

data di pubblicazione: 2025-11

data di scadenza: 19-01-2026

Guida alla progettazione, realizzazione e gestione di sistemi di generazione fotovoltaica – Parte 3 - BOS dell'impianto FV



INCHIESTA PUBBLICA

Sommario

Questo documento tratta i componenti dei sistemi FV moduli esclusi “BOS dell'impianto FV” nell'ambito della Guida tecnica 82-25 “Guida alla progettazione, realizzazione e gestione di sistemi di generazione fotovoltaica” che si applica ai Sistemi di generazione fotovoltaica dotati di moduli posizionati su strutture di sostegno fisse o ad inseguimento solare, con o senza concentrazione dei raggi solari. Essa non si applica agli impianti fotovoltaici isolati dalla rete elettrica del distributore, né agli impianti fotovoltaici trasportabili.

Tutti gli interessati possono inviare i propri commenti ai documenti in Inchiesta Pubblica utilizzando il modello (template) liberamente scaricabile alla sezione “Attività Normativa - inchieste pubbliche” sul sito <https://www.ceinorme.it/adempimenti-al-regolamento-ue-1025-2012/inchieste-pubbliche/>.

I commenti saranno inviati al Comitato Tecnico CEI competente e verranno tenuti in considerazione anche per esprimere una posizione CEI nelle sedi opportune. Le osservazioni dovranno pervenire al CEI entro la data di scadenza dell'inchiesta pubblica indicata per ciascun Progetto. Tale documento, in formato Microsoft Word compilato come previsto in ogni sua parte va inviato tramite e-mail all'indirizzo dt@ceinorme.it.

I destinatari della presente bozza sono invitati a presentare, insieme ai loro commenti, notifica di eventuali diritti su brevetti pertinenti, di cui sono a conoscenza, e di fornire documentazione a supporto.



Guida alla progettazione, realizzazione e gestione di sistemi di generazione fotovoltaica

PARTE 3 - BOS dell'impianto FV

PREFAZIONE

La presente Parte 3 "BOS dell'impianto FV" fa parte della Guida tecnica 82-25 "Guida alla progettazione, realizzazione e gestione di sistemi di generazione fotovoltaica" che è composta dalle seguenti parti:

- Parte 1 Generalità - Acronimi, Definizioni e Principali Leggi, Deliberazioni e Norme (2022-08)
- Parte 2 I moduli fotovoltaici (2024-12)
- Parte 3 BOS dell'impianto FV
- Parte 4 Progettazione
- Parte 5 Installazione
- Parte 6 Monitoraggio, gestione e manutenzione

La Guida 82-25, nelle parti sopra indicate, è stata preparata dal Comitato Tecnico 82 del CEI: Sistemi di conversione fotovoltaica dell'energia solare⁽¹⁾ e fornisce i criteri per la progettazione, la realizzazione e la gestione di sistemi di generazione fotovoltaica, destinati ad operare in parallelo alla rete di distribuzione di Media e di Bassa tensione, tenendo conto delle vigenti disposizioni legislative e delle indicazioni contenute nelle Norme CEI, UNI e nei documenti CENELEC e IEC pertinenti.

La Guida si applica ai Sistemi di generazione fotovoltaica dotati di moduli posizionati su strutture di sostegno fisse o ad inseguimento solare, con o senza concentrazione dei raggi solari. Essa non si applica agli impianti fotovoltaici isolati dalla rete elettrica del distributore, né agli impianti fotovoltaici trasportabili.

Per i motivi sopra indicati, prima di sviluppare progetti e procedere alle conseguenti realizzazioni di sistemi di generazione fotovoltaica secondo le indicazioni della presente Guida, si raccomanda di verificare e tenere conto delle relative evoluzioni normative.

(1) Il Comitato CEI CT 82 ha lo scopo di preparare Norme riguardanti la costruzione, le prescrizioni, le prove e la sicurezza di sistemi e componenti per la conversione fotovoltaica dell'energia solare, dalle celle solari fino all'interfaccia col sistema elettrico cui viene fornita l'energia. Il suo principale obiettivo è quello di favorire l'introduzione dei sistemi fotovoltaici nel mercato mediante l'armonizzazione normativa. Il CT 82 è collegato al TC 82 del CENELEC (Solar photovoltaic energy systems) e al TC 82 dell'IEC (Solar photovoltaic energy systems).

31	INDICE	
32	1	Oggetto e scopo6
33	2	Campo di applicazione6
34	3	Acronimi6
35	4	Definizioni6
36	4.1	Dispositivo di generatore (DDG)6
37	4.2	Dispositivo di interfaccia (DDI)6
38	4.3	Dispositivo Generale di Utente (DG)6
39	4.4	Sistema di Protezione Generale (SPG)6
40	4.5	Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI)6
41	4.6	TSO (Transmission System Operator)7
42	4.7	DSO (Distribution System Operator)7
43	4.8	Rete di trasmissione AT7
44	4.9	Rete di distribuzione MT7
45	4.10	Rete di distribuzione BT7
46	4.11	Rete di Trasmissione Nazionale (RTN)7
47	4.12	OVRT (Over Voltage Ride Through)7
48	5	Norme di riferimento7
49	6	Le strutture di sostegno dei moduli7
50	6.1	Introduzione7
51	6.2	Strutture fisse inclinate8
52	6.3	Strutture a inseguimento solare (Tracker)10
53	6.4	Strutture per impianti su edifici10
54	6.5	Calcoli strutturali12
55	7	Gli inverter fotovoltaici13
56	7.1	Caratteristiche generali: Circuito MPPT, trasformatore13
57	7.1.1	Circuiti di ingresso e parallelo stringhe13
58	7.1.2	MPPT14
59	7.1.3	Trasformatore14
60	7.2	Tipologie di inverter: centralizzati, di stringa e di modulo (microinverter)15
61	7.3	Sicurezza16
62	7.4	Compatibilità elettromagnetica16
63	7.5	L'interfacciamento alla rete del distributore17
64	7.5.1	Generalità e definizioni17
65	7.5.2	La connessione alla rete17
66	7.5.3	La connessione alla rete BT: dispositivi di manovra, protezioni e servizi di rete17
67	7.5.4	La connessione alla rete MT: dispositivi di manovra, protezioni e servizi di rete24
70	7.6	La Qualità degli inverter Fotovoltaici30
71	7.6.1	Targhette e Fogli illustrativi30
72	7.6.2	Dichiarazione di conformità30
73	7.6.3	Gli organismi coinvolti: Laboratori, Certificatori, Organismi di accreditamento nazionali (Accredia, ..) e internazionali (EA o ILAC per i moduli, EA o IAF per gli inverter), Sistemi di Conformità (IECEE)30
74	7.6.4	Le procedure di Certificazione: prove di tipo, estensione per modifiche non "sostanziali"31
75		
76		
77		
78		

79	8	Gli ottimizzatori di potenza	31
80	9	I cavi	31
81	9.1	Cavi per circuiti in corrente continua	31
82	9.2	Cavi per circuiti in corrente alternata	32
83	9.3	Sezione dei cavi e cadute di tensione	32
84	9.4	Modalità di posa	32
85	10	Gli organi di manovra	32
86	10.1	Interruzione e Sezionamento lato c.c.	32
87	10.2	Interruzione e Sezionamento lato c.a.	33
88	10.3	Comando di emergenza	33
89	10.4	Comando funzionale	33
90	11	Protezione contro i disturbi di origine atmosferica	33
91	12	Trasformatori	34
92	12.1	Trasformatori BT	34
93	12.2	Trasformatori MT/BT	34
94	13	I quadri elettrici: quadri di parallelo stringhe e quadri d'impianto in c.c.	34
95	14	I quadri elettrici: quadri d'impianto in c.a.	35
96	15	Le cabine elettriche (cenni)	35
97	16	I sistemi di accumulo (EES Systems)	36
98	16.1	Tipologie	36
99	16.2	Sistemi di accumulo energetico a batterie elettrochimiche (BESS)	36
100	16.3	Battery Management System (BMS)	37
101			
102			

1 Oggetto e scopo

Questo documento ha lo scopo di fornire le generalità riguardanti la trattazione normativa di componenti e sistemi di generazione fotovoltaica (o impianti fotovoltaici o impianti FV), contenuta nella Guida 82-25 per la progettazione, la realizzazione e la gestione di tali sistemi, destinati ad operare in parallelo alla rete di distribuzione di Media e di Bassa tensione.

2 Campo di applicazione

Questo documento si applica ai sistemi di generazione fotovoltaica destinati ad operare in parallelo alla rete del distributore di Media e Bassa tensione, in accordo con le Norme CEI.

Questo documento è focalizzato su impianti fotovoltaici fissi e ad inseguimento solare. Essa non si applica agli impianti fotovoltaici isolati dalla rete elettrica del distributore, né agli impianti fotovoltaici trasportabili.

3 Acronimi

Gli acronimi utilizzati in questa Parte 3 della Guida 82-25 per i componenti e gli impianti fotovoltaici sono esplicitati nella Parte 1 "Generalità".

4 Definizioni

Le definizioni e i relativi simboli utilizzati nella presente Parte 3 della Guida 82-25 sono esplicitati nella Parte 1 "Generalità". Ad integrazione di essi, si riportano di seguito ulteriori definizioni e simboli specifici, propri degli argomenti trattati in questa Parte 3.

4.1 Dispositivo di generatore (DDG)

Apparecchiatura di manovra e protezione la cui apertura (comandata da un apposito sistema di protezione) determina la separazione del gruppo di generazione [CEI 0-21:2025-10 par. 3.15]

4.2 Dispositivo di interfaccia (DDI)

Una (o più) apparecchiature di manovra la cui apertura (comandata da un apposito sistema di protezione) assicura la separazione dell'impianto di produzione dalla rete, consentendo all'impianto di produzione stesso l'eventuale funzionamento in isola su carichi privilegiati

[CEI 0-21:2025-10 par. 3.16].

4.3 Dispositivo Generale di Utente (DG)

Apparecchiatura di protezione, manovra e sezionamento la cui apertura (comandata dal Sistema di Protezione Generale) assicura la separazione dell'intero impianto dell'Utente dalla rete.

Nel caso di impianto che presenti un'unica linea di alimentazione (all'estremità del cavo di collegamento) il DG è unico e coincide con il DGL; in caso di più linee di alimentazione (all'estremità del cavo di collegamento) il DG può consistere nell'insieme dei DGL.

[CEI 0-21:2025-10 par. 3.19].

4.4 Sistema di Protezione Generale (SPG)

Sistema di protezione associato al Dispositivo Generale, composto da:

- Trasformatori/trasduttori di corrente (e se previsti trasformatori/trasduttori di tensione) con le relative connessioni ai relè di protezione;
- relè di protezione generale (PG) con la relativa alimentazione;
- Circuiti di apertura dell'interruttore

[CEI 0-16:2025-04 par. 3.100].

4.5 Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI)

Sistema di protezione associato al Dispositivo di Interfaccia, composto da:

- Trasformatori/trasduttori di tensione, con le relative connessioni al relè di protezione;
- Relè di Protezione di Interfaccia (PI) con la relativa alimentazione;
- Circuiti di apertura dell'interruttore (DDI).

[CEI 0-16:2025-04 par. 3.101].

4.6 TSO (Transmission System Operator)

È un operatore del sistema di trasmissione, responsabile della gestione della rete elettrica nazionale ad alta e altissima tensione. In tutta Italia TERNA è responsabile delle attività di trasmissione di energia elettrica sulla rete ad alta e altissima tensione, in qualità di TSO.

4.7 DSO (Distribution System Operator)

Qualsiasi soggetto individuato dall'Articolo 9 del D.Lgs 79/99 che ha l'obbligo di connessione di terzi sulle proprie reti ed è responsabile della gestione, manutenzione e, se necessario, dello sviluppo della rete elettrica e relativi dispositivi di interconnessione.

[CEI 0-16:2025-04 par. 3.26].

4.8 Rete di trasmissione AT

Sistema a tensione nominale tra le fasi superiore a 35 kV fino a 150 kV compreso.

4.9 Rete di distribuzione MT

Rete con obbligo di connessione di terzi diversa dalla RTN (decreto 25 giugno 2000), con tensione nominale tra le fasi superiore a 1 kV fino a 35 kV compreso.

4.10 Rete di distribuzione BT

Rete con obbligo di connessione di terzi diversa dalla RTN (decreto 25 giugno 2000), con tensione nominale tra le fasi superiore a 50 V fino a 1 kV compreso se in c.a. o superiore a 120 V fino a 1,5 kV se in c.c.

4.11 Rete di Trasmissione Nazionale (RTN)

È la rete elettrica ad alta e altissima tensione che consente la trasmissione dell'energia elettrica in Italia ed è gestita principalmente da Terna.

4.12 OVRT (Over Voltage Ride Through)

[Regolamento Rfg e EN 50549 Prescrizioni per gli impianti di generazione che devono essere connessi in parallelo alle reti di distribuzione]

5 Norme di riferimento

Le Norme e le disposizioni legislative utilizzate nella presente Parte 3 della Guida 82-25 sono esplicitate nella Parte 1 "Generalità".

6 Strutture di sostegno dei moduli

6.1 Introduzione

Le strutture di sostegno devono adattarsi alle specifiche applicazioni previste per gli impianti fotovoltaici.

Una prima importante suddivisione riguarda la distinzione tra gli impianti fotovoltaici su edifici e quelli su terreno.

I primi sono largamente rappresentati da impianti di taglia medio-piccola, generalmente asserviti ad abitazioni, strutture commerciali o industriali. Alla seconda categoria appartengono invece prevalentemente le centrali fotovoltaiche, ma anche impianti di piccola-media taglia realizzati con il duplice scopo di immettere energia in rete e fornire energia ai carichi locali (autoconsumo).

Vi sono poi tipologie impiantistiche difficili da ricondurre all'una o all'altra categoria, come nel caso delle pensiline o delle serre fotovoltaiche, oppure con tipologie costruttive del tutto differenti, quali gli impianti flottanti, oppure alcune soluzioni strutturali adottate negli impianti Agrivoltaici, di cui alla PAS CEI 82-93.

6.2 Strutture fisse inclinate

Per la realizzazione di un impianto fotovoltaico su un appezzamento di terreno o su una superficie orizzontale come, ad esempio, un terrazzo sulla sommità di un edificio, si possono utilizzare strutture fisse per disporre i moduli fotovoltaici in filari con definiti angolo di inclinazione e angolo di orientazione.

Ai fini del presente capitolo, si definiscono **ottimali** gli angoli di inclinazione e di orientazione tali da massimizzare la produzione di energia elettrica complessiva nell'arco di un anno solare.

