



# DELIBERA ARERA 385/2025: OBBLIGHI, CRITICITÀ E OPPORTUNITÀ

L'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA, RETI E AMBIENTE HA INTRODOTTTO L'OBBLIGO DI ALCUNI UPGRADE TECNICI PER CENTRALI FOTOVOLTAICHE CONNESSE IN MEDIA TENSIONE, COME L'INSTALLAZIONE DEL CONTROLLORE CENTRALE DI IMPIANTO. SONO INTERESSATI GLI IMPIANTI DI POTENZA PARI O SUPERIORE AI 100 KWP. LA REGOLAMENTAZIONE HA LO SCOPO DI GARANTIRE LA SICUREZZA DEL SISTEMA ELETTRICO E RAPPRESENTA AL CONTEMPO UNA OCCASIONE PER AMMODERNARE L'INTERA RETE E PERMETTERE L'ACCESSO A NUOVI SERVIZI

DI ALDO **CATTANEO**

**N**el mese di agosto 2025, l'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (Arera) ha emanato la Delibera 385/2025, un provvedimento che ridefinisce il quadro tecnico e operativo per gli impianti di generazione distribuita connessi in media tensione. L'obiettivo è quello di rafforzare la sicurezza del sistema elettrico nazionale, in risposta alla crescente diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili, come il fotovoltaico, e alla maggiore vulnerabilità della rete a fronte di eventi climatici estremi e picchi di produzione.

«Questa delibera vuole garantire una maggiore stabilità e sicurezza della rete elettrica, in un contesto in cui la generazione da fonti rinnovabili è in continua espansione», spiega Fulvio Ferrari, fondatore e application manager di Higecco More. «Gli impianti fotovoltaici ed eolici, essendo non programmabili, possono generare squilibri sulla rete se non opportunamente gestiti. La delibera nasce anche in risposta a eventi critici come il blackout avvenuto in Spagna, che ha evidenziato la vulnerabilità delle reti non sufficientemente controllate: è evidente che il sistema attuale non è più sufficiente, e serve un controllo più capillare e reattivo».

## IL RUOLO DEL CCI

La misura più significativa introdotta dalla delibera è l'obbligo per tutti gli impianti con potenza pari o superiore a 100 kWp di installare un Controllore centrale di impianto (CCI) conforme alla Norma CEI

## Le principali novità

### 1. Obbligo di installazione del Controllore centrale di impianto (CCI)

Tutti gli impianti a partire da 100 kWp collegati in media tensione dovranno essere dotati di un CCI conforme alla Norma CEI 0-16. Questo dispositivo consente il monitoraggio e la gestione da remoto della produzione elettrica, trasformando l'impianto in un "generatore equivalente" più facilmente integrabile nella rete.

### 2. Introduzione obbligatoria della funzione PF2

La funzione PF2 permette la limitazione della potenza attiva su comando esterno da parte del distributore locale (DSO) o di Terna. In pratica, gli impianti dovranno essere in grado di ridurre la produzione elettrica in tempo reale, su richiesta, per evitare sovraccarichi o instabilità della rete.

### 3. Estensione della procedura RiGeDi

La delibera amplia la portata della procedura RiGeDi (riduzione della generazione distribuita), già applicata agli impianti a partire da 1 MWp, includendo ora anche quelli tra 100 kWp e 1 MWp. Questo consente un controllo più capillare della generazione distribuita in situazioni critiche.

### 4. Abolizione della categoria Gdpro

Non sarà più consentito che il produttore riduca manualmente la potenza su richiesta del distributore. La risposta dovrà essere automatica e gestita tramite il CCI, per garantire tempi di reazione compatibili con le esigenze di sicurezza del sistema.

