

Aggiornamento degli impianti in accordo alla Delibera ARERA 385/2025/R/EEL (Rev.AA)

1. Requisiti della delibera:

La Delibera ARERA 385/2025/R/EEL del 5 agosto 2025 e la nuova revisione dell'Allegato A72 al Codice di Rete TERNA (Rev.02, agosto 2025) introducono obblighi aggiornati per gli impianti fotovoltaici con potenza nominale ≥ 100 kW collegati alla rete di Media Tensione. Il quadro normativo impone l'adozione di un Controllore Centrale di Impianto (CCI) con funzione PF2 (limitazione della potenza attiva su comando del DSO) e la capacità di comando/monitoraggio in tempo reale di diverse funzioni degli inverter.

Riassunto schematizzato della delibera:

	Da 100kW a 500kW	Da 500 kW a 1 MW	Oltre 1 MW
Requisiti Delibera ARERA 385/2025	Obbligo CCI (ammessa versione semplificata) con PF2	Obbligo CCI con PF2	CCI (già esistente) con PF2
Data limite per conformità	31 marzo 2027	28 febbraio 2027	28 febbraio 2026
Impatto su Inverter/ CCI/ Telecomandi	<ul style="list-style-type: none"> - CCI installato conforme CEI 0-16 (allegati O/T); con funzionalità PF2; - Inverter pilotabili; - Misura (P,Q,V,I) al punto di consegna in MT stato DG; - Misura in BT aggregata di potenza attiva prodotta prima di eventuali consumi (non è necessario rilevare la potenza di ogni singolo inverter) - Accuratezza misure $\leq 2,2\%$ ⁽¹⁾ 	<ul style="list-style-type: none"> - CCI installato conforme CEI 0-16 (allegati O/T) con funzionalità PF2; - Inverter pilotabili; - Misura (P,Q,V,I) al punto di consegna in MT e stato DG; - Misura in BT aggregata di potenza attiva prodotta prima di eventuali consumi (non è necessario rilevare la potenza di ogni singolo inverter) - Accuratezza misure $\leq 2,2\%$ 	<ul style="list-style-type: none"> - Adeguamento del CCI esistente se necessario con funzionalità PF2; - Inverter pilotabili; - Misura (P,Q,V,I) al punto di consegna in MT e stato DG; - Misura della potenza in BT prodotta da ogni singolo inverter - Accuratezza misure $\leq 2,2\%$

2. Soluzioni per adeguamento alla delibera:

Per adeguare gli impianti alla nuova delibera le soluzioni possono essere diverse a seconda del tipo di inverter installato. Le tipologie di inverter possono suddividersi in inverter "legacy", come PVI-10,12.5, TRIO-20/27.6, ecc, e inverter di nuova generazione come i PVS-10/15, PVS-20/33 e PVS-100. Gli inverter legacy hanno la caratteristica di poter essere monitorati tramite interfaccia RS485 con protocollo proprietario "Aurora Protocol" oppure "Modbus proprietario" e necessitano di un logger per il monitoraggio. Gli inverter di nuova generazione, viceversa, sono dotati di logger integrato e comunicano attraverso la porta ethernet con protocollo Modbus Sunspec TCP.

2.1 Soluzioni per impianti con Inverter Legacy

Gli inverter legacy sono tutti gli inverter che utilizzano il protocollo di comunicazione proprietario "Aurora Protocol" oppure il protocollo "Proprietary Modbus" (non Sunspec). Tra gli inverter legacy sono presenti delle tipologie NON PILOTABILI e che, pertanto, non sono rispondenti alle richieste della delibera. Tali modelli, dovranno essere sostituiti con modelli più recenti. I modelli legacy "non pilotabili" sono:

¹ Per questa taglia di impianti è possibile che in futuro il massimo errore ammesso sulle misure sia portato al 5%

- Inverter Centralizzati della serie PVI-Central 55/330 con moduli di potenza da 55kW il cui Part Number inizia per “3119”;
- Inverter di stringa della serie PVI-10/12.5-TL-OUT -XX con suffisso “IT” con versioni Firmware diverse da “C3xx”.

Per dettagli sulla lista di inverter rispondenti e non alle richieste della delibera ARERA si veda la tabella in allegato.