In caso che l'impianto comprenda più filari di moduli, è opportuno che questi vengano sufficientemente distanziati tra loro per limitare gli ombreggiamenti reciproci. Gli angoli di inclinazione e orientazione ottimali sono quelli che realizzano il miglior compromesso (nell'arco di un anno solare) tra la produzione fotovoltaica dovute alle componenti di irraggiamento solare diretto e di irraggiamento diffuso, le quali dipendono dalla latitudine del sito e quindi dall'elevazione solare nel corso dell'anno, tenendo conto che la componente di radiazione diffusa usualmente risulta massima per una superficie orizzontale. Anche la radiazione solare riflessa dalla superficie sottostante i moduli interviene nel computo dell'energia che incide sui moduli fotovoltaici, ma quasi mai in modo significativo tranne che nel caso di utilizzo di moduli bifacciali.

In Italia (come in tutto l'emisfero Nord) in condizioni di assenza di ostacoli tra il filare di moduli e l'orizzonte a Sud, l'orientazione ottimale è verso Sud, quindi con filari di moduli disposti secondo l'asse Est-Ovest. Occorre tuttavia tenere conto dell'effettivo profilo di orizzonte sul sito specifico (come, ad esempio, zone montuose o collinari, prossimità di ostacoli, edifici, piante) che può comportare un'orientazione differente dal Sud.

I progettisti possono reperire vari software per la simulazione di produzione fotovoltaica, che in genere sono basati su database di dati storici meteorologici e di irraggiamento georeferenziati e permettono di ricavare gli angoli di orientazione e inclinazione ottimali, nonché la produttività media prevista (secondo diverse granularità temporali: annuale, mensile, oraria) a determinati angoli di orientazione e inclinazione. Tra i dati che è necessario fornire in ingresso a questi software, si citano:

- localizzazione (latitudine, longitudine) del sito,
- caratteristiche di impianto (ad esempio potenza nominale totale dei moduli fotovoltaici, rendimento),
- il profilo di orizzonte in sito (come elevazione angolare degli ostacoli circostanti).

PVGIS (*Photovoltaic Geographic Information System*, è un simulatore on-line gratuito e di facile utilizzo, sviluppato e rilasciato dalla Commissione Europea, che utilizza i dati storici di radiazione solare relativi a diverse aree geografiche.

Un altro aspetto particolarmente importante nel dimensionamento dei filari di moduli riguarda la distanza tra le file stesse, in quanto una distanza insufficiente può comportare degli ombreggiamenti reciproci troppo penalizzanti, mentre una distanza eccessiva si traduce in un inutile dispendio di area utile.

La Figura 6.1 (vista laterale) mostra come la distanza utile d e l'altezza utile h influenzino l'angolo minimo α_L al di sotto del quale si verifica l'ombreggiamento reciproco dei filari i moduli. Questo si verifica all'interno dell'angolo $2\cdot\beta_L$ (vista dall'alto) oltre il quale l'ombreggiamento reciproco cessa. Tuttavia, si ha spesso a che fare con strutture di una certa lunghezza, in cui quindi $l \gg d$ e allora in questi casi, con buona approssimazione, si considera $2\cdot\beta_L \cong 180^\circ$.

Si segnala che la normativa vigente per le verifiche strutturali, a tutt'oggi rappresentata dalle NTC 2018 (DM 17 gennaio 2018) con i relativi aggiornamenti, tra cui la Circolare Esplicativa del 21 gennaio 2019, non consente che le strutture relative agli impianti tecnologici e quindi anche agli impianti fotovoltaici montati su solai siano vincolati alla costruzione contando sull'effetto dell'attrito (come, ad esempio, strutture bloccate solo con zavorre). Le strutture di sostegno degli impianti fotovoltaici devono pertanto essere collegate alla costruzione con dispositivi di vincolo rigido (tasselli o simili) o flessibili (stralli o simili). La prescrizione è riportata nelle NTC nel Cap.07 – Progettazione per azioni sismiche – paragrafo 7.2.4.

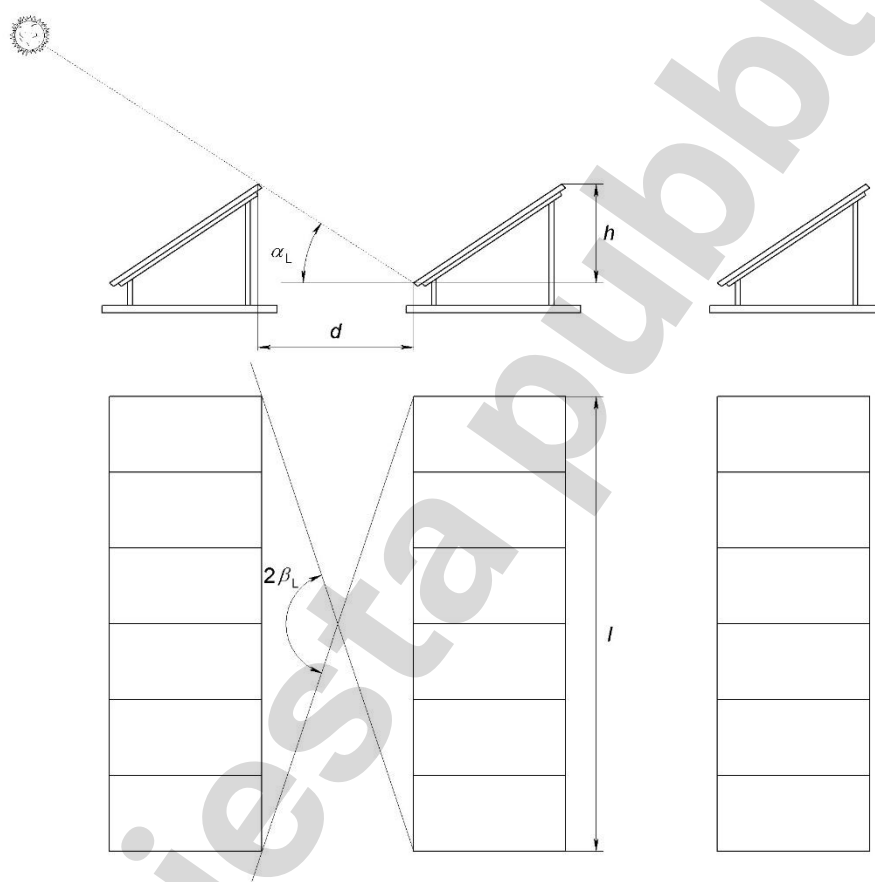


Figura 6.1 – Rappresentazione laterale e dall'alto dei filari di moduli fotovoltaici su strutture inclinate

Come si può vedere dalla Figura 6.1, l'angolo limite è $\alpha_L = \arctg(h/d)$

Tuttavia, questo valore minimo si riferisce ad una vista perpendicolare al piano dei moduli. Per orientamenti visivi differenti del punto di osservazione, ruotati di un angolo β rispetto alla direzione perpendicolare, anche la distanza cambia diventando $d' = d / \cos\beta$, per cui l'angolo minimo diventa in questo caso

$$\alpha = \arctg(h/d') = \arctg(h \cdot \cos\beta / d).$$

6.3 Strutture a inseguimento solare (Tracker)

Mediante i sistemi a inseguimento solare, detti anche *solar trackers*, è possibile incrementare la produzione energetica di un impianto fotovoltaico a parità di potenza installata. In questo caso le strutture di sostegno sono costituite da una parte fissa, che assicura il loro ancoraggio al suolo, e da una parte mobile, sulla quale sono fissati i moduli fotovoltaici, che si posiziona in modo da seguire il movimento del disco solare.

Le geometrie impiegate nelle strutture a inseguimento sono alquanto differenti, anche se non tutte sono impiegate su larga scala. Il documento IEC TR 63149⁽²⁾ fornisce delle indicazioni utili sulle varie opzioni disponibili.

Un importante fattore da considerare riguardo alla scelta dei sistemi a inseguimento solare è la ventosità del sito. Tali strutture, essendo molto sensibili all'azione del vento, richiedono che i calcoli strutturali della progettazione meccanica (vedi par. 6.5 seguente) pongano un'attenzione specifica a questo aspetto, maggiore rispetto alle strutture fisse.

In particolare, le inclinazioni dei moduli fotovoltaici sul piano orizzontale possono arrivare a valori elevati soprattutto a inizio e fine giornata. Per questo motivo è di solito previsto un misuratore di velocità del vento che, quando viene superata una determinata soglia di velocità, comanda la messa in sicurezza della parte mobile della struttura portando tutti i moduli fotovoltaici in posizione orizzontale, per minimizzare gli sforzi sulla struttura stessa. La conseguenza di questa operazione è però che nei periodi di forte vento i moduli fotovoltaici si trovano in una posizione non ottimale per la captazione solare. Pertanto, se l'evento di messa in sicurezza avviene troppo frequentemente, la produzione energetica dell'impianto si porta su livelli inferiori alle attese e, nei casi più seri, può ridursi fino a eguagliare o, addirittura, a diventare inferiore a quella di un impianto fisso.

Un altro aspetto riguarda l'occupazione del suolo che, a parità di potenza installata, è in generale maggiore per gli impianti a inseguimento rispetto agli impianti fissi. L'incremento di superficie dipende dal tipo di inseguimento solare adottato e da quanto si intende ridurre gli effetti dei possibili ombreggiamenti reciproci. Pertanto, occorre valutare anche il rapporto tra produzione fotovoltaica annua e superficie di suolo occupata con le varie soluzioni strutturali, per ponderare e confrontare correttamente tra loro i relativi bilanci costi-benefici.

La Norma CEI EN 62817⁽³⁾ è utile per la qualifica del progetto degli inseguitori solari, per la definizione delle loro specifiche tecniche, nonché per i criteri di accettazione e di collaudo.

6.4 Strutture per impianti fotovoltaici su edifici

Gli impianti fotovoltaici su edifici si distinguono in *Building Integrated Photovoltaic Systems* (BIPV), cioè collocati in modo da sostituirsi ad elementi della copertura o facciata dell'edificio [CEI 82-25 parte 1 par. 3.2.4.7], e *Building Attached Photovoltaic Systems* (BAPV), cioè che si applicano sopra la copertura o la facciata dell'edificio [CEI 82-25 parte 1 par. 3.2.4.6].

Negli impianti FV BIPV si fa uso di moduli che hanno le caratteristiche di prodotti da costruzione secondo la *European Construction Product Regulation* (CPR) 305/2011.

Nei sistemi BAPV invece, non è sempre necessario che i moduli abbiano le caratteristiche dei prodotti da costruzione.

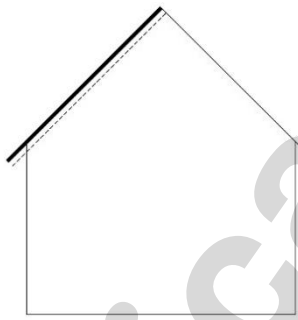
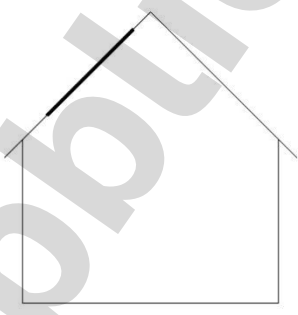
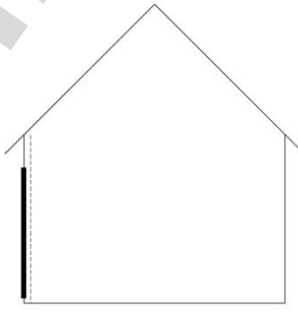
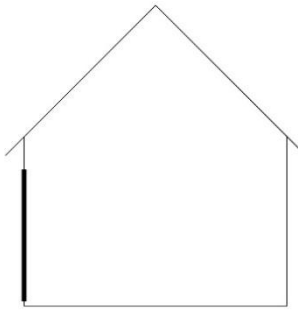
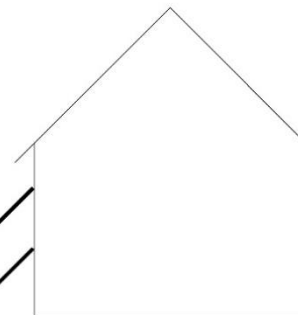
Le Norme CEI EN 50583-1 e CEI EN 50583-2 si occupano, rispettivamente, delle caratteristiche dei moduli fotovoltaici BIPV e dei sistemi BIPV. La Tabella 6.1 illustra le 5 categorie di montaggio considerate in tali Norme.

⁽²⁾ IEC TR 63149:2018 - Land usage of photovoltaic (PV) farms - Mathematical models and calculation examples

⁽³⁾ CEI EN 62817 (82-49) Impianti fotovoltaici - Qualifica di progetto per inseguitori solari

300

Tabella 6.1 – Categorie di montaggio per BIPV

Categoria A	Inclinato, integrato con il tetto, non accessibile dall'interno dell'edificio. I moduli fotovoltaici sono montati nell'involucro dell'edificio con un angolo compreso tra 0° e 75°, con una barriera sul retro che previene la possibilità che consistenti pezzi di vetro possano cadere nelle aree sottostanti accessibili.	
Categoria B	Inclinato, integrato con il tetto, accessibile dall'interno dell'edificio. I moduli fotovoltaici sono montati nell'involucro dell'edificio con un angolo compreso tra 0° e 75°.	
Categoria C	Non inclinato, montato verticalmente, non accessibile dall'interno dell'edificio. I moduli fotovoltaici sono montati nell'involucro dell'edificio con un angolo compreso tra 75° e 90°, con una barriera sul retro che previene la possibilità che consistenti pezzi di vetro possano cadere nelle aree retrostanti accessibili.	
Categoria D	Non inclinato, montato verticalmente, accessibile dall'interno dell'edificio. I moduli fotovoltaici sono montati nell'involucro dell'edificio con un angolo compreso tra 75° e 90°.	
Categoria E	Integrato esternamente, accessibile o non accessibile dall'interno dell'edificio. I moduli fotovoltaici sono montati sull'edificio e formano uno strato funzionale aggiuntivo, esterno all'involucro. Esempi tipici sono balconi, balaustre, persiane, tende da sole, frangisole.	

301
302

I requisiti CPR considerati nelle Norme sopracitate sono i seguenti:

1. resistenza meccanica e stabilità;
2. sicurezza in caso di incendio;
3. igiene, salute e ambiente;
4. sicurezza e accessibilità durante l'utilizzo;
5. protezione contro il rumore;
6. economia energetica e ritenzione del calore;
7. utilizzo sostenibile di risorse naturali.

Per ciascuno di questi, le Norme stabiliscono requisiti base e requisiti aggiuntivi, sulla base della categoria di appartenenza (da A ad E della Tabella 6.1).

6.5 Calcoli strutturali

La progettazione, la realizzazione e il collaudo delle strutture di sostegno, comprensive dei moduli fotovoltaici e di quant'altro faccia parte dell'opera finita, devono essere effettuate sulla base della normativa vigente a tutt'oggi rappresentata dalle Norme tecniche per le costruzioni (NTC) 2018 (DM 17 gennaio 2018) con i relativi aggiornamenti, tra cui la Circolare Esplicativa del 21 gennaio 2019.

Le NTC 2018 considerano che una struttura è soggetta ai pesi propri dei materiali strutturali (es. profili portanti), ai carichi permanenti non strutturali (es. moduli fotovoltaici) e ai sovraccarichi.

