenza (del simulatore di rete o del generatore di segnale) e a misurare il valore di potenza (valori medi su 0,2 s).

Nel caso si utilizzi la procedura indicata in N.7.2.b) su rete pubblica a frequenza fissa, sarà necessario variare gradualmente il valore dei parametri di frequenza che controllano il sistema di riduzione della potenza in caso di sovralfrequenza, di una entità tale da simulare lo stesso incremento/decremento progressivo della frequenza previsto nelle altre modalità di prova.

Al termine di ciascuna sequenza si dovrà riportare la frequenza (o il parametro) ad un valore prossimo a quello nominale, con lo scopo di verificare che siano soddisfatti i requisiti temporali per il ripristino graduale della potenza erogata prima del transitorio di frequenza (ovvero prima del superamento del limite di 50,3 Hz).

N.7.2.1 Esecuzione delle prove per generatori statici, generatori eolici FC e DFIG

Con riferimento al metodo di prova su rete simulata, come meglio specificato in N.7.2.a), si proceda come segue:

- collegare il generatore in prova secondo le istruzioni fornite dal Costruttore in base al metodo di misura prescelto;
- fissare tutti i parametri della rete simulata ai rispettivi valori di normale esercizio;
- portare tutti i parametri del generatore in prova ai rispettivi valori di normale esercizio, tali che la potenza in c.a. erogata in uscita sia uguale alla potenza in c.a. massima erogabile per la sequenza A, ovvero al 50% nel caso della sequenza B;
- eseguire le misure su 7 punti (il valore di frequenza dovrà avere una incertezza di massimo ± 10 mHz) temporalmente conseguenti l'uno all'altro:

$f = 47,51$ Hz (t_1 per la sequenza A, t'_1 per la sequenza B);

$f = 50$ Hz + 0,2 Hz (t_2 per la sequenza A, t'_2 per la sequenza B);

$f = 50$ Hz + 0,40 Hz (t_3 per la sequenza A, t'_3 per la sequenza B);

$f = 50$ Hz + 0,60 Hz (t_4 per la sequenza A, t'_4 per la sequenza B);

$f = 50$ Hz + 1,49 Hz (t_5 per la sequenza A, t'_5 per la sequenza B);



$f = 50 \text{ Hz} + 0,11 \text{ Hz}$ (t_6 per la sequenza A, t'_6 per la sequenza B);

a questo punto eseguire il passo 7. riportando la frequenza al valore nominale per la verifica delle condizioni di ripristino graduale della erogazione massima (sequenza A), ovvero al 50 % della potenza massima (sequenza B);

$f = 50 \text{ Hz}$ (t_7 per la sequenza A, t'_7 per la sequenza B).

Qualora sia stato prescelto uno dei metodi di prova alternativi, la procedura è analoga a patto di sostituire la frequenza "reale" come misurata ai morsetti di uscita del generatore con quella impressa da un generatore di segnale per i metodi descritti in N.7.2.c) ed N.7.2.d), oppure modificando i parametri di controllo del convertitore della stessa entità riportata in ognuno dei 7 punti di misura (ma con segno opposto), qualora sia stata scelta la modalità riportata in N.7.2.b). Relativamente al metodo descritto in N.7.2.c) per i generatori eolici, la verifica dei tempi di risposta dovrà tenere in considerazione anche la dinamica del sistema meccanico. La prova di risposta del generatore eolico viene eseguita con la fonte primaria di energia disponibile a piena potenza. Tali prove addizionali sono finalizzate ad assicurare che anche il sistema integrato (generatore + controllo) risulti comunque conforme alle specifiche richieste dalla norma.

Nel caso dei generatori eolici, dopo il raggiungimento del punto t_5 per la sequenza A (t'_5 per la sequenza B), la curva dovrà percorrere il tracciato in senso inverso ($t_5 \rightarrow t_4 \rightarrow t_3 \rightarrow t_2$, per la sequenza A; $t'_5 \rightarrow t'_4 \rightarrow t'_3 \rightarrow t'_2$, per la sequenza B) fino a riportare la frequenza al valore nominale per la verifica delle condizioni di ripristino della erogazione massima (sequenza A), ovvero al 50 % della potenza massima (sequenza B).

N.7.2.2 Esito delle prove per generatori statici, generatori eolici FC e DFIG

I risultati devono essere riportati in una tabella e in base ad essi si deve estrapolare l'andamento su un grafico (con due curve rappresentanti rispettivamente la Sequenza A e la Sequenza B, come riportato a titolo esemplificativo in Figura 22 in alto per i generatori statici, in basso per i generatori eolici). Sul grafico devono anche essere rappresentati gli andamenti attesi per la Sequenza A e la Sequenza B.

La prova si considererà superata se per le sequenze A e B sono soddisfatte entrambe le condizioni di seguito riportate:

- per ciascuno dei 6 punti da t_1 (t'_1) a t_6 (t'_6) lo scostamento tra il valore atteso di potenza attiva e quello misurato rientra all'interno di una tolleranza pari a $\pm 2,5\%P_n$, dove P_n è la potenza nominale del generatore;
- al ritorno della frequenza di rete al valore nominale (passo 7 delle sequenze riportate in N.7.2.1), nel caso di generatori statici, il generatore dovrà mantenere il livello minimo di potenza raggiunto nella fase precedente di aumento della frequenza (pari a P_{min}) per un tempo minimo di attesa pari a 5 minuti, terminato il quale potrà ripristinare l'erogazione al valore precedente il transitorio (pari a P_{mem}) in maniera graduale seguendo una rampa lineare con pendenza pari a $20\% \cdot [P_{mem} - P_{min}] / \text{min}^{(*)}$, ovvero in modo tale da ripristinare con gradualità la potenza al valore precedente il transitorio in un tempo pari a 5 minuti. Nel caso di generatori eolici, il generatore dovrà aumentare la produzione in maniera graduale, compatibilmente con la disponibilità della fonte primaria, percorrendo in senso opposto la caratteristica $P=f(f)$ seguita nella fase di aumento della frequenza e rispettando un gradiente positivo massimo pari a $20\% \cdot P_n / \text{min}$, dove P_n è la potenza nominale del generatore.
- in analogia a quanto riportato in F.5.2 per il gradiente di presa di carico, la verifica potrà essere effettuata a partire dall'istante in cui il generatore supera un livello di erogazione di potenza pari a $10\% \cdot P_n$, superato il quale sono comunque ammessi scarti positivi massimi di $+2,5\%P_n$ lungo il tratto di rampa fino al raggiungimento del livello di potenza memorizzato (P_{mem} , rispettivamente pari a $100\%P_n$ e $50\%P_n$ per le due sequenze di prova A e B).

(*) Tempi inferiori di ripristino della potenza sono possibili, quando la differenza di potenza tra il livello minimo raggiunto in regime di sovrافrequenza ed il livello iniziale erogato prima del transitorio di frequenza sia inferiore a $25\%P_{MAX}$, in quanto in tali casi è possibile applicare un gradiente minimo pari a $5\%P_{max} / \text{min}$ (ove P_{max} è la potenza massima del sistema di generazione).

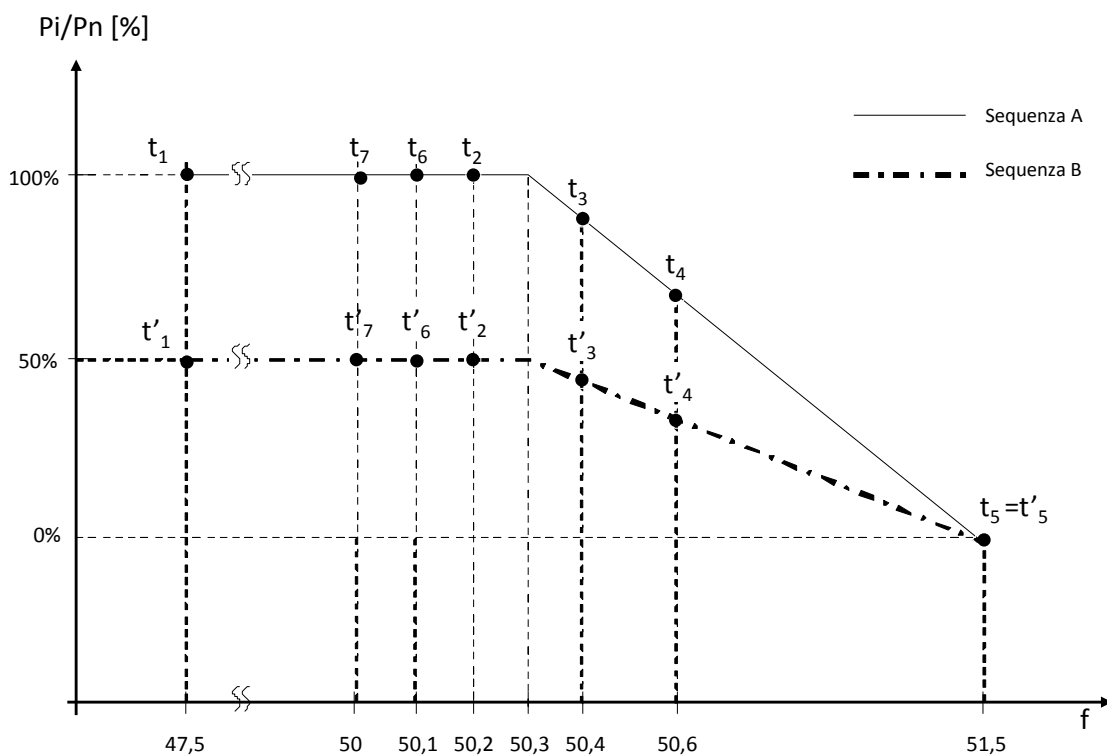
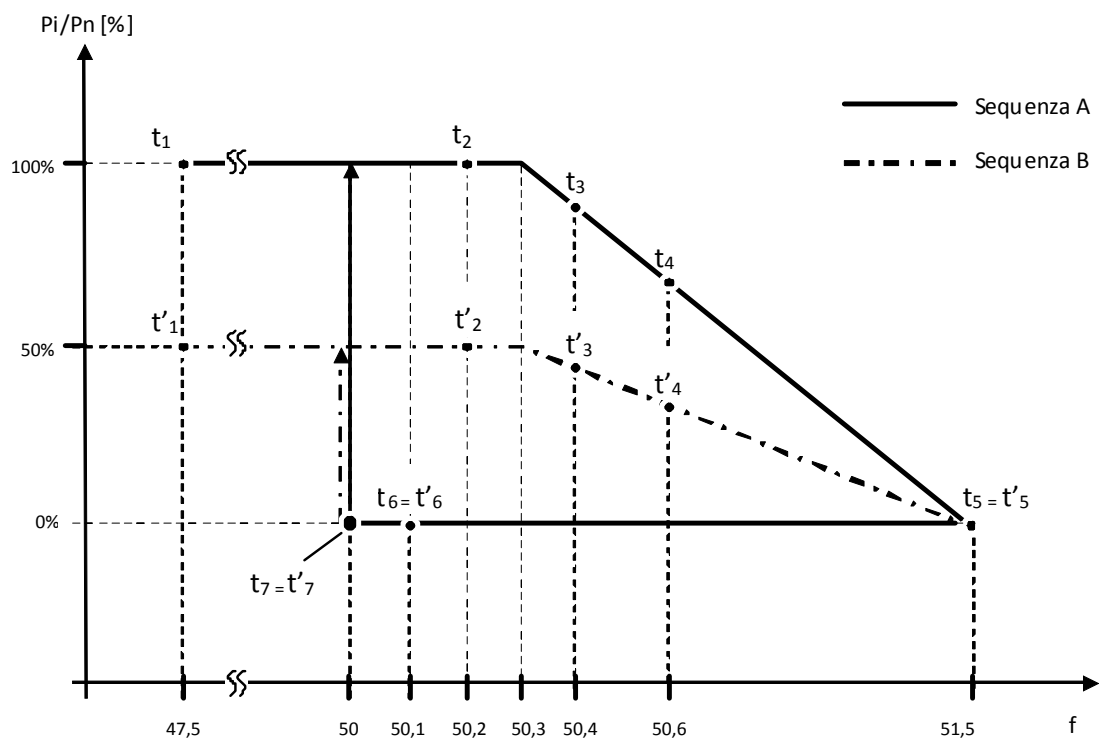


