

*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 V1 alla Norma CEI 0-16:2014-09 (a sua volta versione consolidata della Norma CEI 0-16:2012-12, dell'Errata Corrige:2013-05 e della Variante V1:2013-12) riguarda principalmente le prescrizioni applicabili ai sistemi di accumulo di energia elettrica che fanno parte di impianti di produzione. Lo scopo della presente Variante è di fornire linee guida per l'inserimento dei sistemi di accumulo negli impianti di generazione connessi a reti AT ed MT dei Distributori. Essa comprende anche le prove necessarie affinché tali sistemi di accumulo siano compatibili con le necessità di sicurezza del servizio delle reti cui sono connessi.



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 18-12-2014

Ambito validità Nazionale

Fascicolo 13887

Ed. Prec. Fasc. Nessuna

Comitato Tecnico CT 316-Conessioni alle reti elettriche Alta, Media e Bassa Tensione

Approvata da Presidente del CEI

In data 15-12-2014

In data

Sottoposta a Inchiesta pubblica come Progetto C. 1135

Chiusura in data 22-11-2014

ICS



NORMA CEI 0-16:2014-09

VARIANTE 1

3.30 Gruppo/sistema di generazione/produzione (detto anche, in breve, generatore)

Aggiungere alla fine della definizione il testo seguente:

La presenza di un sistema di accumulo (non riferibile ad un UPS) in un qualsiasi impianto comporta che il suddetto sistema di accumulo debba essere considerato, ai fini della presente Norma, come generatore.

Se il sistema di accumulo utilizza un generatore rotante per la connessione alla rete allora dovrà seguire le prescrizioni previste per i generatori rotanti.

Se invece il sistema di accumulo utilizza un sistema di raddrizzamento/inversione (inverter lato rete) per la connessione alla rete allora dovrà seguire le prescrizioni previste per i generatori statici.

3.41 Inverter

Aggiungere alla fine della definizione il testo seguente:

Nelle more di future armonizzazioni del testo, nella presente norma il termine inverter è utilizzato per indicare un convertitore statico bidirezionale in grado di convertire la corrente continua in alternata e viceversa.

3.53 bis Potenza ai fini dei servizi di rete

Modificare il testo come segue:

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

4 Caratteristiche degli Utenti e loro classificazione

Modificare il testo come segue:

Ai fini delle regole tecniche di connessione gli utenti attivi della rete con impianto di produzione (e/o con eventuale accumulo) di potenza nominale fino a 10 kW sono considerati utenti passivi.

Aggiungere la seguente definizione:

3.99-bis UPS

Per UPS devono essere intese unicamente le apparecchiature rispondenti alle Norma EN 62040-1 ed EN 62040-3 o apparecchiature rispondenti alla Norma EN 50171.

8.5.4 Punti di connessione con alimentazioni di emergenza

Primo capoverso, modificare il testo come segue:

Quando siano previsti punti di consegna con alimentazioni elettriche di media o di bassa tensione, derivate da gruppi di generazione di riserva (ad es. gruppi elettrogeni) e/o da gruppi statici di continuità comunque non riferibili ad UPS, alternative a quella principale, devono essere previsti dall'Utente opportuni interblocchi, tra gli organi di manovra delle reti per evitare il funzionamento in parallelo di distinti sistemi elettrici (fatto salvo quanto indicato nel paragrafo 8.5.4.1 "Funzionamento di breve durata in parallelo").



Ultimo capoverso, cancellare il testo e la nota (48):

~~Nel caso in cui l'Utente sia dotato di statici di continuità per servizi non interrompibili di un certo rilievo (trifase di potenza complessiva superiore a 30 kW), si deve evitare che tali apparecchiature possano erogare potenza, anche transitoriamente, verso la rete. A tal fine, deve essere previsto un dispositivo che, al passaggio di potenza verso la rete sul ramo di bypass, interrompa tale condizione anomala di funzionamento entro 15 s in modo da impedire il funzionamento del gruppo statico di continuità come utente attivo (CEI EN 62040); tale dispositivo deve assicurare il sezionamento rispetto alla rete⁽⁴⁸⁾.~~

~~⁽⁴⁸⁾ Come noto, ai fini del sezionamento, non sono ammessi dispositivi di tipo statico. La necessità di un dispositivo di interfaccia si ha allorché l'UPS (e/o CPS) sia dotato di ramo di bypass, oppure abbia lo stadio di conversione c.a./c.c in grado di rialimentare la rete a monte con batteria(e).~~

8.8 Regole tecniche di connessione per gli Utenti attivi

Modificare il primo alinea nel seguente modo:

Nel caso di Utenti attivi (e/o con sistemi di accumulo), oltre alle prescrizioni generali di cui in 8.4, 8.5, 8.6, 8.7 si devono rispettare⁽⁸²⁾:

Modificare il testo relativo ai generatori ORC nel seguente modo:

~~— convertitori statici generatori eolici full converter qualora il generatore ORC sia connesso alla rete tramite questa tipologia di convertitori full converter.~~

Aggiungere alla fine dell'intero paragrafo il seguente testo:

Qualora l'impianto di produzione sia costituito da uno o più generatori e uno o più EESS, collegati sul bus DC di un inverter ed esiste la possibilità di funzionamento dell'impianto senza EESS (ad es. impianto FV in cui sia possibile rimuovere la parte di accumulo), devono essere previste le prove secondo l'Allegato N e Nbis rispettivamente sui due sistemi.

Per questa tipologia di impianto deve essere anche comunicato al Distributore la rimozione permanente del (solo) sistema di accumulo.

8.8.2 Schema tipico di connessione di un Utente attivo

Modificare il primo capoverso come di seguito:

In caso di connessione di Utenti attivi, dovranno essere rispettate le prescrizioni contenute nel seguito ~~la Norma CEI 11-20 se non in contrasto con la presente Norma~~. Nella ~~seguente~~ Figura 13 è rappresentato uno schema tipico di connessione di un Utente attivo (caso generale senza esplicitazione della(e) sezioni di trasformazione e dei sistemi di misura).

Alla fine dell'intero paragrafo, aggiungere il seguente testo:

Nel caso di impianti con presenza di sistemi di accumulo, lo schema di principio di Figura 13 deve essere inteso come di seguito riportato (Figure 13-a, 13-b, 13-c, 13-d).

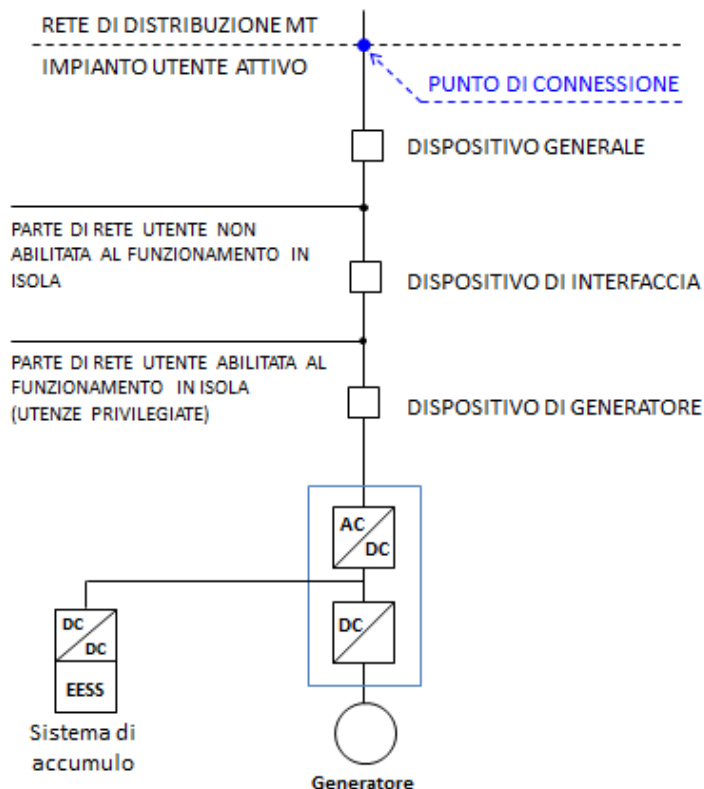


Figura 13-a – Sistema di accumulo posizionato nella parte d’impianto in corrente continua, come da schema di Figura 26 (paragrafo 12.1.4.1)

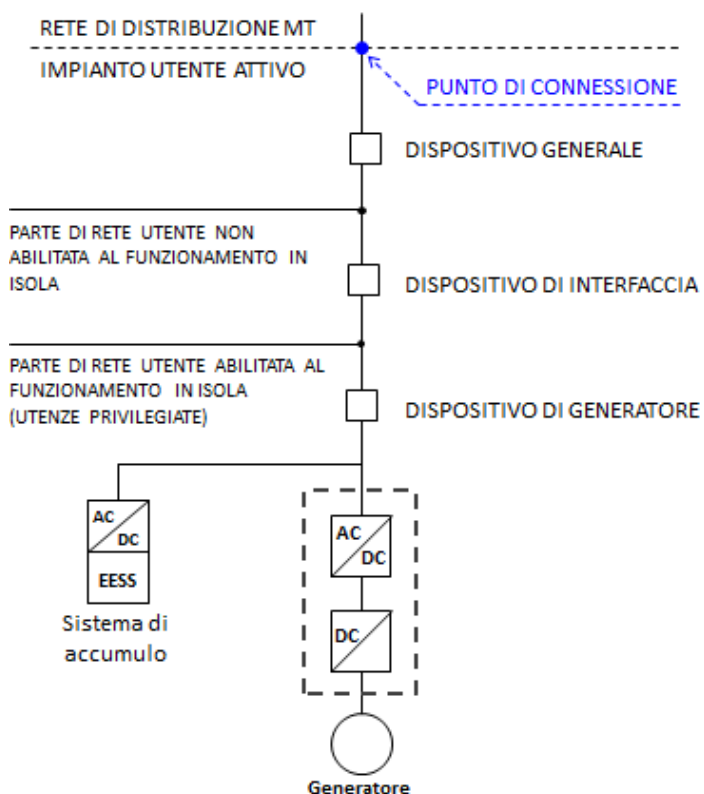


Figura 13-b – Sistema di accumulo posizionato nella parte di impianto in corrente alternata a valle del contatore dell’energia generata come da schema di Figura 27 (par. 12.1.4.2)

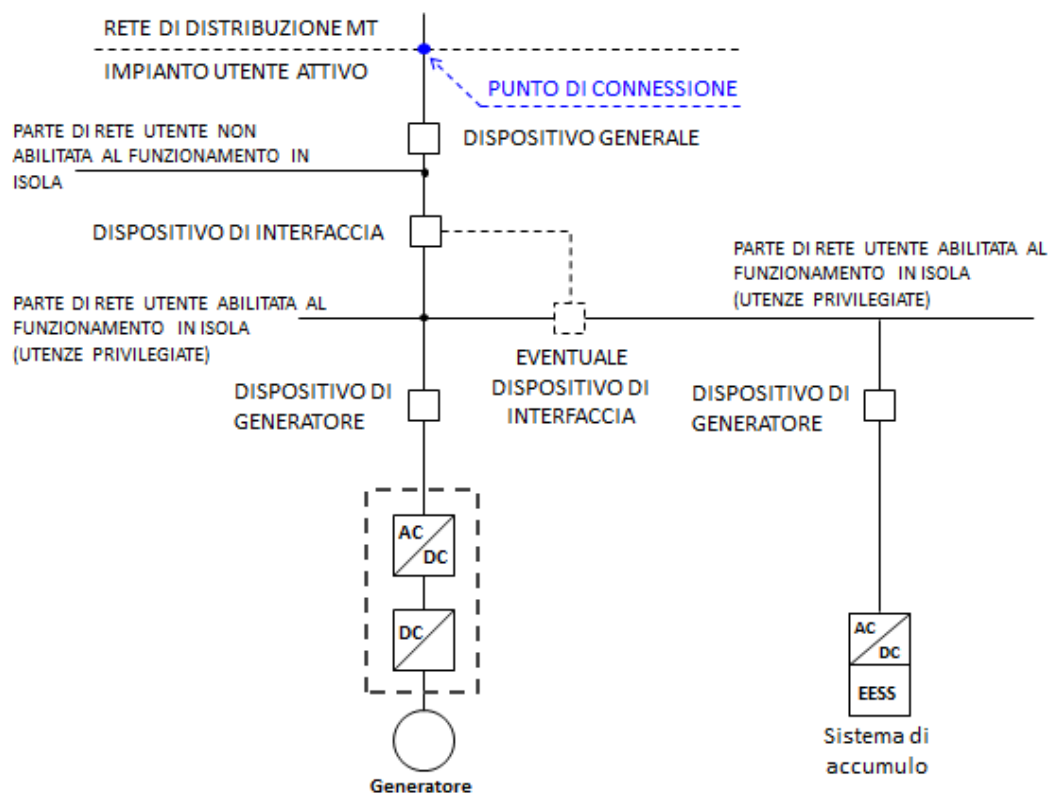


Figura 13-c – Sistema di accumulo posizionato nella parte di impianto in corrente alternata a monte del contatore dell’energia generata come da schema di Figura 28 (par. 12.1.4.3)

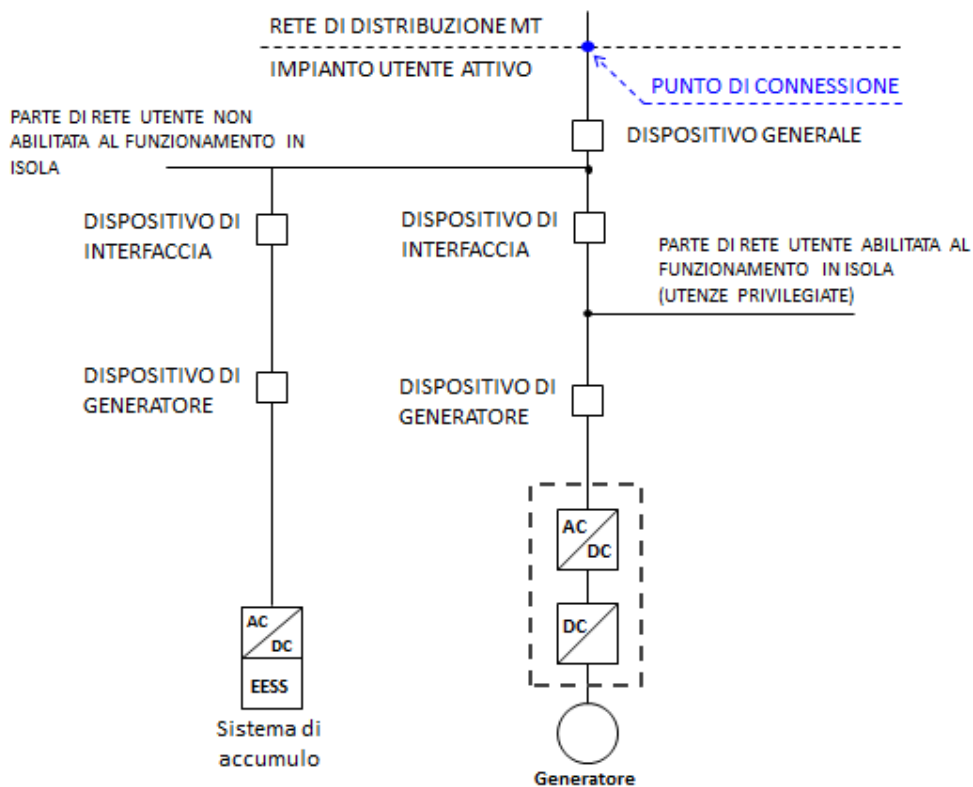


Figura 13-d – Come in figura 13-c ma con sistema di accumulo posizionato nella parte di impianto in corrente alternata verso la parte di rete non abilitata al funzionamento in isola

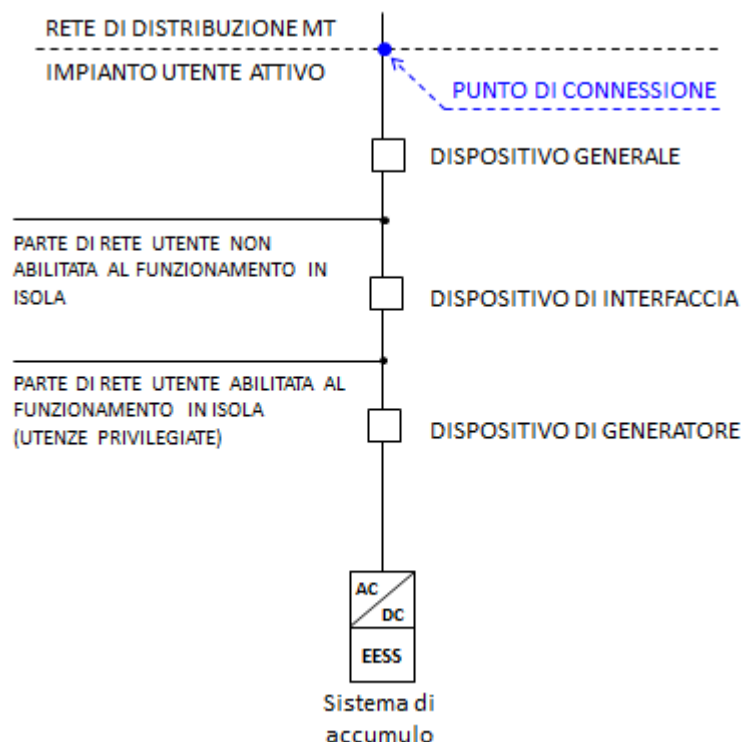


Figura 13-e - Utente con sistema di accumulo, come da schema di Figura 29 (par. 12.1.4.4)

Negli schemi di Figura 13-b, 13-c e 13-d non è indispensabile la presenza del gruppo di conversione tra generatore e rete e, conseguentemente, la presenza di uno stadio in c.c.

L'addizionale dispositivo di interfaccia indicato in Figura 13-c è da prevedere solo nel caso in cui l'utente necessiti di gestire separatamente il sistema di accumulo dal generatore presente nello stesso impianto durante il funzionamento in isola.

In questo caso, il DDI addizionale deve essere aperto dallo stesso comando di scatto proveniente dalla protezione di interfaccia presente nell'impianto.

8.8.4 Avviamento, sincronizzazione e presa di carico

Aggiungere dopo il secondo capoverso il seguente testo:

Qualora il gruppo di generazione comprenda un sistema di accumulo^(A), le modalità di avviamento, sincronizzazione e presa di carico devono avvenire secondo le indicazioni sotto riportate per la corrispondente tipologia di generatore/convertitore che il sistema di accumulo utilizza per la connessione alla rete.

8.8.5.1 Campo di funzionamento degli impianti di produzione

Prima dell'ultimo capoverso (dopo $47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$), aggiungere il seguente testo:

Qualora il gruppo di generazione comprenda un sistema di accumulo^(A), il campo di funzionamento dell'impianto di produzione deve rispettare le prescrizioni date per la corrispondente tipologia di generatore/convertitore che il sistema di accumulo utilizza per la connessione alla rete.

(A) Le prescrizioni contenute in questo paragrafo per i sistemi di accumulo, si applicano solamente alle tecnologie di accumulo di tipo elettrochimico. Le prescrizioni per altri sistemi di accumulo, ad esempio fuel cells, sono allo studio.



Ultimo capoverso, sostituire come di seguito:

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

8.8.5.2 Funzionamento degli impianti misti di produzione e consumo a scambio di potenza attiva limitato

Aggiungere alla fine dell'intero paragrafo il seguente testo:

Qualora il gruppo di generazione comprenda un sistema di accumulo^(A), rimangono comunque valide le prescrizioni sopra indicate.

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

Aggiungere alla fine dell'intero paragrafo il seguente testo:

g) Capability dei sistemi di accumulo

Si deve considerare che, nel caso di accumulo elettrochimico, la capability è la combinazione della curva dell'inverter (circolare) con quella della batteria (definibile come un rettangolo di altezza compresa tra $P_{C_{MAX}}$ e $P_{S_{MAX}}$ e larghezza pari a $-Q_i$ $+Q_i$ dell'inverter).

I sistemi di accumulo^(A) collegati alla rete attraverso convertitori statici, devono quindi presentare una capability come quella descritta dai grafici delle Figure 18-a e 18-b,

dove in particolare:

- il cerchio rappresenta la capability dell'inverter;
- le rette orizzontali sono i limiti di potenza $P_{C_{MAX}}$ e $P_{S_{MAX}}$ che normalmente sono inferiori alla potenza nominale dell'inverter ma possono anche coincidere con quest'ultima.

Di conseguenza, la capability del sistema (ottenuta combinando inverter e batteria) sarà un cerchio eventualmente tagliato nella parte superiore e/o inferiore da rette che dipendono dalle caratteristiche dichiarate della batteria.



La parte inferiore della capability è presente solo nel caso di convertitore bidirezionale.

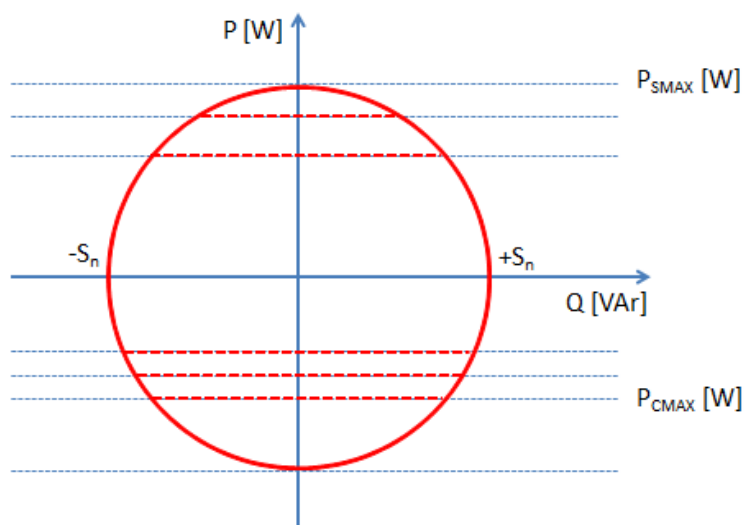


Figura 18-a – Combinazione tra capability di un convertitore bidirezionale e accumulo elettrochimico

Ad esempio, l'area tratteggiata della Figura 18-b riporta la capability di un sistema di accumulo in cui la batteria limita la potenza del sistema sia in scarica che in carica.

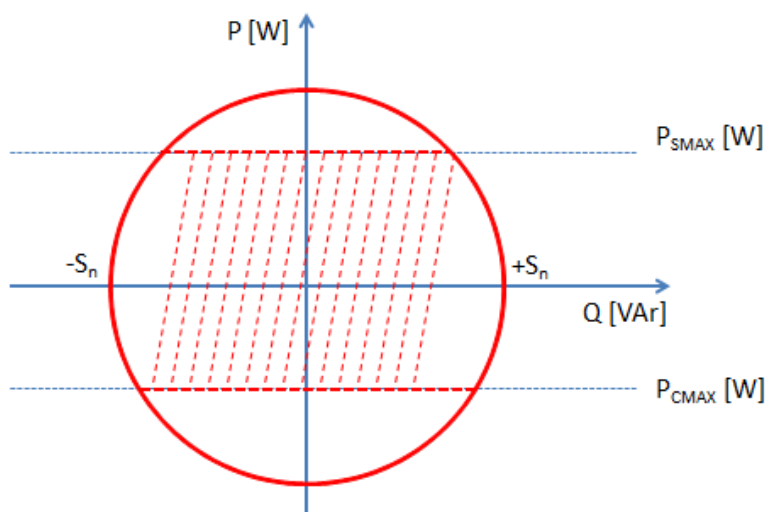


Figura 18-b – Capability per un sistema di accumulo con convertitore bidirezionale

h) Capability dei sistemi di accumulo collegati al bus DC di un generatore fotovoltaico

Un insieme costituito da uno o più generatori e uno o più EESS, collegati sul bus DC di un inverter viene considerato, ai fini della sua capability verso la rete, come un unico generatore.

