

## *PROGETTO ESECUTIVO*

### INTERVENTO DI MANUTENZIONE STRAORDINARIA E DI RIQUALIFICAZIONE ENERGETICA ALLOGGI COMUNALI DI VIA TOGLIATTI 2 - CUP C42H19000160002



### **Relazione tecnica specialistica impianto fotovoltaico**

Il Progettista  
*Ing. Sergio Brambilla*

IL R.U.P.  
*Ing. Ir Daniele Forcillo*



*Sergio Brambilla*

*Rho, 21 Settembre 2020*

## INDICE

1	PREMESSA	pag. 4
2	TIPO DI IMPIANTO	pag. 5
3	DATI DI PROGETTO	pag. 5
4	ANALISI DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	pag. 9
4.1	Dati relativi al committente e località di intervento	pag. 9
4.2	Posizionamento del generatore Fotovoltaico	pag. 9
5	RADIAZIONE SOLARE	pag. 10
6	CONNESSIONE ALLA RETE	pag. 13
7	SPECIFICHE TECNICHE DEI COMPONENTI E CONFIGURAZIONE	pag. 14
7.1	Caratteristiche Generatore Fotovoltaico	pag. 14
7.2	Caratteristiche dei moduli fotovoltaici	pag. 14
7.3	Gruppo di conversione	pag. 15
7.4	Sistema di accumulo	pag. 16
7.4.1	Batterie per l'accumulo elettrico	pag. 16
7.4.2	Configurazione sistema di accumulo	pag. 17
7.5	Configurazione Generatore Fotovoltaico	pag. 18
7.6	Quadri elettrici	pag. 19
7.6.1	Quadro lato corrente continua	pag. 19
7.6.2	Quadro lato corrente alternata BT	pag. 19
7.6.3	Quadro lato corrente di protezione linea	pag. 19
7.6.4	Quadro Generale	pag. 20
7.7	Cavi elettrici e di cablaggio	pag. 20
7.8	Impianto di Messa a Terra (MAT)	pag. 20
8	DISPOSITIVI DI PROTEZIONE	pag. 21
8.1	Dispositivo di stringa	pag. 21
8.2	Dispositivo di interfaccia	pag. 21
8.3	Protezione di interfaccia	pag. 21
8.4	Dispositivo del generatore	pag. 22
8.5	Dispositivo di protezione linea	pag. 22

8.6	Dispositivo di misurazione dell'energia prodotta	pag. 23
8.7	Dispositivo di sezionamento	pag. 23
8.8	Dispositivo utente_utenze comuni	pag. 23
8.9	Misuratore bidirezionale di energia immessa/prelevata	pag. 23
9	DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO	pag. 24
9.1	Variazione della tensione con la temperatura per la sezione c.c.	pag. 25
9.2	Portate e cadute di tensione dei cavi in regime permanente	pag. 25
9.3	Protezione contro il corto circuito	pag. 25
9.4	Stipamento dei cavi nelle tubazioni	pag. 25
9.5	Sezione del conduttore di protezione	pag. 26
9.6	Misure di protezione contro i contatti diretti	pag. 26
9.7	Misure di protezione contro i contatti indiretti	pag. 26
9.8	Misure di protezione sul collegamento alla rete elettrica	pag. 27
9.9	Misure di protezione contro gli effetti delle scariche atmosferiche	pag. 28
9.10	Misure di protezione contro gli effetti termici	pag. 28
9.11	Misure di protezione in caso di incendio	pag. 29
9.12	Isolamento dei cavi	pag. 29
9.13	Dettagli di installazione	pag. 29
9.14	Computo metrico	pag. 30
10	MANUTENZIONE	pag. 31
10.1	Manutenzione ordinaria preventiva	pag. 31
10.2	Moduli fotovoltaici	pag. 31
10.3	Stringa fotovoltaica	pag. 31
10.4	Struttura metallica di sostegno	pag. 31
10.5	Quadri elettrici	pag. 32
10.6	Inverter	pag. 32
11	VERIFICA TECNICO-FUNZIONALE	pag. 33
12	RIEPILOGO CARATTERISTICHE GENERALI DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	pag. 33
13	DISPOSIZIONI CONCLUSIVE	pag. 33
	Allegati	pag. 34

## 1 PREMESSA

La presente Relazione Tecnica costituisce il **“Progetto esecutivo per la realizzazione di un impianto fotovoltaico con accumulo connesso alla rete ENEL in regime GSE di scambio sul posto”** e si pone l'obiettivo di descrivere dettagliatamente la soluzione proposta, le tecnologie impiegate, le scelte progettuali fatte e la stima della producibilità attesa dall'impianto.

Un impianto fotovoltaico converte la radiazione solare incidente sui pannelli in energia elettrica consentendo pertanto l'autoproduzione di energia e riducendo l'utilizzo di energia elettrica prodotta da fonti fossili nonché la relativa produzione di CO<sub>2</sub> in atmosfera. La principale motivazione per la decisione di realizzare un impianto fotovoltaico è pertanto di natura ambientale. Per massimizzare tale autoproduzione si è quindi deciso di optare per pannelli di silicio monocristallino aventi una efficienza di conversione di circa il 20%.

Per massimizzare l'autoconsumo, cioè la quantità di energia autoprodotta consumata in loco, si è deciso di integrare l'impianto fotovoltaico con un sistema di accumulo elettrico che consente di immagazzinare l'energia prodotta durante il giorno e non consumata, ed utilizzarla durante le ore serali o in caso di condizioni meteorologiche avverse. Tale scelta è pertanto di tipo economico.

L'impianto fotovoltaico oggetto della presente progettazione definitiva sarà destinato ad alimentare le utenze comuni, quali l'impianto luci di emergenza, luci sui vani scale, impianti comuni vari e soprattutto ad alimentare l'impianto ascensori. In considerazione della particolare tipologia di utenza (gli occupanti l'edificio sono in prevalenza pensionati anziani) si è ritenuta interessante la possibilità di aumentare la loro sicurezza sfruttando le caratteristiche tecnologiche degli inverter impiegati ed in particolare la loro funzione Emergency Power Supply la quale funge da soccorritore in caso di blackout consentendo l'alimentazione di “utenze privilegiate” (come gli ascensori e le luci di emergenza).

A quanto sopra va aggiunta la possibilità di realizzare in futuro altri impianti centralizzati che potranno utilizzare l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico (impianti anti intrusione, TVCC, irrigazione automatica del giardino ecc).



## 2 TIPO DI IMPIANTO

L'impianto in oggetto sarà installato sulla copertura a falda inclinata dell'edificio ERP per pensionati di proprietà del Comune di RHO situato in Via Togliatti 2 ed ha una potenza nominale di 19,32 kWp.

Pertanto, l'impianto di produzione avrà connessione elettrica contemporanea sia con l'impianto elettrico delle utenze comuni già esistente, sia con la rete elettrica di pubblica distribuzione in bassa tensione, usufruendo del servizio di scambio sul posto.

L'impianto elettrico utilizzatore è preesistente e comunque estraneo alla presente attività di progettazione.

## 3 DATI DI PROGETTO

I dati di progetto sono strutturati e divisi in accordo alla Guida CEI 0-2.

Tabella 1 – Dati di progetto di carattere generale

Pos.	Dati	Valori stabiliti	Note
1.1	Committente	Comune di RHO Piazza Visconti, 24 20017 RHO (MI)	
1.2	Natura Giuridica	Persona Giuridica	
1.3	Scopo del lavoro	Realizzazione di un impianto Fotovoltaico GRID-CONNECTED con accumulo.	
1.4	Vincoli da rispettare	Interfacciamento alla rete in accordo alle norme CEI e alla normativa di unificazione ENEL	
1.5	Informazioni di carattere generale	Sito raggiungibile con strada idonea al trasporto di mezzi pesanti e di dimensioni considerevoli. Disponibilità di spazio sufficiente all'installazione e movimentazione dei materiali	

Tabella 2 – Dati di progetto relativi all'utilizzazione del terreno – edifici

Pos.	Dati	Valori stabiliti	Note
2.1	Destinazione d'uso	Area residenziale	
2.2	Barriere architettoniche	Non applicabile	

Tabella 3 – Dati di progetto relativi alle influenze esterne

Pos.	Dati	Valori stabiliti	Note
3.1	Tmin invernale – T max estiva – T media mese più caldo	-5C°, 32C°, 22,3C°	Riferimento UNI 10349
3.2	Formazione di condensa	NO	
3.3	Altitudine	~ 158 m	Rif. Municipio
3.4	Latitudine	45°31'54"48 N	45,53
3.5	Longitudine	09°2'28"32 E	9,04

3.6	Presenza di corpi solidi estranei – Presenza di polvere	NO – NO	Usuale protezione dei quadri da insetti ed utensili
3.7	Presenza di liquidi Possibilità di stillicidio Esposizione alla pioggia Esposizione agli spruzzi Possibilità di getti d'acqua	NO NO NO NO NO	Dati relativi al posizionamento delle apparecchiature elettriche
3.8	Condizioni del terreno: Carico specifico ammesso (N/m <sup>2</sup> ), Livello della falda freatica (m), Profondità della linea di gelo, resistività elettrica del terreno, Resistività termica del terreno	Non applicabile	
3.9	Ventilazione dei locali	Ventilazione naturale	Dati relativi al posizionamento delle apparecchiature elettriche
3.10	Carico di neve	Non applicabile	
3.11	Effetti sismici	Non applicabile	
3.12	Livelli massimi di rumore	NO	
3.13	Condizioni ambientali speciali	NO	

Tabella 4 – Dati di progetto relativi alla rete di collegamento

Pos.	Dati	Valori stabiliti	Note
4.1	Tipo di intervento richiesto:	Nuovo impianto	
4.2	Dati del collegamento elettrico Descrizione della rete di collegamento Punto di consegna Tensione nominale Stato del neutro Vincoli da rispettare della Società Distributrice	Cavo in BT R + S + T + N Comunicato da ENEL 380 V TT lato c.a. Non comunicati	
4.3	Misura dell'energia	A cura di ENEL	

Tabella 5 – Dati di progetto relativi all'impianto fotovoltaico

Pos.	Dati	Valori stabiliti	Note
5.1	Caratteristiche area di installazione	Posa su struttura metallica ancorata alla falda inclinata dell'edificio, orientata a sud	
5.2	Posizione inverter	Interno all'edificio posizionato nel vano scale	
5.3	Posizione quadro generale	Interno all'edificio posizionato nel locale contatori sito nel seminterrato.	

Tabella 6 – Normativa di riferimento per la progettazione e realizzazione

Le principali disposizioni normative che regolamentano il meccanismo e le procedure per ottenere la connessione alla rete elettrica di pubblica distribuzione, per accedere al servizio di scambio sul posto, nonché le regole tecniche specifiche di connessione e realizzazione di un impianto fotovoltaico risultano allo stato le seguenti:

<b>1) Normativa fotovoltaica</b>
- CEI 82-25: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione;
- UNI 10349: Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici;
- UNI 8477: Energia solare – Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia – Valutazione dell'energia raggiante ricevuta;
- CEI EN 60904: Dispositivi fotovoltaici – Serie;
- CEI EN 61215 (CEI 82-8): Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- CEI EN 61646 (CEI 82-12): Moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri - Qualifica del progetto e approvazione di tipo;
- CEI EN 61724 (CEI 82-15): Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici - Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;
- CEI EN 61730-1 (CEI 82-27) Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 1: Prescrizioni per la costruzione;
- CEI EN 61730-2 (CEI 82-28) Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 2: Prescrizioni per le prove;
- CEI EN 62108 (CEI 82-30): Moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione (CPV) - Qualifica di progetto e approvazione di tipo;
- CEI EN 62093 (CEI 82-24): Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) – Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali;
- EN 62116 Test procedure of islanding prevention measures for utility-interconnected photovoltaic inverters;
- CEI EN 50380 (CEI 82-22): Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici;
- CEI EN 50521 (CEI 82-31) Connettori per sistemi fotovoltaici - Prescrizioni di sicurezza e prove;
- CEI EN 50524 (CEI 82-34) Fogli informativi e dati di targa dei convertitori fotovoltaici;
- CEI EN 50530 (CEI 82-35) Rendimento globale degli inverter per impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica;
- EN 62446 (CEI 82-38) Grid connected photovoltaic systems - Minimum requirements for system documentation, commissioning tests and inspection;
- CEI 20-91 Cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1 000 V in corrente alternata e 1 500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici.
<b>2) Normativa sugli impianti elettrici</b>
- CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- CEI 0-21 : Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica;
- CEI 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;

- CEI EN 50438 (CEI 311-1) Prescrizioni per la connessione di micro-generatori in parallelo alle reti di distribuzione pubblica in bassa tensione;
- CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
- CEI EN 60099-1 (CEI 37-1): Scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata;
- CEI EN 60439 (CEI 17-13): Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT), serie;
- CEI EN 60445 (CEI 16-2): Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;
- CEI EN 60529 (CEI 70-1): Gradi di protezione degli involucri (codice IP);
- CEI EN 60555-1 (CEI 77-2): Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni;
- CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31): Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti - Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso $\leq 16$ A per fase);
- CEI EN 62053-21 (CEI 13-43): Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2);
- CEI EN 62053-23 (CEI 13-45): Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3);
- CEI EN 50470-1 (CEI 13-52) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 1: Prescrizioni generali, prove e condizioni di prova - Apparat di misura (indici di classe A, B e C)
- CEI EN 50470-3 (CEI 13-54) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 3: Prescrizioni particolari - Contatori statici per energia attiva (indici di classe A, B e C);
- CEI EN 62305 (CEI 81-10): Protezione contro i fulmini, serie;
- CEI 81-3: Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato;
- CEI 20-19: Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- CEI 20-20: Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- CEI 13-4: Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica;
<b>3) Normative che regolamentano il meccanismo e le procedure per ottenere gli incentivi</b>
- D.M. 05/05/2011 Incentivazione dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici
- Delibera A.E.E.G. 88/07: Misura dell'energia prodotta da impianti di produzione di energia elettrica
- Delibera A.E.E.G. 90/07: Disposizioni attuative del D.M 19/02/2007 (procedure per ottenere l'incentivo)
- Delibera A.E.E.G. 74/08: Condizioni tecnico-economiche relative al servizio di scambio sul posto (TISP)
- Delibera A.E.E.G. 99/08: Condizioni tecnico-economiche per la connessione di impianti di produzione alla rete elettrica
- Norma ENEL DK 5940 Ed. 2.2: Criteri di allacciamento di impianti di produzione alla rete BT di Enel Distribuzione
- Guida per la connessione alla rete elettrica ENEL

## 4 ANALISI DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

La presente relazione tecnica è orientata alla descrizione delle varie fasi progettuali relative alla realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica tramite conversione fotovoltaica, avente una potenza di picco pari a 19,32 KWp.

### 4.1 Dati relativi al committente, soggetto responsabile e località di intervento

Committente:	Comune di RHO (MI)
Indirizzo:	Piazza Visconti, 2 20017 RHO (MI)
Codice Fiscale/P.IVA:	'00893240150
Soggetto Responsabile impianto FV:	Comune di RHO (MI)
Indirizzo:	Piazza Visconti, 2 20017 RHO (MI)
Codice Fiscale/P.IVA:	'00893240150
Località di intervento:	Via Togliatti, 2 20017 RHO (MI)
Latitudine:	45°31'54"48 N
Altitudine:	158 m
Classificazione edificio:	Catasto: foglio n° 26, mappale n° 658, sub n° da 2 a 28
Vincoli paesaggistici, architettonici, storici, ambientali:	NO
Temperatura ambiente minima invernale:	-5 °C
Temperatura ambiente massima estiva:	+32 °C

La tabella successiva riassume i dati generali relativi al posizionamento dell'impianto:

### 4.2 Posizionamento del generatore Fotovoltaico:

Posizionamento del generatore FV:	Complanare alla copertura (Retrofit) a falda inclinata
Angolo di azimuth del generatore FV:	00,00° (SUD)
Angolo di tilt del generatore FV:	20,00°
Fattore di albedo medio:	0,6

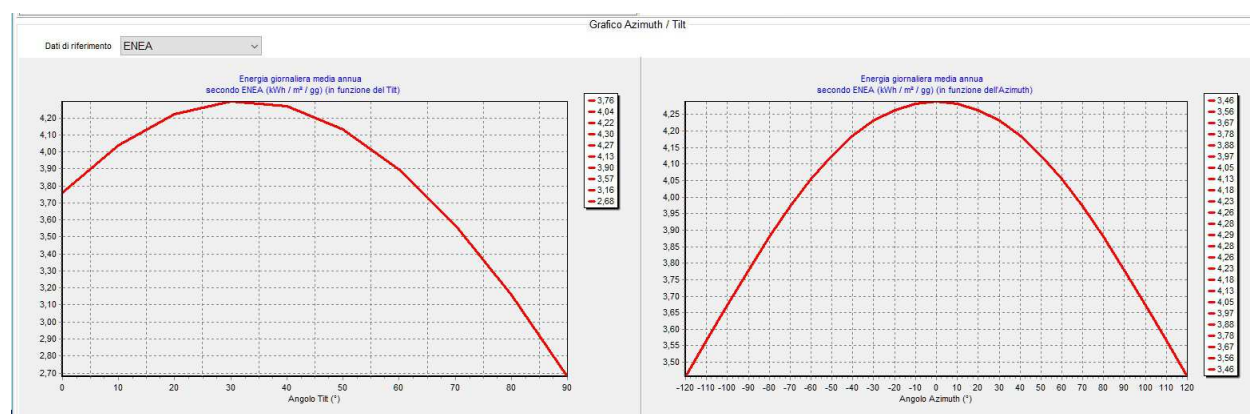
## 5 RADIAZIONE SOLARE

La valutazione della risorsa solare disponibile è stata effettuata prendendo come riferimento i dati relativi alla norma ENEA.

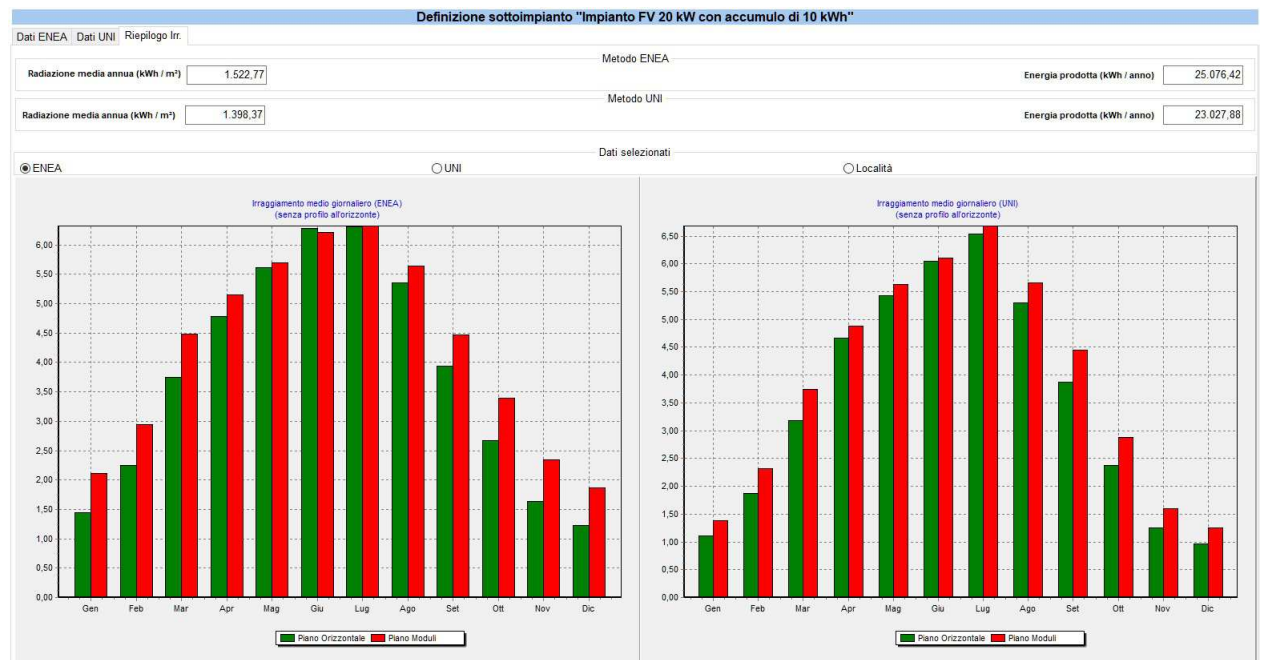
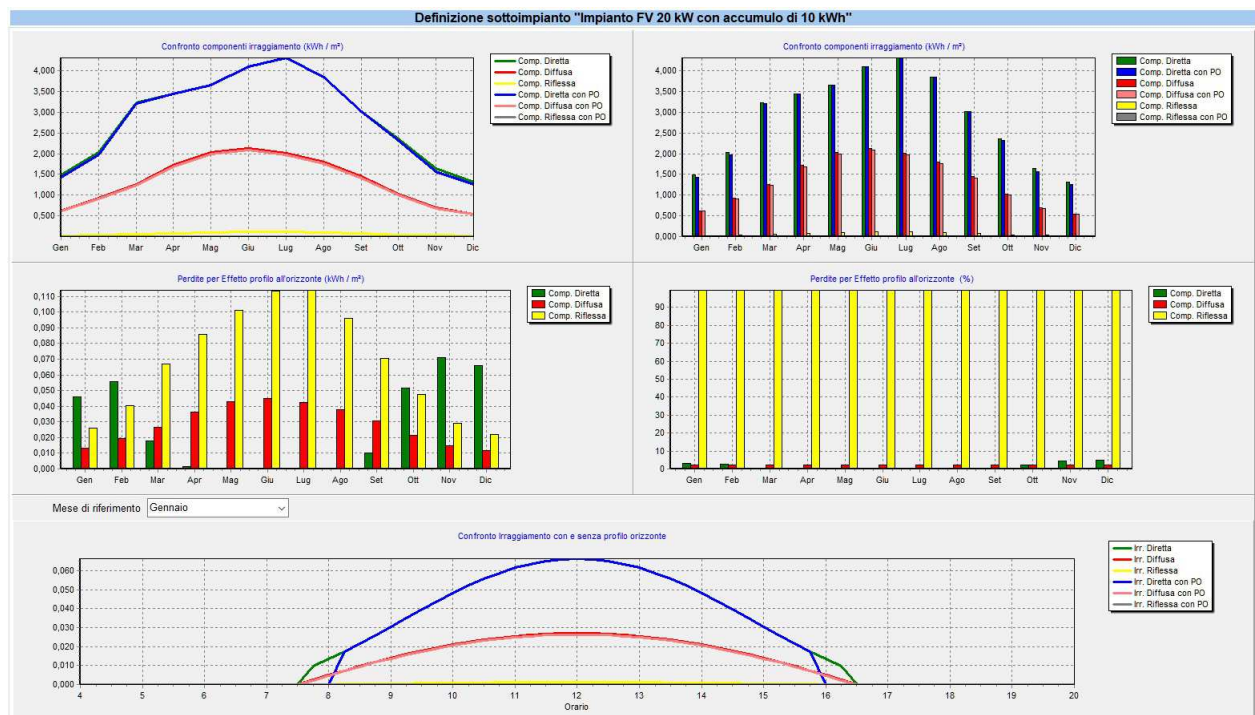
Impianto FV orientato a sud di Pn = 19,32 kWp:

### Dati Norma ENEA

Mese	Albedo	KWh / mq / gg (PO)	KWh / mq / mese (PO)	KWh / mq / gg (PI)	KWh / mq / mese (PI)	KWh / mq / gg (PI) con prof.orizz.	KWh / mq / mese (PI) con prof.orizz.	Energia prodotta mensile (KWh)
Gennaio	0,60	1,440	44,640	2,114	65,534	2,070	64,170	1.056,728
Febbraio	0,60	2,250	63,000	2,949	82,572	2,900	81,200	1.337,172
Marzo	0,60	3,750	116,250	4,481	138,911	4,470	138,570	2.281,921
Aprile	0,60	4,780	143,400	5,149	154,470	5,160	154,800	2.549,191
Maggio	0,60	5,610	173,910	5,693	176,483	5,700	176,700	2.909,832
Giugno	0,60	6,280	188,400	6,219	186,570	6,230	186,900	3.077,802
Luglio	0,60	6,310	195,610	6,322	195,982	6,340	196,540	3.236,550
Agosto	0,60	5,360	166,160	5,635	174,685	5,650	175,150	2.884,307
Settembre	0,60	3,940	118,200	4,473	134,190	4,470	134,100	2.208,310
Ottobre	0,60	2,670	82,770	3,391	105,121	3,340	103,540	1.705,059
Novembre	0,60	1,640	49,200	2,340	70,200	2,270	68,100	1.121,446
Dicembre	0,60	1,220	37,820	1,867	57,877	1,800	55,800	918,894
Irragg. giorno	-	3,771	-	4,219	-	4,200	-	-
Irragg. mese	-	-	114,947	-	128,550	-	127,964	-
Irragg. anno	-	1.379,360	-	1.542,595	-	1.535,570	-	-
Energia prodotta	-	-	-	-	-	-	-	25.287,213



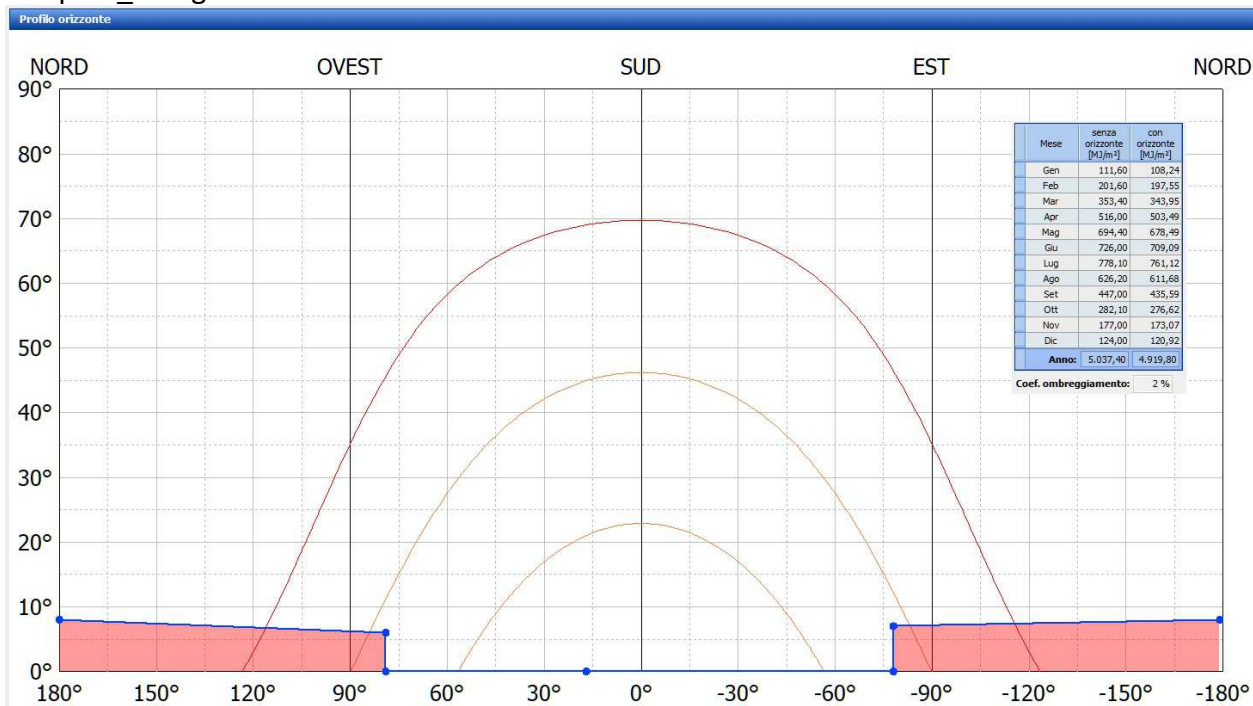




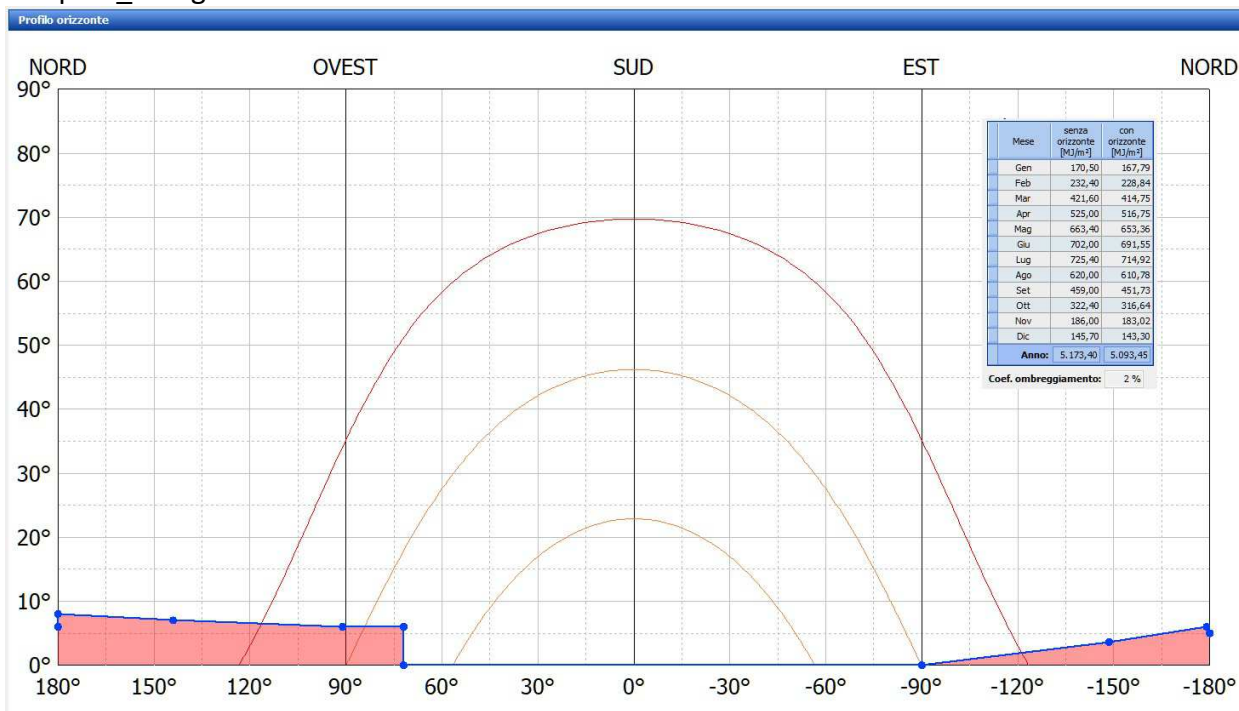
**Determinazione del coefficiente di ombreggiamento (riferito al centro dei sottocampi):**

Il campo fotovoltaico si sviluppa su due falde orientate a sud relative ai corpi di fabbrica B e C. Gli ombreggiamenti principali sono rappresentati dai due corpi scala ed in misura minore dai comignoli dei camini.

Corpo B\_stringhe 1 e 2:



Corpo C\_stringhe 3 e 4:



## 6 CONNESSIONE ALLA RETE

La connessione dell'impianto fotovoltaico alla rete elettrica ENEL di pubblica distribuzione avviene in bassa tensione, in corrispondenza del punto di consegna attualmente presente con fornitura trifase.

Il sistema viene realizzato affinché l'immissione di energia elettrica nella rete pubblica sia possibile unicamente in presenza di tensione e frequenza di rete entro i limiti ammessi e riportati nell'Allegato A70 di Terna come richiesto dalla Delibera 84/2012/R/EEL :

L'immissione in rete avviene con i medesimi parametri istantanei di funzionamento della rete. Il sistema non è in grado di sostenere in maniera autonoma la tensione e la frequenza nominale in assenza di alimentazione della rete pubblica. Per cui, in assenza di alimentazione della rete pubblica, ovvero con valori di tensione e frequenza di rete fuori dai limiti, l'impianto fotovoltaico si disconnette automaticamente dalla rete, al fine di evitare immissione improprie o non dovute, suscettibili di provocare pericolo per la sicurezza degli operatori di rete in caso interventi manutentivi o simili.

La potenza massima in immissione è pari alla potenza nominale massima in alternata dell'inverter ossia 19,32 kWp.

Il sistema così come concepito consente un sezionamento totalmente indipendente dell'impianto elettrico delle utenze comuni non privilegiate. Infatti, azionando manualmente in apertura un unico dispositivo (dispositivo utente esistente) si esclude l'utenza contemporaneamente sia dalla rete ENEL sia dall'impianto fotovoltaico, a garanzia della massima sicurezza di esercizio.

In questa configurazione permane comunque il regime di parallelo tra la rete ENEL e il sistema di produzione (vedi schema elettrico), motivo per cui l'impianto fotovoltaico è in grado di operare con immissione in rete anche ad utenza sezionata.

L'impianto di produzione in mancanza di alimentazione dalla rete pubblica ENEL non è in grado di alimentare in maniera autonoma l'impianto elettrico dell'utenza linee non privilegiate. Grazie alla funzione EPS è in grado però di garantire il funzionamento in isola e l'alimentazione alle linee privilegiate (es ascensori e luci di emergenza..).

## 7 SPECIFICHE TECNICHE DEI COMPONENTI E CONFIGURAZIONE

### 7.1 Caratteristiche Generatore Fotovoltaico:

Il generatore fotovoltaico di 19,32 kWp con sistema di accumulo di 9,6 kWh si comporrà di 4 stringhe composte, ciascuna, dalla serie di 14 moduli del tipo descritto successivamente, con una vita utile stimata e garantita di 25 anni senza degrado significativo delle prestazioni. Le stringhe sono gestite da due inverter ibridi XSOLAX Power modello X-Hybrid-10.0-DE di potenza nominale 10 kW cadauno che alimentano il sistema di accumulo in continua.

### 7.2 Caratteristiche dei moduli fotovoltaici:

Impianto fotovoltaico	Impianto FV 19,32kWp con accumulo di 9,6 kWh - Via Togliatti, 2 RHO (MI)
Descrizione modulo	EXE Solar mod: X-CUT HIGH EFFICIENCY - 345M
Potenza nominale modulo (Wp)	345
Tecnologia Celle	Silicio monocristallino
Tensione circuito aperto $V_{OC}$ (V)	41,90
Corrente di corto circuito $I_{SC}$ (A)	10,64
Tensione $V_{MPP}$ (V)	34,78
Corrente $I_{MPP}$ (A)	9,95
Grado di efficienza (%)	20,37
Dimensioni (cm)	99,60 x 170,00
Classe di isolamento	Classe II
Configurazione elettrica	Isolato da terra

Le condizioni di prova standard (STC) sono le seguenti:

- Irraggiamento: 1.000 W/m<sup>2</sup>
- Temperatura di cella: 25° C
- Massa d'aria (AM): 1,5

### 7.3 Gruppo di conversione

Il gruppo di conversione è composto da n° 2 inverter tipo “X-Hybrid -10.0-DE (convertitore statico con tecnologia ibrida cioè in grado di gestire ed alimentare la carica delle batterie di accumulo elettrico).

Il convertitore c.c./c.a. utilizzato è idoneo al trasferimento della potenza dal campo fotovoltaico alla rete del distributore, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili e in modo che non risulti sottodimensionato, con conseguente perdita di produzione dell'impianto né sovradimensionato evitando di non far raggiungere la potenza nominale di uscita. Pertanto i valori della tensione e della corrente di ingresso di questa apparecchiatura sono compatibili con quelli del rispettivo campo fotovoltaico, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita sono compatibili con quelli della rete alla quale viene connesso l'impianto. Le caratteristiche principali del gruppo di conversione sono:

- Inverter a commutazione forzata con tecnica PWM (pulse-width modulation), senza clock e/o riferimenti interni di tensione o di corrente, assimilabile a "sistema non idoneo a sostenere la tensione e frequenza nel campo normale", in conformità a quanto prescritto per i sistemi di produzione dalla norma CEI 11-20 e dotato di funzione MPPT.
- Ingresso lato cc da generatore fotovoltaico gestibile con poli non connessi a terra.
- Protezione contro l'inversione della polarità.
- Monitoraggio della dispersione verso terra.
- Alimentazione storage lato continua (internamente all'inverter prima del ponte di conversione dc-ac)
- Funzione di monitoraggio e controllo Wi-Fi ed Ethernet
- Rispondenza alle norme generali su EMC e limitazione delle emissioni RF: conformità norme CEI 0-21, CEI 11-20, DK5940, EN 50178, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-3-2, EN 61000-3-3, EN 61000-3-12, EN 61000-3-11
- Protezioni per sovracorrente di guasto in conformità alle prescrizioni delle norme CEI 11-20 ed a quelle specificate dal distributore elettrico locale. Reset automatico delle protezioni per predisposizione ad avviamento automatico.
- Conformità marchio CE.
- Grado di protezione IP65.
- Dichiarazione di conformità del prodotto alle normative tecniche applicabili, rilasciato dal costruttore, con riferimento a prove di tipo effettuate sul componente presso un organismo di certificazione abilitato e riconosciuto.

- Campo di tensione di ingresso adeguato alla tensione di uscita del generatore FV.
- Efficienza massima  $\geq 90$  % della potenza nominale ( 97,60 %).
- Efficienza di carica/scarica batteria del 96%.

Le caratteristiche tecniche dell'inverter scelto sono le seguenti:

Massima potenza campo FV (W)	13.000
Tensioni in ingresso consentite (V)	370 - 800
Potenza nominale di uscita (kW)	10
Corrente nominale di uscita (A), per fase	16
Rendimento massimo	97,00%
Potenza max. carica-scarica batteria (W)	10.000
Posizione fisica	Interno all'edificio posizionato nel vano scale
Tipologia	Inverter cc/ca con uscita trifase. Convertitore statico non idoneo a sostenere la tensione e la frequenza entro il campo nominale (dispositivo di conversione statica che si comporta come generatore di corrente)
Marca	XSOLAX Power
Modello	X3-Hybrid-10.0-DE
Caratteristiche tecniche	Vedi scheda tecnica allegata
Versione Firmware	Vedi scheda tecnica allegata
Grado di protezione	IP65

## 7.4 Sistema di accumulo

Il sistema di accumulo POWERCUBE-X1 è un sistema modulare configurabile in grado di gestire un numero variabile di batterie al litio Pylontech H48050, consentendo di ottenere la capacità di accumulo desiderata. Si compone del modulo di gestione batterie BMS (SC05004 oppure C1000A a seconda nel numero di batterie in serie da gestire) e di un modulo di parallelo pacchi batterie MBMS1000A-S.

### 7.4.1 Batterie per l'accumulo elettrico

Le batterie considerate sono le Pylontech H48050 con tecnologia al litio di tipo LFP, la quale presenta i seguenti vantaggi:

- Life cycle più lungo, che supera i 6000 cicli, corrispondenti a circa 11 anni di lavoro, con capacità a fine vita pari all'80%;
- Struttura molecolare interna delle batterie LFP più stabile e quindi più sicura, consentendo un aumento della temperatura di combustione pari a 600 °C;
- Facilità di espansione per ottenere storage di dimensioni importanti;
- Design compatto e modulare che permette una facile installazione / aggiornamento;



- BMS avanzato che consente di segnalare allarmi in tempo reale.
- Monitoraggio

Le caratteristiche tecniche della singola batteria scelta sono le seguenti:

Modello:	H48050
Tensione (V):	48
Corrente nominale (Ah):	50
Potenza nominale (Wh):	2400
Corrente di picco max. in scarica (A):	100 per 1 minuto
Corrente di picco max. in carica (A):	100 per 1 minuto
DOD (%):	80 (10-90)

#### 7.4.2 Configurazione sistema di accumulo

La configurazione considerata è la POWERCUBE-X1 PHANTOM-X10 consistente nella serie di n° 4 batterie H48050 gestite da un modulo BMS SC05004 ed avente una capacità di accumulo di 9,6 kWh.

Le caratteristiche principali sono le seguenti:

Configurazione:	PHANTOM-X10
Capacità del sistema (kWh):	9,6
Tensione nominale sistema (Vdc):	192
Max. tensione in carica sistema (Vdc):	210
Min. tensione in scarica sistema (Vdc):	168
Corrente nominale carica/scarica (A):	25
Corrente di picco carica/scarica (A):	100
Efficienza:	98,00%
DOD (%):	80,00%

## 7.5 Configurazione Generatore Fotovoltaico

I moduli saranno collegati in serie ottenendo stringhe aventi le seguenti prestazioni:

Impianto fotovoltaico	Impianto FV 19,32kWp con accumulo di 9,6 kWh - Via Togliatti, 2 RHO (MI)
N° inverter:	2
N° Stringhe per inverter	2
N° Moduli per stringa	14
Potenza impianto (kWp)	19,32
Superficie Captante Totale (mq)	94,64
Tensione $V_{MPP}$ a 25°C (V)	405,12 (della singola stringa)
Corrente $I_{MPP}$ a 25°C (A)	8,28 (della singola stringa)
Tensione $U_{OC}$ a -10°C (V)	693,36 (della singola stringa)

Per il singolo inverter si ha:

### Ingresso n.1 - MPPT1

	Campo FV	Inverter	Verificato
Numero stringhe	1		
Numero moduli	14		
Min Tensione MPP	405,12	> 370,00	SI
Max Tensione MPP	486,92	< 800,00	SI
Corrente FV	8,28	< 10,00	SI
Tensione a vuoto	693,36	< 1000,00	SI

### Ingresso n.2 - MPPT2

	Campo FV	Inverter	Verificato
Numero stringhe	1		
Numero moduli	14		
Min Tensione MPP	405,12	> 370,00	SI
Max Tensione MPP	486,92	< 800,00	SI
Corrente FV	8,28	< 10,00	SI
Tensione a vuoto	693,36	< 1000,00	SI

I valori di tensione alle varie temperature di funzionamento (minima, massima e d'esercizio) rientrano nel range di accettabilità ammesso dall'inverter.

I moduli saranno forniti di diodi di by-pass e le stringhe saranno protette dal sovraccarico e dalle sovratensioni di origine atmosferica mediante appositi scaricatori di sovratensione (1000 V DC) ed un interruttore magnetotermico - sezionatore in continua (16A , 1000 DC).

## **7.6 Quadri elettrici**

### **7.6.1 Quadro lato corrente continua**

Si prevede di installare un quadro a monte degli inverter per assolvere le funzioni di:

- protezione delle stringhe da sovratensioni indotte tramite scaricatori 1000 V DC verso terra;
- protezione delle stringhe tramite interruttore automatico magnetotermico in DC (16 A, 1000 V DC).
- Contattori di sgancio con bobina a minima tensione secondo richieste VVFF

### **7.6.2 Quadro lato corrente alternata BT**

Si prevede di installare un quadro in alternata a valle di ogni convertitore statico per assolvere le funzioni di:

- misurazione, collegamento e controllo delle grandezze in uscita dall'inverter
- protezione della linea tramite un interruttore magnetotermico differenziale.

Nota: in alternativa è consentito installare un unico quadro contenente le due protezioni degli inverter. In questo caso provvedere a segnalare ed identificare con opportune etichette le due protezioni associandole ai rispettivi inverter.

### **7.6.3 Quadro lato corrente alternata di protezione linea**

Si prevede di installare un quadro in alternata di protezione della linea, risultante dal parallelo delle due linee trifase uscenti dagli inverter, per assolvere le funzioni di:

- misurazione, collegamento e controllo delle grandezze in uscita dall'inverter
- protezione della linea tramite un interruttore magnetotermico differenziale, scaricatore di sovratensione e fusibile
- sezionare la linea per consentire l'installazione e la manutenzione del contatore di produzione, in piena sicurezza.

#### 7.6.4 Quadro Generale

Si prevede di installare un quadro in alternata “Generale” dell'impianto in corrispondenza del contatore di scambio dell'Ente Distributore di energia (relativo alle parti comuni) per assolvere le funzioni di:

- protezione generale della linea con interruttore magnetotermico differenziale.
- protezione dell'impianto da sovratensioni tramite scaricatori tipo 2 verso terra.
- Contenere il Sistema di Protezione di Interfaccia.

#### 7.7 Cavi elettrici e di cablaggio

Il cablaggio elettrico avverrà per mezzo di cavi con conduttori isolati in rame con le seguenti prescrizioni:

- Sezione delle anime in rame opportunamente dimensionati in modo da contenere la caduta di potenziale entro l'2% del valore misurato da qualsiasi modulo posato al gruppo di conversione.
- Isolamento per tensioni di esercizio fino a 0,6/1kV.
- Alta resistenza agli agenti atmosferici ed umidità.
- Resistenza ai raggi UV.
- Range di temperatura di esercizio elevato.
- Non propagante l'incendio.

Inoltre i cavi saranno a norma CEI 20-13, CEI20-22II e CEI 20-37 I, marchiatura I.M.Q., colorazione delle anime secondo norme UNEL.

#### 7.8 Impianto di Messa a Terra (MAT)

Il campo fotovoltaico sarà gestito con nessun polo connesso a terra. Le stringhe saranno costituite dalla serie dei singoli moduli fotovoltaici, e saranno protette contro le sovratensioni tramite scaricatori connessi alla rete di terra.

Le strutture di sostegno dei moduli, le canaline metalliche di posa cavi, le parti metalliche dei quadri e l'involucro metallico degli inverter nonché gli scaricatori di tensione saranno collegate all'impianto di terra con un conduttore di colore giallo-verde di sezione 16 mmq. Questo conduttore sarà distinto dagli altri cavi dell'impianto e procederà separato.

Nota: Particolare attenzione dovrà essere fatta nel garantire la continuità metallica delle strutture di sostegno (utilizzando appositi elementi di giunzione dei vari longheroni posati) e delle canaline posa cavi.

## 8 DISPOSITIVI DI PROTEZIONE

### 8.1 Dispositivo di stringa

E' il dispositivo interno al quadro lato continua che ha il compito di proteggere e sezionare in condizioni di apertura il generatore fotovoltaico dalla restante parte dell'impianto di produzione, le cui caratteristiche sono le seguenti :

Posizione fisica	Interno al quadro c.c.
Tipologia	Interruttore magnetotermico- sezionatore 16 A 1000 Vcc CHINT in continua
Caratteristiche tecniche	CEI EN 60947-3
Attitudine al sezionamento	SI

### 8.2 Dispositivo di interfaccia

Il dispositivo di interfaccia DDI è quel componente che, comandato direttamente dalla protezione di interfaccia, permette di separare automaticamente l'impianto fotovoltaico dalla rete in caso di assenza di alimentazione della rete pubblica, guasto, oppure anomalia ai parametri di rete (frequenza e tensione fuori dai limiti).

Qualora i parametri di rete vengano ripristinati entro i valori consentiti, il dispositivo effettua la richiusura automatica e reinserisce l'impianto fotovoltaico in parallelo alla rete.

Il dispositivo è posto unicamente a protezione della rete pubblica, non dell'utente finale. Questo dispositivo è esterno all'inverter ed è contenuto nel quadro Generale.

### 8.3 Protezione di interfaccia

La protezione di interfaccia è quel dispositivo elettronico che, monitorando continuamente i parametri di rete (tensione e frequenza), comanda l'intervento in apertura del dispositivo di interfaccia qualora detti parametri vengano rilevati al di fuori dei limiti consentiti.

In particolare, la protezione di interfaccia comanda l'intervento in apertura del dispositivo di interfaccia durante il regime di parallelo in caso di:

- Mancanza di alimentazione di rete
- Guasto, malfunzionamento o anomalia in rete
- Messa fuori tensione della rete per manutenzione

Comanda inoltre la richiusura del dispositivo di interfaccia qualora i parametri di rete vengano ripristinati entro i valori consentiti.

La taratura della protezione di interfaccia viene effettuata direttamente in fabbrica dal costruttore dell'apparecchio, pertanto non è di competenza della ditta installatrice

dell'impianto. E' assolutamente vietato modificare le tarature senza l'autorizzazione del gestore di rete.

Prestare attenzione perché il dispositivo garantisce soltanto la sicurezza della rete pubblica e dei suoi operatori, ma non dell'utente utilizzatore dell'impianto.

Il Sistema di Protezione di Interfaccia è contenuto nel quadro Generale.

#### 8.4 Dispositivo del generatore

E' il dispositivo, installato all'interno del Quadro C.A. lato alternata, che ha il compito di sezionare in condizioni di apertura il relativo inverter (e la relativa porzione di impianto fotovoltaico) contemporaneamente sia dalla rete pubblica sia dall'impianto elettrico utenze comuni (vedi schema elettrico) ed assicurare contemporaneamente la protezione da sovracorrenti della linea in alternata. Il dispositivo utilizzato assicura un funzionamento di tipo bidirezionale. Le principali caratteristiche sono le seguenti.

Posizione fisica	Quadro C.A. lato alternata
Tipologia	Interruttore automatico magnetotermico 4P 4x16A Icn 6kA
Attitudine al sezionamento	SI
Rispondenza normativa	CEI EN 60898 CEI EN 60947-2

#### 8.5 Dispositivo protezione linea

E' il dispositivo, installato all'interno del "Quadro di Protezione linea" che ha il compito di sezionare in condizioni di apertura l'intero impianto fotovoltaico contemporaneamente sia dalla rete pubblica sia dall'impianto elettrico utilizzatore (vedi schema elettrico) ed assicurare contemporaneamente la protezione da sovracorrenti e guasti a terra della linea in alternata dell'impianto di produzione. Il dispositivo utilizzato assicura un funzionamento di tipo bidirezionale. Le principali caratteristiche sono le seguenti.

Posizione fisica	Quadro di Protezione linea all'interno nel vano scale
Tipologia	Interruttore automatico magnetotermico differenziale 4P 4x32A Curva C Idn 0,3A Tipo A istantaneo Icn 6kA
Attitudine al sezionamento	SI
Rispondenza normativa	CEI EN 60898 CEI EN 60947-2 CEI EN 61009-1



## 8.6 Dispositivo di misurazione dell'energia prodotta

E' il componente installato a cura del gestore di rete (ENEL DISTRIBUZIONE SpA) che ha il compito di misurare l'energia prodotta in corrente alternata dall'impianto fotovoltaico. La diretta competenza e la gestione di tale apparato è a carico esclusivo del gestore di rete.