Le azioni che agiscono su una struttura sono così classificate:

- azione sismica;
- azioni del vento;
- azioni della neve;
- azioni della temperatura;
- azioni eccezionali (incendio, esplosioni, urti).

Il rapporto tecnico CEI 82-74⁽⁴⁾ si dimostra particolarmente utile nella progettazione di strutture di sostegno di moduli fotovoltaici, soprattutto per quanto riguarda l'azione del vento. Il documento prende in esame le tipologie costruttive seguenti.

- Tipologia 1: Moduli installati in modo complanare al tetto (distanziati da esso di 10-20 cm).
- Tipologia 2: Moduli ad integrazione architettonica totale montati come lucernario su tetto.
- Tipologia 3: Film sottile adagiato su tetto esistente.
- Tipologia 4: Moduli complanari alla facciata, distanziati da essa 10- 15 cm.
- Tipologia 5: Moduli ad integrazione architettonica totale montati sulla facciata dell'edificio.
- Tipologia 6: Moduli frangisole per finestre.
- Tipologia 7: Strutture zavorrate e fissate con vincoli rigidi o flessibili aperte dietro.
- Tipologia 8: Strutture zavorrate e fissate con vincoli rigidi o flessibili chiuse dietro.
- Tipologia 9: Strutture fissate a solaio.
- Tipologia 10: Strutture fissate al terreno.

⁽⁴⁾ CEI TR 82-74 Metodi di calcolo delle azioni del vento e criteri di dimensionamento di strutture di supporto di moduli fotovoltaici o di collettori solari

- Tipologia 11: Coperture di serre.
- Tipologia 12: Strutture per moduli ad inseguimento solare su palo a due assi.
- Tipologia 13: Strutture per moduli ad inseguimento solare su piattaforma a due assi.
- Tipologia 14: Strutture per moduli ad inseguimento solare mono assiali con asse di rotazione E-O.
- Tipologia 15: Strutture per moduli ad inseguimento solare mono assiali con asse di rotazione N-S.
- Tipologia 16: Modulo installato su palo per lampione con inclinazione del modulo 70°- 80° su orizzontale.
- Tipologia 17: Struttura su palo (*Top of Pole*).
- Tipologia 18: Struttura per moduli ad inseguimento per bassa concentrazione a specchi piani.
- Tipologia 19: Struttura per moduli ad inseguimento con concentratore a lente.
- Tipologia 20: Struttura per moduli ad inseguimento con concentratore a specchio cilindro parabolico.
- Tipologia 21: Struttura ad inseguimento per concentrazione con specchio a paraboloide.
- Tipologia 22: Pensilina a terra.

7 Inverter fotovoltaici

7.1 Caratteristiche generali: Circuito MPPT, trasformatore

7.1.1 Circuiti di ingresso e parallelo stringhe

L'intervallo di tensione di ingresso in cui l'inverter è in grado di effettuare la conversione della potenza con rendimenti accettabili è sicuramente un parametro importante ai fini della scelta di tale apparato e, più in generale, della configurazione del generatore fotovoltaico.

Gli "inverter di stringa", sono concepiti per ricevere direttamente in ingresso le stringhe di moduli fotovoltaici senza l'interposizione di quadri di parallelo o altro. Nel seguito sono elencate le funzioni che, nel caso più generale, possono svolgere i circuiti di ingresso di questa categoria di inverter.

Parallelo stringhe: normalmente è possibile arrivare direttamente con i poli di ciascuna stringa all'ingresso dell'inverter collegandosi ai connettori in dotazione.

Circuiti di ingresso separati: è abbastanza frequente che gli inverter diano la possibilità di collegare gruppi di stringhe (array) con caratteristiche differenti (ad esempio installazione su falde diverse) a circuiti di ingresso tra loro indipendenti e dotati di un proprio inseguitore MPPT.

IMS all'ingresso: riguarda la possibilità di intervenire direttamente su tutte le stringhe o su gruppi di stringhe sezionandole dall'inverter al fine di mettere in sicurezza determinate parti dell'impianto durante le operazioni di manutenzione.

Protezione contro le sovratensioni: è realizzata con l'impiego di SPD collegati tra i terminali di ingresso e la terra locale.

Fusibili di stringa: se presenti, proteggono le stringhe dalle sovracorrenti, tra cui la corrente di backfeed dell'inverter (vedi CEI 64-8/7-712).

Gli "inverter centralizzati" invece, a differenza di quelli di stringa, sono opportunamente interfacciati all'array fotovoltaico mediante i quadri di parallelo stringa e talvolta richiedono anche dei quadri di sezionamento al proprio ingresso.

7.1.2 MPPT

La funzione ricerca del punto di massima potenza erogabile dalle stringhe di moduli fotovoltaici collegate all'inverter, realizzata mediante la funzione MPPT (*Maximum Power Point Tracker*) è tipica degli inverter connessi in rete.

Il dispositivo MPPT ha lo scopo di individuare istante per istante quel particolare punto sulla caratteristica del generatore fotovoltaico per cui risulta massimo il trasferimento di potenza verso l'inverter. Infatti, la potenza prodotta da un generatore fotovoltaico varia notevolmente a seconda del punto di lavoro sulla curva caratteristica tensione-corrente. Tale curva, tuttavia, non è stabile nel tempo ma varia istantaneamente col modificarsi delle condizioni di irraggiamento solare e, più lentamente, col variare della temperatura. Queste variazioni causano lo spostamento del punto di massima potenza, il che si traduce nella impossibilità pratica di prevederne la collocazione controllando l'inverter con strumenti di calcolo tradizionali ed impedendo la definizione a priori del punto di lavoro.

Una delle tecniche utilizzate dai moderni MPPT consiste nell'individuazione del punto di massima potenza sulla curva del generatore fotovoltaico mediante piccole variazioni di tensione effettuate a intervalli regolari. Queste variazioni si traducono anche in scostamenti corrente attraverso i quali è possibile stabilire se la nuova condizione è migliore della precedente (ovvero consente di massimizzare la potenza prodotta del generatore FV). Questo metodo di ricerca è denominato P&O (*Perturb and Observe*) ed è molto diffuso, pur con diverse varianti nell'algoritmo di ricerca.

Un altro metodo è detto CV (*Constant Voltage*), il quale, imponendo una tensione di lavoro fissa, impedisce alla corrente di portarsi a zero.

Vi è poi il metodo di ricerca del punto di massima potenza denominato IC (*Incremental Conductance*). Esso si basa sulla constatazione che nel punto di massima potenza la derivata della potenza rispetto alla tensione deve essere uguale a zero, ossia:

$$\frac{dp}{dv} = 0$$

Da qui, con alcuni passaggi si ottiene:

$$\frac{di}{dv} = -\frac{I}{V}$$

Altri metodi sono rappresentati dall'OV (*Open Voltage*), basato sulla misura periodica della tensione a circuito aperto, e il metodo SC (*Short Circuit*), analogo al precedente ma che invece tiene conto della corrente di corto circuito.

7.1.3 Trasformatore

Le funzioni svolte dal trasformatore, quando questo è presente, sono essenzialmente due:

- adeguamento del livello di tensione del circuito primario (ponte di conversione) con il valore richiesto dal carico/rete elettrica;
- separazione elettrica tra generazione fotovoltaica e utenza.

Nel caso in cui non sia indispensabile la separazione elettrica tra i circuiti a monte e a valle, ossia tra la sezione in corrente continua e la sezione in corrente alternata, la presenza del trasformatore non è strettamente necessaria, in quanto l'innalzamento o l'abbassamento della tensione ai valori richiesti dal carico può essere realizzata ricorrendo ad opportuni circuiti elettronici.

Una situazione particolare può invece presentarsi quando vi sono due ponti di conversione in sequenza. Un trasformatore è allora talvolta interposto tra il primo e il secondo stadio di conversione e l'insieme può essere realizzato alla frequenza di lavoro di qualche decina di kHz. In tal modo le dimensioni del trasformatore interstadio risultano essere drasticamente ridotte rispetto a quelle riscontrabili su un trasformatore di uscita a 50 Hz della stessa potenza.

Gli inverter di stringa sono generalmente di tipo “transformerless” (privi del trasformatore a frequenza di rete) e, quando sono connessi a reti di tipo TT o TN, non possono normalmente essere utilizzati con moduli fotovoltaici che richiedono la connessione a terra di un polo. Questo vincolo può cadere con inverter dotati di trasformatore interstadio.

Anche gli inverter centrali sono generalmente di tipo “transformerless” ed essendo tipicamente connessi a reti in Media Tensione, il trasformatore di adattamento è obbligatorio. Esso può essere fornito dal costruttore dell'inverter come parte di una soluzione chiavi in mano, oppure può essere acquistato dall'utilizzatore, in questo caso si raccomanda di controllare sul Manuale di Installazione dell'inverter l'eventuale presenza di requisiti specifici per il trasformatore BT/MT di adattamento.

7.2 Tipologie di inverter: centralizzati, di stringa e di modulo (microinverter)

Gli inverter, anche se concettualmente analoghi, adottano soluzioni tecniche differenti, al fine di meglio adattarsi alle varie situazioni.

Volendo distinguere per potenze crescenti gli inverter oggi disponibili sul mercato, si possono individuare le seguenti categorie:

- **Microinverter** in grado di convertire la potenza generata da uno o due moduli fotovoltaici; la taglia di questi convertitori è normalmente di qualche centinaio di watt; sono molto utilizzati nei piccoli impianti *Plug & Play* o, preferibilmente, in impianti di potenza modesta;
- **Inverter di stringa**, il cui nome deriva dai convertitori che un tempo accettavano in ingresso non più di una stringa, ma che oggi è esteso a tutti gli apparati di conversione che effettuano il parallelo di alcune stringhe anche con più sezioni di ingresso tra loro separate; la potenza di questi inverter, un tempo limitata a qualche kW, può arrivare oggi a decine di kW e in alcuni casi superare i 300 kW; essi rappresentano la categoria più utilizzata negli impianti di piccola e media taglia;
- **Inverter integrati** con ingressi separati per stringhe fotovoltaiche e batterie elettrochimiche (commercialmente spesso denominati “ibridi”), utilizzati per sistemi integrati di produzione fotovoltaica e accumulo, al cui interno è realizzato un bus in c.c. condiviso tra sezione fotovoltaica e sottosistema di accumulo, basato su batterie elettrochimiche; trattasi generalmente di inverter di piccola potenza;
[NB I termini specifici relativi ai Sistemi di accumulo sono definiti in CEI EN IEC 62933-1];
- **Inverter centralizzati** di taglia elevata, con potenza generalmente superiore a un centinaio di kW; si tratta di convertitori per grossi impianti adatti a ricevere in ingresso la potenza di array fotovoltaici già formati; questi convertitori, quando non dispongono di un proprio trasformatore di uscita, devono quasi sempre essere collegati direttamente a un trasformatore elevatore BT/MT; la loro applicazione tipica è, ovviamente, negli impianti di grossa taglia collegati a reti MT;
- **Inverter Turnkey solution** (Soluzione chiavi in mano). In cui il costruttore dell'inverter (o un integratore terzo) fornisce una stazione di conversione completa di inverter centrali, trasformatore BT/MT e tutti gli organi necessari per la connessione della stazione alla rete MT di impianto ed al suo monitoraggio; queste stazioni di conversione possono essere realizzate sia in shelter/cabine chiusi che su piattaforme (skid); in quest'ultimo caso tutti gli apparati impiegati sono di tipo outdoor; sono un'estensione degli inverter centrali e la loro applicazione tipica è, ovviamente, negli impianti di grossa taglia collegati a reti MT; in questo caso, l'utilizzatore deve solo realizzare le opere civili di fondazione per la stazione e convogliarvi e collegarvi i cavi provenienti dai quadri di parallelo delle stringhe, i cavi MT di impianto, eventuali alimentazioni ausiliarie e cavi/fibre ottiche per il controllo e monitoraggio.

Sono poi disponibili soluzioni di altro tipo basate sugli ottimizzatori, ossia convertitori c.c./c.c. collocati sul retro o nella scatola di giunzione dei moduli fotovoltaici o comunque collegati direttamente agli stessi, che svolgono tutte le funzioni di *front-end* (MPPT, monitoraggio, ecc.). Questi ottimizzatori sono poi collegati tra loro in serie/parallelo per arrivare ad un inverter che effettua la conversione finale c.c./c.a. In questo caso ogni modulo fotovoltaico è gestito indipendentemente e quindi qualsiasi malfunzionamento o comportamento anomalo (ombreggiamenti, ecc.) non influisce sulla restante parte dell'impianto.

7.3 Sicurezza

Gli inverter sono apparati elettronici attraverso i quali transita una notevole potenza. È quindi indispensabile che siano progettati e realizzati secondo specifici criteri di sicurezza e che siano sottoposti a severi test di rispondenza a sollecitazioni di vario tipo.

Pertanto, tutti gli inverter in commercio devono essere conformi alle Direttive Europee pertinenti, nello specifico alla 2014/35/UE (Direttiva bassa tensione) e alla 2014/30/UE (Direttiva compatibilità elettromagnetica) ovvero alla 2014/53/UE (Direttiva dispositivi radio, che include la 2014/30/UE) nel caso l'inverter porti dispositivi in radiofrequenza (ad esempio per connessione WiFi, GPRS). Ai fini della conformità alla Direttiva bassa tensione sono armonizzate le Norme di prodotto CEI EN 62109-1, CEI EN 62109-2.

I convertitori da applicare ai moduli fotovoltaici, ossia gli ottimizzatori e i microinverter hanno invece una propria Norma di prodotto IEC 62109-3.

7.4 Compatibilità elettromagnetica

La Direttiva Europea 2014/30/UE *"concernente l'armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri relative alla compatibilità elettromagnetica"* (detta anche Direttiva "RED") riporta all'Allegato I i "Requisiti Essenziali" di sua pertinenza:

1. Requisiti generali

Le apparecchiature sono progettate e fabbricate tenendo conto del progresso tecnologico, in modo tale che:

a) le perturbazioni elettromagnetiche prodotte non superino il livello al di sopra del quale le apparecchiature radio e di telecomunicazione o altre apparecchiature non possono funzionare normalmente;

b) presentino un livello di immunità alle perturbazioni elettromagnetiche prevedibili in base all'uso al quale sono destinate che ne consenta il normale funzionamento senza deterioramenti inaccettabili."

2. Requisiti specifici per gli impianti fissi

Installazione dei componenti e uso al quale sono destinati.

Gli impianti fissi sono installati secondo le buone prassi di ingegneria industriale e nel rispetto delle indicazioni sull'uso al quale i loro componenti sono destinati, al fine di soddisfare i requisiti essenziali di cui al punto 1."

Pertanto, il requisito 1 a) concerne le perturbazioni elettromagnetiche (sia radiate che condotte) emesse dall'apparato, ossia l'inverter nel caso di interesse, e del possibile impatto su apparati circostanti; mentre il requisito 1 b) concerne la capacità di tale apparato a continuare a funzionare normalmente nel caso di perturbazioni elettromagnetiche (sia radiate che condotte) originate al di fuori di esso.