Nelle figure 18-c e 18-d viene riportata la capability per un sistema di accumulo, basato su tecnologia elettrochimica, collegato al bus DC di un generatore fotovoltaico^(B).

NOTA La potenza reattiva Q_i indicata nelle figure è quella determinata dal generatore fotovoltaico e quindi deve essere intesa pari a:

- $0,436 S_n$ per applicazioni in impianti di potenza < 400 kW
- S_n per applicazioni in impianti di potenza ≥ 400 kW (caratteristica circolare)

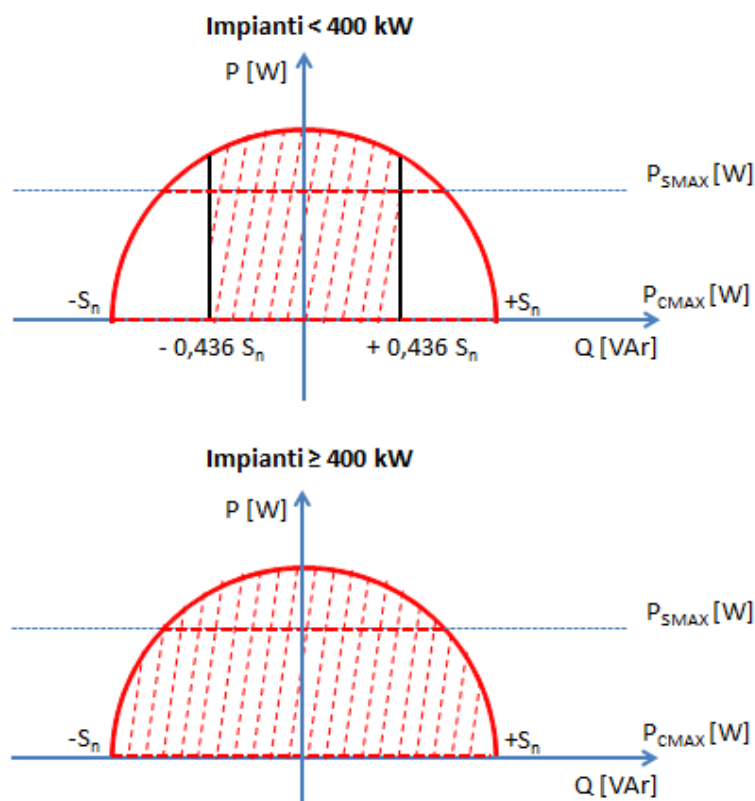


Figura 18-c – Capability per un sistema di accumulo collegato sul bus DC di un generatore fotovoltaico con inverter

(B) Altre combinazioni sistema di accumulo/generatore sono allo studio.

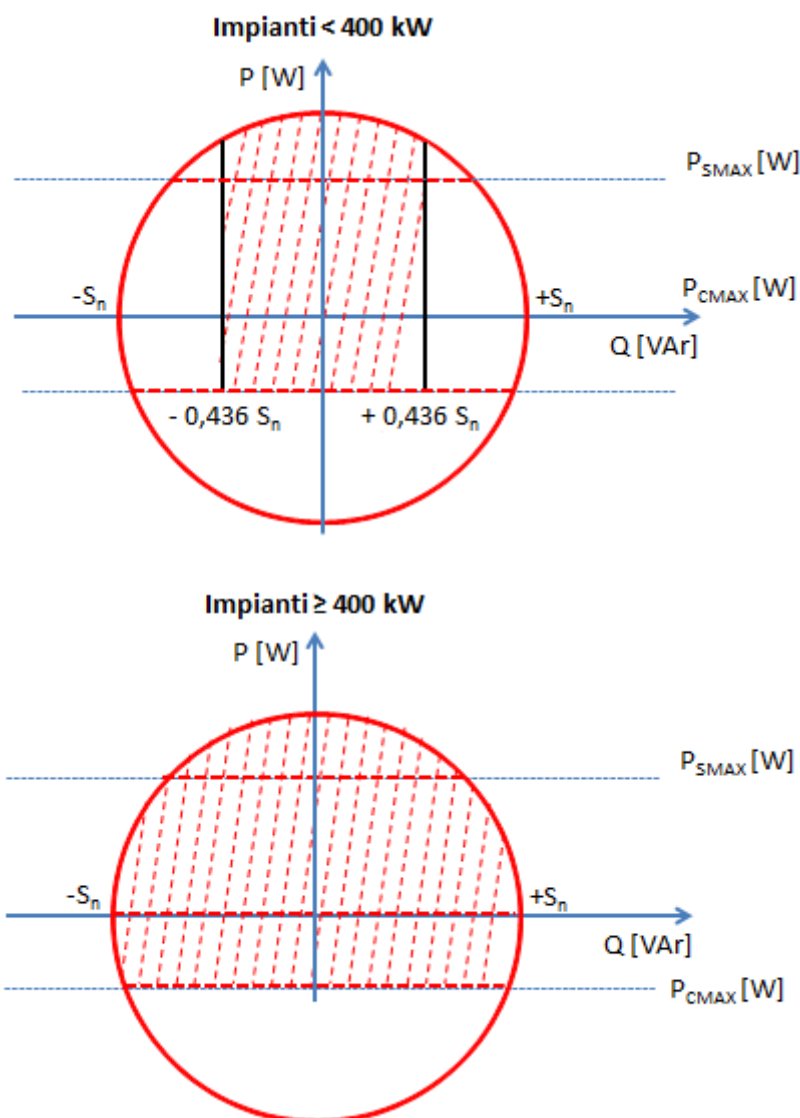


Figura 18-d – Capability per un sistema di accumulo collegato sul bus DC di un generatore fotovoltaico con convertitore bidirezionale

8.8.6 Servizi di rete

La frase dopo la Tabella 7 è modificata come di seguito:

Per gli ORC, le prescrizioni relative ai servizi di rete si applicano in funzione della tipologia di connessione alla rete.

Le prescrizioni per i generatori eolici asincroni a velocità fissa (avvolgimento rotorico classico a gabbia di scoiattolo), quelli con resistenza rotorica variabile e quelli con sistemi a due velocità (avvolgimenti a doppio numero di poli oppure con due generatori asincroni) sono attualmente allo studio. ~~non sono considerati dalla presente Norma. Trattandosi di macchine di tipo superato si assume che esse non possano essere oggetto dei nuovi impianti o far parte degli ampliamenti e/o rinnovamenti degli impianti esistenti.~~



Aggiungere alla fine dell'intero paragrafo il seguente testo:

Se in un impianto di generazione è presente un sistema di accumulo, anche insieme ad altri generatori di qualsiasi tipo, il suddetto sistema di accumulo è da considerarsi singolarmente ai fini delle prescrizioni dei servizi di rete.

NOTA La potenza nominale dell'impianto di generazione da considerare è tuttavia sempre pari alla somma dei generatori e/o sistemi di accumulo installati. Quindi se si prende ad esempio il caso di un sistema fotovoltaico da 200 kW e un sistema di accumulo da 200 kW, collegati sul lato in alternata dell'impianto di generazione, la potenza di riferimento da considerare è pari a 400 kW.

A parziale deroga di quanto sopra indicato, il caso dell'insieme costituito da uno o più generatori e uno o più EESS, collegati sul bus DC di un inverter viene considerato come un unico generatore, al quale compete la fornitura di servizi alla rete.

NOTA Ciò per tener conto che la presenza di due o più apparecchiature sullo stesso bus DC necessita un loro coordinamento da parte del sistema di controllo presente e quindi le suddette apparecchiature non sono indipendenti tra loro.

In tal caso, la potenza nominale dell'impianto di generazione da considerare è quella dell'inverter che connette il sistema alla rete. Quindi nel caso di un sistema FV da 200 kW con sistema di accumulo da 200 kW, collegati tra loro sul bus DC dell'unico inverter (da 200 kVA) verso la rete, la potenza da considerare è quella nominale dell'inverter.

Per un sistema di accumulo^(A), i servizi di rete che devono essere forniti devono essere i seguenti.

- Regolazione della potenza attiva (par. 8.8.6.3)
- Limitazione della potenza attiva per valori di tensione prossimi al 110% di U_n (par. 8.8.6.3.1)
Condizioni di funzionamento in sovralfrequenza (par. 8.8.6.3.5 e 8.8.6.3.5.1)
il generatore dovrà essere in grado di interrompere l'eventuale ciclo di scarica in atto e attuare, compatibilmente con lo stato di carica del sistema, un assorbimento di potenza attiva.
Tale funzione deve essere escludibile.
- Condizioni di funzionamento in sottofrequenza (par. 8.8.6.3.5 e 8.8.6.3.5.1)
il generatore dovrà essere in grado di interrompere l'eventuale ciclo di carica in atto e attuare, compatibilmente con lo stato di carica del sistema, una erogazione di potenza attiva.
Tale funzione deve essere escludibile.
- Partecipazione al controllo della tensione (par. 8.8.6.2)
- Sostegno alla tensione durante un corto circuito (par. 8.8.6.4)
<Allo studio>

8.8.6.1 Insensibilità alle variazioni di tensione

Modificare l'ultima frase del primo capoverso come di seguito:

Le verifiche di rispondenza dei generatori ai requisiti di immunità agli abbassamenti di tensione si effettuano secondo le modalità riportate nell'Allegato N e N bis.

Aggiungere dopo il primo capoverso il seguente testo:

Qualora il gruppo di generazione comprenda un sistema di accumulo^(A), quest'ultimo deve rispettare le prescrizioni date per la corrispondente tipologia di generatore/convertitore che il sistema di accumulo utilizza per la connessione alla rete.



8.8.6.2 Partecipazione al controllo della tensione

Aggiungere alla fine del settimo capoverso la seguente nota e il seguente testo:

Inoltre, i gruppi potranno anche essere asserviti a una regolazione centralizzata e quindi dovranno operare secondo le logiche specificate nell'Allegato I ed i segnali esterni di regolazione e controllo remoto che verranno erogati a cura del Distributore secondo quanto stabilito nell'Allegato T^(C). L'attivazione è subordinata alla disponibilità di una opportuna regolamentazione stabilita dall'AEEGSI (modalità di attivazione e di esercizio; condizioni economiche).

Modificare l'ultima frase come di seguito:

Eventuali verifiche circa il rispetto dei requisiti devono essere effettuate su base quartoraria (o al massimo oraria), come da Allegato N e N bis.

8.8.6.3 Regolazione della potenza attiva

Aggiungere prima dell'ultimo alinea

Se il generatore è dotato di sistema di accumulo, deve essere possibile prevedere, oltre alla limitazione, l'assorbimento di potenza attiva dalla rete, compatibilmente con il suo stato di carica.

Modificare l'ultima frase come di seguito:

Eventuali verifiche circa il rispetto dei requisiti devono essere effettuate come da Allegato N e Nbis.

8.8.6.3.1 Limitazione della potenza attiva per valori di tensione prossimi al 110 % di U_n

Aggiungere alla fine dell'intero paragrafo il seguente testo:

Qualora il gruppo di generazione comprenda un sistema di accumulo^(A), quest'ultimo deve rispettare le prescrizioni date per la corrispondente tipologia di generatore/convertitore che il sistema di accumulo utilizza per la connessione alla rete.

8.8.6.3.2 Limitazione della potenza attiva per transitori di sovralfrequenza originatisi sulla rete

Dopo il primo capoverso, modificare il testo come indicato nel seguito:

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. In alternativa, è consentito che tali generatori cessino l'erogazione di potenza attiva al superamento di 50,5 Hz.

La funzione di limitazione della potenza attiva per transitori di sovralfrequenza ha un ritardo di attivazione impostabile da 0 a 1 s con step di 50 ms (default setting: nessun ritardo intenzionale).

Aggiungere alla fine dell'intero paragrafo (dopo il comma e)), il seguente alinea:

f) Sistemi di accumulo

Fare riferimento ai par. 8.8.6.3.5 e 8.8.6.3.5.1.

(C) Attualmente la regolazione centralizzata è richiesta solo ai generatori statici e a quelli eolici di tipo Full Converter e Double Fed Induction Generator.



8.8.6.3.3 Aumento della potenza attiva per transitori di sottofrequenza originatisi sulla rete (prescrizione allo studio)

Aggiungere alla fine dell'intero paragrafo il seguente testo:

Per i sistemi di accumulo, fare riferimento ai par. 8.8.6.3.5 e 8.8.6.3.5.1.

Aggiungere dopo il paragrafo 8.8.6.3.4 i seguenti paragrafi 8.8.6.3.5 e 8.8.6.3.5.1

8.8.6.3.5 Regolazione della potenza attiva di un sistema di accumulo per transitori di sovra e sottofrequenza originatisi sulla rete

I sistemi di accumulo devono rispettare le seguenti prescrizioni.

La variazione di potenza attiva generata o assorbita dal sistema deve avvenire per superamento dei valori di soglia in sovra e sottofrequenza regolabili rispettivamente tra 50 e 52 Hz (di default pari a 50,3 Hz) e tra 47 e 50 Hz (di default pari a 49,7 Hz) secondo lo schema a "quadrilatero" indicato nella Figura 21-a. La funzione di regolazione della potenza attiva per transitori di sovra e sottofrequenza ha un ritardo di attivazione impostabile da 0 a 1 s con step di 50 ms (default setting: nessun ritardo intenzionale).

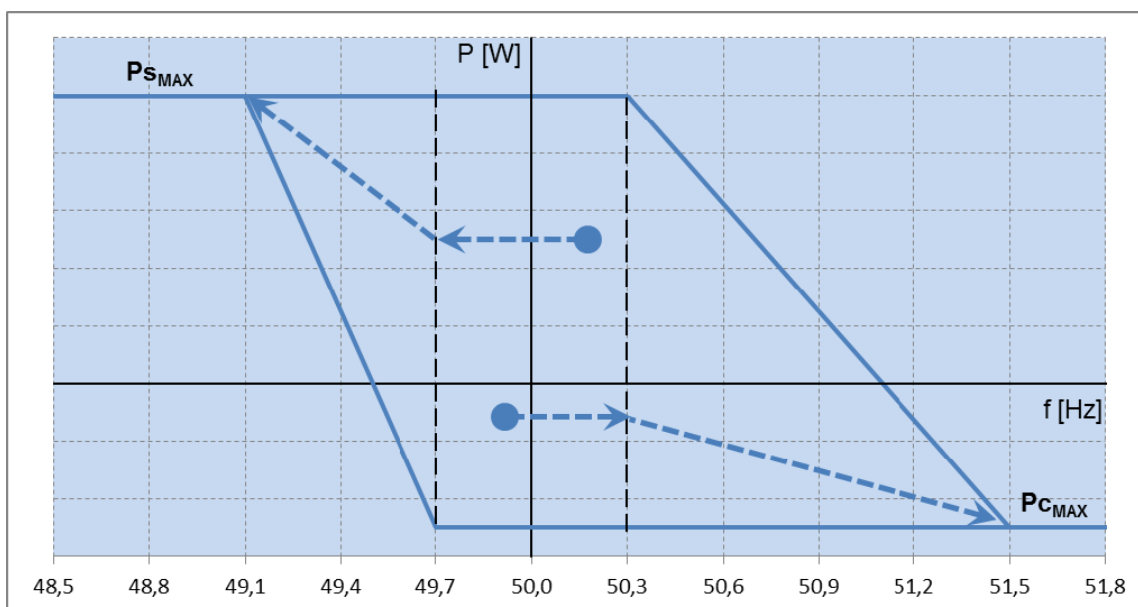


Figura 21-a – Regolazione della potenza attiva in condizioni di sovra e sottofrequenza

con:

- CUS (Capacità Utile del Sistema di accumulo): quantità di energia disponibile ai terminali del sistema di accumulo tra gli stati di carica minimo e massimo del sistema stesso
- P_{SN} (Potenza di Scarica Nominale): la massima potenza che il sistema può scaricare per tutta la CUS
- P_{CN} (Potenza di Carica Nominale): la massima potenza che il sistema può caricare per tutta la CUS
- $P_{S_{MAX}}$ (Potenza di Scarica Massima): la potenza in scarica che il sistema deve garantire all'interno del range 10%-90% della CUS.
- $P_{C_{MAX}}$ (Potenza di Carica massima): la potenza in carica che il sistema deve garantire all'interno del range 10%-90% della CUS.
- $P_{N_{INV}}$ (Potenza nominale dell'inverter/convertitore bidirezionale): la potenza nominale dell'inverter o del convertitore bidirezionale che collega il sistema di accumulo alla rete.
- $P_{S_{MAX}} \geq P_{SN}$
- $P_{C_{MAX}} \geq P_{CN}$



In generale, la potenza nominale dell'inverter/convertitore bidirezionale è maggiore rispetto alla massima potenza di scarica e carica dell'accumulo. In questo caso:

- $P_{SMAX} \leq P_{NINV}$;
- $P_{CMAX} \leq P_{NINV}$.

Tutti i valori sopra definiti devono essere dichiarati a cura dell'utente tra i dati caratteristici del sistema di accumulo.

L'area compresa nella zona rettangolare centrale definisce i possibili punti di normale funzionamento in cui il sistema di accumulo può trovarsi a lavorare e da tali punti il sistema dovrà variare la propria potenza attiva ed evolvere verso i vertici del quadrilatero in funzione del superamento delle soglie di sovra e sottofrequenza (vedi linee tratteggiate).

Se il sistema di accumulo si trovasse a lavorare in regime di sovraccaricabilità (punti oltre P_{CMAX} e P_{SMAX}), esso dovrà innanzitutto portarsi in un punto di funzionamento normale (punto del quadrilatero più vicino) e da lì evolvere verso i vertici del quadrilatero.

Il quadrilatero prescinde dalla variabile temporale e definisce nella pratica l'area limite all'interno della quale avviene l'evoluzione del fenomeno transitorio frequenza – potenza di carica o di scarica.

Al rientro dal transitorio di sovra o sottofrequenza, il sistema ritorna nelle condizioni normali mantenendo però la medesima potenza (in carica o in scarica) fino al raggiungimento della frequenza di 50 Hz (in modo simile alla isteresi richiesta ai generatori fotovoltaici), come da Figura 21-b.

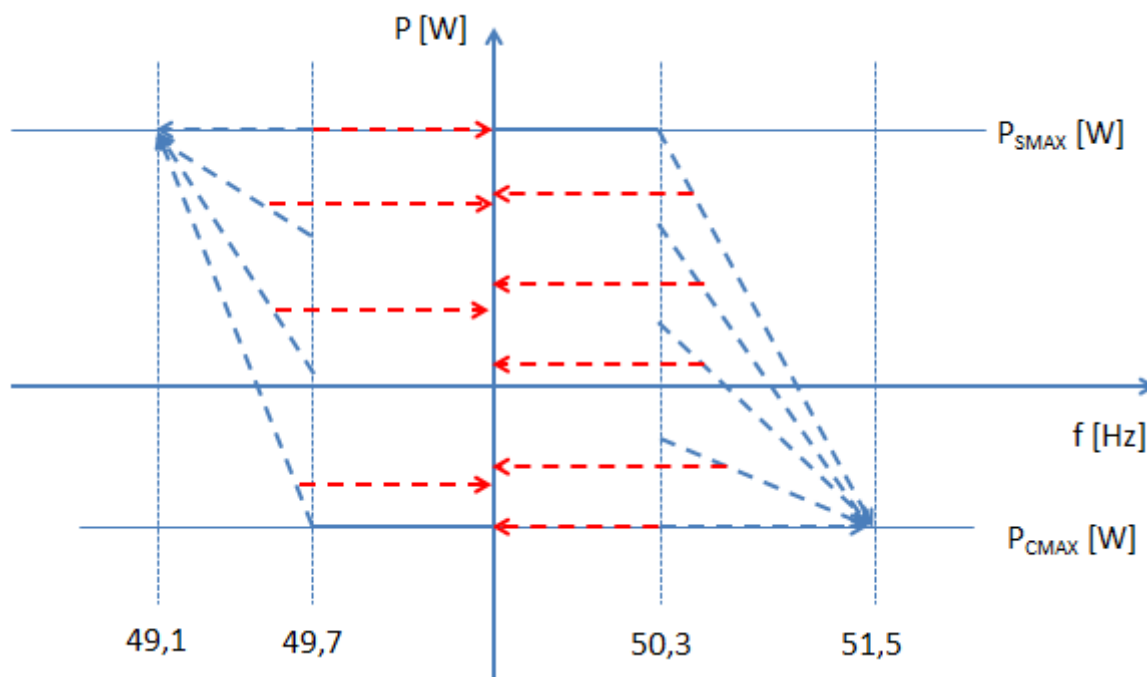


Figura 21-b – Rientro da condizioni di sovra e sottofrequenza

Al ritorno della frequenza nella banda $50 \pm 0,1$ Hz (regolazione di default) per un tempo minimo continuativo di 300 secondi, il sistema deve terminare il servizio di rete e ritornare nel suo funzionamento ordinario^(D) in modo lineare con un transitorio non inferiore a 300 s.

(D) Con "condizioni di funzionamento ordinario" si intende che il sistema ritorna libero di attuare le proprie modalità di funzionamento, sgravato dal fornire il servizio di rete.



Se durante il transitorio di sovra o sottofrequenza o in quello di rientro alle condizioni di funzionamento ordinario, il sistema non si trova nelle condizioni di proseguire nel regime di potenza attiva in cui è stato chiamato a lavorare (in pratica esce dall'intervallo 10%-90% della CUS) il sistema stesso termina il servizio di rete e ritorna nel suo funzionamento ordinario (ad es. si spegne se ha esaurito la propria capacità in scarica); il distacco e l'evoluzione verso lo stato conclusivo non dovrà essere effettuato in modo brusco ma con un azzeramento progressivo.

Per la programmazione del controllore, che deve modificare la potenza attiva del sistema secondo le rette tratteggiate delle figure precedenti, si definisce la possibilità di realizzare lo statismo:

- in modo “dinamico” - calcolando di volta in volta la retta passante per il punto di funzionamento del sistema (a 50,3 Hz) e il punto limite a P_{CMAX} ; in alternativa,
- in modo discreto – programmando una famiglia di curve (non inferiori a 10) tra punti a diversi livelli di funzionamento e il punto limite a P_{CMAX} ; il controllo, al raggiungimento della frequenza di 50,3 Hz, sceglie la curva di regolazione di potenza immediatamente inferiore a quella di funzionamento.

8.8.6.3.5.1 Regolazione della potenza attiva di un sistema di accumulo collegato al bus DC di un generatore fotovoltaico per transitori di sovra e sottofrequenza originatisi sulla rete

Un insieme costituito da uno o più generatori e uno o più EESS, collegati sul bus DC di un inverter viene considerato, ai fini della fornitura dei servizi di rete, come un unico generatore.

Ai fini del servizio di rete relativo alla regolazione della potenza attiva per transitori di sovra e sottofrequenza si considerano inoltre i seguenti sottocasi:

– caso inverter

Un sistema di accumulo collegato su bus DC di un impianto di generazione interfacciato con la rete AC tramite inverter, soggetto alla fornitura di servizi di rete, dovrà, nel caso di transitori di sovralfrequenza, comportarsi ai suoi morsetti AC come un impianto di generazione senza l'EESS ed il sistema di accumulo dovrà contribuire alla riduzione della potenza attiva secondo lo schema prescritto per l'impianto di generazione complessivo, che sta funzionando ad una potenza pari alla somma di quella fornita dal generatore e di quella fornita dal sistema di accumulo.