## Tempistiche di adeguamento

- Obbligo immediato all'entrata in esercizio per nuovi impianti  $\geq 100$  kWp
- Entro febbraio 2026: attivazione PF2 per impianti  $\geq 1$  MWp
- Entro febbraio 2027: impianti tra 500 kWp e 1 MWp
- Entro marzo 2027: impianti tra 100 kWp e 500 kWp, con alcune semplificazioni tecniche in fase di definizione dalla CEI



0-16. Questo dispositivo deve essere in grado di attivare la cosiddetta funzionalità PF, che implica la possibilità di modulare o azzerare la potenza attiva immessa in rete su comando del gestore. Si tratta di una funzione strategica che consente a Terna e ai distributori di intervenire in tempo reale per evitare sovraccarichi, squilibri o blackout, come già accaduto in occasione di eventi critici recenti.

«Questo significa che anche impianti di piccola taglia dovranno essere dotati di sistemi di telecontrollo avanzati», spiega Marco Bianchetti, sales & marketing manager di AiLux, società specializzata nello sviluppo di sistemi di comunicazione e automazioni per il bilanciamento, la stabilità e la sicurezza delle reti elettriche, «capaci di dialogare con il distributore locale e con Terna, secondo protocolli standardizzati come l'IEC 61850. È un salto di qualità notevole, che impone una revisione tecnica e infrastrutturale su larga scala».

Il CCI diventa così un elemento chiave per la gestione dinamica della rete, permettendo di integrare in modo più sicuro e flessibile la generazione distribuita. La sua installazione non è solo un requisito tecnico, ma anche una condizione necessaria per mantenere l'accesso agli incentivi e ai meccanismi di valorizzazione dell'energia immessa.

### EVOLUZIONE NORMATIVA E RUOLO DEL CEI

In questo contesto, il Comitato elettrotecnico italiano (CEI) sta lavorando alla definizione di regole operative semplificate per gli impianti sotto i 500 kWp. L'obiettivo è quello di ridurre l'impatto dell'installazione, semplificando alcuni requisiti tecnici come le modalità di misura e la configurazione del sistema. Le specifiche dovrebbero essere pubblicate entro il 31 ottobre, ma al momento della stampa di questo numero non esistono ancora indicazioni ufficiali. Questa evoluzione normativa potrebbe rendere il processo di adeguamento più accessibile per gli impianti di piccola taglia, che rappresentano una quota significativa del parco installato.

«La classificazione degli impianti è fondamentale per una funzionale applicazione della delibera», afferma Federico Mastronardi, chief technical manager di ZCS. «Gli impianti domestici, pur essendo piccoli, sono numerosi e costituiscono una massa



## NUOVE LINEE GUIDA PREVENZIONE E GESTIONE INCENDI IN AMBITO FOTOVOLTAICO? NO PROBLEM!



Scopri di più



### SOLAR GUARDIAN

La soluzione "chiavi in mano" 100% conforme alle linee guida del Ministero dell'Interno pubblicate il 1 settembre 2025!

- **"Plug & Play":**  
compatibile con tutti gli impianti fotovoltaici.
- **Sezionamento, non semplice «disattivazione»:**  
Solar Guardian è in grado di isolare a mezzo sezionamento tutti i «Generatori DC» come da linee guida (par. 3.3.5.2 e fig.12): fino a 6 linee da 50A e 1000VDC in contemporanea, sia a mezzo interruttore di emergenza sia in automatico.
- **Flessibile:**  
è una soluzione compatta e modulare, che permette di installare uno o più sistemi di sezionamento e di renderli azionabili da un unico interruttore di emergenza posto anche a distanza, posizionabile quindi in zona facilmente agibile al personale di emergenza.
- **Sicuro:**  
dotato di sensore di temperatura integrato che, in caso di rilevamento di temperature compatibili con un principio di incendio, interviene in automatico.



## HANNO DETTO



### “LA PRODUZIONE DISTRIBUITA RICHIEDE UN SISTEMA INTELLIGENTE”

**Federico Mastronardi, chief technical manager di ZCS**

«Il passaggio da una produzione centralizzata a una distribuita richiede un sistema intelligente. Inoltre, sistemi simili ai CCI, ma con costi più accessibili, abbinati allo storage aiutano l'autoconsumo e possono diventare un'opportunità economica, grazie alle tariffe orarie e ai servizi ancillari. La presenza di sistemi simili ai CCI possono essere utili anche nelle comunità energetiche».