Figura 22 – Curve di limitazione della potenza attiva rispetto alla frequenza per generatori statici (in alto) e per i generatori eolici (in basso)



N.7.3 Verifica dell'incremento automatico della potenza attiva in presenza di transitori di sottofrequenza sulla rete

Come indicato in 8.8.6.4.3 la prescrizione in oggetto è allo studio, pertanto al momento della pubblicazione della presente norma non è prevista la esecuzione di prove di tipo per verificare questo requisito.

N.7.4 Verifica della limitazione della potenza attiva su comando esterno proveniente dal Distributore

La capacità di ridurre la potenza attiva generata a seguito di segnale da remoto deve essere testata concordando con il costruttore del generatore la modalità di ricezione e trattamento del segnale.

Sarà impiegata la procedura qui di seguito riportata.

- Si partirà impostando il generatore in modo da produrre il 100% della potenza nominale.
- Dopo 1 minuto di funzionamento si richiederà di ridurre la potenza al 90%.
- Si darà 1 minuto di tempo al generatore per eseguire il comando, dopodiché si dovrà misurare il valore di potenza attiva (media su 1 minuto). Lo scostamento rispetto al set point nel minuto di misurazione dovrà essere di $\pm 2,5\%P_n$, perché la prova possa ritenersi superata.
- Successivamente, si proseguirà richiedendo di ridurre la potenza di un ulteriore 10%, rimanendo a quel valore per altri 2 minuti, e così fino a raggiungere il valore di $0\%P_n$.

La misurazione relativa al set-point $10\%P_n$ si verificherà in base alle prescrizioni normative in Allegato I, e quindi la potenza misurata dovrà rientrare nell'intervallo tra $12,5\%P_n$ e 0, perché la prova possa ritenersi superata.

I risultati della prova dovranno essere riportati su una tabella simile alla seguente:

Tabella 32 – Verifiche di limitazione della potenza attiva su comando esterno

Set point P [P/P_n]	Set point P [W]	P misurata [W]	Precisione
100 %			
90 %			
80 %			
70 %			
60 %			
50 %			
40 %			
30 %			
20 %			
10 %			
0 %			

Inoltre, si dovrà riportare i risultati su un grafico contenente l'andamento del set-point, l'andamento dei valori delle potenze medie misurate, le tolleranze sui valori delle potenze medie misurate rispetto ai set-point (vedi esempio in Figura 23).

Nel grafico esemplificativo seguente si può trovare in nero l'andamento dei set-point e in rosso i valori medi della potenza per ciascuna misura, che devono tutti rientrare entro le aree grigie di tolleranza perché il test possa considerarsi superato.

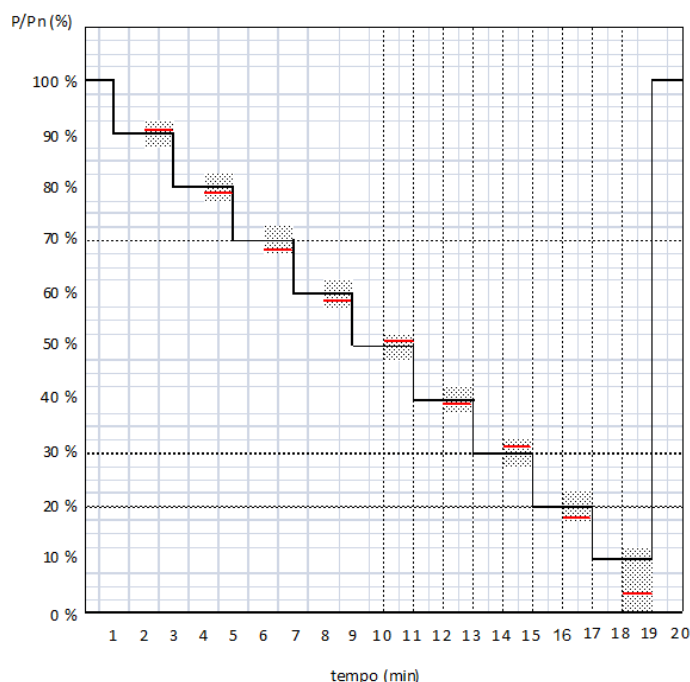


Figura 23 – Esempio di limitazione della potenza attiva in risposta a comando esterno

In alternativa, per i generatori eolici, la prova può essere eseguita in accordi alla Norma IEC / CEI 61400-21 ed. 2 Paragrafi 6.6.3 e 7.7.3.

Il setpoint di potenza può essere fornito anche mediante l'utilizzo del sistema di controllo centralizzato dell'impianto eolico. Le misure di potenza attiva sono rilevate ai terminali del generatore.

N.7.4.1 Verifica del tempo di assestamento ad un comando di riduzione di potenza

La verifica si effettua regolando il parametro di limitazione della potenza attiva dal $100\%P_n$ al $30\%P_n$ al tempo t_0

Il tempo di assestamento (o settling time) è l'intervallo di tempo dall'istante t_0 di applicazione del gradino di limitazione della potenza attiva $100\%P_n \rightarrow 30\%P_n$ all'istante in cui la potenza rientra stabilmente entro una fascia di tolleranza pari a $\pm 5\%P_n$ rispetto al nuovo valore impostato.

Il tempo di assestamento massimo misurato deve essere inferiore a 50s, e comunque non superiore a 60s nel caso il comando di limitazione preveda il passaggio da $100\%P_n$ a $15\%P_n$.

N.8 Verifica della insensibilità alle variazioni di tensione (VFRT capability)

Queste prove hanno come scopo di verificare che il generatore risponda ai requisiti di immunità alle variazioni di tensione secondo il profilo tensione-tempo indicato nella Figura 24, in base a quanto riportato in 8.8.6.1.

In caso di certificazioni esistenti, tali certificazioni sono accettabili purché le prove siano state eseguite con metodi di prova equivalenti e requisiti più restrittivi.

In particolare le prove dovranno verificare che siano soddisfatti i seguenti requisiti funzionali.



Comportamento in sottotensione (caratteristica LVRT):

- il generatore non deve disconnettersi dalla rete nella zona di colore bianco al di sopra e lungo i punti della caratteristica LVRT (V-t) indicata in Figura 24 per i generatori statici e in Figura 25 per i generatori eolici, dove V è la tensione concatenata nel punto di connessione. Tali valori sono espressi in percentuale della tensione nominale MT (concatenata). In questa zona il generatore dovrà rimanere connesso alla rete senza subire alcun danno, ma è consentito interrompere temporaneamente l'erogazione della potenza attiva erogata prima dell'insorgenza del guasto;
- nella zona sottostante il generatore può scollegarsi dalla rete (area in grigio – “zona di distacco ammesso”);
- la logica di funzionamento deve essere del tipo “1 su 3”, ovvero è sufficiente che sia rilevato l'abbassamento di una sola delle tre tensioni concatenate^(*) per garantire il comportamento previsto dalla curva di Figura 24 per i generatori statici e di Figura 25 per i generatori eolici;
- entro 400 ms per generatori statici e 2s per generatori eolici dal ripristino di un livello di tensione di rete compreso tra +10 % e -15 % della tensione nominale, il generatore deve riprendere l'erogazione della potenza attiva e reattiva immessa in rete prima della insorgenza del guasto, con una tolleranza massima del ± 10 % della potenza nominale del generatore (qualora la tensione si ripristini ma rimanga nella fascia tra 85 % e 90 %, è ammessa una riduzione della potenza erogata in base ai limiti della corrente massima erogabile dal generatore);
- prescrizione allo studio – supporto dinamico alla rete: nella zona di distacco non ammesso (area in grigio in Figura 24 per i generatori statici e in Figura 25 per i generatori eolici) ai generatori verrà richiesto in futuro di sostenere la tensione di rete erogando potenza reattiva nei modi e nelle condizioni specificate a titolo preliminare e informativo nel par. 8.8.6.4. Al momento questa prescrizione è allo studio, pertanto non si è ritenuto necessario inserire requisiti prestazionali specifici relativi all'andamento della corrente reattiva durante e al termine del transitorio della tensione. Questi requisiti verranno formulati in occasione della prossima revisione della norma.

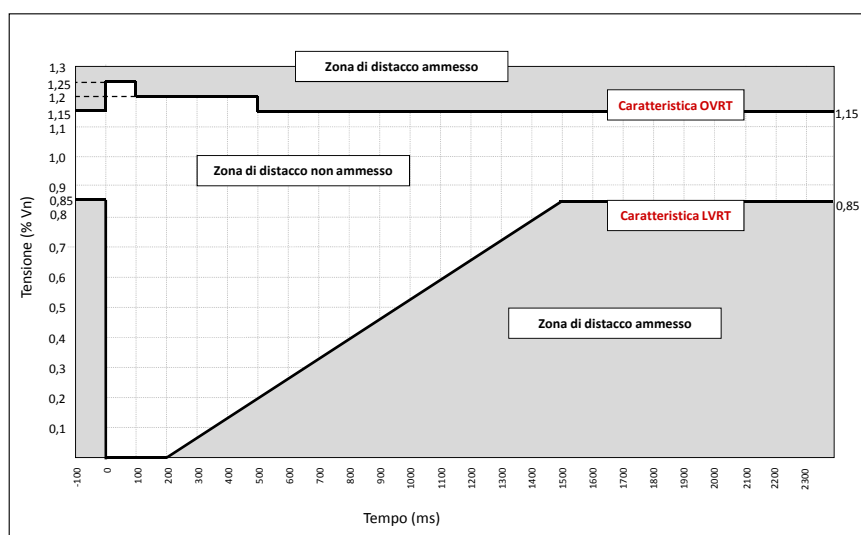


Figura 24 – Caratteristica (V - t): LVRT e OVRT per i generatori statici

(*) Qualora il rilievo sia eseguito in BT, con interposto tra MT e BT un trasformatore del tipo Dy, sulle tensioni di fase BT (rispetto al centro stella), alla tensione di fase più ridotta si rilevano gli stessi valori percentuali rilevabili sul lato MT in termini di concatenate. Qualora invece il rilievo sia effettuato sulle tensioni concatenate BT, devono attuarsi opportuni riporti per il calcolo (si veda Allegato R).