## 8.7 Dispositivo di sezionamento

E' il dispositivo, installato all'interno del Quadro di Protezione linea che ha il compito di sezionare il contatore dell'energia prodotta. E' installato anche all'interno del Quadro Generale per sezionare la linea nel caso di attività di manutenzione. Il dispositivo utilizzato assicura un funzionamento di tipo bidirezionale. Le principali caratteristiche sono le seguenti.

Posizione fisica	Quadro di Protezione linea all'interno nel vano scale e Quadro Generale nel locale contatori
Tipologia	Interruttore sezionatore 4P 4x40A Icn 6kA
Attitudine al sezionamento	SI
Rispondenza normativa	CEI EN 60898 CEI EN 60947-2 CEI EN 61009-1

## 8.8 Dispositivo utente\_utenze comuni

E' il dispositivo installato nel Quadro Utente esistente, che ha il compito di assicurare in apertura il completo sezionamento dell'impianto elettrico utente (relativo alle utenze comuni) sia dalla rete sia dall'impianto di produzione.  
Consente inoltre il regolare funzionamento dell'impianto fotovoltaico (in presenza di tensione di rete) anche in caso di esclusione dell'impianto utente\_utenze comuni.

## 8.9 Misuratore bidirezionale di energia immessa/prelevata

E' il componente installato a cura del gestore di rete ( ENEL DISTRIBUZIONE SpA) che ha il compito di misurare l'energia immessa nella rete pubblica ai fini dell'erogazione del corrispettivo relativo allo scambio sul posto. La diretta competenza e la gestione di tale apparato è a carico esclusivo del gestore di rete.

## 9 DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO

In base ai dati storici del comune di RHO ed alle perdite dovute al profilo all'orizzonte dell'impianto, l'irraggiamento medio annuo calcolato sul piano dei moduli esposto a 0,00° rispetto al Sud ed inclinati rispetto all'orizzontale di 20,00°, risulta essere pari a 1.535,57 kWh/m<sup>2</sup> anno.

La potenza alle condizioni STC (irraggiamento dei moduli di 1.000 W/m<sup>2</sup> a 25°C di temperatura) risulta essere:

$$P_{STC} = P_{MODULO} \times N^{\circ}_{MODULI} = 345 \text{ Wp} \times 56 = 19.320 \text{ Wp}$$

Considerando un'efficienza del generatore del 88,76% calcolata in funzione delle seguenti perdite:

- Riflessione: 3,00%
- Mismatching: 0,00%
- Temperatura: 7,00%
- Quadri in continua: 0,50%
- Polluzione: 1,00%

L'energia producibile su base annua dal sistema fotovoltaico è data da:

$$E [\text{kWh/anno}] = [R_{inv} \times R_g \times P_{STC} \times H] / ISTC$$

In cui:

- $R_{inv}$  = rendimento inverter = 97,00%
- $R_g$  = rendimento del generatore 88,76%
- $P_{STC}$  = potenza alle condizioni STC = 19.320,00 Wp
- $H$  = irraggiamento medio annuo = 1.535,57 kWh/m<sup>2</sup>
- $ISTC$  = 1 kWp / m<sup>2</sup>

Pertanto, applicando la formula si ottiene:

$$E = 25.287,21 [\text{kWh/anno}]$$

Il valore di 25.287,21 [kWh/anno] è l'energia che il sistema fotovoltaico produrrà in un anno, se non vi sono interruzioni nel servizio e considerando condizioni meteo statisticamente nella norma. Tale valore andrà a diminuire ogni anno di circa l'0,43% a seguito del decadimento dell'efficienza dei pannelli solari.

### 9.1 Variazione della tensione con la temperatura per la sezione c.c.

Nella progettazione si è verificato che in corrispondenza dei valori minimi e massimi, ipotizzabili, della temperatura esterna e di conseguenza dei valori di temperatura minimi e massimi raggiungibili dai moduli fotovoltaici, i valori minimi e massimi delle tensioni di stringa rientrino nel range di corretto funzionamento degli inverter.

### 9.2 Portate e cadute di tensione dei cavi in regime permanente:

Le sezioni dei cavi per i vari collegamenti saranno tali da assicurare una durata di vita soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente elettrica per periodi prolungati e in condizioni ordinarie di esercizio.

Facendo riferimento alle tabelle CEI-Unel 35364, 35747 e 35756 per i cavi in rame, si ottengono sui circuiti di potenza le cadute di tensione riportate nella TABELLA:

“PORTATE\_CADUTE DI TENSIONE”.

Come si vede dalla tabella la caduta di tensione si mantiene entro il valore del 0,55% max per la sezione c.c. (considerando la stringa più lontana) al quale va aggiunto 0,46% complessivo relativo alla sezione c.a. A questi valori vanno aggiunte le cadute di tensione nelle connessioni e nei quadri, comunque stimabili al di sotto dello 0,5%.

### 9.3 Protezione contro il cortocircuito:

Per la parte di circuito in corrente continua, la protezione contro il corto circuito è assicurata dalla caratteristica tensione-corrente dei moduli fotovoltaici che limita la corrente di corto circuito degli stessi a valori noti e di poco superiori alla loro corrente nominale.

Per ciò che riguarda il circuito in corrente alternata, la protezione contro il corto circuito è assicurata dai dispositivi “del generatore” , di protezione linea e “Generale” precedentemente descritti.

### 9.4 Stipamento dei cavi nelle tubazioni:

I cavi unipolari solari di collegamento tra moduli fotovoltaici non necessitano di protezione in quanto sono posati sotto i moduli stessi. Nel rimanente sviluppo saranno protetti all'interno di canaline in acciaio zincato a caldo di dimensioni 50x50 mm e 100x50 mm.

I cavi del circuito in alternata fra il quadro di protezione linea (interno all'edificio nel vano scale) ed il quadro Generale (interno all'edificio nel locale contatori) saranno protetti all'interno di canaline in acciaio zincato a caldo di dimensioni 50x50 mm e 100x50 mm.

La percentuale della sezione dei cavidotti occupata dai cavi é dunque inferiore al 50%, come prescritto dalle norme CEI64-8 (vedere TAV.2).

### **9.5 Sezione del conduttore di protezione:**

A valle degli scaricatori di sovratensione, la sezione del conduttore di protezione è di 16 mm<sup>2</sup>, al fine di assicurare il corretto funzionamento di questi dispositivi. A questo conduttore sono collegate anche le parti metalliche dei quadri e degli inverter.

Poiché un impianto fotovoltaico ha un comportamento capacitivo e può accumulare cariche elettriche per via elettrostatica, la struttura metallica di sostegno dei pannelli fotovoltaici sarà collegata a terra tramite un conduttore di protezione di sezione 16 mm<sup>2</sup>.

### **9.6 Misure di protezione contro i contatti diretti:**

Ogni parte elettrica dell'impianto, sia in corrente alternata che in corrente continua, è da considerarsi in bassa tensione. La protezione contro i contatti diretti è assicurata dall'utilizzo dei seguenti accorgimenti:

- Utilizzo di componenti dotati di marchio CE (Direttiva CEE 73/23);
- Utilizzo di componenti aventi un idoneo grado di protezione alla penetrazione di solidi e liquidi;
- Collegamenti effettuati utilizzando cavo rivestito con guaina esterna protettiva, idoneo per la tensione nominale utilizzata ed alloggiato in condotto portacavi (canalina in acciaio zincato a caldo) idoneo allo scopo. Alcuni brevi tratti di collegamento tra i moduli fotovoltaici non risultano alloggiati in tubi o canali. Questi collegamenti, tuttavia, essendo protetti dai moduli stessi, non sono soggetti a sollecitazioni meccaniche di alcun tipo, né risultano ubicati in luoghi ove sussistano rischi di danneggiamento.

### **9.7 Misure di protezione contro i contatti indiretti:**

Sistema in corrente alternata:

La protezione contro i contatti indiretti è, in questo caso assicurata dai seguenti accorgimenti:

- Collegamento al conduttore di protezione PE di tutte le masse, ad eccezione degli involucri metallici delle apparecchiature di Classe II.
- Installazione di dispositivi di interruzione automatica differenziale (precedentemente descritti con le loro caratteristiche tecniche). Tali dispositivi garantiscono un'adeguata

protezione contro contatti indiretti verso masse che normalmente non sono in tensione, ma che a seguito di un guasto potrebbero diventarlo.

Deve essere soddisfatta la condizione:  $R \times I_{dn} < 50 \text{ V}$

Dove  $R$  è la resistenza (in ohm) dell'intero impianto di terra nelle condizioni più sfavorevoli,  $I_{dn}$  è la corrente di intervento differenziale nominale entro 2 secondi e 50 V è il valore della tensione di contatto ammissa.

Sistema in corrente continua:

La protezione contro i contatti indiretti è, in questo caso, assicurata dalle seguenti caratteristiche dei componenti e del circuito:

- Collegamento al conduttore PE delle carcasse metalliche del quadro lato c.c. e degli inverter lato c.c.

### 9.8 Misure di protezione sul collegamento alla rete elettrica:

La protezione del sistema di generazione fotovoltaica nei confronti sia della rete auto produttore che della rete di distribuzione pubblica è realizzata in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 0-21, con riferimento anche a quanto contenuto nei documenti di unificazione ENEL. Come precedentemente già descritto l'impianto risulta equipaggiato con un sistema di protezione che si articola su quattro livelli: dispositivo di interfaccia; dispositivo del generatore; dispositivo di protezione linea, dispositivo generale.

*Dispositivo di interfaccia:*

Il dispositivo di interfaccia deve provocare il distacco dell'intero sistema di generazione in caso di guasto sulla rete elettrica. Questo fenomeno, detto funzionamento in isola, deve essere assolutamente evitato, soprattutto perché l'eventuale immissione in rete di corrente può tradursi in condizioni di pericolo per il personale del distributore addetto alla ricerca e alla riparazione di guasti. Gli inverter sono dotati di funzione EPS (Emergency Power Supply) che consente di alimentare solo alcuni carichi privilegiati (come per esempio gli ascensori e le luci di emergenza) e di sezionare il rimanente impianto NON IMMETTENDO in rete corrente.

*Dispositivo del generatore:*

Ogni inverter è internamente protetto contro il corto circuito ed il sovraccarico. Il riconoscimento della presenza di guasti interni provoca l'immediato distacco dell'inverter dalla

rete elettrica. L'interruttore magnetotermico presente nel quadro in c.a. agisce come rinalzo a tale funzione.

#### *Dispositivo di protezione linea:*

Ha la funzione di proteggere la linea all'uscita degli inverter e di salvaguardare il funzionamento della rete nei confronti di guasti nel sistema di generazione elettrica. Per i piccoli impianti è sufficiente la protezione contro il corto circuito, il sovraccarico ed i guasti a terra.

#### *Dispositivo generale:*

Il dispositivo generale ha la funzione di salvaguardare il funzionamento della rete nei confronti di guasti nel sistema di generazione elettrica. Per i piccoli impianti è sufficiente la protezione contro il corto circuito, il sovraccarico ed i guasti a terra.

### **9.9 Misure di protezione contro gli effetti delle scariche atmosferiche:**

Fulminazione diretta:

L'impianto fotovoltaico è installato complanare alla copertura a falde inclinate dell'edificio, fissato a strutture metalliche di sostegno. Non influisce sulla forma o volumetria complessiva dell'edificio e pertanto non aumenta la probabilità di fulminazione diretta sull'edificio. Le strutture metalliche sono collegate alla rete di terra con cavo di sezione 16 mm<sup>2</sup>.

Fulminazione indiretta:

L'abbattersi di scariche atmosferiche in prossimità dell'impianto può provocare il concatenamento del flusso magnetico associato alla corrente di fulminazione con i circuiti dell'impianto fotovoltaico, così da provocare sovratensioni in grado di mettere fuori uso i componenti tra cui, in particolare, gli inverter se non adeguatamente protetti. A tale scopo sono previsti nel Quadro lato continua scaricatori di sovratensione di tipo 2 a varistori.

### **9.10 Misure di protezione contro gli effetti termici:**

I componenti che durante il loro funzionamento possono raggiungere temperature elevate e quelli che possono essere riscaldati indirettamente da altri devono essere installati in modo da non costituire pericolo per le persone che ne possono venire a contatto, non danneggiare componenti vicini e non devono costituire possibile causa di incendio.

Tutti i componenti ed i materiali devono essere conformi e installati in ottemperanza a quanto prescritto nel capitolo 42 della Norma CEI 64-8.



### 9.11 Misure di protezione in caso di incendio:

Nel rispetto delle prescrizioni dei VVFF, per garantire un loro eventuale intervento in sicurezza, è prevista l'installazione all'ingresso del vano scale di una cassetta contenente il pulsante di sgancio dell'intero impianto fotovoltaico. Tale pulsante agisce sulle bobine di comando dei contattori contenuti nei quadri di stringa lato c.c. Sono previsti due cartelli, di colore di fondo rosso, per segnalare la posizione del pulsante di sgancio.

### 9.12 Isolamento dei cavi:

I cavi utilizzati per la realizzazione dell'impianto saranno:

- Per la linea elettrica in alternata dall'inverter al quadro Generale-punto di consegna ENEL, cavo multipolare con guaina esterna in PVC tipo 4x16 FG7OR e 4x6 FG7OR, adatto per posa interna ed esterna, non propagante l'incendio, senza alogeni e a basso sviluppo di fumi opachi.
- Per il collegamento alle bobine di sgancio nel Quadro C.C., cavo bipolare con guaina esterna in PVC tipo 2x2,5 FG7OR, adatto per posa interna ed esterna, non propagante l'incendio, senza alogeni e a basso sviluppo di fumi opachi.
- Per il collegamento di messa a terra tra i quadri, apparecchiature, canalina in acciaio zincato e strutture di sostegno, cavo unipolare con guaina esterna in PVC tipo 1x16 N07V-K, adatto per posa interna ed esterna, non propagante l'incendio, senza alogeni e a basso sviluppo di fumi opachi.
- Per il collegamento tra i vari moduli fotovoltaici, cavi unipolari per applicazioni specifiche fotovoltaiche tipo SOLAR 1x6 FG21M21 PV3/20.

### 9.13 Dettagli di installazione:

#### **Posa moduli fotovoltaici:**

I moduli sono montati su strutture metalliche di supporto in acciaio zincato a caldo, fissate alla copertura dell'edificio, in grado di consentire il montaggio e lo smontaggio di ciascun modulo, indipendentemente dalla presenza o meno di quelli contigui.

#### **Posa inverter:**

Gli inverter sono fissati a parete all'interno del vano scale, in un ambiente adeguatamente aerato, protetto dalla pioggia e dalle intemperie. I cavi provenienti dal generatore fotovoltaico sono connessi agli inverter per mezzo di opportuni connettori stagni a spina CC forniti assieme agli inverter stessi (MC4 Multicontact).

### 9.14 Computo metrico:

Computo generale componenti principali:

Voce	Quantità
Moduli fotovoltaici Exe Solar H-CUT HIGH EFFICIENCY EXHC - 345M	56
Convertitore statico X-Hybrid -10.0-DE Pn = 10 Kw	2
Quadro lato c.c. con interruttori automatici e scaricatori	1
Quadro lato c.a. con interruttore automatico	2
Quadro Generale con interruttore automatico differenziale e SPI	1
Quadro di Protezione linea con scaricatori	1
Cassetta VTR con pulsante di sgancio VVFF	1
Pylontech SC050A Controller BMS	1
Pylontech H48050A Modulo batteria 2.4kWh HV 50A	4
Kit Armadio 22U Std	1
Cavo solare unipolare flessibile 1x6 FG21M21 (totale rosso + nero)	255
Cavo unipolare g/v 1x16 N07V-K per messa a terra	55
Cavo multipolare con guaina esterna in PVC tipo 4x16 FG7OR	50
Cavo multipolare con guaina esterna in PVC tipo 4x6 FG7OR	3
Cavo bipolare con guaina esterna in PVC tipo 2x2,5 FG7OR	20
Cavo bipolare 1x2x05 RS485	25

## TABELLA “PORTATE\_CADUTE DI TENSIONE”

Nota: Si è considerata la stringa più lontana e le condizioni ambientali (temperatura e posa) più critiche)

### IMPIANTO FOTOVOLTAICO 19,32 kW su falda a sud

Descrizione	Cavo Generatore FV – Quadro C.C
Corrente di impiego Ib (A)	9,95
Lunghezza Max Linea (ml)	28,5
Tipologia cavo utilizzato	Unipolare
Tipo di posa	Posato in aria sotto i pannelli / in canalina acciaio
Isolante	EPR
Sezioni Polo Positivo/Fase (mmq)	6,00
Sezioni Polo Negativo/Neutro (mmq)	6,00
Sezioni PE (mmq)	
Portate Polo Positivo/Fase (mmq)	31,94
Portate Polo Negativo/Neutro (mmq)	31,94
Portate PE (mmq)	
Cavo selezionato	SOLAR 1x6 FG21M21 PV3/20
Caduta di tensione (%)	0,38
Perdite di energia (W)	18,23

Descrizione	Cavo Quadro C.C. - Inverter
Corrente di impiego Ib (A)	9,95
Lunghezza Max Linea (ml)	13
Tipologia cavo utilizzato	Unipolare
Tipo di posa	In canalina acciaio zincato a caldo
Isolante	EPR
Sezioni Polo Positivo/Fase (mmq)	6,00
Sezioni Polo Negativo/Neutro (mmq)	6,00
Sezioni PE (mmq)	
Portate Polo Positivo/Fase (mmq)	25,55
Portate Polo Negativo/Neutro (mmq)	25,55
Portate PE (mmq)	
Cavo selezionato	SOLAR 1x6 FG21M21 PV3/20
Caduta di tensione (%)	0,17
Perdite di energia (W)	8,31

Descrizione	Cavo Inverter – Quadro C.A
Corrente di impiego Ib (A)	16
Lunghezza Max Linea (ml)	1,50
Tipologia cavo utilizzato	Multipolare
Tipo di posa	in canalina acciaio orizzontale su pareti
Isolante	PVC
Sezioni Polo Positivo/Fase (mmq)	6
Sezioni Polo Negativo/Neutro (mmq)	6
Sezioni PE (mmq)	6
Portate Polo Positivo/Fase (mmq)	25,57
Portate Polo Negativo/Neutro (mmq)	25,57
Portate PE (mmq)	25,57
Cavo selezionato	4x6 FG7OR 06/1
Caduta di tensione (%)	0,03
Perdite di energia (W)	3,72

Descrizione	Cavo Quadro C.A. – Quadro Generale–ENEL
Corrente di impiego Ib (A)	32
Lunghezza Max Linea (ml)	25
Tipologia cavo utilizzato	Multipolare
Tipo di posa	In canalina acciaio zincato a caldo
Isolante	16,00
Sezioni Polo Positivo/Fase (mmq)	16,00
Sezioni Polo Negativo/Neutro (mmq)	16,00
Sezioni PE (mmq)	
Portate Polo Positivo/Fase (mmq)	43,15
Portate Polo Negativo/Neutro (mmq)	43,15
Portate PE (mmq)	
Cavo selezionato	4x16 FG7OR 06/1
Caduta di tensione (%)	0,43
Perdite di energia (W)	95,49

**Verifica portate: ESITO POSITIVO in ogni tratto**

**Verifica Cadute di tensione: ESITO POSITIVO**

- < 1 % circuito in continua (0.55 %)
- < 1 % circuito in alternata (0,46 %)

## 10 MANUTENZIONE

### 10.1 Manutenzione ordinaria preventiva:

Le attività di manutenzione ordinaria preventiva sono consigliate con cadenza almeno annuale e comprendono una serie di ispezioni e controlli indicati di seguito:

Secondo la normativa prevista in materia di sicurezza sul lavoro la manutenzione su apparati ed impianti elettrici in tensione deve essere effettuata da “Persona esperta” in conformità alle norme CEI 11-27 e CEI EN 50110-1.

La manutenzione e le verifiche sugli apparati e componenti devono essere effettuate in accordo alle prescrizioni dei produttori, riportate nei relativi manuali di prodotto e di installazione –manutenzione.

### 10.2 Moduli fotovoltaici:

La manutenzione preventiva sui singoli moduli non richiede la messa fuori servizio dell'impianto e consiste in:

**Ispezione visiva:** tesa alla identificazione di eventuali danneggiamenti ai vetri ( o supporti plastici / metallici) anteriori, deterioramento del materiale utilizzato per l'isolamento interno dei moduli (EVA), microscariche per perdita di isolamento ed eccessiva sporcizia del vetro e dei supporti.

**Controllo cassetta di terminazione:** verificare eventuali deformazioni della stessa, formazioni di umidità al suo interno, verificare lo stato dei contatti elettrici e lo stato dei diodi di by-pass. Verificare inoltre il corretto serraggio dei morsetti di intestazione dei cavi di collegamento delle stringhe e dei pressacavi o passacavi.

### 10.3 Stringa fotovoltaica:

La manutenzione preventiva sulla stringa fotovoltaica viene effettuata dal quadro elettrico in c.c., non richiede la messa fuori servizio dell'impianto e consiste nel “controllo-misura delle grandezze elettriche” con l'ausilio di un normale multimetro per controllare l'uniformità delle tensioni a vuoto e delle correnti di funzionamento delle stringhe.

### 10.4 Struttura metallica di sostegno:

Per la struttura di sostegno è sufficiente assicurarsi che le connessioni meccaniche bullonate più sollecitate risultino ben serrate, che l'azione del vento o del carico di neve non abbia piegato o modificato , anche leggermente, la geometria dei profili e che lo strato di zincatura (se in acciaio) sia ancora uniforme e non presenti macchie di ruggine.

### 10.5 Quadri elettrici:

La manutenzione preventiva sui quadri elettrici non richiede la messa fuori servizio dell'impianto e consiste in:

**Esame a vista:** verificare la presenza di danneggiamenti al contenitore o ai componenti ( a seguito di riscaldamenti localizzati, penetrazione accidentale di corpi estranei, ...).

**Controllo delle protezioni elettriche:** verificare l'integrità dei componenti di blocco, l'efficienza degli scaricatori di sovratensione, il corretto funzionamento delle protezioni differenziali.

**Controllo degli organi di manovra:** verificare l'integrità degli organi di manovra: interruttori, sezionatori, fusibili.

Controllo dei cablaggi elettrici: verificare il corretto serraggio dei morsetti e della relativa attestazione dei cavi, verificare l'integrità delle condutture installate a vista, verificare strumentalmente la continuità elettrica e misurare-verificare la resistenza di isolamento.

### 10.6 Inverter:

La manutenzione periodica ordinaria del convertitore statico deve essere realizzata in conformità a quanto previsto dal costruttore nel manuale d'uso e manutenzione del prodotto. In linea generale la manutenzione sarà finalizzata all'analisi visiva mirata ad identificare danneggiamenti meccanici dell'armadio di contenimento, infiltrazioni d'acqua, formazione di condensa, deterioramenti dei componenti contenuti e controllo della corretta indicazione degli strumenti di misura eventualmente installati (auto diagnostica dell'inverter). Tutte le operazioni che prevedono l'intervento dell'operatore direttamente sull'apparecchiatura dovranno essere realizzate con l'impianto fuori servizio.

## 11 VERIFICA TECNICO-FUNZIONALE

Al termine dei lavori saranno effettuate le seguenti verifiche tecnico-funzionali:

- corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.);
- continuità elettrica e connessioni tra moduli;
- messa a terra di masse e scaricatori;
- isolamento dei circuiti elettrici dalle masse;

## 12 RIEPILOGO CARATTERISTICHE GENERALI DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Di seguito vengono riportate alcune delle caratteristiche generali del sistema di produzione.

N° di sottocampi fotovoltaici	2 (costituito ciascuno da 2 stringhe)
Tipologia di impianto	Connesso alla rete ed all'impianto elettrico dell'utenza
Allacciamento alla rete pubblica	Trifase
Potenza massima in immissione	19,32 Kwp
Modalità di immissione in rete	Contemporanea e adeguata ai parametri istantanei (tensione, fase, frequenza) di rete
Punto di connessione alla rete	In corrispondenza dell'attuale punto di consegna esistente a servizio dell'utenza_utenze comuni
Modalità di cessione dell'energia elettrica immessa in rete	Scambio sul posto
Produzione energetica media annua del sistema presunta lato c.a.	25.300 Kwh/anno

## 13 DISPOSIZIONI CONCLUSIVE

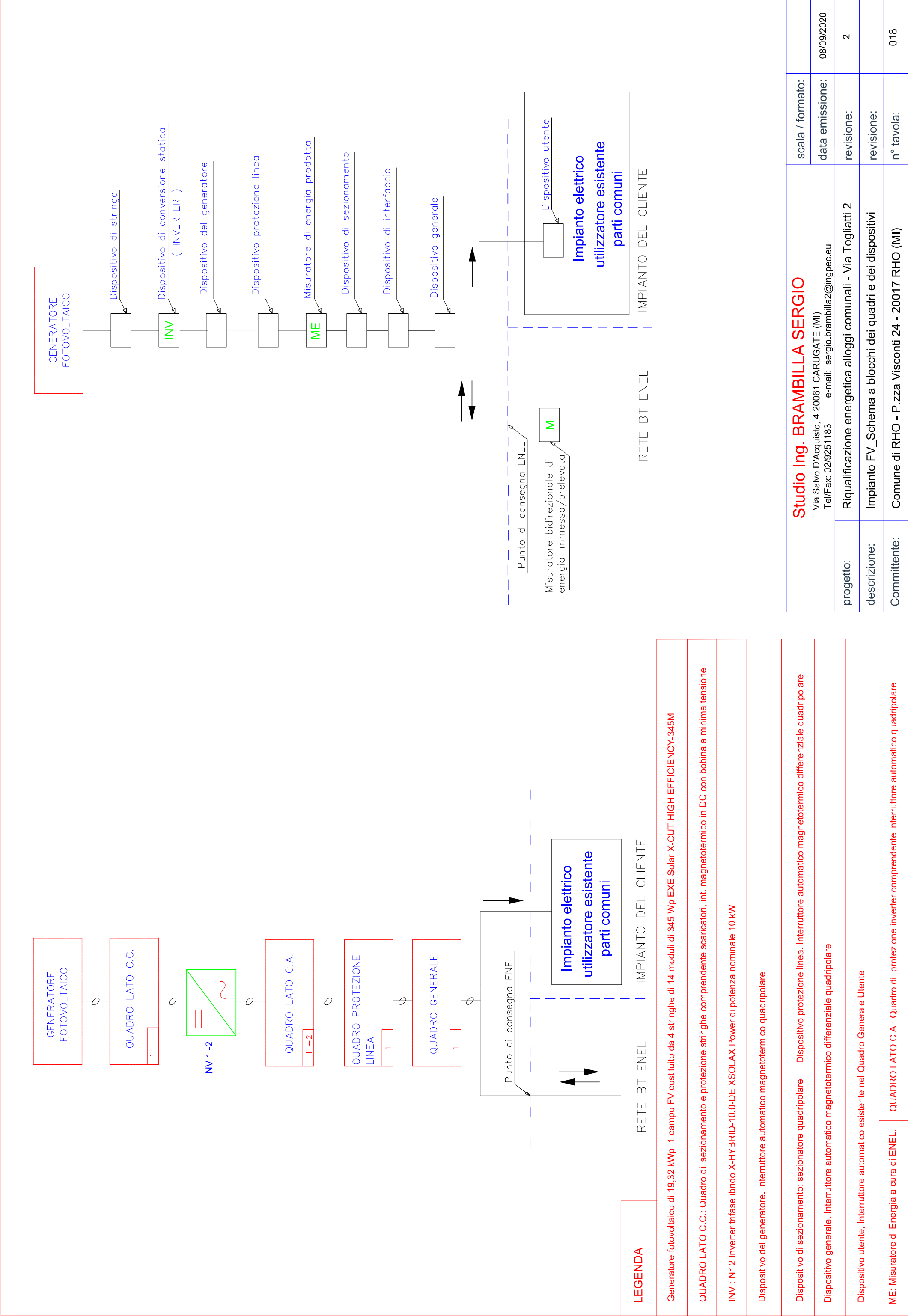
Si precisa che l'impianto elettrico utilizzatore dell'utente così come indicato negli schemi allegati è persistente, pertanto non è oggetto del presente intervento (né progettuale né installativo). L'intervento di specie è relativo unicamente all'impianto di produzione fotovoltaico.

La documentazione e gli schemi allegati evidenziano il criterio di progettazione e realizzazione, nonché la struttura dell'impianto di produzione.

### **Allegati:**

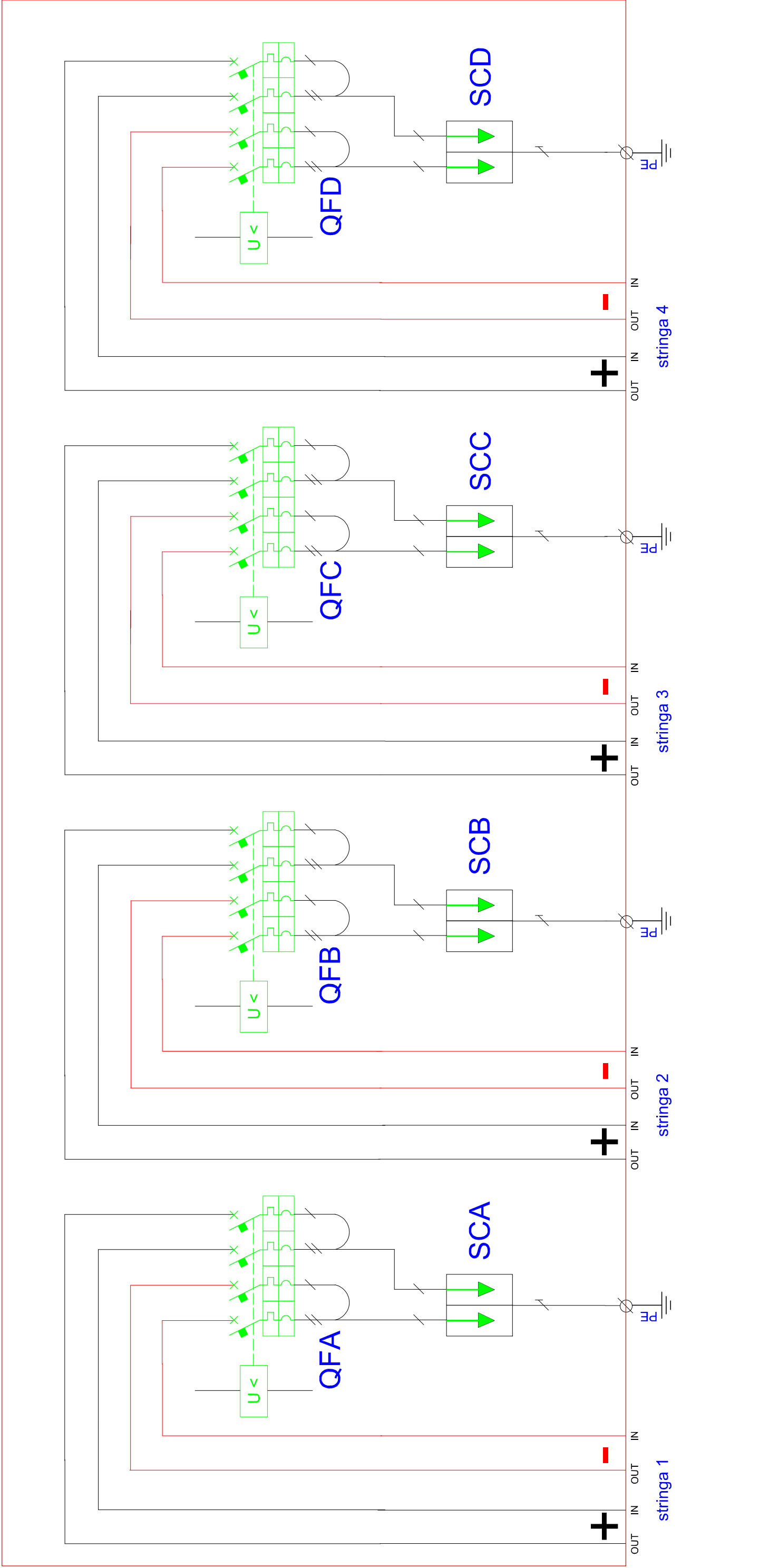
- TAVOLA 18\_Schema a blocchi dei quadri e dei dispositivi;
- TAVOLA 19\_Schema elettrico unifilare;
- TAVOLA 20\_Schema elettrico multifilare quadro cc;
- TAVOLA 21\_Schema elettrico unifilare Quadro di protezione linea;
- TAVOLA 22\_Schema elettrico unifilare Quadro Generale;
- TAVOLA 1\_Disposizione impianto FV Pianta-prospetti-sezione;
- TAVOLA 2\_Layout stringhe e posa cavi;
- TAVOLA 3\_Strutture metalliche di sostegno;
- Scheda tecnica modulo fotovoltaico;
- Scheda tecnica inverter;
- Scheda tecnica sistema di gestione batterie;
- Scheda tecnica batteria;
- Scheda tecnica Sistema di Protezione di Interfaccia;
- Manuale Inverter X-HYBRID serie T;
- Manuali sistema di accumulo POWERCUBE-X1.







QUADRO LATO C.C. ELFOR Art. Q4SLCCBA



QUADRO LATO C.C: Quadro di protezione e sezionamento in c.c. con bobina di sgancio a minima tensione IP65

SCA-B-C-D: Limitatore di sovratensione 1000 Vcc CHINT Art. 80320

QFA-B-C-D: Int. magnetotermico 16 A 1000 Vcc CHINT Art. 182734

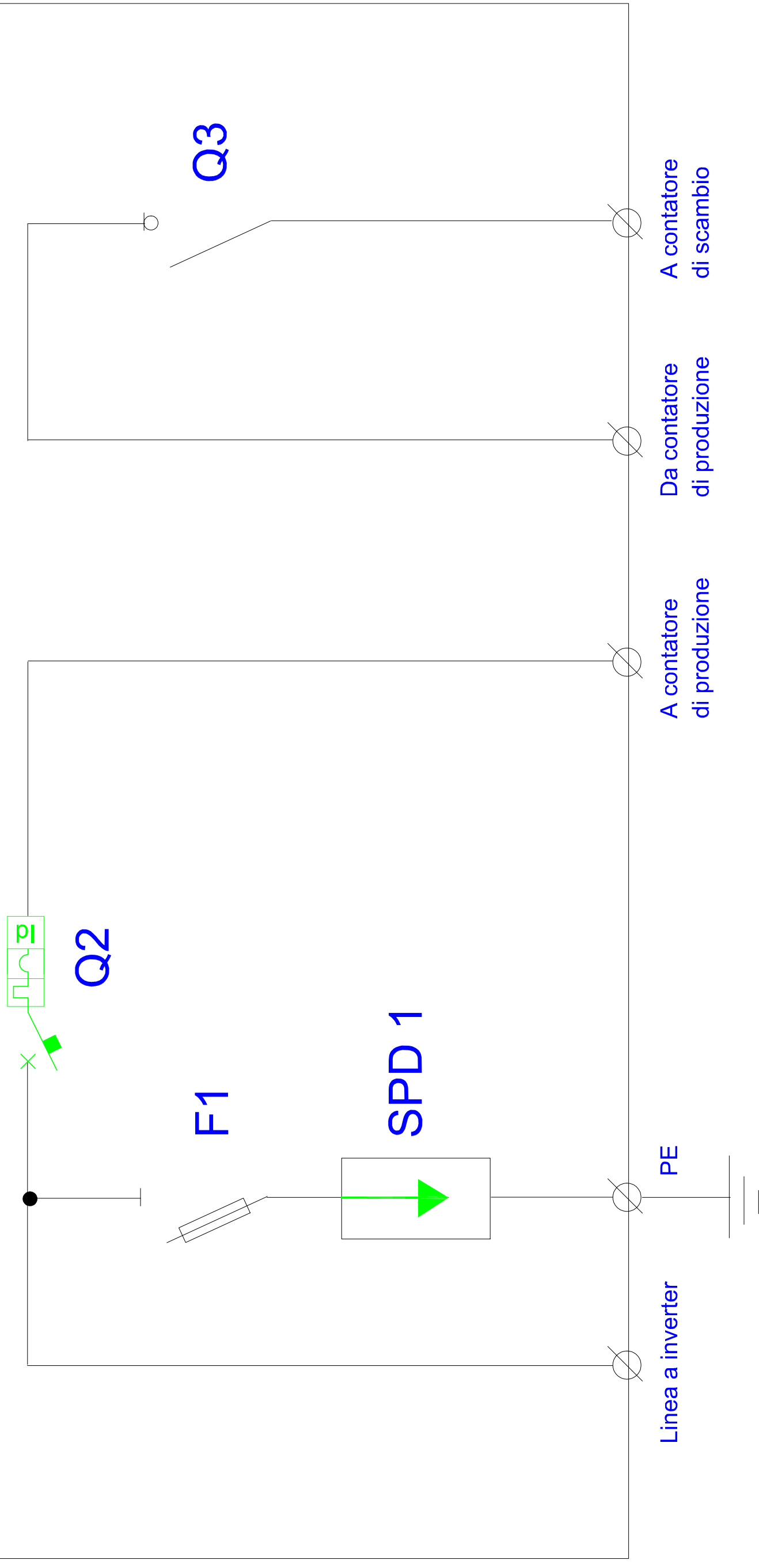
U <

 Bobina di sgancio WWFF a minima tensione 230 Vac, Icc Max 16 A, Vmax 1000 V CHINT serie V9 Art. 184974

Stringa IN : lato FV ,                      stringa OUT : lato INVERTER

<b>Studio Ing. BRAMBILLA SERGIO</b> Via Salvo D'Acquisto, 4 20061 CARUGATE (MI) Tel/Fax: 02/9251183      e-mail: sergio.brambilla2@ingpec.eu		scala / formato:	
		data emissione:	08/09/2020
		revisione:	1
progetto:	Impianto fotovoltaico 19,32 kW		
descrizione:	Schema elettrico multifilare QUADRO LATO C.C.		
Committente:	Comune di RHO - P.zza Visconti 24 - 20017 RHO (MI)		
		n° tavola:	20

QUADRO LATO C.A. PROTEZIONE LINEA



## LEGENDA

QUADRO LATO C.A di PROTEZIONE LINEA: Sezionamento x contatore di produzione e protezione linea AC.

ELFOR QAC40AT

F1 : Fusibili 14 x 51 mm tipo gG, 3P + N, 40 A

SPD1 : Scaricatore limitatore di sovratensione CLASSE II, 15 KA per polo

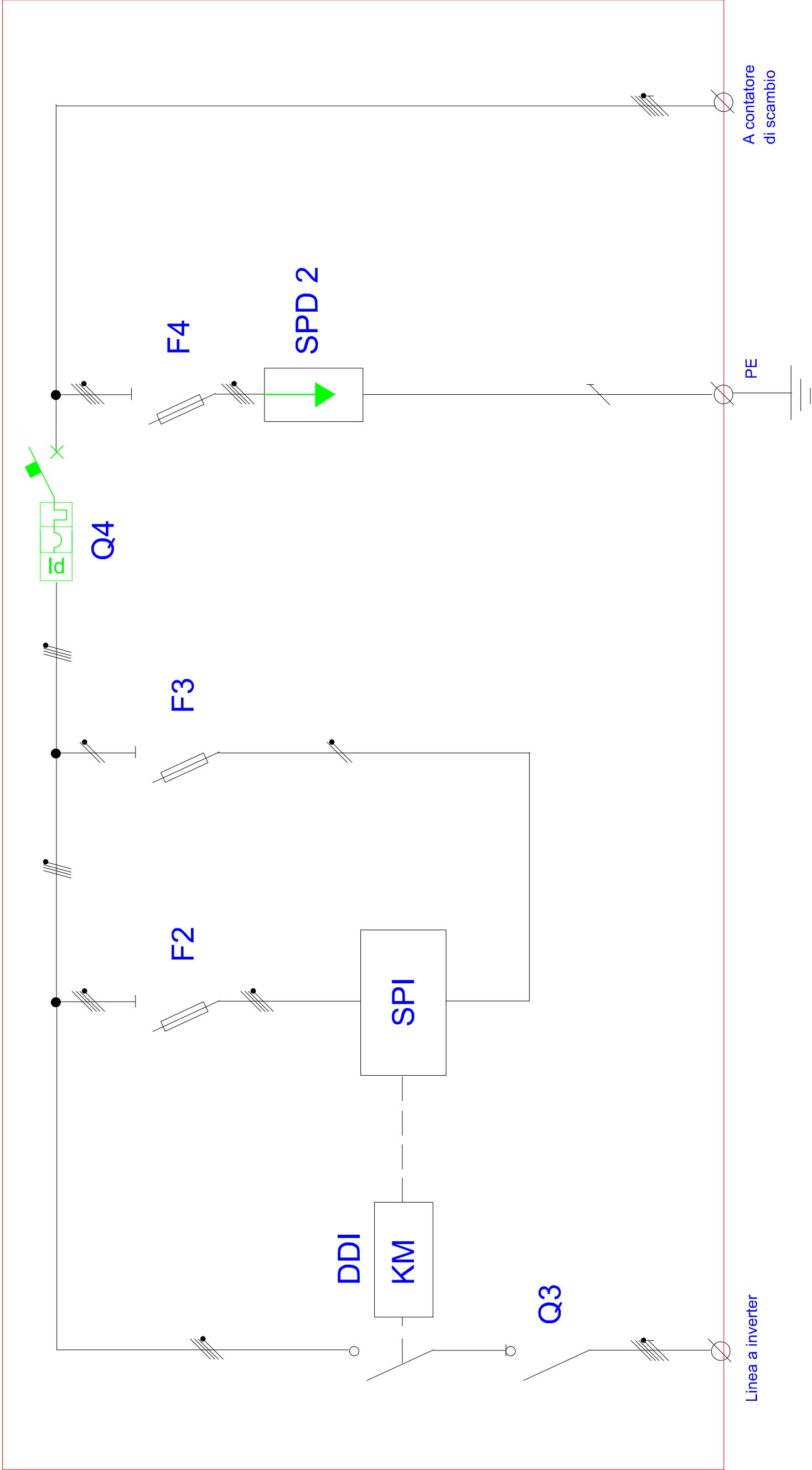
Q2 Interruttore di protezione linea : Int. magnetotermico differenziale 4P, 4x32 A, Curva C, Idn 0,3 A, Tipo A istantaneo, Icn 6 kA

Q3: Sezionatore 4P, 4x40A

Cavo per cablaggi interni: FG7OR 4x6 mmq

<b>Studio Ing. BRAMBILLA SERGIO</b> Via Salvo D'Acquisto, 4 20061 CARUGATE (MI) Tel/Fax: 02/9251183      e-mail: <a href="mailto:sergio.brambilla2@ingpec.eu">sergio.brambilla2@ingpec.eu</a>		scala / formato:	
		data emissione:	08/09/2020
progetto:	Impianto fotovoltaico 19,32 kW	revisione:	1
descrizione:	Schema elettrico unifilare QUADRO PROTEZIONE LINEA	revisione:	
Committente:	Comune di RHO - P.zza Visconti 24 - 20017 RHO (MI)	n° tavola:	21