2.2 Pilotaggio degli inverter legacy

Per il pilotaggio di inverter legacy sono possibili più soluzioni a seconda del tipo di monitoraggio presente in impianto e a seconda di quelle che sono le esigenze del cliente, si può classificare come diretto o indiretto:

- **Pilotaggio diretto** - Per pilotaggio diretto si intende la possibilità di implementare direttamente sul sistema di controllo di impianto (PPC o CCI del cliente) i comandi di controllo di potenza attiva degli inverter, utilizzando lo stesso protocollo di comunicazione utilizzato in impianto per il monitoraggio. Il protocollo utilizzato può essere il protocollo Aurora oppure il Modbus RTU proprietario. Le mappe di entrambi i protocolli possono essere rilasciate dietro richiesta a MA Solar. Per sapere quali sono i protocolli per il pilotaggio disponibili per ciascun prodotto si rimanda all'allegato.
- **Pilotaggio indiretto tramite VSN700-05** – Per pilotaggio indiretto si intende il pilotaggio attraverso l'utilizzo del logger VSN700-05 ⁽²⁾ posto tra gli inverter e il CCI. In questo caso il CCI non invierà comandi direttamente agli inverter bensì al logger utilizzando la rete ethernet e il protocollo di comunicazione Modbus Sunspec TCP. Il VSN700-05 provvederà alla conversione dei comandi di controllo da Modbus Sunspec TCP a comandi secondo il protocollo proprietario degli inverter. In caso di impianti in cui sia già presenti logger non abilitati all'invio di comandi di potenza, secondo i protocolli proprietari, es. PVI-AEC EVO oppure altri di terze parti, si consiglia la sostituzione del datalogger presente con il VSN700-05 ed utilizzare CCI che implementino i comandi di controllo di potenza secondo la mappa Modbus Sunspec del VSN-700-05. La mappa Modbus Sunspec del VSN700-05 è disponibile sul sito, fare riferimento ai link diretti nella lista a pagina 5.

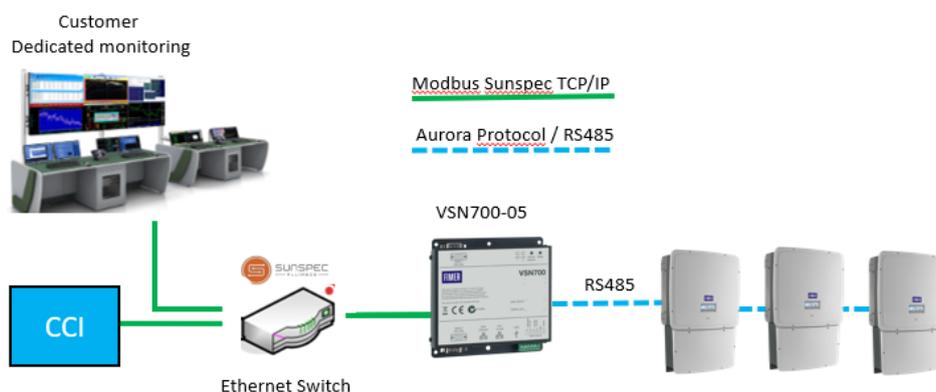


Figura 1 - Pilotaggio di inverter legacy attraverso VSN700-05

² Attenzione: Le versioni precedenti alla VSN700-05, come la VSN700-03 e VSN700-01 non sono abilitate all'invio di comandi di controllo di potenza.

- Pilotaggio indiretto tramite PMU.** In caso di impianti che utilizzino sistemi di monitoraggio (senza controllo) di terze parti che implementano il protocollo Aurora, come detto, la soluzione ottimale è quella di estendere i comandi del sistema esistente con l'aggiunta dei comandi di controllo secondo il protocollo in uso. A tal proposito si consiglia di contattare il fornitore del sistema di controllo e chiederne l'aggiornamento. Se, tuttavia, ciò non è possibile, per sistemi che comunicano tramite protocollo Aurora, è possibile una soluzione "retrofit" inserendo sulle linee di comunicazione RS485 l'interfaccia PVI-PMU. L'interfaccia PVI-PMU (Power Management Unit) si inserisce nel bus di comunicazione RS485 in modo "trasparente" senza interferire con il sistema di monitoraggio esistente, e aggiunge i comandi di controllo sul bus RS485 tramite il protocollo Aurora.