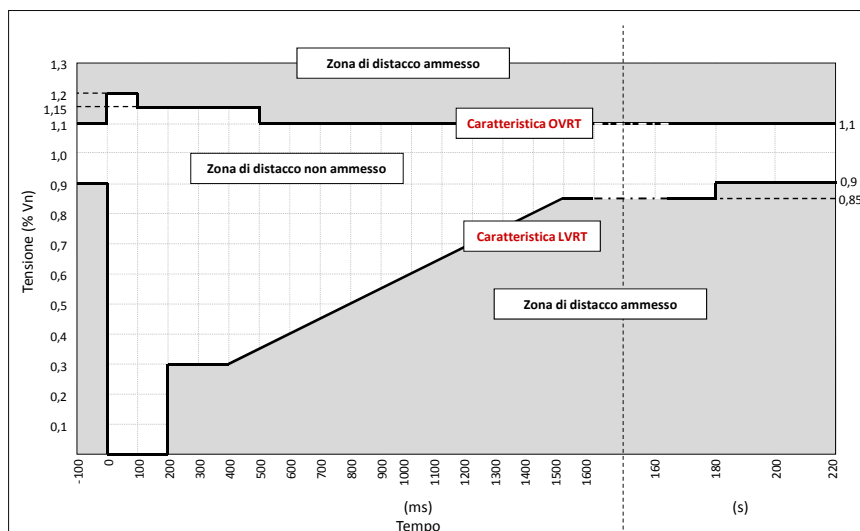


Figura 25 – Caratteristica (V - t): LVRT e OVRT per generatori eolici

Comportamento in sovratensione (caratteristica OVRT):

- il generatore non deve disconnettersi dalla rete nella zona al di sotto e lungo i punti della caratteristica OVRT (V-t) indicata in Figura 24 per i generatori statici e in Figura 25 per gli eolici, dove V è la tensione concatenata nel punto di connessione. Tali valori sono espressi in percentuale della tensione nominale;
- nella zona sovrastante (in colore grigio) il generatore può scollegarsi dalla rete;
- la logica di funzionamento deve essere del tipo “1 su 3”, ovvero è sufficiente che sia rilevato l’innalzamento di una sola delle tre tensioni concatenate per garantire il comportamento previsto dalla curva di Figura 24 e di Figura 25;
- entro 400 ms per generatori statici e 2s per generatori eolici dal ripristino di un livello di tensione di rete compreso tra +10 % e -15 % della tensione nominale, il generatore deve riprendere l’erogazione della potenza attiva e reattiva immessa in rete prima della insorgenza del guasto, con una tolleranza massima del ± 10 % della potenza nominale del generatore (qualora la tensione si ripristini ma rimanga nella fascia tra 85 % e 90 %, è ammessa una riduzione della potenza erogata in base ai limiti della corrente massima erogabile dal generatore).

N.8.1 LVRT – modalità di esecuzione e registrazione delle prove per i generatori statici

Lo scopo di queste prove è di verificare che il generatore sia in grado di riconoscere correttamente gli abbassamenti transitori della tensione di rete e di superarli mantenendo la connessione senza subire danni, riprendendo poi l’erogazione della potenza attiva e reattiva “pre-transitorio” entro un tempo limite dal rientro della tensione nei limiti tra 85% e 110% del valore nominale.

L’analisi della corrente erogata durante il transitorio e gli istanti immediatamente precedenti e successivi ad esso, permetterà anche di verificare le prestazioni che in futuro saranno richieste per il supporto dinamico alla rete elettrica.

Le verifiche di rispondenza ai requisiti di immunità agli abbassamenti di tensione si effettuano secondo le sequenze di test riportate in Tabella 33, da eseguire, in accordo alla Norma IEC 61400-21 sez. 7.5 (ed.2, 2008), con il generatore funzionante rispettivamente:

- tra il 10 % ed il 30 % della potenza nominale e
- al di sopra del 90 % della potenza nominale.



Per ognuna delle sequenze a) e b), prima di procedere alla simulazione dell'abbassamento della tensione secondo una qualsiasi delle prove riportate in Tabella 33, si lasci il sistema operare nelle condizioni impostate per almeno 5 minuti o il tempo necessario affinché si stabilizzi la temperatura interna al convertitore.

La protezione di interfaccia dovrà essere disabilitata oppure regolata al fine di evitare scatti intempestivi durante l'esecuzione della prova.

Il sistema di simulazione del guasto deve produrre gli abbassamenti di tensione con profilo riportato in Tabella 33 e secondo la Figura 24 in condizioni di funzionamento a vuoto.

In linea generale, a prescindere dal circuito di prova utilizzato, il risultato di ciascuna sequenza dovrà essere documentato come segue:

- Andamento temporale di potenza attiva P , potenza reattiva Q , tensioni di fase ai morsetti di uscita (V_r , V_s e V_t) e relative correnti di fase, come valori rms a media mobile di un ciclo di rete e con aggiornamento ogni mezzo ciclo (10 ms), su una finestra temporale che decorre da 100 ms prima dell'inizio della prova e termina almeno dopo 1000 ms dalla fine del transitorio di tensione (onde poter verificare il ripristino della potenza attiva e reattiva). Il transitorio di tensione finisce quando la tensione rientra stabilmente oltre l'85% del valore di tensione nominale. Per le correnti di fase, oltre al valore rms mediato su un periodo si dovrà registrare e documentare anche il valore di picco per ciascuna fase.
- Nello stesso periodo di osservazione si dovranno riportare gli oscillogrammi delle tensioni e delle correnti di fase (eventualmente con dettaglio ingrandito dell'andamento durante i fronti di salita e discesa di tensione).
- Nel rapporto di prova si dovrà descrivere anche il metodo di calcolo utilizzato per determinare la potenza, il fattore di potenza e la corrente reattiva.

Una descrizione estensiva delle modalità di acquisizione e di registrazione dei parametri elettrici rilevati durante la esecuzione dei test di insensibilità agli abbassamenti di tensione è disponibile anche nella Norma IEC 61400-21 sez. 6.5 (ed.2, 2008) e nelle linee guida FGW Part 3, sez. 5.7 ("Determination of electrical characteristics of power generating units and systems connected to MV, HV and EHV grids", anche FGW TR3, vedi: www.wind-fgw.de).

Qualora il generatore sia equipaggiato con un trasformatore di isolamento, le misure devono essere effettuate sul "lato rete" dello stesso.

Sarà quindi necessario effettuare almeno 16 sequenze di prova distinte, corrispondenti a 4 livelli di tensione residua da replicare per simulare i casi di guasti trifase simmetrici e bifase di tipo asimmetrico. Ciascuna sequenza si dovrà poi ripetere con il generatore operante a due livelli di potenza iniziale erogata (a: $10\% \cdot P_n \div 30\% \cdot P_n$; b: $>90\% \cdot P_n$).



Tabella 33 – Sequenze di test per verifica immunità agli abbassamenti temporanei di tensione. Le ampiezze, la durata e la forma si riferiscono alle condizioni di test a vuoto.

Elenco prove	Ampiezza residua della tensione fase-fase V/V_n (*)	Durata [ms]	Forma(**)
1s – guasto simmetrico trifase	$0,05 \pm 0,05$ ($V1/V_n$)	$= 200 \pm 20$	
1a – guasto asimmetrico bifase	$0,05 \pm 0,05$ ($V1/V_n$)	$= 200 \pm 20$	
2s – guasto simmetrico trifase	$0,25 \pm 0,05$ ($V2/V_n$)	$= 550 \pm 20$	
2a – guasto asimmetrico bifase	$0,25 \pm 0,05$ ($V2/V_n$)	$= 550 \pm 20$	
3s – guasto simmetrico trifase	$0,50 \pm 0,05$ ($V3/V_n$)	$= 950 \pm 20$	
3a – guasto asimmetrico bifase	$0,50 \pm 0,05$ ($V3/V_n$)	$= 950 \pm 20$	
4s – guasto simmetrico trifase	$0,75 \pm 0,05$ ($V4/V_n$)	$= 1400 \pm 20$	
4a – guasto asimmetrico bifase	$0,75 \pm 0,05$ ($V4/V_n$)	$= 1400 \pm 20$	
(*) I valori di tensione residua sono espressi in per unit della tensione nominale concatenata in MT, quindi riferiti ai livelli di tensione previsti per guasti provocati su linee MT.			
(**) A prescindere dal metodo utilizzato per simulare i transitori (rete di impedenze, simulatore o altro metodo), i fronti di discesa e di salita della tensione devono avere durata inferiore a 20ms			

N.8.2 LVRT – modalità di esecuzione e registrazione delle prove per i generatori eolici

Le verifiche di rispondenza ai requisiti di immunità agli abbassamenti di tensione si effettuano secondo le sequenze di test riportate in Tabella 33, da eseguire, in accordo alla Norma IEC 61400-21 sez. 7.5 (ed.2, 2008), con il generatore funzionante rispettivamente:

- tra il 10 % ed il 30 % della potenza nominale e
- al di sopra del 90 % della potenza nominale.

Il sistema di simulazione del guasto deve produrre gli abbassamenti di tensione con profilo riportato in Tabella 33 e secondo la Figura 25 in condizioni di funzionamento a vuoto.

N.8.3 Circuiti di prova – requisiti

Requisiti generali:

- il circuito di prova utilizzato deve consentire la esecuzione di ciascuna sequenza in modo tale che il gradino di tensione risultante da ognuna delle 8 sequenze indicate in Tabella 33 sia indipendente dall'angolo di fase della tensione di rete;
- il circuito di prova non deve causare interruzioni oppure irregolarità al profilo di tensione e di potenza durante l'esecuzione di ciascuna sequenza.

N.8.3.1 Circuito di prova – simulatore di cortocircuiti

Di seguito sono descritti i requisiti per il dimensionamento del circuito di prova e la verifica della compatibilità delle infrastrutture della rete disponibile al punto di connessione per la esecuzione dei test, qualora la prova sia eseguita tramite il simulatore di cortocircuiti riportato in IEC 61400-21 (ed.2 – 2008/08, sez. 6.5 e 7.5), basato sul principio del partitore di tensione (vedi Figura 26).