QUADRO GENERALE

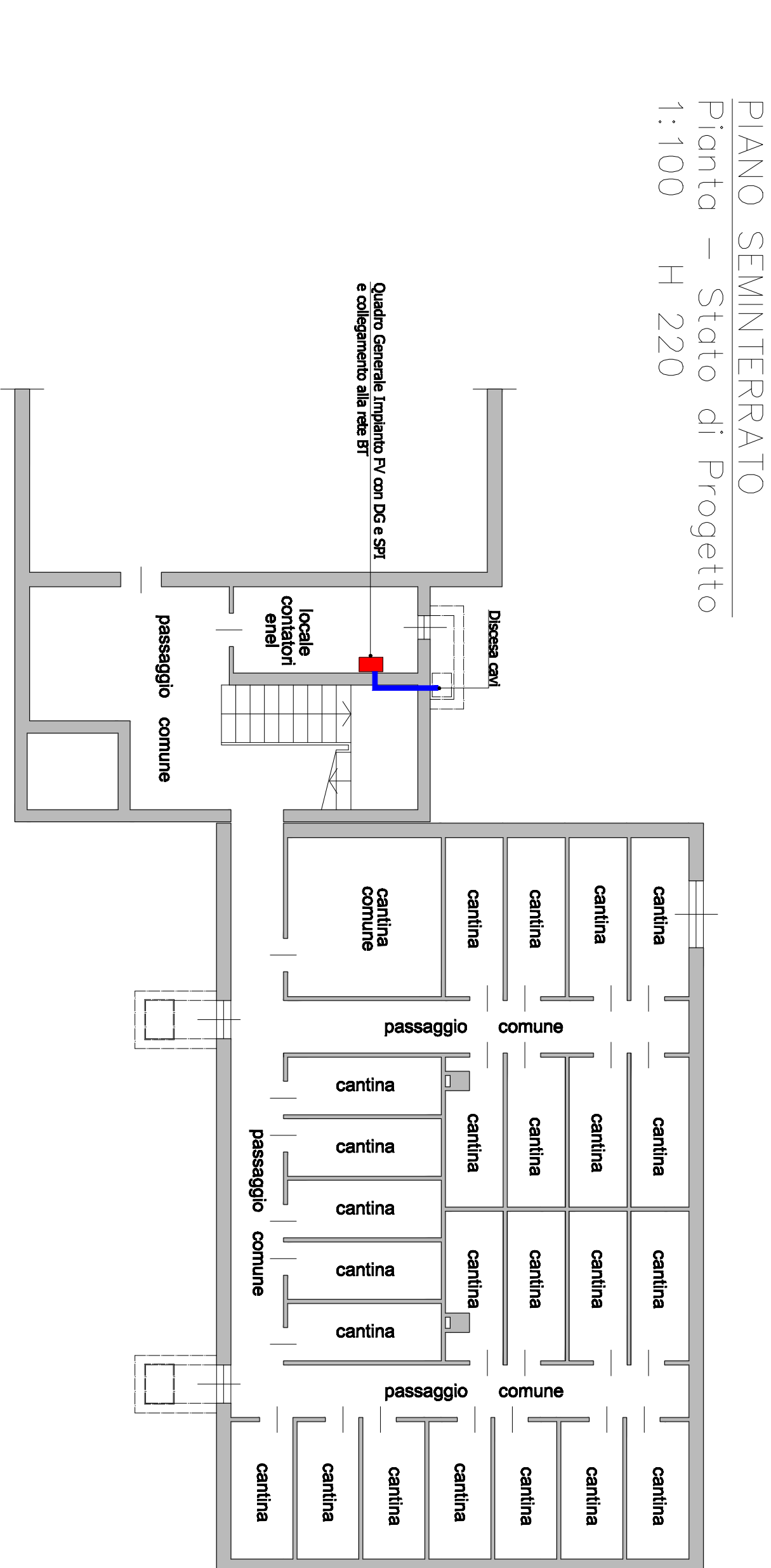
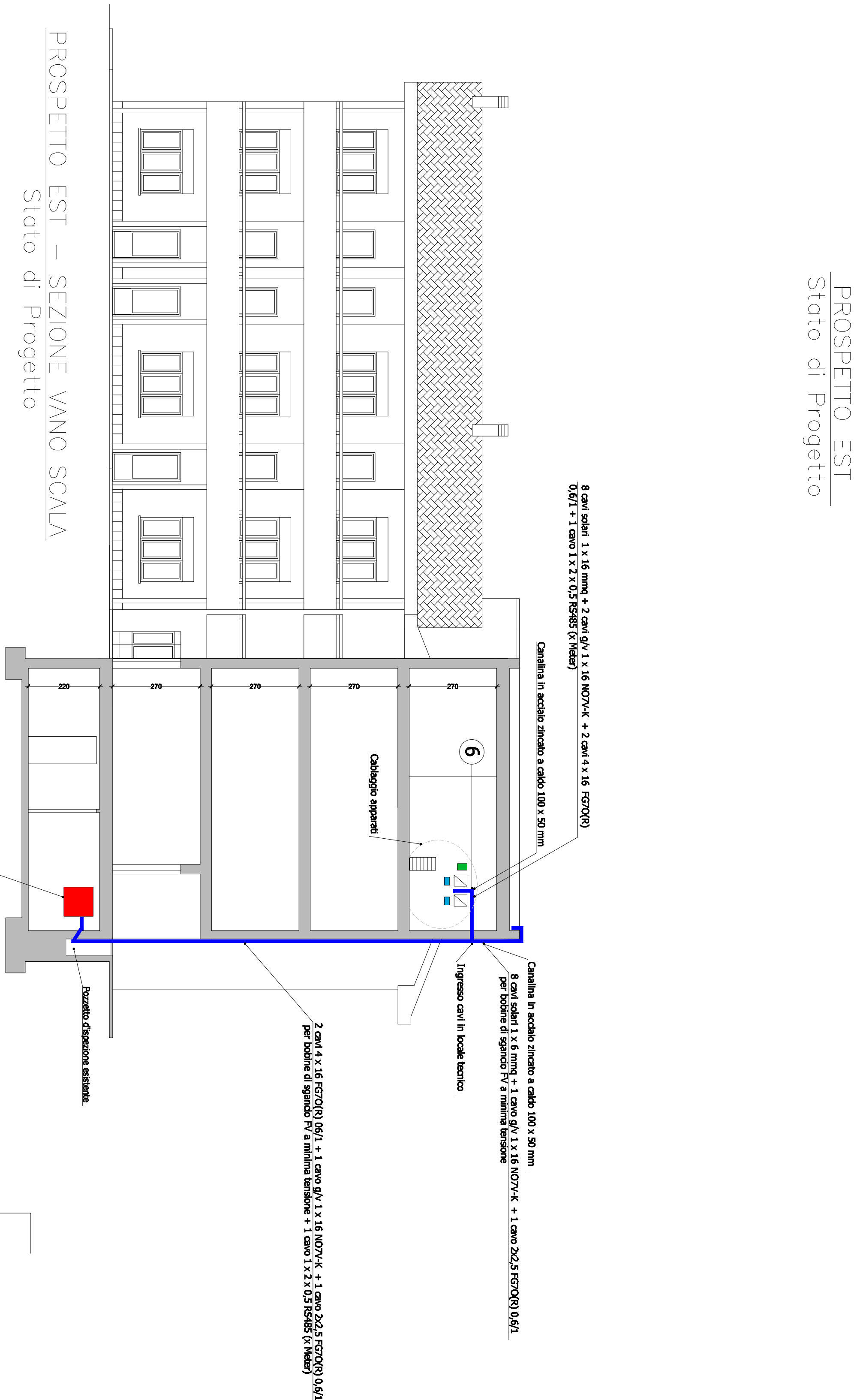
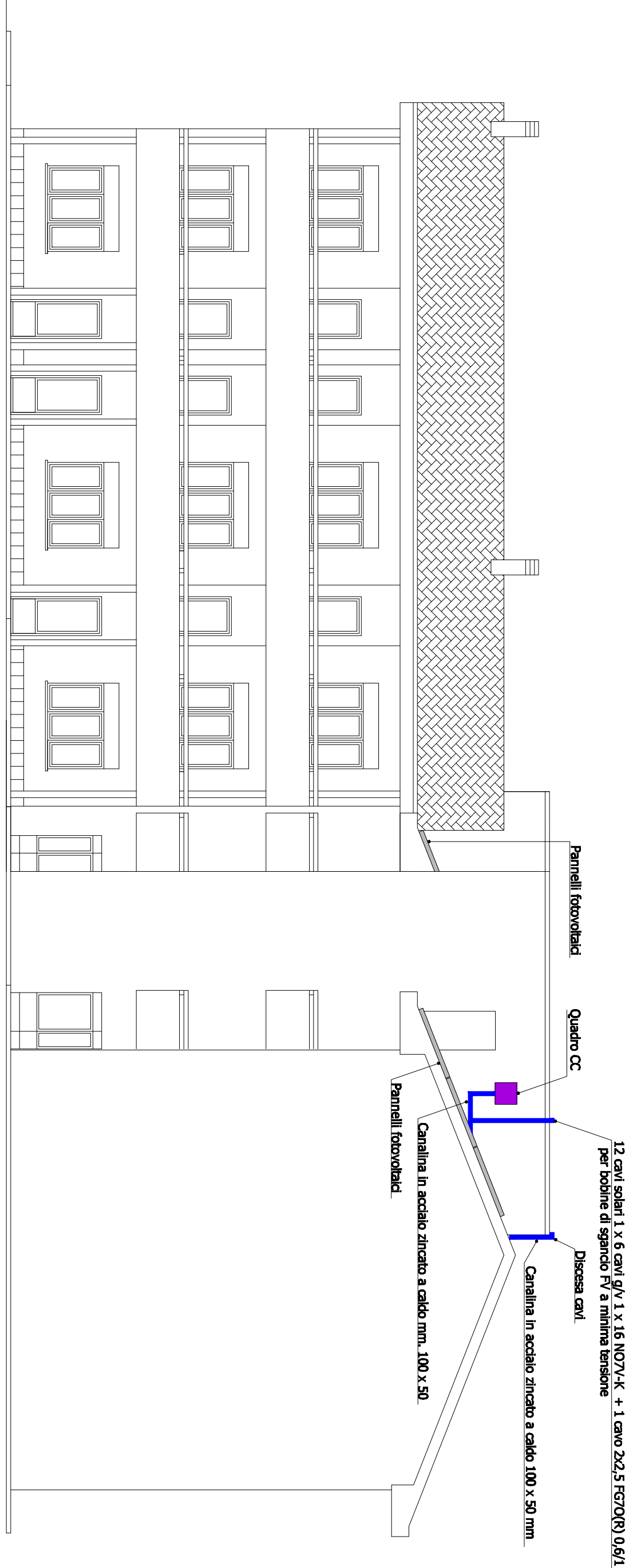
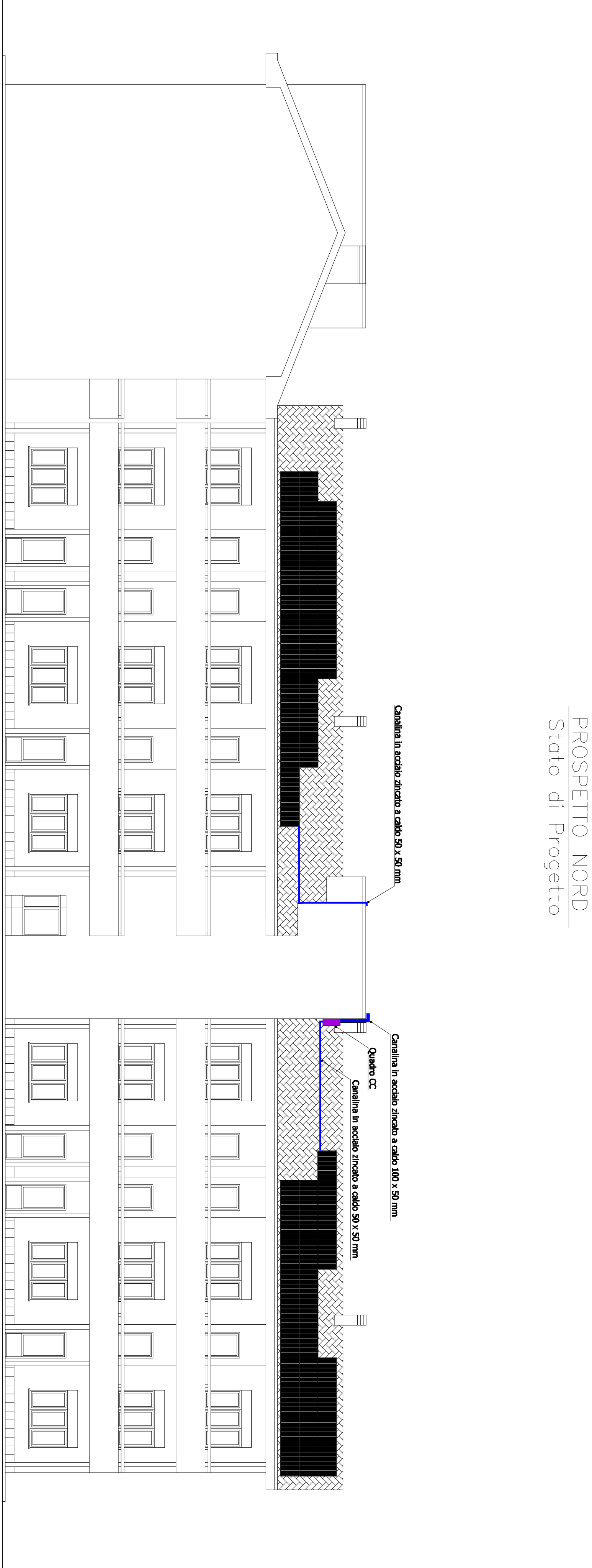
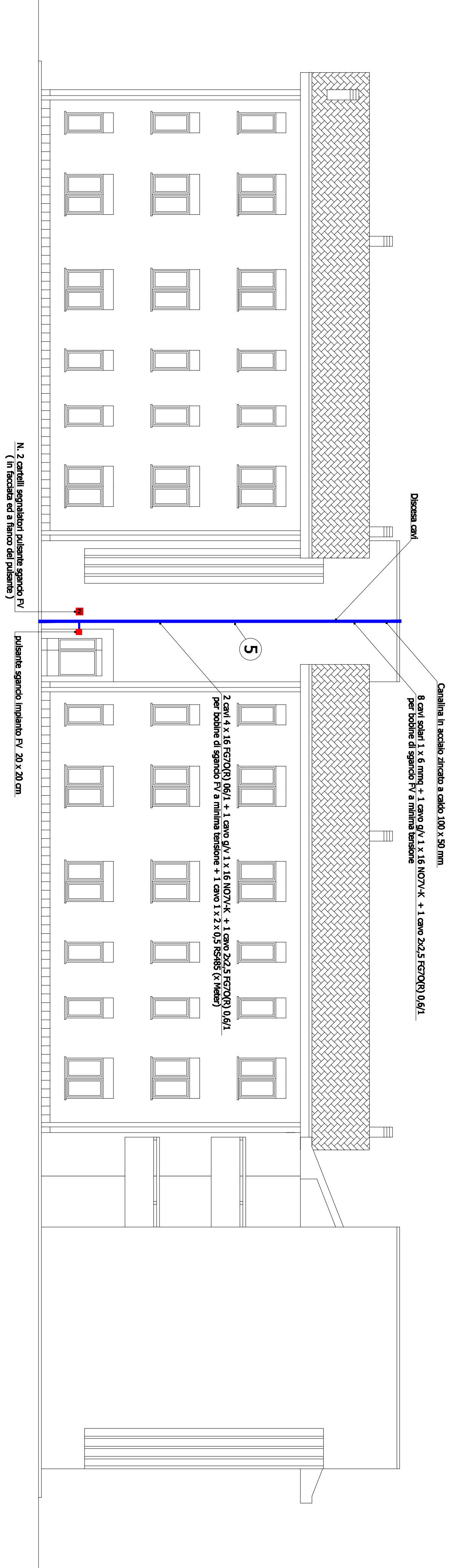
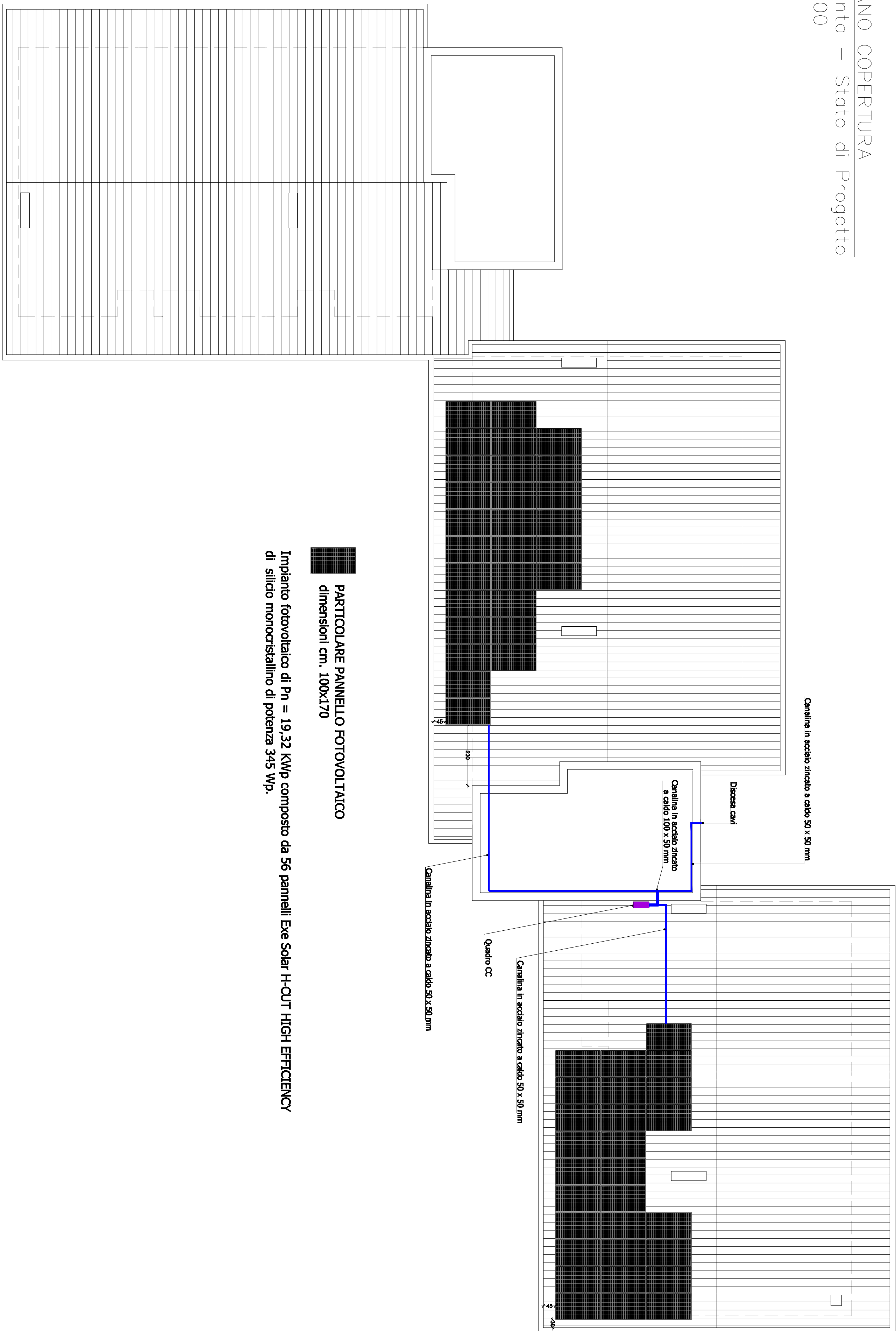


LEGENDA

QUADRO GENERALE :Quadro di sezionamento impianto FV, SPI e protezione linea AC.		
Q4: Interruttore Generale: Int. magnetotermico differenziale 4P, 4x40A, Curva C, I <sub>dn</sub> 0,3 A, Tipo A istantaneo, I <sub>cn</sub> 6 kA		
Q3: Sezionatore 4P, 4x40A	SPD2: Scaricatore di sovratensione CLASSE II, 15 kA per polo	
F2: Fusibili 10,3 x 38 mm, 3P + N, 1A, max 400 V	F4: Fusibili 14 x 51mm, Tipo gG, 3P + N, 40A	
DDI Dispositivo Di Interfaccia: Contattore 40 A, AC3	SPI Sistema di Protezione Interfaccia: CHINT BFI 21	
Cavo di cablaggio: FG7OR 4x6 mmq	Versione con opzione : Alimentazione tamponata per tempo > 5 sec	

Studio Ing. <b>BRAMBILLA SERGIO</b> Via Salvo D'Acquisto, 4 20061 CARUGATE (MI) Tel/Fax: 02/9251183 e-mail: sergio.brambilla2@ingpec.eu	scala / formato:	
	data emissione:	08/09/2020
progetto:	Impianto fotovoltaico 19,32 kW	revisione: 1
descrizione:	Schema elettrico unifilare QUADRO GENERALE	revisione:
Committente:	Comune di RHO - P.zza Visconti 24 - 20017 RHO (MI)	n° tavola: 22

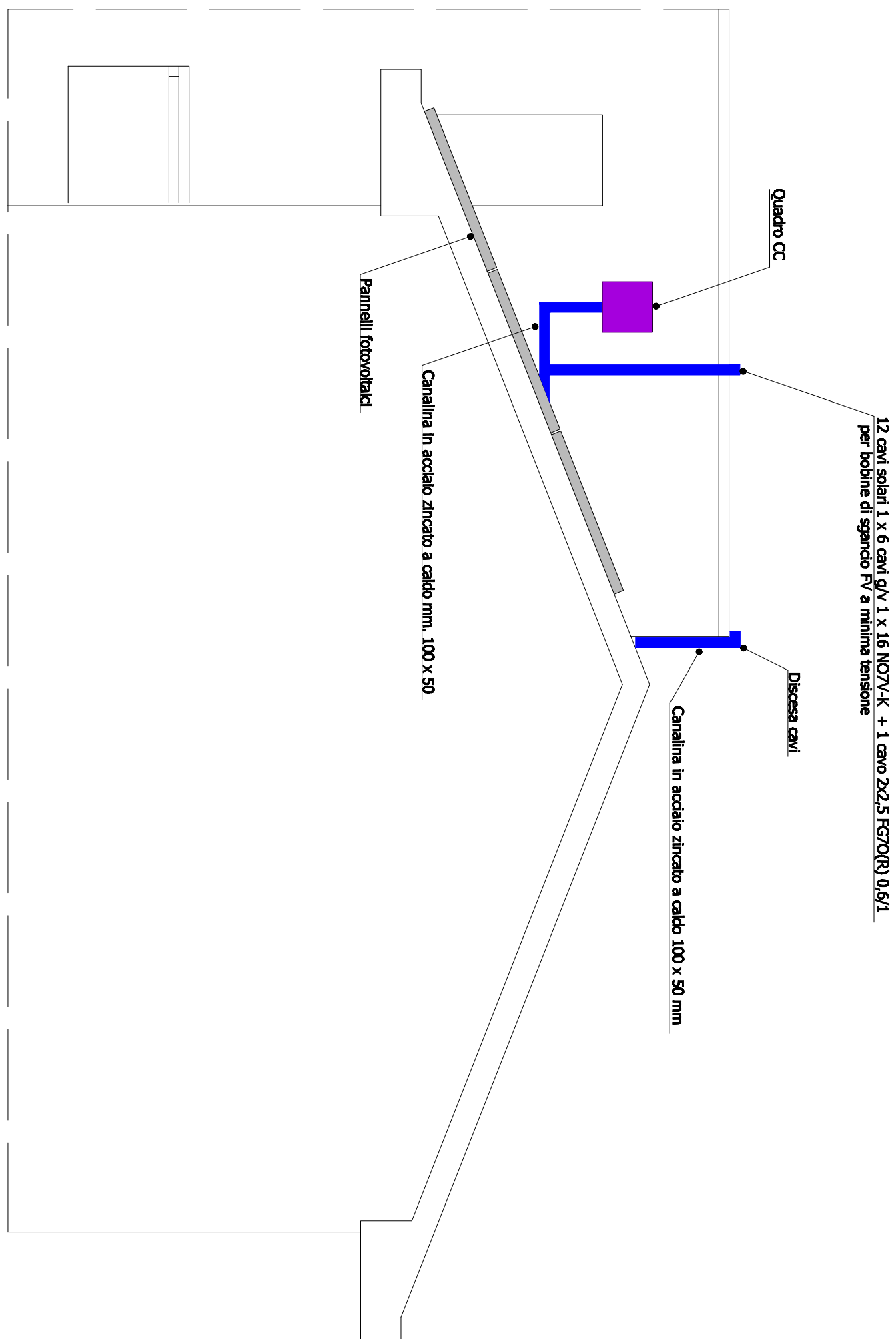
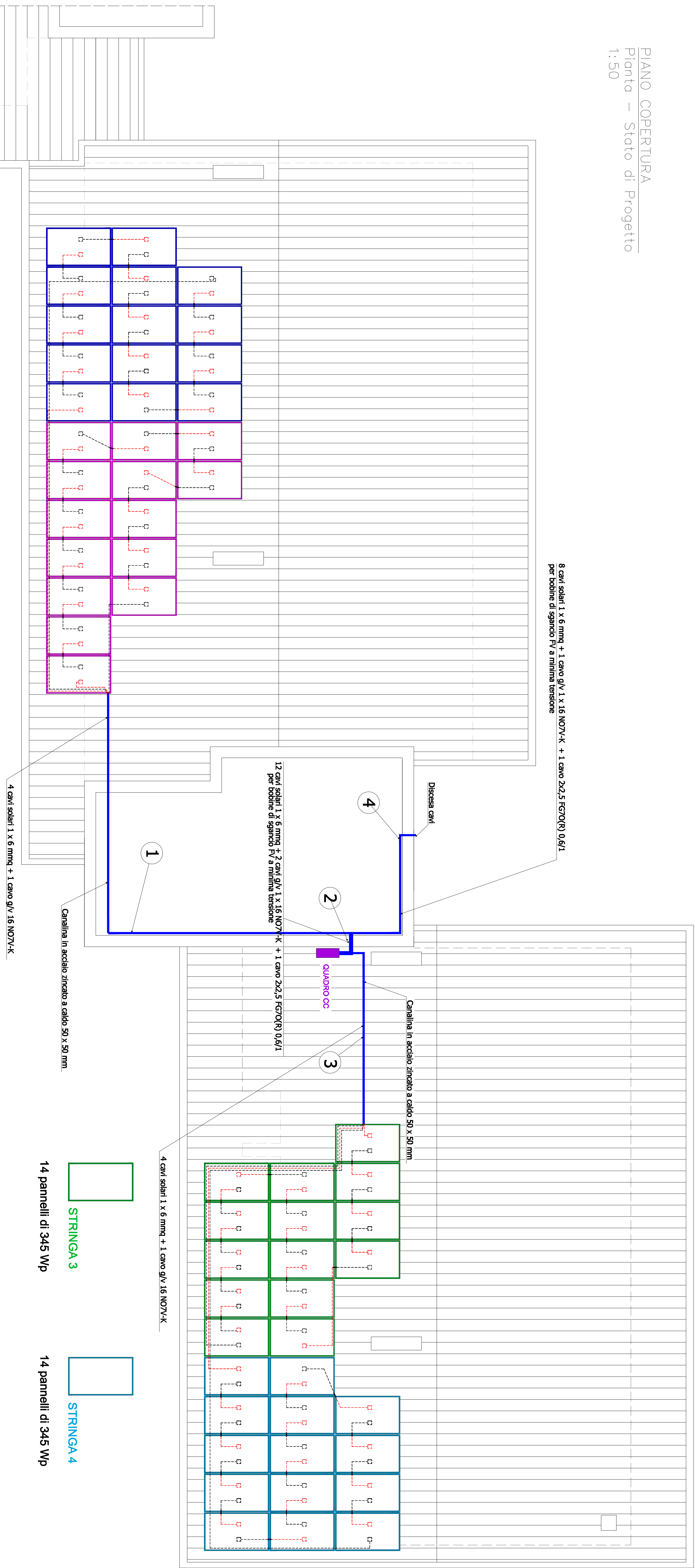




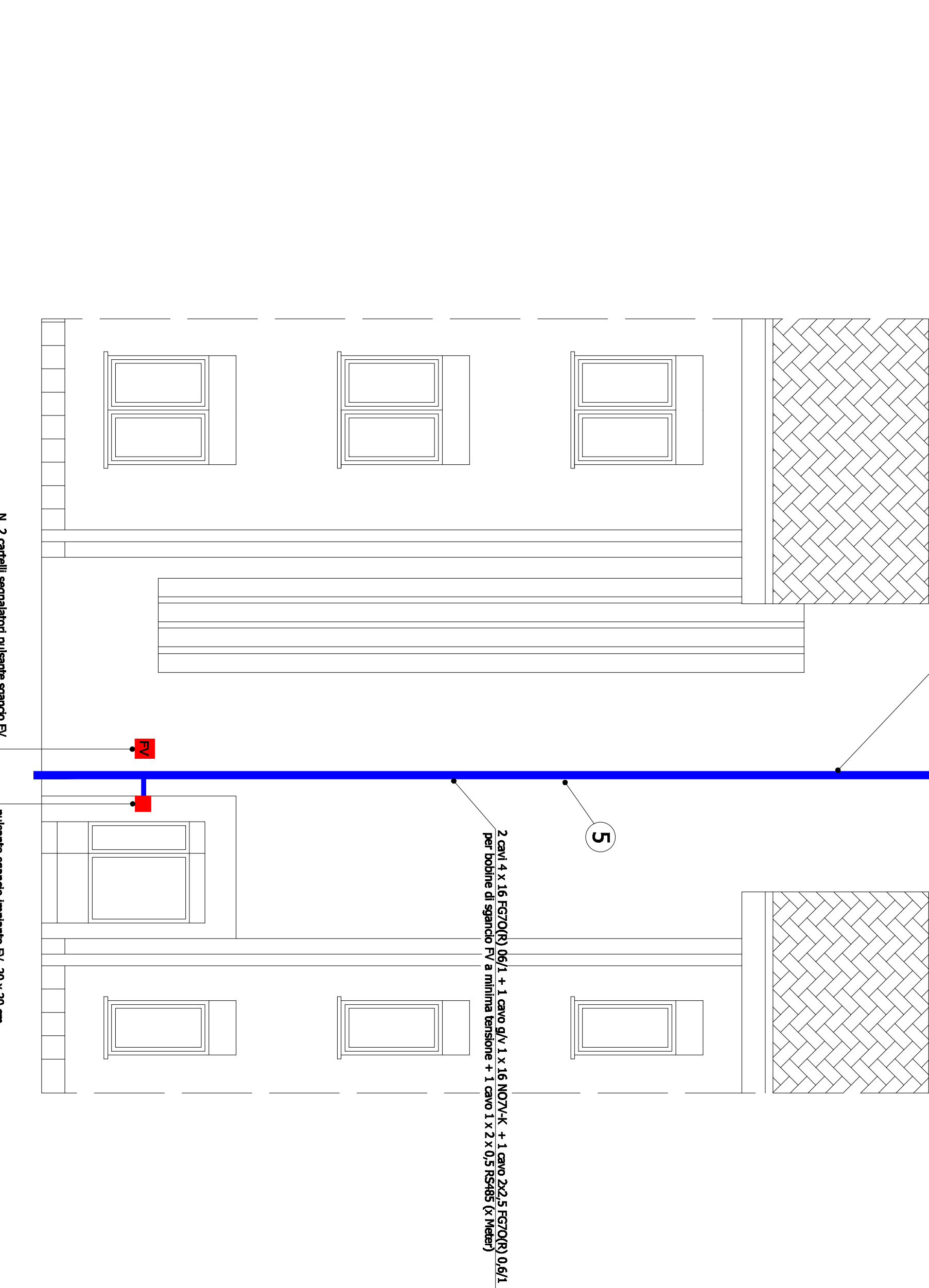
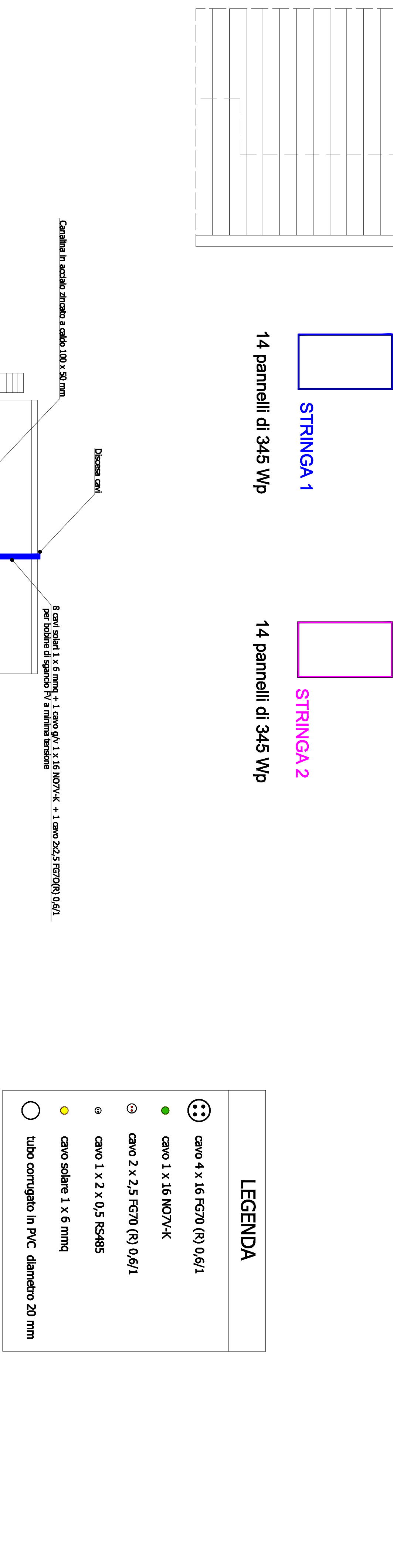
LEGENDA	
<span style="color: green;">■</span>	Conduttore di protezione N2
<span style="color: blue;">■</span>	Quattro CA
<input checked="" type="checkbox"/>	Inverter
<input type="checkbox"/>	Armadio batteria





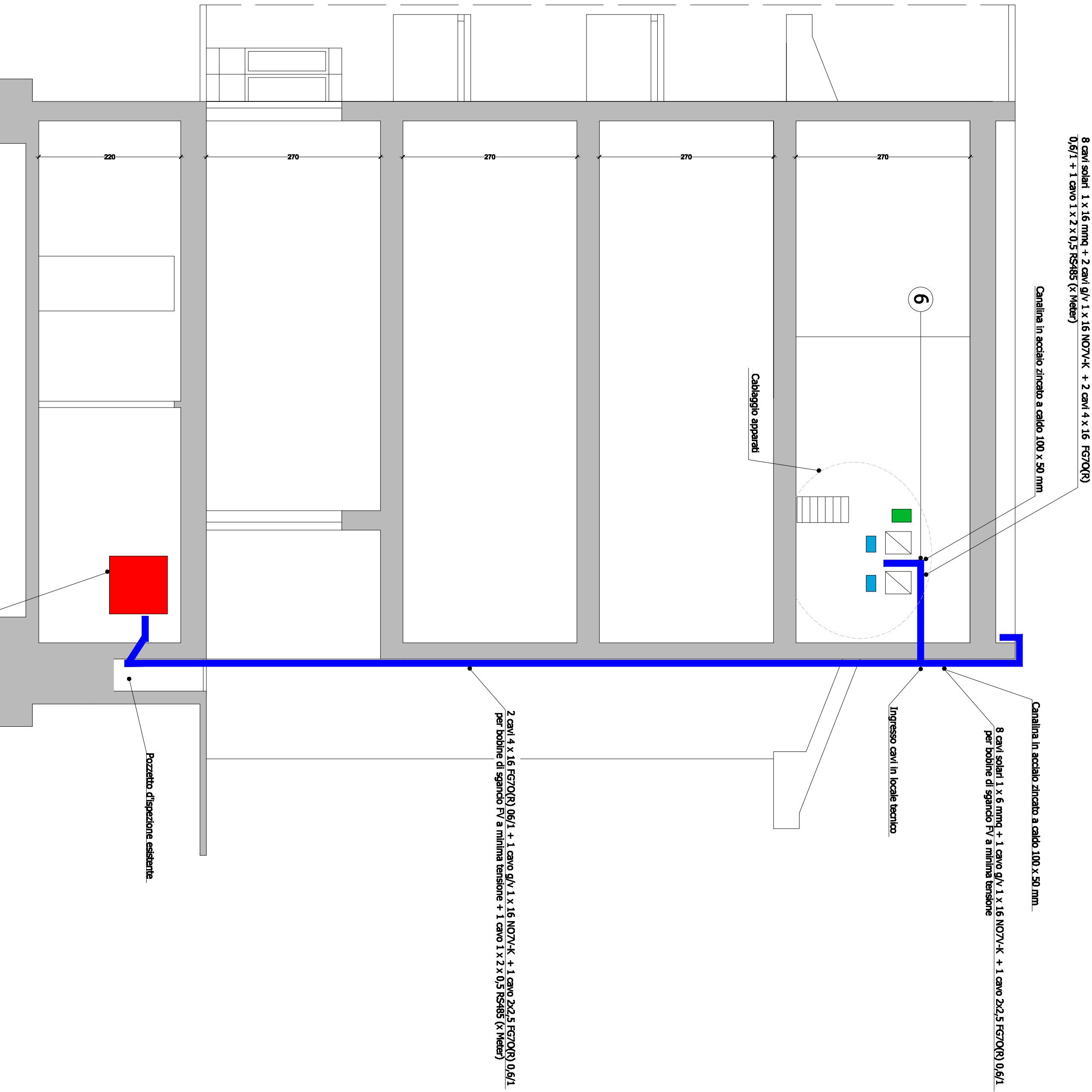


Dettaglio Prospetto Est



VERIFICA % OCCUPAZIONE DELLE CANALIZZAZIONI	
1	12,40 %
2	26,54 %
3	12,40 %
4	40,70 %
5	24,21 %
6	33,75 %

LEGENDA	
😊	cavo 4 x 16 FG70 (R) 0,6/1
●	cavo 1 x 16 NO7V-K
⊗	cavo 2 x 2,5 FG70 (R) 0,6/1
⊖	cavo 1 x 2 x 0,5 RS485
●	cavo solati 1 x 6 mmq
○	tubo corrugato in PVC diametro 20 mm



Dettaglio Sezione



COMUNE DI RHO  
PROVINCIA DI MILANO  
AREA 3 - LAVORI PUBBLICI EDIFICI

INTERVENTO DI MANUTENZIONE STRAORDINARIA E DI  
RIQUALIFICAZIONE ENERGETICA ALLOGGI COMUNALI  
DI VIA TOGLIATTI 2. CUP C42H19000160002

PROGETTO ESECUTIVO  
LAYOUT STRINGHE E POSA CAVI  
PARTICOLARI TECNICI IMPIANTO FV

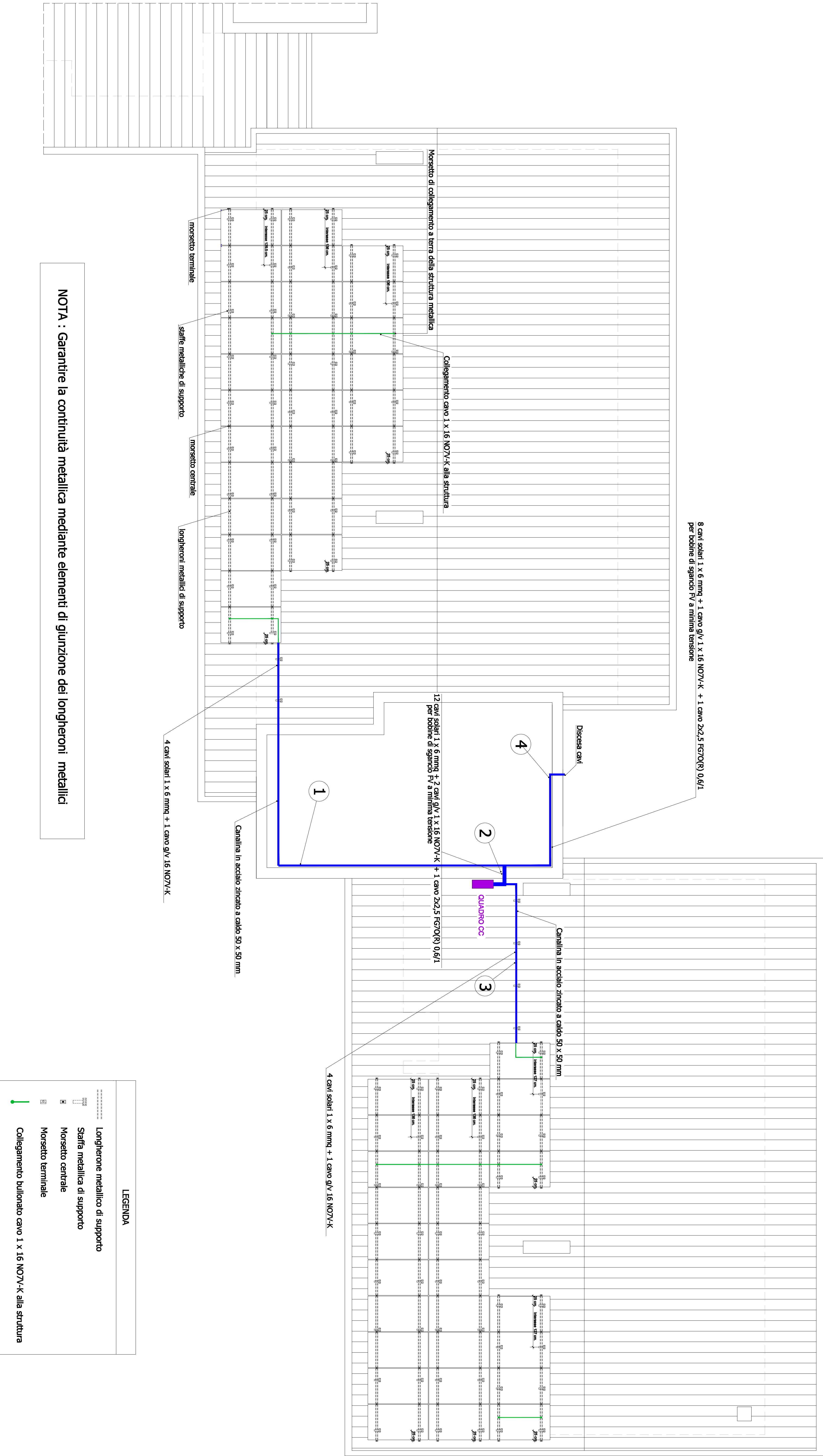
IL RESPONSABILE DEL PROGETTO: Ing. P. Daniele Fucini  
IL PROGETTISTA SUPPLANTE: Ing. Sergio Savatella



SCALA 1:50  
TAVOLA

2

Settembre 2020



**COMUNE DI RHO**  
PROVINCIA DI MILANO  
AREA 3 - LAVORI PUBBLICI EDIFICI

INTERVENTO DI MANUTENZIONE STRAORDINARIA E DI  
RIQUALIFICAZIONE ENERGETICA ALLOGGI COMUNALI  
DI VIA TOGLIATTI 2. CUP CA2H19000160002

PROGETTO ESECUTIVO  
PARTICOLARI TECNICI IMPIANTO FV  
STRUTTURE METALLICHE DI SOSTEGNO

IL RESPONSABILE DEL PROCCEDIMENTO - Ing. P. Daniele Fiorato

IL PROGETTISTA IMPIANTI - Ing. Sergio Savatella



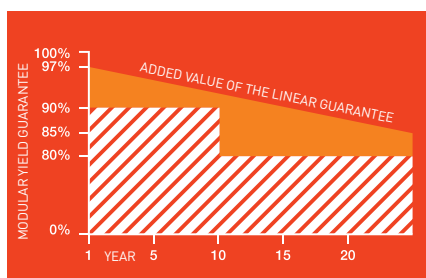


# H-CUT HIGH EFFICIENCY MONOCRYSTALLINE 120 CELLS

**OUTPUT:**  
**320 - 345 WATT**



H-CUT series is one of EXE new top efficiency series. Dimensionally close to conventional 60-cell panels, H-CUT mono-crystalline cells are split in two halves to improve performance and they are arranged in two parallel strings for a better management of shading. Featuring a black anodized aluminium frame, this series can combine visual attractiveness to conversion efficiency over 20,50%.



Guaranteed positive output  
tolerance of 0/+5 Wp by single  
measuring



Maximum 5400 N/m<sup>2</sup> snow  
load



3,2 mm anti-reflective glass



Maximum stability through  
aluminium frame Soft-Grip



15 years manufacturer's warranty  
25 years linear performance guarantee

# HCUT HIGH EFFICIENCY MONOCRYSTALLINE 120 CELLS



STC	EXHC-320M	EXHC-330M	EXHC-340M	EXHC-345M
Maximum Power (Pmax)	320W	330W	340W	345W
Open Circuit Voltage (Voc) (V)	40.45	41.07	41.67	41.90
Short Circuit Current (Isc) (A)	10.17	10.32	10.47	10.64
Voltage at Maximum Power (Vmpp) (V)	33.54	34.06	34.55	34.78
Current at Maximum Power (Impp) (A)	9.54	9.69	9.84	9.95
Modul Efficiency (%)	18.90%	19.48%	20.08%	20.37%

Electrical characteristics (at Standard Test Conditions (STC) of irradiance 1000W/m², spectrum AM 25°C)

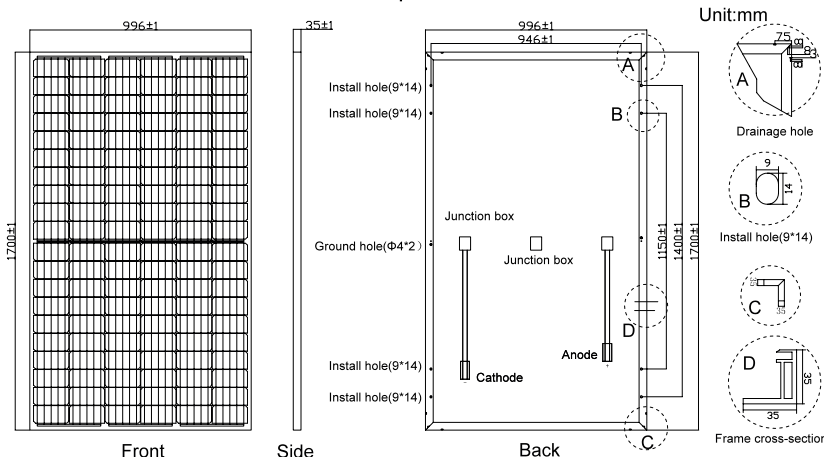
Electrical Parameters at NOCT	EXHC-320M	EXHC-330M	EXHC-340M	EXHC-345M
NOCT irradiance 800W/m², AM 1.5G, cell temperature 20°C, wind speed 1m/s	EXHC-320M	EXHC-330M	EXHC-340M	EXHC-345M
Maximum Power (Pmax)	237W	244W	252W	257W
Open Circuit Voltage (Voc) (V)	37.15	37.65	38.18	38.80
Short Circuit Current (Isc) (A)	8.14	8.25	8.36	8.97
Voltage at Maximum Power (Vmpp) (V)	33.31	33.82	34.38	34.52
Current at Maximum Power (Impp) (A)	7.11	7.22	7.32	7.94

Temperature Characteristics	
Pmax Temperature Coefficients (W/°C)	-0.35%/°C
Voc Temperature Coefficients (V/°C)	-0.28%/°C
Isc Temperature Coefficients (A/°C)	+0.05%/°C
Noct Nominal Operating Cell Temperature (°C)	45+/-2°C

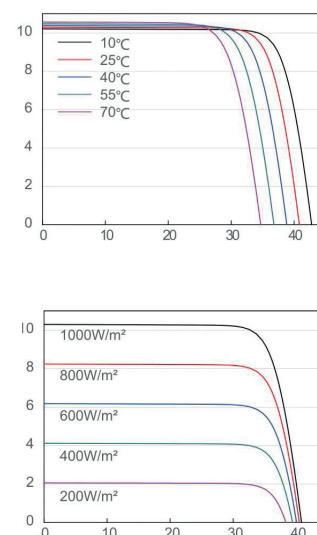
Operating Conditions	
Operating Module Temperature:	-40°C to +85°C
Maximum System Voltage:	1500V
Maximum Series Fuse Rating:	20A
Power Tolerance:	0/+5W
Maximum Static Load Front	5400Pa tested 8000Pa
Maximum Static Load Back	2400Pa
Application Class	Class A

Specifications	
Cell Type	Monocrystalline
Weight	18.7kg +/-3%
Dimensions	1700x996x35mm (+/-2mm)
Cable Cross Section Size	Portrait: 300mm Landscape: 900mm (including connector)
No. Of cells	120 (6x20)
Junction Box	IP67, 3 diodes
Frame	Black Anodized Aluminium Alloy
Front Glass	3,2mm high transmission, low iron, tempered glass

Mono half cells solar panel (1700\*996\*35)



I-V Curve: (EXHC-320M)



# X- HYBRID TRIFASE



# energy

SYNTHESIS OF EFFICIENCY

## X- HYBRID serie T - INVERTER TRIFASE

### Il primo Inverter Ibrido Trifase in Italia

Il nuovo X-Hybrid serie T trifase rappresenta l'ultima generazione di inverter e offre una soluzione flessibile ed espandibile per le applicazioni domestiche e commerciali.

La soluzione tecnologica scelta ha due principali caratteristiche:

- La flessibilità di soluzioni di accumulo
- Avere in un unico prodotto la soluzione per utenze private e imprese

La serie X-Hybrid T è configurata in taglie di 5, 6, 8 e 10 kW, con la possibilità di installare più inverter in parallelo, e la possibilità di espandere il parco batterie. Gli inverter hanno in dotazione la modalità EPS (Emergency Power Supply), che funge da soccorritore in caso di blackout e possono essere controllati da remoto in WIFI o da rete ethernet.

#### Caratteristiche e punti di forza di X-Hybrid T:

- Potenza massima campo fotovoltaico 8/10/13 kWp
- Doppio MPPT e funzione EPS, tensione di batteria 200-500 V
- Sistema di storage On e Off grid
- Possibilità di collegare fino a 10 inverter in parallelo
- Collegamento accumulo lato produzione PV
- Grado di protezione IP65
- Supporta gli squilibri tra le fasi



- Accumulo in potenza variabile con batterie al litio in alta tensione Pylontech
- Possibilità di caricare le batterie dalla rete per l'utilizzo
- Protezione contro interruzioni di potenza
- Funzione di monitoraggio e controllo WIFI o Ethernet



# X- HYBRID TRIFASE



Trading  
as



**SOLAX**  
POWER  
ITALIA

	Input (DC)	X- Hybrid-5.0-T	X- Hybrid-6.0-T	X- Hybrid-8.0-T	X- Hybrid-10.0-T
Input (DC)	Potenza Max campo fotovoltaico [Wp]	6000	8000	10000	13000
	Tensione massima DC [V]	1000	1000	1000	1000
	Tensione nominale DC [V]	720	720	720	720
	Corrente massima di input [A]	11/11	11/11	11/11	20/11
	Corrente massima di corto circuito [A]	14/14	14/14	14/14	23/14
	Range di tensione MPPT [V]	230-800	280-800	370-800	370-800
	N. MPPT	2	2	2	2
	Numero di stringhe per MPPT	1	1	1	2/1
Output (AC)	Potenza nominale AC [VA]	5000	6000	8000	10000
	Potenza massima AC [VA]	5000	6000	8000	10000
	Range di tensione lato AC [VA]	400(360 to 440)	400(360 to 440)	400(360 to 440)	400(360 to 440)
	Frequenza nominale [Hz]	50/60	50/60	50/60	50/60
	Corrente nominale AC [A]	7.6	9	12.2	15
	Corrente massima AC [A]	8.5	10	13.5	16
	Fattore di sfasamento	0.8 anticipato a 0.8 ritardato			
	Distorsione armonica totale	<2%			
	Collegamento in parallelo	Si			
Output (Batteria DC)	Controllo di carichi remoti	Si (Opzionale)			
	Range di tensione batteria [V]	200-500			
	Tensione di batteria raccomandata [V]	200	240	320	400
	Potenza max. di carica/scarica [W]	5000	6000	8000	10000
	Corrente max. di carica/scarica [W]	25			
	Interfaccia di comunicazione	CAN/RS485			
EPS Output (con batteria)	Protezione contro l'inversione di polarità	No			
	Potenza nominale [VA]	5000	6000	8000	10000
	Range di tensione EPS [V], Frequenza [Hz]	400/380VAC, 50/60	400/380VAC, 50/60	400/380VAC, 50/60	400/380VAC, 50/60
	Corrente nominale EPS [A]	7.6	9	12.2	15
	Potenza di picco EPS [kW]	10000,60s	12000,60s	16000,60s	16000,60s
	Ritardo sull'intervento dell'EPS	<0.5			
	Distorsione armonica totale	<2%			
Efficienza	Collegamento in parallelo	Yes			
	Efficienza MPPT [%]	99.90			
	Efficienza Euro [%]	97.00			
	Efficienza Massima [%]	97.60			
Auto-consumo	Efficienza di carica/scarica batteria [%]	96.00			
	Consumo interno notturno [W]	<7			
	Idle mode	YES			
Normative	Sicurezza	IEC62109-1-2/ IEC62040/ AS3100			
	EMC	EN61000-6-1/EN61000-6-2/EN61000-6-3			
	Certificazioni	VDE0126-1-1A1:2012/VDE-AR-N4105/G59-3/AS4777/EN50438/CEI 0-21/IEC62619/ISO13849-2/SN29500/IEC615086			
Limiti ambientali	Grado di protezione	IP65			
	Range di temperatura lavoro [°C]	-20 to+60 (derating at+45)			
	Altitudine [m]	<2000			
	Temperatura di stoccaggio [°C]	20 to+60			
	Rumorosità [dB]	<30			
	Categoria di sovratensione	III (electric supply side), II (PV side)			
Dimensioni e pesi	Dimensione (LxHxp) [mm]	576*453*209			
	Peso [kg]	40			
	Raffreddamento	Naturale			
	Tipologia	Transformerless			
	Bus di comunicazione	Ethernet, Meter, WIFI (optional), RF(optional), DRM, USB, ISO alarm, Parallel operation			
	LCD display	Backlight 20*4 character			
	Periodo di garanzia	10 years			

FL004-Rev.002

Energy Srl  
Sede legale:  
Piazza Manifattura, 1  
38068, Rovereto TN  
Tel. +39 0464 350812 - Fax +39 0464 350512



www.energysynt.com  
info@energysynt.com

Energy Srl  
Sede operativa/Magazzino:  
Via Seconda Strada, 26  
30030, Z.I. Loc. Galta di Vigonovo (VE)  
Tel. +39 049 2701296 - Fax +39 049 8599098

Le informazioni contenute in questo depliant non sono impegnative. Energy Srl si riserva il diritto di apportare modifiche in qualsiasi momento e senza preavviso.