Il pilotaggio del PVI-PMU da parte del CCI avviene attraverso 4 segnali digitali che vengono letti come una codifica binaria a 4 digit (massimo 16 livelli di cui 10 utilizzati). A seconda dei valori dei 4 digit (0000, 0001, ...1010) il PVI-PMU invia un comando di riduzione di potenza percentuale a step del 10%. Per maggiori dettagli riferirsi al QIG del dispositivo (riferimenti in appendice). Come accennato, per utilizzare tale soluzione, è necessario che il CCI metta a disposizione 4 uscite digitali e implementi il sistema di regolazione a step del 10% per comandare opportunamente il PVI-PMU. **A tal proposito, si consiglia di contattare i costruttori di CCI per richiederne la fattibilità prima di procedere con tale soluzione.**

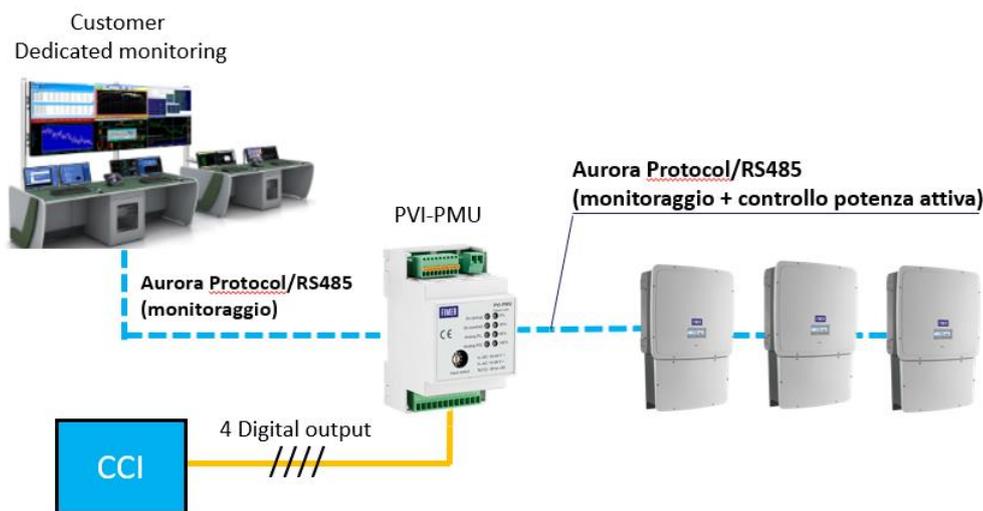


Figura 2 - Pilotaggio indiretto tramite PVI-PMU

2.3 Pilotaggio di inverter centralizzati

I centralizzati della serie PVI-Central 55/330 con moduli da 55kW sono pilotabili (direttamente o indirettamente) secondo quanto già descritto nei paragrafi precedenti. Tuttavia, come già anticipato, le versioni di moduli di potenza che riportano PN che inizia per "3119" sono meno recenti (antecedenti alla CEI 0-16) e non sono pilotabili. Pertanto, questi dovranno essere sostituiti con moduli pilotabili, es. quelli con PN. 3M04 ⁽³⁾ o 3M05 ⁽⁴⁾. Tuttavia, per eseguire la sostituzione dei moduli, occorre prestare attenzione alla configurazione dei rack in quanto la scelta dei moduli sostitutivi può variare a seconda se la configurazione dei rack è Multi-Master, Master/Slave o Multi-Master/Slave. A tal proposito si veda la seguente tabella riepilogativa che descrive le combinazioni accettabili di moduli all'interno dei rack.

³ Disponibili solo ricondizionati

⁴ Disponibili nuovi

Configurazione Rack		
Multi/Master	Master/Slave	Multi-Master/Slave
3M05 oppure 3M04 con possibilità di mix dei 2 modelli nella stessa torre	Nello stesso rack, tutti moduli 3M05 oppure tutti moduli 3M04	Nello stesso framework (coppia di moduli), entrambi moduli 3M05 oppure entrambi moduli 3M04

2.4 Inverter di nuova generazione

Gli inverter di nuova generazione, come il PVS-10/15, PVS-20/33, PVS-100, ecc, sono dotati di protocollo di comunicazione Modbus Sunspec TCP, di interfaccia Ethernet e non necessitano di logger per il monitoraggio. Pertanto, possono essere pilotati direttamente dal CCI utilizzando la mappa Modbus Sunspec TCP. Per consultare la lista dei modelli che implementano tale protocollo si rimanda alla tabella riepilogativa in allegato.

2.5 Pilotaggio degli inverter di nuova generazione

Per quanto detto, gli inverter di nuova generazione non hanno bisogno di logger e pertanto possono essere pilotati direttamente dal CCI che invierà i comandi mediante il protocollo Modbus Sunspec TCP sullo stesso bus ethernet in cui avviene il monitoraggio. E' sufficiente che il CCI implementi i comandi Modbus secondo la mappa che MA Solar mette a disposizione per ciascun modello di inverter.