I livelli di emissioni e di immunità sono definiti in funzione dell'ambiente di installazione dell'apparato interessato, nel caso specifico l'inverter. A tale fine possono essere presi a riferimento i livelli prescritti nelle Norme della famiglia EN IEC 61000-6 armonizzate alla Direttiva 2014/30/UE.

I livelli di immunità prescritti in ambito industriale sono più severi rispetto a quelli prescritti in ambito residenziale e commerciale.

I livelli di emissioni prescritti in ambito residenziale e commerciale sono più severi rispetto a quelli prescritti in ambito industriale.

La Norma CEI EN 62920 *Prescrizioni EMC e metodi di prova per apparati di conversione della potenza applicabili a impianti fotovoltaici* fornisce indicazioni sulle Norme armonizzate ai fini della Direttiva 2014/30/UE, applicabili a convertitori fotovoltaici (anche connessi a dispositivi di accumulo di energia) a seconda dei casi d'uso.

Tutte le unità di generazione connesse ad una rete con obbligo di connessione di terzi, non devono arrecare danno a quest'ultima e devono soddisfare requisiti di power-quality specificati nel Regolamento 2016/631/UE, che istituisce i requisiti per la connessione dei generatori alla rete (detto anche Regolamento "RfG"), nelle Norme della famiglia CEI EN 50549, e quindi nelle regole tecniche di connessione: Norme CEI 0-16 e CEI 0-21 e il Capitolo 1 del Codice di Rete di Terna. I requisiti di power-quality sono a tutti gli effetti requisiti di compatibilità elettromagnetica, e riguardano i limiti alle emissioni armoniche condotte, alle perturbazioni della tensione (flickering e fluttuazioni) e alla componente di corrente continua.

7.5 Interfacciamento alla rete del distributore

7.5.1 Generalità e definizioni

In Italia la connessione alla rete della generazione distribuita è trattata nelle Norme CEI 0-21 per la connessione in BT e CEI 0-16 per la connessione in MT e per la connessione in AT sui tratti di rete AT del Distributore, mentre le connessioni di impianti fotovoltaici alla rete AT di Trasmissione sono governati dall'Allegato A.68 emesso da TERNA. Tali Norme si occupano degli aspetti relativi alla connessione degli utenti attivi e passivi sulle reti di distribuzione e hanno valore prescrittivo, essendo parte integrante del recepimento di specifici regolamenti europei (Regolamento 2016/631/UE, Norme EN 50549-1, EN 50549-2).

Il collegamento alla rete di distribuzione dell'energia elettrica a 50 Hz può avvenire in bassa tensione (BT) a 230/400 V, in media tensione (MT), tipicamente a 15 kV o 20 kV, o in alta tensione (AT), ad esempio 132 kV.

Si riporta la definizione di potenza nominale per la parte applicabile ai sistemi fotovoltaici che risulta essere la seguente: *"Potenza apparente massima a cui un generatore elettrico o un trasformatore possono funzionare con continuità in condizioni specificate (kVA). 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"*. [CEI 0-21 2025-10 par. 3.61].

7.5.2 Connessione alla rete

Per gli impianti connessi alla rete elettrica, una importante precisazione riguarda la potenza nominale complessivamente installata, la quale è pari alla somma dei generatori e/o sistemi di accumulo installati sul lato c.a. dell'impianto di generazione.

La scelta del livello di tensione nel Punto di Connessione dipende dalla potenza nominale complessiva dell'impianto:

≤ 6 kW	► 230 V Monofase
> 6 kW e ≤ 10 kW	► 230 V Monofase oppure 400 V Trifase
> 10 kW e ≤ 100 kW	► 400 V Trifase
> 100 kW e ≤ 200 kW	► 400 V Trifase oppure 15/20 kV Trifase
> 200 kW e ≤ 6 MW	► 15/20 kV Trifase
> 6 MW e ≤ 10 MW	► 15/20 kV Trifase o rete AT

Inoltre, nel caso di connessione in MT, gli impianti di potenza fino a 11,08 kW non sono soggetti ad alcuna normativa di connessione e quindi sono equiparati ai carichi passivi. Gli impianti fino a 30 kW devono invece rispondere alle regole tecniche di connessione in BT (CEI 0-21).

7.5.3 Connessione alla rete BT: dispositivi di manovra, protezioni e servizi di rete

L'impianto per la connessione in BT è molto semplice e consiste in un Dispositivo Generale (DG) posto immediatamente a valle del punto di consegna. Il DG è costituito da un interruttore automatico onnipolare oppure da un IMS combinato con fusibili.

In alternativa al DG è possibile installare fino a 3 DG, detti DGL, dai quali si dipartono altrettante linee. Ad esempio, uno di questi può essere adibito al sistema fotovoltaico e i rimanenti due ai carichi interni.

7.5.3.1 Dispositivo di interfaccia (DDI)

Il DDI serve ad evitare che:

- in caso di mancanza rete, l'utente possa alimentare la rete stessa;
- in caso di guasto sulla rete o di valori anomali di tensione e frequenza sulla stessa l'utente possa contribuire ad alimentare il guasto;
- in caso di richiusure automatiche o manuali di interruttori sulla rete del Distributore, il generatore possa trovarsi in discordanza di fase.

Il DDI può coincidere con il DDG se non ci sono carichi privilegiati (abilitati a funzionare in isola).

Per impianti con più generatori il DDI è solitamente unico, così da escludere contemporaneamente tutti i generatori, tuttavia è ammesso l'impiego di più DDI comandati da un unico SPI. Inoltre, l'impiego di più SPI, al limite uno per ciascun DDI presente, è ammesso per impianti con potenza complessiva non superiore a 11,08 kW.

Per impianti di potenza complessiva superiore a 11,08 kW sono ammessi sino a tre DDI distinti, ciascuno con il proprio SPI. Se invece i DDI sono superiori a tre si deve prevedere il loro funzionamento in OR (l'anomalia rilevata da un qualsiasi SPI provoca lo sgancio di tutti i DDI).

Il DDI, se esterno all'inverter, deve essere costituito da uno dei seguenti:

- interruttore di manovra-sezionatore su tutti i poli, anche automatico, con circuito di apertura a mancanza di tensione (deve essere anche presente la funzione di ripristino);
- contattore onnipolare di categoria AC3.

Per generatori con inverter di potenza nominale fino a 11,08 kW e DDI interno all'apparato di conversione si devono utilizzare due dispositivi, tra cui almeno un contattore di categoria AC1. Se l'inverter è privo di trasformatore, entrambi i dispositivi DDI devono essere di categoria AC1.

Per potenze complessive superiori a 20 kW deve essere presente un dispositivo di ricalzo al DDI (eventualmente può essere il DG/DGL). In caso di mancata apertura del DDI, deve essere inviato, entro 0,5 s, il comando di apertura al dispositivo di ricalzo. Il comando può essere a mancanza di tensione o a lancio di corrente, quest'ultimo raccomandato soprattutto nel caso in cui vi possano essere black-out prolungati, per evitare che l'esaurimento dell'UPS possa fare intervenire il ricalzo senza che ve ne sia necessità.

7.5.3.2 Squilibrio sulle fasi

Il limite di potenza per gli impianti monofasi è di 6 kW, eventualmente estendibile a 10 kW da parte del Distributore. Questo valore è definito anche come Limite allo Squilibrio Permanente (LSP) e, nel caso in cui l'impianto trifase sia realizzato con più unità monofasi, rappresenta lo squilibrio massimo ammesso tra le fasi.

Nel caso si possa verificare uno squilibrio transitorio (es. per guasto di un convertitore monofase), deve essere previsto un automatismo che riporti lo squilibrio entro il massimo valore ammesso nei tempi previsti dalla Norma (1 s per squilibri superiori a 10 kW).

7.5.3.3 Immissione di corrente continua

Gli impianti dotati di convertitori statici, quindi tutti gli impianti fotovoltaici anche con accumulo, devono limitare la corrente continua eventualmente presente sui morsetti di uscita ad un valore non superiore allo 0,5% della corrente nominale mediante un trasformatore a 50 Hz o una protezione che agisce sul DDG.

Nel caso di protezione che agisce sul DDG, i tempi di intervento sono:

- 200 ms se la corrente continua è superiore a 1 A
- 1 s se la corrente continua supera lo 0,5% della corrente nominale dell'inverter; se la potenza nominale è < 800 W, 1 s quando la corrente continua supera 20 mA.

7.5.3.4 Immissione di potenza reattiva

Con riferimento alle curve di Capability riportate nella CEI 0-21, gli impianti aventi potenza nominale fino a 11,08 kW devono poter funzionare entro la curva di capability triangolare, mentre quelli di potenza superiore devono poter funzionare entro la curva di capability rettangolare.

La curva triangolare è delimitata dai due segmenti relativi al fattore di potenza $\cos \varphi = 0,9$ e dalla potenza massima (100% P_n). La curva rettangolare comprende invece tutto ciò che è contenuto nel rettangolo.

La Norma riporta un diagramma per gli impianti fotovoltaici non dotati di sistema di accumulo e un diagramma per gli impianti fotovoltaici con sistema di accumulo collegato lato c.c.

Tuttavia, la normale condizione di funzionamento dei generatori prevede la sola iniezione di potenza attiva ($\cos \varphi = 1$). Il funzionamento ad un fattore di potenza diverso da 1 può essere richiesto dal distributore se le esigenze di esercizio della rete lo domandano.

Gli impianti di potenza superiore a 11,08 kW devono anche essere in grado di ricevere i segnali di controllo da remoto relativi alla potenza reattiva.

Per gli impianti di potenza inferiore a 800 W non è richiesto lo scambio di potenza reattiva.

7.5.3.5 Servizi di rete

Al fine di evitare il degrado nella qualità del servizio prestato dalla rete di distribuzione, soprattutto in presenza di una quantità elevata di generazione distribuita, sono state introdotte un certo numero di prescrizioni denominate servizi di rete.

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

I servizi di rete sono descritti in dettaglio nella CEI 0-21. Nel seguito si riporta un sunto di quanto contenuto nella Norma.

- Funzione UVRT (Under Voltage Ride Through), la quale serve ad evitare che i generatori si disconnettano in corrispondenza di occasionali buchi di tensione, e funzione OVRT (Over Voltage Ride Through), la quale serve ad evitare che i generatori si disconnettano in corrispondenza di occasionali picchi di tensione; le due funzioni nel loro insieme definiscono la caratteristica FRT (Fault Ride Through) dell'impianto di generazione e sono richieste per impianti di potenza superiore a 11,08 kW.
- Partecipazione al controllo della tensione, applicabile a generatori di potenza nominale non inferiore a 800 W. Questa funzione, oltre ad essere attuata mediante le soglie di tensione della protezione di interfaccia, prevede l'assorbimento di energia reattiva quando la potenza erogata dall'inverter supera un determinato valore. Inoltre, se la potenza nominale complessiva dell'impianto è superiore a 11,08 kW, può essere prevista una regolazione centralizzata.
- Limitazione della potenza attiva generata per impianti di potenza ≥ 800 W, sia sulla base della tensione, quando questa diventa prossima al 110 % del valore nominale, che a seguito di transitori di sovrافrequenza $> 50,2$ Hz. I sistemi dotati di accumulo sono chiamati a rispondere anche in caso di transitori di sottofrequenza $< 49,8$ Hz durante i quali sono invece chiamati a incrementare la potenza erogata sulla base di un diagramma a quadrilatero riportato nella Norma. Infine, se la potenza nominale complessiva dell'impianto è superiore a 11,08 kW, può essere prevista una regolazione centralizzata asservita al DSO.

I requisiti FRT, unitamente alla capability (2.5.3.4) dividono gli inverter per BT in due categorie:

- inverter idonei per impianti la cui potenza nominale complessiva dell'impianto è superiore a 11,08 kW (caratteristiche FRT e Capability rettangolare);
- inverter idonei per impianti con potenza nominale complessiva dell'impianto fino a 11,08 kW (Capability triangolare).

680 Questa distinzione deve essere chiaramente marcata nella Sez. A della Dichiarazione di
681 Conformità del Generatore rilasciata dal costruttore dell'inverter.

Il generatore:	☐ è idoneo per installazione in impianti con potenza superiore a 11,08 kW ☐ È in grado di limitare la I _{dc} allo 0,5% della corrente nominale: ☐ utilizza una funzione di protezione sensibile alla corrente continua ☐ utilizza un trasformatore operante alla frequenza di rete
----------------	--

682

683 7.5.3.6 Sistema di protezione di interfaccia (SPI)

684 Il sistema di protezione di interfaccia (SPI) agisce sul DDI per realizzare le funzioni di:

- 685 – protezione di massima/minima frequenza;
686 – protezione di massima/minima tensione.

687 Per gli impianti di potenza ≥ 800 W è inoltre allo studio un sistema di telecontrollo basato sul
688 protocollo CEI EN 61850 per abilitare da remoto le soglie di frequenza e ricevere il comando di
689 telescatto quando la PI è realizzata tramite dispositivo dedicato.

690 Nei sistemi trifase, le protezioni di massima/minima tensione devono ricevere in ingresso le tre
691 tensioni concatenate ed una tensione concatenata per l'attuazione delle protezioni di massima
692 massima/minia frequenza

693 Nei sistemi trifase le protezioni di massima/minima tensione devono ricevere in ingresso le tre
694 tensioni concatenate.

695 Il sistema di protezione di interfaccia deve essere realizzato tramite:

- 696 – un dispositivo dedicato (relè di protezione) per impianti con potenza oltre 11,08 kW;
697 – un dispositivo integrato nell'inverter o un dispositivo dedicato (relè di protezione) per
698 impianti con potenza fino a 11,08 kW.

699 La Tabella 1.2 riporta le regolazioni del SPI per gli impianti di potenza ≥ 800 W⁽⁵⁾, mentre la
700 Tabella 1.3 è riferita agli impianti di potenza inferiore.

701

⁽⁵⁾ Sono regolazioni di riferimento; valori specifici diversi possono essere prescritti dal DSO, in ogni caso sono sempre definiti in Regolamento di Esercizio.