Nel caso di transitori di sottofrequenza, il sistema di accumulo dovrà invece fornire alla rete, in aggiunta alla potenza immessa dal generatore, un ulteriore contributo (in scarica) fino all'eventuale raggiungimento della potenza massima dell'inverter in scarica e al più pari a P_{SMAX} .

– caso convertitore bidirezionale

Nel caso di convertitore bidirezionale, vale tutto quanto sopra riportato per il caso di inverter ma integrato dalla prescrizione che l'insieme generatore + EESS (sempre come unico sistema complessivo) è tenuto a fornire i servizi di rete aggiuntivi, propri di un sistema di accumulo, attraverso l'assorbimento di potenza attiva dalla rete in caso di sovralfrequenza.

I principi sopra riportati si applicano anche all'installazione di un EESS su bus DC di un impianto di generazione già esistente.

Nel seguito viene riportata la prescrizione relativa al comportamento durante i transitori di sovra e sottofrequenza di un sistema di accumulo, basato su tecnologia elettrochimica, collegato al bus DC di un generatore fotovoltaico^(E).

Per la definizione dei parametri, delle modalità di controllo, del rientro dai transitori e dei punti di funzionamento di un sistema di accumulo vale quanto riportato al paragrafo 8.8.6.3.5.

(E) Altre combinazioni sistema di accumulo/generatore sono allo studio.



Le prescrizioni di regolazione sono descritte dalla Figura 21-c e dalla Figura 21-d, nelle quali con P_{NINV} si intende la potenza nominale dell'inverter o del convertitore bidirezionale, in generale superiore rispetto alla massima potenza di scarica e di carica del sistema di accumulo.

La Figura 21-d si riferisce al caso generale di un sistema di accumulo con massima potenza di carica inferiore rispetto alla massima potenza di scarica.

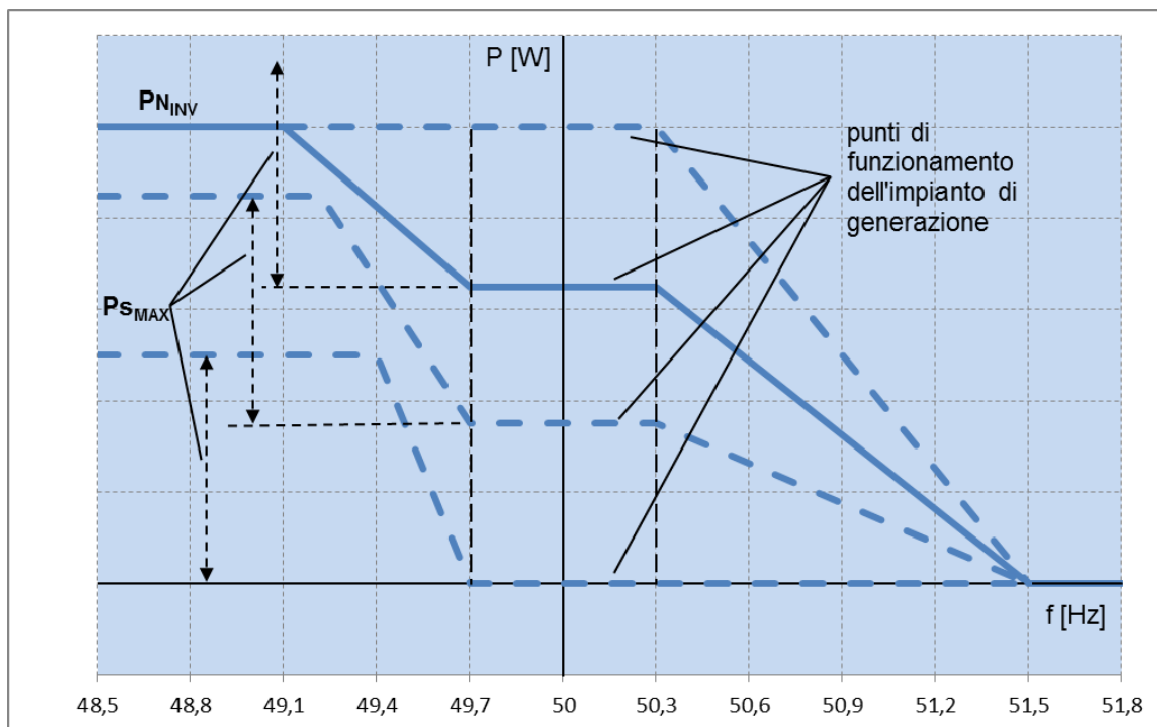


Figura 21-c – Regolazione della potenza attiva in condizioni di sovra e sottofrequenza - inverter

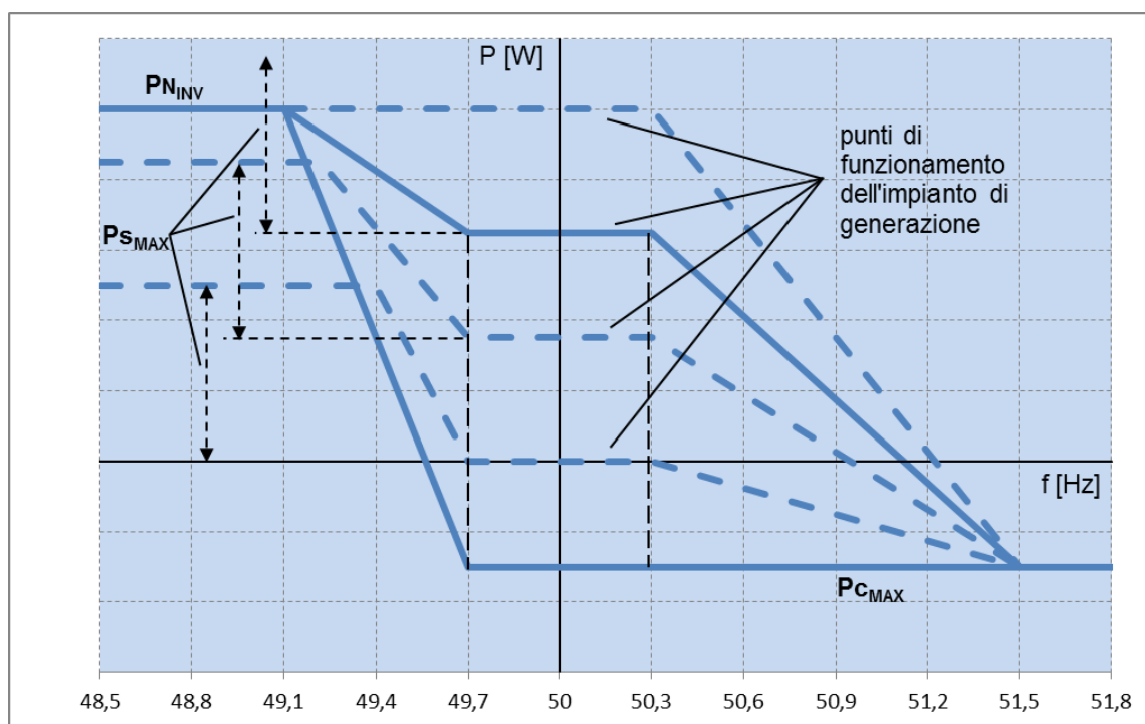


Figura 21-d – Regolazione della potenza attiva in condizioni di sovra e sottofrequenza - convertitore bidirezionale



8.8.6 bis Servizi di rete per i sistemi di accumulo

Eliminare il paragrafo

8.10 Disponibilità delle grandezze elettriche al punto di connessione

Sostituire l'intero paragrafo con il seguente testo:

In corrispondenza di ciascun punto di connessione è obbligo del Produttore fornire al Distributore le prestazioni in potenza dei componenti di impianto (gruppi di generazione, trasformatori, cavi di media tensione, eventuali dispositivi di rifasamento, carichi, sistemi di accumulo, etc.) secondo formati definiti dal Distributore e riportati nel Regolamento di Esercizio.

L'impianto del Produttore dovrà altresì essere predisposto per gestire la comunicazione di misure, segnali e comandi con il Distributore. In particolare:

1. Dovranno essere rese disponibili le misure delle principali grandezze elettriche dell'impianto (P, Q, V), suddivise e aggregate per fonte di generazione primaria (solare, eolico, altre fonti, ecc.), secondo le modalità e i formati che saranno definiti dal distributore e riportati nel regolamento di esercizio. Tutte le misure riportate al punto di consegna dovranno essere aggiornate ogni 10 minuti e mediate in suddetto intervallo conformemente alla Norma EN 61000-4-30.
2. Dovranno essere recepiti ed attuati almeno i comandi di set point relativi a:
 - a. scambio di potenza reattiva con la rete esterna (immessa o prelevata);
 - b. immissione di potenza attiva in rete (riduzione o, all'occorrenza, aumento).

La capacità di erogare potenza reattiva secondo un set-point definito a mezzo di un segnale esterno è richiesta per tutti i sistemi di generazione, nei limiti delle capability richieste dalla presente Norma.

Resta, inoltre, inteso che i set point saranno attuati compatibilmente con la disponibilità di potenza attiva e reattiva presente al momento.

Le modalità di azionamento ed i formati saranno comunicati dal Distributore e contenuti nei Regolamenti di Esercizio.



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

Sostituire la Figura 26 con la seguente:

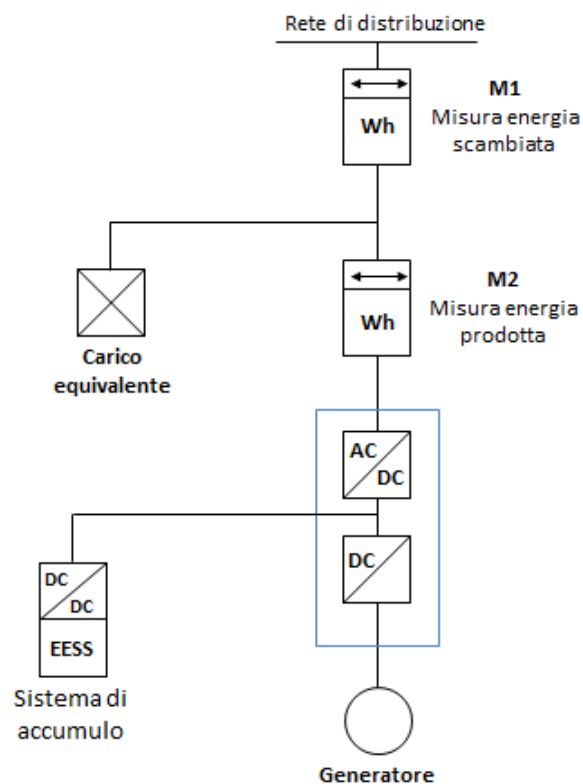


Figura 26 – Misura dei flussi di energia con accumulo posizionato nella parte d'impianto in corrente continua



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

Sostituire la Figura 27 con la seguente:

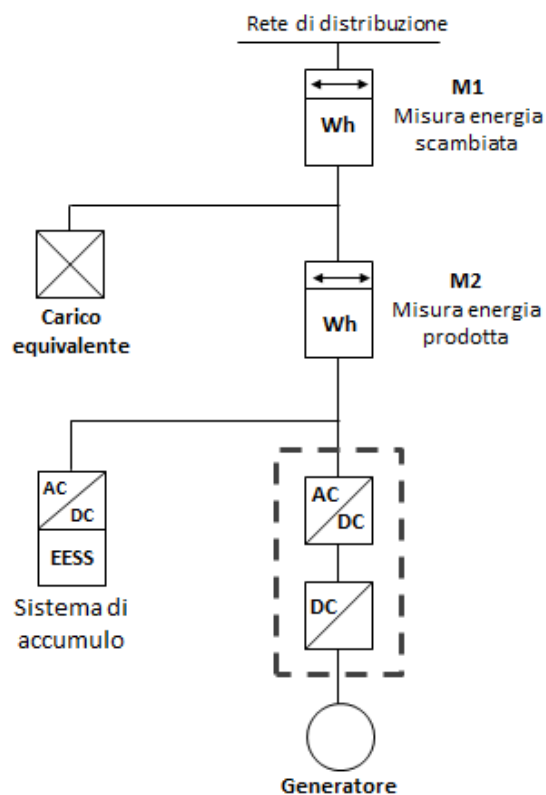


Figura 27 – Misura dei flussi di energia con accumulo posizionato nella parte di impianto in corrente alternata a valle del contatore dell'energia generata



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

Sostituire la Figura 28 con la seguente:

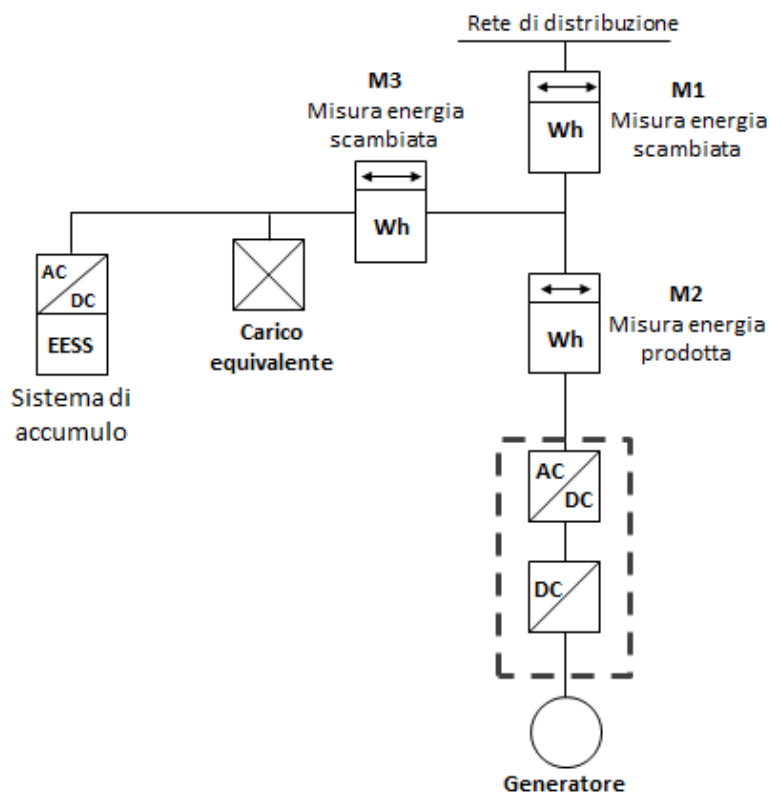


Figura 28 – Misura dei flussi di energia con accumulo posizionato nella parte d'impianto in corrente alternata a monte del contatore dell'energia generata^(F)

12.1.4.4 Sistemi di accumulo in impianti non incentivati

Eliminare il paragrafo.

(F) Per impianti esistenti il contatore M2 monodirezionale non deve essere necessariamente sostituito con uno bidirezionale.

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

Sostituire la Figura 29 con la seguente:

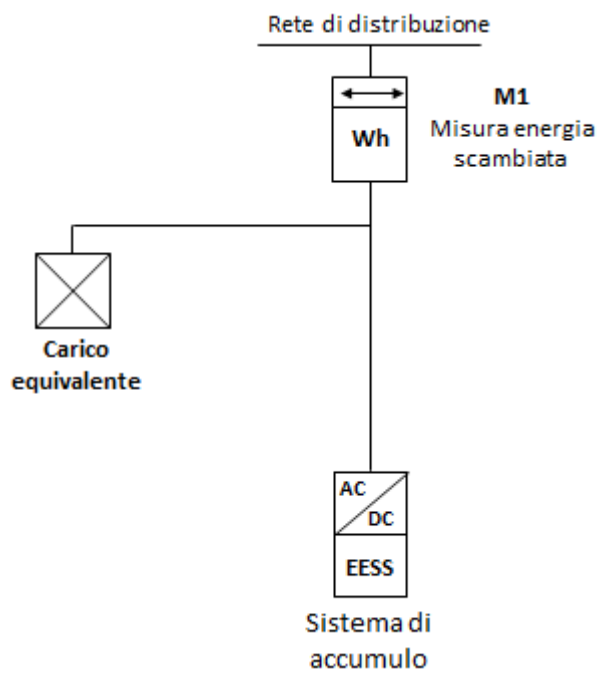


Figura 29 – Utente con sistema di accumulo



I.2 Erogazione automatica di potenza reattiva secondo una curva caratteristica $\cos \varphi = f(P)$

Modificare il sesto capoverso del comma c) con il seguente testo:

Qualora il Distributore prescriva una curva caratteristica, ogni valore derivante dalla stessa deve essere regolato automaticamente dal convertitore entro 10 s (si veda a questo proposito le prove sul tempo di risposta di cui all'Allegato N e Nbis).

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

Modificare il secondo capoverso come di seguito

La regolazione ha un ritardo di attivazione impostabile da 0 a 30 s con step di 1 s (default setting: 3 s) e Tale regolazione presuppone un funzionamento del generatore in punti interni alla propria capability P-Q rettangolare secondo quanto specificato al paragrafo 8.8.5.3.

Figura 10, sostituire con la seguente:

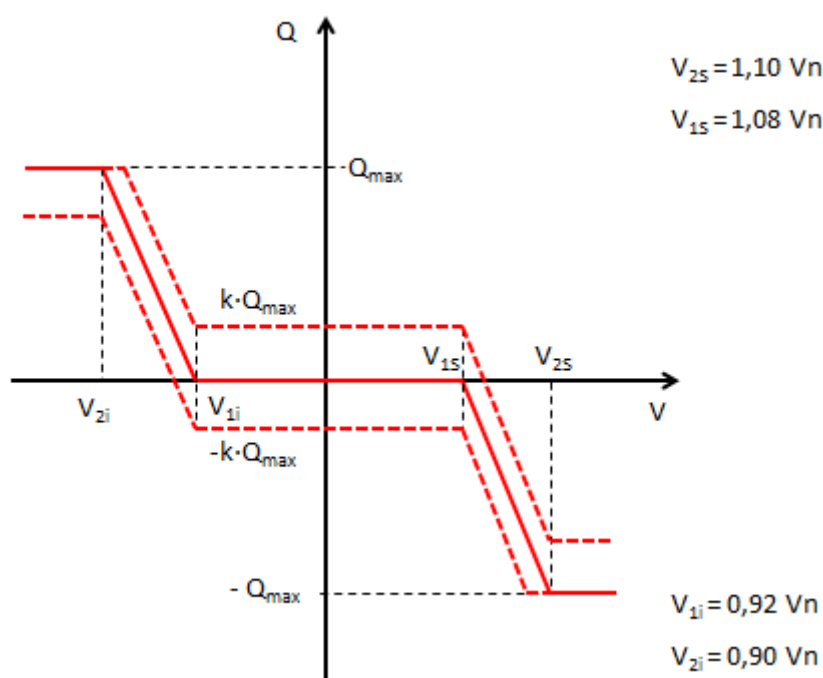


Figura 10 – Curva caratteristica $Q = f(V)$

Punto c), alla fine del primo capoverso (prima della Figura 10), aggiungere il seguente testo:

Il parametro k è richiesto solo per i sistemi di accumulo di tipo elettrochimico. Il relativo valore può essere scelto dall'operatore di rete oppure, in subordine, dall'utente.



Punto c), quarto capoverso, modificato come nel seguito:

La curva caratteristica $Q = f(V)$ è definita univocamente dai seguenti parametri:

- I valori di V_1 e V_2 , definiti dal Distributore, purché entro i limiti di:
 - $V_n < V_{1s}; V_{2s} < V_{max}; V_n > V_{1i}; V_{2i} > V_{min};$
 - $V_{min} \geq 27 \cdot S_1$ (valore di default per $V_{min} = 0,9 V_n$)
 - $V_{max} \leq 59 \cdot S_1$ (valore di default per $V_{max} = 1,1 V_n$)
 - Q_{min} e $+Q_{max}$ corrispondono ai limiti di capability “rettangolare” stabiliti in 8.8.5.3 e verificati mediante le prove di cui all’Allegato N e Nbis (comunque non inferiori in modulo al 43,6 % di S_n).
 - k variabile tra -1 e 1. Per i sistemi fotovoltaici $k = 0$, per i sistemi di accumulo $k = 0$ salvo diversa indicazione dell’operatore di rete.

In assenza di adeguata comunicazione con l’impianto di generazione, il parametro k è stabilito all’atto della configurazione dell’impianto. L’utente può, viceversa, variarne il valore nel rispetto del regolamento di esercizio sottoscritto.

J.2 Limitazione in logica locale

Aggiungere alla fine dell’intero paragrafo il seguente testo:

Se il generatore è dotato di sistema di accumulo, deve essere possibile prevedere, oltre alla limitazione, l’assorbimento di potenza attiva dalla rete compatibilmente con il suo stato di carica.

M.2 Caratteristiche del sistema di comunicazione basato su tecnologia GSM

Aggiungere alla fine del paragrafo il seguente testo:

In caso di impianto con presenza di più di un SPI, il modem da installare è unico. In questo caso, l’unico segnale in uscita dal modem (DO) deve causare l’apertura di tutti i DDI. Inoltre, lo stato di aperto di tutti i DDI in logica AND deve essere riportato al suddetto modem come segnale di ingresso (DI).

M.5.1 Modem dotato di DI/DO

Cancellare il terzo elenco puntato come nel seguito:

- Contatto ausiliario dalla protezione di interfaccia ~~opportuna~~ ritardato alla ricaduta (~~almeno 30 s~~); soluzione ammessa per impianti esistenti.

M.5.2 Modem dotato di porta seriale

Cancellare il terzo elenco puntato come nel seguito:

- Contatto ausiliario dalla protezione di interfaccia ~~opportuna~~ ritardato alla ricaduta (~~almeno 30 s~~); soluzione ammessa per impianti esistenti.



M.6.1 Distacco del generatore

Aggiungere la nota (G) dopo il secondo capoverso:

Il modulo di interfaccia interpreta il messaggio (confrontandolo con quello memorizzato al suo interno secondo le indicazioni del Distributore) e attiva l'uscita digitale con segnale a livello collegata alla protezione di interfaccia; detto segnale permane nello stato di attivazione fino a quando non verrà ricevuto il messaggio di ripristino, determinando l'apertura del DDI ed inibendone la chiusura fino al ripristino^(G).

N.2 Elenco delle prove e condizioni di riferimento

Modificare il testo nel seguente modo:

~~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.~~

Le prove su rete pubblica possono essere eseguite solo a seguito di accordo con il gestore della rete.

Aggiungere alla tabella le note (H) e (I) come nel seguito:

	Inverter PV	Eolici FC P≤100 kW ^(H)	Eolici FC P>100 kW ^(H)	Eolici DFIG
N.3 Misure per la qualità della tensione	(piena potenza) – prove su banco di prova – prove in campo (simul. rete, gr. elettrogeno, rete pubblica)	(piena potenza) – prove su banco di prova – prove in campo (simul. rete, gr. elettrogeno, rete pubblica)	(piena potenza) – prove in campo (simul. rete, gr. elettrogeno, rete pubblica)	(piena potenza) – prove in campo (simul. rete, gr. elettrogeno, rete pubblica)
N.4 Campo di funzionamento in tensione e frequenza	(potenza piena o ridotta) – prove su banco di prova	(potenza piena o ridotta) – prove su banco di prova	(potenza piena o ridotta) – prove su banco di prova – prove in campo (simul. rete, gr. elettrogeno)	(potenza piena o ridotta) – prove su banco di prova – prove in campo (simul. rete, gr. elettrogeno) ^(I)

N.3 Misure per la qualità della tensione

Modificare il sesto capoverso come di seguito (aggiungendo la nota J):

Per i generatori eolici FC di potenza fino a 100 kW^(J) 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.