3. Sistemi con mix di inverter legacy e nuova generazione

In caso di impianti con la coesistenza di inverter legacy e di nuova generazione è possibile il pilotaggio tramite VSN-700-05. In tal caso, gli inverter legacy dovranno trovarsi sotto il controllo di un VSN700-05 collegata alla stessa rete Ethernet degli inverter con protocollo Modbus Sunspec.

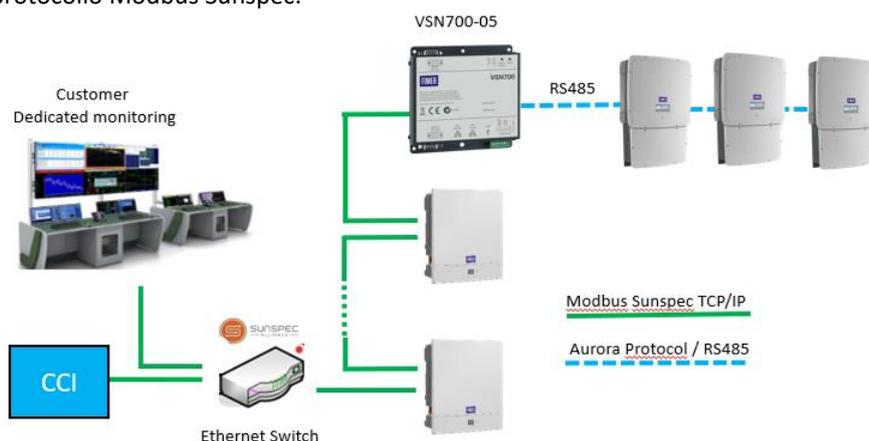


Figura 3 - Esempio di impianto con mix di inverter legacy e nuova generazione

4. Misure di potenza

La delibera ARERA 385/25 richiede che il CCI implementi, oltre alla funzione PF2 (controllo della potenza attiva), anche la funzionalità PF1 (osservabilità). Si veda a tal proposito la tabella riepilogativa delle 2 funzioni.

	100kW	500kW	1000kW
PF1 Osservabilità	Misura DIRETTA al punto di connessione in MT: P,Q,V,I - Stato DG		
	Misura P generata AGGREGATA per fonte		
	Facoltativo		Misura P e stato SINGOLO Generatore
	Errore max $\leq 2,2\%$ (5% da confermare)	Errore max $\leq 2,2\%$	
PF2 Controllo	Controllo di P da parte del DSO con tempo di risposta 1 minuto		
	Controllo di Q da parte del DSO con tempo di risposta 10 secondi – (ATTUALMENTE NON RICHIESTA DA ARERA)		

La funzione PF1 prevede:

1. La misura diretta di P,Q,V, I al punto di connessione in MT e lo stato del DG;
2. La misura di potenza attiva P generata “aggregata” per fonte;
3. Un errore massimo sulle precedenti misure del 2,2%.

Per quanto riguarda quest’ultimo punto è possibile che per impianti da 100kW fino a 500kW sia accettato in futuro un errore massimo fino al 5%.

Per quanto riguarda la misura di potenza attiva generata, in caso di impianti oltre 1MW, è obbligatorio che il calcolo sia fatto utilizzando le letture di potenza di ogni singolo inverter (purché queste abbiano l’accuratezza richiesta). Nel caso in cui le misure fatte sull’inverter non abbiano l’accuratezza richiesta sarà necessario installare un meter per ciascun inverter per poter rilevare le misurazioni con l’accuratezza richiesta.

Per impianti sotto il MW, viceversa, non è obbligatorio che il calcolo della potenza attiva aggregata sia fatto a partire dalle potenze rilevate di ciascun inverter, ma è tuttavia è consentito. Nel caso in cui le letture dirette dell’inverter non abbiano l’accuratezza richiesta sarà possibile installare dei meter che leggano la potenza attiva prodotta nei punti di raccolta in bassa tensione (ad esempio sul quadro BT prima di eventuali prelievi). **Le misure messe a disposizione dagli inverter FIMER hanno tipicamente un errore \leq del 3% e, pertanto, non soddisfacendo i requisiti dell’Annex O della CEI 0-16 necessitano di meter aggiuntivi.**

Rif:

[1] “Solar Inverter PVI-PMU – QIG:

<https://www.fimer.com/it/prodotti-e-servizi/solare/monitoraggio-e-controllo>

[2] “VSN700 Datalogger – QIG:

https://www.fimer.com/sites/default/files/FIMER_VSN700_Quick%20Installation%20Guide_IT_RevD.pdf