# POWERCUBE-X1



# energy

SYNTHESIS OF EFFICIENCY

**BMS SC05004**

**BMSC1000A**



da 4 fino a 8 moduli batteria

da 5 fino a 9 moduli batteria



**Modulo Batteria H48050**

**Gruppo di Accumulo in Alta Tensione  
per Inverter Ibrido Solax Trifase**  
9,6 : 21,6 kWh

# POWERCUBE-X1

Tipologia Prodotto	PHANTOM-X10	PHANTOM-X12	PHANTOM-X14	PHANTOM-X17	PHANTOM-X19	PHANTOM-X22
Capacità del sistema (kWh)	9,6	12	14,4	16,8	19,2	21,6
Tensione nominale del sistema (Vdc)	192	240	288	336	384	432
Massima tensione in carica (Vdc)	210	262,5	315	367,5	420	472,5
Minima tensione in scarica (Vdc)	168	210	252	294	336	378
Corrente nominale di carica/scarica (A)	25	25	25	25	25	25
Corrente di carica scarica di picco (A)	100	100	100	100	100	100
Efficienza	98%	98%	98%	98%	98%	98%
DOD	80% (Range di lavoro 10%-90% del SOC)					
Controller BMS	SC05004	SC05004	SC05004	SC05004	SC05004	--
	--	C1000A	C1000A	C1000A	C1000A	C1000A
Modulo batteria	HP4850					
Tecnologia cella	Li-ion(LFP)					
Numero moduli batteria	4	5	6	7	8	9
Tensione nominale modulo batteria (Vdc)	48	48	48	48	48	48
Capacità del modulo batteria (AH)	50	50	50	50	50	50
Numero di celle per modulo batteria	15	15	15	15	15	15
Dimensioni (L*P*H)	600x600x985			600x600x1580		
Peso	154	178	229	253	277	314
Comunicazione	RS485\CAN					
Classe IP	IP20					
Life Cycle	4000					
Durata prevista	10+Years					
Temperatura di lavoro	0~50°C					
Temperatura di stoccaggio	-20~60°C					



# Specifiche

## Parti componenti

### BMS



Modelli	SC05004-100SS	C1000A-100SS
Controller della Tensione di esercizio	100~435Vdc	200~1000Vdc
Tensione di funzionamento del sistema	100~435Vdc	200~1000Vdc
Corrente di Carica (Max) (A)	100	100
Tensione di scarica (Vdc)	100~435	200~1000
Corrente di scarica (Max.) (A)	100	100
Auto-consumo energetico (W)	8	8
Dimensione (L*P*H, mm)	436*270*132	436*270*132
Comunicazione	RS485/CAN	RS485/CAN
Grado di protezione	IP20	IP20
Peso (kg)	6,5	6,5
Vita operativa	15 years	15 years
Temperatura di lavoro	-20~65°C	-20~65°C
Temperature di stoccaggio	-20~65°C	-20~65°C
Certificato del prodotto	TÜV (IEC62619)	TÜV (IEC62619)

### Modulo Batteria



Modelli	H48050A-15S
Capacità (kWh)	2,40
Tensione nominale (Vdc)	48
Capacità nominale (AH)	50
Range di tensione (Vdc)	45~54
Profondità di scarica	80%(10~90%)
Dimensione (L*P*H, mm)	442*390*100
Comunicazione	RS485/CAN
Classe IP	IP20
Peso	24
Durata prevista	10+Years
Life Cycle	4000
Temperatura di lavoro	0~50°C
Temperatura di stoccaggio	-20~60°C
Certificato del prodotto	TÜV (IEC62619)

### Modulo di Parallelo



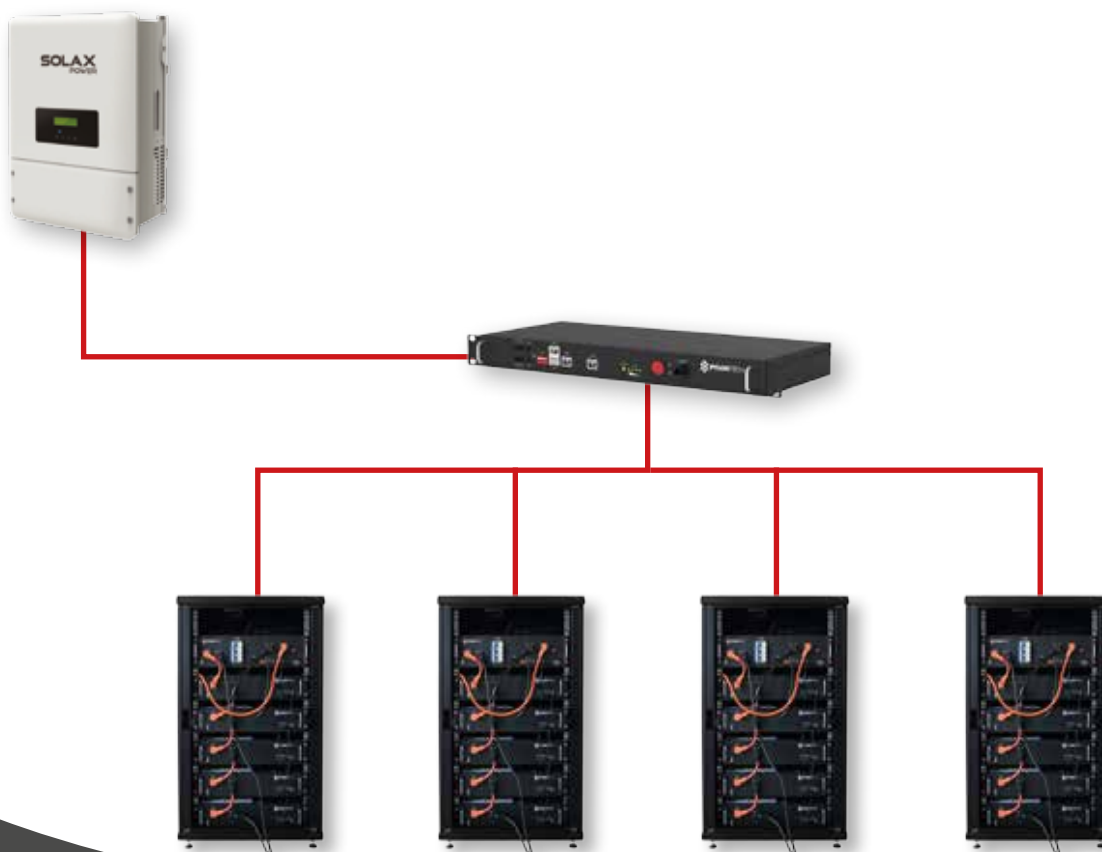
Modello	MBMS1000A-S
Tensione di lavoro	12 Vdc
Interfaccia	CAN/RS485
Output digitali	4
Input digitali	2
Autoconsumo	2W
Dimensioni	442*150*44 mm
Classe IP	IP20
Peso (kg)	3,5
Durata prevista	15 years
Temperatura di lavoro	-20~60°C
Temperatura di stoccaggio	-40~80°C



## INVERTER SOLAX CON UN SOLO POWERCUBE



## INVERTER SOLAX CON PIU' POWERCUBE IN PARALLELO



### Energy Srl

Sede legale:  
Piazza Manifattura, 1  
38068, Rovereto (TN)  
Tel. +39 0464 350812 - Fax +39 0464 350512



[www.energysynt.com](http://www.energysynt.com)  
[info@energysynt.com](mailto:info@energysynt.com)

### Energy Srl

Sede operativa/Magazzino:  
Via Seconda Strada, 26  
30030, Z.I. Loc. Galta di Vigonovo (VE)  
Tel. +39 049 2701296 - Fax +39 049 8599098



# H48050

## Pylontech

### Litio

#### Alta tensione HV



# energy

SYNTHESIS OF EFFICIENCY

Per powercube

## H48050 - Moduli da 2,4 kWh

### Batteria al Litio

La batteria al litio H48050 della Pylontech rappresenta l'ultima frontiera tecnologica per le applicazioni di accumulo per fotovoltaico in alta tensione. La semplicità e la modularità della H48050, a partire da 4,8 kWh per gli impianti in monofase e 9,6 kWh per gli impianti trifase, la rende adatta a realizzare sistemi di accumulo di piccole e grandi capacità, ampliabili secondo le esigenze energetiche attuali e future. La potenza massima di carica a scarica in istantanea modulare fino a 10,8 kW e la profondità di scarica fino all' 80% la rende adatta ad applicazioni dove sono presenti forti spunti.

La tecnologia al litio di tipo LFP presenta anche i seguenti **vantaggi**:

- **life cycle più lungo**, che supera i 6000 cicli, corrispondenti a circa 11 anni di lavoro, con capacità a fine vita pari all'80%;
- una **struttura molecolare** interna delle batterie LFP è **più stabile** e quindi **più sicura**, consentendo un aumento della temperatura di combustione pari a 600 °C;
- **facilità di espansione** per ottenere storage di dimensioni importanti;
- **design compatto e modulare** che permette una facile installazione / aggiornamento;
- possibilità di operare in diverse condizioni di temperatura;
- **BMS avanzato** che consente di segnalare allarmi in tempo reale.
- **Monitoraggio, assistenza inclusi**



Ciascuno elemento, da 50 Ah, viene facilmente installato in appositi armadi porta rack.

Nel caso di sistemi di accumulo con modalità EPS anti black out occorre attenersi alle indicazioni di ENERGY srl circa la quantità minima di moduli installati.



**PYLONTECH**

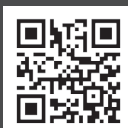
# Dati tecnici Batteria al Litio



	Modello	H48050
Dati Elettrici	Tensione [V]	48
	Corrente nominale [Ah]	50
	Potenza nominale [Wh]	2400
	Tensione di lavoro [V]	45...54
	Tensione di carica [V]	52,5...54
	Massima corrente di picco in scarica [A]	100 Ax1Min
	Massima corrente di picco in carica [A]	100 Ax1Min
	DOD [%]	80 (10~90)
Bus	Bus di comunicazione	RS485, CAN
	Protocollo di comunicazione	YD/T 1363.3-2005
Dim. e Pesi	Altezza [mm]	89 (2U)
	Larghezza [mm]	440
	Profondità [mm]	410
	Peso [kg]	24
Varie	Durata a 25 °C	10+ anni
	Life Cycles	>6000 60% EOL - 90% DoD
	Durata del Backup (Potenza nominale 500 W)	≥ 5 h
	Durata mantenimento di carica	6 Mesi con batteria spenta
	Temperatura di scarica [°C]	-10...50
	Temperatura di carica [°C]	0...50
	Temperatura di immagazzinaggio [°C]	-40...80
	Normativa sismica	GR-1089
	Normativa per il trasporto	UN 3090
	Normativa EMC	IEC 61000, EN 55022
	Normativa ambientale	GB/T 2423
	Marchi	TÜV, CE, UN38.3, TLC

FL011-Rev.001 ITA

Pylontech è l'unica batteria ad essere conforme alla normativa tedesca sulla sicurezza TUV Rheinland -VDE certificato VDE-AR-E 2510-50.



**Energy Srl**  
Sede legale:  
Piazza Manifattura, 1  
38068, Rovereto TN  
Tel. +39 0464 350812 - Fax +39 0464 350512

[www.energysynt.com](http://www.energysynt.com)  
[info@energysynt.com](mailto:info@energysynt.com)

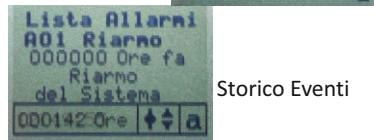
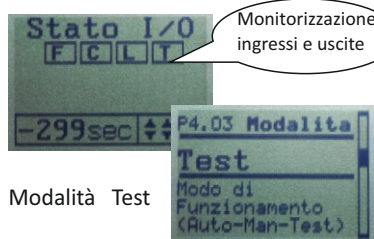
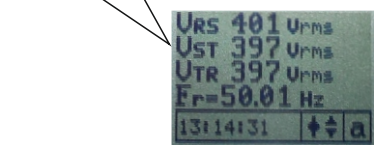
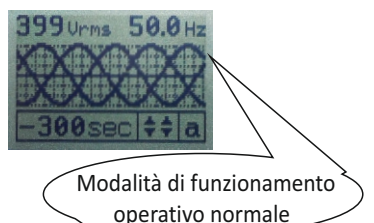
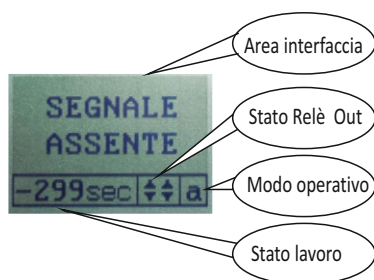
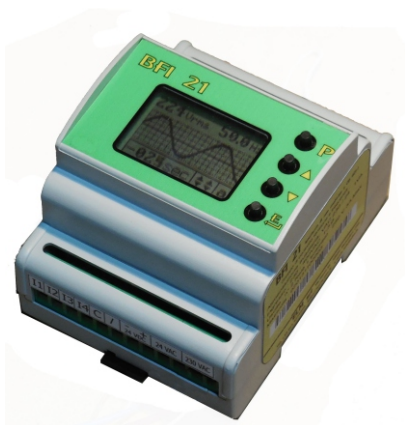
**Energy Srl**  
Sede operativa/Magazzino:  
Via Seconda Strada, 26  
30030, Z.I. Loc. Galta di Vigonovo (VE)  
Tel. +39 049 2701296 - Fax +39 049 8599098

# Sistema di protezione interfaccia BFI 21

CHNT

Monitoraggio dei valori di tensione e frequenza conforme a CEI 0-21

Dispositivo di protezione interfaccia (SPI) certificato conforme alla norma CEI 0-21  
Adatto alla connessione in rete di impianti di produzione a Bassa Tensione quali  
FOTOVOLTAICO, EOLICO, IDROELETTRICO, COGENERAZIONE.



## Caratteristiche principali

Monitoraggio Monofase 230V e Trifase 400 V con o senza neutro 50 Hz.

Alimentazione ausiliaria 24 VDC e 230 VAC

4 Ingressi digitali isolati

- Teledistacco
- Feedback stato del DDI
- Locale Remoto
- Comunicazione

2 Uscite a Relè con contatto pulito in scambio

- Comando DDI
- Comando dispositivo riscalzo : NO - NC Ritentivo o Impulsivo

Impostazioni da menu guidato e protette da Password con Display e pulsantiera frontali

## Possibilità di visualizzazione su display :

- Stato dei segnali di comando
- Stato di lavoro dei relè di uscita
- Forma d'onda del segnale analizzato
- Valori di tensione e frequenza in essere
- Diagnostica di funzionamento
- Parametri di lavoro

## Modalità operative

Il controllo BF 21 può essere predisposto per funzionare in tre modalità operative impostabili da tastiera tutte con protezione da Password:

- **AUTO** - Modalità di funzionamento operativo standard (Default alla spedizione)

Il modo di funzionamento è quello normale richiesto dalla norma dove il DDI ed il Riscalzo vengono gestiti e controllati automaticamente a seconda delle soglie di tensione e frequenza conformi alla norma. impostate.

- **TEST** - (Per prove in campo) L'apparecchio si trova nella modalità ove le singole soglie di intervento sono attivabili e disattivabili con comando da tastiera per consentire la valutazione di verifica per test di una soglia per volta

- **MANO** - I controlli da parametri sono esclusi, l'operatore può comandare manualmente da tastiera la chiusura e l'apertura dei relè di comando DDI e Riscalzo

## Caratteristiche generali

Codice funzione protezione		Soglia di intervento	Tempo di intervento	Condizione di comando
59.S1	Massima Tensione	1,1 Vn	< 3 sec.	Comunicazione Comando Locale Transitorio - Definitivo
59.S2	Massima Tensione	1,15 Vn	0,2 sec.	
27.S1	Minima Tensione	0,85 Vn	0,4 sec.	
27.S2	Minima Tensione	0,4 Vn	0,2 sec.	

## Soglie di Tensione

## Soglie di Frequenza

81>S2	Massima Frequenza	51,5 Hz	0,1 sec.	A	B	T
81<S2	Minima Frequenza	47,5 Hz	0,1 sec.			
81>S1	Massima Frequenza	50,5 Hz	0,1 sec.	A	A	T
81<S1	Minima Frequenza	49,5 Hz	0,1 sec.			
81>S2	Massima Frequenza	51,5 Hz	1 sec.		B	A
81<S2	Minima Frequenza	47,5 Hz	4 sec.			D

## Condizioni di connessione / riconnessione

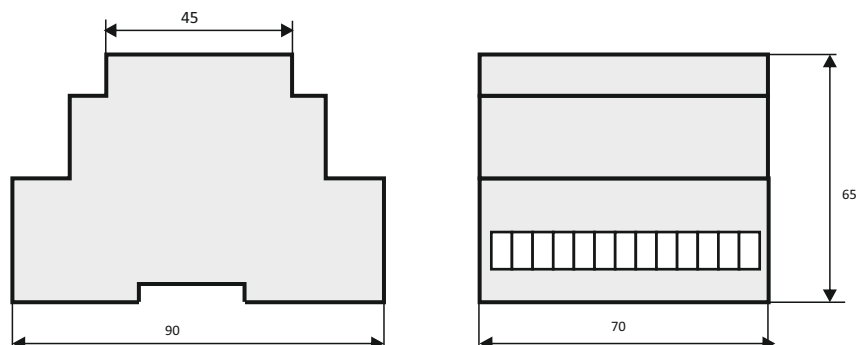
Connessione	V>85% < 110%	F > 49,9 Hz	< 50,1 Hz
Ritardo all'accensione - connessione	300 sec Default	Reg.5 - 300	
Ritardo riconnessione intervento	< 0,1 sec		

# Sistema di protezione interfaccia BFI 21

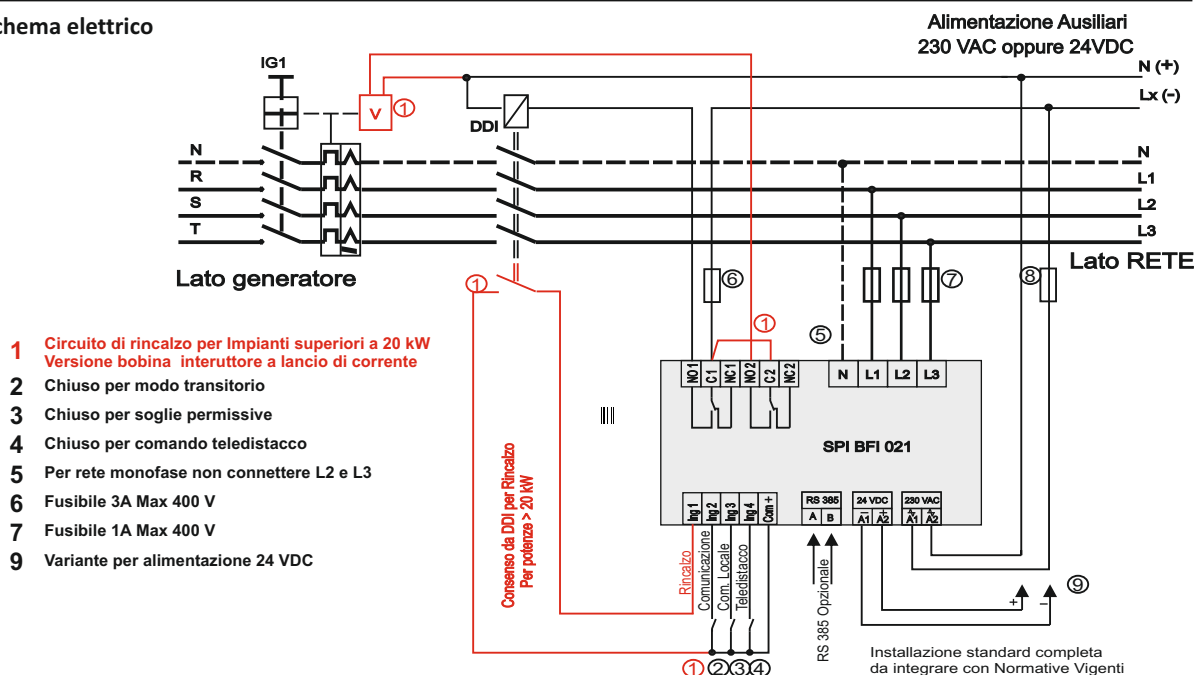
**CHINT**

Monitoraggio dei valori di tensione e frequenza conforme a CEI 0-21

Dimensioni di ingombro



Schema elettrico



Caratteristiche di impiego

## Allarmi e diagnostica

Numero di eventi registrati	100 FIFO con tempo trascorso dall'evento o allarme
Eventi registrati	Teledistacco Comandi, Attivazione

## OPZIONI

Predisposto per RS485 per gestione remota con protocollo EC/En 61850
<b>Predisposto per alimentazione tamponata per tempo &gt;5 sec.</b>
Predisposto per espansione (modulo esterno) misura corrente e potenza

## Caratteristiche Costruttive

Contenitore montaggio barra DIN standard 4 Moduli (90 x 71 x 66 mm)
Connessione a vite Sez. Cavo consigliata 1 mm (Max 1,5 mm)
Grado di protezione IP 50 morsetti IP20
Peso Gr 300

## Caratteristiche ingressi - uscite

Alimentazione ausiliaria 24 V DC oppure 230 VAC +/-10%
Tensione nominale 400 VAC 3F con o senza N 230 VAC L-N 50 Hz
Uscite <relè 250 VAC 3A Ac1 ; 3A 30 VDC
Ingressi 24 VDC 5 mA Isolati da potenza (alimentazione interna)



# X3-Hybrid Manuale d'uso

5.0kw - 10.0kw



## Dichiarazione sul copyright

Il copyright di questo manuale appartiene a Solax Power Network Technology (Zhejiang) Co., Ltd. (SolaX Power Co., Ltd.). E' vietato il plagio e la riproduzione anche parziale in qualsiasi forma. Tutti i diritti riservati. Solax Power Network Technology (SolaX Power Co., Ltd.), si riserva il diritto all'interpretazione finale.

---

## SOMMARIO

<b>1</b>	<b>Note di questo manuale.....</b>	<b>5</b>
1.1	Scopo.....	5
1.2	Target.....	5
1.3	Simboli.....	5
<b>2</b>	<b>Sicurezza.....</b>	<b>6</b>
2.1	Istruzioni per la sicurezza.....	6
2.2	Simboli.....	10
2.3	Direttiva CE.....	11
<b>3</b>	<b>Introduzione.....</b>	<b>12</b>
3.1	Funzioni base.....	12
3.2	Work modes.....	14
3.3	Dimensioni.....	16
3.4	Panoramica Inverter.....	16
<b>4</b>	<b>Dati tecnici.....</b>	<b>17</b>
4.1	Ingresso PV lato DC.....	17
4.2	Ingresso e uscita lato AC.....	17
4.3	Caricabatterie interno.....	18
4.4	Sicurezza e protezioni.....	18
4.5	Uscita EPS.....	19
4.6	Caratteristiche.....	19
<b>5</b>	<b>Installazione.....</b>	<b>20</b>
5.1	Verifica danni da trasporto.....	20
5.2	Lista componenti.....	20
5.3	Montaggio.....	21
<b>6</b>	<b>Connessioni elettriche.....</b>	<b>24</b>
6.1	Collegamento 23.....	24
6.2	Collegamento AC.....	26
6.3	Collegamento EPS.....	28
6.4	Collegamento Batteria.....	32
6.5	Connessione Terra (obbligatorio).....	35
6.6	Connessione Meter (Misuratore).....	36

---

6.7	Connessione LAN.....	38
6.8	Connessione DRM.....	39
6.9	Connessione WiFi (optional).....	40
6.10	Connessione Parallela (optional).....	40
6.10	Connessione RF (optional).....	41
6.11	Regolazioni Inverter.....	42
<b>7</b>	<b>Aggiornamento Firmware.....</b>	<b>44</b>
<b>8</b>	<b>Menu.....</b>	<b>46</b>
8.1	Pannello di controllo.....	46
8.2	Struttura menu.....	47
8.3	LCD.....	48
<b>9</b>	<b>Risoluzione problemi.....</b>	<b>68</b>
9.1	Risoluzione problemi.....	68
9.2	Manutenzione ordinaria.....	72
<b>10</b>	<b>Smaltimento.....</b>	<b>73</b>
10.1	Smaltimento Inverter.....	73
10.2	Imballo.....	73
10.3	Immagazzinamento e trasporto.....	73



# 1. Note di questo manuale

## 1.1 Scopo di validità

Questo manuale è parte integrante di X3-Hybrid, e ne descrive il montaggio, installazione, messa in funzione, manutenzione. Pregasi leggere attentamente le istruzioni prima di mettere in funzione.

X3-Hybrid-5.0-N-E	X3-Hybrid-6.0-N-E	X3-Hybrid-8.0-N-E	X3-Hybrid-10.0-N-E
X3-Hybrid-5.0-D-E	X3-Hybrid-6.0-D-E	X3-Hybrid-8.0-D-E	X3-Hybrid-10.0-D-E
X3-Hybrid-5.0-N-C	X3-Hybrid-6.0-N-C	X3-Hybrid-8.0-N-C	X3-Hybrid-10.0-N-C
X3-Hybrid-5.0-D-C	X3-Hybrid-6.0-D-C	X3-Hybrid-8.0-D-C	X3-Hybrid-10.0-D-C

**Nota: "5.0" significa 5.0kW.**

"D" significa con "Interruttore DC ", "N" significa senza "Interruttore DC".

"E" significa funzione EPS " disponibile "C" significa senza funzione "EPS".

Conservare questo manuale dove sarà accessibile in ogni momento

## 1.2 NOTA

Questo manuale è per elettricisti qualificati. Le attività descritte in questo manuale possono essere eseguite solo da elettricisti qualificati.

## 1.3 Simboli Usati

I seguenti tipi di istruzioni di sicurezza e informazioni generali appaiono in questo documento come segue:



### Pericolo!

"Pericolo" indica una situazione pericolosa, che se non evitata può causare morte o gravi lesioni



### Attenzione !

"Attenzione" indica una situazione pericolosa, che se non evitata può causare morte o gravi lesioni.



### Cautela!

"Cautela" indica una situazione pericolosa, che se non evitata può causare morte o gravi lesioni.



### Nota!

"Nota" fornisce suggerimenti che sono preziosi per il funzionamento ottimale del nostro prodotto.

## 2 Sicurezza

### 2.1 Importanti Istruzioni di Sicurezza



**Pericolo!**

**Pericolo di morte causato dall'alto voltaggio dell'Inverter!**

- Tutte le manutenzioni devono essere effettuate da personale qualificato.
- L'apparecchio non può essere usato da bambini o persone con ridotte capacità fisiche, sensoriali, mentali o con mancanza di esperienza o conoscenza se non adeguatamente informati e istruiti.
- Bambini devono essere controllati per evitare che giochino con l'apparecchio.



**Cautela!**

**Pericolo di ustioni a causa di parti calde dell'involucro!**

- Durante il funzionamento, il coperchio superiore del contenitore e il corpo del contenitore possono surriscaldarsi.
- Durante il funzionamento Toccare solo il coperchio dell'involucro



**Cautela!**

**Possibili danni alla salute a causa degli effetti delle radiazioni!**

- Non rimanere a 20 cm dall'inverter per lungo tempo.



**Nota!**

**Messa a terra del generatore PV.**

- Rispettare i requisiti locali per la messa a terra dei moduli PV e del generatore PV. Si consiglia di collegare il telaio del generatore e altre superfici elettricamente conduttive in modo da garantire una conduzione continua e di metterli a terra per una protezione ottimale del sistema e delle persone.



**Attenzione!**

- Assicurare la tensione DC in ingresso  $\leq$  Max. Tensione DC. Una tensione eccessiva può causare danni permanenti all'inverter , che non saranno incluse nella garanzia!



**Attenzione!**

- Il personale di servizio autorizzato deve scollegare sia l'alimentazione CA che DC dall'inverter prima di tentare qualsiasi intervento di manutenzione o pulizia o di lavorare su qualsiasi circuito collegato all'inverter .

**Attenzione!**

Non operare sull'inverter quando il dispositivo è in funzione.

**Attenzione!**

Rischio di folgorazione!

- Prima dell'utilizzo, leggere attentamente questa sezione per garantire un'applicazione corretta e sicura, si prega di conservare con cura questo manuale e di utilizzare solo gli accessori inviati con l'inverter altrimenti si può incorrere a rischi di folgorazione o di danni a persone.
- Assicurarsi che il cablaggio esistente sia in buone condizioni e che il filo non sia sottodimensionato.
- Non smontare nessuna parte dell'inverter che non sia menzionata nella guida all'installazione. Non contiene parti riparabili dall'utente. Vedere la garanzia per le istruzioni su come ottenere il servizio. Il tentativo di assistenza per l'inverter può comportare il rischio di scosse elettriche o incendi e invalida la garanzia.
- Tenere lontano da materiali infiammabili ed esplosivi per evitare incendi.
- Il luogo di installazione deve essere lontano da sostanze umide o corrosive.
- Il personale di servizio autorizzato deve utilizzare strumenti isolati durante l'installazione o il lavoro con questa apparecchiatura.
- I moduli fotovoltaici devono avere un grado di classe A IEC 61730
- Non toccare mai il polo positivo o negativo del dispositivo di collegamento PV. Vietare severamente il contatto di entrambi allo stesso tempo.
- L'unità contiene condensatori che rimangono carichi a una tensione potenzialmente letale dopo che la rete, la batteria e l'alimentazione FV sono state disconnesse.
- Tensione pericolosa presente fino a 5 minuti dopo la disconnessione dall'alimentazione..
- **ATTENZIONE - RISCHIO** di scosse elettriche da energia immagazzinata nel condensatore, Non operare mai sugli accoppiatori dell'inverter, i cavi Rete, i cavi della batteria, i cavi FV o il generatore FV quando viene applicata l'alimentazione. Dopo aver spento il PV, la batteria e la rete, attendere sempre 5 minuti prima che i condensatori del circuito intermedio si scarichino prima di scollegare CC, batteria in ingresso e connettori.
- Quando si accede al circuito interno dell'inverter, è molto importante attendere 45 minuti prima di utilizzare il circuito di alimentazione o smontare i condensatori elettrolitici all'interno del dispositivo. Non aprire il dispositivo prima poiché i condensatori richiedono tempo sufficiente per scaricarsi!
- Misurare la tensione tra i terminali UDC + e UDC- con un multimetro (impedenza di almeno 1Mohm) per garantire che il dispositivo sia scaricato prima di iniziare il lavoro (35 V CC) all'interno del dispositivo..
- » **Dispositivi di protezione contro le sovratensioni (SPD) per l'installazione fotovoltaica**

**Attenzione!**

La protezione da sovratensione con scaricatori di sovratensioni deve essere fornita quando l'impianto fotovoltaico è installato.

L'inverter collegato alla rete non è dotato di SPD né sul lato di ingresso FV né sul lato RETE.

Un fulmine può causare un danno sia con attacco diretto o da picchi dovuti a un colpo vicino. Le sovratensioni indotte sono la causa più probabile di danni da fulmine nella maggior parte o nelle installazioni, specialmente nelle zone rurali dove l'elettricità è solitamente fornita da lunghe linee aeree. La sovratensione può essere inclusa sia sulla conduzione del campo fotovoltaico che sui cavi CA che conducono all'edificio.

Gli specialisti in protezione contro i fulmini dovrebbero essere consultati durante l'applicazione dell'uso finale. Utilizzando un'adeguata protezione da fulmine esterno, l'effetto di un fulmine diretto in un edificio può essere mitigato in modo controllato e la corrente del fulmine può essere scaricata nel terreno.

L'installazione di SPD per proteggere l'inverter da danni meccanici ed eccessivi stress include uno scaricatore di sovratensioni in caso di un edificio con sistema di protezione contro i fulmini esterno.

Per proteggere il sistema CC, installare un soppressore di sovratensioni (SPD di tipo 2) sull'estremità dell'inverter del cablaggio CC e sulle stringhe situate tra l'inverter e il generatore FV, se il livello di protezione della tensione (VP) degli scaricatori di sovratensione è superiore a 1100 V, è necessario un SPD di tipo 3 aggiuntivo per la protezione da sovratensioni per dispositivi elettrici.

Per proteggere il sistema CA, i dispositivi di soppressione dei picchi (tipo SPD2) devono essere installati nel punto di ingresso principale dell'alimentazione CA (a livello del consumatore), situato tra l'inverter e il sistema di misurazione / distribuzione; SPD (impulso di test D1) per la linea di segnale secondo EN 61632

Tutti i cavi CC devono avere una lunghezza la più breve possibile e i cavi positivo e negativo della stringa o dell'alimentazione CC principale devono essere raggruppati insieme. Evitare la creazione di loop nel sistema.

Gli scaricatori (energia) non sono adatti per essere utilizzati nei circuiti CC una volta che sono intervenuti, non si fermeranno fino a quando la tensione ai loro terminali non sarà superiore a 30 volt.

Il dispositivo è progettato per il collegamento a un generatore FV con un limite di capacità di circa 700nF

### » Effetto anti isola

L'effetto isola è un fenomeno particolare che succede al sistema FV collegato alla rete. È pericoloso per il personale di manutenzione e per le persone.

X3-Hybrid grazie alla deriva di frequenza attiva (AFD) previene l'effetto isola.

### » Connessione PE e corrente di dispersione

- Collegare l'inverter tramite un interruttore differenziale (RCD) con sensibilità superiore a 240mA che disconnette automaticamente il dispositivo in caso di guasto.
- Le correnti differenziali DC vengono causate dalla resistenza di isolamento e dalle capacità del generatore FV. Per evitare attivazioni involontarie durante il funzionamento, la corrente residua nominale dell'RCD deve essere di almeno 240 mA.

Il dispositivo è progettato per il collegamento a un generatore FV con un limite di capacità di circa 700nf

**Attenzione!**

Alta corrente di dispersione!

Connessione di terra essenziale prima di collegare l'alimentazione

- Una messa a terra errata può causare lesioni fisiche, morte o malfunzionamento delle apparecchiature e aumentare l'elettromagnetica.
- Assicurarsi che il conduttore di terra sia dimensionato adeguatamente come richiesto dalle normative di sicurezza.
- Non collegare i terminali di messa a terra dell'unità in serie in caso di installazione multipla. Questo prodotto può causare corrente con una componente cc, Usare un dispositivo di protezione differenziale (RCD) e magneto termico per la protezione in caso di contatto diretto o indiretto tipo B.

**Per il Regno Unito**

- L'installazione che collega l'apparecchiatura ai terminali di alimentazione deve essere conforme ai requisiti della norma BS 7671.
- L'installazione elettrica dell'impianto fotovoltaico deve soddisfare i requisiti di BS 7671 e IEC 60364-7-712.
- Nessuna impostazione di protezione può essere modificata.
- L'utente deve garantire che l'apparecchiatura sia installata, progettata e gestita in modo da mantenere sempre la conformità ai requisiti di ESQCR22 (1) (a).

**Per l'Australia e la Nuova Zelanda**

- L'installazione e la manutenzione elettriche devono essere eseguite da un elettricista qualificato e devono essere conformi alle Norme sul cablaggio in Australia.

**» Istruzioni Sicurezza Batteria**

Gli inverter della serie SolaX X3-Hybrid devono essere alimentati con batterie ad alta tensione, per i parametri specifici come il tipo di batteria, la tensione nominale e la capacità nominale, ecc., Fare riferimento alla sezione 4.3.




Poiché le batterie dell'accumulatore possono causare potenziali scosse elettriche e pericolo di corrente di cortocircuito, per evitare incidenti, durante la sostituzione della batteria devono essere osservate le seguenti avvertenze 5min:

1. Non indossare orologi, anelli o oggetti metallici simili.
2. Usare strumenti isolati.
3. Indossare scarpe e guanti di gomma.
4. Non posizionare strumenti metallici e parti metalliche simili sulle batterie.
5. Spegnerne il carico collegato alle batterie prima di smontare i terminali di connessione della batteria.
6. Solo personale con competenza adeguata può eseguire la manutenzione degli accumulatori di batterie.

## 2.2 Spiegazione dei Simboli




Questa sezione fornisce una spiegazione di tutti i simboli mostrati sull'inverter e sulla targhetta.

### • Simboli sull'Inverter

Simbolo	Spiegazione
	Presenza tensione di rete e/o batteria .
	Stato Batteria .
	Si è verificato un errore, informare subito l'installatore .

### • Simboli sulle etichette

Simbolo	Spiegazione
	Marchio CE L'inverter è conforme ai requisiti delle linee guida CE applicabili.
	Certificato . TÜV
	Remark RCM r
	Certificato SAA
	Attenzione alla superficie calda. L'inverter può surriscaldarsi durante il funzionamento. Evitare il contatto durante il funzionamento.
	Alta tensione . Pericolo per alta tensione nell'inverter!
	Pericolo. Rischio di folgorazione !
	Verificare documentazione allegata .

Simbolo	Spiegazione
	L'inverter non può essere smaltito insieme ai rifiuti domestici. Le informazioni sullo smaltimento sono disponibili nella documentazione allegata.
	Non utilizzare questo inverter fino a quando non viene isolato dalla batteria, dalla rete e da impianti fotovoltaici in loco.
	Pericolo di morte a causa dell'alta tensione. Esiste tensione residua nell'inverter dopo lo spegnimento, che richiede 5 minuti per scaricarsi.

### 2.3 Direttive CE

Questo capitolo segue i requisiti delle direttive europee sulla bassa tensione, che contiene le istruzioni di sicurezza e le condizioni di accettabilità per il sistema endues(SISTEMA FINALE), che è necessario seguire durante l'installazione, l'uso e la manutenzione dell'unità. Se ignorato, possono verificarsi lesioni fisiche o mortali o danni all'apparecchio. Leggere queste istruzioni prima di lavorare sull'unità. Se non si è in grado di comprendere i pericoli, le avvertenze, le precauzioni o le istruzioni, si prega di contattare un rivenditore autorizzato prima di procedere all'installazione. Funzionamento e manutenzione dell'unità.

L'inverter collegato alla rete soddisfa i requisiti della Direttiva sulla bassa tensione (LVD) 2014/35 / UE e sulla Direttiva sulla compatibilità elettromagnetica (EMC) 2014/30 / UE. L'unità è basata su: EN 62109-1:2010 ; EN 62109-2:2011 ; IEC 62109-1 (ed.1) ; IEC 62109-2 (ed.1) EN 61000-6-3:2007+A:2011 ; EN 61000-6-1:2007 ; EN 61000-6-2:2005

In caso di installazione nell'impianto FV, l'avvio dell'unità (cioè l'inizio dell'operazione designata) è vietato finché non viene determinato che l'intero sistema soddisfa i requisiti stabiliti dalla Direttiva CE (2014/35 / UE, 2014/30 / UE, ecc. )

L'inverter collegato alla rete lascia la fabbrica completo di dispositivo di connessione e pronto per il collegamento alla rete elettrica e l'alimentazione fotovoltaica, l'unità deve essere installata in conformità con le normative nazionali di cablaggio.. Il rispetto delle norme di sicurezza dipende dall'installazione e dalla configurazione del sistema in modo corretto, incluso l'uso dei cavi specificati. Il sistema deve essere installato solo da montatori professionisti che abbiano familiarità con i requisiti di sicurezza ed EMC. L'assemblatore è responsabile di garantire che il sistema finale sia conforme a tutte le leggi pertinenti nel paese in cui deve essere utilizzato.

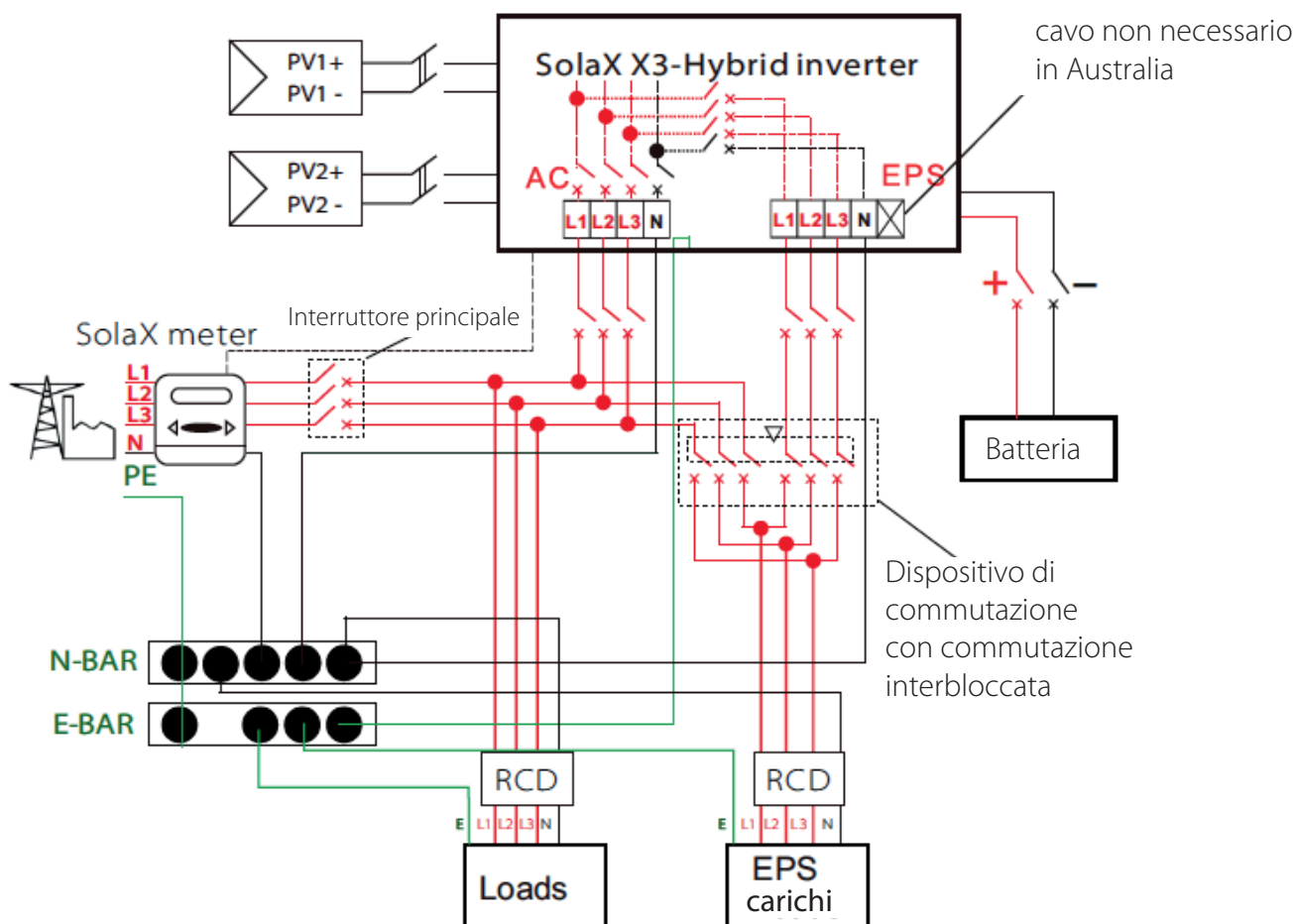
Il singolo sottogruppo del sistema deve essere interconnesso mediante i metodi di cablaggio indicati in ambito nazionale / internazionale come il codice elettrico nazionale (NFPA) No.70 o il regolamento VDE 0107.

**Il diagramma A** richiede che le linee di FASE e la linea Neutra dell'alimentazione alternata devono essere scollegate dopo che la rete è stata spenta (si applica alla maggior parte dei paesi).





Il **diagramma B** richiede che la linea neutra dell'alimentazione alternata non sia isolata o commutata. (si applica alle regole di cablaggio AS / NZS 3000: 2012 per l'Australia e la Nuova Zelanda)

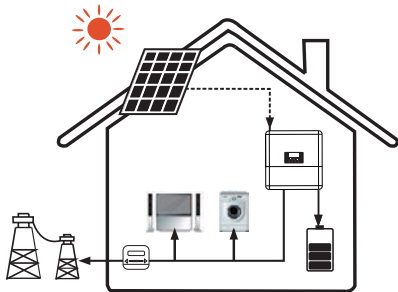


#### Nota!

- Si prega di controllare i carichi di casa, e assicurarsi che sia all'interno del "valore di uscita EPS" in modalità EPS, altrimenti l'inverter si spegnerà con un avviso di "sovraccarico".
- Confermare con il gestore di rete se esistono norme speciali per il collegamento alla rete.

### 3.2 Funzioni base

La serie X3-Hybrid dispone di diverse modalità operative

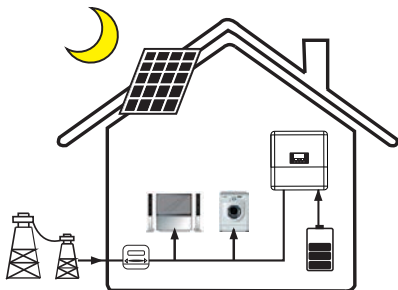


#### *Modalità: Self-use (con Pannelli Solari)*

Priorità: carico>batteria>rete

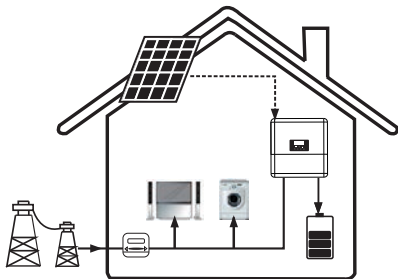
Questa modalità è consigliata nelle aree in cui la tariffa per la vendita di energia è bassa e il prezzo di acquisto dell'energia è elevato.

La potenza generata dai pannelli sarà utilizzata primariamente per alimentare il carico, poi per caricare la batteria. La potenza in eccesso verrà ceduta alla rete.



#### *Modalità: Self-use (senza Pannelli Solari)*

Di notte o quando non ci sono pannelli, la batteria alimenta il carico e la rete integra se la potenza da batteria non è sufficiente



#### *Modalità: Force Time Use*

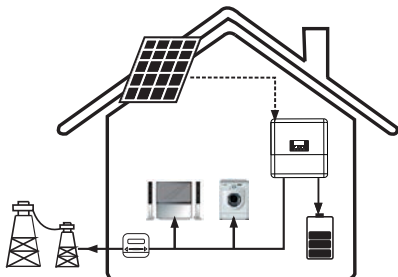
Priorità: batteria>carico>rete in carica

Priorità: carico>batteria>rete in scarica

Questa modalità è consigliata nelle aree dove il costo dell'energia varia sensibilmente per fascia oraria.

L'utente può decidere di caricare le batterie quando l'energia costa poco in modo di assicurarsi la completa disponibilità di energia dallo storage negli orari in cui la tariffa elettrica è più elevata.

Gli orari di ricarica possono essere settati con flessibilità giornaliera ed è inoltre possibile impostare la ricarica da solo solare o da solare e rete.

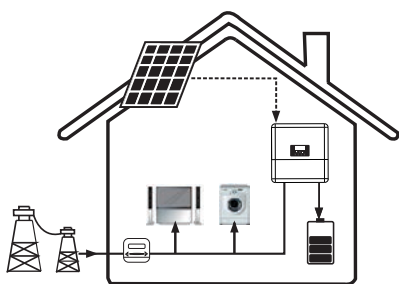


#### *Modalità: Feed in priority*

Priorità: carico>rete>batteria

La potenza generata dai pannelli FTV sarà utilizzata per alimentare prima i carichi e poi la rete. La potenza eccedente servirà a caricare la batteria.

La quantità di potenza che si vuole cedere alla rete va settata nel menù Export Control.

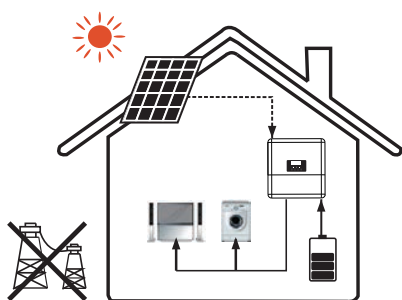


### Modalità: Back up mode

Priorità: batteria>carico>rete

Questa modalità è consigliata nelle aree soggette a black-out, in cui si voglia assicurare la piena disponibilità della batteria in assenza di rete.

In questa modalità la batteria verrà sempre ricaricata come priorità. La scarica è inibita fino al black out. E' inoltre possibile scegliere se consentire la ricarica anche da rete.

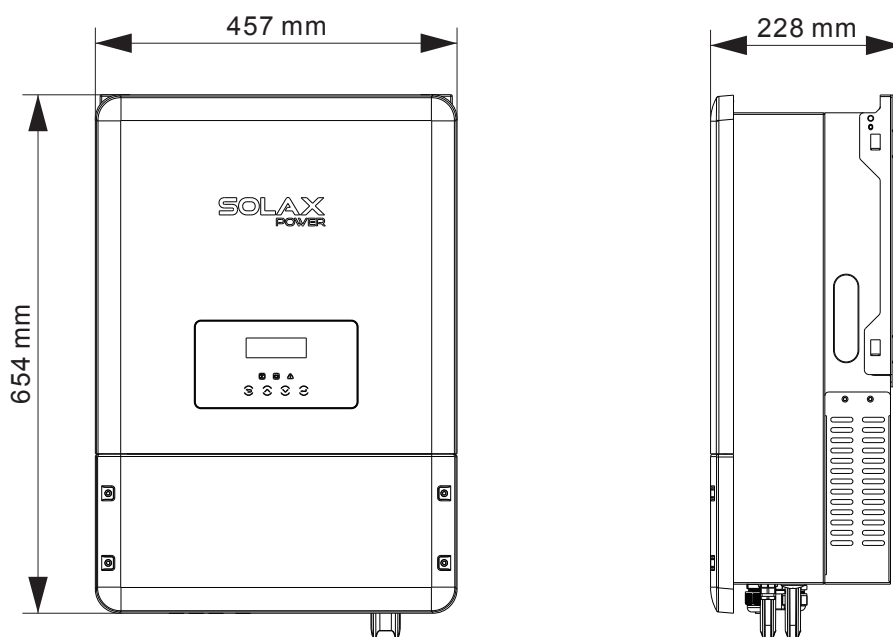


### EPS Status

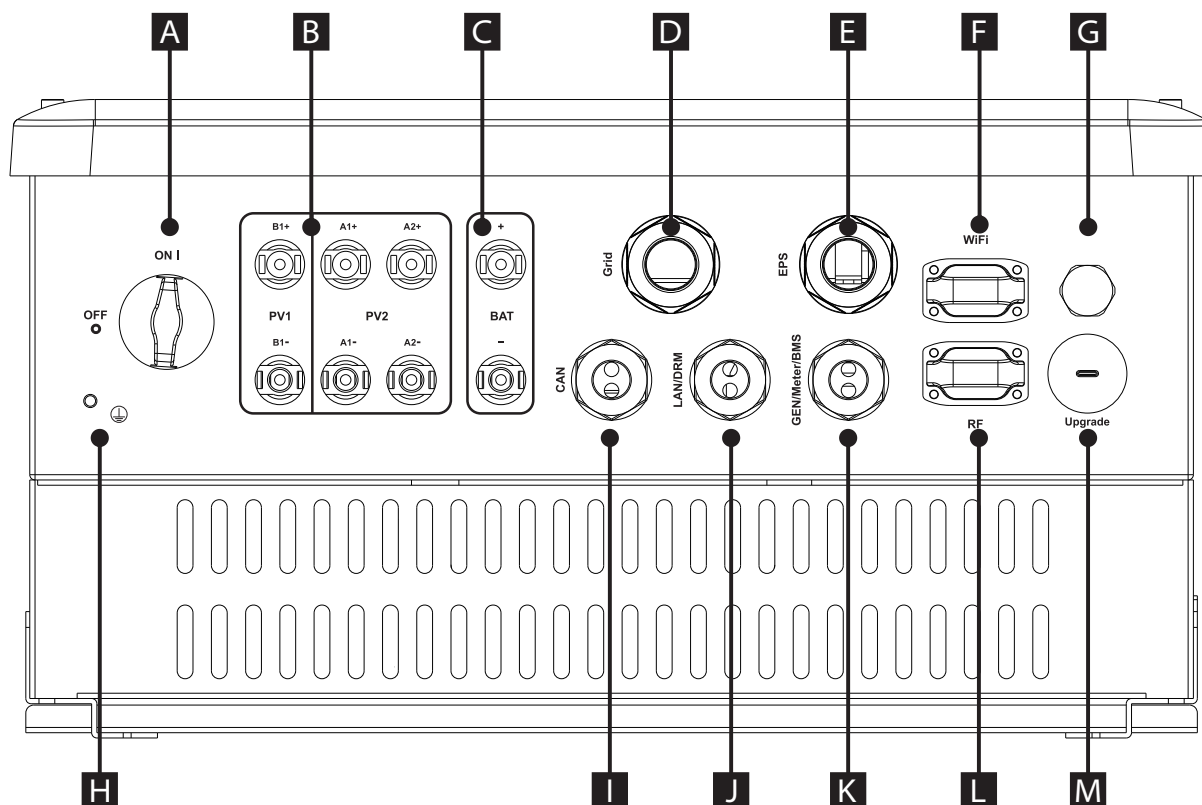
In assenza di rete, il sistema può alimentare i carichi da pannello fotovoltaico e/o batteria.