### “MOLTEPLICI BENEFICI AL SISTEMA ELETTRICO”

**Marco Bianchetti, sales & marketing manager di AiLux**

«I benefici del provvedimento saranno molteplici. Innanzitutto, una rete più controllata e reattiva permette di integrare meglio le fonti rinnovabili non programmabili, riducendo il rischio di sovraccarichi e disservizi. Inoltre, gli impianti adeguati con le nuove specifiche potranno partecipare attivamente ai mercati di bilanciamento, come il mercato dei servizi di dispacciamento».



### “SI RISCHIANO COSTI AGGIUNTIVI PER ADEGUARE COMPONENTI OBSOLETI”

**Michele Mencarelli, CEO di MC Energy**

«L'impatto del provvedimento potrebbe essere notevole, soprattutto per chi ha impianti datati. I vecchi inverter installati potrebbero non essere compatibili con i nuovi protocolli di comunicazione richiesti. In questi casi, potrebbe essere necessario sostituirli, con costi aggiuntivi. Inoltre, in impianti con inverter centralizzati, la sostituzione può comportare anche la modifica del trasformatore di media tensione. Si rischia un vero e proprio effetto domino».



### “FONDAMENTALE RIVOLGERSI A PROFESSIONISTI DEL SETTORE”

**Fulvio Ferrari, fondatore e application manager di Higecco More**

«Sarà fondamentale rivolgersi a professionisti del settore, aziende specializzate che abbiano competenze sistemistiche e conoscano i protocolli di comunicazione industriale. Non basta acquistare il Controllore centrale di impianto: serve una configurazione precisa, un test di comunicazione, un monitoraggio continuo e costanti aggiornamenti software».



### “POSSIBILI CRITICITÀ NEGLI IMPIANTI PIÙ DATATI”

**Daniele Martini, sales area manager Centro-Sud di Integra Metering Systems**

«Sicuramente un Controllore centrale di impianto non è un hardware autonomo, ma si integra con altri componenti in campo, primo fra tutti l'inverter. Proprio qui emergono diverse criticità negli impianti più datati: se gli inverter non possiedono le caratteristiche richieste e risultano quindi inadeguati, l'unica soluzione praticabile potrebbe essere la loro sostituzione».

## Incentivi e sanzioni

Per favorire l'adeguamento degli impianti esistenti, Arera prevede contributi forfettari:

- Fino a 7.500 euro per impianti tra 100 e 500 kWp
- Fino a 10.000 euro per impianti tra 500 kWp e 1 MWp

Chi non si adeguerà rischia la sospensione degli incentivi, dello scambio sul posto o del ritiro dedicato. Nei casi più gravi, si potrà arrivare al distacco dell'impianto dalla rete.

critica. Anche qui serve una strategia di controllo, magari semplificata grazie alle nuove regole operative a cui sta lavorando il CEI. Gli impianti sopra il megawatt, invece, richiedono un CCI reattivo e veloce, come dimostrano le esperienze internazionali. Ma è la fascia intermedia, tra 100 kWp e 1 MWp, a rappresentare la vera sfida: qui l'obbligo del Controllore centrale di impianto si scontra con costi elevati e con la necessità di soluzioni più accessibili».

### QUALI IMPATTI SUGLI IMPIANTI ESISTENTI

Per gli impianti già in esercizio, la delibera stabilisce scadenze precise per l'adeguamento: per gli impianti con potenza uguale o maggiore di 1 MWp c'è l'obbligo di attivazione del protocollo PF2 entro febbraio 2026; per quelli tra 500 kWp e 1 MWp devono installare il Controllore centrale di impianto e attivare la funzionalità PF entro il 28 febbraio 2027, mentre quelli tra 100 kWp e 500 kWp hanno tempo fino al 31 marzo 2027. Tutti i nuovi impianti, a partire dai 100 kWp, hanno obbligo immediato di installare il CCI all'entrata in esercizio. Per incentivare l'adeguamento, sono previsti contributi economici fino a 10.000 euro per la fascia più alta e fino a 7.500 euro per quella intermedia, ma con una progressiva riduzione man mano che ci si avvicina alle scadenze e all'esaurimento dei fondi disponibili.