702

Tabella 1.2 – Regolazioni del SPI per impianti di potenza ≥ 800 W

Protezione	Soglia di intervento	Tempo di intervento (tempo intercorrente tra l'istante di inizio della condizione anomala rilevata dalla protezione e l'emissione del comando di scatto)
Massima tensione (59.S1, misura a media mobile su 10 min, in accordo a CEI EN 61000-4-30)	1,10 Vn	Variabile in funzione del valore iniziale e finale di tensione, al massimo 603 s.
Massima tensione (59.S2)	1,15 Vn	0,2 s
Minima tensione (27.S1)	0,85 Vn	1,5 s
Minima tensione (27.S2) *	0,15 Vn	0,2 s
Massima frequenza (81>.S1) ** ◇	50,2 Hz	0,1 s
Minima frequenza (81<.S1) ** ◇	49,8 Hz	0,1 s
Massima frequenza (81>.S2) ◇	51,5 Hz	0,1 s oppure 1 s §
Minima frequenza (81<.S2) ◇	47,5 Hz	0,1 s oppure 4 s §
*Il valore indicato per il tempo di intervento deve essere adottato quando la potenza complessiva è superiore a 11,08 kW, mentre per potenze inferiori può essere facoltativamente utilizzato un tempo di intervento senza ritardo intenzionale. Nel caso di generatori sincroni, il valore può essere innalzato a 0,7 Vn e t = 0,15 s. **Soglia abilitata solo con segnale esterno al valore alto e con comando locale alto. ◇ Per valori di tensione al di sotto di 0,2 Vn, la protezione di massima/minima frequenza si deve inibire. § Con riferimento alla CEI 0-21		

703

704

Tabella 1.3 – Regolazioni del SPI per impianti di potenza < 800 W

Protezione	Soglia di intervento	Tempo di intervento (tempo intercorrente tra l'istante di inizio della condizione anomala rilevata dalla protezione e l'emissione del comando di scatto)
Massima tensione (59.S2)	1,15 Vn	0,2 s
Minima tensione (27.S1)	0,80 Vn	0,4 s
Massima frequenza (81>.S1)	51,5 Hz	0,1 s
Minima frequenza (81<.S1)	47,5 Hz	0,1 s

705

706 Limitatamente ai soli convertitori statici (inverter), il SPI deve prevedere la possibilità di
707 disabilitare, su comando locale protetto da usi impropri anche in assenza di segnale di
708 comunicazione, le soglie 81>.S1 e 81<.S1, abilitando quindi al loro posto le soglie 81>.S2 e
709 81<.S2.

710 Per impianti di potenza ≥ 800 W, lo scatto del DDI può essere determinato dal superamento di
711 una delle soglie di tensione o frequenza per un tempo maggiore di quello indicato o per
712 teledistacco.

713 Le soglie di frequenza possono essere commutate da comando locale o da segnale esterno.

714 **7.5.3.7 Allegato L Sistema di Limitazione dell'Immissione (SLI)**

715 Quanto segue vale esclusivamente per impianti monofase la cui PIR non superi i 6 kW e la
716 potenza nominale complessiva dei generatori non superi 11,08 kW.

717 I sistemi SLI hanno lo scopo di permettere la connessione di generatori con potenza nominale
718 complessiva superiore al valore di PIR concordato col DSO, mantenendo la potenza immessa
719 inferiore al valore di PIR stesso. Questo deve essere garantito (salvo transitori descritti in
720 seguito) in tutte le condizioni di disponibilità della fonte primaria e prelievo dell'utenza del
721 prosumer.

722

In presenza di un sistema SLI conforme ai requisiti minimi è ammesso aumentare la potenza nominale dell'impianto di generazione fino a 1,67 volte la PIR. Qualora si voglia elevare la potenza nominale dell'impianto di generazione oltre 1,67 volte la PIR sarà necessario richiedere al DSO l'aumento della potenza disponibile in immissione, affinché sia ripristinata la condizione limite $P_{esp}/PIR \leq 1.67$

Un sistema SLI è composto da:

- uno o più generatori;
- uno o più dispositivi di misura delle potenze AC;
- un'unità di controllo SLI;
- eventuali sistemi di protezione.

La funzione di controllo del SLI può essere integrata in uno dei componenti indicati sopra oppure su un dispositivo dedicato,

Di seguito sono riportati alcuni schemi di applicazione

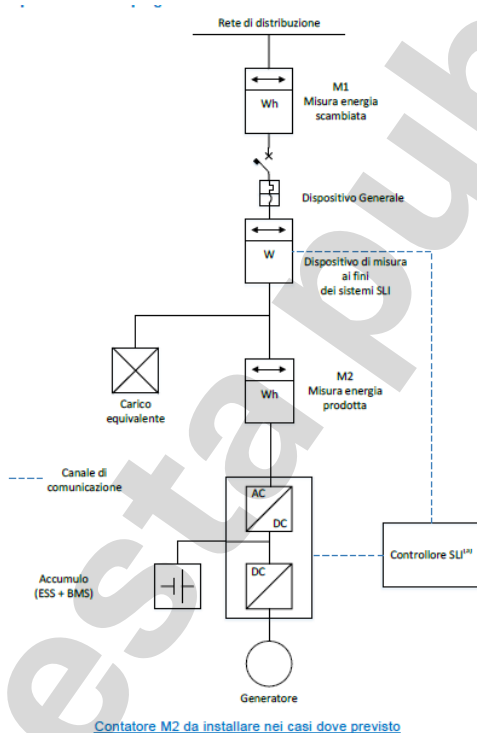
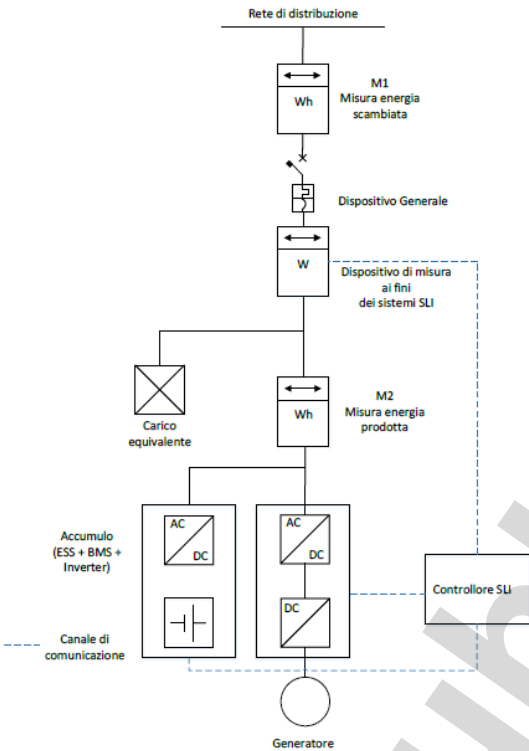


Figura L.1 - Schema A: Sistema di accumulo lato produzione DC.
Esempio di un nuovo impianto di generazione con sistema di accumulo integrato lato DC

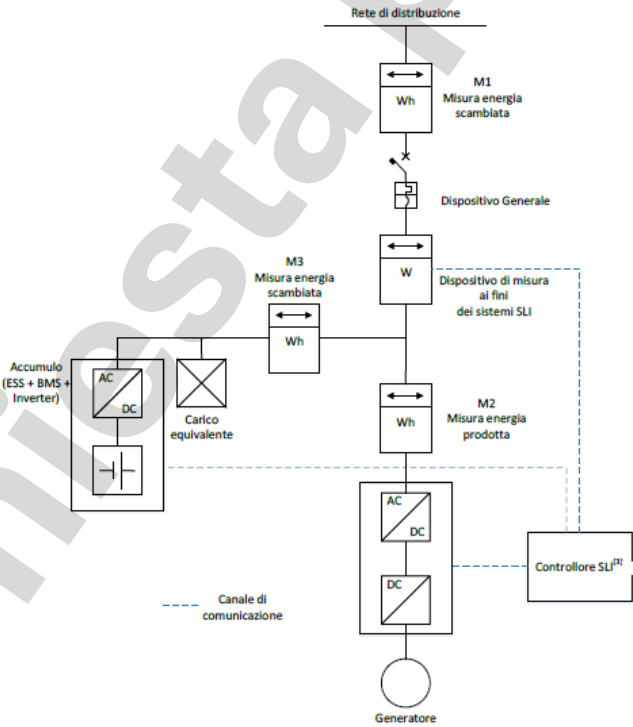
739



Contatore M2 da installare nei casi dove previsto

Figura L.2 - Schema B: Sistema di accumulo lato produzione AC - Esempio di ampliamento con un sistema di accumulo AC installato a valle del contatore di produzione M2 dell'impianto esistente.

740
741



¹⁰¹Contatore M2 da installare nei casi dove previsto

Figura L.3 - Schema C: Sistema di accumulo post produzione. Esempio di ampliamento con un sistema di accumulo AC installato a monte del contatore di produzione M2 dell'impianto esistente.

742
743
744
745

In tutti gli schemi visti, lo strumento deputato alla misura della potenza AC è collegato immediatamente a valle del DG prima delle diramazioni verso carichi, inverter, Sistemi di Accumulo.

746 A fronte di una repentina variazione di energia da fonte primaria (in aumento) o dei carichi
747 alimentati (in diminuzione), la potenza esportata P_{esp} può transitoriamente raggiungere il valore
748 della PIR, ma entro un tempo e con un andamento definiti nell'allegato L di CEI 0-21, il
749 controllore dello SLI deve riportare P_{esp} al valore della PIR.

750 Il dispositivo di misura ai fini del controllo SLI deve calcolare la potenza sulla base di un tempo
751 di 200 ms.

752 La sua accuratezza deve essere tale che, sommata alle incertezze introdotte dalle altre parti
753 del sistema di controllo l'errore sia contenuto entro:

754 $P > 1 \text{ kW}$: 2,5%

755 $P \leq 1 \text{ kW}$: 25 W

756 Lo SLI è soggetto ad emissione di Dichiarazione di Conformità ed a test di tipo.

757 Le prove di compatibilità ambientale (prove di isolamento, climatiche ed EMC) previste deve
758 avvenire presso un laboratorio accreditato secondo CEI UNI EN ISO/IEC 17025.

759 Le prove funzionali possono in alternativa avvenire:

760 a) presso il laboratorio di cui sopra, oppure

761 b) presso i laboratori del costruttore, o laboratori esterni non accreditati.

762 Il sistema SLI deve essere tollerante al primo guasto e, in particolare, garantire il
763 soddisfacimento della curva anche in presenza di:

764 o mancata comunicazione tra sistema di controllo e dispositivo di misura,

765 o mancata comunicazione tra sistema di controllo e generatore

766 Nel caso si verifichi una condizione di guasto, ivi inclusa una delle due condizioni riportate
767 sopra il sistema SLI deve intervenire e:

768 – riportare la potenza generata ad un valore non superiore alla PIR, a partire dall'evento di
769 guasto, entro un tempo definito dall'Allegato L;

770 – segnalare il guasto mediante una opportuna modalità di comunicazione.

771 Il sistema SLI non è in grado di intervenire in tempi utili in caso di corto circuito a monte
772 dell'impianto. Il contributo alla corrente di corto circuito, valore fornito dal costruttore, deve
773 essere quindi limitato a priori. Per le unità di generazione e sistemi di accumulo con inverter:
774 110%-120% della corrente nominale.

775 Dovrà essere installato nel punto di consegna un interruttore magnetotermico con corrente
776 nominale non superiore a 32 A. Qualora la corrente di corto circuito non sia compatibile con
777 tale valore, ad esempio se $I_{cc} > 64 \text{ A}$, la I_n dell'interruttore deve essere concordata con il DSO.

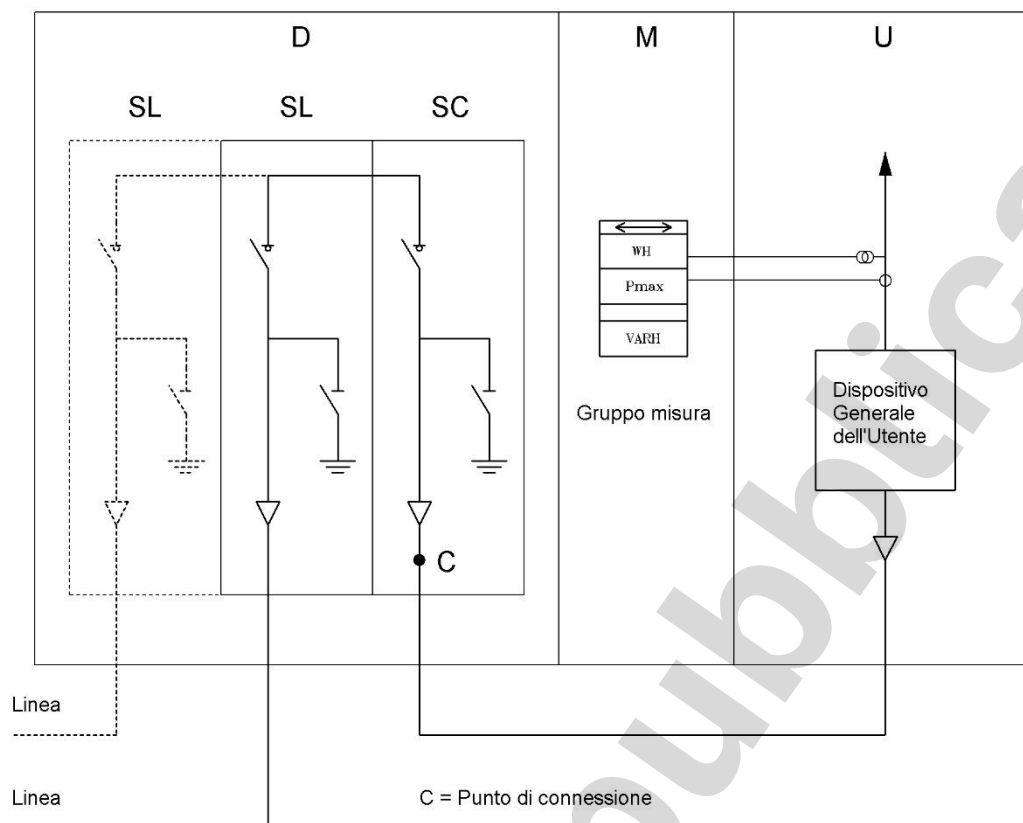
778 I sistemi SLI non devono interferire con i servizi di rete in capo all'impianto di generazione. In
779 particolare, in condizioni di sottofrequenza, i servizi di rete del generatore devono continuare
780 ad essere garantiti secondo quanto indicato nell'Articolo 8.5.3.2. Pertanto l'eventuale segnale
781 di limitazione proveniente dallo SLI non deve essere attuato dal generatore.

782 **7.5.4 Connessione alla rete MT: dispositivi di manovra, protezioni e servizi di rete**

783 Lo schema di collegamento è visibile in Figura 1.3, nella quale possiamo distinguere il locale
784 del distributore (D), il quale contiene una o due celle o scomparti per la linea (SL) e una cella
785 o scomparto di consegna (SC). Nella configurazione per utente attivo è previsto che il gruppo
786 di misura sia collegato a valle del Dispositivo Generale (DG) qualora i dispositivi per la
787 realizzazione della misura siano di pertinenza dell'Utente stesso.

788

789



790

791

Figura 1.3 – Schema generale di cabina MT per Utente attivo

792

793

794

795

In altri casi invece, ad esempio se l'impianto fotovoltaico è realizzato su una connessione già esistente, il gruppo di misura è collegato nella cella di consegna (SC) come di regola avviene per gli utenti passivi. In entrambi i casi il gruppo di misura si trova comunque nel locale misura (M).

796

Il DG in media tensione può essere realizzato in una delle due seguenti modalità:

797

– Interruttore tripolare in esecuzione estraibile con sganciatore di apertura.