In questa modalità le batterie devono essere collegate all'inverter

## 3.3 Dimensioni



### 3.4 Interfacce elettriche e di segnale



Riferimento	Descrizione
A	Sezionatore Stringhe (opzionale)
B	Connettori pannelli solari
C	Connessioni batteria
D	Rete
E	Uscita EPS
F	Ingresso WIFI Pocket
G	Sfiato anticondensa
H	Fissaggio messa a terra
I	Comunicazione CAN per collegamento di parallelo
J	Porta LAN/Porta DRM
K	Comunicazione BM
L	Ingresso RF Pocket
M	Ingresso USB per SW upgrade



#### Attenzione!

L'installazione può essere effettuata solo da personale qualificato

## 4 Dati Tecnici

### 4.1 Ingresso DC

Modello	X3-Hybrid-5.0-D X3-Hybrid-5.0-N	X3-Hybrid-6.0-D X3-Hybrid-6.0-N	X3-Hybrid-8.0-D X3-Hybrid-8.0-N	X3-Hybrid-10.0-D X3-Hybrid-10.0-N
Massima potenza DC raccomandata [W]	A:3000/B:3000	A:4000/B:4000	A:5000/B:5000	A:8000/B:5000
Tensione max. DC [V]	1000	1000	1000	1000
Tensione nominale DC [V]	720	720	720	720
Range di tensione MPPT [V]	200-950	200-950	200-950	200-950
Range di tens. MPPT a piena potenza [V]	230-800	280-800	370-800	330-800
Corrente massima [A]	11/11	11/11	11/11	20/11
Corrente massia di corto circuito [A]	14/14	14/14	14/14	23/14
Tensione di attivazione MPPT [V]	180	180	180	180
Tensione MPPT inizio produzione [V]	300	300	300	300
N. MPP Tracker	2	2	2	2
Numero di stringhe per MPPT	A:1/B:2	A:1/B:2	A:1/B:2	A:1/B:2
Corrente di ritorno lato stringhe	0	0	0	0
Sezionatore di stringa	Opzionale			

### 4.2 Ingresso/Uscita AC

Modello	X3-Hybrid-5.0-D X3-Hybrid-5.0-N	X3-Hybrid-6.0-D X3-Hybrid-6.0-N	X3-Hybrid-8.0-D X3-Hybrid-8.0-N	X3-Hybrid-10.0-D X3-Hybrid-10.0-N
<b>Uscita AC</b>				
Potenza nominale AC [VA]	5000	6000	8000	10000
Potenza max. nominale AC [VA]	5000	6000	8000	10000
Tensione di rete [V]	400V/230VAC - 380V/220VAC			
Frequenza di rete [Hz]	50/60			
Corrente nominale AC [A] - (230VAC)	7.2	8.7	11.6	14.5
Corrente massia AC [A]	8.0	9.6	12.8	16.0
Fattore di sfasamento	0,8 anticipato...0,8 ritardato			
Armonica totale di distorsione (THDI)	< 2%			
Controllo del carico	In sviluppo			
<b>Ingresso AC</b>				
Potenza nominale AC [VA]	5000	6000	7000	7000
Frequenza di rete nominale [Hz]	50/60			
Range di frequenza di rete [Hz]	47...53/57...63			
Corrente nominale AC [A] - (230VAC)	7.2	8.7	10.1	10.1
Corrente massia AC [A]	8.0	9.6	11.2	11.2
Tensione di rete [V]	400V/230VAC - 380V/220VAC			
Fattore di sfasamento	0,8 anticipato...0,8 ritardato			
Corrente di picco [A]	32			
Corrente massima in caso di guasto [A]	75			

### 4.3 Carica batterie Integrato

Modello	X3-Hybrid-5.0-D X3-Hybrid-5.0-N	X3-Hybrid-6.0-D X3-Hybrid-6.0-N	X3-Hybrid-8.0-D X3-Hybrid-8.0-N	X3-Hybrid-10.0-D X3-Hybrid-10.0-N
Tipo di batteria	Batteria al Litio			
Range di tensione batteria [V]	170-500			
Massima potenza di carica/scarica [W]	6000	8000	10000	10000
Corrente massima di carica/scarica [A]	25A			
Corrente di picco [A]	30A, 60s			
Interfaccia di comunicazione	CAN/RS485			
Protezione contro inversione polarità	Sì			

### 4.4 Efficienza, Sicurezza e Protezione

Modello	X3-Hybrid-5.0-D X3-Hybrid-5.0-N	X3-Hybrid-6.0-D X3-Hybrid-6.0-N	X3-Hybrid-8.0-D X3-Hybrid-8.0-N	X3-Hybrid-10.0-D X3-Hybrid-10.0-N
Efficienza MPPT	99.90%	99.90%	99.90%	99.90%
Efficienza Euro	97.00%	97.00%	97.00%	97.00%
Massima Efficienza	97.80%	97.80%	97.80%	97.80%
Massima efficienza di carica/scarica	97,6% / 96%	97,6% / 96%	97,6% / 96%	97,6% / 96%
Sicurezza e protezione				
Protezione da sovra/sotto tensione	Sì			
Protezione di isolamento lato DC	Sì			
Protezione dal guasto verso terra	Sì			
Protezione di rete	Sì			
Protezione immissione DC	Sì			
Controllo differenziale	Sì			
Protezione anti-islanding	Sì			
Protezione da sovraccarico	Sì			
Protezione da sovrariscaldamento	Sì			
Protezione delle correnti di ritorno	Sì			

#### 4.5 Uscita EPS (Dati validi solo per versione E)

Modello	X3-Hybrid-5.0-D X3-Hybrid-5.0-N	X3-Hybrid-6.0-D X3-Hybrid-6.0-N	X3-Hybrid-8.0-D X3-Hybrid-8.0-N	X3-Hybrid-10.0-D X3-Hybrid-10.0-N
Potenza nominale EPS [VA]	5000	6000	8000	10000
Potenza massima EPS [VA]	5000	6000	8000	10000
Tensione nominale EPS [V]	400V/230 VAC, 380V/220VAC			
Corrente nominale EPS [A] (230 VAC)	7.2	8.7	11.6	14.5
Potenza di picco	10000,60s	12000,60s	14000,60s	14000,60s
Tempo di swict [s]	<2			
Distorsione armonica totale [THDv]	<2%			

#### 4.6 Dati generali

Modello	X3-Hybrid-5.0-D X3-Hybrid-5.0-N	X3-Hybrid-6.0-D X3-Hybrid-6.0-N	X3-Hybrid-8.0-D X3-Hybrid-8.0-N	X3-Hybrid-10.0-D X3-Hybrid-10.0-N
Dimensioni (HxLxP) [mm]	654 x 457 x 228			
Dimensioni dell'imballo (HxLxP) [mm]	777 x 567 x 423			
Peso netto [kg]	45	45	45	45
Peso lordo [kg]	48	48	48	48
Installazione	A parete			
Temperature di lavoro	-20...+60 °C (derating a 45 °C)			
Temperatura di stoccaggio	-20...+60 °C			
Umidità relativa di lavoro/stoccaggio	0%...100%, condensate			
Altitudine [m]	< 2000			
Grado di protezione IP	IP 65 (per installazione all'aperto)			
Consumo in standby [W]	< 7			
Idle mode	Sì			
Categoria di sovratensione	III (rete), II (pannelli e batteria)			
Raffreddamento	Naturale			
Topologia inverter	Senza trasformatore			
Interfacce di comunicazione	Ethernet, Meter, WIFI(optional), RF(optional), DRM, USB, ISO alarm			
Display LCD	Retroilluminato 20*4 caratteri			
Condizioni di garanzia standard	Standard 5 anni (estendibile a 10 anni)			

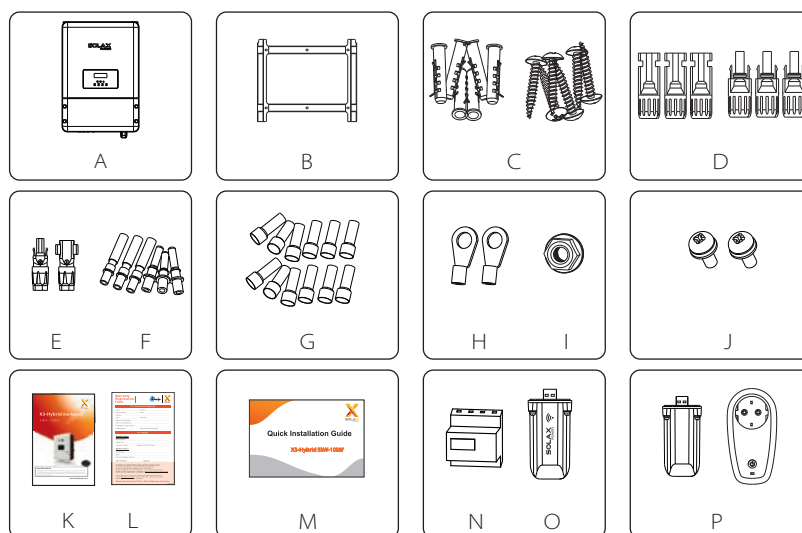
## 5. Installazione

### 5.1 Verifica danni

Assicurarsi che l'inverter sia rimasto intatto durante il trasporto. In caso di danni visibili, come crepe, contattare immediatamente il rivenditore.

### 5.2 Lista componenti

Aprire l'imballo ed estrarre il prodotto, controllando prima gli accessori. L'elenco componenti mostrato di seguito.



Parti	Descrizione
A	Inverter
B	Supporto
C	Tasselli e viti di espansione (6/6)
D	Connettori PV (3*positivi, 3*negativi)
E	Connettori batteria (1*positivo, 1*negativo)
F	Connettori Pin PV (3*positivi, 3*negativi)
G	Terminali CA / terminali EPS (optional) / Terminali di terra (12)



Parti	Descrizione
H	Terminale ad anello I (per messa a terra) (2)
I	Dado di messa a terra t
J	Set viti (2)
K	Manuale d'uso 1
L	Garanzia
M	Guida installazione rapida
N	Meter trifase
O	Modulo wi fi (optional)
P	Presenza Intelligente (optional)

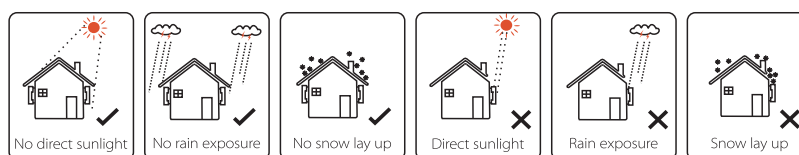
### 5.3 Montaggio

#### » Installazione Precauzioni

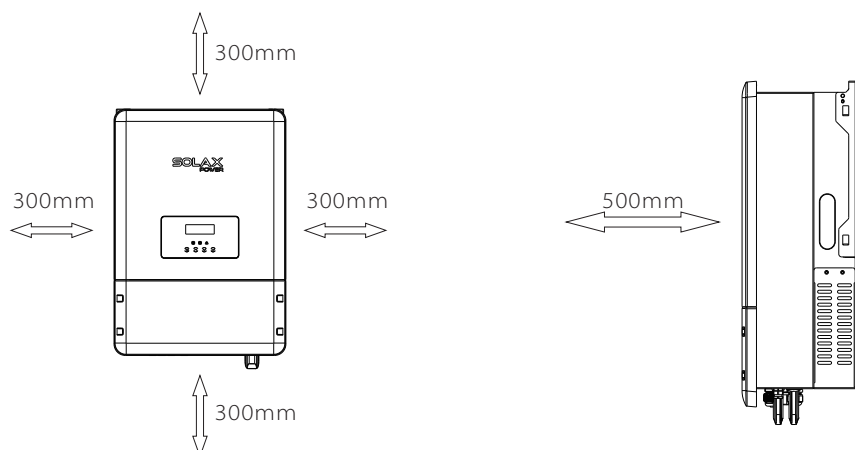
L'inverter X3-Hybrid è progettato per l'installazione all'esterno (IP 65). Assicurarsi che il sito di installazione soddisfi le seguenti condizioni:

- Non alla luce diretta del sole.
- Non in zone dove sono immagazzinati materiali infiammabili .
- Non in aree potenzialmente esplosive .
- Non direttamente in correnti fresche.
- Non vicini ad antenne tv o antenne.
- Non in altitudine superiore a 2000m sul livello del mare.
- Non in zone con precipitazioni o umidità (>95%).
- Buona ventilazione.
- Temperature ambiente tra -20° to +60°.
- La pendenza del muro deve essere compresa  $\pm 5^\circ$ .
- La parete supportante l'inverter deve avere i seguenti requisiti:
  1. mattone o solido calcestruzzo o e di egual resistenza

EVITARE luce solare diretta, esposizione alla pioggia, neve durante installazione e funzionamento.



### » Spazio necessario



### » Fasi montaggio

Utensili necessari per l'installazione.

Utensili: pinza crimpatrice, punto fissaggio e RJ 45, cacciavite, chiave inglese e trapano



Fase1: avvitare il supporto a parete sul muro

1.1 Posizionare la staffa sul muro e segnare la posizione dei 6 fori.

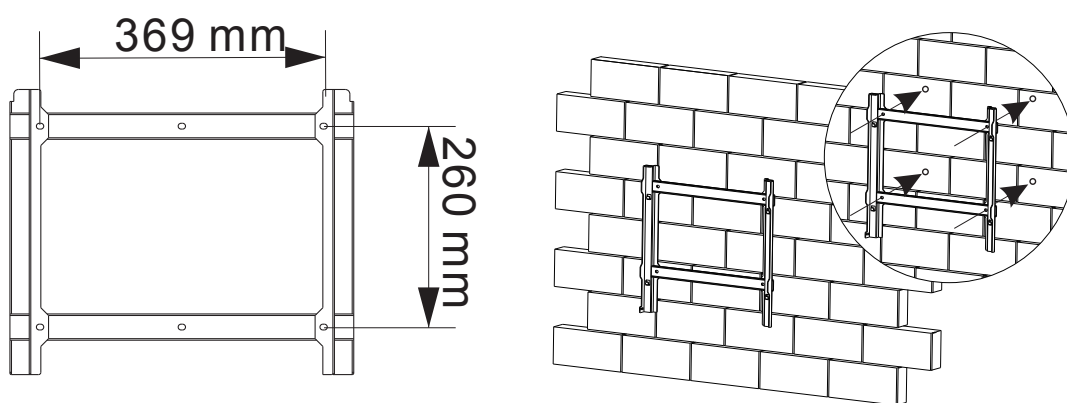
1.2 Praticare i fori con il perforatore, assicurarsi che i fori siano abbastanza profondi (almeno 60 mm) per supportare l'inverter.

1.3 Installare i tasselli di espansione nei fori e serrarli. Quindi installare la staffa a parete con le viti di espansione.

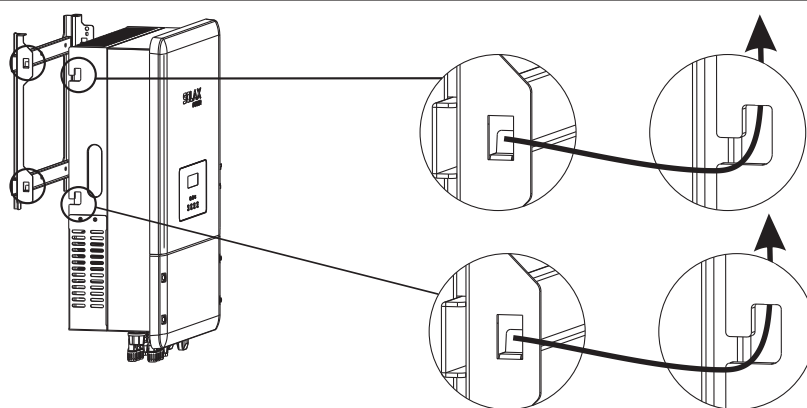
Fase 2: posizionare l'inverter sulla staffa a parete tenendo la maniglia sul lato.

Fase 3: Avvitare saldamente la vite di fermo sulla parte superiore destra dell'inverter

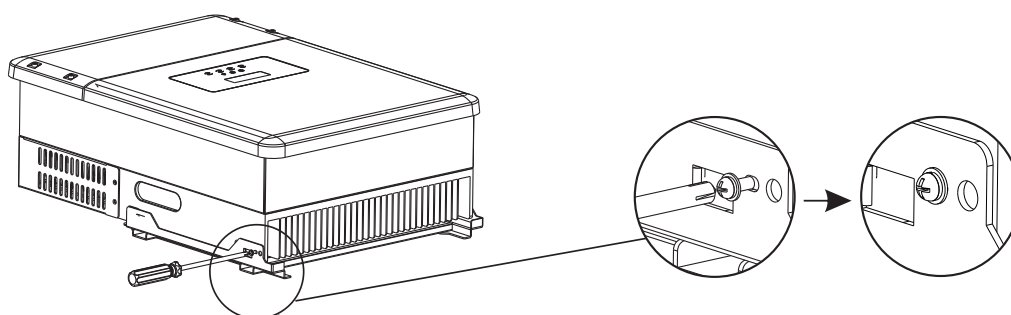
Fase 4: Se necessario, il cliente può installare un blocco antifurto nella parte superiore destra dell'inverter.



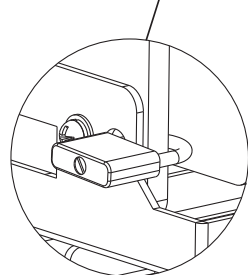
Step 1



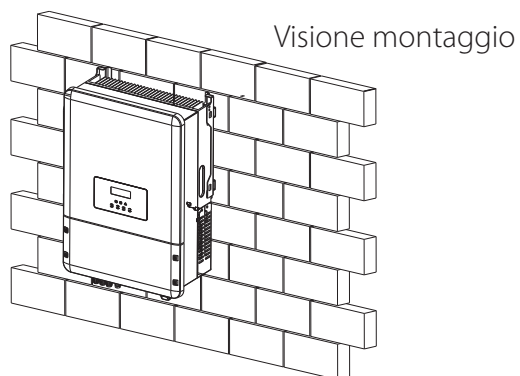
Step 2



Step 3



Step 4



## 6. Connessioni elettriche

### 6.1 Connessioni FV

X3-Hybrid può essere collegato a moduli fotovoltaici in serie con 2 MPPTS per 5.0KW, 6.0KW, 8.0KW e 10.0KW.

Seleziona i moduli fotovoltaici con una funzionalità eccellente e una qualità affidabile. La tensione a circuito aperto dei moduli collegati in serie dovrebbe essere al di sotto la Massima Tensione d'ingresso CC; la tensione operativa deve essere conforme al campo di tensione MPPT.

Model	X3-Hybrid-5.0-D X3-Hybrid-5.0-N	X3-Hybrid-6.0-D X3-Hybrid-6.0-N	X3-Hybrid-8.0-D X3-Hybrid-8.0-N	X3-Hybrid-10.0-D X3-Hybrid-10.0-N
Max. Tensione DC (V)	1000			
MPPT Range voltage (V)	200-950			



#### Attenzione!

La tensione del modulo FV è molto alta e raggiunge una gamma di tensione pericolosa, per favore si attenga alle regole di sicurezza elettrica durante il collegamento. Si prega di non usare il terreno come positivo o negativo!

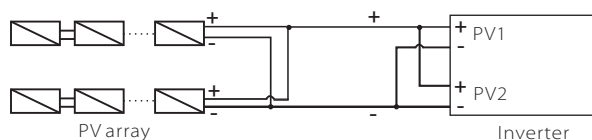


#### Nota!

- Scegliere un interruttore CC esterno adatto se si acquista il modello (X3-Hybrid-5.0-N, X3-Hybrid-6.0-N, X3-Hybrid-8.0-N, X3-Hybrid-10.0-N). I seguenti requisiti dei moduli fotovoltaici devono essere applicati per ogni area di ingresso:
  - stesso tipo
  - stessa quantità
  - allineamento identico
  - inclinazione identica
- Per risparmiare cavo e ridurre la perdita di corrente continua, si consiglia di installare l'inverter in prossimità dei moduli fotovoltaici.

#### Nota!

La modalità di connessione PV di seguito **non è consentita**



## Fasi Connessione:

Fase 1. Controllo del modulo fotovoltaico.

- 1.1 Utilizzare il multimetro per misurare la tensione del modulo.
- 1.2 Controllare correttamente la connessione PV + e PV-
- 1.3 Assicurarsi che l'impedenza tra il polo positivo e il polo negativo di PV a terra sia MΩ.

Fase2 Aprire il connettore CC.

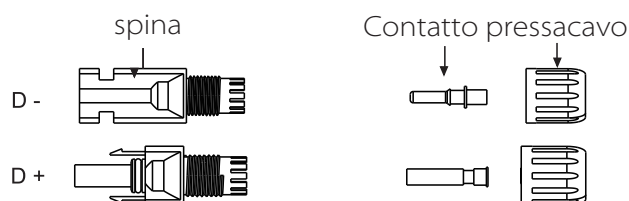
Fase3: Cablaggio

- 3.1 Scegliere il cavo di sezione 12 AWG per collegarlo al connettore.
- 3.2 Rimuovere 10 mm di isolamento dall'estremità del filo.
- 3.3 Inserire la parte conduttiva nel contatto pin e utilizzare la pinza crimpatrice per serrarlo

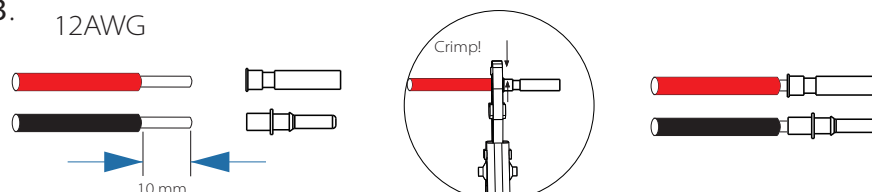
Fase 4. Inserire il perno attraverso il pressacavo per montarlo sul retro della spina maschio o femmina. Quando senti o senti un "clic", il gruppo di contatti dei perni è posizionato correttamente.

Fase5. Collegare il connettore FV al connettore PV corrispondente sull'inverter.

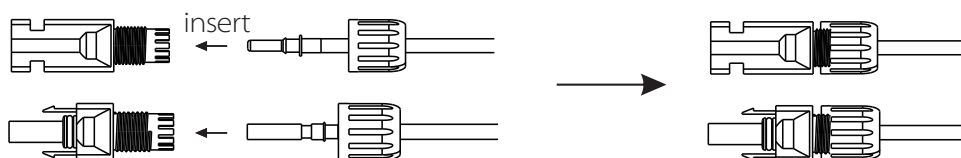
Step2.



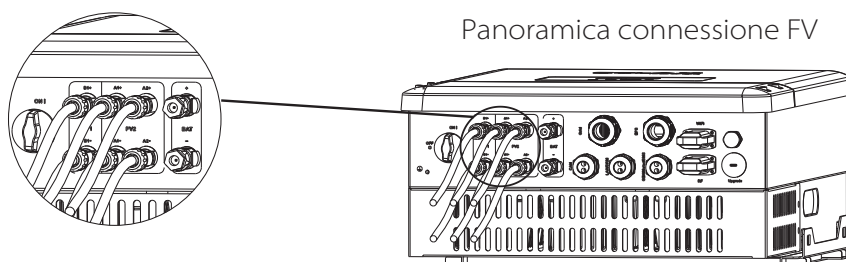
Step3.



Step4.



Step5.

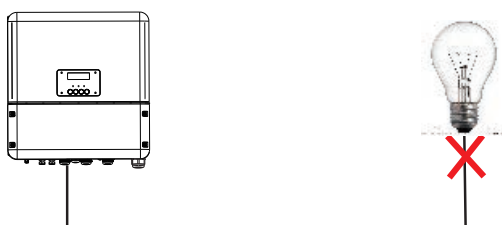


## 6.2 Collegamento lato AC

Gli inverter serie X3-Hybrid sono progettati per la rete trifase. La tensione è 380 / 400V, la frequenza è 50 / 60Hz.

Model	X3-Hybrid-5.0-D X3-Hybrid-5.0-N	X3-Hybrid-6.0-D X3-Hybrid-6.0-N	X3-Hybrid-8.0-D X3-Hybrid-8.0-N	X3-Hybrid-10.0-D X3-Hybrid-10.0-N
Cavo	4-5mm <sup>2</sup>	4-5mm <sup>2</sup>	4-5mm <sup>2</sup>	5-6mm <sup>2</sup>
Interruttore	20A	20A	25A	32A

L'interruttore di protezione deve essere installato tra l'inverter e la rete, non collegare mai direttamente il carico con l'inverter.



Connessione errata tra carico e inverter

### Fasi Connessione:

Fase 1. Controllare la tensione di rete.

- 1.1 Controllare la tensione di rete e confrontarla con la gamma di tensione permessa (fare riferimento ai dati tecnici).
- 1.2 Scollegare l'interruttore di tutte le fasi.

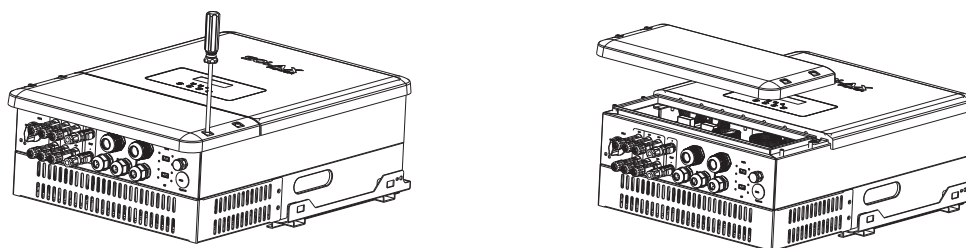
Fase 2. Rimuovere il coperchio inferiore dall'inverter.

Fase 3. Preparare i cavi lato AC.

- 3.1 Scegliere il cavo appropriato (Dimensioni del cavo: consultare la Tabella 4).
- 3.2 Riservare circa 60 mm di area di sezione del materiale conduttore.
- 3.3 Rimuovere 12 mm di isolamento dalla fine del filo.
- 3.4 Inserire i cavi spellati nel terminale CA e assicurarsi che tutti i fili del conduttore siano catturati nel terminale CA.
- 3.5 Comprimerne la testa del terminale CA utilizzando una pinza a crimpare

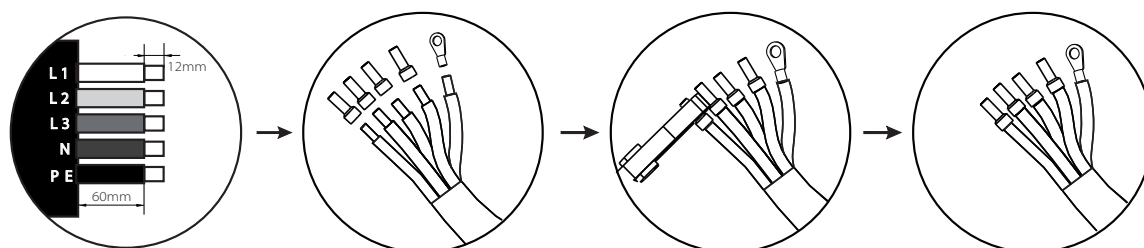
Fase 4. Inserire il cavo CA attraverso il pressacavo, inserire il cavo L1, L2, L3 e il cavo N nei corrispondenti morsetti. Fissare il cavo PE con il morsetto di terra, quindi avvitarlo sul perno di messa a terra.

Step2.

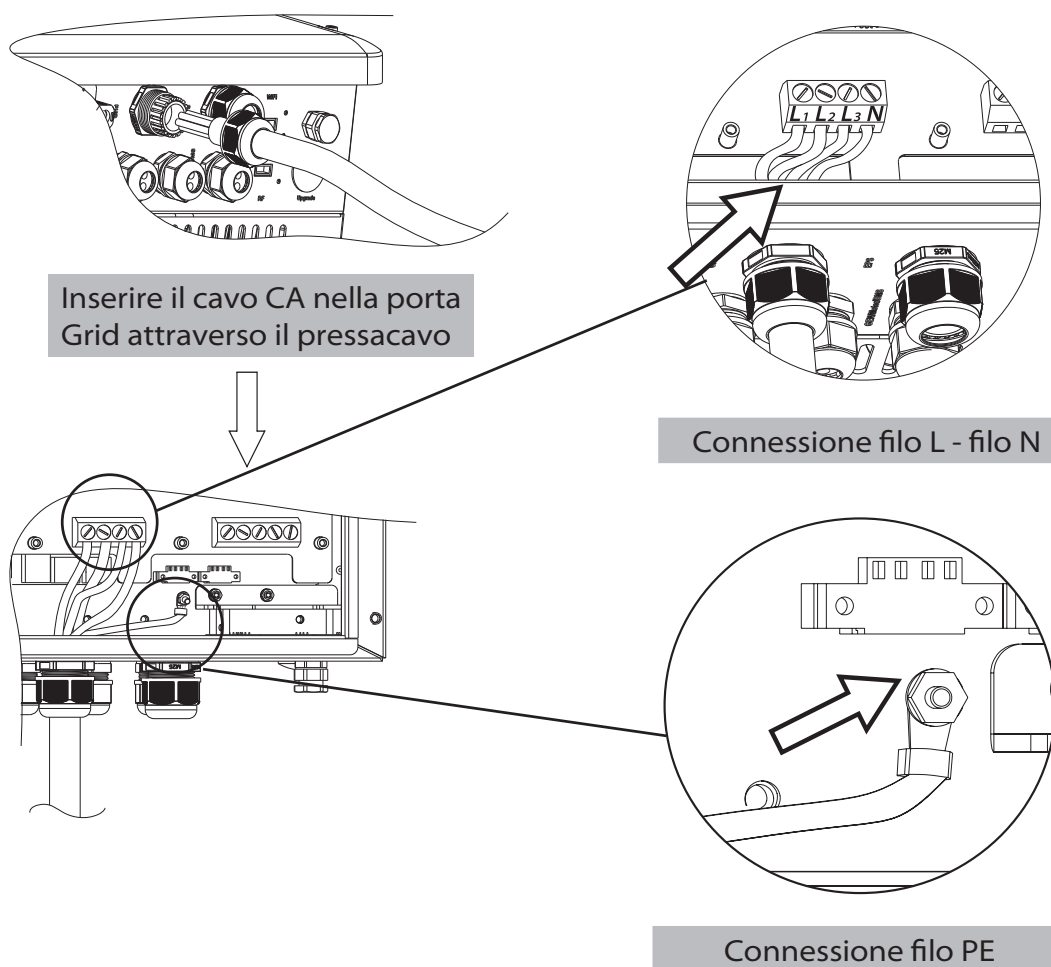


Step3.

Dimensioni del cavo: riferimento alla Tabella 4



Step4.



### 6.3 Collegamento EPS (applicabile alla versione E)

L'inverter serie X3-Hybrid ha una funzione di EPS, quando viene a mancare la rete AC l'inverter attiverà l'uscita EPS.

Questa funzione può essere attivata manualmente o automaticamente in base alle preferenze dell'utente. Se l'utente desidera utilizzare manualmente la funzione EPS, sarà necessario installare un interruttore esterno. Fare riferimento allo schema elettrico riportato di seguito o come descritto nella Guida rapida all'installazione.

Per soluzioni automatiche, si prega di contattare il nostro commerciale (EPS BOX).

» Schema elettrico EPS

Lo schema seguente è un esempio basato su regole di cablaggio locali, per favore seguire le regole locali per scegliere la modalità di cablaggio adatta.

Diagramma A: la linea neutra dell'alimentazione alternata non deve essere isolata o commutata.

Diagramma B: la linea neutra dell'alimentazione alternata può essere isolata o commutata.

Diagramma A

• Versione E

• Per AU / NZ

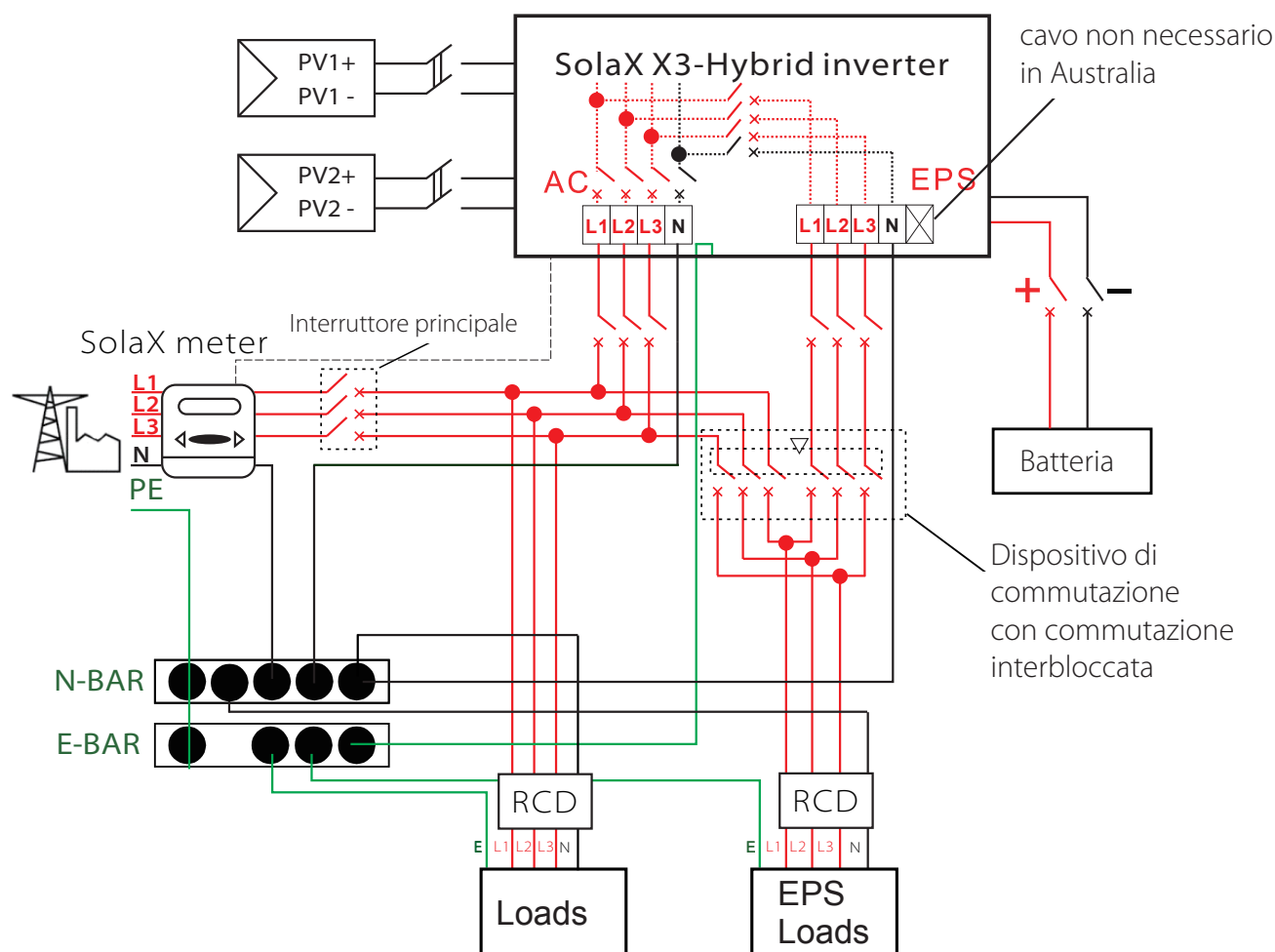
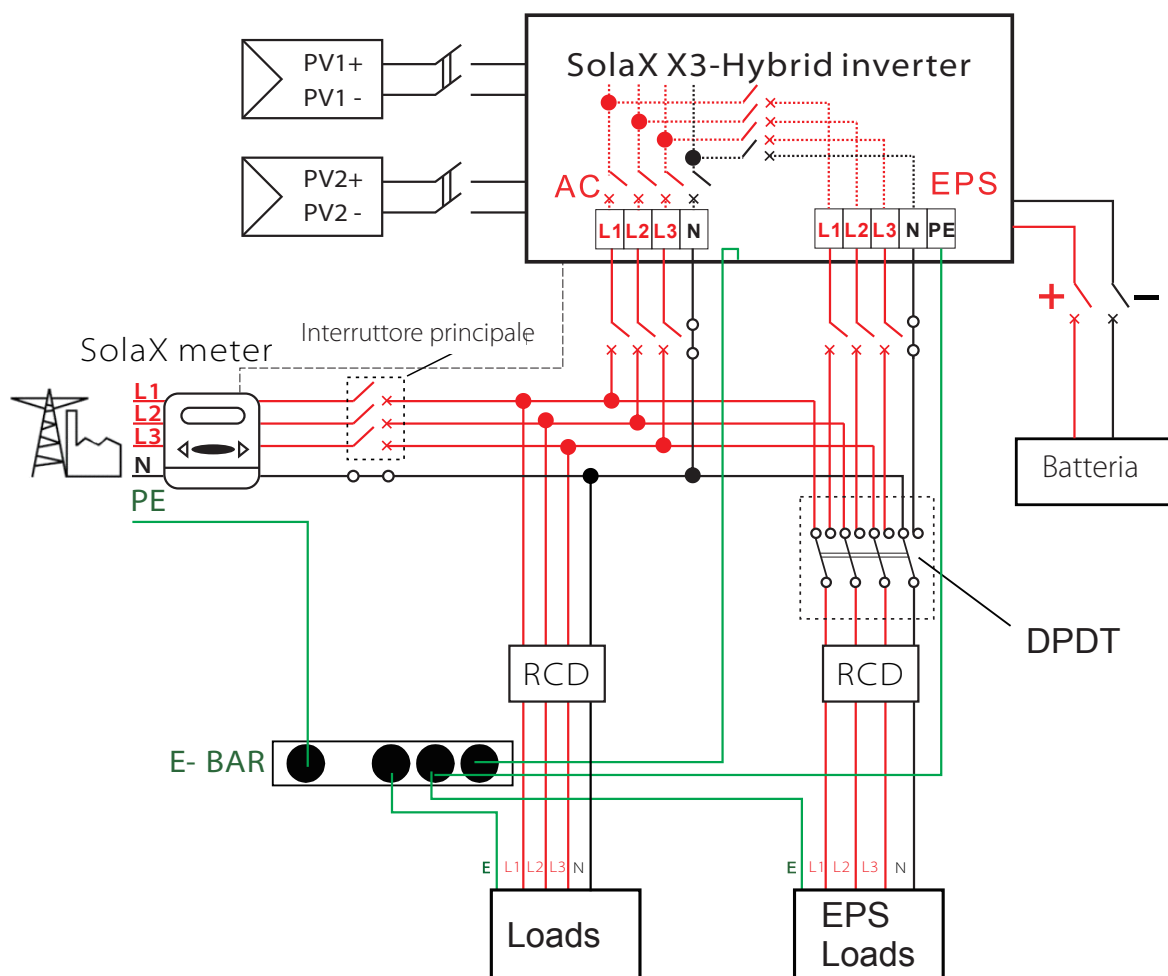




Diagramma B

• Versione E

• Per altre Nazioni



Si prega di contattare nostro uff. commerciale per qualsiasi informazione su acquisto contattore compatibile.



**Nota!**

In caso di discrepanze tra la modalità di cablaggio della politica locale e la guida operativa di cui sopra, in particolare per il cablaggio della linea neutra, messa a terra e RCD, vi preghiamo di contattarci prima di qualsiasi operazione!!

» **Collegamenti EPS:**  
**FASE 1. preparare fili EPS.**

- 3.1 Scegli il filo appropriato (dimensione del cavo: vedi immagine sotto).
- 3.2 Riservare circa 60 mm di area di sezione del materiale conduttore.
- 3.3 Rimuovere 12 mm di isolamento dalla fine del filo.
- 3.4 Inserire i cavi spellati nel terminale CA e assicurarsi che tutti i fili del conduttore siano catturati nel terminale CA.
- 3.5 Comprimere la testa del terminale CA utilizzando una pinza a crimpare e avvitare saldamente il pressacavo.

**Fase 2.** Inserire il cavo EPS nella porta EPS attraverso il pressacavo, inserire i cavi L1, L2, L3, N fili e PE (il filo PE non si applica all’Australia) nelle corrispondenti porte del terminale EPS e avvitarli saldamente.

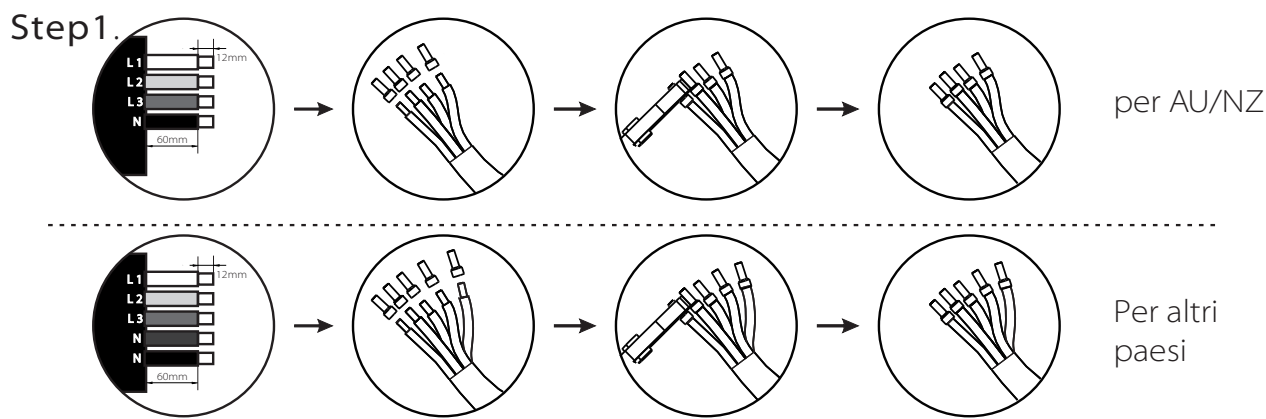
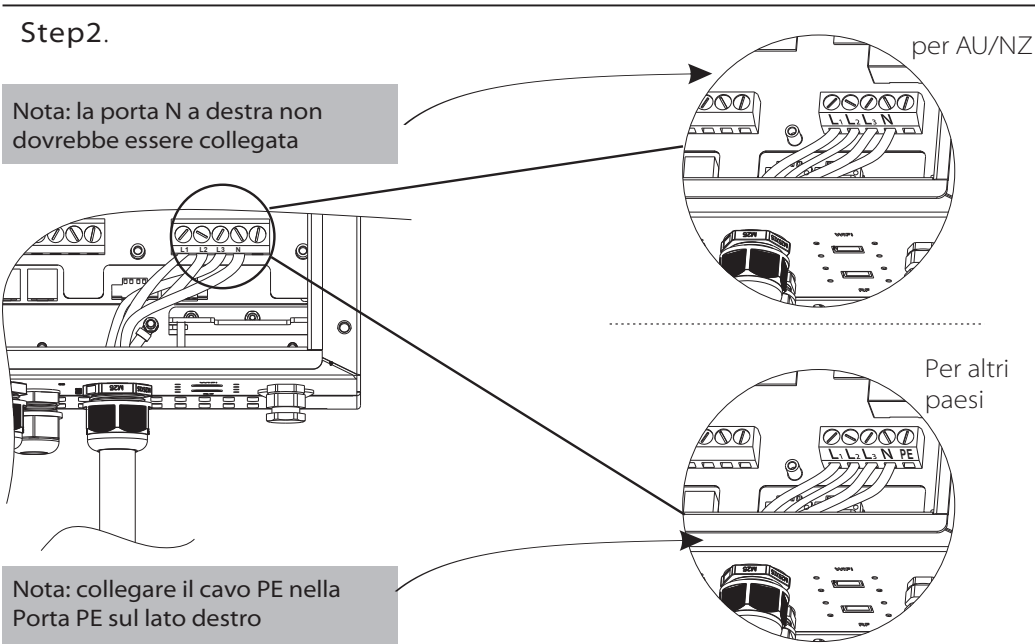


Tabella 5 Cavo e microinterruttore consigliati

Model	X3-Hybrid-5.0-D X3-Hybrid-5.0-N	X3-Hybrid-6.0-D X3-Hybrid-6.0-N	X3-Hybrid-8.0-D X3-Hybrid-8.0-N	X3-Hybrid-10.0-D X3-Hybrid-10.0-N
EPS Cavi	≥5mm <sup>2</sup>	≥5mm <sup>2</sup>	≥5mm <sup>2</sup>	≥5mm <sup>2</sup>
EPS interruttore	25A	25A	32A	32A



» Requisiti per il carico di EPS




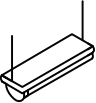
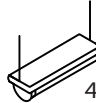





**Attenzione!**

Accertarsi che la potenza del carico EPS sia compresa nel valore di uscita EPS, altrimenti l'inverter si spegnerà con un avviso di "sovraccarico".

Quando viene visualizzato un "sovraccarico", regolare la potenza del carico per assicurarsi che rientri nell'intervallo di potenza di uscita EPS, quindi riaccendere l'inverter.

Per il carico non lineare, assicurarsi che la potenza di spunto sia compresa nell'intervallo di potenza di uscita EPS.

Tipo	Potenza		Attrezzature comuni	Esempio		
	Inizio	Nominale		Attrezzatura	Inizio	Nominale
Carico resistivo	X 1	X 1	  Lampada incandescenza TV	 100W Lampada incandescenza	100VA (W)	100VA (W)
Carico capacitativo	X 2	X 1.5	 Lampada fluorescente	 40W Lampada fluorescente	80VA (W)	60VA (W)
Carico induttivo	X 3~5	X 2	  Ventilatore Frigo	 150W Frigo	450-750VA (W)	300VA (W)

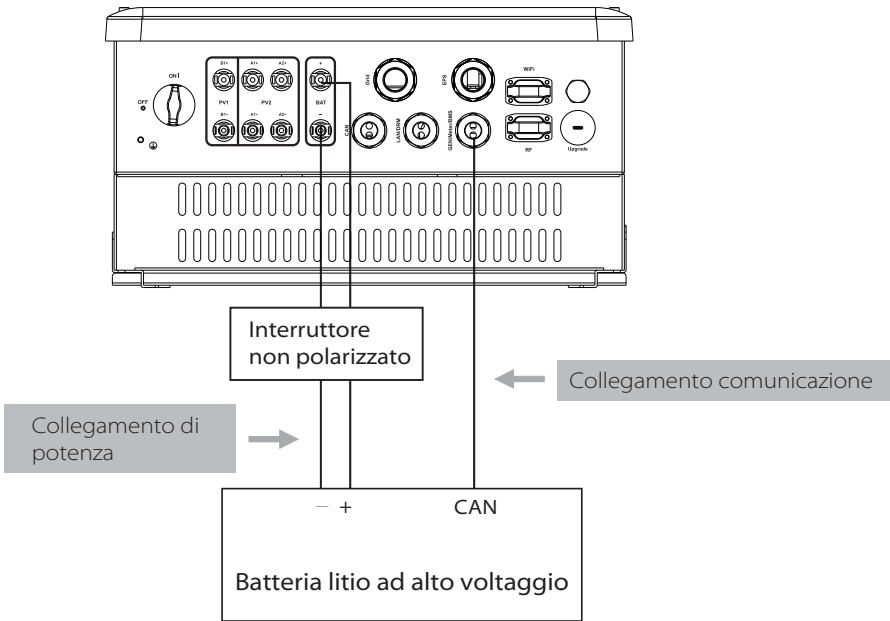
6.4 Connessione Batteria

Il sistema di ricarica e scarica dell'inverter X3-Hybrid è progettato per batteria al litio ad alta tensione.  
Prima di scegliere la batteria, si prega di notare che la tensione massima della batteria non può superare 500 V, la tensione nominale della batteria non può superare i 400 V e la comunicazione della batteria deve essere compatibile con l'inverter X3-Hybrid.

» Interruttore Batteria  
Prima di collegare la batteria, installare un interruttore DC non polarizzato per assicurarsi che l'inverter possa essere scollegato in modo sicuro durante la manutenzione

Model	X3-Hybrid-5.0-D X3-Hybrid-5.0-N	X3-Hybrid-6.0-D X3-Hybrid-6.0-N	X3-Hybrid-8.0-D X3-Hybrid-8.0-N	X3-Hybrid-10.0-D X3-Hybrid-10.0-N
Voltaggio	La tensione nominale dell'interruttore CC deve essere maggiore della tensione massima della batteria.			
Corrente [A]	32A			

» Diagramma connessione batteria



Nota : quando si lavora con le batterie Pylontech, si raccomanda che il numero del modulo batteria (H48050-15S) sia 4-7 e che il numero del Bms (SC0500A-100S) sia 1

» Definizione PIN BMS  
L'interfaccia di comunicazione tra inverter e batteria è CAN con un connettore RJ45

	PIN	1	2	3	4	5	6	7	8
	Definizione	X	GND	X	BMS_CANH	BMS_CANL	GND	BMS_485A	BMS_485B



**Nota!**

La comunicazione della batteria può funzionare solo quando la batteria è compatibile con l'inverter..

» Fasi collegamento alimentazione:

Fase 1. Scegliere il cavo 9 AWG e spellare il cavo a 15 mm.

Fase 2. Inserire il cavo spellato fino all'arresto (cavo negativo per spina CC (-) e cavo positivo per presa DC (+) sono attivi). Tenere l'alloggiamento sulla connessione a vite..