Questo circuito viene generalmente adottato per le verifiche di LVRT-capability dei generatori eolici, tramite l'utilizzo di unità mobili equipaggiate con tutte le apparecchiature di potenza, protezione, controllo e misura necessarie alla esecuzione del protocollo completo di misure direttamente in campo, sull'unità di generazione installata nel suo assetto definitivo, interponendo il circuito tra la rete ed i morsetti del trasformatore MT/BT del generatore.

Lo stesso tipo di equipaggiamento può essere utilizzato per la esecuzione delle prove anche su generatori con fonte primaria diversa, quali ad esempio i generatori statici utilizzati per applicazioni in ambito fotovoltaico.

Le prove possono essere effettuate utilizzando ad esempio il circuito di prova riportato in Figura 26. Gli abbassamenti di tensione sono riprodotti da un circuito che simula un cortocircuito collegando le 3 oppure le 2 fasi a terra tramite una impedenza (Z_2), oppure collegando le 3 o 2 fasi insieme tramite la stessa impedenza. Gli interruttori S_1 ed S_2 servono a definire i profili temporali delle singole sequenze di prova.

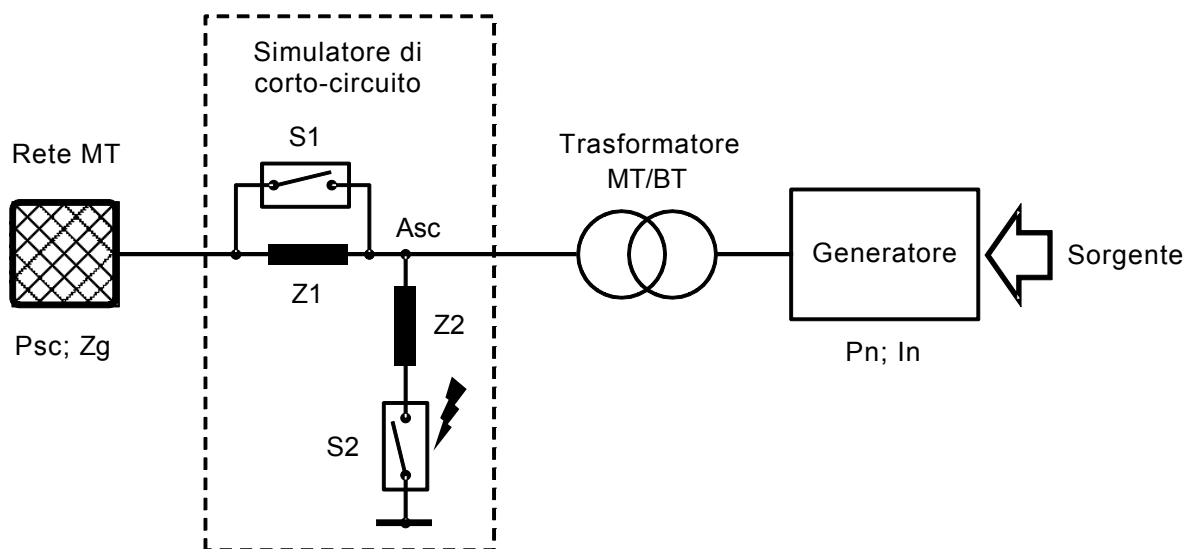


Figura 26 – Esempio di circuito di prova per simulare gli abbassamenti temporanei di tensione

Per il dimensionamento del circuito di prova valgono le seguenti considerazioni:

- ➔ l'impedenza Z_1 serve a limitare l'effetto del cortocircuito sulla rete elettrica che alimenta il circuito di prova. Il dimensionamento di Z_1 deve quindi consentire di eseguire tutte le sequenze di prova limitando la massima corrente di cortocircuito prelevata dalla rete a valori tali da non provocare una riduzione eccessiva della tensione a monte (in particolare nel caso peggiore, e cioè con tensione residua $5\% \cdot V_n$). Considerando al più una riduzione di tensione di rete accettabile del 5% durante l'esecuzione dei test, il valore minimo di Z_1 dovrà essere pari ad almeno $20 \cdot Z_g$, ove Z_g è l'impedenza di cortocircuito della rete misurata al punto di connessione del circuito di prova;
- ➔ al fine di rendere realistica la prova è tuttavia necessario che la potenza apparente di cortocircuito disponibile al nodo di connessione del generatore (Asc), ovvero ai capi di Z_2 , sia almeno pari a $3 \cdot P_n$, ove P_n è la potenza nominale del generatore (valore minimo $Asc > 3 \cdot P_n$, consigliato $Asc = 5 \cdot P_n$). Questo fa sì che durante l'esecuzione dei test di cortocircuito il contributo di corrente proveniente dalla rete rimane dominante rispetto a quello impresso dal generatore, ipotizzando che quest'ultimo sia limitato al valore della corrente nominale I_n (ipotesi plausibile per convertitori statici di tipo FV). Per esempio con Z_1 tale che $Asc = 5 \cdot P_n$, il contributo alla corrente in Z_2 proveniente dall'inverter è al più pari ad $1/5$ del contributo proveniente dalla rete attraverso Z_1 . In tal modo la corrente che eventualmente il generatore imprime in Z_2 per la durata dell'abbassamento di tensione non produce un significativo innalzamento della tensione ai suoi capi, mantenendo così il profilo tensione-tempo in linea con quello misurato a vuoto e specificato nella tabella F7; Inoltre è opportuno che le impedenze Z_1 e Z_2 , di natura induttiva, siano caratterizzate da un rapporto X/R almeno pari a 3, questo al fine di riprodurre i valori minimi tipici di X/R riscontrati sulle linee elettriche AT ma anche in MT.



- le due condizioni riportate sopra definiscono quindi i limiti minimo e massimo che Z_1 può assumere in base alla potenza di cortocircuito disponibile dalla rete (P_{sc}) e alla taglia del generatore. Le due condizioni combinate insieme definiscono anche i criteri limite per la scelta della infrastruttura di rete idonea alla esecuzione dei test con il circuito delle impedenze. Considerando un valore tipico di Z_1 tale che $Asc=5 \cdot P_n$ ed una riduzione di tensione di rete durante la sequenza più severa (prove 1s e 1a in Tabella 33) pari al 5%, il punto di connessione del circuito dovrà disporre di una potenza di cortocircuito reale P_{sc} almeno pari a $100 \cdot P_n$ (valore minimo $60 \cdot P_n$ nel caso limite di $Asc=3 \cdot P_n$);
- un interruttore di bypass S_1 viene solitamente impiegato per evitare il surriscaldamento della impedenza serie Z_1 prima e dopo l'esecuzione di ciascuna sequenza;
- la caduta di tensione viene creata collegando a terra o verso un'altra fase l'impedenza Z_2 tramite l'interruttore S_2 . Il valore di Z_2 deve essere calcolato per produrre una tensione ai suoi capi pari ai valori di tensione residua specificati in Tabella 33 (condizioni a vuoto);
- i valori delle impedenze serie (Z_1) e di cortocircuito (Z_2) utilizzati nella campagna di misure ed il relativo rapporto X/R devono essere specificati nel rapporto di prova, insieme alla descrizione del circuito utilizzato. Inoltre la potenza di cortocircuito della rete, resa disponibile al livello di tensione a cui viene effettuata la prova, deve essere documentato;
- come rete c.a. si intende rete trifase in media tensione. Non è consentito ai laboratori di prova allacciarsi direttamente a una linea pubblica BT. Sarà quindi necessario che il laboratorio di prova disponga di connessione MT, con potenza di cortocircuito sufficiente per eseguire in sicurezza le prove in accordo alle presenti linee guida e nel rispetto delle prescrizioni imposte dal Distributore. Compatibilmente con la disponibilità di un trasformatore MT/BT di taglia adeguata è possibile eseguire le prove collegando il circuito di simulazione sul lato BT del trasformatore. In tal caso per il calcolo delle impedenza si dovrà tenere conto delle caratteristiche del trasformatore;
- la chiusura e apertura dell'interruttore S_2 determina la durata degli eventi di abbassamento della tensione, pertanto il suo controllo deve essere accurato sia nelle simulazioni di guasti bifase che in quelli trifase. L'interruttore può essere ad esempio un dispositivo elettromeccanico oppure un dispositivo elettronico controllato basato su componenti a stato solido, purché con caratteristiche di commutazione simili ad un interruttore MT;
- in assenza di generatore, il circuito di prova deve garantire un inviluppo della tensione durante la simulazione conforme al grafico di Figura 27. La durata del transitorio di abbassamento della tensione deve essere misurato dall'istante di chiusura a quello di riapertura dell'interruttore S_2 . Le tolleranze tratteggiate in Figura 27 tengono conto degli scostamenti e ritardi nei tempi di chiusura e apertura del dispositivo e della pendenza di discesa e salita della tensione. Eventuali scostamenti rispetto al grafico riportato sotto vanno adeguatamente documentati e giustificati nel rapporto di prova.

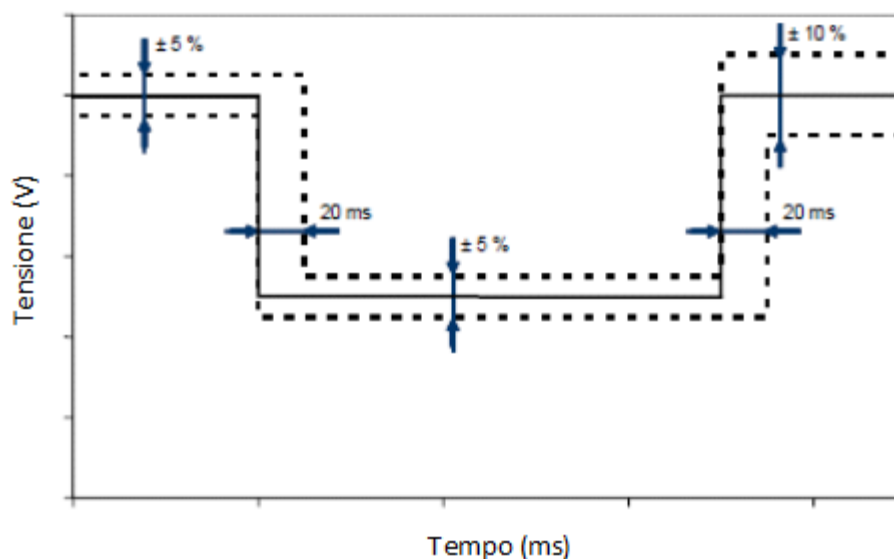


Figura 27 – Tolleranze di ampiezza e tempo per le sequenze di prova di abbassamento della tensione di rete (VRT Test) (Fonte: Norma IEC 61400-21, ed.2 – 2008/08)

NOTA Le misure effettuate secondo il metodo del simulatore di cortocircuiti basato sul partitore di impedenze rappresenta un carico significativo sia per il generatore che soprattutto per la rete. Pertanto è necessario porre in atto tutte le contromisure necessarie, incluso la predisposizione di adeguati dispositivi di protezione sia lato rete che lato generatore. Qualora la prova comporti l'impegno di una percentuale rilevante della potenza P_{sc} di cortocircuito disponibile al punto di prelievo ove è collegato il circuito ($>5\%P_{sc}$), è opportuno concordare preventivamente con il Distributore sia il piano di test (fasce orarie, intervallo minimo tra una sequenza e la successiva, etc...), che il circuito e i dispositivi di protezione da adottare.