«I costi variano, ma si parla di dispositivi che possono superare i 10.000 euro, senza contare la manodopera, la progettazione e la certificazione», afferma Michele Mencarelli, CEO di MC Energy. «Gli incentivi coprono solo una parte del costo, e non sempre sono sufficienti. Inoltre, sono a esaurimento: chi arriva tardi rischia di non riceverli».

### L'INCOGNITA DELLA COMPATIBILITÀ

L'adeguamento non riguarda solo l'elettronica di controllo, ma anche la compatibilità e possibilità di connessione e dialogo con i componenti presenti nei vecchi impianti. Gli inverter più datati ad esempio potrebbero non supportare i nuovi protocolli richiesti, oppure potrebbero essere di aziende ormai scomparse o, ancora, non avere più porte disponibili per dialogare con il Controllore centrale di impianto, perché occupate ad esempio, da altri sistemi di monitoraggio. Inoltre in alcuni casi la sostituzione o l'adeguamento potrebbe comportare interventi invasivi.

«Sicuramente un CCI non è un hardware autonomo, ma si integra con altri componenti in campo, primo fra tutti l'inverter», spiega Daniele Martini, sales area manager Centro-Sud di Integra Metering Systems, azienda specializzata in soluzioni per il monitoraggio dei consumi energetici e la gestione efficiente delle risorse energetiche. «Proprio qui emergono diverse criticità negli impianti più datati: se gli inverter non possiedono le caratteristiche richieste e risultano quindi inadeguati,

l'unica soluzione praticabile potrebbe essere la loro sostituzione».

Michele Mencarelli di MC Energy aggiunge: «È un intervento complesso e costoso. Non basta installare il Controllore centrale di impianto: bisogna verificare la compatibilità degli inverter, garantire la comunicazione in fibra ottica o 4G, rispettare le tempistiche di lettura e risposta, e configurare correttamente tutto il sistema».

Federico Mastronardi di ZCS ha una diversa lettura dello stato dell'arte: «Non credo che la numerica degli inverter installati che possano avere problemi a comunicare con i CCI sia così elevata. È anche vero che in alcuni casi la sostituzione dei dispositivi più datati dovrebbe essere presa in considerazione semplicemente per rendere più efficiente l'impianto. Da sempre abbiamo previsto linee seriali dedicate nei nostri prodotti, quindi se il Controllore centrale di impianto ha una porta seriale, può comunicare con i nostri inverter».

### SFIDE OPERATIVE E RISCHIO DI CONGESTIONE

Uno dei rischi più evidenti è quello legato alla numerica delle centrali solari da adeguare. Si stima che siano almeno 50.000 gli impianti coinvolti e il tempo a disposizione è limitato: questo potrebbe generare una congestione nella filiera coinvolgendo operatori a ogni livello.

«Se consideriamo l'enorme numero di impianti sui quali si dovrà lavorare», afferma Marco Bianchetti di AiLux, «significa intervenire approssimativamente su circa 60 impianti al giorno, ogni giorno, da qui al 2027. È una sfida enorme per tutta la filiera: produttori di dispositivi, installatori, tecnici e certificatori».

Chi si muove tardi rischia di non rispettare le scadenze e di perdere i contributi, oltre a subire la sospensione degli incentivi da parte del GSE.

In questo scenario la scelta del partner tecnico diventa cruciale: non basta acquistare un dispositivo conforme, serve una configurazione precisa con test di comunicazione, monitoraggio continuo e aggiornamenti software. Le competenze sistemiche diventano quindi un fattore determinante per il successo dell'adeguamento.

«Le casistiche sono molteplici e richiedono competenze specifiche», sottolinea Daniele Martini di Integra Metering Systems. «Se si conoscono bene gli impianti, l'adeguamento è gestibile ma serve tempo, preparazione e una buona conoscenza delle normative tecniche».