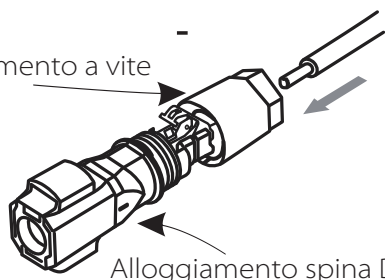
Fase 3. Premere verso il basso la molla finché non scatta in posizione udibile (deve essere possibile vedere i fili sottili del filo nella camera)

Fase 4. Stringere il collegamento a vite (coppia di serraggio: 2,0 Nm)

Fase5. Collegare il connettore FV al connettore PV corrispondente sull'inverter.

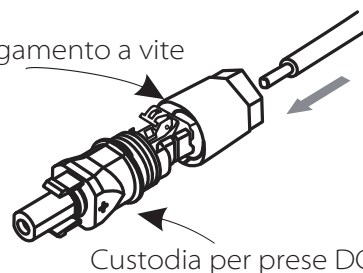
**Step2.**

Collegamento a vite



+

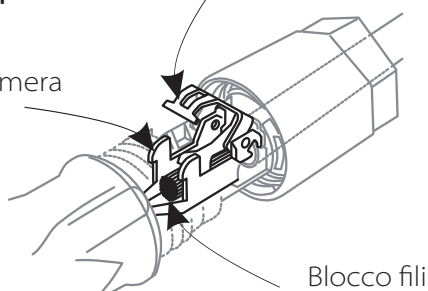
Collegamento a vite



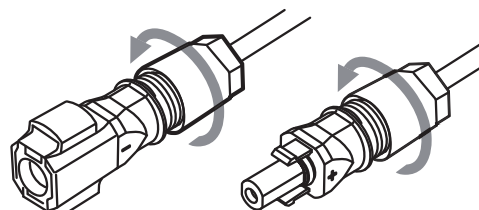
**Step3.**

Molla

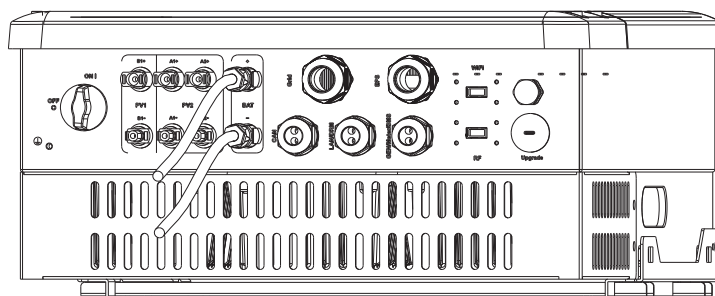
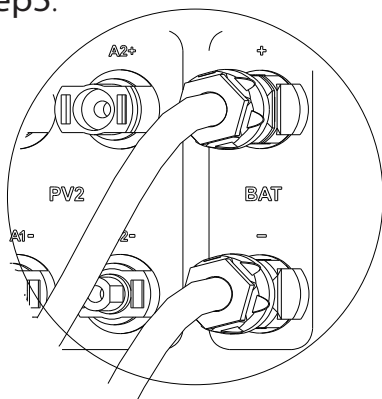
camera



**Step 4.**



**Step5.**



Nota: porta BAT, non porta PV

Nota: la linea positiva e la linea negativa non possono accedere ad anti-Line

» Fasi di collegamento della comunicazione:

Fase 1. Aprire il pressacavo GEN / Meter/ BMS.

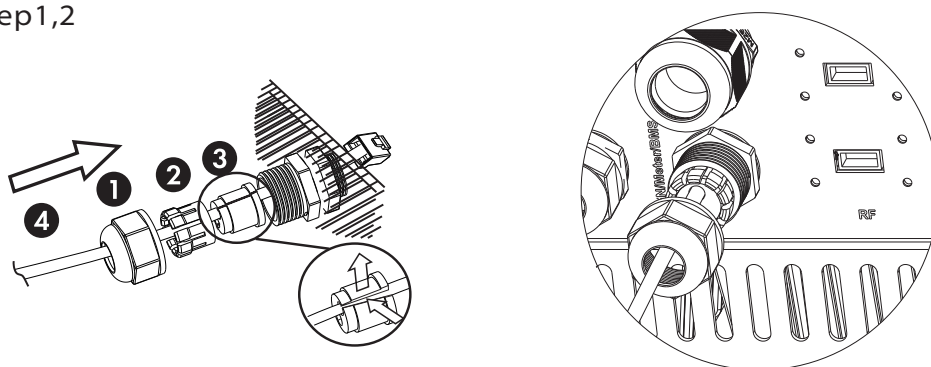
Fase 2. Preparare un cavo di comunicazione (senza guaina) e inserire il cavo di comunicazione attraverso il pressacavo..

Fase 3. Montare il pressacavo e avvitarlo.

Fase 4. Inserire un lato RJ45 del cavo nella porta BMS all'interno dell'inverter e l'altro lato nella porta RS485 o Can della bms.

---

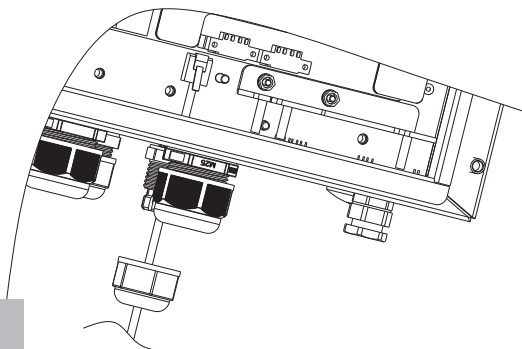
### Step1,2



---

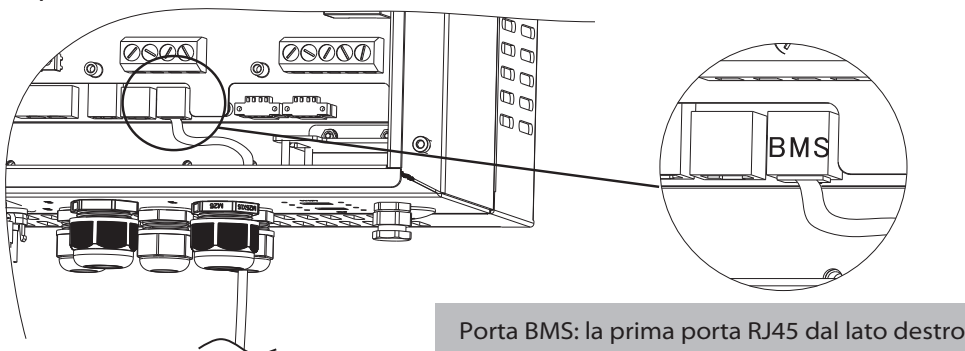
### Step3

Avvitare bene il pressacavo



---

### Step4



Porta BMS: la prima porta RJ45 dal lato destro

## 6.5 Connessione di terra (obbligatoria)

L'utente può collegare ulteriormente la carcassa dell'inverter a una seconda messa a terra. Questo evita scosse elettriche se il conduttore di protezione originale si guasta.

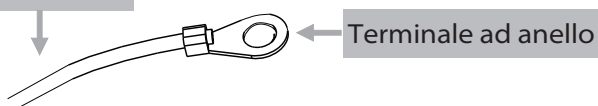
» Passi per il collegamento a terra:

Fase 1. Spellare l'isolamento del cavo di messa a terra e inserire il cavo spellato nel terminale dell'anello, quindi bloccarlo.

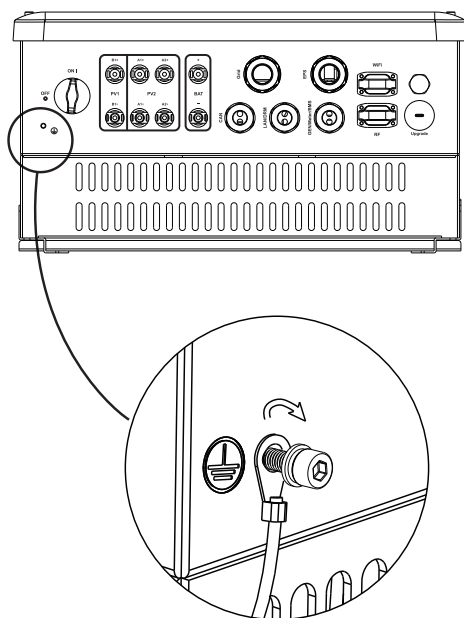
Fase 2. Posizionare il terminale ad anello nella vite di messa a terra e avvitarla saldamente.

### Step1

Dimensioni del cavo: 12AWG.



### Step2



## 6.6 Collegamento Meter

Il meter viene utilizzato per monitorare l'utilizzo di energia per l'intera utenza l'inverter avrà anche bisogno dei dati del meter per ottenere la funzione di controllo dell'esportazione.

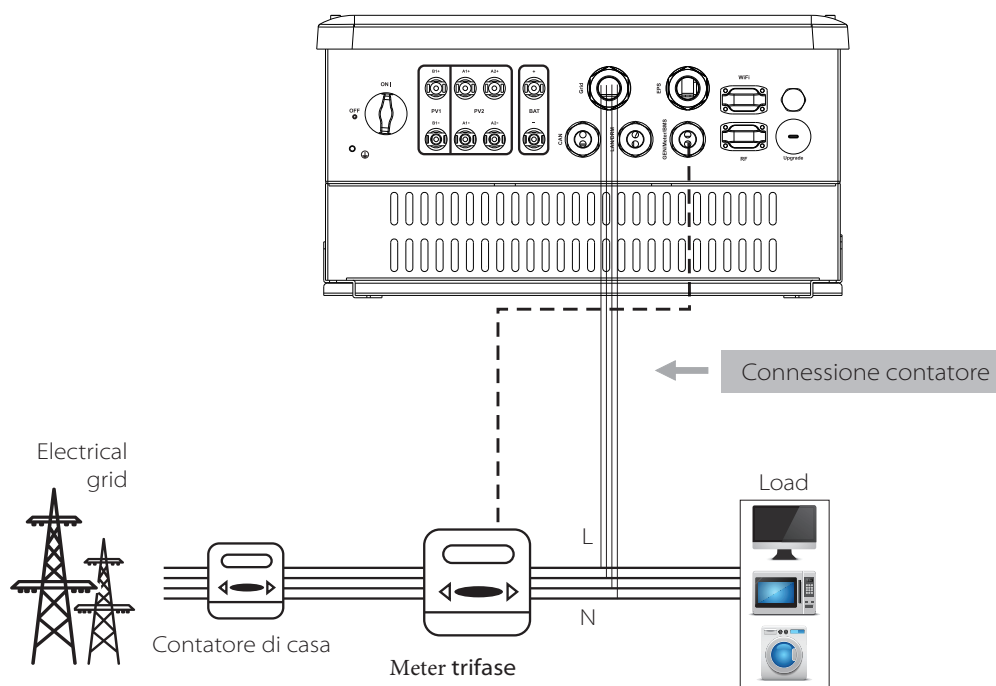


### Nota!

È necessario collegare lo strumento all'inverter, altrimenti l'inverter si spegnerà con un avviso di "CT Meter Fault".

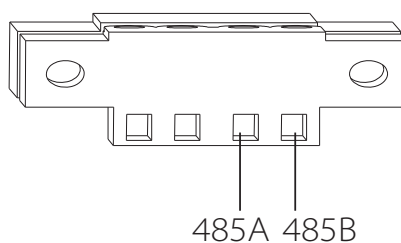
La comunicazione del contatore funziona solo quando lo strumento è compatibile con l'inverter

» Figura connessione Meter



» Interfaccia Meter

Interfaccia di comunicazione tra inverter e Meter è RS485 a due fili





» Collegamento Meter

L'inverter trifase può funzionare con diverse marche di meter, pertanto si prega di notare che introduciamo solo il collegamento lato inverter. Per il collegamento lato meter, fare riferimento al manuale del Meter specificato.

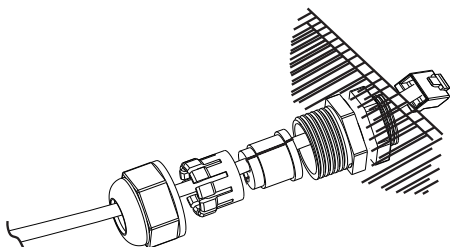
Fase 1. Preparare un connettore e due fili di comunicazione.

Fase 2. Svitare il pressacavo Meter e inserire il cavo attraverso di esso.

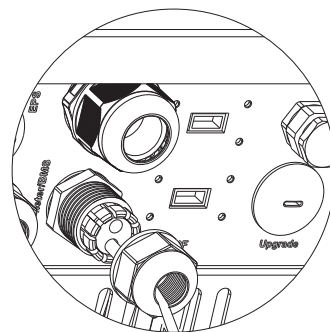
Fase 3. Scollegare l'isolamento dei cavi di comunicazione, quindi inserire un lato dei cavi nelle porte del connettore.

Fase 4. Inserire il connettore nel terminale Meter all'interno dell'inverter. Inserire l'altro lato dei fili nelle corrispondenti porte del misuratore.

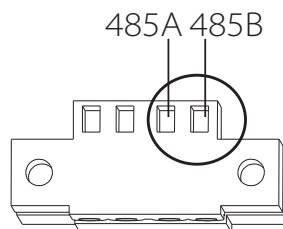
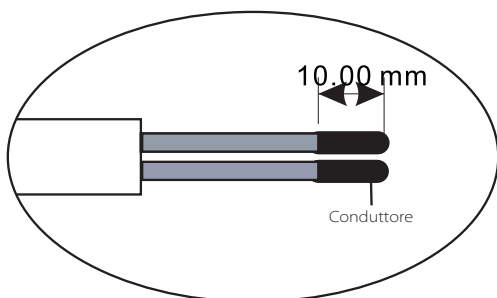
Step1



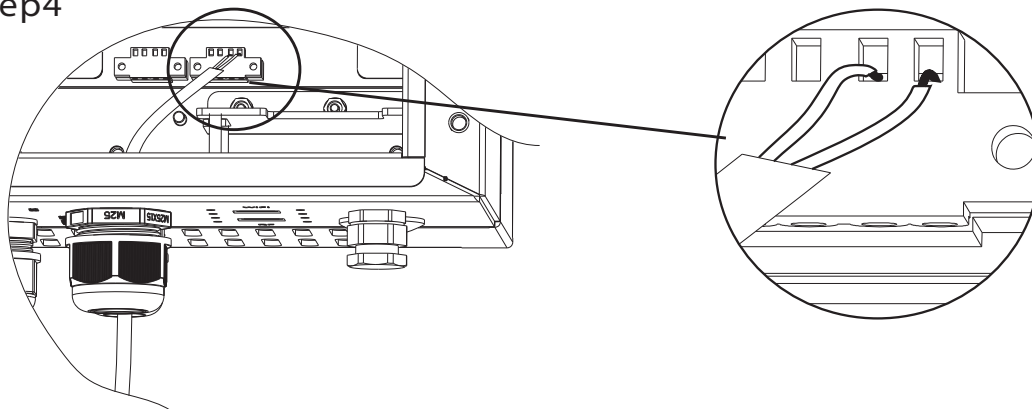
Step2



Step3



Step4

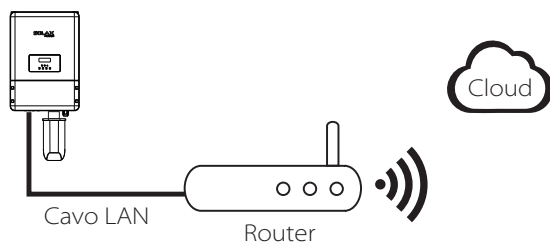


6.7 Collegamento LAN

La comunicazione LAN è l'interfaccia di comunicazione standard. Può trasmettere i dati tra il router e l'inverter tramite la rete locale

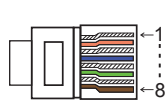
» Applicazione

Questa funzione è disponibile per la seguente situazione:  
Quando il segnale wifi è troppo debole per trasmettere i dati, l'utente può utilizzare la porta LAN per il monitoraggio con un cavo dati.  
Nota: il modulo wifi può ancora essere collegato quando si usa la connessione LAN.



» Definizione LAN PIN

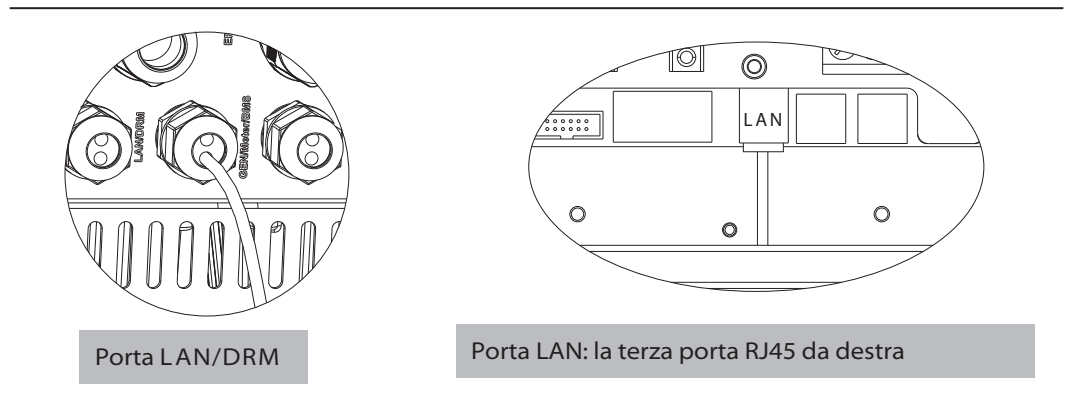
L'interfaccia di comunicazione tra inverter e router è RS485 con un connettore RJ45.



1	2	3	4	5	6	7	8
TX+	TX-	RX+	X	X	RX-	X	X

The table shows the pin configuration for the RJ45 connector. The pins are numbered 1 through 8. The connections are: Pin 1 to TX+, Pin 2 to TX-, Pin 3 to RX+, Pin 4 to X, Pin 5 to X, Pin 6 to RX-, Pin 7 to X, and Pin 8 to X. To the left of the table is a diagram of an RJ45 connector with pins numbered 1 to 8.

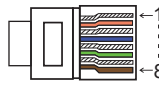
» Connessione LAN:



## 6.8 Collegamento DRM

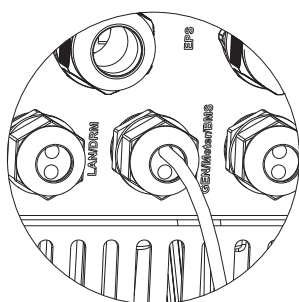
Il DRM è fornito per supportare diverse modalità di risposta alla domanda emettendo i segnali di controllo come di seguito.

*Nota: solo PIN6 (DRM0) è disponibile ora e sono in fase di sviluppo altre funzioni PIN.*

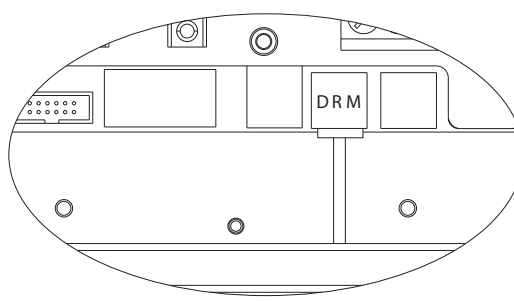
	1	2	3	4	5	6	7	8
	DRM1/5	DRM2/6	DRM3/7	DRM4/8	+3.3V	DRM0	GND	GND

» Fasi Connessione DRM:

Fare riferimento alla procedura di connessione BMS (pagina 32) per la connessione DRM. Si prega di notare gentilmente la definizione del PIN e la posizione della porta sarà leggermente diversa.



Porta LAN/DRM

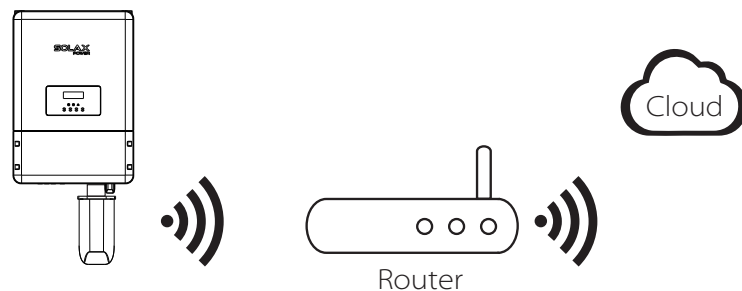


Porta DRM: la seconda porta RJ45 dal lato destro

## 6.9 Connessione WiFi (optional)

L'inverter fornisce una porta WiFi che può raccogliere i dati dall'inverter e trasmetterli al sito Web di monitoraggio tramite un Pocket WiFi. (Se necessario, acquistare il prodotto dal fornitore)

» Figura

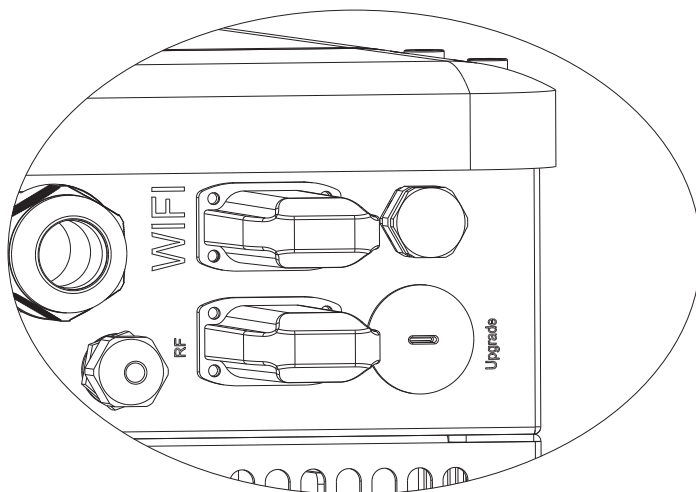


» Fasi connessione WiFi:

Fase 1. Collegare Pocket WiFi alla porta "WiFi" nella parte inferiore dell'inverter.

Fase 2. Connettere l'inverter e il router.

Fase 3. Creare un account utente online. (Per ulteriori dettagli, consultare il manuale utente di Pocket WiFi.)



## 6.10 Connessione parallela (optional)

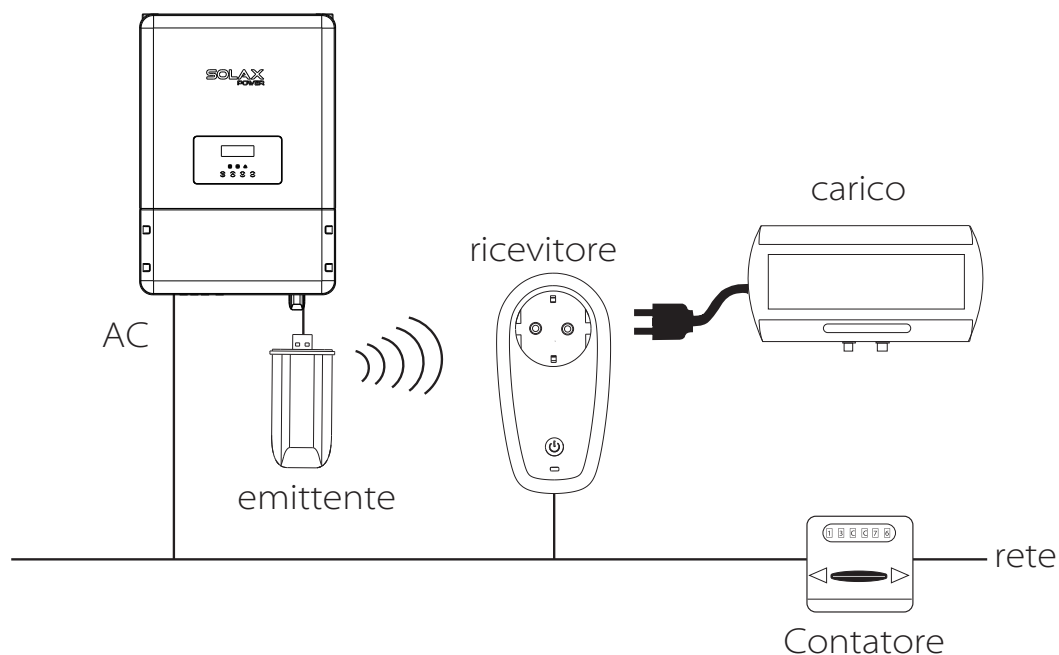
Ci possono essere fino a 10 inverter collegati in parallelo tra loro (lato AC). La funzione di connessione parallela off-grid è ancora in fase di sviluppo.

Per la procedura specifica, seguire la guida alla connessione parallela fornita da SolaX o contattare il nostro ufficio commerciale.

### 6.10 Connessione RF (optional)

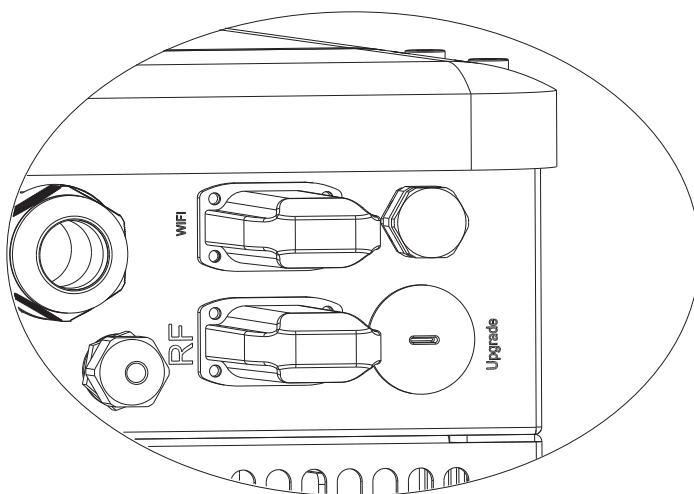
L'inverter X3-Hybrid fornisce un'interfaccia RF (a radiofrequenza) che controlla il tempo di attivazione di un carico designato tramite una Smart Plug esterna (acquista il prodotto dal fornitore se necessario) in modo che il carico consumi principalmente l'energia fotovoltaica.

» Figura



» Fasi connessione RF:

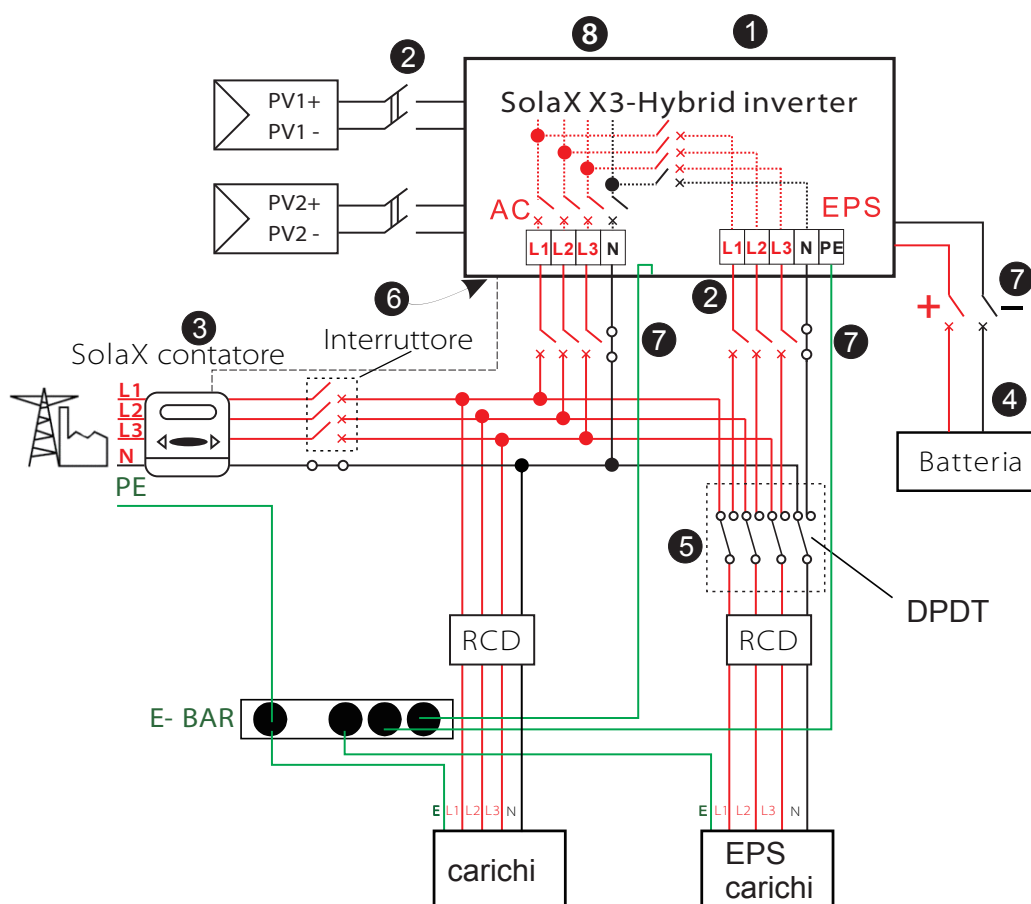
Fare riferimento al manuale utente Smart Plug per i passaggi dettagliati della connessione.



## 6.11 Regolazioni Inverter

» Avviare l'inverter dopo aver controllato tutti i passaggi seguenti:

1. Assicurarsi che l'inverter sia ben fissato sulla parete.
2. Assicurarsi che tutti i cablaggi CC e i cablaggi CA siano completati.
3. Assicurarsi che il meter sia collegato bene
4. Assicurarsi che la batteria sia ben collegata.
5. Assicurarsi che il contattore EPS esterno sia collegato correttamente. (se necessario)
6. Accendere l'interruttore DC nella parte inferiore dell'inverter in posizione "ON".
7. Accendere l'interruttore AC, l'interruttore EPS e l'interruttore della batteria..
8. Premere il tasto "Enter" per cinque secondi per uscire da Off Mode. (La modalità è impostata in fabbrica come Off Mode)



» Controllo inverter:

Fase 1. L'inverter si avvierà automaticamente quando i pannelli fotovoltaici generano energia sufficiente o la batteria sta scaricando.

Fase 2. Controllare lo stato degli indicatori e dello schermo LCD. L'indicatore sinistro dovrebbe essere blu e lo schermo LCD dovrebbe visualizzare la schermata principale



**Nota!**

Se l'indicatore sinistro non è blu, controlla i seguenti punti:

- Tutte le connessioni sono corrette.
- Tutti gli interruttori esterni sono accesi.
- L'interruttore CC sull'inverter è in posizione "ON"

Fase 3. C'è una guida all'impostazione sullo schermo LCD se è la prima volta che si avvia, seguilo. Per impostazioni specifiche, fare riferimento alla sezione 8 (Impostazioni).

Fase 4. Imposta WiFi in base al manuale utente wifi.

Step5. Azionare "Self Test". (se necessario)

» Autotest secondo CEI 0-21 (valido solo per l'Italia)

L'autotest è richiesto solo per gli inverter, che sono commissionati in Italia. Lo standard italiano richiede che tutti gli inverter che si immettono nella rete pubblica siano dotati di una funzione di auto-test secondo CEI 0-21. Durante l'autotest, l'inverter controllerà consecutivamente i tempi ei valori di reazione di protezione per sovratensione, sottotensione, sovrافrequenza e sottofrequenza..

La funzione di autotest è disponibile in qualsiasi momento e il rapporto di prova verrà visualizzato sul display LCD per l'utente finale..

» Spegnimento Inverter :

Fase 1. Premere il tasto "Enter" per cinque secondi per accedere alla Off-Mode.

Fase 2. Spegnere l'interruttore AC, l'interruttore EPS e l'interruttore della batteria.

Fase 3. Spegnere l'interruttore DC nella parte inferiore dell'inverter in posizione "OFF".

Fase 4. Attendere 5 minuti prima di aprire il coperchio superiore (se necessario per la riparazione)

## 7. Aggiornamento del firmware

L'utente può aggiornare il firmware dell'inverter tramite un U-disk.

» Preparazione

L'inverter deve avere collegato i pannelli fotovoltaici e mantenere la batteria attiva durante l'intera procedura di aggiornamento.

Si prega di preparare un PC e un U-disk.



### Attenzione!

Assicurarsi che la potenza di ingresso del PV sia superiore a 180 V (eseguire l'aggiornamento in una giornata di sole), in caso contrario potrebbe verificarsi un guasto grave durante l'aggiornamento.

» Fasi per l'aggiornamento :

Fase 1. Contattare il nostro servizio di supporto per ottenere i file di aggiornamento ed estrarlo nel tuo U-disk come segue: "update \ ARM \ 618.00098.00\_Hybrid\_X3G3\_Manager\_VX.XX\_XX-XX.usb"; "Update \ DSP \ 618.00096.00\_Hybrid\_G3X3\_Master\_VX.XX\_XX-XX.hex"; (VX.XX è il numero di versione, xx-xx è la data di compilazione del file)



### Attenzione!

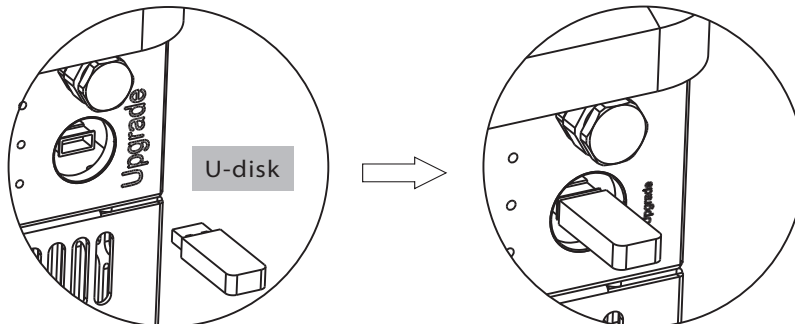
Assicurarsi che la directory sia rigorosamente conforme al modulo sopra riportato! Non modificare il nome del file di programma, altrimenti l'aggiornamento dell'inverter potrebbe fallire!!

Fase 2. Premere il tasto "Enter" per 5 secondi per entrare in Off-Mode. Quindi svitare il Tappo di protezione e inserire l'U-disk nella porta "upgrade" nella parte inferiore dell'inverter

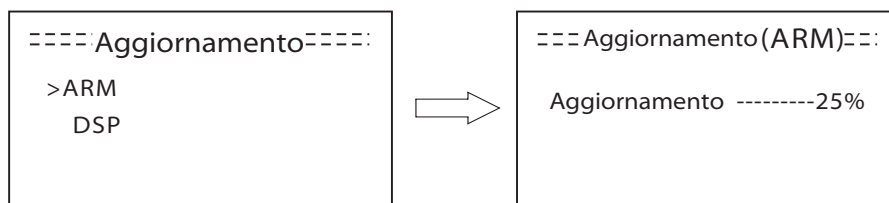
Fase 3. Il display LCD verrà mostrato come nella figura 3-1. Quindi premere su e giù per selezionare quello che si desidera aggiornare e premere "OK" per confermare l'aggiornamento. Fase 4. Al termine dell'aggiornamento, il display LCD mostrerà "Succeed" (solo per gli aggiornamenti DSP), ricorda di estrarre il disco U, avvitare il tappo di protezione e premere "Esc" per tornare all'interfaccia principale. Quindi premere il tasto "Enter" per uscire dalla modalità Off-Mode.



Step2



Step3

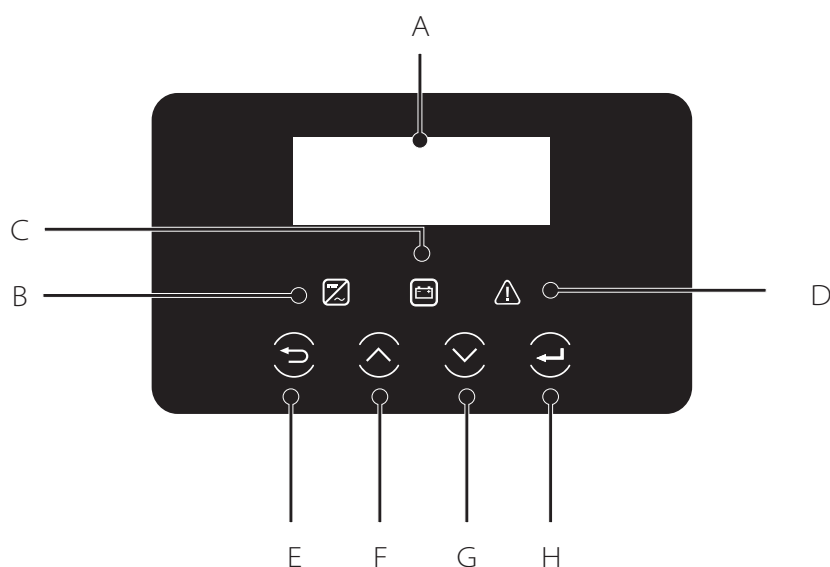


**Attenzione!**

Se l'aggiornamento si interrompe durante il funzionamento, assicurarsi che l'inverter sia costantemente acceso e reinserire la chiave USB.

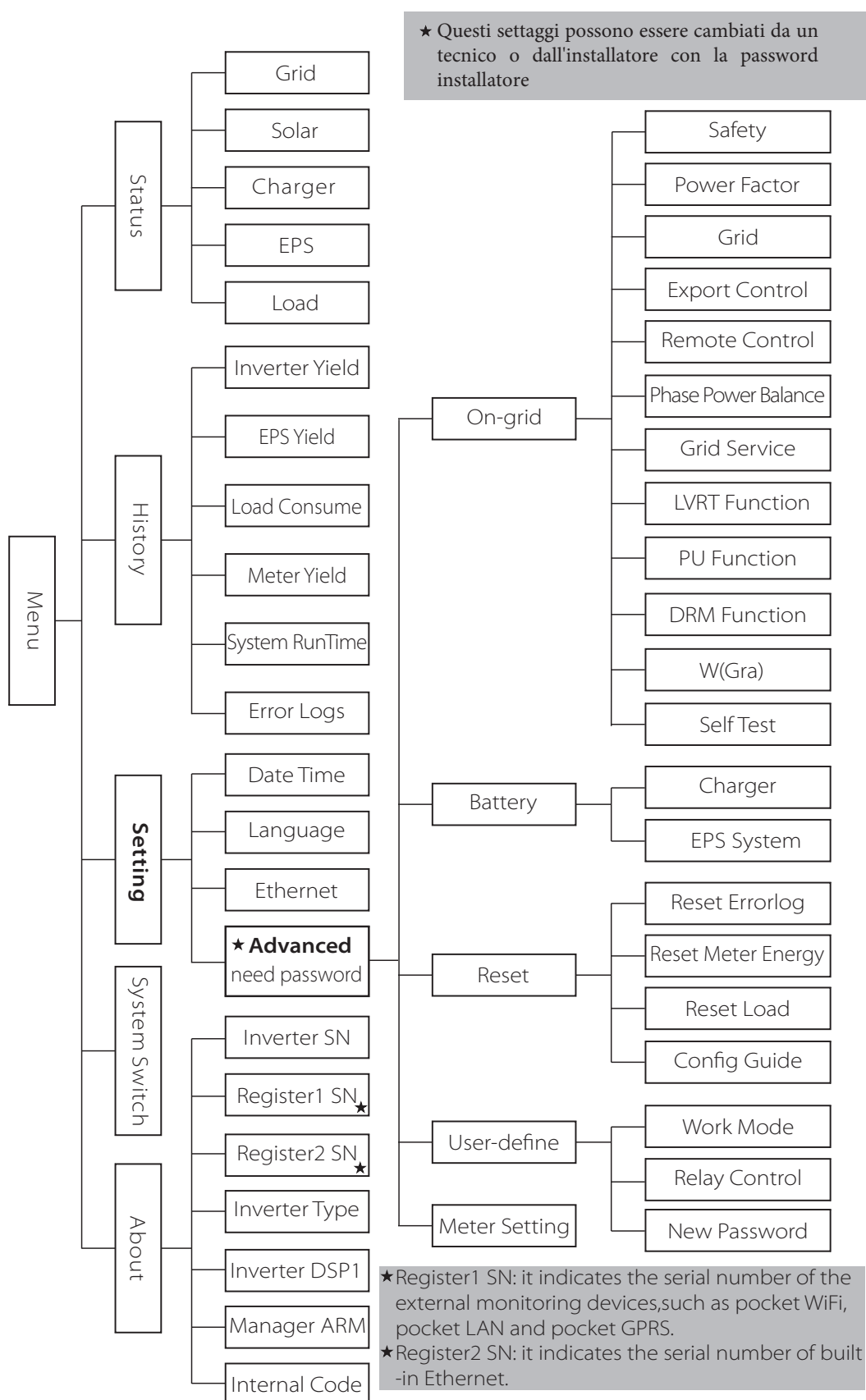
## 8. Impostazioni

### 8.1 Pannello di controllo



Oggetto	Nome	Descrizione
A	LCD	Visualizza le informazioni dell'inverter
B	Indicatore LED	luce blu: l'inverter è nello stato normale o in modalità EPS. lampeggia in blu: l'inverter è in attesa o sta controllando lo stato. Off: l'inverter è in errore.
C		luce verde: la comunicazione della batteria è normale e sta lavorando lampeggia in verde: la comunicazione della batteria è normale ed è in stand-by. Off: la batteria non comunica con l'inverter.
D		Luce rossa: l'inverter è in stato di errore. Off: l'inverter non ha errori.
E	Tasto funzioni	Tasto ESC: ritorno dalla funzione corrente.
F		Pulsante :up Sposta il cursore verso l'alto o aumenta il valore .
G		Pulsante down: sposta il cursore in basso o diminuisci il valore.
H		Pulsante OK: conferma la selezione

## 8.2 Struttura menu



### 8.3 Display LCD

#### Display LCD

L'inverter andrà automaticamente a questa schermata quando il sistema viene avviato con successo o non viene utilizzato per un certo periodo di tempo.

Le informazioni della schermata principale sono le seguenti. "Power" indica la potenza in uscita in quel momento; "Today" indica la potenza generata durante il giorno. "Battery" indica la capacità della batteria.

Power	0W
Today	0.0KWh
Battery	%
Normal	

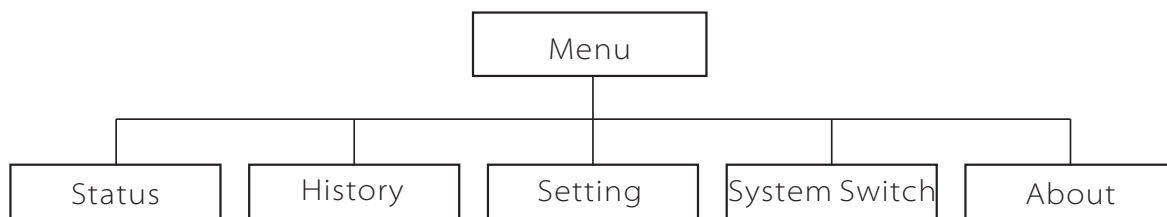
#### Menu

La schermata del menu consente all'utente di accedere alle varie impostazioni o ottenere informazioni.

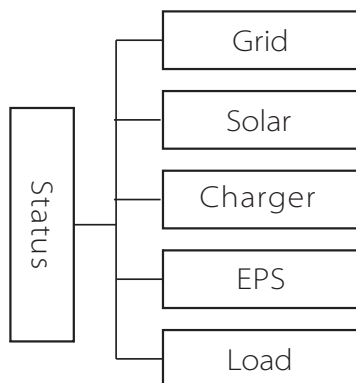
L'utente può entrare in questa schermata premendo il tasto "OK" quando il display LCD mostra la schermata principale.

-L'utente può selezionare le varie voci spostando il cursore con i tasti su e giù e premere "OK" per confermare.

Menu
Status
History
Settings



» Impostazioni

**Stato**

Il menu "status" contiene cinque voci grid, solar, charger, eps e Load.

Premere su e giù per selezionare e premere "OK" per confermare la selezione, premere "ESC" per tornare al Menu.

Status
Grid
Solare
Charge

## a) Grid

Questa voce mostra le condizioni di rete come tensione, corrente, potenza in uscita, potenza di rete e frequenza.

Pout corrisponde alla Potenza uscita dall'inverter;

Pgrid corrisponde all'esportazione o all'importazione di Potenza dalla rete.

Valore positivo significa che l'energia è immessa in rete, valore negativo indica l'energia assorbita dalla rete.

Rete	
Ua	0.0V
Ia	0.0A
PaOut	0W

## b) Solar

Questo stato mostra le condizioni PV in tempo reale del sistema, come la tensione di ingresso, la corrente e la situazione di alimentazione di ciascun ingresso FV.

Solare	
U1	600.0V
I1	7.0A
P1	4200W

### c) Charger

Questa voce mostra la situazione del caricabatterie del sistema. Inclusa la tensione della batteria, la potenza di carica o di scarica, capacità della batteria, temperatura della batteria, stato BMS, limite di carica e scarica. "+" Significa in carica; "-" significa che la batteria sta scaricando.

Charger	
U	400.0V
I	-1.0A
P	-400W

### d) EPS

Questa schermata funziona solo in modalità EPS, mostrerà i dati in tempo reale dell'uscita EPS come tensione, corrente, potenza.

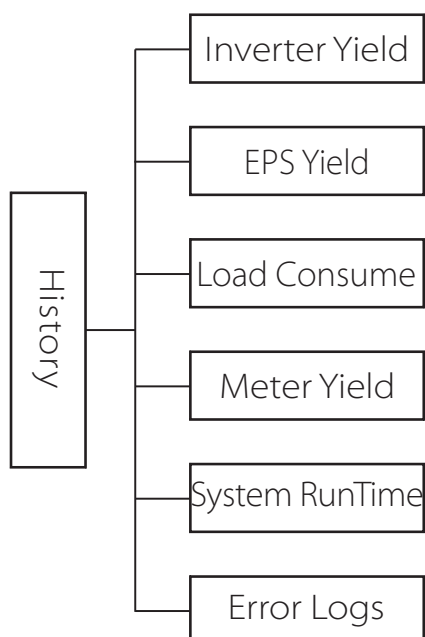
EPS	
PaS	2300VA
Ua	230.0V
Ia	10.0A
Pa	2260W

### e) Load

Se l'inverter è collegato a una presa intelligente, questa voce mostra la potenza del carico in tempo reale, include il carico 1 e il carico 2.

Carico	
> Carico 1 Power	0W
> Carico 2 Power	0W

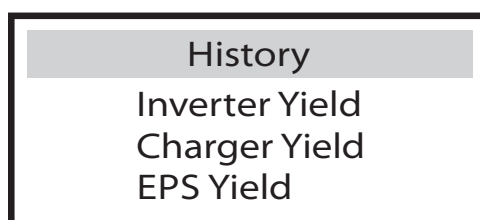
» Storia



### History

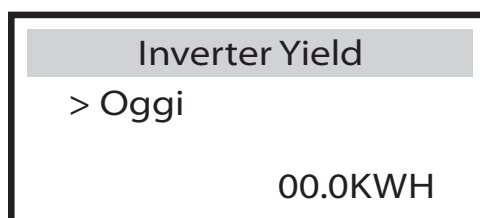
Questo menu contiene sette voci : rendimento dell'inverter, rendimento del charger, rendimento EPS, consumo di carico, energia di alimentazione, tempo di esecuzione del sistema e log degli errori.

Premere su e giù per selezionare e premere "OK" per confermare la selezione, premere "ESC" per tornare al Menu.



a) Inverter Yield

Questa funzione contiene il rendimento dell'inverter per oggi, ieri, questo mese, il mese scorso e il totale.

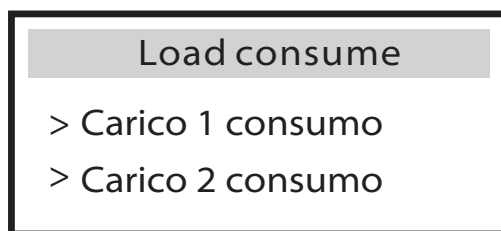


b) EPS Yield

La funzione EPS Yield contiene la resa dell'uscita EPS per oggi e per il totale.

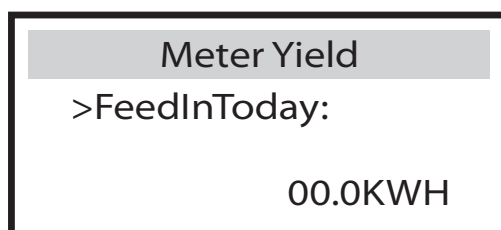
### c) Load consume

Questa voce contiene l'energia consumata da carichi specifici di oggi e totale.



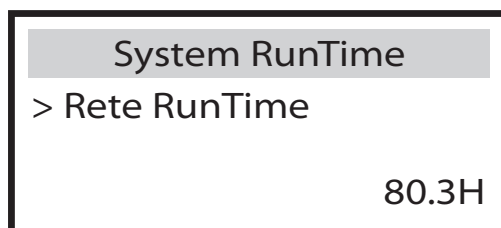
### d) Meter Yield

Questo menu contiene quattro voci: FeedInToday, FeedInTotal, ConsumeToday e ConsumeTotal.



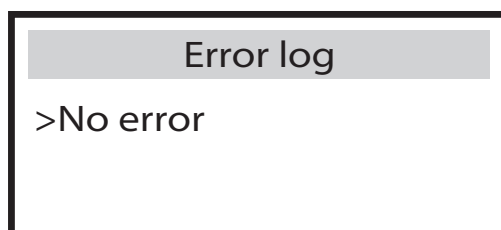
### e) System RunTime

Questa voce contiene la durata di funzionamento nella modalità gride e la durata di funzionamento della modalità EPS.