N.8.3.2 Metodi di prova alternativi – simulatore di rete

Il circuito di prova suggerito dalla norma IEC 61400-21 (ed.2 – 2008/08, sez. 6.5 e 7.5) per la simulazione dei guasti sulla rete e dei conseguenti abbassamenti transitori di tensione è fornito a titolo di esempio, in quanto altre topologie circuitali sono ammissibili, purché in grado di riprodurre ai capi del generatore gli stessi gradini di tensione previsti nella Tabella 33.

Infatti in linea di principio, pur considerando che il circuito descritto al par. N.8.3.1 simula in maniera fedele anche il comportamento della rete durante un guasto trifase o bifase, quello che è rilevante per gli scopi di questa norma è la verifica dell'impatto che i transitori hanno sul generatore in prova, non sulla rete elettrica.

Pertanto sono ammessi circuiti o dispositivi alternativi al simulatore di cortocircuiti riportato in IEC 61400-21 (ed.2 – 2008/08) basato sul principio del partitore di tensione, purché:

- questi riproducano abbassamenti di tensione di forma e durata conforme a quanto riportato in Tabella 33, in particolare per quanto riguarda la rapidità dei fronti di discesa e risalita della tensione, come riportato in Figura 27 (comparabili a quelli degli interruttori di media tensione);
- il comportamento della terna trifase durante l'applicazione del guasto simulato si possa modellare con la stessa accuratezza;
- i fronti dei transitori di tensione siano indipendenti dall'angolo di fase della tensione di rete;
- siccome i guasti sulla rete elettrica comportano in genere un salto dell'angolo di fase delle tensioni, in aggiunta all'effetto di riduzione di ampiezza durante il transitorio, è necessario che il sistema di simulazione alternativo utilizzato sia capace di generare anche salti di fase durante l'applicazione dei gradini di tensione^(*).

(*) Per questo si faccia riferimento al calcolo dei valori in ampiezza e fase della terna di tensioni durante l'applicazione dei gradini, riportato a titolo informativo in Allegato R".



La disponibilità di metodi alternativi purché rispondenti ai requisiti riportati sopra può essere sfruttata in particolare per la verifica dei generatori statici per applicazioni fotovoltaiche, in quanto l'utilizzo dei moduli fotovoltaici come fonte primaria non costituisce un requisito essenziale per garantire la plausibilità dell'esito di queste prove, potendo in tali casi utilizzare sorgenti c.c. simulate del tipo specificato in Allegato Q purché di potenza almeno pari a quella nominale del generatore.

In particolare sono ammessi circuiti di prova alternativi basati sull'utilizzo di simulatori di rete, come rappresentato in Figura 28.

Questi sono composti fondamentalmente da una sorgente di tensione a bassa resistenza interna combinata con amplificatori a larga banda (lineari o del tipo a commutazione forzata) in grado di riprodurre fedelmente 3 tensioni sinusoidali a contenuto armonico controllato, con ampiezza, frequenza fondamentale e relazione di fase regolabili entro ampi margini.

Esistono in particolare versioni di tipo cosiddetto "rigenerativo", basate su topologie switching bidirezionali, in grado quindi di gestire flussi di potenza attiva e reattiva sia entranti che uscenti dai morsetti di uscita. Questi modelli sono in genere collegati alla rete elettrica potendo erogare o assorbire potenza a tensioni e frequenza diverse (lato DUT in Figura 28), pur mantenendo un assorbimento o erogazione in ingresso verso la rete a 50Hz con fattore di potenza unitario e bassissimo contenuto armonico.

Qualora si utilizzi un simulatore di rete, purché di potenza almeno pari a $0,9 \cdot S_n$, quest'ultimo deve:

- 1) garantire la possibilità di un controllo indipendente in ampiezza e angolo di fase delle tre tensioni;
- 2) essere fornito delle impedenze Z_1 , Z_2 e Z_3 , Z_N in modo da riprodurre le componenti ohmica e induttiva della impedenza di cortocircuito tipiche della rete. Sono utilizzati i valori minimi di impedenze indicati in N.8.3.1.
- 3) Essere in grado di riprodurre tensioni di fase e relativi angoli di sfasamento analoghi a quelli che si producono sul lato BT dei trasformatori in ragione del gruppo vettoriale (tipicamente Dy), in presenza di guasti asimmetrici bifase presenti sul lato MT (lato rete pubblica)^(*).

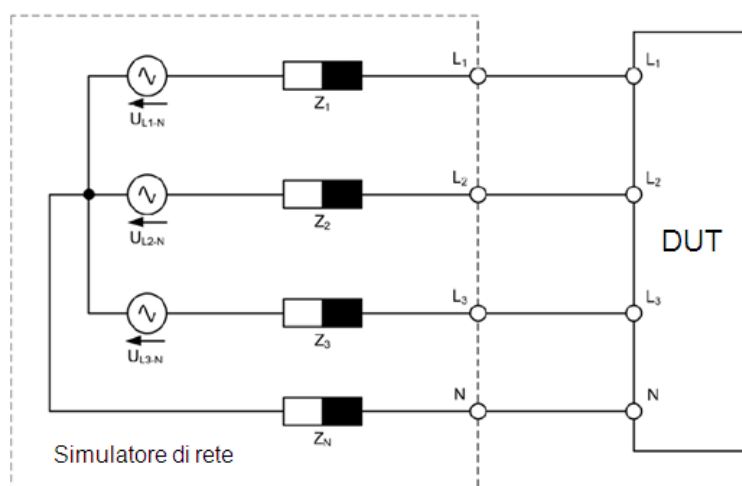
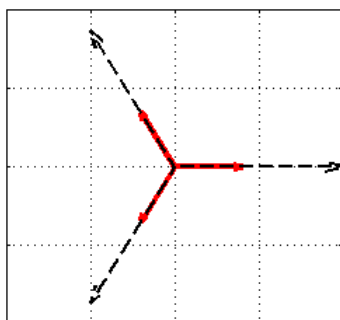


Figura 28 – Utilizzo di simulatore di rete

(*) Come riportato in Allegato R (si veda la Tabella R2 e i diagrammi fasoriali riportati nelle figure R.3-R.6)

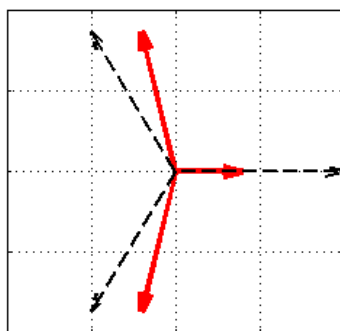


- 1) In merito alla alimentazione del generatore in prova, sarà possibile utilizzare una sorgente in grado di simulare quella in ingresso propria del sistema/tecnologia sotto esame, sia essa elettrica (ad es. DC per i sistemi di conversione fotovoltaica) oppure meccanica (per es. nel caso di generatori per applicazioni in campo eolico), purché in grado di fornire il livello di potenza adeguato (sia essa potenza meccanica oppure elettrica) durante l'esecuzione delle singole prove. In particolare la sorgente simulata dovrà riprodurre sia le condizioni stazionarie che quelle dinamiche necessarie per garantire la rispondenza dei test alle condizioni reali di utilizzo del generatore.
- 2) Con riferimento all'elenco delle prove riportate in Tabella 33, gli abbassamenti di tensione che sono oggetto di queste prove sono causati da guasti prodotti sulla linea di distribuzione in media o alta tensione. Le tipologie di guasto considerate sono due:
- 4) guasto simmetrico trifase (Tabella 33, Prove No. 1s, 2s, 3s, 4s)



- 5) guasto asimmetrico bifase (Tabella 33, Prove No. 1a, 2a, 3a, 4a)

Un guasto in MT, che provoca in BT una variazione oltre che di ampiezza anche della relazione di fase delle tensioni (il caso considerato prevede la presenza di un trasformatore Dy per il collegamento del generatore alla linea MT o alla cabina secondaria).



Durante il guasto asimmetrico bifase, l'ampiezza residua delle 3 tensioni e gli sfasamenti tra le fasi dovranno essere conformi ai valori riportati nella Tabella seguente



Tabella 34 – Vettori di fase sul lato BT di un trasformatore Dy in presenza di guasti asimmetrici bifase sul lato primario in MT^(*)

Prova No. (rif. Tab. F6)	V/V _{nom} (lato MT)	Tensioni fase-terra (lato BT)			Angoli di fase		
		u ₁ /u _{1,nom}	u ₂ /u _{2,nom}	u ₃ /u _{3,nom}	φ _{u1}	φ _{u2}	φ _{u3}
1a	0,05 ± 0,05	0,86 ± 0,05	0,86 ± 0,05	0,05 ± 0,05	28°	-148°	120°
2a	0,25 ± 0,05	0,88 ± 0,05	0,88 ± 0,05	0,25 ± 0,05	22°	-142°	120°
3a	0,50 ± 0,05	0,90 ± 0,05	0,90 ± 0,05	0,50 ± 0,05	14°	-134°	120°
4a	0,75 ± 0,05	0,94 ± 0,05	0,94 ± 0,05	0,75 ± 0,05	7°	-127°	120°
condizioni normali	1	1	1	1	0°	-120°	120°

Queste alterazioni si propagano sul lato in bassa tensione del trasformatore elevatore con valori di ampiezza delle singole tensioni ed angolo di fase che sono dipendenti dalle caratteristiche del trasformatore utilizzato per il collegamento alla rete del sistema di generazione, in particolare gruppo vettoriale ed impedenza. Tuttavia si è considerato qui il caso di gran lunga più ricorrente nelle applicazioni reali, in quanto i trasformatori adottati sono in genere quelli di taglia e tipologia normalizzata, con gruppo vettoriale Dy (o a questo gruppo assimilabile per caratteristiche di sfasamento). Pertanto si è ritenuto opportuno specificare sia le ampiezze che le relazioni di fase delle 3 tensioni da impostare nel simulatore per la esecuzione delle prove relative a guasti asimmetrici bifase (sequenze 1a/2a/3a/4a in Tabella 33) al fine di fornire un set di condizioni univoche e ripetibili per i casi in cui si intenda adottare il circuito di prova con il simulatore.