### OBBLIGHI E OPPORTUNITÀ

La Delibera Arera 385/2025 non è semplicemente un aggiornamento normativo: è l'espressione di una nuova visione del sistema elettrico italiano, in cui la generazione distribuita non è più un elemento periferico ma un attore centrale nella gestione della rete.

L'introduzione del Controllore centrale di impianto e della funzionalità PF segna il passaggio da una logica passiva a una attiva, in cui ogni impianto fotovoltaico o eolico connesso in media tensione diventa parte integrante dell'infrastruttura di controllo nazionale.

Questa trasformazione comporta sfide tecniche, economiche e organizzative: gli operatori devono affrontare l'adeguamento di impianti spesso datati, con inverter non compatibili e architetture elettriche non predisposte alla comunicazione bidirezionale. I costi possono essere significativi, soprattutto per impianti di piccola taglia, e il rischio di congestione nella filiera, come accennato, è concreto. Tuttavia, la delibera offre anche diverse opportunità: gli impianti adeguati potranno partecipare ai mercati dei servizi di rete, contribuire alla flessibilità del sistema e accedere a nuove forme di remunerazione.

«Con il CCI, l'impianto può dialogare in tempo reale con il gestore di rete, contribuendo attivamente alla stabilità del sistema», sottolinea Fulvio Ferrari di Higecco More. «Questo apre la porta alla partecipazione ai mercati dei servizi di rete, come il mercato dei servizi di dispacciamento, dove le prestazioni offerte possono essere remunerate. In altre parole l'impianto non produce solo energia, ma di-

## Funzioni principali del CCI

- **Monitoraggio delle grandezze elettriche:** rileva parametri come tensione, corrente, potenza attiva e reattiva al punto di consegna.
- **Controllo remoto dell'impianto:** consente al gestore della rete (DSO) e al gestore della trasmissione (TSO, es. Terna) di intervenire sull'impianto, anche per il tele-distacco.
- **Scambio dati:** comunica in tempo reale con i sistemi del DSO e TSO, secondo protocolli standardizzati, per garantire la sicurezza e la stabilità della rete.
- **Partecipazione al bilanciamento della rete:** permette agli impianti di generazione distribuita (soprattutto da fonti rinnovabili) di contribuire attivamente alla regolazione della rete elettrica.

venta un asset strategico capace di generare valore aggiunto anche attraverso servizi di flessibilità e regolazione». In questo contesto, il ruolo del CEI e degli enti normatori sarà decisivo per garantire regole chiare, proporzionate e applicabili. Le sem-

plificazioni attese per gli impianti sotto i 500 kWp potrebbero alleggerire il carico operativo, ma dovranno essere accompagnate da strumenti tecnici affidabili e da una comunicazione efficace verso gli operatori.



## CABINA ELETTRICA SHELTER

**PREFABBRICATA, CABLATA, COLLAUDATA E PRONTA ALL'USO.**

**Potenze disponibili da 0,5 MW a 3 MW**



**BARRE DI POTENZA DI ALIMENTAZIONE**  
Ottimizzate per ridurre perdite e costi.



**CONNESSIONI AL TRASFORMATORE**  
Disponibili sia con cavi che busbar.



**INSERIZIONE UTENZE**  
Collegabili con sezionatori o interruttori secondo le esigenze del cliente.



**EQUIPAGGIAMENTO ACCESSORIO**  
- Sistema rilevazione incendi  
- Contatore fiscale  
- Trasformatore sistemi ausiliari  
- Gruppo di continuità



**DISPOSITIVO GENERALE**  
Progettato con correnti e tensioni, specifiche per ogni applicazione.



**SECSUN SRL a socio unico**  
Tel.: +39 080 96 75 815  
info@secsun.it - www.secsun.it  
**SEDE ALTAMURA**  
Contrada Grotta Formica  
70022 - Altamura (Ba) - Italia  
**SEDE MODUGNO**  
SS96 Km 114,900  
70026 Modugno (Ba) - Italia  
© f in y



**ISO 9001 : 2015**  
**ISO 14001 : 2015**  
**ISO 37001:2016**  
**ISO 45001:2018**  
**SA 8000: 2014**