(G) Tale prescrizione si ritiene soddisfatta se, a fronte dello stato alto del DO del modem, il contatto di uscita della PI rimane in posizione aperto impedendo la chiusura del DDI.

(H) Il limite viene innalzato a 200 kW limitatamente alle applicazioni dove la potenza elettrica prelevata dalla fonte primaria di energia (generatore elettrico rotante) rimane costante al variare della potenza elettrica consegnata alla rete, ad esempio durante un transitorio di sovrافrequenza. Tale costanza deve essere dimostrata riportando nel rapporto di prova l'andamento della potenza elettrica prelevata in ingresso dal convertitore di potenza.

(I) Nelle more di sviluppi di idonei banchi prova costituiti ad esempio da gruppi elettrogeni, limitatamente ai generatori di potenza superiore a 1 MW è possibile eseguire una adeguata analisi progettuale, includendo anche simulazioni, calcoli e prove su sottoparti interne, secondo idonea procedura.

(J) Tale valore di potenza può essere esteso a 200 kW nelle condizioni indicate dalla nota (H) del paragrafo N.2



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

Modificare il secondo e terzo elenco puntato come di seguito (aggiungendo la nota ^(J)):

- 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^(J)), "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^(J)) 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 +/- 2°. 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 Pst superiore a 0,4.

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

Alla fine del paragrafo aggiungere il seguente testo:

Nelle more di sviluppi di idonei banchi prova costituiti ad esempio da gruppi elettrogeni, limitatamente ai generatori di potenza superiore a 1 MW è possibile eseguire una adeguata analisi progettuale, includendo anche simulazioni, calcoli e prove su sottoparti interne, secondo idonea procedura.

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

Modificare il testo a fine paragrafo prima dell'ultimo elenco puntato come di seguito (aggiungendo la nota ^(J)):

Per i generatori eolici FC di potenza fino a 100 kW^(J) 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 V_n e 1,1 V_n. In questo caso la procedura di prova diventa la seguente:

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

Eliminare il quarto capoverso:

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



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

Modificare il comma N.7.1.a) come di seguito (aggiungendo la nota ^(J)):

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^(J), dove la fonte primaria potrà essere sostituita da una sorgente AC con tensione e frequenza costanti.

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

Aggiungere al primo paragrafo la seguente nota:

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

Aggiungere al secondo paragrafo la seguente nota:

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

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

Modificare il comma N.7.2.a) come di seguito (aggiungendo la nota ^(J)):

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^(J), dove la fonte primaria potrà essere sostituita da una sorgente AC con caratteristiche adeguate (Allegato V),

(K) Nelle more di ulteriori sviluppi della tecnologia ORC, la potenza minima che deve raggiungere il generatore sarà pari al 50% della potenza nominale e senza limitazioni sul tempo minimo.



Aggiungere il seguente Allegato Nbis

“Allegato Nbis – Prove sui sistemi di accumulo”

La numerazione delle figure e delle tabelle per l'allegato Nbis ricomincia da 1.

Il presente allegato contiene i protocolli di test direttamente applicabili ai sistemi di accumulo e le indicazioni per la esecuzione di analoghe prove in campo oppure, ove applicabile, su banco di prova in laboratorio. Le prescrizioni del presente allegato si applicano anche qualora i sistemi di accumulo condividano il convertitore di accoppiamento alla rete con un generatore statico (tipicamente FV)^(L)

N.1 Esecuzione delle prove - accreditamento

Le prove sui sistemi di accumulo 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:

- a) le attrezzature utilizzate rispettino i requisiti riportati nel presente allegato;
- b) 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 in c.a. del sistema di accumulo (accumulatori elettrochimici + convertitore di accoppiamento alla rete). Per tutti i tipi di sistemi di accumulo si precisa inoltre che le prove eseguite su un dato tipo di EESS 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 tale scopo si evidenziano n. 2 possibili situazioni:

- Caso A: Famiglia di generatori che condivide la stessa elettronica di controllo, con lo stesso firmware, con la parte di potenza e con i trasduttori dimensionati su taglie diverse.
- Caso B: Famiglia di generatori modulari, costituita da un elemento base che viene ripetuto N volte nelle taglie più grandi

In riferimento al caso A si prevede almeno una sessione di prove completa sul generatore di taglia maggiore e la conferma delle corrette regolazioni sugli altri modelli della famiglia, ad esempio effettuando una sessione di prove parziali sul modello di potenza inferiore, eventualmente integrata con prove parziali sui modelli intermedi.

In riferimento al caso B si prevede almeno una sessione di prove completa sul generatore di taglia minore e la conferma delle corrette regolazioni sugli altri modelli della famiglia, ad esempio effettuando una sessione di prove parziali sul modello di potenza superiore. I requisiti relativi alla qualità della tensione sono rispettati se il contributo complessivo del generatore (valutato come somma aritmetica dei singoli generatori di taglia inferiore) risulta entro i limiti previsti. In caso contrario, deve essere effettuata una prova sul generatore di taglia complessiva.

(L) Le prescrizioni contenute in questo allegato per i sistemi di accumulo, si applicano solamente alle tecnologie di accumulo di tipo elettrochimico. Le prescrizioni per altri sistemi di accumulo, ad esempio fuel cells, sono allo studio.



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.

- Nbis.3 Misure per la qualità della tensione;
- Nbis.4 Verifica del campo di funzionamento in tensione e frequenza;
- Nbis.5 Verifica delle condizioni di sincronizzazione e presa di carico;
- Nbis.6 Verifica dei requisiti costruttivi circa lo scambio di potenza reattiva;
- Nbis.7 Verifica dei requisiti costruttivi circa la regolazione di potenza attiva;
- Nbis.8 Verifica della insensibilità alle variazioni di tensione (VFRT capability);
- Nbis.9 Verifica della insensibilità alle richiuse 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 in Tabella 1, nella quale deve essere inteso che le prove sul solo sistema di controllo devono essere integrate con la esecuzione di prove aggiuntive sull'EESS tali da verificare la sua completa risposta dinamica nel campo di variazione di tensione e/o frequenza previsto.

Le prove su rete pubblica possono essere eseguite solo a seguito di accordo con il gestore della rete.

Tabella 1 – Elenco di prove per sistemi di accumulo e condizioni di riferimento.

Prova	Potenze ^(*) fino a 200 kW	Potenze ^(*) tra 200 kW e 1000 kW	Potenze ^(*) superiori a 1000 kW
Nbis.3 Misure per la qualità della tensione	<ul style="list-style-type: none"> – su banco prova (prove a piena potenza) – in campo (prove a piena potenza) 	<ul style="list-style-type: none"> – su banco prova (prove a piena potenza) – in campo (prove a piena potenza) 	<ul style="list-style-type: none"> – su banco prova (prove a piena potenza) – in campo (prove a piena potenza)
Nbis.4 Campo di funzionamento in tensione e frequenza	<ul style="list-style-type: none"> – su banco prova (prove a piena potenza) 	<ul style="list-style-type: none"> – su banco prova (prove a potenza ridotta, non inferiore a 200 kW) 	<ul style="list-style-type: none"> – su banco prova (prove a potenza ridotta, non inferiore al 20% P_{nom}) – analisi documentale
Nbis.5 Condizioni di sincronizzazione e presa di carico	<ul style="list-style-type: none"> – su banco prova (prove a piena potenza) – in campo (prove a piena potenza) 	<ul style="list-style-type: none"> – su banco prova (prove a potenza ridotta, non inferiore a 200 kW) – in campo (prove a piena potenza) 	<ul style="list-style-type: none"> – su banco prova (prove a potenza ridotta, non inferiore al 20% P_{nom}) – in campo (prove a piena potenza)
Nbis.6 Requisiti costruttivi circa lo scambio di potenza reattiva	<ul style="list-style-type: none"> – su banco prova (prove a piena potenza) – in campo (prove a piena potenza) 	<ul style="list-style-type: none"> – su banco prova (prove a piena potenza) – in campo (prove a piena potenza) 	<ul style="list-style-type: none"> – su banco prova (prove a piena potenza) – in campo (prove a piena potenza)



Prova	Potenze ^(*) fino a 200 kW	Potenze ^(*) tra 200 kW e 1000 kW	Potenze ^(*) superiori a 1000 kW
Nbis.7.1 Requisiti costruttivi circa la regolazione di potenza attiva: Verifica della limitazione della potenza attiva in logica locale, per tensioni prossime al 110%Vn	<ul style="list-style-type: none"> - su banco prova (prove a piena potenza) - in campo (prove a piena potenza) 	<ul style="list-style-type: none"> - su banco prova (prove a potenza ridotta, non inferiore a 200 kW) - in campo (prove a piena potenza) 	<ul style="list-style-type: none"> - su banco prova (prove a potenza ridotta, non inferiore al 20% Pnom) - in campo (prove a piena potenza)
Nbis.7.2 Requisiti costruttivi circa la regolazione di potenza attiva: Verifica della riduzione automatica della potenza attiva in presenza di transitori di sovrافrequenza sulla rete	<ul style="list-style-type: none"> - su banco prova (prove a piena potenza) - in campo (prove a piena potenza) 	<ul style="list-style-type: none"> - su banco prova (prove a potenza ridotta, non inferiore a 200 kW) - in campo (prove a piena potenza) 	<ul style="list-style-type: none"> - su banco prova (prove a potenza ridotta, non inferiore al 20% Pnom) - in campo (prove a piena potenza)
Nbis.7.3 Requisiti costruttivi circa la regolazione di potenza attiva: Verifica dell'incremento automatico della potenza attiva in presenza di transitori di sottofrequenza sulla rete	<ul style="list-style-type: none"> - su banco prova (prove a piena potenza) - in campo (prove a piena potenza) 	<ul style="list-style-type: none"> - su banco prova (prove a potenza ridotta, non inferiore a 200 kW) - in campo (prove a piena potenza) 	<ul style="list-style-type: none"> - su banco prova (prove a potenza ridotta, non inferiore al 20% Pnom) - in campo (prove a piena potenza)
Nbis.7.4 Requisiti costruttivi circa la regolazione di potenza attiva: Verifica della regolazione della potenza attiva su comando esterno proveniente dal Distributore	<ul style="list-style-type: none"> - su banco prova (prove a piena potenza) - in campo (prove a piena potenza) 	<ul style="list-style-type: none"> - su banco prova (prove a potenza ridotta, non inferiore a 200 kW) - in campo (prove a piena potenza) 	<ul style="list-style-type: none"> - su banco prova (prove a potenza ridotta, non inferiore al 20% Pnom) - In campo (prove a piena potenza)
Nbis.8 Insensibilità agli abbassamenti di tensione (VFRT capability)	<ul style="list-style-type: none"> - su banco prova (prove a piena potenza) - in campo (prove a piena potenza) 	<ul style="list-style-type: none"> - su banco prova (prove a piena potenza) - in campo (prove a piena potenza) 	<ul style="list-style-type: none"> - su banco prova (prove a piena potenza) - in campo (prove a piena potenza) - simulazione con modello digitale validato (proposta da valutare in vista di uniformare con gli altri allegati relativi alle prove)
Nbis.9 Insensibilità alle richiuse automatiche in discordanza di fase	<ul style="list-style-type: none"> - su banco prova (prove a piena potenza) - in campo (prove a piena potenza) 	<ul style="list-style-type: none"> - su banco prova (prove a piena potenza) - in campo (prove a piena potenza) 	<ul style="list-style-type: none"> - su banco prova (prove a piena potenza) - in campo (prove a piena potenza) - simulazione con modello digitale validato (proposta da valutare in vista di uniformare con gli altri allegati relativi alle prove)
(*) è da intendersi il valore di potenza nominale dell'inverter (P_{NINV}); dove ci sono più bullet si deve intendere che le opzioni sono alternative.			



Le prove, qualora effettuate in ambiente di laboratorio, dovranno essere eseguite sul dispositivo nelle condizioni di riferimento della Tabella 2.

Tenuto conto della taglia degli accumulatori elettrochimici tipicamente utilizzati per impianti connessi in MT e, qualora questi siano connessi sul bus in c.c. di un generatore statico, 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 2, purché opportunamente documentate nel rapporto di prova.

Qualora le prove siano effettuate in campo, nelle condizioni ambientali reali di utilizzo dei sistemi di accumulo 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 sistema di accumulo o su EESS 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" indicate in Tabella 2 rilevato durante l'intervallo temporale di osservazione per ciascuna prova.

Tabella 2 – Condizioni di riferimento per la esecuzione delle prove in laboratorio

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

Le prove in campo possono essere eseguite

- fornendo in ingresso al controllo grandezze elettriche simulate, oppure ed in subordine,
- alterando i valori di taratura delle funzioni in esame.

La verifica consiste nell'esame, in termini di livelli e tempi di risposta, dei segnali in ingresso al controllo e delle grandezze elettriche in uscita dal sistema di accumulo.

Per i sistemi costituiti da uno o più generatori e uno o più EESS, collegati sul bus DC di un inverter, le prove possono essere effettuate utilizzando, al posto del campo FV, una sorgente simulata come riportato in Allegato Q.

La regolazione del livello di potenza attiva/reattiva durante le prove viene eseguita agendo su un opportuno parametro di taratura del sistema di controllo, dedicato alla regolazione del setpoint di lavoro, modificabile da utente.

Nel seguito del presente allegato, per l'esecuzione delle prove, si prenderanno a riferimento la potenza in carica o in scarica del sistema di accumulo disponibile durante la prova.

Per i sistemi di accumulo collegati sul bus DC dell'inverter, le prove devono essere effettuate con il generatore fotovoltaico in funzione alle seguenti potenze:

- una potenza compresa tra il 50% e l'80% della potenza del generatore FV
- 0% della potenza del generatore FV



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 Nbis.3.1, Nbis.3.2, Nbis.3.3.

Data l'aleatorietà e la non prevedibilità delle emissioni armoniche di impianti e/o apparati di Utente, inclusi i sistemi di accumulo e 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 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 sistema di accumulo in prova (Allegato P).

N.3.1 Misura di correnti armoniche

Per la misura delle correnti armoniche si applica la norma IEC 61400-21 (paragrafo 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 prova va effettuata misurando il contributo armonico del sistema di accumulo, per ciascun valore di potenza, nei 6 intervalli 0%; 20%; ...; 100% della massima potenza in scarica dell'EESS, P_{SMAX} (per EESS integrati, P_{NINV}), e, per sistemi di accumulo connessi a convertitori bidirezionali, nei 5 intervalli 20%; ...; 100% della massima potenza in carica, P_{CMAX} . È ammessa una tolleranza della potenza attiva erogata/assorbita dal sistema di accumulo del $\pm 5\%$ S_n , intendendo per S_n la potenza nominale del convertitore.

In alcuni casi (per esempio nel caso di misure sul campo) non è possibile attribuire al solo sistema di accumulo la responsabilità delle correnti armoniche misurate, che va quindi attribuita ad una interazione tra l'EESS e gli altri carichi/utenti connessi in rete. Per indicazioni dettagliate sulle modalità con cui valutare l'esito delle misure, si veda 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, e ai sistemi di accumulo, nel caso di EESS non integrati, si interpreti "cut-in speed" come "10% della P_{SMAX} " e "rated wind speed" come " P_{SMAX} ", mentre nel caso di EESS integrati, si assuma "cut-in speed" come "10% della P_{NINV} " e "rated wind speed" come " P_{NINV} ".

Per la completa valutazione dei disturbi vanno effettuate almeno tre operazioni di commutazione alla P_{SMAX} (P_{NINV}), registrando i risultati di ciascuna operazione. Inoltre, deve essere determinato il massimo fattore di corrente $k_{l_{max}}$ per tutte le operazioni di commutazione.

Per sistemi di accumulo connessi a convertitori bidirezionali, è necessario ripetere le prove anche nella condizione di prelievo di potenza attiva dalla rete, a P_{CMAX} .



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 ai sistemi di accumulo interpretando la velocità del vento come potenza scambiata dall'apparato. Non è da effettuarsi la valutazione statistica dei coefficienti secondo la distribuzione del vento.

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

- Prove in campo (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).
- Prove su banco
 - il flicker viene determinato secondo la procedura descritta in IEC 61400-21, sezioni 6.3.2 e 7.3.3. In alternativa
 - il flicker è direttamente misurato 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.

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

Per sistemi di accumulo integrati, la prova deve essere effettuata con il campo fotovoltaico che eroga una potenza tale da ottenere, unitamente alla potenza massima dello storage, la potenza nominale dell'inverter.

La prova deve prevedere la verifica del funzionamento stabile del sistema di accumulo ai limiti estremi di tensione e frequenza ($85 \% V_n \leq V \leq 110 \% V_n$; $47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$) per un tempo minimo di 5 minuti, compatibilmente con la capacità di energia dell'EESS, per ciascun punto di lavoro.

Si prevedano almeno 4 prove in immissione e, per EESS connessi a convertitori bidirezionali, in prelievo, nelle seguenti condizioni:

Prova 1^(M): $V = 85 \% V_n$; $f = 47,5 \text{ Hz}$; $P = 100 \% P_{SMAX}$ (P_{NINV} per EESS integrati); $\text{Cos}\varphi = 1$

Prova 2^(N): $V = 110 \% V_n$; $f = 51,5 \text{ Hz}$; $P = 100 \% P_{SMAX}$ (P_{NINV} per EESS integrati); $\text{Cos}\varphi = 1$

Prova 3^(M): $V = 85 \% V_n$; $f = 47,5 \text{ Hz}$; $P = 100 \% P_{CMAX}$; $\text{Cos}\varphi = 1$

Prova 4^(N): $V = 110 \% V_n$; $f = 51,5 \text{ Hz}$; $P = 100 \% P_{CMAX}$; $\text{Cos}\varphi = 1$

Per le prove a potenza ridotta, deve essere fatto riferimento alla massima potenza in carica/scarica disponibile durante la prova, che sarà normalmente inferiore alla P_{CMAX}/P_{SMAX} , essendo la prova effettuata a potenza ridotta.

Ai sistemi di accumulo connessi a inverter si applicano solo la Prova 1 e la Prova 2.

Durante le prove occorre disabilitare la regolazione automatica in riduzione/aumento della potenza in caso di sovra/sottofrequenza.

(M) La Prova 1 e la Prova 3 hanno una durata di almeno 5 minuti, compatibilmente con la capacità di energia dell'accumulo. È consentito il funzionamento a potenza ridotta, pari a quella massima erogabile per raggiunto limite di massima corrente di uscita (rispettivamente, $P \geq 85 \% P_{SMAX}$ o $P \geq 85 \% P_{NINV}$, e $P \geq 85 \% P_{CMAX}$).

(N) La Prova 2 e la Prova 4 hanno una durata di almeno 5 minuti, compatibilmente con la capacità di energia dell'accumulo.



Durante la prova si dovranno registrare la frequenza, la tensione e la potenza attiva rilevate ai morsetti di uscita del sistema di accumulo con una cadenza di almeno 1 campione al secondo. La potenza erogata/assorbita dovrà mantenersi stabile entro un limite di $\pm 5\%$ S_n , intendendo per S_n la massima di prova.

L'analisi documentale dovrà essere eseguita analizzando in dettaglio gli schemi, le caratteristiche dei componenti utilizzati con particolare attenzione a quei componenti che presentano circuiti magnetici, i sistemi di protezione e controllo, i circuiti di alimentazione e di ingresso delle grandezze elettriche, al fine di determinare eventuali possibili malfunzionamenti nel campo di tensione e frequenza prescritti.

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 sistema di accumulo 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 V_n ; frequenza compresa tra 49,90 Hz e 50,10 Hz (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:
 - $T=30$ s, 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;
 - $T=300$ s, in caso di rientro a seguito intervento della protezione di interfaccia (tempo regolabile a step di 5 s, nel campo 0÷900 s).

Per quanto riguarda il circuito di prova vale quanto riportato in Nbis.4. La prova deve essere effettuata sia in erogazione, che, nel caso di sistemi di accumulo connessi a convertitori bidirezionali, in assorbimento di potenza.

La procedura prevede i seguenti passi.

- a) Si effettui l'accensione del sistema di accumulo rispettivamente con tensione c.a. inferiore al 90% e superiore al 110% del valore nominale V_n (mentre la frequenza deve essere compresa tra 49,90 Hz e 50,10 Hz), verificando che l'unità non abiliti il parallelo con la rete - assenza di erogazione/assorbimento della potenza letta dall'analizzatore di rete.
- b) Trascorsi almeno 30 s dall'istante di inizio della prova di cui al punto a), si verifichi il permanere dello stato di "aperto", ovvero assenza di assorbimento/erogazione di potenza in uscita. A questo punto si può riportare la tensione V all'interno dei limiti - $90\% V_n < V < 110\% V_n$ - e al contempo disabilitare il sistema di accumulo. In queste condizioni si proceda poi al riarmo, verificando che il parallelo con la rete e l'inizio dell'assorbimento/erogazione di potenza non avvenga prima che siano trascorsi almeno 30 s dall'istante di attivazione del sistema di accumulo.
- c) A questo punto è necessario simulare con il sistema di accumulo 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 $90\% V_n < V < 110\% V_n$, il tempo di attesa alla riconnessione sia almeno pari a 300 s.
- d) Si ripeta la prova di cui in a) con tensione V - $90\% V_n < V < 110\% V_n$ - e frequenza rispettivamente inferiore a 49,90 Hz e superiore a 50,10 Hz, verificando che l'unità non abiliti il parallelo con la rete - assenza di assorbimento/erogazione della potenza letta dall'analizzatore di rete.



- e) Trascorsi almeno 30 s dall'istante di inizio della prova di cui al punto d), si verifichi il permanere dello stato di "aperto", ovvero assenza di assorbimento/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 sistema di accumulo. In queste condizioni si proceda poi al riarmo, verificando che il parallelo con la rete e l'inizio dell'assorbimento/erogazione di potenza non avvenga prima che siano trascorsi almeno 30 s dall'istante di attivazione del sistema di accumulo.
- f) Come per il punto c), è necessario simulare con il sistema di accumulo 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 300 s

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

All'atto del parallelo, la presa di carico deve avvenire in modo graduale, con un gradiente della potenza, positivo in erogazione e negativo in assorbimento (per EESS connessi alla rete con convertitori bidirezionali), non superiore, rispettivamente:

- nelle prove a piena potenza, a $20\% P_{\text{SMAX}}/\text{min}$ (nel caso di sistemi di accumulo integrati, $20\% P_{\text{NINV}}/\text{min}$) e $20\% P_{\text{CMAX}}/\text{min}$;
- nelle prove a potenza ridotta, al 20% per minuto della potenza di scarica e carica massima dell'EESS disponibile durante la prova.

La verifica si effettua, nel caso in cui si operi secondo quanto riportato in Nbis.5.1 e registrando durante le sequenze di test b), c), e) ed f) con l'analizzatore di rete la potenza di uscita all'EESS con una cadenza di un campione ogni secondo. In immissione, i campioni registrati a partire dall'istante in cui il sistema di accumulo supera un livello di potenza in erogazione pari a $10\% P_{\text{SMAX}}$ ($10\% P_{\text{NINV}}$ per EESS integrati), riportati su un grafico, dovranno essere tutti al di sotto della curva limite $P < 0,333\% P_{\text{SMAX}}/\text{s}$ (o $P < 0,333\% P_{\text{NINV}}/\text{s}$), con uno scarto positivo massimo di $+2,5\% S_n$ (dove per S_n si intende la massima potenza durante la prova). In prelievo, per sistemi di accumulo connessi a convertitori bidirezionali, i campioni registrati a partire dall'istante in cui il sistema di accumulo supera un livello di potenza in assorbimento pari a $10\% P_{\text{CMAX}}$, riportati su un grafico, dovranno essere tutti al di sotto della curva limite $P < 0,333\% P_{\text{CMAX}}/\text{s}$, con uno scarto negativo massimo di $-2,5\% S_n$ (dove per S_n si intende la massima potenza durante la prova)

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 sistemi di accumulo sono previste capability diverse a seconda della potenza complessiva dell'impianto e del fatto che lo storage sia integrato o meno con un generatore statico (connessione allo stesso bus DC).