I laboratori accreditati per lo svolgimento del presente test presso propria sede, potranno eseguire il test presso il costruttore, con strumentazione di misura propria. Nel caso il Costruttore possieda le attrezzature per l'esecuzione del test; sarà cura dei laboratori di prova la verifica anche della rispondenza delle attrezzature alle richieste normative.

N.8.4 Rapporti di prova emessi secondo CEI EN 61400-21 ed FGW-TR3

Le verifiche di conformità alle prescrizioni di cui al presente paragrafo, relative alla insensibilità agli abbassamenti di tensione, si possono alternativamente assolvere utilizzando le procedure previste nella norma CEI EN 61400-21 (ed.2 – 2008/08), così come nelle linee guida tedesche FGW Part3 (“Determination of electrical characteristics of power generating units and systems connected to MV, HV and EHV grids”, anche FGW TR3, vedi: www.wind-fgw.de), che sono direttamente derivate dalla norma IEC 61400-21, purché il profilo tensione-tempo della caratteristica FRT comprenda almeno tutti i punti della “zona di distacco non ammesso” riportata in Figura 24, ovvero le prove siano effettuate utilizzando sequenze di test di ampiezza e durata almeno pari a quelle previste in Tabella 33.

In genere questo è possibile senza alterare il protocollo di test previsto in IEC 61400 ed FGW TR3, ad eccezione delle due sequenze con tensione residua di ampiezza minima (sequenze 1s e 1a in Tabella 33) per le quali la FGW prevede una durata minima del gradino di tensione pari a 150ms (anziché 200ms), in quanto la curva di LVFRT-capability utilizzata, in conformità alla BDEW-2008 (regole di connessione dei generatori a linee MT in Germania), prevede una zona a tensione minima (0,05%V_n) non superiore a 150ms.

A questo proposito qualora siano soddisfatti i requisiti di congruenza riportati in precedenza in merito alla durata e profondità dei buchi di tensione simulati, eventuali test report emessi da laboratori accreditati alla esecuzione delle prove secondo le procedure stabilite nelle suddette normative (in particolare i laboratori accreditati EN ISO/IEC 17025 alle procedure FGW-TR3) potranno essere utilizzati per la dichiarazione di conformità ai presenti requisiti.

(*) La dimostrazione analitica dei valori specificati in Tabella 41 è riportata a titolo informativo in Allegato R



N.8.5 OVRT – modalità di esecuzione e registrazione delle prove per i generatori statici

Lo scopo di queste prove è di verificare che il generatore sia in grado di riconoscere correttamente gli innalzamenti transitori della tensione di rete e di superarli mantenendo la connessione senza subire danni, riprendendo poi l'erogazione della potenza attiva e reattiva "pre-transitorio" entro 400ms dal rientro della tensione nei limiti tra 85% e 110% del valore nominale.

L'analisi della corrente erogata durante il transitorio e gli istanti immediatamente precedenti e successivi ad esso, permetterà anche di verificare le prestazioni che in futuro saranno richieste per il supporto dinamico alla rete elettrica.

Le verifiche di rispondenza ai requisiti di immunità agli innalzamenti di tensione (OVRT-capability) si effettuano secondo le sequenze di test riportate in Tabella 35, limitate agli innalzamenti di tensione di tipo simmetrico, da eseguire con il generatore funzionante:

- al di sopra del 90 % della potenza nominale.

Per generatori di grossa taglia (> 100kW) è ammesso effettuare le prove a potenza ridotta, purché superiore al 30% della potenza nominale del generatore.

Prima di procedere alla simulazione dell'innalzamento della tensione secondo una qualsiasi delle prove riportate in Tabella 35, si lasci il sistema operare nelle condizioni impostate per almeno 5 minuti o il tempo necessario affinché si stabilizzi la temperatura interna al convertitore.

La protezione di interfaccia dovrà essere disabilitata oppure regolata al fine di evitare scatti intempestivi durante l'esecuzione della prova.

Il sistema di simulazione della sovratensione deve produrre gli innalzamenti di tensione simmetrici con profilo riportato in Tabella 35 e secondo la Figura 29 in condizioni di funzionamento a vuoto. Non è necessaria l'esecuzione di prove aggiuntive per le sovratensioni di natura asimmetrica.

In linea generale, a prescindere dal circuito di prova utilizzato, il risultato di ciascuna sequenza dovrà essere documentato in modo analogo a quanto richiesto e meglio specificato in N.8.1 per le prove di LVRT.

Qualora il generatore sia equipaggiato con un trasformatore di isolamento, le misure devono essere effettuate sul "lato rete" dello stesso.

I laboratori accreditati per lo svolgimento del presente test presso propria sede, potranno eseguire il test presso il costruttore, con strumentazione di misura propria. Nel caso il Costruttore possieda le attrezzature per l'esecuzione del test; sarà cura dei laboratori di prova la verifica anche della rispondenza delle attrezzature alle richieste normative.

Tabella 35 – Sequenze di test per verifica immunità agli innalzamenti temporanei di tensione (OVRT-capability). Le ampiezze, la durata e la forma si riferiscono alle condizioni di test a vuoto

Elenco prove	Ampiezza della tensione fase-fase V/V_n (*)	Durata [ms]	Forma(**)
OV1 – sovratensione simmetrica trifase	$1,25 \pm 0,05$ (V_{OV1}/V_n)	$= 100 \pm 20$	
OV2 – sovratensione simmetrica trifase	$1,20 \pm 0,05$ (V_{OV2}/V_n)	$= 500 \pm 20$	
(*) I valori di tensione sono espressi in per unit della tensione nominale concatenata in MT, quindi riferiti ai livelli di tensione previsti per guasti provocati su linee MT.			
(**) A prescindere dal metodo utilizzato per simulare i transitori (rete di impedenze, simulatore o altro metodo), i fronti di salita e di discesa della tensione devono avere durata inferiore a 20ms			



N.8.6 Circuiti di prova – requisiti

Qualsiasi circuito di prova è ammissibile, purché rispetti i seguenti requisiti generali:

- il circuito di prova utilizzato deve consentire l'esecuzione delle prove in modo tale che il gradino di tensione risultante da ognuna delle 2 sequenze indicate in Tabella 33 sia indipendente dall'angolo di fase della tensione di rete;
- il circuito di prova non deve causare interruzioni oppure irregolarità al profilo di tensione e di potenza durante l'esecuzione di ciascuna sequenza;
- in assenza di generatore, il circuito di prova deve garantire un inviluppo della tensione durante la simulazione conforme al grafico di Figura 29. Le tolleranze tratteggiate in Figura 29 tengono conto degli scostamenti e ritardi nei tempi di chiusura e apertura degli eventuali interruttori o contattori utilizzati nel circuito di simulazione e della pendenza di salita e discesa della tensione. Eventuali scostamenti rispetto al grafico riportato sotto vanno adeguatamente documentati e giustificati nel rapporto di prova.

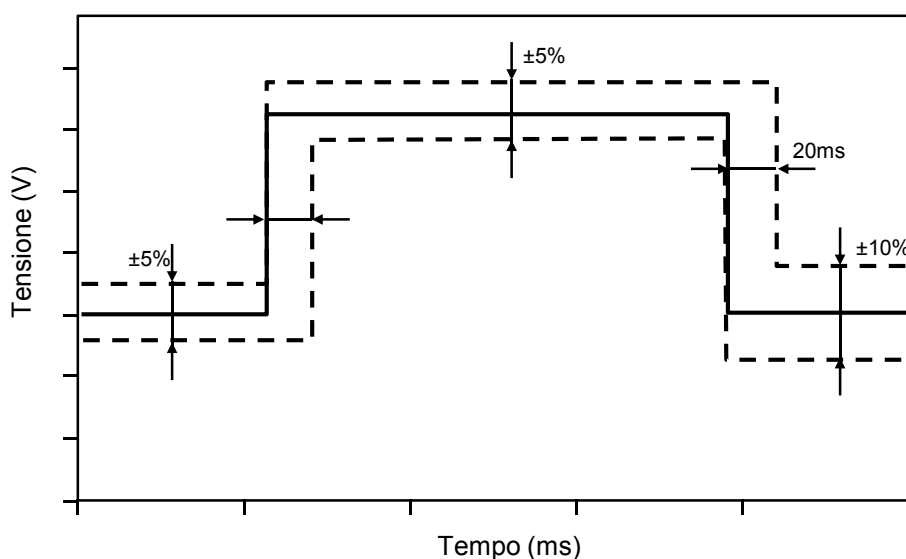


Figura 29 - Tolleranze di ampiezza e tempo per le sequenze di prova di innalzamento della tensione di rete (OVRT Test)

N.8.6.1 Circuito di prova – simulatore di cortocircuiti

Di seguito sono descritti i requisiti per il dimensionamento del circuito di prova e la verifica della compatibilità delle infrastrutture della rete disponibile al punto di connessione per la esecuzione dei test, qualora la prova sia eseguita tramite il simulatore di cortocircuiti combinato con un trasformatore elevatore interposto tra il circuito ed il generatore in prova (vedi Figura 30).

L'utilizzo di un trasformatore trifase MT/BT a valle del simulatore di corto circuito^(*) avente la tensione nominale sul secondario uguale a 1,25 volte (1,20 per la sequenza di prova OV2 di Tabella 35) la tensione nominale del generatore in prova, permette di riprodurre i gradini di sovratensione richiesti dalla norma, agendo sul comando degli interruttori S1 e S2, purché Z1 e Z2 siano opportunamente dimensionate come meglio illustrato nel seguito.