798

– Interruttore tripolare con sganciatore di apertura e sezionatore tripolare da installare a monte dell'interruttore (eventualmente integrati in un unico involucro).

799

800

– DG semplificato per potenze non superiori a 400 kW.

801

802

803

Inoltre, nel caso di connessione in MT, gli impianti di potenza fino a 11,08 kW non sono soggetti ad alcuna normativa di connessione e quindi sono equiparati ai carichi passivi. Gli impianti fino a 30 kW devono invece rispondere alle regole tecniche di connessione in BT (CEI 0-21).

804

805

806

Nel caso di Utenti attivi (e/o con sistemi di accumulo), oltre alle prescrizioni generali di cui in 8.4, 8.5, 8.6 e 8.7 della CEI 0-16, si devono rispettare le prescrizioni della Norma CEI 0-21 per gli utenti con potenza complessiva dei gruppi di produzione fino a 30 kW;

807

808

Tali disposizioni non si applicano agli utenti attivi con impianti di produzione di potenza fino a 11,08 kW.

809

7.5.4.1 Sistema di Protezione Generale (SPG)

810

811

Si riportano nel seguito, per sommi capi, le funzioni del SPG, rimandando il lettore alla CEI 0-16 per i necessari approfondimenti.

812

Il Sistema di Protezione Generale (SPG) è costituito dai sensori (TA di fase, TO ed eventualmente TV) e da un relè (protezione generale, PG) che comprende:

- protezione di massima corrente di fase almeno su 2 poli a tre soglie, una a tempo dipendente, le altre due a tempo indipendente, indicate nel modo seguente:

- I> (sovraccarico) a tempo dipendente, eventualmente escludibile (normalmente non utilizzata);

- I>> (soglia 51, con ritardo intenzionale);

- I>>> (soglia 50, istantanea);

- protezione di massima corrente omopolare a due soglie oppure, sotto certe condizioni, protezione direzionale di terra a due soglie e massima corrente omopolare a una soglia.

Nel caso di trasformatore con potenza fino a 400 kVA è possibile prevedere il DG semplificato.

7.5.4.2 Dispositivo di interfaccia (DDI)

Il DDI installato sul livello MT può essere costituito da un interruttore tripolare in esecuzione estraibile con sganciatore di apertura a mancanza di tensione o un interruttore tripolare con sganciatore di apertura a mancanza di tensione e uno o due sezionatori installati a monte e/o a valle.

Se il DDI è installato sul livello BT, esso deve essere costituito da un interruttore automatico con bobina di apertura a mancanza tensione oppure un contattore in categoria AC3, coordinato con dispositivo di protezione.

Per impianti con più generatori, il dispositivo di interfaccia deve essere di norma unico tale da escludere contemporaneamente tutti i generatori.

Qualora le necessità impiantistiche lo imponessero, è ammesso l'utilizzo di più protezioni di interfaccia (al limite una per ogni singolo generatore). Tuttavia, per non degradare l'affidabilità del sistema, il comando di scatto di ciascuna protezione deve agire su tutti i DDI presenti in impianto, in modo che una condizione anomala rilevata anche da un solo SPI disconnetta tutti i generatori dalla rete. È ammesso che un unico SPI comandi più DDI.

Per impianti di produzione con potenze superiori a 400 kW è necessario prevedere un rinalzo alla mancata apertura del dispositivo d'interfaccia.

Il rinalzo consiste nel riportare il comando di scatto, emesso dalla protezione di interfaccia, ad un altro dispositivo di interruzione. Esso è costituito da un circuito che agisce con ritardo non eccedente 1 s.

Il ripristino del dispositivo di rinalzo deve avvenire solo manualmente.

7.5.4.3 Dispositivo di Generatore (DDG)

Per gruppi di generazione MT, il DDG può essere costituito da un interruttore tripolare in esecuzione estraibile con sganciatori di apertura, oppure un interruttore tripolare con sganciatore di apertura ed un sezionatore installato sul lato rete dell'interruttore.

In ogni caso il Dispositivo del Generatore deve essere installato sul montante di ciascun generatore ad una distanza minima dai morsetti del generatore medesimo.

Il DDG può svolgere le funzioni del DDI qualora ne abbia le caratteristiche, ma è comunque necessario che, fra la generazione e la rete di distribuzione, siano sempre presenti due interruttori in serie tra loro o, in alternativa, un interruttore ed un contattore.

7.5.4.4 Scambio di potenza reattiva e curve di capability

Nella condizione base di funzionamento delle macchine a $\cos\varphi = 1$, la potenza attiva erogabile coincide con la potenza apparente nominale. Il funzionamento a fattore di potenza diverso da 1 deve essere possibile, secondo le curve di capability riportate nel seguito.

Per generatori in impianti di potenza complessiva inferiore a 400 kW gli inverter devono presentare una capability di tipo *semicircolare limitata* con $\cos\varphi$ compreso fra 0,90 in assorbimento e 0,90 in erogazione. In particolare, la capability limitata a $\cos\varphi \geq 0,90$ con sagoma rettangolare è prescrittiva, mentre la sezione circolare superiore (compresa tra P_n e P_{max}) è opzionale e rimane a discrezione del costruttore.

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

Per generatori in impianti di potenza complessiva superiore o uguale a 400 kW gli inverter devono presentare una capability di tipo *semicircolare* la cui area di lavoro è quella interna al grafico riportato nella CEI 0-16.

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

La possibilità per un inverter di funzionare con capability limitata o capability estesa va indicata chiaramente nella Dichiarazione di Conformità del generatore (Sez. A).

Dichiarazione di conformità del generatore

Sez. A	I seguenti generatori rispettano le prescrizioni della norma CEI 0-16 ed. ...			
	Costruttore	Inserire nome azienda Inserire indirizzo azienda		
	Tipo apparecchiatura	Inserire breve descrizione, es. centrale termica con cogenerazione, centrale idroelettrica ...		
	Marca	Inserire marca		
	Connessione lato utente	☐ Trifase con neutro ☐ Trifase senza neutro Frequenza: Tensione:		
	Energia primaria utilizzata	☐ Solare (v. RdP All. N) ☐ Accumulo (v. RdP All. Nbis) ☐ Eolico (v. RdP All. N/Nter) ☐ Idroelettrico (v. RdP All. N/Nter) ☐ CHP (v. RdP All. N/Nter) ☐ Altro:		
	Modello del generatore	Inserire modello n. 1	Inserire modello n. 2	 (eventualmente togliere o aggiungere colonne)
	Potenza nominale	...	...	...
	Il generatore:	☐ è idoneo per installazione in impianti con potenza inferiore o uguale a 400 kW ☐ è idoneo per installazione in impianti con potenza superiore a 400 kW		

7.5.4.5 Servizi di rete

Al fine di evitare il degrado nella qualità del servizio prestato dalla rete di distribuzione, soprattutto in presenza di una quantità elevata di generazione distribuita, sono state introdotte un certo numero di prescrizioni denominate servizi di rete.

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

I servizi di rete sono descritti in dettaglio nella CEI 0-16. Nel seguito si riporta un breve riassunto di quanto contenuto nella Norma.

- Funzione FRT (Fault Ride Through) sia di tipo LVRT (Low Voltage Ride Through) che OVRT (Over Voltage Ride Through), per evitare che i generatori si disconnettano in corrispondenza di occasionali buchi di tensione o temporanee sovratensioni. A tale fine, la disconnessione non deve avvenire nella zona al di sopra della curva LVRT e al di sotto della curva OVRT nel piano V-t.
- Partecipazione al controllo della tensione. Questa funzione, oltre ad essere attuata mediante le soglie di tensione della protezione di interfaccia, prevede l'assorbimento di energia reattiva quando la potenza erogata dall'inverter supera un determinato valore. Inoltre può essere prevista una regolazione da remoto da parte del Distributore.
- Regolazione della potenza attiva generata, sia sulla base sia della tensione, quando questa diventa prossima al 110 % del valore nominale, che a seguito di transitori di sovrافrequenza > 50,2 Hz. I sistemi dotati di accumulo sono chiamati a rispondere anche in caso di transitori di sottofrequenza < 49,8 Hz durante i quali sono invece chiamati a incrementare la potenza erogata sulla base di un diagramma a quadrilatero riportato nella Norma. Può inoltre essere prevista una regolazione centralizzata.
- Sostegno alla tensione durante un cortocircuito. Alle unità di produzione potrebbe essere richiesto di immettere corrente di guasto rapido, ovvero corrente reattiva induttiva, durante il buco di tensione provocato dal cortocircuito.
- Partecipazione ai piani di difesa. Tutti i generatori devono consentire il supporto di servizi di teledistacco con riduzione parziale o totale della produzione per mezzo di telesegnali inviati da un centro remoto. Attualmente, in via transitoria, la partecipazione ai piani di difesa è richiesta ai generatori di potenza maggiore o uguale a 100kW.

7.5.4.6 Sistema di protezione di interfaccia (SPI)

Il Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI) associato al DDI prevede le seguenti protezioni:

1. massima tensione (59, con due soglie);
2. minima tensione (27, con due soglie);
3. massima tensione residua lato MT (59V0, ritardata);
4. massima frequenza (81>.S1, con sblocco voltmetrico);
5. minima frequenza (81<.S1, con sblocco voltmetrico);
6. massima frequenza (81>.S2, ritardata);
7. minima frequenza (81<.S2, ritardata).

La funzione di sblocco voltmetrico è basata sulle funzioni:

- massima tensione residua (59Vo, sblocco voltmetrico per attivazione delle soglie restrittive 81>.S1 e 81<.S1);
- massima tensione di sequenza inversa (59Vi, sblocco voltmetrico per attivazione delle soglie restrittive 81>.S1 e 81<.S1);
- minima tensione di sequenza diretta (27Vd, sblocco voltmetrico per attivazione delle soglie restrittive 81>.S1 e 81<.S1).

Il SPI deve inoltre avere capacità di ricevere segnali su protocollo serie CEI EN 61850 finalizzati alla gestione del comando di telescatto.

Per gli impianti che partecipano ai piani di difesa, il comando di teledistacco può anche essere attivato tramite sistema GSM/GPRS ed utilizzato al fine di evitare l'isola indesiderata dovuta a manovra intenzionale del Distributore (ad esempio apertura interruttore di Cabina Primaria).

Le protezioni di massima/minima tensione devono misurare le tre tensioni concatenate, che possono essere rilevate, secondo le modalità prescritte:

- dal secondario di TV-I collegati fra due fasi MT o BT;
- dal secondario di una terna di TV-NI collegati fase-terra;
- direttamente da tensioni concatenate in BT.

935 Utilizzando TV-I fase-fase, la misura della frequenza deve essere effettuata almeno su una
936 tensione concatenata. Utilizzando TV-NI fase-terra, la frequenza può essere calcolata a partire
937 dalle tre tensioni di fase misurate direttamente dai TV-NI, oppure a partire dalle tre tensioni
938 concatenate calcolate internamente al SPI.

939 La misura della frequenza può comunque essere effettuata utilizzando direttamente almeno
940 una tensione concatenata in BT.

941 Anche se le misure delle tensioni concatenate sono eseguite lato BT, per l'attivazione della
942 funzione 59Vo sono necessarie comunque misure lato MT (triangolo aperto).

943 Le regolazioni della PI sono riportate nella Tabella 1.4. Esse sono da intendere come valori di
944 default, ma possono essere variate dal Distributore, per esigenze particolari di esercizio⁽⁶⁾.

945 Per tensioni superiori a 35 kV occorre fare riferimento alle tarature indicate nel Codice di Rete
946 del TSO.

947 **Tabella 1.4 – Regolazioni del SPI**

Protezione	Soglia di intervento		Tempo di intervento (Il tempo totale di apertura del DDI si ottiene aggiungendo, al massimo, 70 ms per dispositivi in MT e 100 ms per dispositivi in BT)
Massima tensione (59.S1, basata su calcolo valore efficace secondo l'Allegato S)	1,10 Un		Variabile in funzione del valore iniziale e finale di tensione, al massimo 603 s.
Massima tensione (59.S2)	1,20 Un		0,60 s
Minima tensione (27.S1)	0,85 Un		1,50 s
Minima tensione (27.S2) *	0,15 Un		0,20 s
Massima frequenza (81>.S1) ◇ (soglia restrittiva)	50,2 Hz		0,15 s
Minima frequenza (81<.S1) ◇ (soglia restrittiva)	49,8 Hz		0,15 s
Massima frequenza (81>.S2) ◇ (soglia permissiva)	51,5 Hz		1.0 s
Minima frequenza (81<.S2) ◇ (soglia permissiva)	47,5 Hz		4.0 s
Massima tensione residua (59 Vo)	5% Um (°°)		25 s
Massima tensione sequenza inversa (59 Vi)	15% Un/En (°)		
Minima tensione sequenza diretta (27 Vd)	70% Un/En (°)		
* Nel caso di generatori sincroni, il valore può essere innalzato a 0,7 Un e t = 0.150 s. ◇ Per valori di tensione al di sotto di 0,2 Un, la protezione di massima/minima frequenza si deve inibire (non deve emettere alcun comando). (°) Regolazione espressa in % della tensione nominale concatenata Un o della tensione nominale di fase En (vedere la CEI 0-16) (°°) Regolazione espressa in % della tensione residua nominale Vrn misurata ai capi del triangolo aperto o calcolata all'interno del relè ($V_{rn}=3E_n=\sqrt{3}U_n$).			

948

949

⁽⁶⁾ Sono regolazioni di riferimento; valori specifici diversi possono essere prescritti dal DSO, in ogni caso sono sempre definiti in Regolamento di Esercizio.

La funzione di massima tensione 59.S1 deve essere realizzata come protezione basata sul valore efficace di 10 minuti calcolato secondo quanto previsto dalla Norma EN 61000-4-30. Al più tardi ogni 3 s deve essere creato un nuovo valore medio dei 10 minuti precedenti, da paragonare al valore di impostazione per la protezione 59.S1.

7.6 Qualità degli inverter Fotovoltaici

7.6.1 Targhette e Fogli illustrativi

Sull'involucro degli inverter deve essere riportata una targa conforme a quanto riportato nella Norma CEI EN 50524. La documentazione allegata all'inverter deve essere anch'essa conforme alla suddetta Norma.

7.6.2 Dichiarazione di conformità

I prodotti elettrici ed elettronici immessi nel mercato europeo (tra cui gli Inverter) devono essere conformi ai requisiti di tutte le Direttive Europee applicabili, tra cui: Compatibilità Elettromagnetica (2014/30/UE) e Bassa Tensione (2014/35/UE).

Queste direttive prevedono che il produttore (o importatore) del prodotto sia responsabile della rispondenza ai requisiti essenziali e ne dia evidenza mediante marcatura CE, emissione della "Dichiarazione di Conformità CE" e conservazione del Fascicolo Tecnico.

Le Norme CEI 0-16 e CEI 0-21 fanno riferimento ad altri due documenti indicati come "Dichiarazione di Conformità".