Agli EESS non integrati si applica una capability di tipo circolare, tagliata inferiormente e superiormente in accordo alla potenza in carica/scarica massima del sistema di accumulo ($P_{\text{CMAX}} / P_{\text{SMAX}}$), la cui area di lavoro è quella interna al grafico di Figura 1.

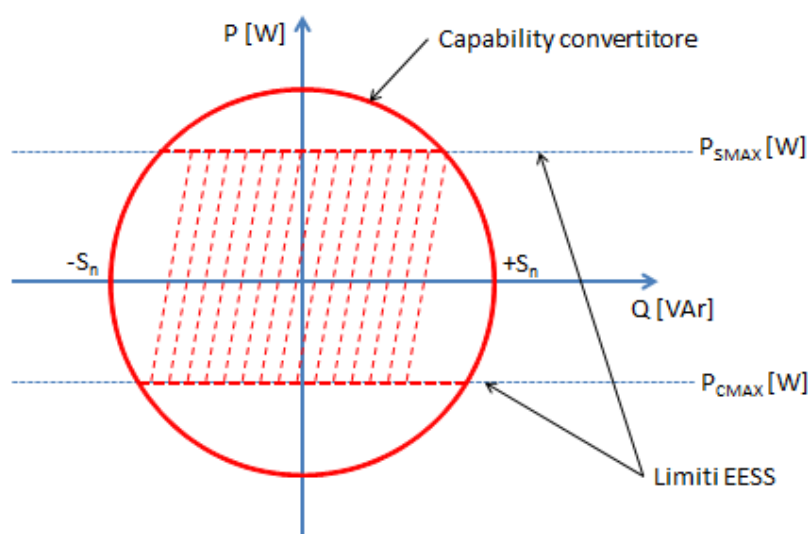


Figura 1 – Combinazione tra capability di un convertitore bidirezionale e accumulo elettrochimico.

La capability degli EESS integrati è invece data dal contributo sia del sistema di accumulo, che del generatore statico.

- Per sistemi di accumulo integrati con generatori statici 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 (priva del lato inferiore, se tramite inverter). Il limite di potenza attiva massima in erogazione generalmente coincide con la potenza nominale del convertitore, P_{NINV} . I limiti operativi su tutto il campo di potenza sono mostrati, per un sistema di accumulo connesso ad un inverter, nella Figura 2 in alto; le caratteristiche del tipo di Figura 2 in basso 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 di potenza attiva scambiata ($P \leq 10\% S_n$, dove S_n è la potenza nominale del convertitore) 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% S_n .

- Per EESS integrati con generatori statici 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 2 in basso.

La rispondenza a requisiti prestazionali specifici di capability è richiesta anche nella banda $P \leq 10\% S_n$ in quanto il generatore è costituito da un EESS in grado, nel campo tra il 10% ed il 90% del CUS, di funzionare anche in assenza del FV.

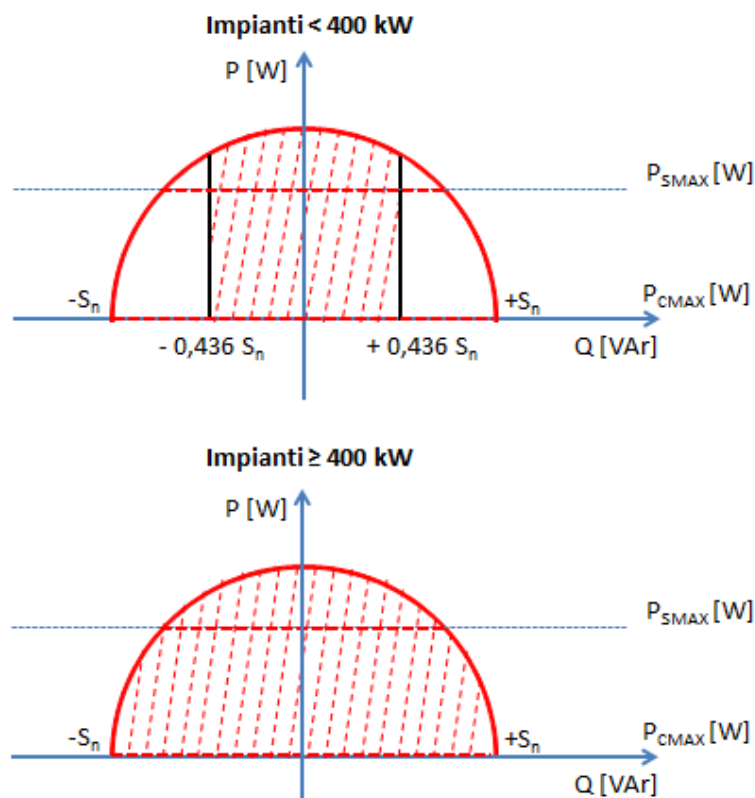


Figura 2 – Capability per un sistema di accumulo collegato sul bus DC di un generatore fotovoltaico con inverter.

Per entrambe le tipologie di sistema di accumulo integrato, la potenza attiva erogabile nella condizione base di funzionamento a tensione nominale e a $\cos\varphi = 1$ coincide con la potenza apparente nominale del convertitore stesso.

In ogni caso tutti i punti delle curve di capability sono riferiti a sistemi di accumulo e 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 g) e h).

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 accumulo.

Per le curve di capability riportate in Figura 1 e Figura 2 si intende che l'EESS in condizioni di erogazione della potenza reattiva potrà erogare una potenza attiva massima inferiore a $P_{S\text{MAX}}$ (o $P_{N\text{INV}}$ per EESS integrati) e assorbire una potenza attiva massima inferiore a $P_{C\text{MAX}}$.

N.6.2 Modalità di esecuzione e registrazione della prova

Per la esecuzione della prova vengono date le seguenti prescrizioni.

- Il sistema di accumulo 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/assorbita in base alla propria capability.
- Si regoli a questo punto l'EESS (e l'eventuale sorgente c.c.) in modo da rendere disponibile l'intera potenza in immissione/prelievo a disposizione: nel caso di prove a potenza piena, $P_{S\text{MAX}}$ (per sistemi di accumulo integrati, $P_{N\text{INV}}$) o $P_{C\text{MAX}}$.



- Si regoli (tramite la logica di controllo dell'EESS e/o tramite la regolazione della sorgente), la potenza attiva per i valori compresi negli 6 intervalli 0%; 20%; ...; 100% della P_{SMAX} (per sistemi di accumulo integrati, P_{NINV}) e, se il sistema è connesso a un convertitore bidirezionale, nei 5 intervalli in prelievo di potenza 20%; ...; 100% della P_{CMAX} . È ammessa una tolleranza della potenza attiva erogata/assorbita dal sistema di accumulo del $\pm 5\% S_n$, dove con S_n deve intendersi la potenza nominale del convertitore. Si effettui la misura della potenza attiva in condizioni stazionarie, dopo 1 min. 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 dei livelli di potenza attiva (pari a 11 livelli, nel caso dell'esecuzione di prove a piena potenza con sistemi di accumulo bidirezionali) si dovranno registrare un valore della potenza reattiva induttiva e uno per quella capacitiva, come valori medi ad 1 min calcolati sulla base delle misure alla frequenza fondamentale su finestra di 1 s. 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 lo 0% e la potenza di scarica massima disponibile e, se previsto, tra lo 0% e la potenza di carica massima disponibile, il corrispondente livello della potenza reattiva assorbita (e erogata), espresso sia in valore assoluto che in p.u. della potenza nominale del convertitore e in termini di $\cos\varphi$.

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 1 per sistemi di accumulo non integrati e di Figura 2 in alto per EESS integrati in impianti di potenza inferiore a 400 kW, ovvero è tutto esterno o sta sul perimetro del semicerchio rappresentato in Figura 2 in basso 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 $\Delta Q \leq \pm 5\% S_n$.

NOTA Per valori di potenza, in erogazione, inferiori a 10% P_{SMAX} (10% P_{NINV}) e, in prelievo, a 10% P_{CMAX} , 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 EESS in impianti di potenza inferiore a 400 kW. Per EESS in impianti di taglia pari o superiore a 400 kW la registrazione dei valori di capability disponibile per valori di potenza attiva erogata/assorbita inferiore a 10% P_{SMAX} (10% P_{NINV}) o 10% P_{CMAX} 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 dei punti di misura dovrà essere riportato in una tabella simile alla Tabella 3 seguente, che si riferisce, per esempio, al caso di prova a piena potenza su un sistema di accumulo non integrato. 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 3 – Registrazione della capability massima P-Q per un sistema di accumulo connesso non integrato (3 tabelle, $Q_{max|ind}$; $Q_{max|cap}$; $Q = 0$) p.u = per unit della potenza apparente nominale S_n del convertitore

Power-Bin	Potenza attiva		Potenza reattiva		Potenza DC [W]		Fattore di potenza ($\cos\phi$)
	[kW]	p.u.	[kVA]	p.u.	[kW]	p.u.	
100%* $P_{C_{MAX}} \pm 5\%*S_n$							
90%* $P_{C_{MAX}} \pm 5\%*S_n$							
80%* $P_{C_{MAX}} \pm 5\%*S_n$							
70%* $P_{C_{MAX}} \pm 5\%*S_n$							
60%* $P_{C_{MAX}} \pm 5\%*S_n$							
50%* $P_{C_{MAX}} \pm 5\%*S_n$							
40%* $P_{C_{MAX}} \pm 5\%*S_n$							
30%* $P_{C_{MAX}} \pm 5\%*S_n$							
20%* $P_{C_{MAX}} \pm 5\%*S_n$							
10%* $P_{C_{MAX}} \pm 5\%*S_n$							
0%* $P_{C_{MAX}} \pm 5\%*S_n$							
10%* $P_{S_{MAX}} \pm 5\%*S_n$							
20%* $P_{S_{MAX}} \pm 5\%*S_n$							
30%* $P_{S_{MAX}} \pm 5\%*S_n$							
40%* $P_{S_{MAX}} \pm 5\%*S_n$							
50%* $P_{S_{MAX}} \pm 5\%*S_n$							
60%* $P_{S_{MAX}} \pm 5\%*S_n$							
70%* $P_{S_{MAX}} \pm 5\%*S_n$							
80%* $P_{S_{MAX}} \pm 5\%*S_n$							
90%* $P_{S_{MAX}} \pm 5\%*S_n$							
100%* $P_{S_{MAX}} \pm 5\%*S_n$							

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

N.6.3 Scambio di potenza reattiva secondo un livello assegnato

I sistemi di accumulo 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 sistema di accumulo 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 Nbis 6.1 e riportata in Figura 1 e Figura 2) 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 $\cos\phi$).



N.6.4 Modalità di esecuzione della prova e registrazione dei risultati (ipotesi di regolazione tramite Q)

La prova deve essere eseguita secondo i seguenti passi:

- Portare il generatore al 50% della potenza attiva
- Inviare al generatore un set point di potenza reattiva induttiva pari al 40% della S_n
- Mantenere il set-point per un tempo di 60 s, compatibilmente con la capacità in energia del sistema di accumulo.
- Misurare la potenza reattiva erogata dall'inverter, almeno dopo 30 s 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 min.) 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).

Nel caso di sistemi di accumulo connessi a convertitori bidirezionali, la prova è da ripetersi anche nella condizione di prelievo di energia dalla rete.

N.6.5 Tempo di risposta ad una variazione a gradino del livello assegnato

Ad integrazione dei requisiti oggetto delle prove di cui al paragrafo Nbis.6.3, relativi al controllo della tensione di rete tramite scambio di potenza reattiva, è necessario non solo verificare l'accuratezza del sistema di controllo dell'EESS, ma anche il tempo di risposta dello stesso 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 sistema di accumulo 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 3.

- Dai risultati delle prove di capability di cui al paragrafo Nbis 6.1 (e Nbis 6.2) si rilevino i valori $Q_{\max|cap}$ e $Q_{\max|ind}$ della potenza reattiva capacitiva e induttiva massima erogabile dal convertitore al 50% ed al 100% della potenza attiva di scarica massima ($P_{S\max}$; per sistemi di accumulo integrati, pari a P_{NINV}) e di carica massima, $P_{C\max}$ (per sistemi di accumulo connessi a convertitori bidirezionali). Nel caso di esecuzione di prove a potenza ridotta, si faccia riferimento ai valori misurati in corrispondenza delle massime potenze in immissione e prelievo disponibili.
- Si riportino in un grafico analogo a quello esemplare di Figura 3 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 sistema di accumulo eroga rispettivamente una potenza attiva pari al 50% (Prova 1) ed al 100% della potenza attiva di scarica/carica massima disponibili durante la prova (Prova 2).

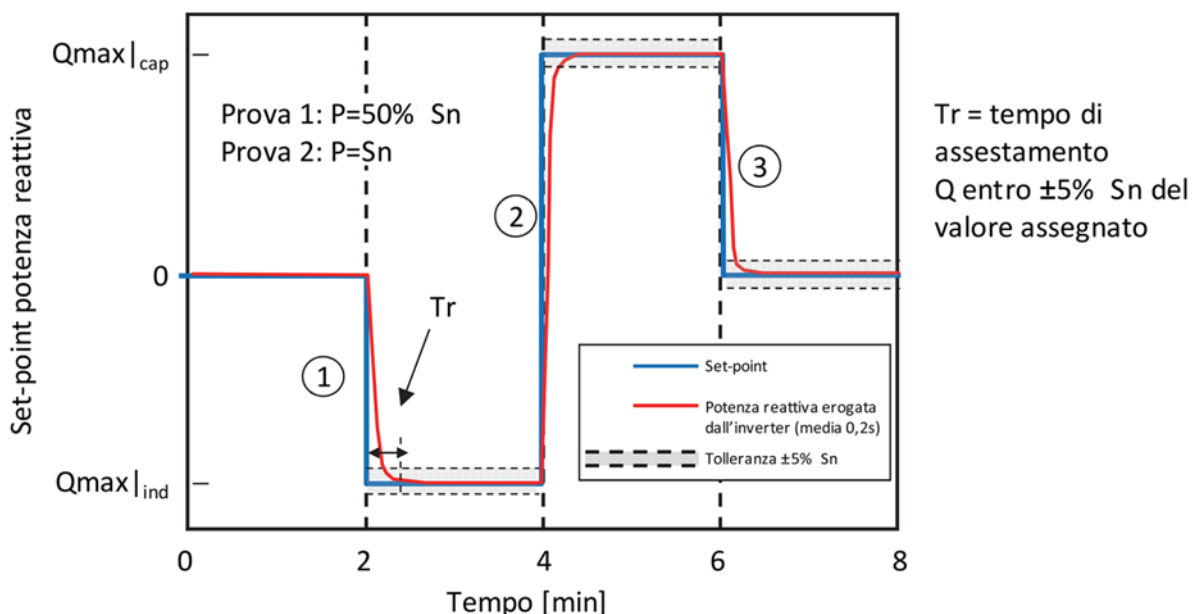


Figura 3 – Misura del tempo di risposta a variazioni a gradino del set-point assegnato per la potenza reattiva

- Si rilevi il tempo di risposta (T_r = tempo di assestamento nel grafico di Figura 3), 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 3, il tempo di risposta deve essere rilevato in corrispondenza di una variazione del set-point da zero a $Q_{max|ind}$ (passo 1), da $Q_{max|ind}$ a $Q_{max|cap}$ (passo 2) e da $Q_{max|cap}$ a zero (passo 3).

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

La prova è superata se il tempo di risposta massimo rilevato è inferiore a 10 s in tutte le condizioni di misura.

N.6.6 Regolazione automatica di potenza reattiva secondo una curva caratteristica $\cos\phi = f(P)$

Per sistemi di accumulo integrati, la prova deve essere effettuata con il campo fotovoltaico che eroga una potenza tale da ottenere, unitamente alla potenza massima dello storage, la potenza nominale dell'inverter.

Tutti i sistemi di accumulo 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 sistema di accumulo, attraverso il proprio convertitore, segua la modalità di erogazione automatica della potenza reattiva secondo la curva caratteristica standard $\cos\phi = f(P)$ riportata in I.2, secondo il metodo a).



La curva standard riportata in Figura 4 è definita univocamente dall'interpolazione lineare dei tre punti caratteristici:

- A: $P = 20\% P_{SMAX}; \cos\varphi = 1$
- B: $P = 50\% P_{SMAX}; \cos\varphi = 1$
- C: $P = P_{SMAX}; \cos\varphi = 0,9$ (in assorbimento di reattivo)

Nel caso dell'esecuzione di prove a potenza ridotta, i valori di potenza relativi ai punti A, B e C dovranno essere opportunamente scalati, al fine di consentire la verifica della piena funzionalità della regolazione sul range di potenza a disposizione.

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.

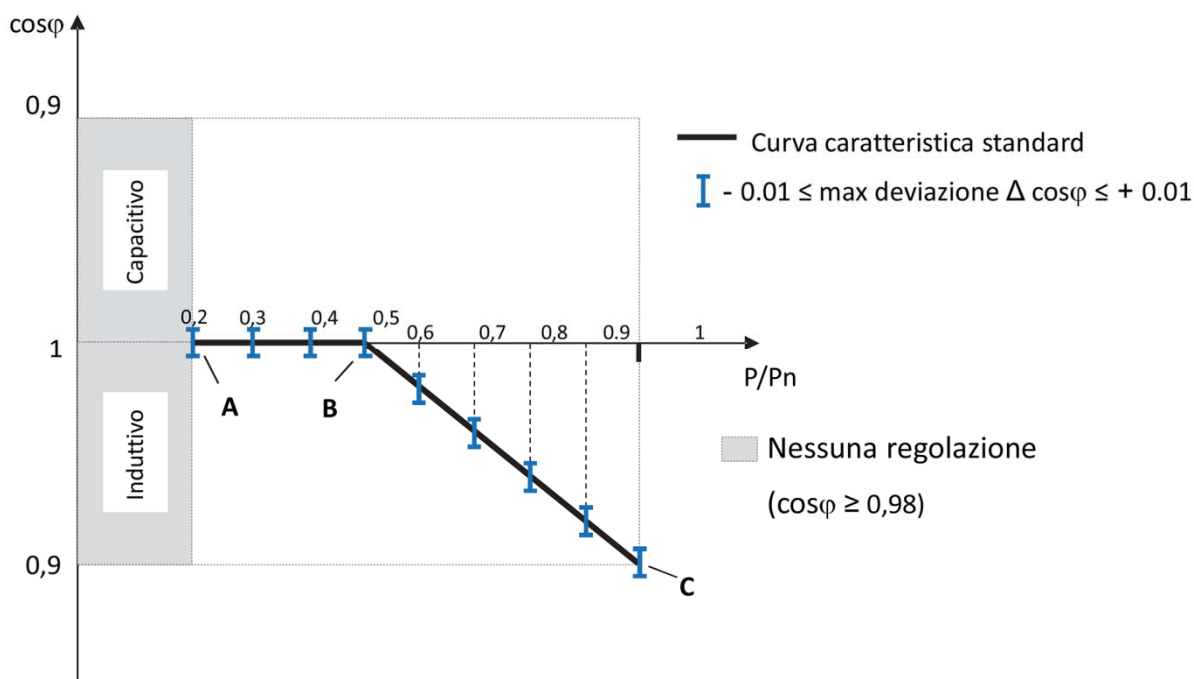


Figura 4 – Curva caratteristica standard $\cos\varphi = f(P)$

Si ricorda che il tempo di assestamento massimo al nuovo valore di potenza reattiva sulla curva caratteristica deve essere regolato automaticamente dal sistema di accumulo entro 10 s (si vedano a questo proposito le prove sul tempo di risposta di cui in Nbis.6.5).



La modalità di regolazione automatica viene disabilitata quando:

- la potenza attiva P erogata rientra sotto il 50% di P_{SMAX} (punto B), o di P_{NINV} per sistemi di accumulo integrati, 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 $0,9 V_n$ e V_n con intervalli di $0,01 V_n$.

N.6.7 Verifica di rispondenza alle modalità di applicazione della curva standard di erogazione $\cos\phi = f(P)$

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 c.a. del sistema di accumulo, 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 4, per la verifica di rispondenza alle modalità di applicazione della curva standard di erogazione si proceda come di seguito.

- A. Se integrato in un impianto di generazione, si colleghi il sistema di accumulo alla sorgente primaria o alla sorgente simulata DC. Si colleghi il sistema di accumulo in uscita direttamente alla rete c.a., oppure tramite un simulatore di rete, purché questo consenta il funzionamento alla piena potenza dell'EESS disponibile in immissione, e la regolazione della tensione ai morsetti di uscita c.a. nel campo compreso tra 90% V_n e 110% V_n .
- B. Si abiliti la funzione di regolazione secondo la curva "standard", eventualmente scalata lungo l'asse delle potenze nel caso di esecuzione della prova a potenza ridotta, agendo sul convertitore in base alle indicazioni fornite dal Costruttore.
- C. 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 ($1,05 V_n$) 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 1 s, riportando questi valori in una tabella (vedi Tabella 4) e in un grafico analogo a quello di Figura 4. 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).
- E. Si trascrivano nella Tabella analoga al modello di Tabella 4 i valori della potenza attiva, potenza reattiva e del $\cos\phi$ rilevati durante le misure effettuate. 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.
- F. A questo punto, con potenza c.a. erogata sempre pari all'ultimo livello raggiunto in precedenza (ad es., $P = 60\% P_{SMAX}$), 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 $0,95 V_n$ e $0,99 V_n$ nel caso in cui la tensione disponibile sia pari a V_n).
- G. Si ripeta la misura di cui al punto d) precedente aumentando la potenza attiva erogata a scaglioni del 10% della potenza massima disponibile in immissione, dal 60 fino al 100% (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 $0,99 V_n$, essendo V_n la tensione letta ai morsetti di uscita del convertitore qualora collegato alla rete pubblica).



- H. Si trascrivano nella tabella i valori della potenza attiva, potenza reattiva e del $\cos\varphi$ rilevati durante le misure effettuate. In queste condizioni, essendo la tensione c.a. ai morsetti di uscita superiore a $1,05 V_n$ ($0,99 V_n$ nel caso di collegamento alla rete con tensione almeno pari a V_n), il sistema di accumulo deve attivare l'erogazione della potenza reattiva seguendo la curva caratteristica standard.
- I. Con sistema di accumulo in piena erogazione di potenza attiva, tensione c.a. di uscita superiore al $105\% V_n$ (o $0,99 V_n$) e quindi potenza reattiva erogata pari al limite massimo $\cos\varphi=0,90$ 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 $1,01 V_n$ (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. $0,99 V_n$, portando contemporaneamente il valore del parametro di lock-in al suo livello di default, pari a $1,05 V_n$), 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 sistema di accumulo 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).
- J. 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 la tensione lato c.a. a $0,99 V_n$ su rete simulata o innalzando la soglia di lock-out a $1,01$ il valore attuale della tensione ai morsetti di uscita del sistema di accumulo nel caso si utilizzi il metodo di prova alternativo). In tali condizioni il sistema di accumulo dovrà interrompere l'erogazione della potenza reattiva.

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 $+0,01$.

Tabella 4 – Verifiche di erogazione della potenza reattiva secondo la curva caratteristica standard $\cos\varphi=f(P)$, per prove a piena potenza su un sistema di accumulo non integrato

Power Bin	P [W]	Q [VAr]	$\cos\varphi$ misurato	$\cos\varphi$ atteso	$\Delta \cos\varphi$
$20\% * P_{S\text{MAX}}$					
$30\% * P_{S\text{MAX}}$					
$40\% * P_{S\text{MAX}}$					
$50\% * P_{S\text{MAX}}$					
$60\% * P_{S\text{MAX}}$					
$70\% * P_{S\text{MAX}}$					
$80\% * P_{S\text{MAX}}$					
$90\% * P_{S\text{MAX}}$					
$100\% * P_{S\text{MAX}}$					

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 $\cos\varphi = f(P)$ è, di norma, univocamente definita come spezzata poligonale passante per i tre punti A, B e C di cui alla Figura 4.

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



N.6.8 Erogazione/assorbimento automatico di potenza reattiva secondo una curva caratteristica $Q=f(V)$

Secondo quanto stabilito in I.3, tutti i sistemi di accumulo 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 5.

La prova ha come scopo di verificare che il sistema di accumulo, attraverso il proprio convertitore, 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 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} , k nonché il valore di lock-in di potenza attiva in scarica (valore di default $P = 20\% P_{S\text{MAX}}$ o, per sistemi di accumulo integrati, $P = 20\% P_{N\text{INV}}$) e, per sistemi di accumulo connessi a convertitori bidirezionali, il valore di lock-in di potenza attiva in carica ($P = 20\% P_{C\text{MAX}}$).

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 $0,01 V_n$, mentre il parametro k deve poter essere impostato nel campo $-1 \div 1$, con passo $0,01$. Al fine di facilitare l'esecuzione delle prove di tipo, è stato stabilito convenzionalmente di impostare i parametri caratterizzanti la curva come segue:

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

nonché il valore di lock-in di potenza attiva in carica e scarica.

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 Nbis.6.9). Il rapporto di prova dovrà riportare i parametri caratteristici utilizzati.

Il ritardo di attivazione deve essere verificato ripetendo una qualsiasi delle prove di cui al par. N.6.9 con il ritardo alla attivazione diverso da 0 e verificando che il tempo di attuazione della $Q(V)$ differisca del suddetto ritardo.



N.6.9 Verifica di rispondenza alle modalità di applicazione della curva caratteristica $Q=f(V)$

La verifica dovrà essere effettuata in modo da verificare la capacità regolante del sistema di accumulo su tutta la dinamica della potenza reattiva da $-Q_{max}$ a $+Q_{max}$.

In base a quanto stabilito in I.3, con riferimento alla Figura 5 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 abiliti la funzione di regolazione secondo la curva “standard” di cui alla Figura 5, in immissione di potenza reattiva a tensione nominale, pari a $k Q_{max}$, agendo sul convertitore in base alle indicazioni fornite dal Costruttore.
- B. Si imposti la tensione letta ai morsetti di uscita del convertitore sia pari a $1,07 V_n$ e il sistema di accumulo (e l'eventuale sorgente in c.c.) in modo che la potenza attiva erogata sia inferiore al 20% della massima potenza disponibile in immissione e, per EESS connessi a convertitori bidirezionali, al 20% della massima potenza disponibile in prelievo (quindi inferiore al valore di lock-in che abilita la regolazione secondo la curva $Q(V)$); alternativamente, si imposti l'inverter con potenza inferiore alle quantità appena citate e si regoli il valore di $V_{1s}=1,01 V_n$ e di $V_{2s}=1,03 V_n$ (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 V_{1s} e per V_{2s}).
- C. La verifica del lock-in non deve essere naturalmente effettuata a potenza del generatore fotovoltaico pari al 100%
- D. Si misuri la potenza attiva e la potenza reattiva come medie a 1 s, riportando questi valori in una tabella (vedi esempio in Tabella 5) e in un grafico analogo a quello di Figura 5 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 $1,07 V_n$ fino a $1,09 V_n$. In queste condizioni, essendo la potenza attiva erogata inferiore al valore di lock-in, l'inverter deve mantenere l'erogazione della potenza reattiva al valore $k Q_{max}$; alternativamente si imposti il valore di $V_{1s}=0,99 V_n$ e $V_{2s}=1,01 V_n$ (rispettivamente al 99% e 101% del valore attuale della tensione di uscita).
- F. A questo punto, con tensione c.a. sempre pari a $1,09 V_n$, si aumenti la potenza attiva, in erogazione, agendo sulla logica di controllo del sistema di accumulo e l'eventuale sorgente c.c., affinché questa sia superiore (+10%) del limite di lock-in in immissione, quindi portandola al valore di 30% della massima potenza disponibile in immissione.
- 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 sistema di accumulo effettui l'erogazione della potenza reattiva secondo la caratteristica di Figura 5. Si riporti il valore della potenza attiva e di quella reattiva erogata nella Tabella 5 e nel grafico, analogo a quello di Figura 5, 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 $-0,5 Q_{min}$ (a meno di una tolleranza pari a $\Delta Q \leq \pm 5\% S_n$, dove S_n è la potenza apparente nominale del convertitore).
- H. Si ripeta la misura di cui al punto g) precedente aumentando la potenza attiva erogata a scaglioni del 10% della P_{SMAX} (P_{NINV}), dal 30% fino al 100% (compatibilmente con la massima potenza disponibile in immissione), sempre con tensione c.a. letta ai morsetti di uscita tenuta al valore di $V=1,09 V_n$ (ovvero mantenendo la regolazione di V_{1s} e di V_{2s} 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 (per prove a piena potenza) livelli di potenza attiva erogata dal 30% al 100% di P_{SMAX} (P_{NINV}). In queste condizioni, essendo la tensione c.a. ai morsetti di uscita pari $1,09 \cdot V_n$ (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 V_{1s} e -1% da V_{2s}), il sistema di accumulo deve continuare ad erogare un livello di potenza reattiva pari a $-0,4 Q_{max}$ (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 $1,1 V_n$ (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 alla massima potenza disponibile in immissione (ultimo punto registrato al passo precedente) e della potenza reattiva, che deve raggiungere stabilmente il valore di $-0,9 Q_{max}$ (a meno di una tolleranza pari a $\Delta Q \leq \pm 5\% S_n$).
- K. Con sistema di accumulo in piena erogazione di potenza attiva, tensione c.a. di uscita pari al 110% di V_n e quindi potenza reattiva erogata pari a $-0,9 Q_{max}$ (in assorbimento di reattivo), si riduca la potenza attiva portandola prima al 10% della massima potenza disponibile in immissione e poi, trascorsi almeno 30 s, al di sotto del 5%. Durante la sequenza si dovrà verificare che la potenza reattiva rimanga al valore induttivo $-0,9 Q_{max}$ in corrispondenza del primo gradino di potenza attiva $100\% \rightarrow 10\%$, per scendere a valori prossimi a $k Q_{max}$ SOLO dopo aver effettuato il secondo scalino dal $10\% P_{MAX} \rightarrow \leq 5\% P_{MAX}$. Questo serve a verificare che, una volta superato il valore di potenza attiva di lock-in, il sistema di accumulo permanga 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 $5\% P_{SMAX}$, o $5\% P_{NINV}$, per EESS integrati).
- L. Si ripeta analogo procedura di prova attivando il prelievo di potenza reattiva, pari a $-k Q_{max}$, a tensione nominale.
- M. Nel caso di sistemi di accumulo connessi a convertitori bidirezionali, si ripeta la procedura di prova anche per le potenza in prelievo, fino a un valore massimo del $100\% P_{CMAX}$.

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 $\Delta Q \leq \pm 5\% S_n$

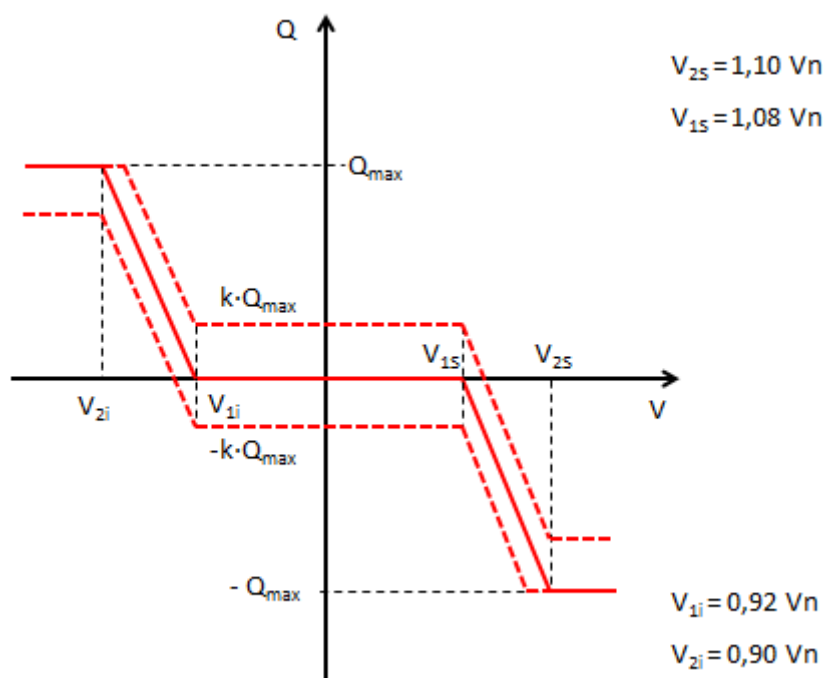


Figura 5 – Curva caratteristica standard $Q = f(V)$



Tabella 5 – Verifiche di erogazione della potenza reattiva secondo la curva caratteristica standard $Q=f(V)$ – Prova a piena potenza, durante la fase di scarica e in immissione di potenza reattiva a tensione nominale, pari a $k \cdot Q_{max}$

P/P _{SMAX} [%] Set-point	Vac [V] Set-point	P/ P _{SMAX} [%] misurata	Vac [V] misurata	Q [VAr] misurata	Q [Var] Atteso	ΔQ ($\leq \pm 5\% \cdot S_n$)
< 20%	1,07V _n				$\approx k Q_{max}$ ($< \pm 5\% \cdot S_n$)	
< 20%	1,09V _n				$\approx k Q_{max}$ ($< \pm 5\% \cdot S_n$)	
<20% → 30%	1,09V _n				-0,4 Q _{max} (entro 10 s)	
40%	1,09V _n				-0,4 Q _{max}	
50%	1,09V _n				-0,4 Q _{max}	
60%	1,09V _n				-0,4 Q _{max}	
70%	1,09V _n				-0,4 Q _{max}	
80%	1,09V _n				-0,4 Q _{max}	
90%	1,09V _n				-0,4 Q _{max}	
100%	1,09V _n				-0,4 Q _{max}	
100%	1,1V _n				-0,9 Q _{max}	
100% → 10%	1,1V _n				-0,9 Q _{max}	
10% → $\leq 5\%$					$\approx k Q_{max}$ ($< \pm 5\% S_n$)	

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 $V_{2i} = 0,9 V_n$ 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.7 Verifica dei requisiti costruttivi circa la regolazione di potenza attiva

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

- Nbis.7.1 Limitazione automatica in logica locale, per valori di tensione prossimi al 110% di V_n , secondo quanto stabilito in 8.8.6.3.1 ed in Allegato J (par. J.2);
- Nbis.7.2 Limitazione automatica per transitori di sovralfrequenza originatisi sulla rete, secondo quanto stabilito in 8.8.6.3.2 ed in Allegato J (par. J.3);
- Nbis.7.3 Incremento automatico per transitori di sottofrequenza originatisi sulla rete, secondo quanto stabilito in 8.8.6.3.3 ed in Allegato K;
- Nbis.7.4 Su comando esterno proveniente dal Distributore, e/o in logica centralizzata (8.8.6.3, vedi anche Allegato M).

Nel caso di esecuzione di prove a potenza ridotta, per P_{CMAX} , P_{SMAX} , devono essere intese le potenze massime a disposizione nella prova.

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 erogata quando la tensione letta ai morsetti del sistema di accumulo abbia valore prossimo al 110% di V_n .



N.7.1 Esecuzione delle prove e verifica dei risultati

Si proceda come segue:

- 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 regoli la tensione letta ai morsetti di uscita del convertitore al -2% della soglia di attivazione dichiarata dal Costruttore e la sorgente c.c. in modo che la potenza attiva erogata in uscita sia pari alla massima potenza disponibile in immissione;
- si regoli la tensione letta ai morsetti di uscita del convertitore al +2% della soglia di attivazione dichiarata dal Costruttore;
- si misuri la potenza attiva come medie a 1 s riportando i valori ottenuti in un grafico in funzione del tempo;
- entro 5 minuti dall'istante di applicazione della tensione 2% della soglia di attivazione dichiarata dal Costruttore (compatibilmente con la capacità in energia del sistema di accumulo) si verifichi che, nel caso di sistemi accumulo connessi a inverter, la potenza attiva erogata dall'inverter sia stata ridotta ad un valore non superiore al 20% P_{SMAX} (20% P_{NINV} , nel caso di EESS integrati), mentre nel caso di utilizzatori di convertitori bidirezionali, l'EESS sia passato ad assorbire, compatibilmente con i vincoli dati dalla propria capacità, una potenza attiva almeno pari a 80% P_{CMAX} ; si verifichi inoltre che l'apparecchiatura segnali la riduzione di potenza in atto (registrando le modalità nel rapporto di prova);
- si regoli la tensione letta ai morsetti di uscita del convertitore al -2% della soglia di attivazione dichiarata dal Costruttore;
- si misuri la potenza attiva come medie a 1 s riportando i valori ottenuti in un grafico in funzione del tempo;
- si verifichi che la potenza attiva erogata dall'inverter si riporti al valore congruente con la potenza resa disponibile dagli accumulatori lato DC e, se utilizzata, della sorgente primaria o quella simulata.

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'extrapolazione di un grafico di P in funzione della frequenza.

Si dovranno eseguire le seguenti sequenze di misure:

- per sistemi di accumulo connessi a convertitori bidirezionali, tre sequenze di misure, partendo dal 100% (sequenza A), dal 50% (sequenza B) e dallo 0% (sequenza C) della P_{SMAX} , o di P_{NINV} per sistemi di accumulo integrati;
- per sistemi di accumulo connessi a inverter, due sequenze di misure, partendo dal 100% (sequenza A) e dal 50% (sequenza B) della P_{SMAX} , o di P_{NINV} per sistemi di accumulo integrati.

Per la totalità delle sequenze di misura (sequenza A, B e, se richiesta, C) 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 effettui la prova 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 sovrافrequenza, 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).



Per la esecuzione delle prove, si proceda come segue:

- collegare il sistema di accumulo in prova secondo le istruzioni fornite dal Costruttore in base al metodo di misura prescelto;
- fissare tutti i parametri della rete ai rispettivi valori di normale esercizio;
- portare tutti i parametri del sistema di accumulo 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 rispettivamente al 50% e allo 0% nel caso delle sequenze B e C; nel sistema di accumulo deve essere immagazzinata un'energia pari all'80% della capacità utile, CUS;
- eseguire le misure su 7 punti (il valore di frequenza dovrà avere una incertezza di massimo ± 10 mHz) temporalmente conseguenti l'uno all'altro:
 1. $f = 47,51$ Hz (t_1 per la sequenza A, t'_1 per la sequenza B, t''_1 per la sequenza C);
 2. $f = 50$ Hz + 0,2 Hz (t_2 per la sequenza A, t'_2 per la sequenza B, t''_2 per la sequenza C);
 3. $f = 50$ Hz + 0,40 Hz (t_3 per la sequenza A, t'_3 per la sequenza B, t''_3 per la sequenza C);
 4. $f = 50$ Hz + 0,60 Hz (t_4 per la sequenza A, t'_4 per la sequenza B, t''_4 per la sequenza C);
 5. $f = 50$ Hz + 1,49 Hz (t_5 per la sequenza A, t'_5 per la sequenza B, t''_5 per la sequenza C);
 6. $f = 50$ Hz + 0,11 Hz (t_6 per la sequenza A, t'_6 per la sequenza B, t''_6 per la sequenza C);
 7. $f = 50$ Hz (t_7 per la sequenza A, t'_7 per la sequenza B, t''_7 per la sequenza C). Si riporta la frequenza al valore nominale per la verifica delle condizioni di ripristino graduale della erogazione massima (sequenza A), ovvero al 50% o allo 0% della potenza massima (rispettivamente, sequenza B e C);

I risultati devono essere riportati in una tabella e in base ad essi si deve estrapolare l'andamento su un grafico (con tre curve rappresentanti rispettivamente la sequenza A, la sequenza B e, in caso di sistemi di accumulo connessi a convertitori bidirezionali, la sequenza C, come riportato a titolo esemplificativo in Figura 6). Sul grafico devono anche essere rappresentati gli andamenti attesi per la sequenza A, la sequenza B e, qualora applicabile, la sequenza C.

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

- per ciascuno dei 6 punti da t_1 (t'_1 , t''_1) a t_6 (t'_6 , t''_6) lo scostamento tra il valore atteso di potenza attiva e quello misurato rientra all'interno di una tolleranza pari a $\pm 2,5\%$ S_n , dove per S_n è intesa la potenza nominale dell'inverter;
- al ritorno della frequenza di rete al valore nominale (passo 7 delle sequenze riportate in Nbis.7.2.1), il sistema di accumulo 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, compatibilmente con la propria capacità di energia, terminato il quale potrà ripristinare l'assorbimento/erogazione al valore precedente il transitorio in maniera graduale, seguendo una rampa lineare con pendenza pari a 20%^(O), ovvero in modo tale da ripristinare con gradualità la potenza al valore precedente il transitorio in un tempo pari a 5 minuti (sempre compatibilmente con la capacità dell'EESS);

(O) Tempi inferiori di ripristino della potenza sono possibili, quando la differenza di potenza tra il livello minimo raggiunto in regime di sovralfrequenza ed il livello iniziale erogato/assorbito prima del transitorio di frequenza sia inferiore a 25% S_n , in quanto in tali casi è possibile applicare un gradiente minimo pari a 5% S_n/min (ove S_n è la potenza nominale del convertitore).



- in analogia a quanto riportato in Nbis.5.2 per il gradiente di presa di carico, la verifica potrà essere effettuata a partire dall'istante in cui:
 - per sistemi di accumulo connessi a convertitori bidirezionali, il sistema di accumulo preleva una potenza inferiore a 90% P_{CMAX} , superata la quale sono comunque ammessi scarti positivi massimi (minore assorbimento o maggiore immissione di potenza rispetto ai valori concordati) di +2,5% S_n lungo il tratto di rampa fino al raggiungimento del livello di potenza rispettivamente pari a 100% P_{SMAX} , 50% P_{SMAX} e 0% P_{SMAX} (o per EESS integrati, 100% P_{NINV} , 50% P_{NINV} e 0% P_{NINV}) per le tre sequenze di prova A, B e C;
 - per sistemi di accumulo connessi a inverter, il sistema di accumulo eroga una potenza maggiore di 10% P_{SMAX} , superata la quale sono comunque ammessi scarti positivi massimi (maggiore immissione di potenza rispetto ai valori concordati) di +2,5% S_n lungo il tratto di rampa fino al raggiungimento del livello di potenza rispettivamente pari a 100% P_{SMAX} e 50% P_{SMAX} (o per EESS integrati, 100% P_{NINV} e 50% P_{NINV}) per le due sequenze di prova A e B.

La procedura sopra riportata è applicabile anche per prove a potenza ridotta, a patto di sostituire P_{SMAX} e P_{CMAX} con le potenze di scarica e carica massime dell'EESS disponibili durante la prova.

Il ritardo di attivazione deve essere verificato ripetendo una qualsiasi delle prove di cui al presente paragrafo con il ritardo alla attivazione diverso da 0 e verificando che il tempo di attuazione della riduzione automatica della potenza attiva in presenza di transitori di sovralfrequenza differisca del suddetto ritardo.

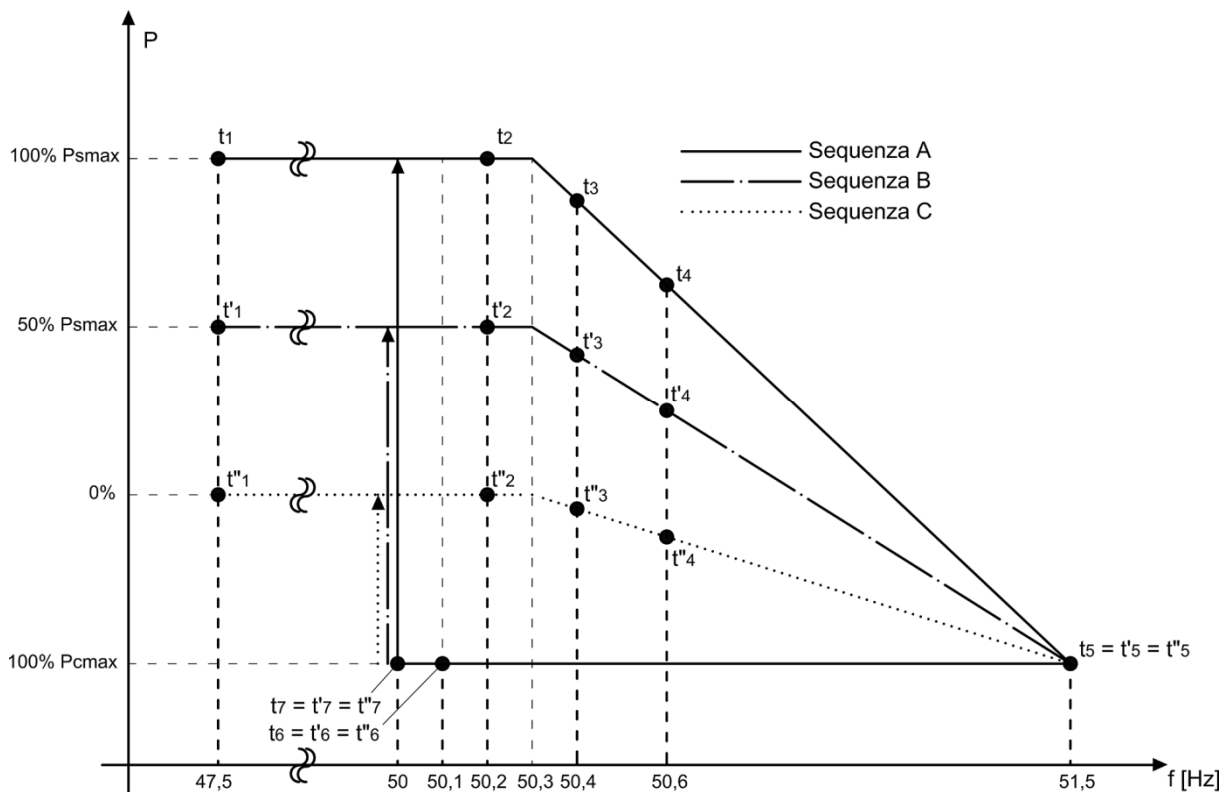


Figura 6 – Curve di limitazione della potenza attiva



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

Scopo della prova è verificare la funzione di incremento automatico della potenza attiva in caso di sottofrequenza, attraverso l'estrapolazione di un grafico di P in funzione della frequenza.

Si dovranno eseguire le seguenti sequenze di misure:

- per sistemi di accumulo connessi a convertitori bidirezionali, tre sequenze di misure, partendo dal 50% (sequenza A) e dallo 0% (sequenza B) della P_{SMAX} , o di P_{NINV} per sistemi di accumulo integrati, e dal 100% (sequenza C) della P_{CMAX} ;
- per sistemi di accumulo connessi a inverter, due sequenze di misure, partendo dal 50% (sequenza A) e dallo 0% (sequenza B) della P_{SMAX} , o di P_{NINV} per sistemi di accumulo integrati.