(*) In ogni caso il trasformatore è sempre presente nei sistemi di generazione utilizzati in impianti connessi a linee MT, pertanto sarà sufficiente adottare un trasformatore con rapporto spire opportunamente modificato affinché questo renda disponibile con S2 aperto e in condizioni a vuoto una tensione rispettivamente pari al 125% e 120% del valore nominale

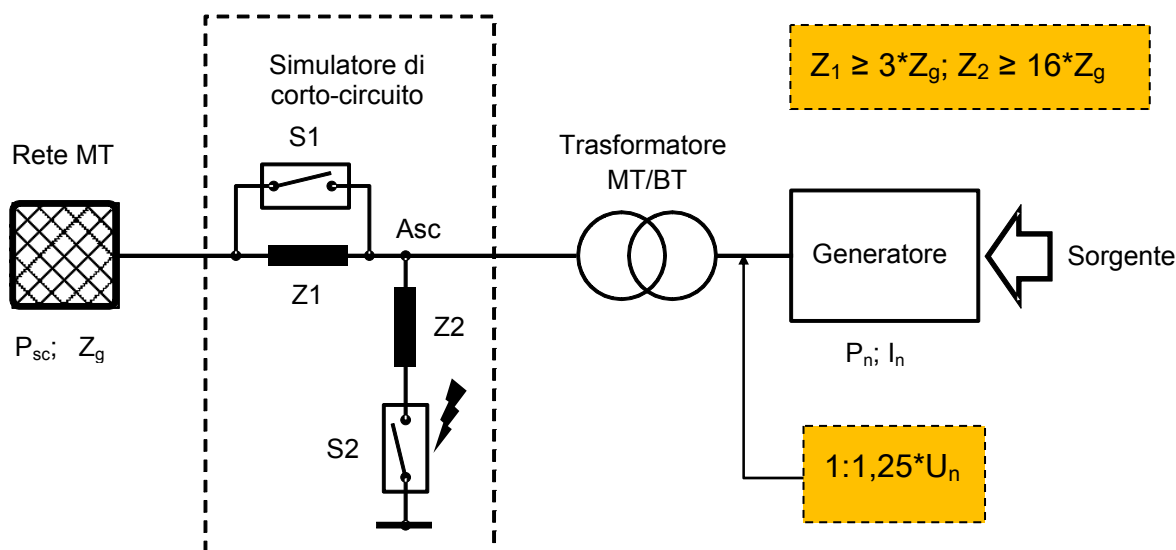


Figura 30 – Esempio di circuito di prova per simulare gli innalzamenti temporanei di tensione

La procedura con cui si realizza la prova è la seguente:

- ➔ si parte con S2 chiuso e S1 aperto. Il partitore formato dalle due impedenze Z_1 e Z_2 dovrà essere dimensionato in funzione delle caratteristiche della rete (Z_g) e dal rapporto spire del trasformatore in modo tale da determinare una tensione ai capi del generatore (sul lato BT del trasformatore) prossima a quella nominale.
- ➔ Per applicare la sovratensione sarà poi sufficiente aprire il contattore S2 e, opzionalmente, chiudere S1 (se presente). Grazie al rapporto spire del trasformatore MT/BT si avrà una tensione a vuoto sul generatore pari a 1,25 (1,20) volte quella nominale.
- ➔ La durata del gradino di sovratensione è determinata dal tempo di apertura di S2. Pertanto la temporizzazione andrà modificata portandola rispettivamente da 100ms per la prova a $1,25*V_n$ (sequenza OV1, Tab. 35) a 500ms nella sequenza successiva in cui si dovrà verificare l'immunità a sovratensioni di $1,20*V_n$ (sequenza OV2, Tab. 35).

Con riferimento alla sequenza OV1 ($U=125\%*U_n$), per il dimensionamento del circuito di prova valgono le seguenti considerazioni:

- ➔ Ipotizziamo che il trasformatore, in condizioni a vuoto e con S2 aperto, renda disponibile sul lato BT una tensione pari al 125% del valore nominale.
- ➔ Ipotizziamo che sia l'impedenza di corto circuito della rete cui è collegato il circuito di prova (Z_g) che le due impedenze Z_1 e Z_2 siano prevalentemente induttive. Ciò è vero con buona approssimazione per linee MT e nell'ipotesi in cui Z_1 e Z_2 siano scelte in modo tale da avere un rapporto $X/R \gg 1$ (comunque non inferiore a 3)

definita $Z_0 = Z_g + Z_1$, il valore di Z_2 si ottiene imponendo che, con S2 chiuso, sul secondario del trasformatore MT/BT sia presente in condizioni a vuoto la tensione nominale del generatore in prova.

$$Z_2 / (Z_0 + Z_2) = 0,8$$

$$Z_2 = 0,8*(Z_2 + Z_0)$$

$$Z_2 = 0,8*Z_0 / 0,2 = 4*Z_0$$



Il valore limite inferiore di Z1 e Z2 si ottiene poi imponendo che durante l'esecuzione della prova, ad S2 chiuso, si abbia al più una riduzione di tensione di rete del 5%.

Ciò comporta, nota l'impedenza di corto circuito della rete a monte pari a Z_g e partendo dalla relazione precedente, il rispetto dei seguenti vincoli:

$$\left\{ \begin{array}{l} Z1 \geq 3 \cdot Z_g \\ Z2 \geq 16 \cdot Z_g \end{array} \right.$$

Il metodo proposto è idoneo a condizione che durante l'esecuzione della prova, con generatore in erogazione, il profilo della tensione si mantenga vicino a quello atteso a vuoto con uno scostamento al più pari al $5\% \cdot U_n$.

Ciò permette di definire il rapporto tra potenza massima (P_{max}) del generatore connettibile ad un circuito di prova collegato ad un punto di consegna caratterizzato da una certa potenza di corto-circuito (P_{sc} ; Z_g).

Imponendo per esempio che il generatore in prova possa erogare la propria corrente nominale I_n (a $\cos\phi$ unitario), senza produrre in condizioni di S2 chiuso una variazione della tensione al nodo Asc del circuito di Figura 30 superiore al 5% della tensione di rete nominale, si ottiene:

$$P_{sc} \geq 12,5 \cdot P_{max}$$

Questo vuol dire che l'esecuzione del test a piena potenza è fattibile a condizione che il generatore eroghi una potenza non superiore all'8% della potenza di corto circuito disponibile al punto di connessione.

Qualora questa condizione non sia soddisfatta è possibile effettuare la prova con generatore erogante il 30% della potenza nominale. In tal caso l'esecuzione della prova secondo il metodo del simulatore di corto-circuito è possibile purché la potenza di corto-circuito al punto di consegna sia almeno pari a:

$$P_{sc} \geq 12,5 \cdot 0,3 \cdot P_n = 3,75 \cdot P_n$$

NOTE 1 L'analisi non tiene conto dell'impedenza del trasformatore MT/BT che contribuisce anch'essa a modificare il profilo della tensione sotto carico. Tuttavia si ritiene che le valutazioni sopra riportate siano sufficienti per stabilire i criteri di massima per il dimensionamento dei componenti.

NOTE 2 Il circuito proposto prevede che le impedenze Z1 e Z2 siano direttamente collegate sul lato MT al punto di consegna. Lo stesso approccio può essere utilizzato per simulare i profili di OVRT utilizzando un circuito di impedenze collegato sul lato BT del trasformatore MT/BT. Valgono le stesse considerazioni per il dimensionamento, purché si tenga conto del rapporto di trasformazione per il calcolo delle impedenze.

NOTE 3 I valori delle impedenze Z1 e Z2 utilizzati nella campagna di misure ed il relativo rapporto X/R devono essere specificati nel rapporto di prova, insieme alla descrizione del circuito utilizzato. Inoltre la potenza di cortocircuito della rete, resa disponibile al livello di tensione a cui viene effettuata la prova, deve essere documentato;

NOTE 4 Come rete c.a. si intende rete trifase in media tensione. Non è consentito ai laboratori di prova allacciarsi direttamente a una linea pubblica BT. Sarà quindi necessario che il laboratorio di prova disponga di connessione MT, con potenza di cortocircuito sufficiente per eseguire in sicurezza le prove in accordo alle presenti linee guida e nel rispetto delle prescrizioni imposte dal Distributore.

N.8.6.2 Metodi di prova alternativi – simulatore di rete

In analogia alle prove di LVRT-capability, è possibile effettuare anche quelle di OVRT utilizzando un simulatore di rete (vedi Figura 28), purché siano rispettati i seguenti requisiti:

- Il simulatore riproduca l'innalzamento di tensione di forma e durata conforme a quanto riportato in Tabella 35, in particolare per quanto riguarda la rapidità dei fronti di salita e ridiscesa della tensione, come riportato in Figura 29.
- I fronti dei transitori di tensione siano indipendenti dall'angolo di fase della tensione di rete;



Qualora si utilizzi un simulatore di rete, questo deve consentire l'esecuzione delle sequenze OV1 e OV2 riportate in Tabella 35 con generatore erogante una potenza almeno pari a $0,3 \cdot S_n$.

Valgono le stesse considerazioni fatte in N.8.3.2 in merito alle modalità di alimentazione del generatore in prova (sorgente reale o sorgente simulata).

N.9 Verifica della insensibilità alle richiusure automatiche in discordanza di fase

Questo tipo di test può essere eseguito secondo due modalità:

- 1) con il generatore connesso ad una rete simulata (N.8.1)
- 2) con il generatore connesso alla rete di distribuzione (N.8.2 e in alternativa N.8.3).

Il generatore non deve danneggiarsi a seguito delle prove. Sono ammessi lo spegnimento e lo scatto di eventuali protezioni.

Per i generatori eolici DFIG, nei quali il generatore elettrico rotante è direttamente connesso alla rete, il test non è richiesto.

N.9.1 Test su rete simulata per generatori statici ed eolici FC:

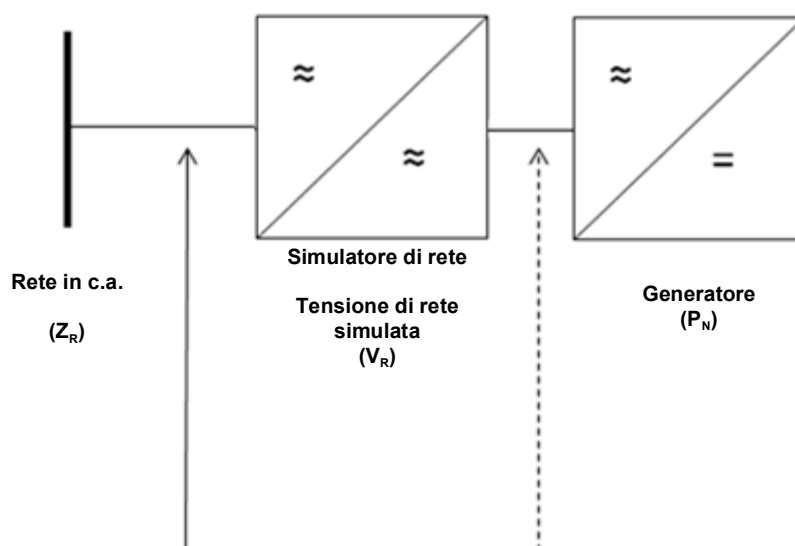


Figura 31 - Circuito per la verifica della insensibilità alla richiusura automatica in discordanza di fase tramite simulatore di rete

Con riferimento allo schema riportato in Figura 31 – utilizzo di rete simulata:

- Il simulatore di rete dovrà essere in grado di produrre salti di fase della tensione ai morsetti di uscita dell'inverter rispettivamente di 90° e di 180° ;
- Generatore in funzionamento ad un livello di potenza compatibile con le caratteristiche del circuito di prova e con fattore di potenza unitario ($\cos \varphi = 1$);
- VR: tensione di rete simulata;

Il generatore va portato in funzionamento alla potenza nominale. Si lasci il sistema operare nelle condizioni impostate per almeno 5 minuti o il tempo necessario affinché si stabilizzi la temperatura interna al convertitore.

Al termine per periodo di stabilizzazione si dovranno effettuare in sequenza 2 prove, inducendo un transitorio che produca repentinamente un angolo di sfasamento sulla tensione di rete simulata VR pari a 180° ed a 90° .