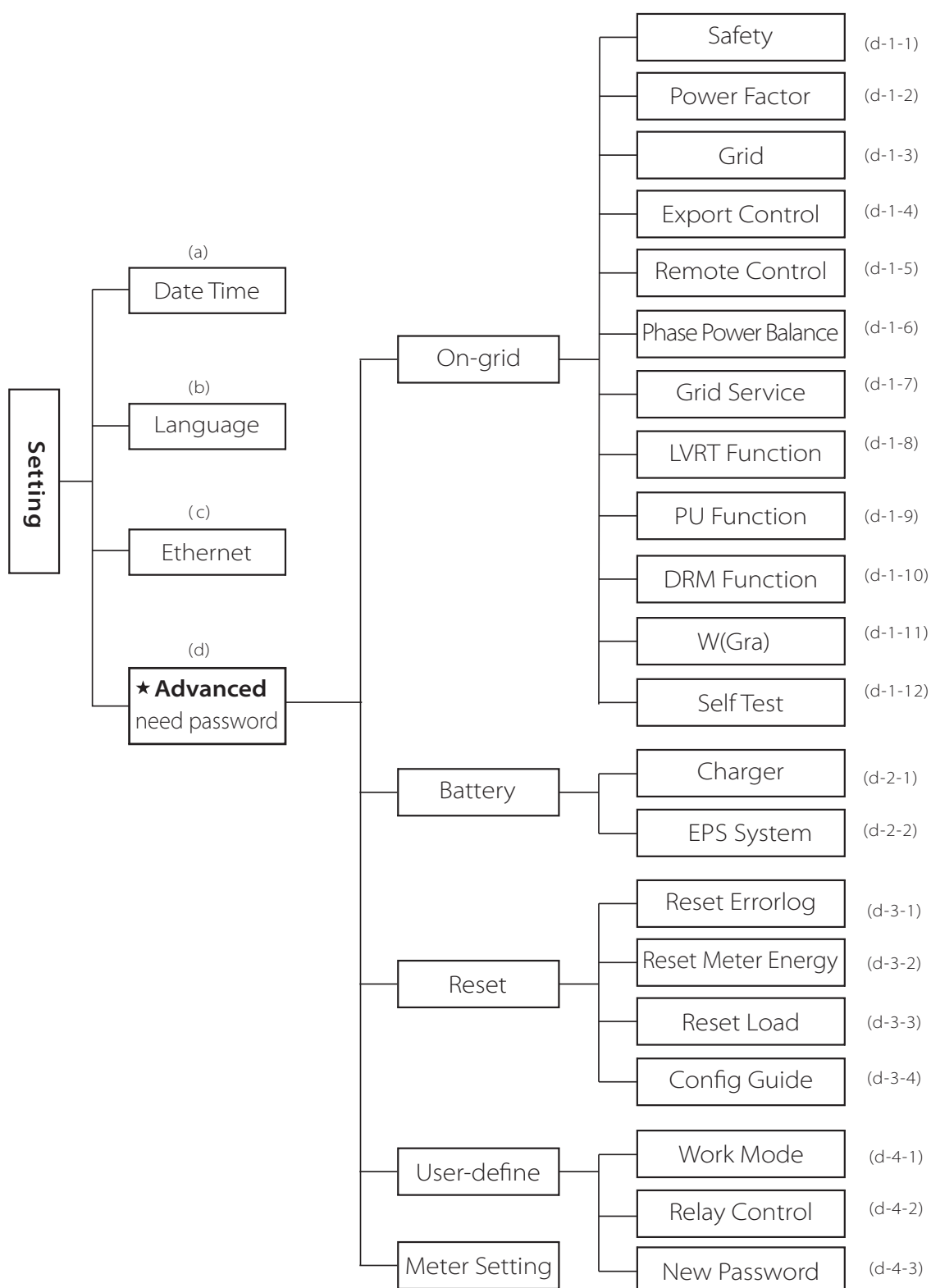
### f) Error Logs

Questa voce registra gli ultimi sei messaggi di errore verificati.





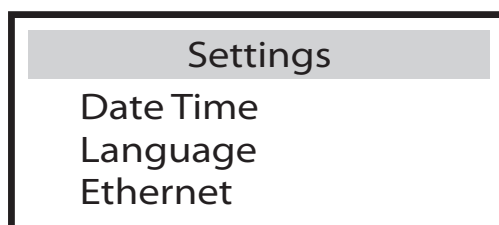
» Impostazioni



### Setting

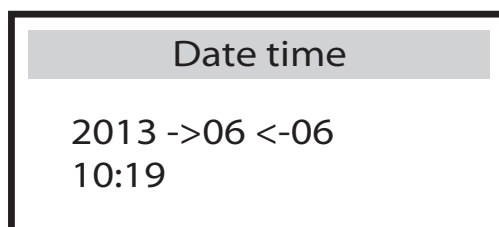
Questo menu viene utilizzato per impostare l'ora dell'inverter, la connessione internet, il setup della batteria ecc.

L'utente finale può impostare Data, Lingua ed Ethernet ma per le impostazioni avanzate, è necessaria la password dell'installatore.



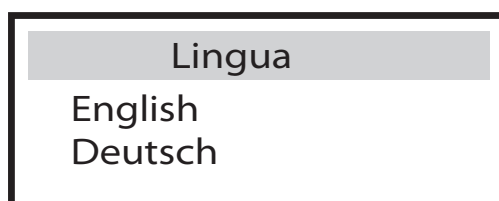
#### a) Date time

Questa voce consente all'utente di impostare la data e l'ora del sistema.



#### b) Language

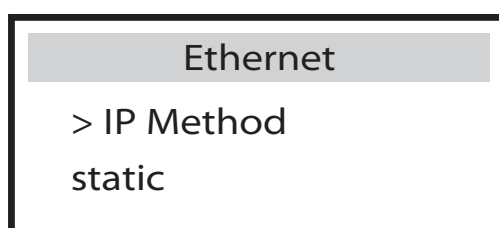
Questo inverter offre diverse lingue che il cliente può selezionare.



#### c) Ethernet

Esistono due modalità per impostare l'indirizzo IP: statico o DHCP.

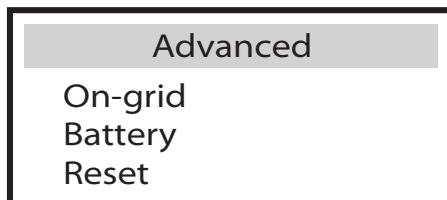
L'utente può impostare indirizzo IP, numero di subnet mask e numero di gateway e MAC Address.



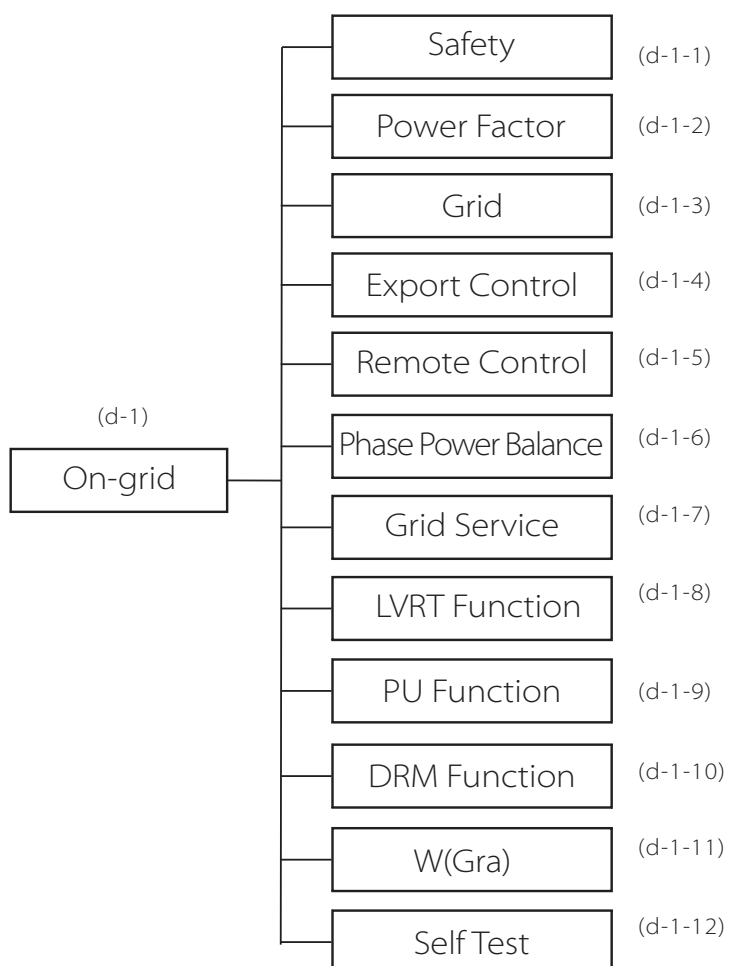
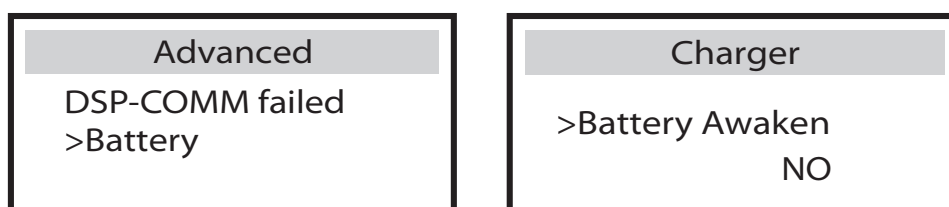
## d) Advanced

Questo menu è diviso in quattro parti: On-grid, Battery, Reset, User-define, e ognuna di esse ha un sottomenu.

Chiama il tuo installatore per avere la password dell'installatore.



\* Si prega di notare che quando l'inverter ha una comunicazione DSP fallita, tutte le impostazioni avanzate non saranno accessibili finché il sistema non riparte.



## d-1-1) Safety

L'utente può impostare lo standard di sicurezza in base al paese di installazione. Esistono 8 standard da selezionare. (Può cambiare senza preavviso)

Articolo	Standard	Paese
1	VDE 0126	German
2	ARN 4105	German
3	AS 4777	Australia
4	G83/2	UK
5	G59/3	UK
6	EN 50438_NL	Netherland
7	CEI 0-21	Italy
8	IEC61727_In	India

## d-1-2) Power Factor (in base al Paese di installazione).

Ci sono 5 voci da poter selezionare: Off, Under-Excited, Over-Excited, Curve, Q (u).

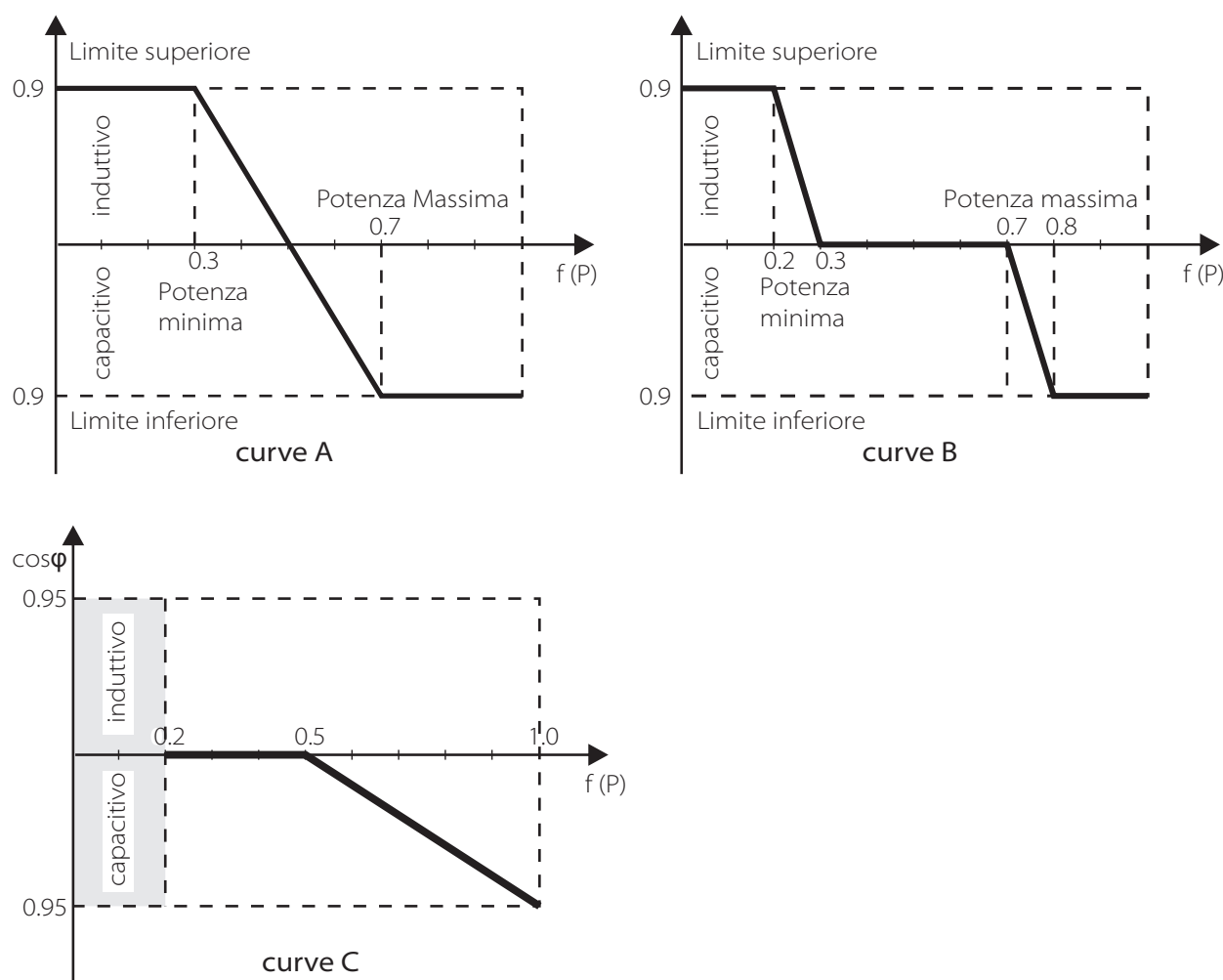
Modalità	Descrizione
Off	-
Over-Excited	Valore PF
Under-Excited	Valore PF
Curve	Limite Superiore
	Limite Inferiore
	Potenza Massima
	Potenza Minima
	PFLockInPoint ( CEI 0-21 solo)
	PFLockOutPoint ( CEI 0-21 solo)
Q (u)	QuVupRate ( EN50438_NL solo)
	QuVlowRate ( EN50438_NL solo)
Fixed Q Power	Q Power

## Controllo della potenza reattiva, curva standard reattiva $\cos \varphi = f(P)$

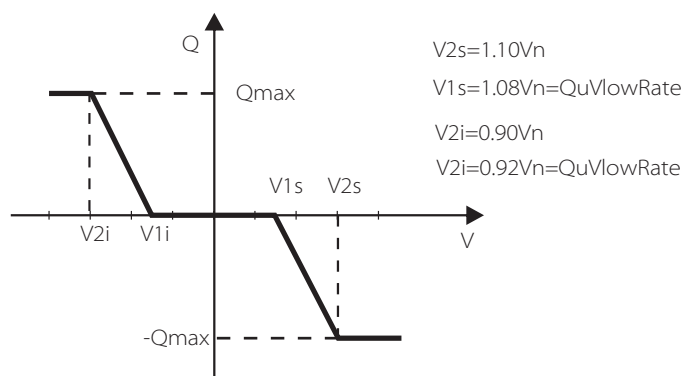
Per VDE ARN 4105, la curva  $\cos \varphi = f(P)$  dovrebbe riferirsi alla curva A. il valore di default dell'impostazione è come mostrato nella curva A

Per E 8001, la curva  $\cos \varphi = f(P)$  dovrebbe riferirsi alla curva B. il valore di default dell'impostazione è come mostrato nella curva B..

Per la CEI 0-21, il valore predefinito di PFLockInPoint è 1,05, quando  $V_{ac} > 1,05 V_n$  e  $P_{ac} > 0,2 P_n$ , la curva  $\cos \varphi = f(P)$  deve fare riferimento alla curva C. Il valore predefinito di PFLockOutPoint è 0,98, quando  $V_{ac} < 0,98 V_n$ ,  $\cos \varphi = f(P)$  uscirà dalla curva C



## Controllo della potenza reattiva, curva standard reattiva $Q = f(V)$



### d-1-3) Grid

L'utente non deve impostare i parametri della rete. Tutti i valori sono già impostati di fabbrica in base alle regole sulla sicurezza.

Vac upper	protezione Alto voltaggio
Vac lower	protezione Basso voltaggio
Vac upper slow	protezione lenta Alto voltaggio
Vac lower slow	protezione lenta Basso voltaggio
Fac upper	protezione Alta frequenza
Fac lower	protezione Bassa frequenza
Fac upper slow	protezione lenta Alta frequenza
Fac lower slow	protezione lenta Bassa frequenza
Vac 10m avg	protezione alto voltaggio 10 min
solo per Italia (CEI0-21)	
Tuvs_Fast	Protezione sovravoltaggio veloce
Tovp_Fast	Protezione bassovoltaggio veloce
Tufp_Fast	Protezione sovralfrequenza veloce
Tofp_Fast	Protezione bassafrequenza veloce
Tuvs_Slow	Protezione sovralfrequenza lento
Tovp_Slow	Protezione bassa frequenza lento
Tufp_Slow	Protezione sovralfrequenza lento
Tofp_Slow	Protezione bassafrequenza lento
FreDrpDlyTime	Ritardo caduta frequenza
Apply to EN50438_NL only.	
FreqSetPoint	Set point frequenz
FreqDropRate	Aduta frequenza

### d-1-4) Export control

Questa funzione consente all'inverter di controllare l'energia venduta alla rete. Ci sono due valori: user e factory. Il valore di fabbrica è il valore predefinito che non può essere cambiato dall'utente. L'impostazione del valore utente da parte dell'installatore deve essere inferiore al valore di fabbrica. Se imposto User Value a zero NON ci sarà esportazione.

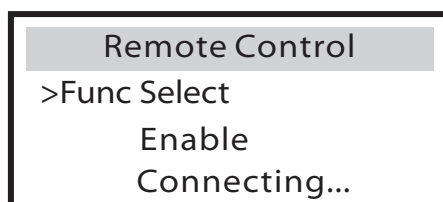


## d-1-5) Remote Control

Questa funzione consente ad un dispositivo di controllo esterno di effettuare il controllo dell'inverter attraverso dei cluster remoti tramite la porta LAN.

Il valore predefinito è "Abilita". Se riesce a connettersi correttamente, visualizzerà "Connesso". In caso contrario, verrà visualizzato "Connessione".

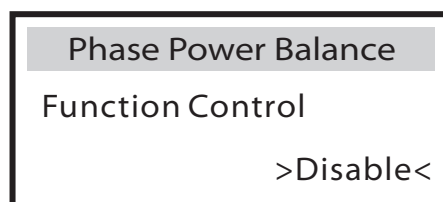
Selezionare "Disabilita" per disattivare la funzione.



## d-1-6) Phase Power Balance

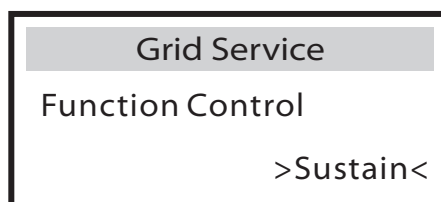
Questa funzione controlla se la potenza in uscita alla rete è bilanciata.

"Abilita" significa che la potenza in uscita dall'inverter sarà bilanciata nelle tre fasi rispetto ai carichi. Selezionando "Disabilita" la potenza di uscita trifase dell'inverter non è bilanciata ed è il valore predefinito.



## d-1-7) Grid Service

Il Grid service può essere selezionato tra "Sustain" o "Stop". L'impostazione predefinita è "Sustain". I requisiti di ogni paese per la sicurezza dell'inverter sono diversi, alcuni potrebbero essere opposti ai diritti dell'utente. L'utente può selezionare "Stop" per disattivare questa funzione se l'utente riceve il permesso legale.



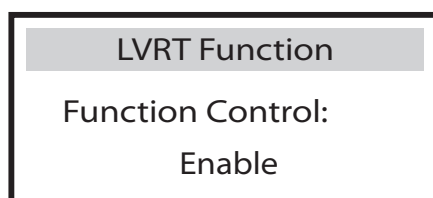
#### d-1-8) LVRT Function

Quando la rete appare in una situazione insolita per un tempo molto breve, questa funzione fa in modo che l'inverter mantenga una situazione di assenza di potenza e assenza di allarmi e riprenderà immediatamente il normale funzionamento una volta che la rete è normale.

Il tempo di attivazione è impostato su 800 ms.

"Abilita" significa che questa funzione è attivata ed è il valore predefinito.

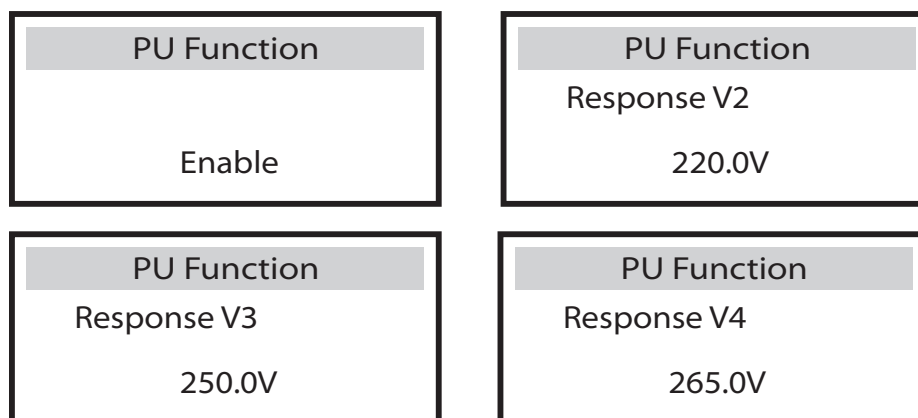
"Disabilita" significa che la funzione non verrà attivata.



#### d-1-9) PU Function (se richiesto dalla rete locale)

La funzione PU è la modalità di risposta volt-watt che è richiesta da alcuni standard specifici di alcuni paesi come AS4777.2. Questa funzione può controllare la potenza attiva dell'inverter in base alla tensione di rete.

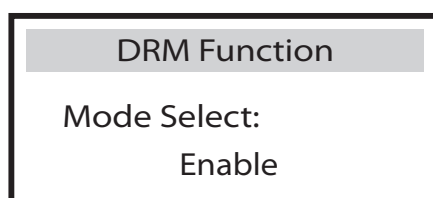
Scegli "Abilita" per attivare questa funzione (è il valore predefinito). Scegli "Disabilita" per disattivare questa funzione.



#### d-1-10) Funzione DRM (come da normative NZS4777.2)

La funzione DRM è la modalità a quanto richiesto dalla norma NZS4777.2 e valida solo per NZS4777.2

Il valore predefinito è "enable". Scegli "Disabilita" per disattivare questa funzione.

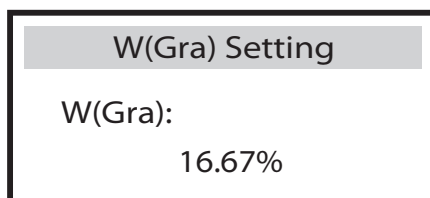




## d-1-11) W(Gra) (come da normativa NZS4777.2)

W (Gra) è un valore richiesto dalla norma NZS4777.2 e si applica solo al NZS4777.2. Questa funzione è definita come un percentuale della potenza nominale al minuto.

Il valore predefinito è "enable". Scegli "Disabilita" per disabilitare questa funzione



## d-1-12) Self test (solo per CEI 0-21)

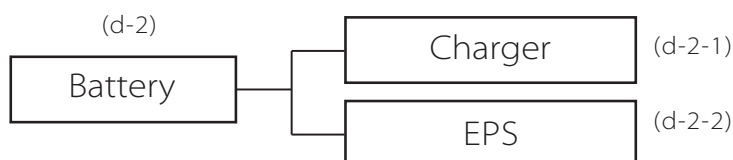
La funzione di autotest consente all'utente di testare i seguenti elementi: test "ALL test", "test Uvp (27.S1)", test "Uvp (27.S2)", test "Ovp (81> .S1)", "Uvp (81 <.S1) test", "Ovp (81> .S2) test", "Test Uvp (81 <.S2) test", "Ovp (59.S2)", "Test Ovp10 (59.S1)".

Nel menu di Self test, l'utente può scegliere "ALL test" (completo) o singolo elemento di test. Assicurarsi che l'inverter sia collegato alla rete prima di eseguire il test.

Per eseguire l'autotest, sono necessari circa 6 minuti. E il display mostrerà "success" quando ha terminato.

Fai clic su "Test Report" per ottenere tutti i risultati del test.

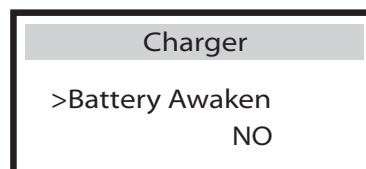
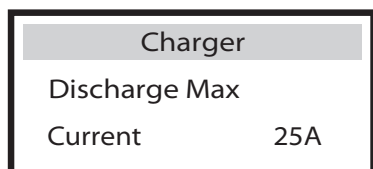
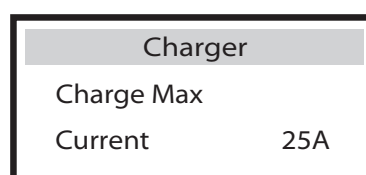
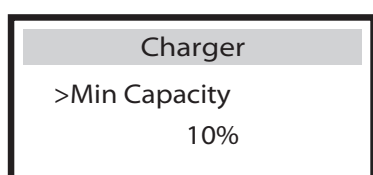
Self Test	
ALL Test Test report Uvp(27.S1) test	
>Ofp2(81>.S2)result Ft: 51.50Hz Tt:1000ms Fs: 0.00Hz To: 998ms F0: 0.00Hz pass	>Ovp2(59.S2)result Vt: 264.5V Tt: 300ms Vs: 0.0V To: 200ms V0: 0.0V pass
>Ofp2(27.S2)result Vt: 92.0V Tt: 200ms Vs: 0.0V To: 196ms V0: 0.2V pass	>Uvp2(27.S1)result Vt: 195.5V Tt: 400ms Vs: 0.0V To: 200ms V0: 0.0V pass
>Ofp2(81>S1)result Ft: 51.50Hz Tt: 100ms Fs: 0.00Hz To: 96ms F0: 0.2V pass	>Ufp2(81<.S1)result Ft: 49.00Hz Tt: 100ms Fs: 0.00Hz To: 98ms F0: 0.02V pass
>Ufp2(81<.S2)result Ft: 47.50Hz Tt: 400ms Fs: 0.00Hz To: 3999ms F0: 0.02V pass	>Ovp10(59.S1)result Vt: 253.0V Tt: 600ms Vs: 0.0V To: 598ms V0: 0.0V pass



#### d-2-1) Charger

In questo menu l'utente può impostare i parametri del caricabatterie, l'inverter è compatibile solo con batterie al litio. Gli utenti possono impostare i parametri di carica e di scarica oltre alla modalità di risveglio.

Per i parametri dettagliati, fare riferimento alla tabella seguente.



#### \*Battery awaken

-Quando la batteria è scarica, è necessario impostare manualmente la funzione Battery Awaken:

- L'inverter carica la batteria quando l'alimentazione di ingresso FV > 1 KW o se l'inverter è collegato alla rete.

- L'inverter uscirà dal Battery Awaken quando la tensione della batteria > tensione di Cut-Off + 10 V o se la funzione Battery Awaken dura supera le 2 ore.

-Quando l'inverter è in normale funzionamento e la capacità della batteria è sufficiente, l'inverter uscirà automaticamente dal Battery Awaken.

Parametri	Commenti
Capacità Minima*	Capacità minima della batteria
Charge Max Current	La corrente di carica della batteria può andare da 0-25A
Discharge Max Current	La corrente di scarica della batteria può andare da 0-25A



#### Nota!

Si prega di controllare che le correnti di carica e scarica dell'inverter siano compatibili con le correnti di carica e scarica della batteria in uso.

## d-2-2) Sistema EPS (solo per versione E)

L'inverter X3-Hybrid con versione E può funzionare in modalità EPS. I parametri EPS possono essere impostati come di seguito.

"Mute": è possibile impostare l'avviso che il sistema è entrato in modalità EPS.

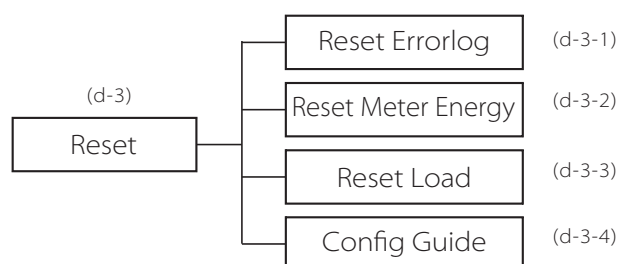
- "No" significa che ci sarà un Beep (valore predefinito).

- "Yes" significa che hai scelto di disattivare la funzione di avviso.

Inoltre, se il Beep è acuto, significa che l'uscita EPS è in "sovraccarico".

"Frequency" qui si può scegliere la frequenza di lavoro (50Hz o 60Hz).

EPS system	
> Mute:	No
Frequency:	50Hz



## d-3-1) Reset ErrorLog

L'utente può cancellare qui tutto il registro degli errori

Reset Errorlog
Reset
>No<

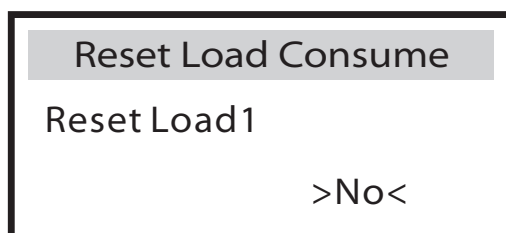
## d-3-2) Reset Meter Energy

L'utente può cancellare la misurazione dell'energia del meter.

Reset Met Energy
Reset
>No<

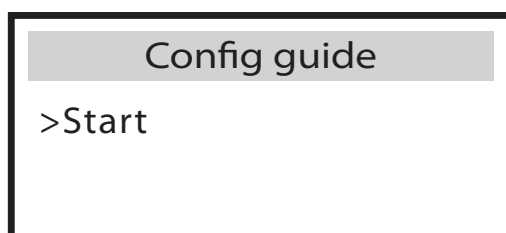
### d-3-3) ResetLoad

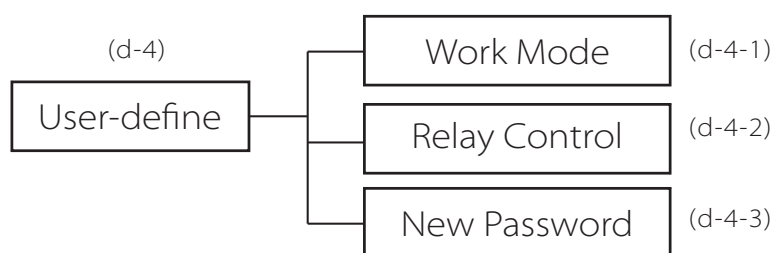
L'utente può cancellare l'energia del carico se l'inverter è installato con una presa intelligente.



### d-3-4) Config guide

Questo menu attiverà una guida per impostare l'inverter.





## d-4-1) Work mode

Qui ci sono 4 funzioni da scegliere.

Parametri	Commenti
Self Us (predefinito)	La potenza generata dal fotovoltaico verrà utilizzata innanzitutto per soddisfare i carichi locali, poi per caricare la batteria e l'energia in eccesso sarà esportata sulla rete pubblica. Senza fotovoltaico la batteria soddisferà i carichi di casa finché non raggiunge la capacità minima impostata
Back up Mode	La batteria si caricherà durante il tempo impostato e si può scegliere se caricarla dalla rete o meno. La batteria, per mantenere una maggiore capacità, NON scaricherà quando la rete è presente. Solo quando la rete è spenta e l'energia fotovoltaica non è sufficiente, la batteria inizierà a scaricarsi per mantenere il carico funzionante normalmente. Questa modalità di lavoro si applica alle aree in cui si soffre
Feed in priority	Soddisfare i carichi --> vendere alla rete --> caricare la batteria Questa modalità è vantaggiosa dove la tariffa di vendita è alta
Force time use	In questa modalità di lavoro sono previsti due tempi di ricarica. L'utilizzo può essere impostato in modo flessibile e consente inoltre di selezionare se caricare dalla rete o meno.

Per la modalità "Force time use", ci sono 2 parametri che devono essere impostati.

<b>Work Mode</b> >Mode Select Force time use	<b>Work Mode</b> >Charger period 1 From Grid Enable	<b>Work Mode</b> >Charger period 2 From Grid Enable
<b>Work Mode</b> > Charge Start time 1 08:00	<b>Work Mode</b> > Charge End time 1 08:00	

### d-4-2) Relay control

Il Relay control è una funzione attraverso la quale è possibile controllare il carico designato in modo intelligente consumando l'energia in eccesso quando la potenza raggiunge un determinato valore.

Questa funzione può essere ottenuta solo con il prodotto solax "Smart Plug". Per operazioni specifiche, fare riferimento al "Manuale utente Smart Plug"

Relay Control
>Relay1 Setting
>Relay2 Setting

### d-4-3) Nuova Password

L'utente può impostare la nuova password

(d-5)

Meter Setting
---------------

### d-5) Meter Setting

L'inverter X3-Hybrid può funzionare come un normale inverter collegato alla rete senza meter collegato.

Nel sistema ibrido, se nel sistema è presente anche un altro dispositivo di alimentazione che si desidera monitorare, è possibile installare due meter per monitorare sia l'inverter solax che l'altro dispositivo. Questi due meter devono essere impostati con indirizzo diversi. L'indirizzo 001 è predefinito in fabbrica. Quindi l'utente non ha bisogno di cambiare l'indirizzo eccetto per situazioni specifiche: l'inverter ibrido deve lavorare con il meter di energia per ottenere funzioni ibride. L'utente può anche disabilitarlo.

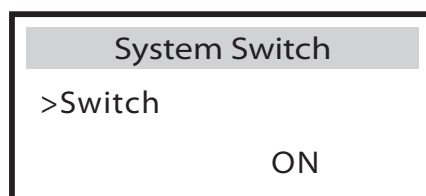
Meter Function	Meter 1 Addr	Meter 2 Addr
Enable	1	2

### Sistem Switch

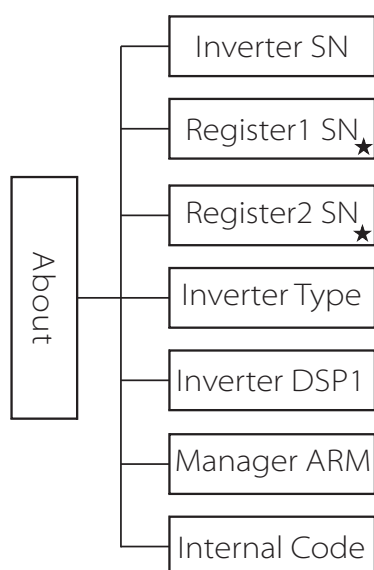
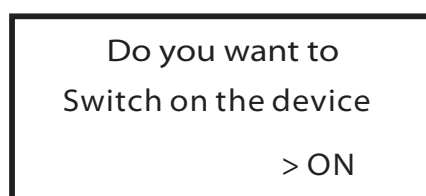
"System Switch" può essere selezionato tra "ON" o "OFF".

"ON" significa che l'inverter è in condizioni di funzionamento normale ed è lo stato di default dell'inverter.

"OFF" significa che l'inverter interrompe l'erogazione di tutta la potenza, ma lo schermo LCD rimane accesa

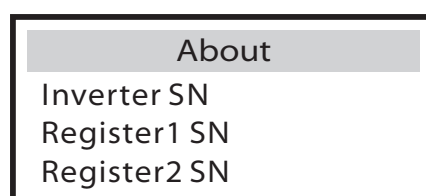


Premendo a lungo il tasto "Enter" si può attivare "System Switch" "ON" o "OFF".



\*Register1 SN: indica il numero di serie dell'apparecchiatura di monitoraggio esterna come la chiavetta Wi-Fi.  
\*Register2 SN: indica il numero di serie della scheda di rete

Questa interfaccia mostra le informazioni dell'inverter incluso il numero di serie dell'inverter, il numero di serie Register1, il numero di serie di Register2, il tipo di inverter, il master DSP1, il gestore ARM e il codice interno



## 9. Diagnosi e problemi

### 9.1 Diagnosi e problemi

L'utente può aggiornare il firmware dell'inverter tramite un U-disk.

Questa sezione contiene informazioni e procedure per risolvere possibili problemi con gli inverter X3-Hybrid e fornisce suggerimenti per la risoluzione dei problemi per identificare e risolvere la maggior parte dei problemi che potrebbero verificarsi con gli inverter X3-Hybrid.

Si prega di leggere i seguenti passaggi per identificare i problemi.

Controllare i messaggi di errore sul pannello di controllo del sistema o i codici di errore sul pannello delle informazioni dell'inverter. Se viene visualizzato un messaggio, registralo prima di qualsiasi azione.

Tentare la soluzione indicata nella tabella seguente

Faults	Diagnosis and solution
TZ Protect Fault	Sovraccarico corrente <ul style="list-style-type: none"> <li>• Attendere qualche istante per verificare se torna allo stato normale...</li> <li>• Scollegare PV +, PV- e batteria, ricollegarli..</li> <li>• Altrimenti contattaci per assistenza</li> </ul>
Grid Lost Fault	Perdita della rete AC <ul style="list-style-type: none"> <li>• Attendere qualche istante se il sistema torna alla normalità.</li> <li>• Si prega di verificare se la connessione del cavo lato AC è corretto.</li> <li>• Altrimenti contattaci per assistenza</li> </ul>
Grid Volt Fault	Voltaggio rete fuori dai parametri <ul style="list-style-type: none"> <li>• Attendere qualche istante se il sistema torna alla normalità.</li> <li>• Si prega di verificare se la tensione di rete è corretta.</li> <li>• Altrimenti contattaci per assistenza</li> </ul>
Grid Freq Fault	Frequenza rete fuori dai parametri <ul style="list-style-type: none"> <li>• Attendere qualche istante se il sistema torna alla normalità..</li> <li>• altrimenti contattaci per assistenza.</li> </ul>
PV Volt Fault	Voltaggio fotovoltaico fuori dai parametri. <ul style="list-style-type: none"> <li>• Controllare la tensione di uscita dei pannelli fotovoltaici.</li> <li>• Altrimenti contattaci per assistenza.</li> </ul>
Bus Volt Fault	Tensione CC fuori dai parametri <ul style="list-style-type: none"> <li>• Scollegare PV +, PV- e batteria, ricollegarli.</li> <li>• Controllare se la tensione del FV si trova nel range di utilizzo dell'inverter.</li> </ul>
Bat Volt Fault	Guasto tensione Batteria <ul style="list-style-type: none"> <li>• Controllare se la tensione della batteria si trova nel range di utilizzo dell'inverter.</li> <li>• Altrimenti contattaci per assistenza.</li> </ul>



Faults	Diagnosis and solution
AC10M Volt Fault	Negli ultimi 10 minuti la tensione di rete è andata fuori range di funzionamento <ul style="list-style-type: none"> <li>• Il sistema tornerà alla normalità quando la tensione di rete torna normale.</li> <li>• Altrimenti contattaci per assistenza.</li> </ul>
DCI OCP Fault	Guasto da sovracorrente lato DC. <ul style="list-style-type: none"> <li>• Attendere qualche minuto se torna normalità</li> </ul>
DCV OCP Fault	Guasto di sovratensione lato DC. <ul style="list-style-type: none"> <li>• Attendere qualche minuto se torna normalità.</li> <li>• Altrimenti contattaci per assistenza</li> </ul>
SW OCP Fault	Guasto Sovracorrente rilevato dal software. <ul style="list-style-type: none"> <li>• Attendere qualche minuto se torna normale.</li> <li>• Spegner il PV, la batteria e la rete, ricollegarli</li> </ul>
RC OCP Fault	Guasto da sovracorrente lato DC <ul style="list-style-type: none"> <li>• Controllare se l'isolamento dei cavi elettrici è danneggiato</li> <li>• Attendere qualche minuto se torna normale.</li> <li>• Altrimenti contattaci per assistenza.</li> </ul>
Isolation Fault	Errore Isolamento <ul style="list-style-type: none"> <li>• Controllare se l'isolamento dei cavi elettrici è danneggiato..</li> <li>• Attendere qualche minuto se torna normale.</li> <li>• Altrimenti contattaci per assistenza</li> </ul>
Temp Over Fault	Temperatura oltre il limite <ul style="list-style-type: none"> <li>• Controllare se la temperatura dell'ambiente è eccessiva.</li> <li>• Altrimenti contattaci per assistenza</li> </ul>
BatConDir Fault	Errore di collegamento della batteria (più e meno invertiti) <ul style="list-style-type: none"> <li>• Controllare se polo positivo e negativo della batteria sono collegati al contrario</li> <li>• Altrimenti contattaci per assistenza</li> </ul>
Sample Fault	Il circuito di rilevamento guasto <ul style="list-style-type: none"> <li>• Scollegare PV +, PV- e batteria attendere qualche minuto e ricollegarli.</li> <li>• Altrimenti contattaci per assistenza</li> </ul>
Overload Fault	Sovraccarico in modalità EPS <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ridurre il carico sotto EPS, premere "ESC" per riavviare l'inverter</li> <li>• Altrimenti contattaci per l'assistenza</li> </ul>
EPS OCP Fault	Guasto di sovracorrente in modalità EPS <ul style="list-style-type: none"> <li>• Assicurarsi che la potenza del carico sia compresa nell'intervallo di potenza EPS..</li> <li>• Controllare se un carico non lineare è connesso all'EPS. Rimuovi questo carico</li> <li>• Altrimenti contattaci per assistenza</li> </ul>
Input Cnf Fault	Collegamento errato dei Pannelli Solari <ul style="list-style-type: none"> <li>• Verificare se due MPPT sono in parallelo. Si prega di collegare i due Mppt in modo indipendente.</li> <li>• Altrimenti contattaci per assistenza</li> </ul>

Faults	Diagnosis and solution
FWunmatched	Guasto della versione del firmware <ul style="list-style-type: none"> <li>• Controllare se la versione ARM corrisponde.</li> <li>• Altrimenti contattaci per assistenza</li> </ul>
BatPowerLow	Potenza della Batteria Basso <ul style="list-style-type: none"> <li>• Caricare la batteria.</li> <li>• Spegner e riavviare l'inverter.</li> <li>• Altrimenti contattaci per assistenza</li> </ul>
PhaseAngleFault	Angolo di sfasamento delle fasi Errato <ul style="list-style-type: none"> <li>• Controllare se la connessione AC è corretta</li> <li>• il sistema tornerà normale non appena la rete tornerà normale.</li> <li>• Altrimenti contattaci per assistenza</li> </ul>
PLL overTime Fault	PLL fuori tempo limite <ul style="list-style-type: none"> <li>• Controllare la connessione lato AC</li> <li>• il sistema tornerà normale non appena la rete tornerà normale.</li> </ul>
Parallel Fault	Guasto del parallelo <ul style="list-style-type: none"> <li>• Il sistema ha più di una macchina master.</li> <li>• Le versioni DSP1 sono diverse.</li> <li>• Altrimenti contattaci per assistenza</li> </ul>
Inter Com Fault	Guasto nella comunicazione interna Inter Com Fault <ul style="list-style-type: none"> <li>• Spegner il PV, la batteria e la rete, ricollegarli.</li> <li>• Altrimenti contattaci per assistenza.</li> </ul>
DSP System Fault	Sistema Guasto <ul style="list-style-type: none"> <li>• Contattaci per assistenza</li> </ul>
AC HCT Fault	Errore nel sensore di corrente lato AC <ul style="list-style-type: none"> <li>• Spegner il PV, la batteria e la rete e ricollegarli</li> </ul>
Inv EEPROM Fault	Guasto della EEPROM dell' Inverter <ul style="list-style-type: none"> <li>• Spegner il PV, la batteria e la rete, ricollegarli.</li> <li>• Altrimenti contattaci per assistenza.</li> </ul>
RCD Fault	Guasto: vi è della corrente residua nel dispositivo <ul style="list-style-type: none"> <li>• Controllare l'impedenza dell'ingresso lato CC e dell'uscita CA.</li> <li>• Scollegare PV +, PV- e batteria, ricollegarli.</li> <li>• Altrimenti contattaci per assistenza.</li> </ul>
EPS Relay Fault	Relè dell'EPS guasto <ul style="list-style-type: none"> <li>• Spegner completamente l'inverter e ri-accendere.</li> <li>• Altrimenti contattaci per assistenza</li> </ul>
Grid Relay Fault	Relè dell'EPS guasto <ul style="list-style-type: none"> <li>• Scollegare PV +, PV-, rete e batteria, ricollegarli..</li> <li>• Altrimenti contattaci per assistenza</li> </ul>
BatRelayFault	Altri errori del dispositivo <ul style="list-style-type: none"> <li>• Scollegare PV +, PV-, grid e batteria, ricollegarli.</li> <li>• Altrimenti contattarci per assistenza</li> </ul>

Faults	Diagnosis and solution
BMS_External_Err	Guasto batteria • Contattare fornitore batteria.
BMS_Internal_Err	Guasto batteria – Guasto interno • Contattare fornitore batteria
BMS_OverVoltage	Guasto Batteria – sovravoltaggio del BMS • Contattare fornitore batteria.
BMS_LowerVoltage	Guasto batteria – sottovoltaggio del BMS • Contattare fornitore batteria .
BMS_ChargeOCP	Guasto sovracorrente di carica della batteria • Contattare fornitore batteria .
BMS_DischargeOCP	Guasto Batteria:sovracorrente di scarica della batteria • Contattare fornitore batteria .
BMS_TemHigh	Guasto alta temperatura della batteria • Contattare fornitore batteria .
BMS_TemLow	Guasto batteria temperatura troppo bassa • Contattare fornitore batteria .
BMS_CellImbalance	Guasto Batteria:celle non bilanciate • Contattare fornitore batteria.
Mgr EEPROM Fault	Guasto Manager EEPROM • Spegnere il PV, la batteria e la rete, ricollegarli • Contattaci per assistenza
DSPunmatched	Guasto nella Versione DSP. • Si prega di verificare se la versione DSP1 è corretta. • Contattaci per assistenza.
Meter Fault	Guasto del Meter . • Controllare il funzionamento del Meter • Altrimenti contattaci per assistenza.

- Se il pannello delle informazioni dell'inverter non visualizza una spia di errore, controllare il seguente elenco per accertarsi il corretto funzionamento dell'unità.
  - L'inverter si trova in un luogo pulito, asciutto e adeguatamente ventilato?
  - Gli interruttori di ingresso CC sono stati aperti?
  - I cavi sono sufficientemente dimensionati e abbastanza corti?
  - Le connessioni di ingresso e uscita e il cablaggio sono in buone condizioni?
  - Le impostazioni della configurazione sono corrette per la tua installazione? Il pannello dello schermo e il cavo di comunicazione sono correttamente collegati e non danneggiati??

Contattare il servizio clienti SolaX per ulteriore assistenza. Prepararsi a descrivere i dettagli dell'installazione del sistema e fornire il modello e il numero di serie dell'unità.

## 9.2 Manutenzione periodica

Gli inverter non necessitano di alcuna manutenzione nella maggior parte delle condizioni, ma se l'inverter perde spesso potenza a causa del surriscaldamento, questo può essere il seguente motivo:

Le alette di raffreddamento sul retro sono coperte da sporcizia.

Pulire le alette di raffreddamento con un panno morbido asciutto o spazzolare se necessario.

Solo personale professionale addestrato e autorizzato è autorizzato a svolgere lavori di manutenzione e assistenza.

### Controlli Sicurezza

I controlli di sicurezza devono essere eseguiti almeno ogni 12 mesi, contattare il produttore per mandare una persona qualificata che abbia una formazione adeguata, ed esperienza pratica per eseguire questi test. (Si prega di notare che questa azione non è coperta da garanzia). Se il dispositivo non funziona correttamente o non supera il test, il dispositivo deve essere riparato. Per i dettagli sul controllo di sicurezza, fare riferimento a questo manuale, sezione 2 Istruzioni di sicurezza e direttive CE.

### » Manutenzione periodica

Solo personale qualificato può eseguire i seguenti lavori.

Durante il processo di utilizzo dell'inverter, l'operatore deve esaminare la macchina regolarmente.

Le operazioni da fare sono le seguenti.

1: Verificare che le alette di raffreddamento posteriori non siano coperte da sporcizia. Questo lavoro deve essere controllato di volta in volta.

2: Verificare che gli indicatori dell'inverter siano nello stato normale, verificare che i tasti dell'inverter siano nello stato normale, controllare se il display dell'inverter è normale. Questo controllo deve essere eseguito almeno ogni 6 mesi.

3: Verificare che i cavi di ingresso e di uscita non siano danneggiati o invecchiati. Questo controllo deve essere eseguito almeno ogni 6 mesi.

4: È necessario mantenere puliti i pannelli dell'inverter e controllare la loro sicurezza almeno ogni 6 mesi.

## 10. Smaltimento

### 10.1 Togliere l'Inverter

Disconnettere l'inverter dall'ingresso CC e dall'uscita AC. Attendere 5 minuti per scaricare i condensatori.

Disconnettere la comunicazione e i cablaggi di connessione opzionali. Rimuovere l'inverter dalla staffa.

Rimuovere la staffa se necessario

### 10.2 Imballo

Si prega di imballare l'inverter con la confezione originale.

Se imballo originale non è più disponibile, è anche possibile utilizzare un cartone equivalente che soddisfi i seguenti requisiti.

Adatto per carichi superiori a 30 kg. Con manico deve essere completamente chiuso.

### 10.3 Immagazzinamento e trasporto

Conservare l'inverter in un ambiente asciutto dove la temperatura ambiente sia sempre compresa tra -20 ° C e +60 ° C. Prenditi cura dell'inverter durante lo stoccaggio e il trasporto, tieni meno di 4 cartoni in una pila.

Quando l'inverter o altri componenti correlati devono essere smaltiti deve essere effettuato secondo le normative locali sulla movimentazione dei rifiuti.



---



## **Solax Power Network Technology(Zhe jiang) Co,. Ltd. (Solax Power Co,. Ltd)**

---

No.288 Shizhu Road, Tonglu Economic Development Zone,  
Tonglu City, Zhejiang Province, China.