In accordo all'Articolo 2 punto 61 del Regolamento UE 2016/631 (noto come Regolamento RfG "Network Code on Requirements for Grid Connection of Generators"), si richiede la disponibilità di un documento in cui si dichiara la conformità alle specifiche e ai requisiti pertinenti del Regolamento. Le Norme CEI 0-16 e CEI 0-21 riportano un template da utilizzare come "Dichiarazione di conformità del generatore" che può essere compilato come dichiarazione di conformità del costruttore o certificato redatto da ente terzo ISO 17065.

In accordo alla Norma CEI 0-21 Allegato C, è richiesto che la rispondenza delle apparecchiature (tra cui l'inverter), ai requisiti della Norma stessa, sia attestata da una "Dichiarazione di conformità" emessa a cura e responsabilità del costruttore nella forma di autocertificazione ai sensi dell'Articolo 47 del DPR 28 dicembre 2000, n. 445 (l'articolo riguarda le dichiarazioni sostitutive di atto di notorietà ed è riportato nel "Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia di documentazione amministrativa"). Deve inoltre essere provvista l'attestazione che la produzione del dispositivo avvenga in regime di qualità (secondo ISO 9001, ed. 2000 [e s.m.i.]).

7.6.3 Organismi coinvolti: Laboratori, Certificatori, Organismi di accreditamento nazionali (Accredia) e internazionali (EA o ILAC per i moduli, EA o IAF per gli inverter), Sistemi di Conformità (IECEE)

Le Norme CEI 0-21 e CEI 0-16 prevedono espressamente che alcune verifiche della conformità siano effettuate da soggetti terzi (Laboratori di prova ed Organismi di certificazione), che, sottoponendo il proprio sistema qualità a verifiche periodiche da parte di Enti di accreditamento, forniscono risultati di test e valutazione di conformità con un ampio riconoscimento internazionale.

Un Ente di accreditamento è un'organizzazione indipendente, generalmente designata dal governo di un paese, che ha la responsabilità di valutare e accreditare la competenza tecnica di enti di valutazione della conformità (come laboratori, organismi di certificazione e di ispezione), garantendo che operino in modo conforme a standard internazionali riconosciuti.

Un Laboratorio di prova e di taratura accreditato in accordo alla Norma ISO/IEC 17025 ("Requisiti generali per la competenza dei laboratori di prova e di taratura") opera secondo un regime di qualità che permette di produrre risultati tecnicamente validi. L'ILAC-MRA (International Laboratory Accreditation Cooperation Mutual Recognition Arrangement) è l'accordo di mutuo riconoscimento internazionale che promuove l'accettazione reciproca dei risultati di prove e tarature eseguite dai laboratori accreditati.

1001 Un Organismo di certificazione accreditato in accordo alla Norma ISO/IEC 17065 ("Requisiti
1002 per organismi che certificano prodotti, processi e servizi") rilascia certificazioni di conformità
1003 rispetto a Norme, specifiche tecniche e regolamenti, operando in modo coerente, competente
1004 e imparziale. L'IAF-MLA (International Accreditation Forum Multilateral Recognition
1005 Arrangement) è l'accordo di mutuo riconoscimento che promuove il riconoscimento reciproco
1006 delle certificazioni emesse dagli organismi di certificazione accreditati.

1007 ACCREDIA è l'Ente di accreditamento designato dal governo italiano ed è membro firmatario
1008 degli accordi ILAC-MRA e IAF-MRA.

1009 La lista delle Norme incluse nello scopo di accreditamento di un Laboratorio o di un Organismo
1010 di certificazione è riportata su certificato rilasciato dall'Ente di accreditamento. Nel caso di
1011 ACCREDIA, il database pubblico che elenca i Laboratori e Organismi accreditati è consultabile
1012 nella sezione Banche Dati (<https://www.accredia.it/>).

1013 **7.6.4 Procedure di Certificazione: prove di tipo, estensione per modifiche non** 1014 **"sostanziali"**

1015 Le Norme CEI 0-21 e CEI 0-16 richiedono che le prove sugli inverter e sui generatori statici
1016 siano eseguite presso un laboratorio di terza parte Accreditato secondo la Norma
1017 CEI UNI EN ISO/IEC 17025, in alternativa possono essere eseguite sotto la sorveglianza e
1018 responsabilità di un apposito organismo certificatore che sia accreditato secondo
1019 CEI UNI EN ISO/IEC 17065 (per CEI 0-21 Allegato B), ovvero sotto la supervisione diretta del
1020 personale del laboratorio accreditato secondo la Norma CEI UNI EN ISO/IEC 17025
1021 (per CEI 0-16 Allegato N).

1022 Analoghi requisiti sono previsti per il sistema di accumulo, il sistema di protezione generale e
1023 il sistema di protezione di interfaccia (SPG e SPI), il controllore centrale di impianto (CCI), il
1024 protocollo CEI EN 61850 del Sistema di protezione di interfaccia comunicazione. Per
1025 informazioni accurate su questi sistemi si invita la lettura diretta delle Norme CEI 0-21 e
1026 CEI 0-16.

1027 A fronte di un'adeguata documentazione tecnica a supporto, le Norme CEI 0-21 e CEI 0-16
1028 prevedono la possibilità che le prove eseguite su un dato tipo di generatore siano ritenute valide
1029 anche in caso di varianti nella composizione dei componenti interni. Sono inoltre previsti criteri
1030 per ottimizzare il processo di prova in caso di convertitori statici che condividono la stessa
1031 elettronica e lo stesso firmware, ovvero generatori modulari.

1032 **8 Ottimizzatori di potenza**

1033 Gli ottimizzatori di potenza sono degli apparati che convertono la potenza di un singolo modulo
1034 fotovoltaico o di un limitato gruppo di moduli fotovoltaici provvedendo a svolgere localmente la
1035 funzione MPPT. In questo modo è possibile ottimizzare il comportamento di ciascun modulo
1036 fotovoltaico, o di un limitato gruppo di questi, in funzione delle sue specifiche
1037 condizioni di funzionamento (irraggiamento e temperatura).

1038 Normalmente, gli ottimizzatori di potenza sono collegati tra loro in serie a formare delle stringhe.

1039 Gli ottimizzatori di potenza devono soddisfare i requisiti della Norma IEC 62109-3.

1040 **9 Cavi**

1041 **9.1 Cavi per circuiti in corrente continua**

1042 Gli array fotovoltaici lavorano normalmente a diverse centinaia di volt e sono sottoposti a
1043 sollecitazioni di tipo ambientale, rappresentate principalmente dalle escursioni termiche e
1044 dall'esposizione ai raggi UV. Tali applicazioni richiedono l'utilizzo di cavi solari, appositamente
1045 studiati per impieghi fotovoltaici. Tali cavi devono essere dotati di guaina.

1046 In Europa questi cavi devono rispondere ai requisiti della Norma CEI EN 50618 e riportano la
1047 marcatura H1Z2Z2-K. Si raccomanda di utilizzare cavi di colore differente per le polarità positive
1048 e negative delle stringhe, come ad esempio rosso per il positivo e nero per il negativo.

1049

1050 Pur essendo molto resistenti, i cavi solari possono essere danneggiati dall'azione di animali
1051 quali uccelli o roditori. Nei luoghi in cui vi può essere la presenza di questi animali è pertanto
1052 necessario proteggere quanto più possibile i cavi per mezzo di condotti portacavi
1053 sufficientemente robusti e sigillati agli estremi.

1054 I connettori utilizzati per collegare le stringhe agli inverter o ai quadri di parallelo stringhe sono
1055 anch'essi molto importanti, in quanto devono garantire un collegamento sicuro e di resistenza
1056 ohmica trascurabile. Inoltre, devono essere in grado di resistere nel tempo agli agenti
1057 atmosferici, tra cui le infiltrazioni di acqua. I connettori devono rispondere ai requisiti della
1058 Norma CEI EN 62852.

1059 **9.2 Cavi per circuiti in corrente alternata**

1060 I cavi per i circuiti in corrente alternata non differiscono da quelli normalmente utilizzati nei
1061 circuiti allo stesso livello di tensione. Il loro dimensionamento e il tipo di posa sono quindi del
1062 tutto analoghi a quelli impiegati nei circuiti in corrente alternata.

1063 **9.3 Sezione dei cavi e cadute di tensione**

1064 La portata dei cavi in materiale elastomerico posati in aria risponde alla Norma
1065 CEI-UNEL 35024-1. Nel caso di tratti in posa interrata si applica la CEI-UNEL 35026.

1066 La caduta di tensione si calcola facendo riferimento alla CEI-UNEL 35023.

1067 Per i tratti di cavo esposti alla radiazione solare, nei calcoli è necessario considerare una
1068 opportuna temperatura equivalente esterna che dipende dal sito e può arrivare a 80 °C.

1069 **9.4 Modalità di posa**

1070 Le modalità di posa dei cavi sono conformi a quanto stabilito nella Norma CEI 64-8/5.

1071 **10 Organi di manovra**

1072 **10.1 Interruzione e Sezionamento lato c.c.**

1073 In un array fotovoltaico può essere necessario scollegare in tutto o in parte il circuito, sia
1074 rispetto ad altre parti di circuito che rispetto agli apparati posti a valle, in primo luogo i
1075 convertitori.

1076 Poiché queste operazioni devono avvenire in tutta sicurezza, in generale attraverso gli organi
1077 di comando deve essere possibile disconnettere le parti interessate nelle condizioni operative
1078 previste attraverso l'interruzione dei circuiti e permettere poi di effettuare i lavori sulle parti
1079 scollegate assicurandone il relativo sezionamento.

1080 Interruzione e sezionamento sono quindi i requisiti che quasi sempre sono richiesti agli organi
1081 di manovra.

1082 In generale, nel caso di array fotovoltaico senza punti collegati a terra, gli organi di interruzione
1083 e sezionamento devono permettere a ciascuna stringa di essere esclusa indipendentemente
1084 dalle altre e deve inoltre essere possibile escludere l'array nel suo insieme mediante un organo
1085 di manovra generale.

1086 Come caso particolare, si può avere un array costituito da una singola stringa, che quindi
1087 richiede un unico dispositivo. Inoltre, tipicamente nei grandi impianti, vi può essere il caso in
1088 cui vi sono più sub-array tra loro in parallelo e in questo caso ciascun sub-array dispone di un
1089 proprio organo di manovra.

1090 Al fine di valutare l'idoneità dei dispositivi utilizzati occorre riferirsi alla classificazione della
1091 CEI EN 60947-3, riportata nella Tabella 1.5.

1092

1093

1094

1095

**Tabella 1.5 – Classificazione degli interruttori c.a. e c.c.
secondo la categoria di utilizzazione**

Categoria di utilizzazione		Applicazioni
Manovra frequente	Manovra non frequente	
AC-20A e DC-20A	AC-20B e DC-20B	Chiusura e apertura a vuoto
AC-21A e DC-21A	AC-21B e DC-21B	Manovra di carichi resistivi con sovraccarichi di modesta entità
AC-22A e DC-22A	AC-22B e DC-22B	Manovra di carichi misti, resistivi e induttivi, con sovraccarichi di modesta entità
AC-23A e DC-23A	AC-23B e DC-23B	Manovra di motori o altri carichi altamente induttivi

1096

1097

1098

Per l'interruzione e il sezionamento degli array o di parti di essi appare evidente che occorre utilizzare le categorie DC-21B o DC-21A.

1099

1100

1101

Di fatto, l'interruttore a cui fanno capo diverse stringhe di un array oppure l'intero array, anche se costituito da una stringa sola, deve potere aprire e chiudere il circuito sotto carico e quindi deve anch'esso appartenere a tali categorie.

1102

1103

1104

Per quanto riguarda invece le singole stringhe, (array costituito da 2 o più stringhe) la normativa tecnica consente l'impiego di semplici sezionatori, purché le stringhe siano adeguatamente protette contro le sovracorrenti.

1105

10.2 Interruzione e Sezionamento lato c.a.

1106

1107

1108

1109

I dispositivi di interruzione e sezionamento per i circuiti in corrente alternata non differiscono da quelli normalmente utilizzati nei circuiti allo stesso livello di tensione. Il loro dimensionamento e la scelta delle funzioni di protezione adottate sono quindi del tutto analoghi a quelli impiegati nei circuiti in corrente alternata.

1110

1111

1112

Se l'inverter non è dotato di trasformatore di uscita è necessario interporre un interruttore differenziale di tipo B a meno che l'inverter non sia protetto contro l'immissione di corrente continua in rete.

1113

10.3 Comando di emergenza

1114

1115

1116

1117

Nei casi in cui è richiesto, il comando di emergenza deve essere costituito da un dispositivo (pulsante di caratteristiche prestabilite e installato in modi opportuno) in grado di evitare che l'impianto elettrico all'interno del fabbricato possa rimanere in tensione a causa dell'impianto fotovoltaico stesso.

1118

10.4 Comando funzionale

1119

1120

Deve essere possibile l'esclusione dal servizio e il sezionamento dell'impianto fotovoltaico semplice e rapido intervenendo su uno o più dispositivi dotati di comando manuale.

1121

1122

Allo stesso modo, mediante i medesimi, deve essere possibile il ripristino e l'entrata in servizio dell'impianto fotovoltaico stesso.

1123

11 Protezione contro i disturbi di origine atmosferica

1124

1125

1126

Gli impianti fotovoltaici, sono particolarmente sensibili alle scariche atmosferiche sia di tipo diretto (struttura colpita da un fulmine) che di tipo indiretto (caduta di un fulmine in prossimità della struttura).

1127

1128

1129

La fulminazione diretta dell'impianto fotovoltaico o della struttura che lo ospita è un evento che si può talvolta verificare e pertanto devono essere attuate le necessarie misure per evitare o limitare eventuali danni.

1130

1131 Nel caso di fulminazione indiretta, sia la struttura che l'impianto fotovoltaico non sono
1132 attraversati dalla corrente di fulmine, in quanto la scarica atmosferica si abbatte nelle vicinanze.
1133 Tuttavia, il forte campo elettromagnetico di tipo impulsivo originato dall'evento, concatenandosi
1134 con le parti conduttrici, soprattutto i collegamenti, può generare sovratensioni di notevole
1135 intensità.

1136 La materia è regolata principalmente dalla serie di Norme CEI EN 62305-1/4, le quali
1137 impongono di considerare il rischio dovuto alle scariche atmosferiche in tutti gli aspetti che lo
1138 compongono, considerando anche la destinazione d'uso della struttura interessata. In queste
1139 Norme sono anche descritti gli impianti di protezione LPS (Lightning Protection System). L'LPS
1140 esterno è costituito da captatori, calate e dispersori, mentre l'LPS interno è costituito da
1141 collegamenti equipotenziali, isolamenti elettrici e SPD (Surge Protection Device).

1142 La Guida CEI 81-28 tratta la protezione dai fulmini degli impianti fotovoltaici e anche la
1143 CEI 64-8/7-712 dedica all'argomento alcune parti.