Nel test report vanno indicati per ciascuna delle due sequenze di test:

- l'angolo fra la tensione prima e dopo il salto di fase, con uno strumento avente errore di 1° ;
- la corrente del generatore su una finestra temporale che decorre da 20 ms prima ad almeno 200 ms dopo il salto di fase della tensione di rete simulata.

Qualora non siano disponibili simulatori di taglia idonea, è ammesso l'utilizzo di questo metodo effettuando le prove con generatore operante a potenza ridotta, purché il simulatore sia di taglia almeno pari a 30kW.

N.9.2 Test su rete reale per generatori statici ed eolici FC

Test su rete di distribuzione tramite trasformatore di accoppiamento:

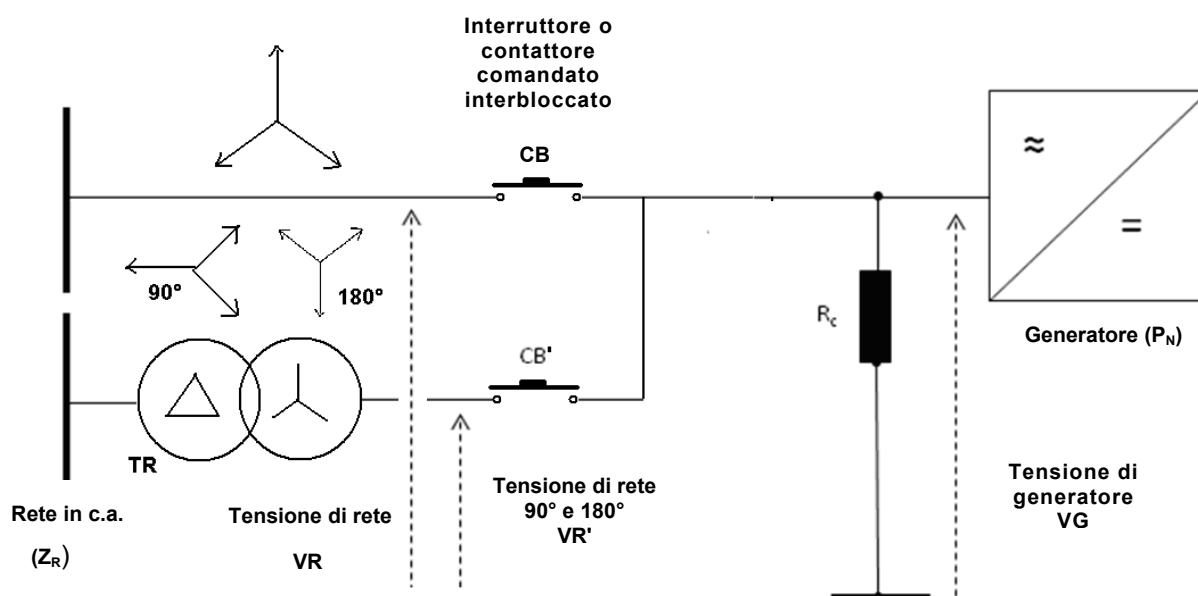


Figura 32 – Circuito per la verifica della insensibilità alla richiusura automatica in discordanza di fase tramite trasformatore di accoppiamento

Con riferimento allo schema riportato in Figura 32 - circuito per la verifica della insensibilità alla richiusura automatica in discordanza di fase tramite trasformatore di accoppiamento – utilizzo di un trasformatore di accoppiamento:

- TR: trasformatore con colonne aperte, da configurare YYn o DYn in funzione della prova da effettuare;
- Generatore: inverter in funzionamento ad un livello di potenza compatibile con le caratteristiche del circuito di prova e con fattore di potenza unitario ($\cos \varphi = 1$);
- R_c: carico resistivo zavorra, di potenza pari alla potenza nominale dell'inverter;
- VR: tensione della rete di distribuzione;
- VR': tensione sfasata rispetto alla rete di distribuzione di 90° e 180° in funzione della prova da effettuare;
- VG: tensione applicata al generatore;

Il contattore CB è chiuso, il contattore CB' è aperto.



Il generatore va portato in funzionamento alla potenza nominale. Si lasci il sistema operare nelle condizioni impostate per almeno 5 minuti o il tempo necessario affinché si stabilizzi la temperatura interna al convertitore.

Si verifichi che, per almeno 1 minuto, la corrente attraverso l'interruttore CB sia inferiore al 2 % della corrente nominale. Il valore misurato va riportato nel test report.

Quindi aprire il contattore CB e chiudere il contattore CB', in modo coordinato e istantaneo (a meno della differenza sui tempi di apertura e chiusura). La resistenza di zavorra attenua i transitori elettrici sull'uscita dell'inverter ed impedisce che l'inverter si scollegi dalla rete.

Lo spegnimento del generatore o l'intervento delle protezioni possono avvenire solo a valle della completa chiusura del contattore CB'.

Vanno effettuate 2 prove, con angolo di sfasamento alla chiusura rispettivamente pari a 180° ed a 90°. A tal fine il gruppo vettoriale del trasformatore TR va riconfigurato in modo opportuno.

Nel test report vanno indicati:

- l'angolo fra le 2 tensioni misurate con uno strumento avente errore di 1°;

la corrente del generatore a seguito della chiusura, rilevata su una finestra temporale che decorre da 20 ms prima ad almeno 200 ms dopo il salto di fase della tensione di rete.



Aggiungere il seguente nuovo Allegato

Allegato N bis
(normativo)

Prove sui sistemi di accumulo

Le informazioni contenute in questo Allegato sono allo studio.

Aggiungere il seguente nuovo Allegato

Allegato U
(normativo)

Fac-simile di Regolamento di Esercizio per il funzionamento dell'impianto di produzione dell'energia elettrica di proprietà del produttore in parallelo con la rete MT di _____

Sostituire il testo come nel seguito:

Le informazioni contenute in questo Allegato sono allo studio.

Aggiungere il seguente Allegato V

Allegato V
(informativo)

Sorgente AC quale fonte primaria simulata per le verifiche di laboratorio sui generatori eolici FC

V.1 Aspetti generali

Le prove sui generatori eolici richiedono in generale di essere effettuate mediante opportune campagne di acquisizioni sul campo, ad esempio su un impianto di prova. In tal modo le prove tengono in considerazione il comportamento di tutte le parti costituenti il generatore (es. rotore, moltiplicatore di giri, freni, generatore elettrico, trasformatore, sistema d'imbardata, sistemi di controllo e protezione, dispositivi ausiliari).

In alcune situazioni particolari viene proposto, come metodo alternativo per l'effettuazione delle prove, l'impiego di un opportuno simulatore AC che simula l'uscita del generatore elettrico utilizzato dal generatore eolico. In particolare, tale metodo è proposto per le prove dei generatori eolici "Full Converter" di potenza limitata (fino a 100 kW). In alcune situazioni, il metodo è esteso anche ai generatori eolici FC di potenza maggiore di 100 kW.

In questi casi si presume che le proprietà elettriche rilevanti per la rete elettrica siano scarsamente influenzate dalla presenza dei componenti meccanici e del generatore elettrico, e pertanto sia sufficiente valutare il comportamento dei soli convertitori elettrici di potenza utilizzati nel generatore eolico. Pertanto le verifiche sulle caratteristiche che hanno rilevanza per la rete possono essere effettuate utilizzando una sorgente AC a tensione e frequenza variabile, in sostituzione del sistema turbina + generatore elettrico. Questa soluzione consente di svincolarsi dalla necessità di operare in campo e di ridurre notevolmente la complessità sia logistica che tecnica per la esecuzione delle verifiche previste e dettagliate nell'Allegato N.



Nel presente allegato vengono fornite alcune indicazioni sui requisiti minimi per il dimensionamento di sorgenti AC idonee alla simulazione della sorgente primaria eolica, affinché si possano effettuare tutte le prove previste in Allegato N, garantendo che siano riprodotte con adeguata fedeltà le proprietà della sorgente reale che più hanno influenza sul comportamento del convertitore nel funzionamento in parallelo con la rete elettrica.

V.2 Misure per la qualità della tensione (generatori FC fino a 100 kW)

Per le misure di corrente armonica e di fluttuazioni di tensione dovute a manovre di sezionamento/separazione, la sorgente AC ha la funzione di consegnare al convertitore elettrico una potenza elettrica a tensione e frequenza costanti, con potenza corrispondente ai vari livelli richiesti per la effettuazione delle misure. Per le misure di flicker, la sorgente AC deve generare l'intera potenza elettrica richiesta dal generatore, e dovrebbe riprodurre l'energia modulandone opportunamente il valore, al fine di tenere in considerazione la presenza del vento.

V.3 Verifica del campo di funzionamento in tensione e frequenza

La sorgente AC deve riprodurre una potenza elettrica a tensione e frequenza costante. In riferimento al par. N.4.1.1 la sorgente deve riprodurre l'intera potenza nominale del generatore, mentre per le prove richieste al par. N.4.1.2 è sufficiente una potenza ridotta, purché almeno pari a 30 kW.

V.4 Verifica delle condizioni di sincronizzazione e presa di carico

La sorgente AC deve riprodurre una potenza elettrica a tensione e frequenza costante, corrispondente all'intera potenza nominale del generatore, o ad un valore ridotto, purché almeno pari a 30 kW.

V.5 Verifica dei requisiti costruttivi circa lo scambio di potenza reattiva

La sorgente AC deve riprodurre una potenza elettrica a tensione e frequenza costante, corrispondente all'intera potenza nominale del generatore.

V.6 Verifica dei requisiti costruttivi circa la regolazione di potenza attiva (generatori FC fino a 100 kW)

La sorgente AC ha la funzione di consegnare al convertitore elettrico una potenza elettrica a tensione e frequenza costanti, con potenza corrispondente ai vari livelli richiesti per la effettuazione delle misure, arrivando fino a generare la potenza elettrica nominale.

V.7 Verifica della insensibilità alle variazioni di tensione e alle richiusure automatiche in discordanza di fase (generatori FC fino a 100 kW)

La sorgente AC ha la funzione di consegnare al convertitore elettrico una potenza elettrica a tensione e frequenza costanti, con potenza corrispondente ai vari livelli richiesti per la effettuazione delle misure, arrivando fino a generare la potenza elettrica nominale.





La presente Norma è stata compilata dal Comitato Elettrotecnico Italiano e beneficia del riconoscimento di cui alla legge 1° Marzo 1968, n. 186.

Editore CEI, Comitato Elettrotecnico Italiano, Milano – Stampa in proprio

Autorizzazione del Tribunale di Milano N. 4093 del 24 Luglio 1956

Direttore Responsabile: Ing. R. Bacci

Comitato Tecnico Elaboratore
CT 0-Applicazione delle Norme e testi di carattere generale

Altre Norme di possibile interesse sull'argomento

CEI 0-21

Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica