

NORME TECNICHE PER IL FOTOVOLTAICO

Per definire le regole tecniche di connessione degli utenti passivi ed attivi alle reti pubbliche di media e bassa tensione, su richiesta dell'AEEG, sono state recentemente pubblicate le ultime varianti alle norme CEI 0-16 e CEI 0-21

Silvia Berri e Annalisa Marra

Per la connessione degli utenti passivi ed attivi alle reti pubbliche di media e bassa tensione sono state definite le nuove edizioni delle norme CEI 0-16 e CEI 0-21, che derivano da diverse esigenze:

- completare parti previste ma allo studio;
- apportare modifiche derivanti dall'applicazione in campo;
- applicazioni più ampie di disposizioni legislative o di nuove disposizioni legislative (talvolta è la stessa Autorità che predispose documenti di consultazione che portano a prevedere variazioni della regola tecnica AEEG 613/2013).

Le nuove edizioni delle norme si applicano alle nuove connessioni, ma ciò non toglie che l'AEEG possa richiedere applicazioni parziali o totali agli impianti preesistenti (delibere 84/2012 e 243/2013) al fine di evitare l'aggravamento della sicurezza della rete. La Guida CEI 82-25 si era aggiornata recentemente con la variante 2 per allinearsi con la recente evoluzione normativa, legislativa e tecnica e l'allegato A70 AEEG. In particolare oltre all'introduzione dell'Allegato E che descrive le procedure per il calcolo del fattore di concentrazione solare, le principali modifiche introdotte consistono nell'aggiornamento dei criteri di:

- controllo qualitativo dei moduli fotovoltaici;
- interfacciamento alla rete del distributore;
- trattamento del rischio di incendio nelle installazioni di impianti fotovoltaici;
- in ragione della recente evoluzione dei riferimenti legislativi e normativi.

Interfacciamento alla rete del distributore

In tema di connessione alla rete elettrica di impianti di generazione fotovoltaica, si possono individuare due distinte regolamentazioni disciplinate dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEEG) e recentemente aggiornate:

- regole amministrative, con le quali vengono

definiti i tempi, i costi e le modalità relativi alla gestione dei rapporti tra il Richiedente la connessione e il Distributore; queste regole sono definite dal Testo Integrato per le Connessioni Attive (TICA) emanato con Delibera AEEG ARG/elt 99-08 e s.m.i;

- regole tecniche per la connessione alla rete del Distributore da parte di Utenti passivi e attivi, incluse le indicazioni delle caratteristiche dei componenti necessari per la connessione alla rete. Queste regole tecniche sono definite dalla Deliberazione dell'AEEG 84/2012 e 243/2013, tenendo conto anche dell'Allegato A70 di Terna, e vengono riprese nelle Norme:

- CEI 0-21 per le connessioni alla rete in BT;
- CEI 0-16 per le connessioni alle reti in MT e AT.

Delibera AEEG 243 del 6 Giugno 2013

La Delibera AEEG 243 del 6 Giugno 2013 interessa:

- gli impianti di generazione distribuita (GD) connessi alla rete di bassa tensione ed entrati in esercizio alla data del 31 marzo 2012;
- gli impianti di generazione distribuita (GD) connessi alla rete MT ed entrati in esercizio alla data del 31 marzo 2012 di potenza limitata (≤ 50 kW); Per tali impianti si richiede l'adeguamento al paragrafo 5 dell'allegato A70 al codice di rete di TERNA emesso il 13 marzo 2012. Inverter ed SPI devono garantire la connessione nella finestra di frequenza di $49 \div 51$ Hz e nella finestra di tensione di $0,9 \div 1,05 V_n$ ai morsetti di macchina o $0,85 \div 1,1 V_n$ al punto di consegna. I termini temporali concessi per l'adeguamento sono i seguenti:

- gli impianti oltre i 20 kW connessi alla rete BT e gli impianti sino a 50 kW connessi alla rete MT devono essere adeguati entro il 30 giugno 2014;
- gli adeguamenti degli impianti oltre i 6 kW e sino a 20 kW in BT adeguati entro il 30 aprile 2015.

IL PERCORSO DEL FOTOVOLTAICO

- Produzione e distribuzione
- Applicazione
- Associazioni
- Eventi
- **NORMATIVA**



Guida CEI 82-25

La Guida CEI 82-25 non entra nel merito degli argomenti amministrativi, mentre riprende i contenuti dell'Allegato A70 di Terna in cui viene indicato il campo di funzionamento degli impianti di produzione, ribadendo che:

- Tutti gli impianti di produzione ed i relativi macchinari ed apparecchiature devono essere progettati, costruiti ed eserciti per restare in parallelo anche in condizioni di emergenza e di ripristino di rete. In particolare gli impianti, in ogni condizione di carico, devono essere in grado di rimanere permanentemente connessi alla rete MT e BT per valori di tensione nel punto di consegna, compresi nell'intervallo $85\% V_n \leq V \leq 110\% V_n$.
- Con riferimento all'esercizio in parallelo con la rete MT e BT in funzione della frequenza, l'impianto di produzione deve essere in grado di rimanere connesso alla rete per un tempo indefinito, per valori di frequenza compresi nell'intervallo $47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$.

L'Utente Attivo garantisce che tali intervalli di funzionamento siano rispettati sia dalle protezioni di interfaccia che dalle protezioni e regolazioni dell'impianto di produzione. L'Impresa di Distribuzione vigila sul rispetto di tali requisiti.





Norme CEI 0-16 e 0-21

Le norme CEI 0-21 V2 e 0-16 V1 modificano la definizione di "Potenza Nominale" ed introducono quella di "Potenza ai fini dei servizi di rete". La potenza nominale diventa la potenza apparente massima a cui un generatore elettrico o un trasformatore possono funzionare con continuità in condizioni specificate (kVA). Per generatori tradizionali ed eolici, come potenza nominale può essere indicata la potenza attiva del gruppo di generazione a $\cos\phi$ nominale (turbina, convertitore, ecc.), mentre nel caso di generatori FV, la potenza attiva massima erogabile è limitata dalla potenza nominale dell'inverter, qualora questa sia minore della somma delle potenze STC dei moduli FV. La nuova potenza ai fini dei servizi di rete viene invece definita come la potenza apparente massima a cui un'unità di generazione (inverter nel caso di impianti FV ed eolici FC) può funzionare con continuità (per un tempo indefinito) a tensione e frequenza nominali.

Ai fini della prestazione dei servizi di rete (potenza reattiva), il generatore (inverter nel caso di impianti FV ed eolici FC) deve essere in grado di scambiare con la rete una Q non inferiore a $S_n \sin\phi_n$. In queste condizioni, la massima potenza attiva erogabile nel funzionamento a potenza nominale (S_n) è pari a $S_n \cos\phi_n$. Le eventuali richieste di potenza reattiva hanno quindi priorità rispetto all'erogazione della potenza attiva e saranno attuate limitando, all'occorrenza, la potenza attiva scambiata. I valori di $\cos\phi_n$ sono quelli definiti nelle curve di capability (par. 8.8.5.3 per la norma CEI 0-16 e par. 8.4.4.2 per la norma CEI 0-21). Con specifico riferimento ai soli impianti connessi alla rete BT ulteriori prescrizioni impiantistiche già oggetto della Norma CEI 0-21 possono essere compendiate come segue:

• Immissione in rete di correnti con componenti continue

Gli impianti di produzione connessi tramite convertitori statici devono prevedere un sistema per limitare, a regime, l'immissione in rete di correnti con componenti continue superiori allo 0,5 % della corrente nominale e superare le prove indicate nell'allegato B della Norma CEI 0-21. Il rispetto del suddetto requisito può essere realizzato con un trasformatore operante alla frequenza di rete, oppure una funzione di protezione sensibile alla componente continua della corrente immessa in rete. La funzione di protezione deve intervenire sul DDG separando l'inverter dalla rete:

- in 200 ms, se la componente continua supera 1 A;
- in 1 s, se la componente continua supera lo 0,5 % della corrente nominale dell'inverter.

Vale la pena di ricordare che, in seguito alla protezione di cui sopra, non è più richiesta l'installazione di un trasformatore di separazione galvanica.

• Incremento graduale dell'erogazione di potenza

L'impianto deve effettuare il parallelo con la rete automaticamente aumentando l'erogazione di potenza da vuoto alla massima potenza erogabile in modo graduale con un gradiente positivo massimo non superiore al 20 % al minuto della potenza massima. In caso di comandi manuali in loco (ad esempio, per motivi di manutenzione ordinaria o straordinaria) è possibile derogare alle disposizioni di ricollegamento relativamente all'attesa dei 300 s.

• Squilibrio permanente

Per impianti trifasi realizzati con più unità monofasi, si ammette un'installazione tale da avere un possibile squilibrio di potenza generata tra le fasi fino al Limite allo Squilibrio Permanente (LSP). Tale limite è inteso come la differenza tra la fase con potenza maggiore e quella con potenza minore.

• Squilibrio transitorio

Qualora l'installazione preveda, in qualsiasi condizione di esercizio, un possibile squilibrio superiore al valore di LSP, deve essere previsto un automatismo che riporti lo squilibrio di potenza ad un valore inferiore allo stesso LSP. L'automatismo deve inoltre provvedere a scollegare l'impianto dalla rete qualora la condizione di squilibrio persista: - per un massimo di 30 minuti, nel caso in cui

lo squilibrio sia compreso tra 6 kW e 10 kW. Se il Distributore ha elevato il limite di potenza per la connessione monofase a 10 kW, questa condizione non deve essere considerata;

- per un massimo di 1 minuto, nel caso in cui lo squilibrio superi i 10 kW. Il suddetto automatismo deve soddisfare i requisiti di prova riportati in A.4.10. della Norma CEI 0-21.

• Comportamento nei transitori di frequenza

Il sistema deve prevedere:

- la capacità di ridurre la potenza immessa in rete in risposta ad una variazione della frequenza del sistema al di sopra di una soglia predefinita (regolazione della potenza in funzione della sovralfrequenza);
- l'inserimento graduale della potenza immessa in rete in modo da minimizzare gli effetti sul sistema in caso di ripresa del servizio;
- avviamento con l'aumento graduale della potenza immessa in rete.

• Comportamento nei transitori di tensione

Per impianti superiori a 6 kW è prevista la capacità dell'impianto di produzione di rimanere connesso alla rete, secondo una curva "tensione – durata" predefinita (Low Voltage Fault Ride Through capability, LVRT).

• Verifica del sistema di protezione di interfaccia e dell'inverter

La verifica del sistema di protezione di interfaccia e le prove sugli inverter sono effettuate secondo quanto indicato negli Allegati della Norma CEI 0-21.



Visita la sezione Norme CEI
su www impiantoelettrico.co



Moduli fotovoltaici di qualità

Esigenze di carattere tecnico (condizioni ambientali di impiego) ed economico (minima vita presunta per garantire il ritorno economico atteso) rendono il controllo della qualità dei moduli fotovoltaici particolarmente importante. La verifica delle caratteristiche elettriche, termiche e meccaniche viene normalmente condotta attraverso prove di tipo su un certo numero di campioni coerentemente con il seguente schema normativo:

- moduli al Silicio mono e policristallino: CEI EN 61215;
- moduli a film sottile: CEI EN 61646;
- moduli a concentrazione solare: CEI EN 62108.

La norma CEI EN 61730-2, che non si applica ai moduli a concentrazione solare, definisce i criteri per valutare la costruzione e la qualificazione ai fini della sicurezza dei moduli fotovoltaici indicando le modalità per verificare i livelli di isolamento dei moduli fotovoltaici di Classe I e Classe II. Per i moduli soggetti a commercializzazione, aventi tensioni a vuoto VOC superiori a 75 V la rispondenza alle Norme CEI EN 61730-1 e CEI EN 61730-2 garantisce la presunzione di conformità ai requisiti essenziali della Direttiva Bassa Tensione (Direttiva BT 2006/95/CE). Vale la pena precisare che la sequenza di prove definita nella Norma CEI EN 61730-2 è concepita in modo tale da permettere il coordinamento con le prove previste dalle norme CEI EN 61215 o della CEI EN 61646, in modo tale che la stessa singola serie di moduli possa essere testata sia nei confronti delle prestazioni sia nei confronti della sicurezza.

La conformità dei moduli alle citate norme deve essere documentata con la registrazione dell'esito positivo delle prove eseguite. I documenti che, redatti in originale in lingua italiana e/o inglese, illustrano il contesto e la validità temporale delle prove eseguite sono:

1 - Rapporto di prova, rilasciato da un Laboratorio, in seguito alle prove effettuate sui moduli dallo stesso laboratorio, secondo le Norme sopra riportate, deve essere redatto in conformità alla Norma CEI UNI EN ISO/IEC 17025 e contiene le caratteristiche prestazionali misurate, i dettagli sui difetti e la ripetizione delle prove.

2 - Attestato di approvazione di tipo (Type approval certificate) rilasciato da un Laboratorio, a fronte di prove di tipo effettuate sui moduli dallo stesso laboratorio, in accordo con le norme già citate.

3 - Certificato di conformità (Conformity certificate), rilasciato da un Organismo di certificazione, in seguito a prove di tipo che lo stesso ha fatto eseguire sui moduli presso un Laboratorio di prova.

4 - Certificato di controllo del processo produttivo in fabbrica (Factory Inspection Certificate) rilasciato da un Organismo di certificazione, a fronte di controlli periodici eseguiti in fabbrica, per verificare che i livelli qualitativi del processo produttivo e dei materiali utilizzati si mantengano costanti nel tempo e uguali a quelli rilevati in sede di prove di tipo. È bene precisare che la Factory Inspection non può prescindere dalla verifica dell'utilizzo dei materiali esaminati, per cui questa certificazione deve essere correlata alle prove di tipo, mediante richiamo dei certificati di conformità già rilasciati per i moduli in esame.

5 - Attestato di controllo del processo produttivo in fabbrica (Factory Inspection Attestation) ai fini dell'identificazione dell'origine del prodotto rilasciato, da un Organismo di certificazione, secondo lo schema della Factory Inspection e fornendo almeno il sito/i produttivo/i, mediante un codice identificativo di ogni sito e relativo indirizzo e indicazioni delle fasi del processo produttivo realizzate all'interno del sito stesso.

6 - Certificato OEM (Original Equipment Manufacturer Certificate) rilasciato da un Organismo di certificazione, nel caso di modulo fotovoltaico commercializzato con il nome di una Ditta differente a quella che lo ha costruito. Il certificato OEM indica il nome e l'indirizzo del Costruttore e/o codice, in aggiunta al nome e all'indirizzo della Ditta che commercializza il modulo.

7 - Certificati attestanti che l'azienda produttrice dei moduli FV possiede un sistema di gestione conforme alle norme ISO 9001:2008 (Sistema di gestione della qualità), OHSAS 18001 (Sistema di gestione della salute e sicurezza del lavoro) e ISO 14001 (Sistema di gestione ambientale). Questi certificati, che possono anche essere raggruppati in un unico documento, devono essere riferiti al soggetto che ha in carico il processo produttivo oggetto dell'ispezione di fabbrica, di cui al punto d) precedente, tenendo conto che tale soggetto:

- nel caso di realizzazione di moduli fotovoltaici per la sola produzione di energia elettrica (cioè, non specifici per l'uso come componenti per l'edilizia), coincide con il produttore dei moduli;
- nel caso di realizzazione di componenti per l'edilizia nei quali sono integrate superfici attive fotovoltaiche (costituiti da componenti speciali e/o moduli non convenzionali) coincide con il produttore del componente per l'edilizia.

Secondo il Decreto Legislativo n. 28 del 2011 (Allegato 2, comma 4, lettera b) in Italia per accedere agli incentivi statali di ogni natura deve essere disponibile anche il Certificato di garanzia di prodotto. Il laboratorio che emette i documenti 1 e 2 deve essere accreditato, per le specifiche prove indicate dalle norme, da Organismi di accreditamento appartenenti all'EA (European Accreditation Agreement) o che abbiano stabilito accordi di mutuo riconoscimento in ambito EA o in ambito ILAC (International Laboratory Accreditation Cooperation).

L'Organismo di certificazione di cui ai punti 3, 4, 5 e 6 deve avere i seguenti requisiti:

- accreditamento per i moduli fotovoltaici secondo la EN 45011 da parte di organismi di accreditamento appartenenti ad EA (European Accreditation Agreement) o che abbiano stabilito accordi di mutuo riconoscimento in ambito EA o IAF (International Accreditation Forum);
- essere membro della IECEE (IEC System for Conformity testing and Certification of Electrotechnical Equipment and Components) nell'ambito fotovoltaico (<http://www.iecee.org/pv/html/pvcntris.htm>).

I certificati di cui al punto 7 devono essere rilasciati da organismi di certificazione accreditati secondo la norma UNI CEI ISO/IEC 17021, per i sistemi di gestione, da organismi di accreditamento appartenenti ad EA (European Accreditation Agreement) o che abbiano stabilito accordi di mutuo riconoscimento in ambito EA o IAF (International Accreditation Forum) e devono riguardare almeno la "Produzione di moduli fotovoltaici".