Per la totalità delle sequenze di misura (sequenza A, B e, se richiesta, C) si provvederà a ridurre 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 effettui la prova su rete pubblica a frequenza fissa, sarà necessario variare gradualmente il valore dei parametri di frequenza che controllano il sistema di incremento della potenza in caso di sottofrequenza, 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 49,7 Hz).

Per la esecuzione delle prove si proceda come segue:

- collegare il sistema di accumulo in prova secondo le istruzioni fornite dal Costruttore in base al metodo di misura prescelto;
- fissare tutti i parametri della rete ai rispettivi valori di normale esercizio;
- portare tutti i parametri del sistema di accumulo in prova ai rispettivi valori di normale esercizio, tali che la potenza in c.a. erogata in uscita sia rispettivamente uguale, per le sequenze A e B, al 50% e allo 0% della P_{SMAX} (o di P_{NINV} per sistemi di accumulo integrati) e, per la sequenza C, al 100% della P_{CMAX} ; nel sistema di accumulo deve essere immagazzinata un'energia pari al 20% della capacità utile, CUS;
- eseguire le misure su 7 punti (il valore di frequenza dovrà avere una incertezza di massimo ± 10 mHz) temporalmente conseguenti l'uno all'altro:
 1. $f = 51,49$ Hz (t_1 per la sequenza A, t'_1 per la sequenza B, t''_1 per la sequenza C);
 2. $f = 50$ Hz - 0,20 Hz (t_2 per la sequenza A, t'_2 per la sequenza B, t''_2 per la sequenza C);
 3. $f = 50$ Hz - 0,40 Hz (t_3 per la sequenza A, t'_3 per la sequenza B, t''_3 per la sequenza C);
 4. $f = 50$ Hz - 0,60 Hz (t_4 per la sequenza A, t'_4 per la sequenza B, t''_4 per la sequenza C);
 5. $f = 50$ Hz - 0,89 Hz (t_5 per la sequenza A, t'_5 per la sequenza B, t''_5 per la sequenza C);
 6. $f = 50$ Hz - 0,11 Hz (t_6 per la sequenza A, t'_6 per la sequenza B, t''_6 per la sequenza C);
 7. $f = 50$ Hz (t_7 per la sequenza A, t'_7 per la sequenza B, t''_7 per la sequenza C). Si riporta la frequenza al valore nominale per la verifica delle condizioni di ripristino graduale, per le sequenze A e B, rispettivamente del 50% e dello 0% della P_{SMAX} (o di P_{NINV} per sistemi di accumulo integrati) e, per la sequenza C, del 100% della P_{CMAX} .



I risultati devono essere riportati in una tabella e in base ad essi si deve estrapolare l'andamento su un grafico (con tre curve rappresentanti rispettivamente la Sequenza A, la Sequenza B e, in caso di sistemi di accumulo connessi a convertitori bidirezionali, la Sequenza C, come riportato a titolo esemplificativo in Figura 6). Sul grafico devono anche essere rappresentati gli andamenti attesi per la Sequenza A, la Sequenza B e, qualora applicabile, la Sequenza C.

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

- per ciascuno dei 6 punti da t_1 (t'_1, t''_1) a t_6 (t'_6, t''_6) lo scostamento tra il valore atteso di potenza attiva e quello misurato rientra all'interno di una tolleranza pari a $\pm 2,5\% S_n$, dove per S_n è intesa la potenza nominale dell'inverter;
- al ritorno della frequenza di rete al valore nominale (passo 7 delle sequenze riportate in Nbis.7.3.1), il sistema di accumulo dovrà mantenere il livello massimo di potenza raggiunto nella fase precedente di diminuzione della frequenza (pari a P_{max}) per un tempo minimo di attesa pari a 5 minuti, compatibilmente con la propria capacità di energia, terminato il quale potrà ripristinare l'assorbimento/erogazione al valore precedente il transitorio in maniera graduale seguendo una rampa lineare con pendenza pari a $20\%^{(P)}$, ovvero in modo tale da ripristinare con gradualità la potenza al valore precedente il transitorio in un tempo pari a 5 minuti (sempre compatibilmente con la capacità dell'EESS);
- in analogia a quanto riportato in Nbis.5.2 per il gradiente di presa di carico, la verifica potrà essere effettuata a partire dall'istante in cui:
 - per sistemi di accumulo connessi a convertitori bidirezionali, il sistema di accumulo eroga una potenza inferiore a $90\% P_{SMAX}$, superata (inferiormente) la quale sono comunque ammessi scarti negativi massimi (minore immissione o maggiore prelievo di potenza rispetto ai valori concordati) di $-2,5\% S_n$ lungo il tratto di rampa fino al raggiungimento del livello di rispettivamente pari al 50% e allo 0% della P_{SMAX} , o di P_{NINV} per sistemi di accumulo integrati, per le sequenze A e B e al 100% della P_{CMAX} per la sequenza C;
 - per sistemi di accumulo connessi a inverter, il sistema di accumulo eroga una potenza inferiore a $90\% P_{SMAX}$, superata (inferiormente) la quale sono comunque ammessi scarti negativi massimi (minore immissione di potenza rispetto ai valori concordati) di $-2,5\% S_n$ lungo il tratto di rampa fino al raggiungimento del livello di rispettivamente pari al 50% e allo 0% della P_{SMAX} , o di P_{NINV} per sistemi di accumulo integrati, per le sequenze A e B.

La procedura sopra riportata è applicabile anche per prove a potenza ridotta, a patto di sostituire P_{SMAX} e P_{CMAX} con le potenze di scarica e carica massime dell'EESS disponibili durante la prova.

(P) Tempi inferiori di ripristino della potenza sono possibili, quando la differenza di potenza tra il livello massimo raggiunto in regime di sottofrequenza ed il livello iniziale erogato/assorbito prima del transitorio di frequenza sia inferiore a $25\% S_n$, in quanto in tali casi è possibile applicare un gradiente minimo pari a $5\% S_n/\text{min}$ (ove S_n è la potenza nominale del convertitore).

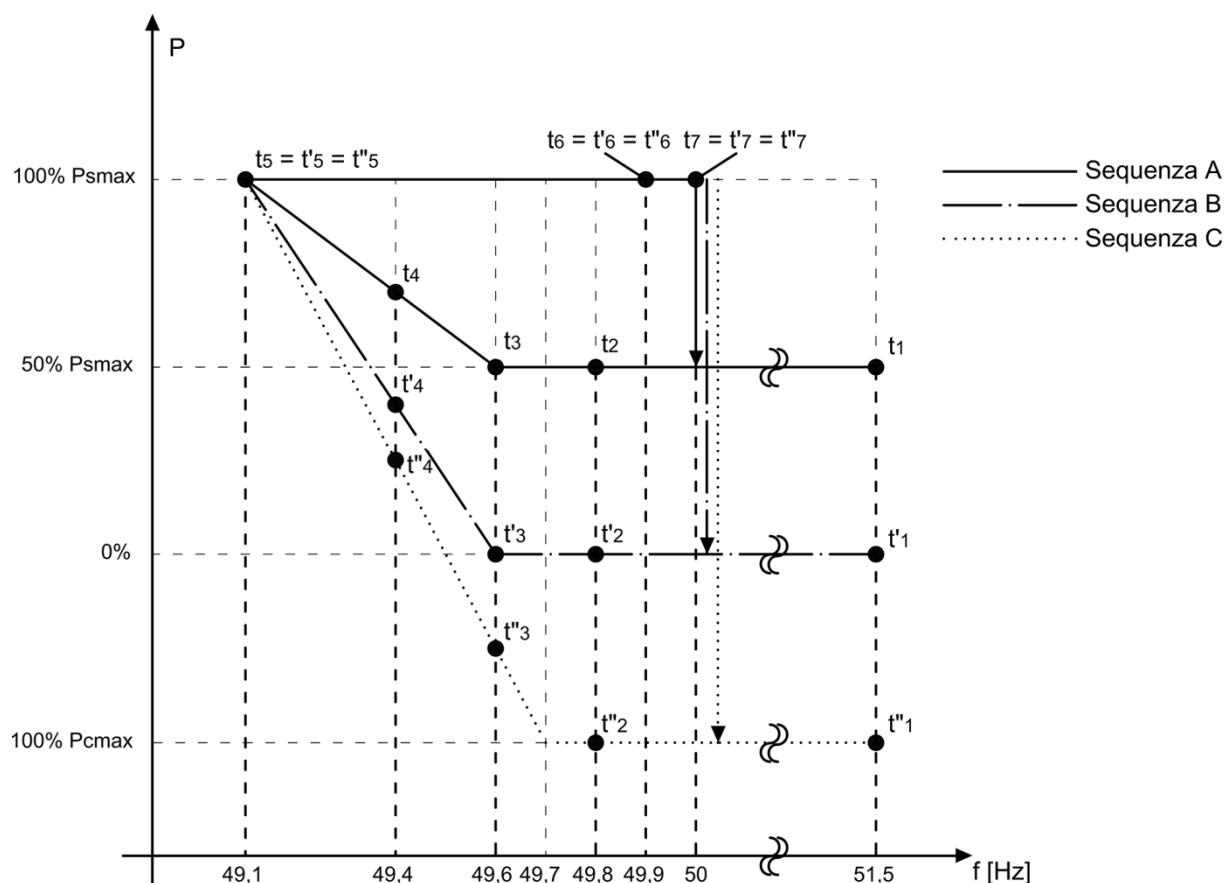


Figura 7 – Curve di limitazione della potenza attiva.

Il ritardo di attivazione deve essere verificato ripetendo una qualsiasi delle prove di cui al presente paragrafo con il ritardo alla attivazione diverso da 0 e verificando che il tempo di attuazione dell'incremento automatico della potenza attiva in presenza di transitori di sottofrequenza differisca del suddetto ritardo.

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

La capacità di incrementare/ridurre la potenza attiva in immissione/prelievo a seguito di segnale da remoto deve essere testata concordando con il Costruttore del sistema di accumulo la modalità di ricezione e trattamento del segnale.

La prova deve essere eseguita secondo i seguenti passi:

- Portare il generatore al 50% della potenza attiva
- Inviare al generatore un set point di potenza attiva pari al 30% della P_{SMAX}
- Mantenere il set-point per un tempo di 60 s, compatibilmente con la capacità in energia del sistema di accumulo.
- Misurare la potenza attiva erogata dall'inverter, almeno dopo 30 s dall'istante in cui si è inviato il comando del nuovo set-point di regolazione della potenza attiva (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 min.) per la potenza attiva è inferiore al $\pm 2.5\%$ della P_{SMAX} .

Ripetere la prova al 30% della P_{CMAX} .



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

Per la verifica del tempo di assestamento ad un comando di riduzione della potenza attiva erogata, o incremento della potenza attiva assorbita, la prova si effettua:

- per sistemi di accumulo connessi a convertitore bidirezionali, regolando il parametro di regolazione dal 100% P_{SMAX} al 30% P_{CMAX} al tempo t_0 ;
- per sistemi di accumulo connessi a inverter, regolando il parametro di regolazione dal 100% P_{SMAX} al 30% P_{SMAX} al tempo t_0 .

Per la verifica del tempo di assestamento ad un comando di incremento della potenza attiva, o riduzione della potenza attiva assorbita, la prova si effettua:

- per sistemi di accumulo connessi a convertitore bidirezionali, regolando il parametro di regolazione dal 100% P_{CMAX} al 50% P_{SMAX} al tempo t_0 ;
- per sistemi di accumulo connessi a inverter, regolando il parametro di regolazione dallo 0% P_{SMAX} al 50% P_{SMAX} 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 incremento/limitazione della potenza attiva (p. es, 100% P_{SMAX} → 30% P_{SMAX}) all'istante in cui la potenza rientra stabilmente entro una fascia di tolleranza pari a $\pm 5\%$ S_n rispetto al nuovo valore impostato.

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

La procedura sopra descritta è applicabile anche per l'esecuzione di prove a potenza ridotta, scalando i valori di potenza di carica/scarica massima conformemente alla potenza in immissione e prelievo effettivamente disponibile durante la prova.

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

Queste prove hanno lo scopo di verificare che il sistema di accumulo risponda ai requisiti di immunità alle variazioni di tensione secondo il profilo tensione-tempo indicato nella Figura 9, 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 sistema di accumulo 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 9, 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 sistema di accumulo dovrà rimanere connesso alla rete senza subire alcun danno, ma è consentito interrompere temporaneamente l'assorbimento/erogazione della potenza attiva scambiata prima dell'insorgenza del guasto;
- nella zona sottostante il sistema di accumulo 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^(Q) per garantire il comportamento previsto dalla curva di Figura 9;
- entro 400 ms dal ripristino di un livello di tensione di rete compreso tra +10% e -15% della tensione nominale, il sistema di accumulo deve riprendere l’assorbimento/erogazione della potenza attiva e reattiva scambiata con la rete prima della insorgenza del guasto, con una tolleranza massima del $\pm 10\% S_n$, dove per S_n è intesa la potenza nominale del convertitore (qualora la tensione si ripristini ma rimanga nella fascia tra l’85% e il 90%, è ammessa una riduzione della potenza assorbita/erogata in base ai limiti della corrente massima erogabile dal sistema di accumulo);
- prescrizione allo studio – supporto dinamico alla rete: nella zona di distacco non ammesso (area in grigio in Figura 9) ai sistema di accumulo 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 paragrafo 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.

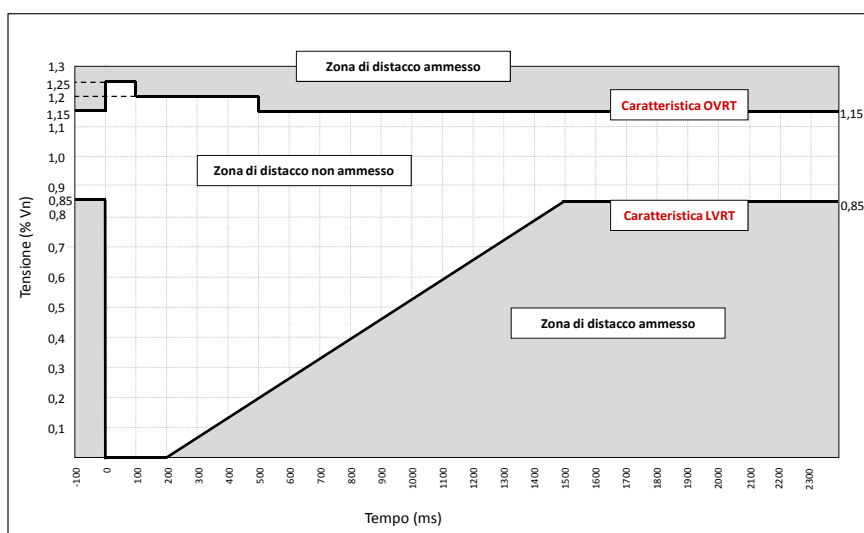


Figura 8 – Caratteristica (V - t): LVRT e OVRT

Comportamento in sovratensione (caratteristica OVRT):

- il sistema di accumulo non deve disconnettersi dalla rete nella zona al di sotto e lungo i punti della caratteristica OVRT (V-t) indicata in Figura 9, 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 sistema di accumulo può scollegarsi dalla rete;

(Q) 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).



- 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 9;
- entro 400 ms dal ripristino di un livello di tensione di rete compreso tra +10% e -15% della tensione nominale, il sistema di accumulo deve riprendere l’assorbimento/erogazione della potenza attiva e reattiva scambiata con la rete prima della insorgenza del guasto, con una tolleranza massima del $\pm 10\%$ S_n , dove per S_n è intesa la potenza nominale del convertitore (qualora la tensione si ripristini ma rimanga nella fascia tra l’85% e il 90%, è ammessa una riduzione della potenza scambiata in base ai limiti della corrente massima erogabile dal sistema di accumulo).

N.8.1 LVRT – modalità di esecuzione e registrazione delle prove

Lo scopo di queste prove è di verificare che il sistema di accumulo 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’assorbimento/erogazione della potenza attiva e reattiva “pre-transitorio” entro un tempo limite dal rientro della tensione nei limiti tra l’85% e il 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 7, da eseguire, in accordo alla Norma IEC 61400-21 sez. 7.5 (ed.2, 2008), con il sistema di accumulo funzionante rispettivamente:

- tra il 10% ed il 30% della P_{SMAX} e
- al di sopra del 90% della P_{SMAX} .

È ammessa la verifica dell’insensibilità alle variazioni di tensione anche a potenze inferiori di quanto riportato in a) e b), a patto che le prove siano effettuate con almeno il 20% della potenza e capacità nominale del sistema di accumulo connesse sul bus in c.c.

Per ognuna delle sequenze a) e b), prima di procedere alla simulazione dell’abbassamento della tensione secondo una qualsiasi delle prove riportate in Tabella 7, si lasci il sistema operare nelle condizioni impostate per almeno 5 minuti, compatibilmente con la propria capacità di accumulo in energia, 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 7 e secondo la Figura 9 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 sistema di accumulo sia 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 sistema di accumulo operante a due livelli di potenza iniziale erogata (a: $10\% P_{SMAX} \div 30\% P_{SMAX}$; b: $>90\% P_{SMAX}$).

Tabella 6 – 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	$0,05 \pm 0,05$ (V_1/V_n)	$= 200 \pm 20$	
1a – guasto asimmetrico bifase	$0,05 \pm 0,05$ (V_1/V_n)	$= 200 \pm 20$	
2s – guasto simmetrico trifase	$0,25 \pm 0,05$ (V_2/V_n)	$= 550 \pm 20$	
2a – guasto asimmetrico bifase	$0,25 \pm 0,05$ (V_2/V_n)	$= 550 \pm 20$	
3s – guasto simmetrico trifase	$0,50 \pm 0,05$ (V_3/V_n)	$= 950 \pm 20$	
3a – guasto asimmetrico bifase	$0,50 \pm 0,05$ (V_3/V_n)	$= 950 \pm 20$	
4s – guasto simmetrico trifase	$0,75 \pm 0,05$ (V_4/V_n)	$= 1400 \pm 20$	
4a – guasto asimmetrico bifase	$0,75 \pm 0,05$ (V_4/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 20 ms.

N.8.2 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 7 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.8.2.1 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 10).

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 sui sistemi di accumulo, anche integrati con generatori aventi fonte primaria diversa dall'eolica, 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 10. 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.

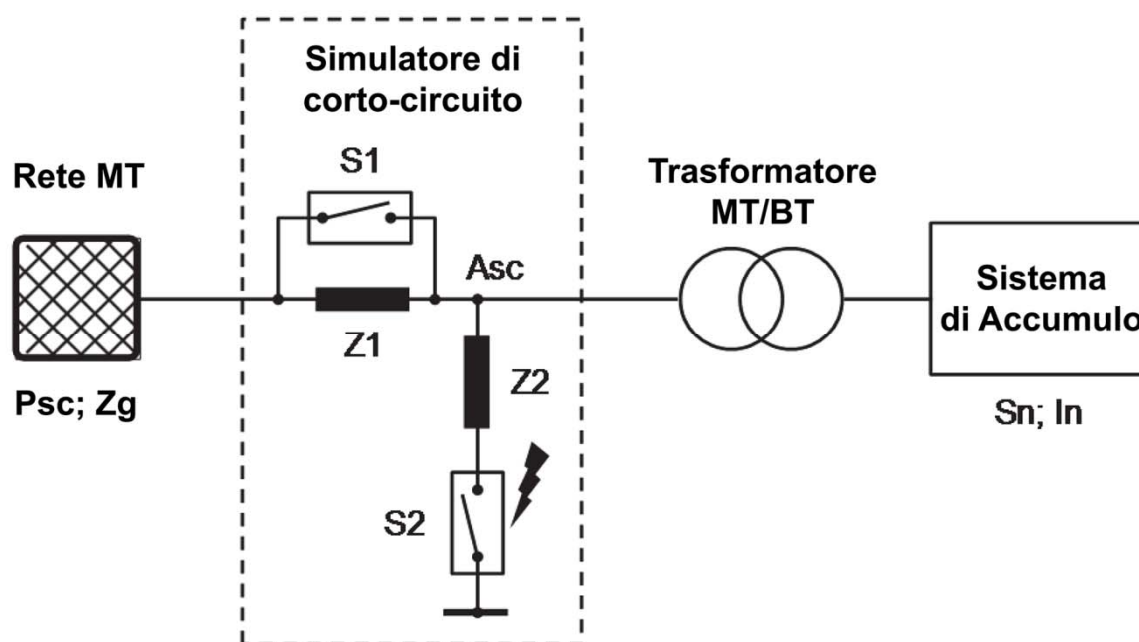


Figura 9 – Esempio di circuito di prova per simulare gli abbassamenti temporanei di tensione

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 $5\% V_n$). 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 $20 Z_g$, 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 sistema di accumulo (A_{sc}), ovvero ai capi di Z_2 , sia almeno pari a $3 P_{NINV}$, ove P_{NINV} è la potenza nominale dell'inverter (valore minimo $A_{sc} > 3 P_{NINV}$, consigliato $A_{sc} = 5-6 P_{NINV}$). Questo fa sì che durante l'esecuzione dei test di cortocircuito il contributo di corrente proveniente dalla rete rimanga dominante rispetto a quello impresso dal sistema di accumulo, ipotizzando che quest'ultimo sia limitato al valore della corrente nominale I_n . Per esempio con Z_1 tale che $A_{sc} = 5 P_{NINV}$, 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 sistema di accumulo 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 7; 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 sistema di accumulo. 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 $A_{sc} = 5 P_{NINV}$ ed una riduzione di tensione di rete durante la sequenza più severa (prove 1s e 1a in Tabella 7) pari al 5%, il punto di connessione del circuito dovrà disporre di una potenza di cortocircuito reale P_{sc} almeno pari a $100 P_{NINV}$ (valore minimo $60 P_{NINV}$ nel caso limite di $A_{sc} = 3 P_{NINV}$);
- 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 7 (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 documentata;
- come rete c.a. si intende la 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 del sistema di accumulo, il circuito di prova deve garantire un inviluppo della tensione durante la simulazione conforme al grafico di Figura 11. La durata del transitorio di abbassamento della tensione deve essere misurata dall'istante di chiusura a quello di riapertura dell'interruttore S_2 . Le tolleranze tratteggiate in Figura 11 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.

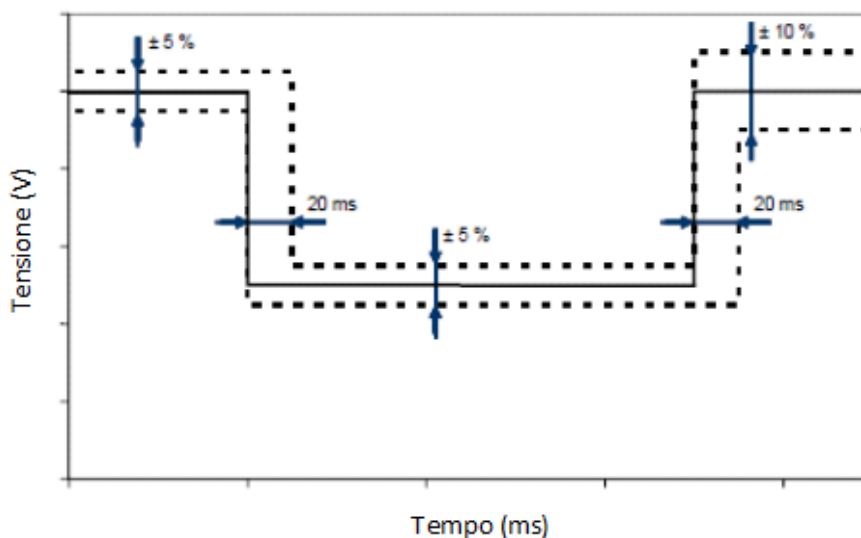


Figura 10 – Tolleranze di ampiezza e tempo per le sequenze di prova di abbassamento della tensione di rete (VRT Test) (Fonte: norma IEC 61400-21, ed.2 – 2008/08)

NOTA Le misure effettuate secondo il metodo del simulatore di cortocircuiti basato sul partitore di impedenze rappresenta un carico significativo sia per il sistema di accumulo 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 EESS. 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.8.2.2 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 sistema di accumulo gli stessi gradini di tensione previsti nella Tabella 7.