1144 L'Allegato C della CEI 64-8/7-712 riassume la collocazione e il tipo per gli SPD, sulla base di
1145 alcune situazioni tipiche:

- 1146 • installazione di SPD nel caso di un impianto FV senza LPS esterno;
- 1147 • installazione di SPD nel caso di un edificio con LPS esterno in cui viene rispettata la
1148 distanza di separazione s;
- 1149 • installazione di SPD nel caso di un edificio con LPS esterno in cui non viene rispettata la
1150 distanza di separazione s.

1151 **12 Trasformatori**

1152 **12.1 Trasformatori BT**

1153 I trasformatori con primario e secondario in bassa tensione devono rispondere alle proprie
1154 specifiche Norme di prodotto. Si richiamano in particolare la CEI EN IEC 61558-1 e le altre
1155 Norme applicabili della stessa serie in dipendenza della specifica applicazione.

1156 **12.2 Trasformatori MT/BT**

1157 I trasformatori MT/BT devono rispondere alle proprie specifiche Norme di prodotto. Si
1158 richiamano in particolare la serie CEI EN 60076 e adatti per lavorare in combinazione con gli
1159 inverter,

1160 **13 Quadri elettrici: quadri di parallelo stringhe e quadri d'impianto in c.c.**

1161 Nel caso di array con un numero limitato di stringhe, il loro collegamento parallelo con i vari
1162 componenti di protezione e manovra è quasi sempre effettuato dai convertitori al proprio
1163 interno. In tutto gli altri casi bisogna invece prevedere dei quadri elettrici in corrente continua.

1164 Gli aspetti costruttivi e di sicurezza dei quadri di parallelo stringhe sono trattati in modo
1165 specifico dalla Norma IEC 61439-2:2021, la quale al proprio interno tratta anche i quadri elettrici
1166 in corrente continua.

1167 È comunque importante che tutti i criteri di sicurezza e di buona progettazione utilizzati per i
1168 quadri in corrente alternata siano adottati anche per i quadri in corrente continua con particolare
1169 riferimento a:

- 1170 – idoneità dei componenti (IMS, fusibili, SPD, ecc.);
- 1171 – idoneità dei circuiti interni e delle connessioni con l'esterno;
- 1172 – capacità dell'involucro di dissipare il calore generato all'interno ed evitare sovratemperature
1173 localizzate;
- 1174 – idoneo grado di protezione IP dell'involucro;
- 1175 – possibilità di effettuare in sicurezza tutte le manovre richieste, anche in condizioni di
1176 emergenza.

1177 **14 Quadri elettrici: quadri d'impianto in c.a.**

1178 I quadri elettrici in corrente alternata in bassa tensione devono essere realizzati in conformità
1179 alle Norme CEI EN 61439-1 e CEI EN 61439-2.

1180 **15 Cabine elettriche (cenni)**

1181 Le cabine elettriche sono normalmente previste per l'installazione di apparecchiature quali
1182 quadri di potenza e di controllo, trasformatori di potenza e inverter centralizzati per impianti
1183 fotovoltaici di elevata potenza dove è previsto un sistema elettrico esercito con tensione
1184 superiore a 1000 V c.a.

1185 L'utilizzo di cabine elettriche nei luoghi dove è previsto l'autoconsumo in bassa tensione deve
1186 essere valutato caso per caso in accordo alla tipologia dell'utenza (abitazione privata,
1187 condominio capannone) e agli spazi disponibili.

1188 Il numero ed il tipo delle cabine elettriche dipendono dalla potenza dell'impianto fotovoltaico e
1189 sulla sua disposizione planimetrica.

1190 Le tipologie più ricorrenti per gli impianti fotovoltaici sono le seguenti:

- 1191 1) cabine BT/MT con trasformatore elevatore in media tensione utilizzate per raccogliere
1192 l'energia prodotta da singole sezioni dell'impianto fotovoltaico;
1193 2) cabine elettriche di connessione con il sistema elettrico esterno gestito dal TSO o dal DSO
1194 e collegate alle cabine elettriche BT/MT;
1195 3) cabine elettriche che combinano le due funzioni sopra descritte.

1196 Le cabine elettriche possono essere suddivise in più locali a seconda della tipologia delle
1197 apparecchiature installate

1198 Si intendono facenti parte di una cabina elettrica anche trasformatori di potenza ed inverter
1199 centralizzati posti all'esterno ma nelle immediate vicinanze della cabina stessa.

1200 Per piccoli impianti in bassa tensione senza trasformatore, la cabina elettrica può consistere
1201 un locale posto all'interno dell'edificio

1202 Le cabine elettriche per uso fotovoltaico sono generalmente del tipo prefabbricato in
1203 calcestruzzo oppure con strutture e pareti metalliche. In altri casi, soprattutto se l'impianto
1204 fotovoltaico è costruito su un fabbricato esistente, si ricorre alle cabine in muratura.

1205 Nel caso di strutture prefabbricate in calcestruzzo o metalliche, la costruzione delle cabine
1206 elettriche avviene prevalentemente in fabbrica e ne risultano uno o più moduli completi di quadri
1207 elettrici, trasformatori, inverter e di tutti i servizi quali illuminazione, ventilazione ed impianto
1208 antincendio. L'accoppiamento di questi moduli preassemblati e l'assieme finale delle
1209 cabine elettriche vengono poi fatti in sito.

1210 La progettazione e la costruzione delle cabine elettriche sia in sito che in fabbrica devono
1211 rispettare le prescrizioni indicate nella Norma CEI EN 61936-1 (CEI 99-2) mentre la Guida
1212 CEI 99-4 include raccomandazioni e linee guida per la sua corretta applicazione.

1213

16 Sistemi di accumulo (EES Systems)

Un Sistema di accumulo è formato principalmente da: un Sottosistema di accumulo (ad es. batterie elettrochimiche), un Sottosistema di conversione (inverter) per l'accoppiamento con rete di distribuzione o rete di utenza, un Sottosistema di controllo (logiche hardware e software, a sua volta suddiviso in altri sottosistemi) del quale fanno parte anche apparati di misura e trasmissione delle misure, eventuali Sottosistemi ausiliari. Le Norme di connessione italiane CEI 0-16 e CEI 0-21 equiparano un Sistema di Accumulo ad una Unità di generazione, e pertanto essi sono rientrano nel campo di applicazione delle medesime Norme. I Sistemi di accumulo devono soddisfare tutti i requisiti previsti per i generatori connessi alla rete di distribuzione per mezzo di convertitori statici (inverter), ma con alcune performance in più relativamente ai servizi di rete nel caso di Sistemi di accumulo bidirezionali.

16.1 Tipologie

I sistemi fotovoltaici dotati di accumulo, funzionanti in parallelo alla rete elettrica e con eventuale funzione di soccorso, possono essere di due tipi. Questi prevedono, rispettivamente, il sistema di accumulo EESS (*Electric Energy Storage System*) collegato lato corrente alternata (c.a.) o lato corrente continua (c.c.) del sistema fotovoltaico.

Un sottosistema di accumulo può essere collegato lato c.c. con due architetture:

- attraverso un inverter con ingressi indipendenti per stringhe fotovoltaiche e sottosistema di accumulo, che integra tre stadi di conversione: il primo per la funzione MPPT, il secondo per la conversione c.c./c.a. (monodirezionale o bidirezionale), il terzo bidirezionale c.c./c.c. per connettere il sottosistema di accumulo gestendo le operazioni di carica e scarica; i tre stadi di conversione condividono un bus in c.c.;
- attraverso un convertitore c.c./c.c. collegato ad una sezione c.c. (stringa o parallelo di stringhe) del campo fotovoltaico; in tal caso anche il convertitore c.c./c.c. è un convertitore fotovoltaico, rientrante nel perimetro di applicazione della Norma CEI EN IEC 62109-1.

Nel caso di accumulo collegato lato AC invece, il sistema fotovoltaico può essere di tipo tradizionale, mentre l'accumulo è collegato alla rete mediante un convertitore bidirezionale c.a./c.c. che, anche in questo caso, si occupa delle operazioni di carica e scarica.

Le Norme CEI 0-16 e 0-21 suddividono i carichi tra carichi non in isola e carichi abilitati per funzionamento in isola. Normalmente, i sistemi fotovoltaici con accumulo sono in grado di gestire unicamente i carichi non in isola in quanto, qualora dovesse mancare la rete e quindi aprire il dispositivo di interfaccia (DI), il sistema non è in grado di gestire autonomamente una propria rete interna, anche se limitata a parte dei carichi propri. Una ulteriore possibile variante consiste nel collegare tra loro le due tipologie di carichi, ma in questo caso le Norme CEI 0-21 e CEI 0-16 richiedono un interblocco per evitare che la rete possa essere alimentata accidentalmente anche quando il dispositivo di interfaccia risultasse aperto.

16.2 Sistemi di accumulo energetico a batterie elettrochimiche (BESS)

I sistemi di accumulo energetico utilizzabili in abbinamento al fotovoltaico possono essere di vario tipo; tuttavia, attualmente le applicazioni commerciali sono in gran parte basate sull'accumulo elettrochimico.

Le principali tipologie di accumulo elettrochimico presenti sul mercato sono rappresentate dagli accumulatori al piombo e dagli accumulatori agli ioni di litio. Gli accumulatori al piombo hanno dominato la scena per lungo tempo e fanno quindi uso di una tecnologia matura e consolidata, inoltre utilizzano materiali facilmente reperibili e hanno un costo relativamente contenuto. Per contro, sono pesanti, ingombranti e contengono sostanze che possono rivelarsi pericolose, tossiche e nocive per l'ambiente se non sono trattate in modo opportuno. Il loro declino commerciale è stato determinato da un lato dalla progressiva limitazione all'uso del piombo (Direttiva RoHS: 2011/65/UE) e dall'altro dalla bassa efficienza e dalla necessità di interventi manutentivi in paragone alla batteria Li-ioni.

Gli accumulatori a ioni di litio (*Li-ion*) hanno invece avuto un forte sviluppo negli ultimi anni, soprattutto per il loro impiego massiccio nei veicoli elettrici e negli apparati elettronici di largo consumo. Risentono però di problemi di reperibilità di alcuni materiali componenti, tra cui il litio, che ne determinano costi più elevati rispetto a tecnologie meno evolute, e il recupero dei materiali a fine vita è piuttosto complesso. Da un lato trattasi di batterie ad elevata efficienza e senza necessità di interventi manutentivi; dall'altro lato trattasi di dispositivi che richiedono necessariamente un controllo (BMS) per garantire che il loro funzionamento rimanga entro definiti limiti operativi e di sicurezza di tensione, corrente e temperatura, poiché le varie tecnologie elettrochimiche basate sul litio (sia litio-ione che litio metallo) sono caratterizzate da specifici fattori di rischio. Il principale standard di riferimento per la qualificazione della sicurezza di batterie al litio è CEI EN IEC 62619⁽⁷⁾. Il principale standard di riferimento per la qualificazione della sicurezza dei BESS è CEI EN IEC 62933-5-2⁽⁸⁾,

Più nello specifico, la tecnologia elettrochimica più diffusa per i BESS, e in particolare per gli HESS (Home Electric Energy Storage System, Sistemi di accumulo di energia elettrica domestici), è quella denominata Litio-Ferro-Fosfato (LFP, o LiFePO_4).

Del sottosistema di accumulo o della singola batteria può far parte anche un sistema di gestione della temperatura.

Le tecnologie ora menzionate comunque non esauriscono il panorama tecnologico degli accumulatori presenti sul mercato.

16.3 Battery Management System (BMS)

I sottosistemi di accumulo a batteria possono essere dotati o meno di un sistema di controllo e gestione: BMS – Battery Management System. La presenza o meno del BMS è determinata innanzitutto dalla tecnologia elettrochimica su cui si basano le batterie impiegate, e più nello specifico dalla presenza o meno di fattori di rischio per la sicurezza quali esplosione o incendio, o di integrità della batteria (danni irreversibili per certi valori di funzionamento), intrinseci al tipo di batteria stessa.

In generale, infatti, i BMS hanno lo scopo di garantire il Safety Integrity Level (SIL – Livello di integrità della sicurezza) della batteria, preservando le singole celle componenti la stessa dal potersi trovare a funzionare al di fuori dei perimetri di sicurezza definiti in tensione, corrente e temperatura. Ovvero il BMS ha innanzitutto lo scopo di impedire che una o più celle si trovino ad operare in condizioni di: sotto-tensione (o sovra-scarica), sovra-tensione (o sovra-carica), sovra-corrente sia in carica che in scarica, sotto-temperatura, sovra-temperatura. Il BMS è dunque sempre chiamato a ridurre o interrompere le correnti di carica o scarica qualora si verifichi una delle anomalie appena elencate.

Nel suo significato generale, il BMS può sottendere anche funzioni finalizzate al controllo delle correnti di carica e scarica, per mezzo di informazioni condivise con il sistema di controllo del BESS, nonché la condivisione con lo stesso di misure interne alla batteria e altre informazioni da queste derivate.

- Valori di tensione minima e massima per la batteria e per la singola cella.
- Temperature interne (i punti definiti o di singola cella);
- Stato di carica (SOC – *State of Charge*) e/o profondità di scarica (DOD – *Depth of Discharge*) ad indicare quanta energia risulta essere effettivamente accumulata.
- Stato di salute (SOH – *State of Health*) che, seppure definita in modi diversi, quantifica la capacità rimanente rispetto a quella originale.

⁽⁷⁾ CEI EN IEC 62619 Elementi e batterie di accumulatori contenenti elettroliti alcalini o altri non acidi - Requisiti di sicurezza per elementi e batterie di accumulatori al litio per uso in applicazioni industriali

⁽⁸⁾ CEI EN IEC 62933-5-2 Sistemi di accumulo di energia elettrica (sistemi EES) Parte 5-2: Requisiti di sicurezza per i sistemi di accumulo di energia elettrica connessi alla rete - Sistemi ad accumulo elettrochimico

- 1309 – Massima potenza erogabile.
- 1310 – Massima corrente di carica e massima corrente di scarica.
- 1311 – Energia prelevata dall'inizio dell'operazione di scarica.
- 1312 – Resistenza interna della cella o della batteria
- 1313 – Carica complessivamente immessa (in Ah).
- 1314 – Energia complessivamente immessa e prelevata dalla prima installazione.
- 1315 – Numero di cicli di carica e scarica trascorsi
- 1316 – Tempo complessivamente trascorso.
- 1317 Un sistema definito come BMS può dunque essere presente anche con tecnologie
- 1318 elettrochimiche prive dei fattori di rischio specifici tali da determinare la necessità di un sistema
- 1319 dedicato alla preservazione del SIL di batteria.
- 1320

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

Comitato Tecnico Elaboratore

CEI CT 82 | Sistemi di conversione fotovoltaica dell'energia solare



Via Saccardo, 9
20134 Milano
Tel. 02.21006.1
www.ceinorme.it
info@ceinorme.it



COMITATO ELETTROTECNICO ITALIANO