[3] “Device supported by VSN700:

https://www.fimer.com/sites/default/files/FIMER_Devices%20supported%20by%20VSN700-05-DataLogger_EN_Rev_A.pdf

[4] “VSN700 Datalogger – specifiche tecniche:

https://www.fimer.com/sites/default/files/FIMER_VSN700%20Data%20Logger_IT_Rev_B.pdf

[5] Mappe Modbus TCP disponibili sul sito Fimer.com:

<https://www.fimer.com/it/data-logger-e-controllo/vsn700-data-logger>

<https://www.fimer.com/it/inverter-fotovoltaici-trifase/pvs-203033-tl>

<https://www.fimer.com/it/inverter-fotovoltaici-trifase/pvs-1012515-tl>

<https://www.fimer.com/it/inverter-fotovoltaici-trifase/pvs-100120-tl>

<https://www.fimer.com/it/inverter-fotovoltaici-trifase/pvs-175-tl>

<https://www.fimer.com/it/inverter-fotovoltaici-trifase/pvs-5060-tl>

[6] Protocollo Aurora disponibile su richiesta – contattare MA Solar Italy al numero verde: 800.990.444

Appendice – elenco Modelli compatibili con delibera ARERA

Prodotto	Versione	Interfaccia	Protocolli disponibili	Set Point (P, Q)	Accuratezza misura P (according "Annex O" CEI 0-16)	Necessita di Revamping
PVI-10/12.5-TL	IT FW Rel. #"C3XX"	RS485	Aurora Protocol RTU	NO	NO	PVS-10/12.5 PVI-10/12.5@stage 2
	IT (upgraded stage1) FW Rel. = "C3XX"	RS485	Aurora Protocol RTU	YES	NO	NO
	Stage 1 PN: 3G82/3G83	RS485	Aurora Protocol RTU	YES	NO	NO
	Stage 2 PN: 3N81/3N82	RS485	Aurora Protocol RTU	YES	NO	NO
PVI-10/12-I-OUTD	All	RS485	Aurora Protocol RTU	YES	NO	NO
TRIO-8.5/7.5/5.8-TL	All	RS485 RS485 (opz)	Aurora Protocol RTU Proprietary Modbus RTU	YES	NO	NO
TRIO-20/27.6	All	RS485	Aurora Protocol RTU Proprietary modbus RTU	YES	NO	NO
TRIO-TL-50/60	All	RS485	Aurora Protocol RTU Proprietary Modbus RTU ModBus Sunspec RTU	YES	NO	NO
TRIO-TM-50/60	All	RS485 Ethernet	Aurora Protocol RTU Proprietary Modbus RTU ModBus Sunspec RTU/TCP	YES	NO	NO
PVS-50/60	All	RS485 Ethernet	Aurora Protocol RTU Proprietary Modbus RTU ModBus Sunspec RTU/TCP	YES	NO	NO
PVS-10/12.5/15	All	RS485 Ethernet	Aurora Protocol Emulated RTU ModBus Sunspec RTU/TCP	YES	NO	NO
PVS-20/30/33	All	RS485 (opz) Ethernet	Aurora Protocol Emulated RTU ModBus Sunspec RTU/TCP	YES	NO	NO
PVS-100/120	All	RS485 Ethernet	ModBus Sunspec RTU/TCP	YES	NO	NO
PVR-65/75/80	All	RS485 Ethernet	ModBus Sunspec RTU/TCP	YES	NO	NO
PVS-175	All	RS485 Ethernet	ModBus Sunspec RTU/TCP	YES	NO	NO
PVI Central Modulo 55kW	PN: 3I19	RS485	Aurora Protocol RTU	NO	NO	PVI-Modulo 55KW 3M05 or 3M04 in base alla configurazione esistente
	PN: 3M04	RS485	Aurora Protocol RTU	YES	NO	NO
	PN: 3L07	RS485	Aurora Protocol RTU	YES	NO	NO
	PN: 3M05	RS485	Aurora Protocol RTU	YES	NO	NO
PVI Central HV Modulo 67kW	PN: 3M62	RS485	Aurora Protocol RTU	YES	NO	NO
	PN: 3M67	RS485	Aurora Protocol RTU	YES	NO	NO
ULTRA	All	RS485	Aurora Protocol RTU Proprietary modbus RTU	YES	NO	NO
PVS 800	All	RS485	ABB Modbus RTU	YES	NO	NO