Infatti, in linea di principio, pur considerando che il circuito descritto al paragrafo Nbis 8.2.1 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 sistema di accumulo 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 reproducano abbassamenti di tensione di forma e durata conforme a quanto riportato in Tabella 7, in particolare per quanto riguarda la rapidità dei fronti di discesa e risalita della tensione, come riportato in Figura 11 (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^(R).

(R) 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, oltre che per la verifica dei generatori statici per applicazioni fotovoltaiche, anche per i sistemi di accumulo.

In particolare sono ammessi circuiti di prova alternativi basati sull'utilizzo di simulatori di rete, come rappresentato in Figura 12.

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 12), pur mantenendo un assorbimento o erogazione in ingresso verso la rete a 50 Hz con fattore di potenza unitario e bassissimo contenuto armonico.

Qualora si utilizzi un simulatore di rete, purché di potenza almeno pari a $0,9 S_n$, dove S_n è la potenza nominale del convertitore, 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 Nbis.8.2.1;
- 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)^(S).

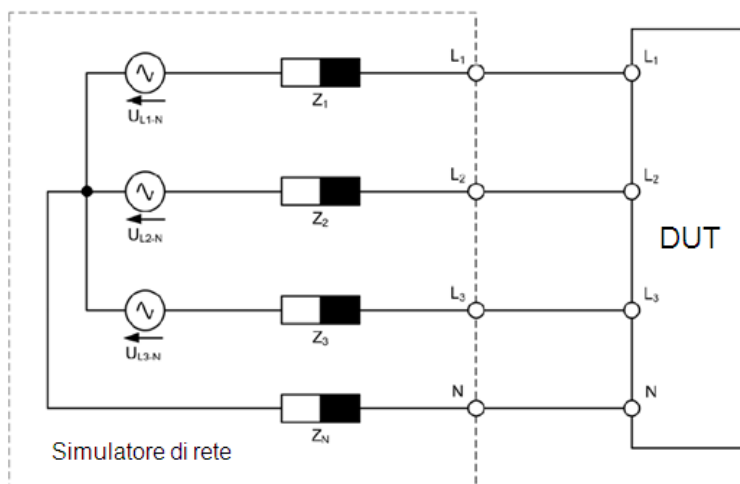


Figura 11 – Utilizzo di simulatore di rete

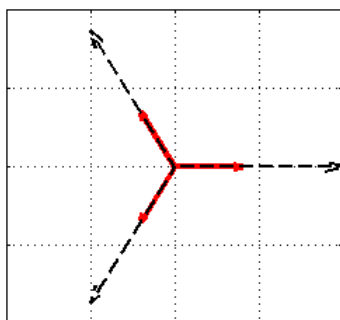
(S) Come riportato in Allegato R (si veda la Tabella R2 e i diagrammi fasoriali riportati nelle figure R.3-R.6).



In merito alla alimentazione del sistema di accumulo in prova, qualora sul bus DC non sia connessa la piena potenza/capacità di accumulo prevista durante l'esercizio reale, o si stia testando un EESS integrato con un generatore, come fonte primaria sarà possibile utilizzare una sorgente in grado di simulare quella in ingresso propria del sistema/tecnologia sotto esame, purché in grado di fornire il livello di potenza in immissione/prelievo adeguato 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 sistema di accumulo.

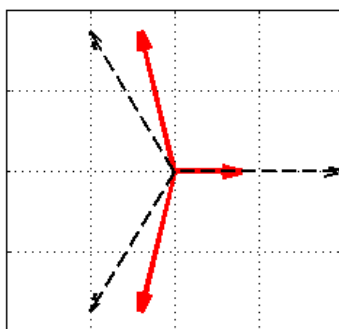
Con riferimento all'elenco delle prove riportate in Tabella 7, gli abbassamenti di tensione che sono oggetto di queste prove sono causati da guasti prodotti sulla linea di distribuzione in media o alta tensione. Le tipologie di guasto considerate sono due:

- 1) guasto simmetrico trifase (Tabella 7, Prove No. 1s, 2s, 3s, 4s)



- 2) guasto asimmetrico bifase (Tabella 7, 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 sistema di accumulo 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 7 – Vettori di fase sul lato BT di un trasformatore Dy in presenza di guasti asimmetrici bifase sul lato primario in MT^(T)

Prova No. (rif. Tab. F6)	V/V _n (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 accumulo, 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 7) 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.8.3 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 9, ovvero le prove siano effettuate utilizzando sequenze di test di ampiezza e durata almeno pari a quelle previste in Tabella 7.

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 7) per le quali la FGW prevede una durata minima del gradino di tensione pari a 150 ms (anziché 200 ms), 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 (5% V_n) non superiore a 150 ms.

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.

(T) La dimostrazione analitica dei valori specificati in Tabella 7 è riportata a titolo informativo in Allegato R.



N.8.4 OVRT – modalità di esecuzione e registrazione delle prove

Lo scopo di queste prove è di verificare che il sistema di accumulo 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'assorbimento/erogazione della potenza attiva e reattiva "pre-transitorio" entro 400 ms 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 9, limitate agli innalzamenti di tensione di tipo simmetrico, da eseguire con il sistema di accumulo funzionante:

- al di sopra del 90% della P_{SMAX} (o di P_{NINV} per sistemi di accumulo integrati).

Prima di procedere alla simulazione dell'innalzamento della tensione secondo una qualsiasi delle prove riportate in Tabella 9, si lasci il sistema operare nelle condizioni impostate per almeno 5 minuti, compatibilmente con la capacità in energia dell'EESS, 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 9 e secondo la Figura 13 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 Nbis.8.1 per le prove di LVRT.

Qualora il sistema di accumulo 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 posseda le attrezzature per l'esecuzione del test, sarà cura dei laboratori di prova la verifica anche della rispondenza delle attrezzature alle richieste normative.

Tabella 8 – 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 20 ms.

N.8.5 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 9 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 del sistema di accumulo, il circuito di prova deve garantire un inviluppo della tensione durante la simulazione conforme al grafico di Figura 13. Le tolleranze tratteggiate in Figura 13 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.

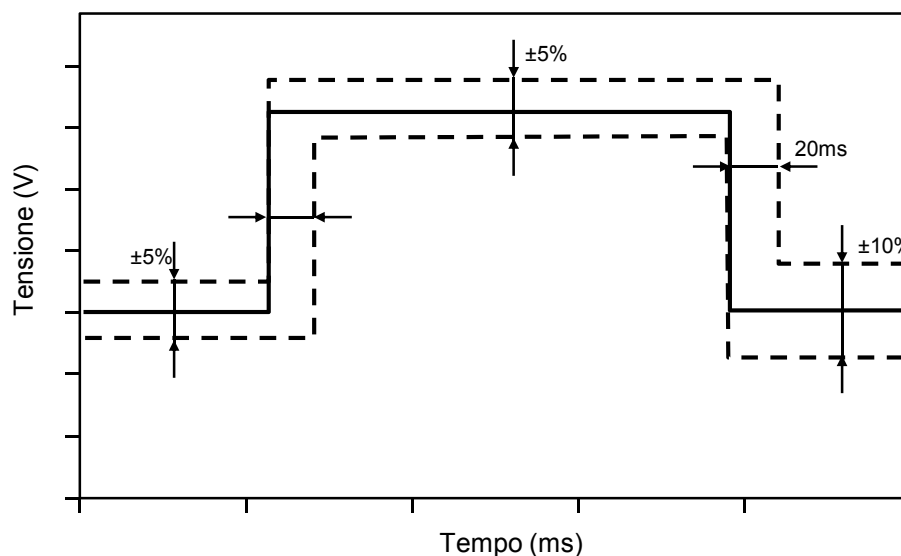


Figura 12 – Tolleranze di ampiezza e tempo per le sequenze di prova di innalzamento della tensione di rete (OVRT Test)

N.8.5.1 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 sistema di accumulo in prova (vedi Figura 14).

L'utilizzo di un trasformatore trifase MT/BT a valle del simulatore di corto circuito^(U) avente la tensione nominale sul secondario uguale a 1,25 volte (1,20 per la sequenza di prova OV2 di Tabella 9) la tensione nominale del sistema di accumulo in prova, permette di riprodurre i gradini di sovratensione richiesti dalla norma, agendo sul comando degli interruttori S_1 e S_2 , purché Z_1 e Z_2 siano opportunamente dimensionate, come meglio illustrato nel seguito.

(U) In ogni caso il trasformatore è sempre presente nei sistemi di accumulo utilizzati in impianti connessi a linee MT, pertanto sarà sufficiente adottare un trasformatore con rapporto spire opportunamente modificato affinché questo renda disponibile con S_2 aperto e in condizioni a vuoto una tensione rispettivamente pari al 125% e 120% del valore nominale.

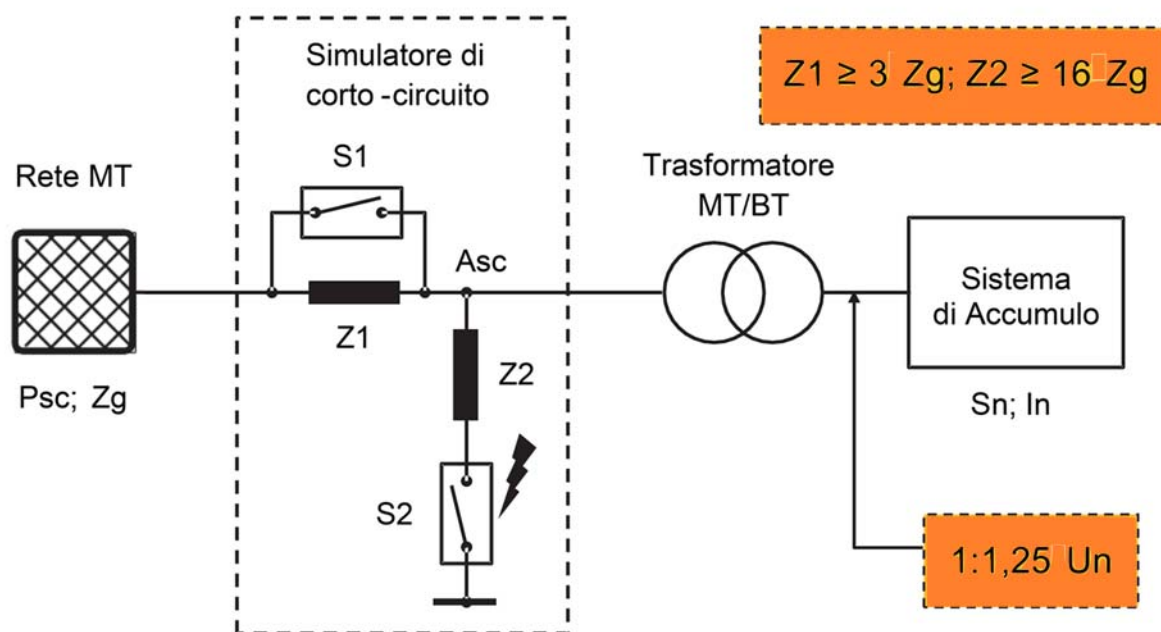


Figura 13 – Esempio di circuito di prova per simulare gli innalzamenti temporanei di tensione

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

- si parte con S_2 chiuso e S_1 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 sistema di accumulo (sul lato BT del trasformatore) prossima a quella nominale.
- Per applicare la sovratensione sarà poi sufficiente aprire il contattore S_2 e, opzionalmente, chiudere S_1 (se presente). Grazie al rapporto spire del trasformatore MT/BT si avrà una tensione a vuoto sul sistema di accumulo pari al 125% (120%) di quella nominale.
- La durata del gradino di sovratensione è determinata dal tempo di apertura di S_2 . Pertanto la temporizzazione andrà modificata portandola rispettivamente da 100 ms per la prova a 125% V_n (sequenza OV1, Tabella 9) a 500 ms nella sequenza successiva in cui si dovrà verificare l'immunità a sovratensioni di 1,20 V_n (sequenza OV2, Tabella 9).

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

- ipotizziamo che il trasformatore, in condizioni a vuoto e con S_2 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 S_2 chiuso, sul secondario del trasformatore MT/BT sia presente in condizioni a vuoto la tensione nominale del sistema di accumulo 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 Z_1 e Z_2 si ottiene poi imponendo che durante l'esecuzione della prova, ad S_2 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:

$$\begin{cases} Z_1 \geq 3 Z_g \\ Z_2 \geq 16 Z_g \end{cases}$$

Il metodo proposto è idoneo a condizione che durante l'esecuzione della prova, con sistema di accumulo in erogazione, il profilo della tensione si mantenga vicino a quello atteso a vuoto con uno scostamento al più pari al 5% V_n .

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

Imponendo per esempio che il sistema di accumulo in prova possa erogare la propria corrente nominale I_n (a $\cos\varphi$ unitario), senza produrre in condizioni di S_2 chiuso una variazione della tensione al nodo A_{sc} del circuito di Figura 30 superiore al 5% della tensione di rete nominale, si ottiene:

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

Questo vuol dire che l'esecuzione del test a piena potenza è fattibile a condizione che il sistema di accumulo 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 sistema di accumulo erogante il 30% della potenza nominale. In tal caso l'esecuzione della prova secondo il metodo del simulatore di cortocircuito è possibile purché la potenza di cortocircuito al punto di consegna sia almeno pari a:

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

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 Z_1 e Z_2 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 Z_1 e 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 documentata.

NOTE 4 Come rete c.a. si intende la 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.8.5.2 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 12), purché siano rispettati i seguenti requisiti:

- il simulatore riproduca l'innalzamento di tensione di forma e durata conforme a quanto riportato in Tabella 9, in particolare per quanto riguarda la rapidità dei fronti di salita e ridiscesa della tensione, come riportato in Figura 13;
- 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 9 con sistema di accumulo erogante una potenza almeno pari a $0,3 P_{S_{MAX}}$ (o a $P_{N_{INV}}$ per sistemi di accumulo integrati).

Valgono le stesse considerazioni fatte in Nbis.8.2.2 in merito alle modalità di alimentazione del sistema di accumulo in prova (sorgente reale o sorgente simulata).

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

Questo tipo di test può essere eseguito secondo due modalità:

- con il sistema di accumulo connesso ad una rete simulata (Nbis.9.1);
- con il sistema di accumulo connesso alla rete di distribuzione (Nbis.9.2).

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

N.9.1 Test su rete simulata

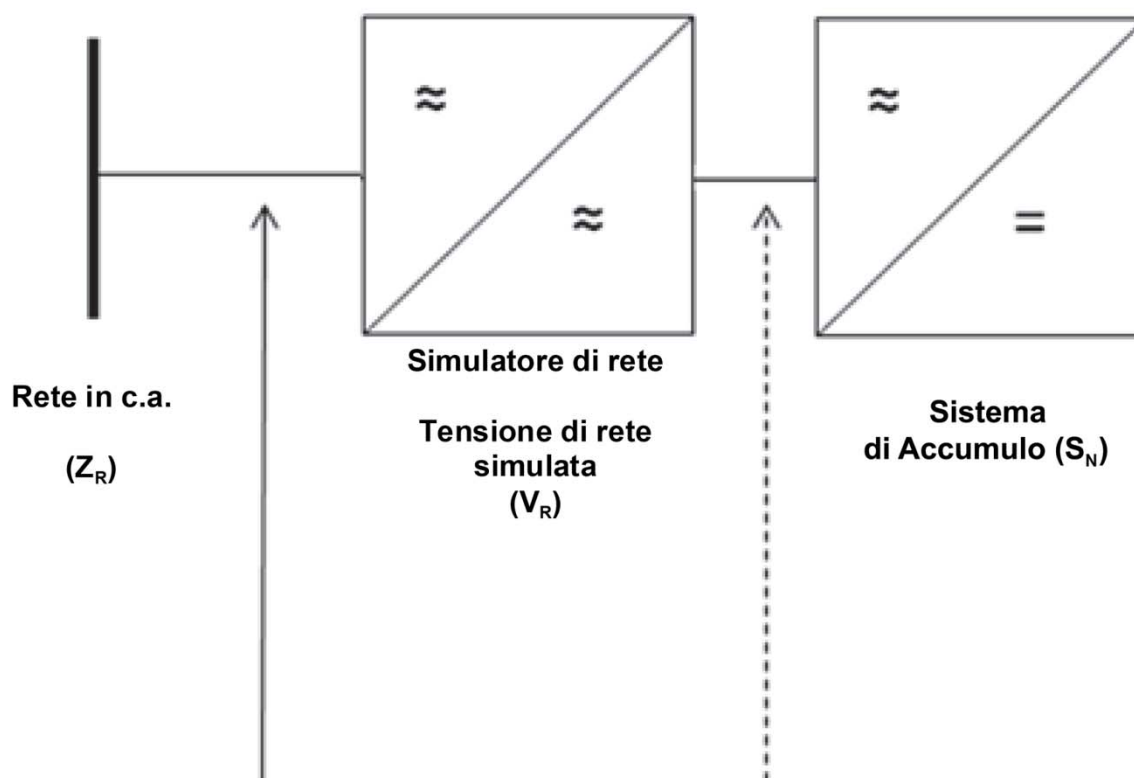


Figura 14 – Circuito per la verifica della insensibilità alla richiusura automatica in discordanza di fase tramite simulatore di rete

Con riferimento allo schema riportato in Figura 15 – 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° ;
- sistema di accumulo 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 sistema di accumulo va portato in funzionamento alla piena potenza disponibile. Si lasci il sistema operare nelle condizioni impostate per almeno 5 minuti, compatibilmente con la capacità in energia dell'EESS, 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 sistema di accumulo 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 sistema di accumulo operante a potenza ridotta, purché il simulatore sia di taglia almeno pari a 30 kW.

N.9.2 Test su rete reale

Test su rete di distribuzione tramite trasformatore di accoppiamento:

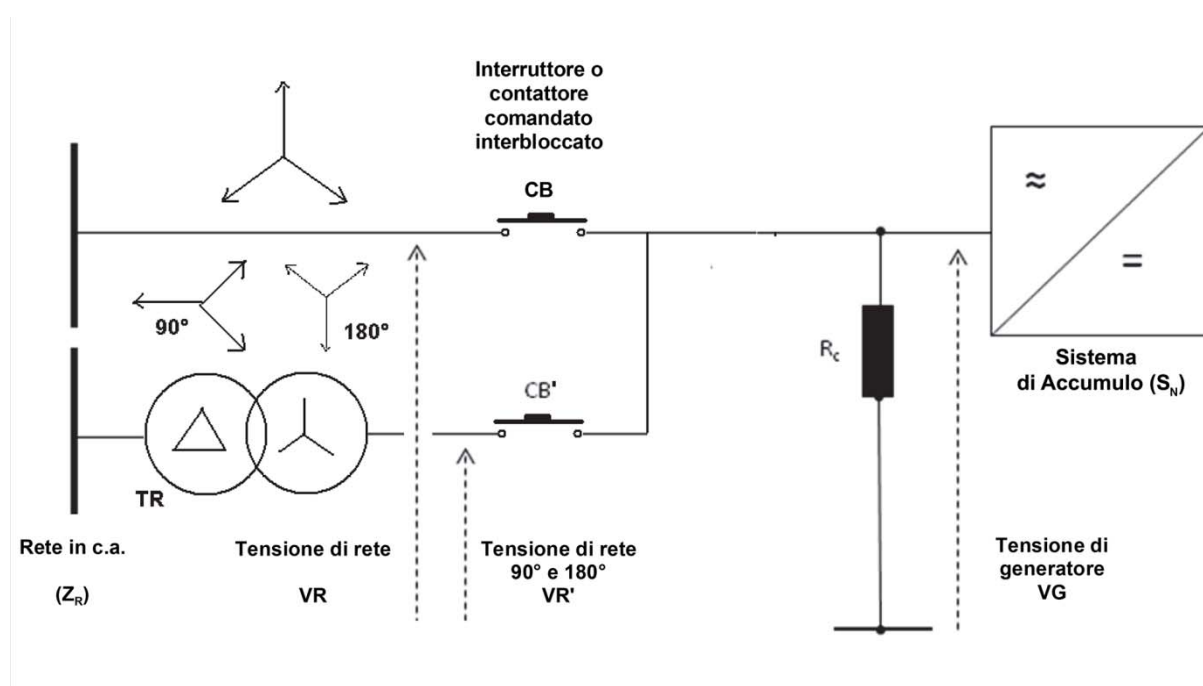


Figura 15 – Circuito per la verifica della insensibilità alla richiusura automatica in discordanza di fase tramite trasformatore di accoppiamento

Con riferimento allo schema riportato in Figura 16 - 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;
- Sistema di accumulo: inverter in funzionamento ad un livello di potenza compatibile con le caratteristiche del circuito di prova e con fattore di potenza unitario ($\cos \varphi = 1$);
- Rc: 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 sistema di accumulo.

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

Il sistema di accumulo va portato in funzionamento alla piena potenza disponibile. Si lasci il sistema operare nelle condizioni impostate per almeno 5 minuti, compatibilmente con la capacità in energia dell'EESS, 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 scolleghi dalla rete.

Lo spegnimento del sistema di accumulo 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 sistema di accumulo 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.

R.1 Scopo

Modificare il testo come di seguito:

Calcolare la terna di tensioni che si manifesta ai capi del generatore in prova durante i test di simulazione del profilo LVFRT prescritti dall'allegato N e Nbis (paragrafo N.8 e Nbis.8), con particolare riguardo alle sequenze di test dei guasti asimmetrici bifase riportati in tabella 40, quando il generatore opera con interposto un trasformatore MT/BT del tipo Dy e la prova si effettua simulando il guasto sul lato MT tramite il simulatore di cortocircuito di Fig. 52 (paragrafo N.8.3.1, detto anche "circuito delle impedenze") e di Fig.14 (paragrafo Nbis.8.5.1). Il calcolo in ampiezza e fase della terna di tensioni previste sul lato BT del trasformatore, direttamente ai morsetti di uscita del generatore, durante la simulazione dei guasti asimmetrici bifase lato MT (sequenze 1a/2a/3a e 4a di Tabella 33), consente di stabilire i parametri con cui impostare il simulatore di rete per la esecuzione di analoghe prove secondo le modalità alternative descritte in N.8.3.2 ("Metodi di prova alternativi – simulatore di rete", definizione dei valori riportati in Tabella 34) e di allineare le condizioni di funzionamento del generatore durante la esecuzione dei test secondo i due schemi di prova proposti in N.8.3.

V.1 Aspetti generali

Modificare il secondo capoverso come di seguito (aggiungendo la nota ^(J)):

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^(J).



Modificare il titolo del paragrafo V.2 come di seguito

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

Modificare il titolo del paragrafo V.6 come di seguito

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

Modificare il titolo del paragrafo V.7 come di seguito

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





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 316-Conessioni alle reti elettriche Alta, Media e Bassa Tensione

Altre Norme di possibile interesse sull'argomento

CEI 0-16

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

CEI 0-21

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