**Tel:** +86 0571-56260011

**E-mail:** [info@solaxpower.com](mailto:info@solaxpower.com)





**Pylon Technologies Co., Ltd.**

No. 73, Lane 887, Zu Chongzhi Road, Zhangjiang Hi-Tech Park Pudong,  
Shanghai 201203, China

# Lithium-Ion Phosphate Battery

## PowerCube-X1 Product Manual

Information Version: 2.3

**Pylon Technologies Co., Ltd.**

No. 73, Lane 887, ZuChongzhi Road, Zhangjiang Hi-Tech Park  
Pudong, Shanghai 201203, China Zip Code: 201203

Tel: 021-51317699

Fax: 021-51317698

Email: [service@pylontech.com.cn](mailto:service@pylontech.com.cn)

Website: <http://www.pylontech.com.cn>



# Pylon Technologies Co., Ltd.

No. 73, Lane 887, Zu Chongzhi Road, Zhangjiang Hi-Tech Park Pudong,  
Shanghai 201203, China

This manual introduces PowerCube-X1 from Pylontech. PowerCube-X1 is a high voltage Lithium-Ion Phosphate Battery storage system. Please read this manual before you install the battery and follow the instruction carefully during the installation process. Any confusion, please contact Pylontech immediately for advice and clarification.

## Content

<b>1. SAFE HANDLING OF LITHIUM BATTERIES GUIDE.....</b>	<b>1</b>
Before Connecting.....	1
In Using.....	1
<b>2. INTRODUCTION.....</b>	<b>3</b>
2.1 features.....	3
2.2 Specifications.....	4
2.2.2 Battery Module.....	5
Battery Module Front Interface.....	6
2.2.3 Control Module (internal power supply).....	7
Definition of RJ45 Port Pin.....	8
LED Indicators Instructions.....	9
2.2.4 3 <sup>rd</sup> Level Control Module (MBMS).....	10
Under CAN Communication Mode between MBMS and BMS (battery string qty. $\leq 6$ set).....	10
Definition of RJ45 Port Pin.....	11
LED Indicators Instructions.....	12
<b>3. EMERGENCY SITUATIONS.....</b>	<b>13</b>

## 1. Safe handling of lithium batteries Guide



**Warning:** This product is a high voltage DC system, operated by authorized person only.



**Before installation or operation you must read <Operation Menu> carefully.**



**Warning**



**Read the product manual before operating the battery system!**

### Before Connecting

- 1) After unpacking, please check product and packing list first, if product is damaged or lack of parts, please contact with the local retailer;
- 2) Before installation, be sure to cut off the grid power and make sure the battery is in the turned-off mode;
- 3) Wiring must be correct, do not mistake the positive and negative cables, and ensure no short circuit with the external device;
- 4) It is prohibited to connect the battery and AC power directly;
- 5) Battery system must be well grounded and the resistance must be less than 100mΩ;
- 6) Please ensured the electrical parameters of battery system are compatible to related equipment;
- 7) Keep the battery away from water and fire.

### In Using

- 1) If the battery system needs to be moved or repaired, the power must be cut off and the battery is completely shutdown;
- 2) It is prohibited to connect the battery with different type of battery.
- 3) It is prohibited to put the batteries working with faulty or incompatible inverter;
- 4) It is prohibited to disassemble the battery (QC tab removed or damaged);
- 5) In case of fire, only dry powder fire extinguisher can be used, liquid fire extinguishers are prohibited;



## Pylon Technologies Co., Ltd.

No. 73, Lane 887, Zu Chongzhi Road, Zhangjiang Hi-Tech Park Pudong,  
Shanghai 201203, China



- 6) Please do not open, repair or disassemble the battery except staffs from Pylontech or authorized by Pylontech. We do not undertake any consequences or related responsibility which because of violation of safety operation or violating of design, production and equipment safety standards.

### Reminded

- 1) Please read the user manual carefully (in the accessories);
- 2) If the battery is stored for long time , it is required to charge them every six months, and the SOC should be no less than 80%;
- 3) Battery needs to be recharged within 12 hours, after fully discharged;
- 4) Do not expose cable outside;
- 5) All the battery terminals must be disconnected for maintenance;
- 6) Please contact the supplier within 24 hours if there is something abnormal.
- 7) The warranty claims are excluded for direct or indirect damage due to items above.



**Li-ion**





## 2. Introduction

PowerCube-X1 is a high voltage battery storage system based on lithium iron phosphate battery, is one of new energy storage products developed and produced by Pylontech, it can be used to support reliable power for various types of equipments and systems. PowerCube-X1 is especially suitable for application scene of high power, limited installation space, restricted load-bearing and long cycle life.

PowerCube-X1 has 2 levels BMS (battery management system ), which can manage and monitor cells information including voltage, current and temperature. What's more, BMS can balance cells charging and discharging to extend cycle life. Multiple batteries can connected in parallel to expand capacity and power in parallel for larger capacity and longer power supporting duration requirements.

### 2.1 features

- The whole module is non-toxic, non-polluting and environmentally friendly;
- Cathode material is made from LiFePO<sub>4</sub> with safety performance and long cycle life;
- Battery management system (BMS) has protection functions including over-discharge, over-charge, over-current and high/low temperature;
- The system can automatically manage charge and discharge state and balance current and voltage of each cell;
- Flexible configuration, multiple battery modules can be in serial for expanding voltage and capacity.
- Adopted self-cooling mode rapidly reduced system entire noise;  
The module has less self-discharged, up to 6 months without charging ion shelf; no memory effect, excellent performance of shallow charge and discharge;
- Working temperature range is from 0°C to 50°C, with excellent discharge performance and cycle life;
- Small size and light weight, standard of 19-inch embedded designed module is comfortable for installation and maintenance;

**Caution:** PowerCube-X1 without soft-start circuit. So must choose the Inverter, which has soft-start function, otherwise has the risk of equipment breakdown.



# Pylon Technologies Co., Ltd.

No. 73, Lane 887, Zu Chongzhi Road, Zhangjiang Hi-Tech Park Pudong,  
Shanghai 201203, China

## 2.2 Specifications

No.	Product Type	PowerCube-X1 (336V50AH)
1	Cell Technology	Li-ion(LFP)
2	Battery System Capacity(kWh)	16.8
3	Battery System Nominal Voltage(Vdc)	336
4	Battery System Capacity(AH)	50
5	Battery Controller Name	SC0500-100
6	Battery Module Name	H48050
7	Battery Module Quantity(pcs)	7
8	Battery Module Capacity(kWh)	2.4
9	Battery Module Voltage(Vdc)	48
10	Battery Module Capacity(AH)	50
11	Battery Module Cell Quantity(pcs)	15
12	Battery System Charge Upper-Voltage(Vdc)	378
13	Battery System Charge Current(Standard)	10
14	Battery System Charge Current(Normal)	25
15	Battery System Charge Current(Max.)	50
16	Battery System Discharge lower-Voltage(Vdc)	310
17	Battery System Discharge Current(Standard)	10
18	Battery System Discharge Current(Normal)	25
19	Battery System Discharge Current(Max.)	50
20	Efficiency	95%
21	Depth of Discharge	90%
22	Dimension(W*D*H,mm)	600*505*1300
23	Communication	RS485\CAN
24	Protection Class	IP20
25	Weight (kg)	224.5
26	Operation Life(Years)	10
27	Operation Temperature(°C)	0~50
28	Storage Temperature(°C)	-20~60
29	Product Certificate	TUV, CE
30	Transfer Certificate	UN38.3
31	Other: 1) Battery Controller Dimensions(W*D*H) 2) Battery Module Dimensions (W*D*H)	442*390*132 442*390*100



**Remark:** The parameter will be changed when the battery modules in different series (3~7 pcs battery modules).



# Pylon Technologies Co., Ltd.

No. 73, Lane 887, Zu Chongzhi Road, Zhangjiang Hi-Tech Park Pudong,  
Shanghai 201203, China

## 2.2.2 Battery Module



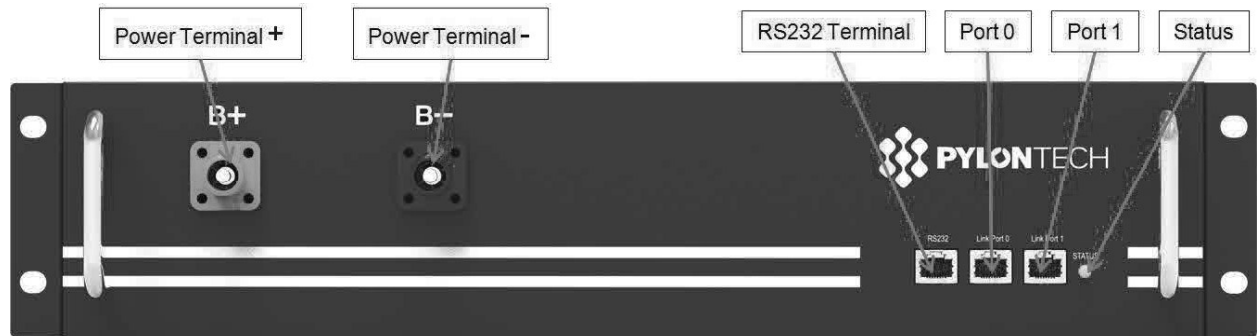
No.	Product Type	H48050
1	Cell Technology	Li-ion (LFP)
2	Battery Module Capacity (kWh)	2.4
3	Battery Module Voltage (Vdc)	48
4	Battery Module Capacity (AH)	50
5	Battery Module Quantity (pcs)	30
6	Battery Cell Capacity (Wh)	80
7	Battery Cell Voltage (Vdc)	3.2
8	Battery Cell Capacity (AH)	25
9	Battery Module Cell Quantity in Series (pcs)	15
10	Battery Module Charge Voltage (Vdc)	54
12	Battery System Charge Current (Standard)	10
13	Battery Module Charge Current (Normal)	25
14	Battery Module Charge Current (Max.)	50
15	Battery Module Discharge lower-Voltage (Vdc)	45
16	Battery System Discharge Current (Standard)	10
17	Battery Module Charge Current (Normal)	25
18	Battery Module Charge Current (Max.)	50
19	Efficiency	96%
20	Depth of Discharge	90%
21	Dimension (W*D*H, mm)	442*390*100
22	Communication	RS485 / CAN
23	Protection Class	IP20
24	Weight	24
25	Operation Life	10+Years
26	Operation Cycle Life	4000
27	Operation Temperature	0~50℃
28	Storage Temperature	-20~60℃
29	Product Certificate	VDE2510-50; IEC62619, IEC62477-1, IEC62040, CE
30	Transfer Certificate	UN38.3



# Pylon Technologies Co., Ltd.

No. 73, Lane 887, Zu Chongzhi Road, Zhangjiang Hi-Tech Park Pudong,  
Shanghai 201203, China

## Battery Module Front Interface



### Power Terminal +/-

To connect battery series power cables.

### Status

Status light: to show the battery module's status (RUN ●, Alarm ● and Protection ●).

### RS232 Terminal

Console Communication Terminal: (RJ45 port) follow RS232 protocol, for manufacturer or professional engineer to debug or service.

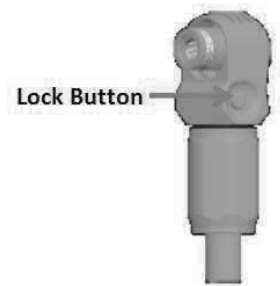
### Link Port 0, 1

Link Port 0, 1 Communication Terminal: (RJ45 port) follow RS485 protocol, for communication between multiple serial battery modules and control module.

### Power Terminals

Power cable terminals: there are two pair of terminals with same function, one connect to equipment, the other one paralleling to other battery module for capacity expanding. For each single module, each terminal can achieve charging and discharging function.

For power cables uses water-proofed AMPHENOL connectors. It must keep pressing this Lock Button during pulling out the power plug.







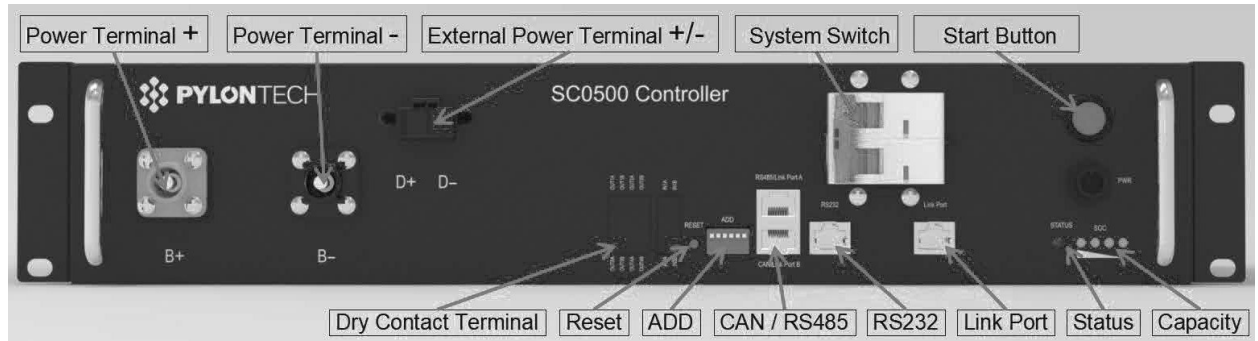
# Pylon Technologies Co., Ltd.

No. 73, Lane 887, Zu Chongzhi Road, Zhangjiang Hi-Tech Park Pudong,  
Shanghai 201203, China

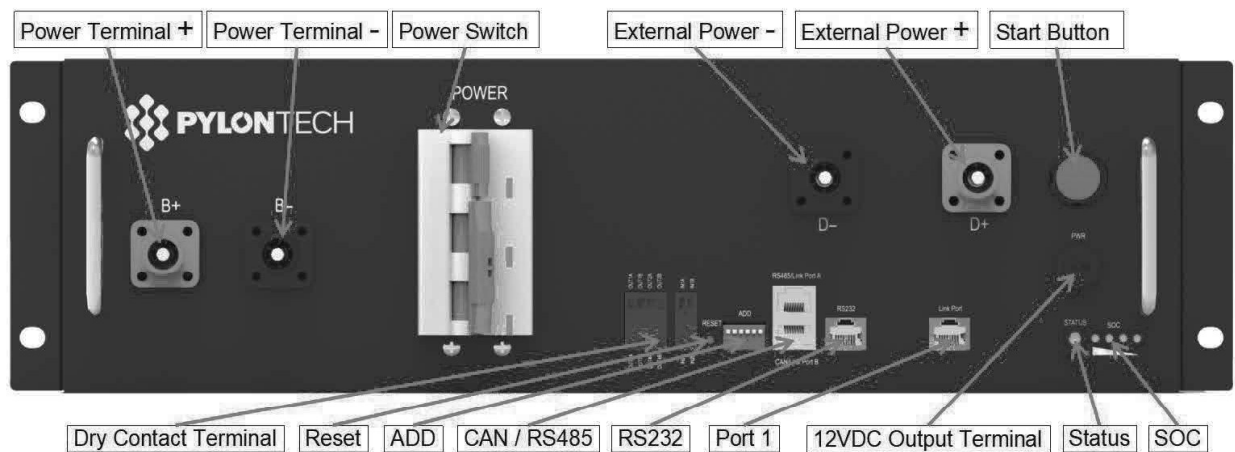
## 2.2.3 Control Module (internal power supply)

Control Module has two types: **SC0500-40S (max. 37A)**, **SC0500-100S (max. 50A)**.

### Control Module (SC0500-40S) Front Interface



### Control Module (SC0500-100S) Front Interface



#### Power Terminal +/-

To connect battery power cables in series.

#### Power Switch

Switch the battery system's (control module and high voltage DC power) ON/OFF.



**Caution:** When the breaker is tripped off because of over current or short circuit, must wait after 30min to turn on it again, otherwise may cause the breaker damage.

#### External Power Terminal +/-

Connect battery system with Inverter.

#### Dry Contact Terminal

Dry Contact Terminal: provided 2 input and 4 output dry contact signal.

#### Reset

Reset Button: Long press this button to restart the battery system.

## ADD

ADD Switch is a 6 bit dial switches to manually distribute the communication address of the battery system. Nether position is OFF, means "0". Upper position is ON, means "1". For BMS, 1st bit to 5th bit is for address allocation, and the 6th bit dial switch support a 120Ω resistance (Terminal Resistance).



## Start

Start Button: press more than 5sec until the buzzer rings, to start the battery module, power output ready.

## CAN / RS485

CAN Communication Terminal: (RJ45 port) follow CAN protocol, for communication between battery system and Inverter.

RS485 Communication Terminal: (RJ45 port) follow RS485 protocol, for communication between battery system and Inverter.

## RS232 Terminal

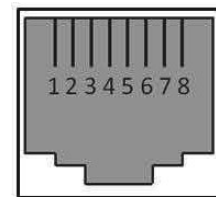
Console Communication Terminal: (RJ45 port) follow RS232 protocol, for manufacturer or professional engineer to debug or service.

## Link Port 1

Link Port 1 Communication Terminal: (RJ45 port) follow CAN protocol, for communication between multiple serial battery modules and control module.

## Definition of RJ45 Port Pin

No.	CAN	RS485	RS232 Pin
1	---	---	---
2	GND	---	---
3	---	---	TX
4	CANH	---	---
5	CANL	---	---
6	---	GND	RX
7	---	RS485A	---
8	---	RS485B	GND



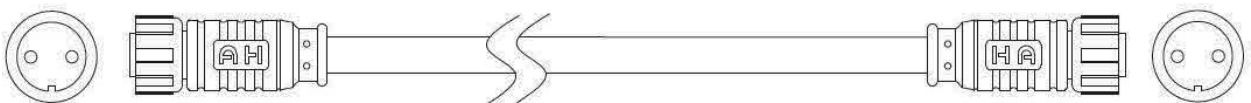
RJ45 Port



RJ45 Plug

## 12VDC Output Terminal

Power supply for 3<sup>rd</sup> level control module, with 12VDC cable:



## Status



# Pylon Technologies Co., Ltd.

No. 73, Lane 887, Zu Chongzhi Road, Zhangjiang Hi-Tech Park Pudong,  
Shanghai 201203, China

Status light: to show the battery module's status (RUN●, Alarm and Protection●).

## LED Status Indicators

✧ Battery capacity indicator: 4 green lamps, each light represent 25% capacity.

## LED Indicators Instructions

Battery Statues	Protection / Alarm / Normal	RUN	ALM	PRC	Capacity SOC				Descriptions
		●	●	●	●	●	●	●	
Shut Down		Off	Off	Off	Off	Off	Off	Off	All off
Sleep	Normal	Flash 1	Off	Off	Off	Off	Off	Off	Indicates Sleep Mode, to save the power.
Standby	Normal	Flash 1	Off	Off	Off	Off	Off	Off	Indicates save power mode.
	Alarm	Off	Light	Off	Off	Off	Off	Off	Indicates the battery is low.
Standby	Normal	Flash 1	Off	Off	Off	Off	Off	Off	Indicates Standby
Charge	Normal	Light	Off	Off	The highest capacity indicator LED flashes (flash 2), others lighting				The highest capacity indicator LED flashes (flash 2), others lighting
	Alarm	Off	Light	Off					
	Protection	Off	Off	Light	Off	Off	Off	Off	Stop charging, PRC lighting
Discharge	Normal	Flash 3	Off	Off	Indicate based on capacity				Indicate based on capacity
	Alarm	Off	Light	Off					
	Protection	Off	Off	Light					Stop discharging, PRC lighting
Abnormal	Protection	Off	Off	Light	Off	Off	Off	Off	Stop charging/discharging, PRC lighting

**Note:** The flashing instructions, flash 1 –0.25s light / off 3.75 seconds; flash 2 - 0.5s light / 0.5s off; flash 3 - 0.5s light / 1.5s off.

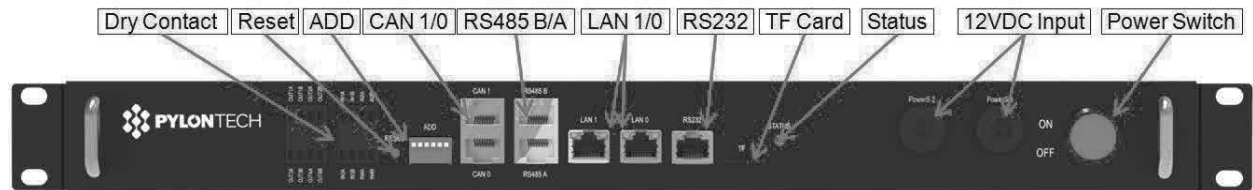
## 2.2.4 3<sup>rd</sup> Level Control Module (MBMS)

MBMS is the controller for multiple battery piles in parallel connection.

If the power supply is 220Vac, an adaptor (220Vac to 12Vdc) will be provided.



Serial Number	Product Model	MBMS1000
1	Operating voltage range	12 Vdc
2	Communication interface	CAN*2/RS485*2/Ethernet*2
3	Output dry contact interface	4 groups
4	Input dry contact interface	2 groups
5	System Consumption	2W
6	Size	442*190*44mm
7	Protection degree	IP20
8	Weight (kg)	5
9	Working temperature	-20~60℃
10	Storage temperature	-40~80℃



**Dry Contact Terminal** OUT1A/OUT1B...OUT4A/OUT4B, IN1A/IN1B/IN2A/IN2B

Dry Contact Terminal: provided 2 way input and 4 ways output dry contact signal.

**Reset** Reset

Reset Button: Long press this button to restart the battery system.

**ADD** ADD

**Under CAN Communication Mode between MBMS and BMS (battery string qty. ≤6 set)**

The MBMS's ADD Switch shall set as "1000X<sub>1</sub>X<sub>0</sub>" with 1<sup>st</sup> bit at '1' always. The last 2 bits are terminal resistances;

X<sub>1</sub> address should correspond with CAN1 port connection, X<sub>0</sub> address should correspond with CAN0 port connection.

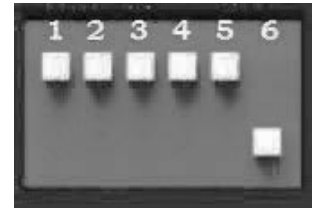
When the external communication is via CANBUS, and if this equipment requires terminal resistance, then X<sub>0</sub>/X<sub>1</sub> should be set to "1". If this equipment not require terminal resistance, then X<sub>0</sub>/X<sub>1</sub> should be set to "0"; If there are multiple external devices communicate with MBMS via CANBUS, then the X<sub>0</sub>/X<sub>1</sub> shall follow varying external device requirement.

The BMS's first five bits must set in below <**BMS's Address Configure Table**>. The last (farthest position) BMS's terminal resistance must set in "1" (X=1), and other BMS's terminal resistance must set in "0".

The address is configured follow ASCII code: ("X" is terminal resistance).

**BMS's Address Configure Table:**

Battery String	Address Bit
1	10000X
2	01000X
3	11000X
4	00100X
5	10100X
6	01100X



## CAN / RS485

## RS485; CAN

CAN Communication Terminal: (RJ45 port) follow CAN protocol, for communication between battery system and PCS.

RS485 Communication Terminal: (RJ45 port) follow RS485 protocol, for communication between battery system and PCS.

## RS232 Terminal

## RS232

Console Communication Terminal: (RJ45 port) follow RS232 protocol, for manufacturer or professional engineer to debug or service.

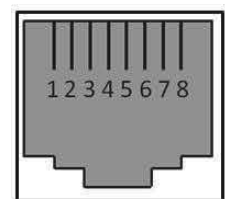
## Link Port

## Link Port

Link Port Communication Terminal: (RJ45 port) follow RS485 protocol, for communication between multiple serial battery modules and control module.

## Definition of RJ45 Port Pin

No.	CAN	RS485	RS232 Pin	Link Port Pin
1	---	---	---	---
2	GND	---	---	GND
3	---	---	TX	---
4	CANH	---	---	CANH
5	CANL	---	---	CANL
6	---	GND	RX	---
7	---	RS485A	---	---
8	---	RS485B	GND	---



**RJ45 Port**



**RJ45 Plug**



# Pylon Technologies Co., Ltd.

No. 73, Lane 887, Zu Chongzhi Road, Zhangjiang Hi-Tech Park Pudong,  
Shanghai 201203, China

## Status

Status light: to show the battery module's status (RUN●, Alarm● and Protection●).

## LED Status Indicators

✧ Battery capacity indicator (No.8 Figure 2-1): 4 green lamps, each light represent 25% capacity.

## LED Indicators Instructions

Battery Statuses	Protection / Alarm / Normal	RUN	ALM	PRC	Capacity SOC				Descriptions
		●	●	●	●	●	●	●	
Shut Down		Off	Off	Off	Off	Off	Off	Off	All off
Sleep	Normal	Flash 1			Off	Off	Off	Off	
	Alarm		Light		Off	Off	Off	Off	
Standby	Normal	Flash 1	Off	Off	Off	Off	Off	Off	Indicates Standby
Charge	Normal	Light	Off	Off	The highest capacity indicator LED flashes (flash 2), others lighting				
	Alarm	Off	Light	Off					
	Protection	Off	Off	Light	Off	Off	Off	Off	Stop charging, ALM lighting
Discharge	Normal	Flash 3	Off	Off	Indicate based on capacity				
	Protection	Off	Light	Light	Off	Off	Off	Off	Stop discharging, ALM lighting

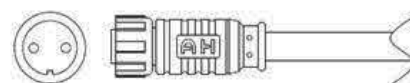
**Note:** The flashing instructions, flash 1 - light 0.25s / off 3.75 seconds; flash 2 - 0.5s light / 0.5s off; flash 3 - 0.5s light / 1.5s off.

## Power Output Switch

Turn ON/OFF the MBMS power, and ON/OFF the power output of external power of control modules.

## 12VDC Input

Take 12VDC power from outside (from control module or AC/DC adaptor).





## 3. Emergency Situations

### 1) Leaking Batteries

If the battery pack leaks electrolyte, avoid contact with the leaking liquid or gas. If one is exposed to the leaked substance, immediately perform the actions described below.

Inhalation: Evacuate the contaminated area, and seek medical attention.

Contact with eyes: Rinse eyes with flowing water for 15 minutes, and seek medical attention.

Contact with skin: Wash the affected area thoroughly with soap and water, and seek medical attention.

Ingestion: Induce vomiting, and seek medical attention.

### 2) Fire

NO WATER! Only dry powder fire extinguisher can be used; if possible, move the battery pack to a safe area before it catches fire.

### 3) Wet Batteries

If the battery pack is wet or submerged in water, do not let people access it, and then contact Pylontech or an authorized dealer for technical support.

### 4) Damaged Batteries

Damaged batteries are dangerous and must be handled with the utmost care. They are not fit for use and may pose a danger to people or property. If the battery pack seems to be damaged, pack it in its original container, and then return it to Pylontech or an authorized dealer.

#### NOTE:

Damaged batteries may leak electrolyte or produce flammable gas. If such damage occurs, please contact Pylontech: [service@pylontech.com.cn](mailto:service@pylontech.com.cn)



# Pylon Technologies Co., Ltd.

No. 73, Lane 887, Zu Chongzhi Road, Zhangjiang Hi-Tech Park Pudong,  
Shanghai 201203, China



## Pylon Technologies Co., Ltd.

No. 73, Lane 887, ZuChongzhi Road, Zhangjiang Hi-Tech Park  
Pudong, Shanghai 201203, China

T+86-21-51317699 | F +86-21-51317698

[Eservice@pylontech.com.cn](mailto:Eservice@pylontech.com.cn)

[Wwww.pylontech.com.cn](http://www.pylontech.com.cn)





# **Lithium-Ion Phosphate Energy Storage System PowerCube-X1 Operation Manual**

**Information Version: 2.3**

---

This manual introduces PowerCube-X1 from Pylontech. PowerCube-X1 is a high voltage Lithium-Ion Phosphate Battery storage system. Please read this manual before you install the battery and follow the instruction carefully during the installation process. Any confusion, please contact Pylontech immediately for advice and clarification.

## Content

<b>1. SAFETY .....</b>	<b>1</b>
1.1 Symbol.....	1
<b>2. SYSTEM INTRODUCE .....</b>	<b>3</b>
2.1 Product Introduce.....	3
The parameter of system.....	3
2.2 System Diagram.....	4
2.2.1 Multiple battery string parallel connection via CAN communication between MBMS and BMS diagram (battery string qty. ≤6 sets) .....	4
2.2.2 Diagram between BMS and battery modules: .....	4
<b>3. INSTALLATION .....</b>	<b>5</b>
3.1 Tools.....	5
3.2 Safety Gear.....	5
3.3 System Working Environments Checking .....	6
3.3.1 Cleaning.....	6
3.3.2 Temperature.....	6
3.3.3 Cooling System.....	6
3.3.4 Heating System.....	6
3.3.5 Fire-extinguisher System.....	6
3.3.6 Grounding System .....	6
3.4 Package Items.....	7
Accessories.....	7
Unpacking and check the Packing List: .....	7
3.5 Handling and placement.....	9
3.5.1 Handling and placement of the battery module .....	9
3.5.2 Handling and placement of the rack.....	9
3.5.3 The fix and installation of the rack .....	9
3.5.4 Control Module (BMS) and all Battery Modules install into the Rack.....	9
3.5.5 Install the MBMS into a 19' standard rack [On the top of BMS, or use the rack configured by user] .....	10
3.6 Cables connection.....	10
3.6.1 Attention:.....	10
3.6.2 Cables Connection.....	11
CAN Communication Mode between MBMS and BMS (battery string qty.≤6 sets).....	11
CAN Communication Mode between MBMS and BMS Cable Diagram: .....	12
3.6.3 ADD Switch Setting (Address Assignment) .....	13
3.6.3.1 Under communication for single BMS (battery string qty. 1 set) .....	13

---

3.6.3.2 Under CAN Communication Mode between MBMS and BMS (battery string qty. ≤6 set) .....	13
3.6.3.3 Multi MBMS Communication Mode .....	13
3.6.4 System turns on .....	14
3.6.5 System turns off .....	16
<b>4. SYSTEM DEBUG .....</b>	<b>18</b>
<b>5. MAINTENANCE .....</b>	<b>19</b>
5.1 Trouble Shooting:.....	19
5.2 Replacement of main component .....	21
5.2.1 Replacement of Battery Module .....	21
5.2.2 Replacement of Control Module (BMS) .....	22
5.2.3 Replacement of 3 <sup>rd</sup> level Control Module (MBMS) .....	22
5.3 Battery Maintenance .....	23
<b>6. STORAGE RECOMMENDATIONS.....</b>	<b>24</b>
<b>7. SHIPMENT .....</b>	<b>24</b>
<b>ANNEX 1: CABLE CONNECTION DIAGRAM .....</b>	<b>25</b>
<b>ANNEX 2: INSTALLATION AND SYSTEM TURN ON PROGRESS LIST .....</b>	<b>26</b>
<b>ANNEX 3: SYSTEM TURN OFF PROGRESS LIST .....</b>	<b>28</b>

## 1. Safety

The PowerCube-X1 is a high voltage DC system, operated by skilled/qualified personnel only. Read all safety instructions carefully prior to any work and observe them at all times when working on with the system.

### Incorrect operation or work may cause:




- injury or death to the operator or a third party;
- damage to the system hardware and other properties belonging to the operator or a third party.

### Skills of Qualified Personnel

Qualified personnel must have the following skills:

- training in the installation and commissioning of the electrical system, as well as the dealing with hazards;
- knowledge of this manual and other related documents;
- knowledge of the local regulations and directives.

#### 1.1 Symbol

	<b>Danger</b>	<b>Lethal voltage!</b> <ul style="list-style-type: none"><li>● Battery strings will produce high voltage DC power and can cause a lethal voltage and an electric shock.</li><li>● Only qualified person can perform the wiring of the battery strings.</li></ul>
	<b>Warning</b>	<b>Risk of battery system damage or personal injury</b> <ul style="list-style-type: none"><li>● DO NOT pull out the connectors while the system is operating!</li><li>● De-energize from all multiple power sources and verify that there is no voltage.</li></ul>
	<b>Caution</b>	<b>Risk of battery system failure or life cycle reduction.</b>



**Read the product manual before operating the battery system!**



**Danger:** Batteries deliver electric power, resulting in burns or a fire hazard when they are short circuited, or wrongly installed.

**Danger:** Lethal voltages are present in the battery terminals and cables. Severe injuries or death may occur if touch the cables and terminals.



**Warning:** DO NOT open or deform the battery module, otherwise the product will be out of warranty scope

**Warning:** Whenever working on the battery, wear suitable personal protective equipment (PPE)

---

such as rubber gloves, rubber boots and goggles.

**Warning:** PowerCube-X1 system working temperature range: 0°C~50°C; Optimum temperature: 18°C~28°C. Out of the working temperature range may cause the battery system over / low temperature alarm or protection which further lead to the cycle life reduction as well as. It will affect the warranty terms as well.



**Caution:** Improper settings or maintenance can permanently damage the battery.

**Caution:** Incorrect inverter parameters will lead to a further faulty/damage to battery.



**Li-ion**



## 2. System Introduce

### 2.1 Product Introduce

PowerCube-X1 is a high voltage battery storage system based on lithium iron phosphate battery, which is one of the new energy storage products developed and produced by Pylontech. It can be used to support reliable power for various types of equipment and systems. PowerCube-X1 is especially suitable for those application scene which required high power output, limited installation space, restricted load-bearing and long cycle life.

#### The parameter of system

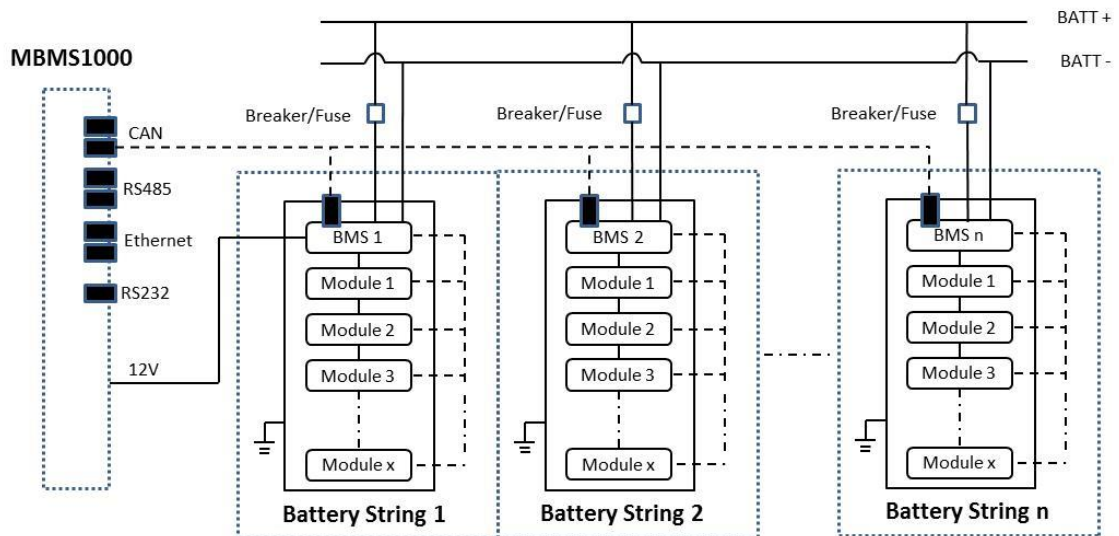
No.	Product Type	PowerCube-X1 (336V50AH)
1	Cell Technology	Li-ion(LFP)
2	Battery System Capacity(kWh)	16.8
3	Battery System Nominal Voltage(Vdc)	336
4	Battery System Capacity(AH)	50
5	Battery Controller Name	SC0500-40/100
6	Battery Module Name	H48050
7	Battery Module Quantity(pcs)	7
8	Battery Module Capacity(kWh)	2.4
9	Battery Module Voltage(Vdc)	48
10	Battery Module Capacity(AH)	50
11	Battery Module Cell Quantity(pcs)	15
12	Battery System Charge Upper-Voltage(Vdc)	378
13	Battery System Charge Current(Standard)	10
14	Battery System Charge Current(Normal)	25
15	Battery System Charge Current(Max.)	50
16	Battery System Discharge lower-Voltage(Vdc)	310
17	Battery System Discharge Current(Standard)	10
18	Battery System Discharge Current(Normal)	25
19	Battery System Discharge Current(Max.)	50
20	Efficiency	95%
21	Depth of Discharge	90%
22	Dimension(W*D*H,mm)	600*505*1300
23	Communication	RS485\CAN
24	Protection Class	IP20
25	Weight (kg)	224.5
26	Operation Life(Years)	10
27	Operation Temperature(°C)	0~50
28	Storage Temperature(°C)	-20~60
29	Product Certificate	TUV, CE
30	Transfer Certificate	UN38.3
31	Other: 1) Battery Controller Dimensions(W*D*H) 2) Battery Module Dimensions (W*D*H)	442*390*132 442*390*100



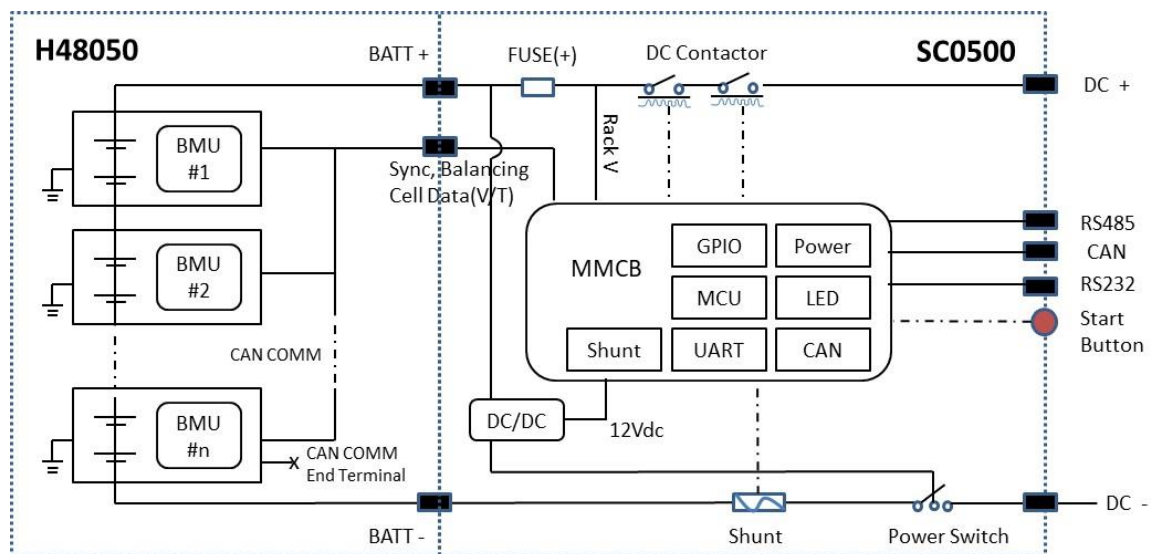
**Remark:** The parameter will be changed when the battery modules in different series (3~7 pcs battery modules).

## 2.2 System Diagram

### 2.2.1 Multiple battery string parallel connection via CAN communication between MBMS and BMS diagram (battery string qty. $\leq 6$ sets)



### 2.2.2 Diagram between BMS and battery modules:



### 3. Installation

Please check every installation step in detail at <Annex 2: Installation and System Turn ON Progress List> during the install.

#### 3.1 Tools

The following tools are required to install the battery pack:

		
Wire Cutter	Crimping Modular Plier	Cable Ties
		
Screw Driver Set	Electric Screw Driver	1000VDC Multimeter
		
Adjustable Wrench	Sleeve Piece	

#### NOTE

Use properly insulated tools to prevent accidental electric shock or short circuits.

If insulated tools are not available, cover the entire exposed metal surfaces with available insulated alternatives, except their tips, with electrical tape.

#### 3.2 Safety Gear

It is recommended to wear the following safety gear when dealing with the battery pack



Insulated gloves



Safety goggles



Safety shoes



---

### 3.3 System Working Environments Checking

#### 3.3.1 Cleaning



The battery system has high voltage connectors. The cleaning condition will affect the isolation performance of the system.

Before installation and system power on, the dust and iron scurf must be removed to keep a clean environment. And the environment must have certain anti-dust ability.

Dust and humidity condition shall be regularly checked during the system continuous operation. If it's detected the above two elements are not in the working range, the system shall be stopped for cleaning purpose.



**Danger:** the power cables and plugs will have high voltage DC power from serial connected battery modules (battery module has active DC power at terminal all the time), must be careful to handle the Power Plugs.

#### 3.3.2 Temperature



PowerCube-X1 system working temperature range: 0°C~50°C; Optimum temperature: 18°C~28°C.

**Caution:** Out of the working temperature range will cause the battery system over / low temperature alarm or protection which further lead to the cycle life reduction.

#### 3.3.3 Cooling System



It is essential to equip a cooling system to keep the battery system in a relevant temperature range.

**Caution:** Out of the working temperature range will cause the battery system over / low temperature alarm or protection which further lead to the cycle life reduction.

#### 3.3.4 Heating System



It is essential to equip a heating system to keep the battery system in a relevant temperature range. If the environment is lower than 0°C, the system may be shut down for protection purpose. It is necessary to open the heating system at first.

**Caution:** Out of the working temperature range will cause the battery system over / low temperature alarm or protection which further lead to the cycle life reduction.

#### 3.3.5 Fire-extinguisher System



The room must be equipped with fire-extinguisher system for safety purpose.

The fire system needs to be regularly checked to be in normal condition. Refer to the using and maintenance requirements please follow local fire equipment guidance.

#### 3.3.6 Grounding System



Before the battery installation must make sure the grounding point of the basement is stable and reliable. If the battery system is installed in an independent equipment cabin (e.g. container), must make sure the grounding of the cabin is stable and reliable.

**The resistance of the grounding system must  $\leq 100m\ \Omega$**

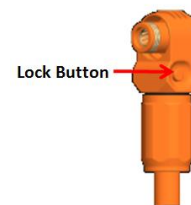
### 3.4 Package Items

#### Accessories

The type and quantity of the accessories are subject to the battery packing list.

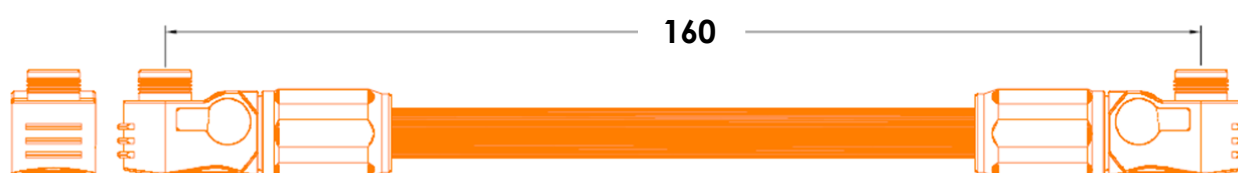
#### NOTE

Power cable uses water-proofed connectors. It must keep pressing this Lock Button during pulling out the power plug.

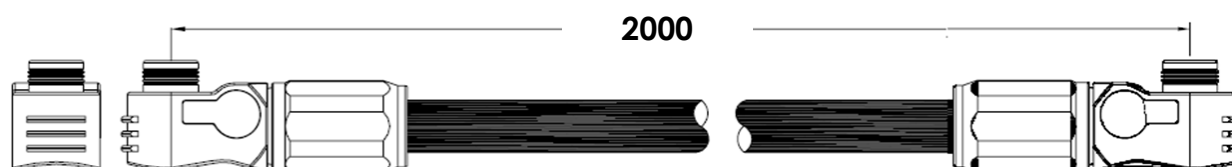


#### Unpacking and check the Packing List:

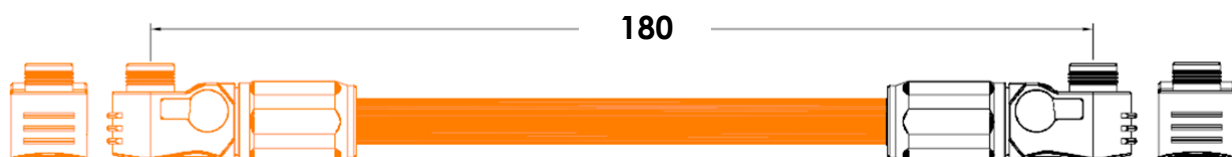
Power Cable + (Battery Module and Main Controller Serial Connection)	Orange/0.16m/4AWG/2 Orange Surlok Terminal	pcs	1
----------------------------------------------------------------------	--------------------------------------------	-----	---



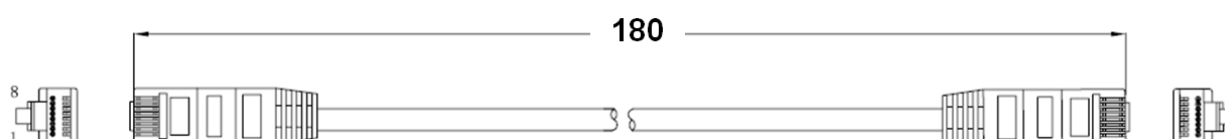
Power Cable - (Battery Module and Main Controller Serial Connection)	Black/2m/4AWG/2 Black Surlok Terminal	pcs	1
----------------------------------------------------------------------	---------------------------------------	-----	---



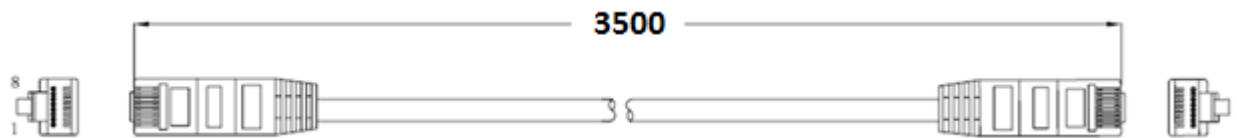
Power Cable (Battery Module Upper and Lower Serial Connection)	Orange/0.18m/4AWG/1 Orange & 1 Black Surlok Terminal	pcs	14
----------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------	-----	----



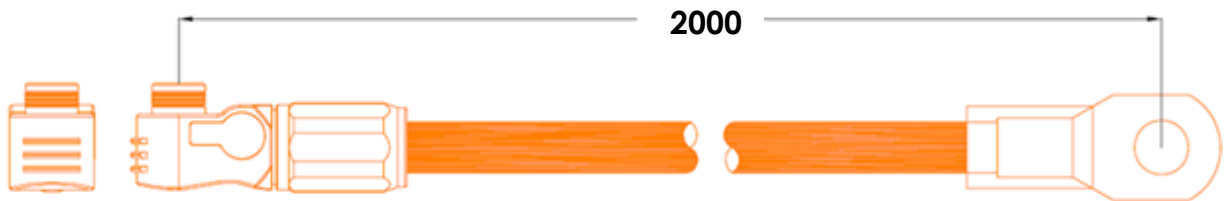
Battery Cascade Communication Cable (0.18m)	Black/0.18m/8 Core Super 5th Class Twisted-pair Wire/RJ45	pcs	15
---------------------------------------------	-----------------------------------------------------------	-----	----



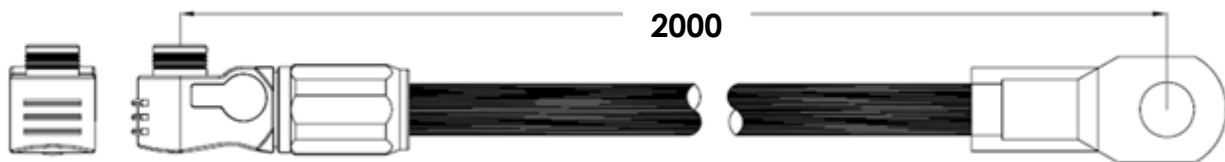
External Battery CAN Communication Cable (direct)	Black/3.5m/Super 5th Class Twisted-pair Wire/2 RJ45 terminal	pcs	1
---------------------------------------------------	--------------------------------------------------------------	-----	---



External Power Cable +	Orange/2m/4AWG/SURLOK Terminal/25-8 Terminal	pcs	1
------------------------	-------------------------------------------------	-----	---

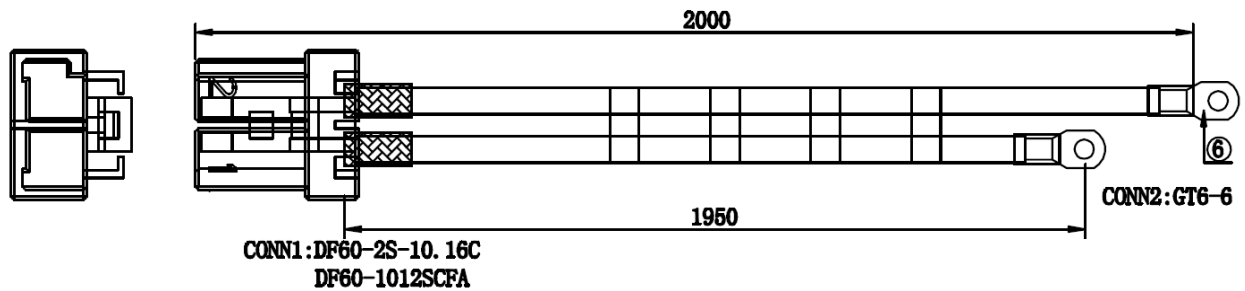


External Power Cable -	Black/2m/4AWG/SURLOK Terminal/25-8 Terminal	pcs	1
------------------------	------------------------------------------------	-----	---



**For SC0500-40S control module:**

External Power Cable -/+	Black-Red/2m/10AWG/HRS-DF60/G T6-6 Terminal	pcs	1
--------------------------	------------------------------------------------	-----	---



### 3.5 Handling and placement



**Warning:** The battery rack is IP00. It must be installed in a restricted access area;

**Warning:** PowerCube-X1 is a high voltage DC system, operated by qualified and authorized personnel only.



#### 3.5.1 Handling and placement of the battery module

Single battery module is 24kg. If without handling tools must have more than 1 man to handling with it.

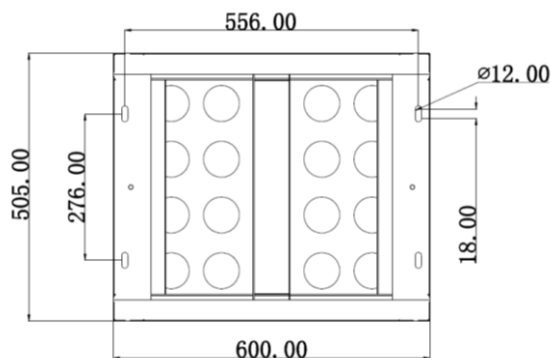
#### 3.5.2 Handling and placement of the rack

If without handling tools must have more than 4 men to handling with it.

#### 3.5.3 The fix and installation of the rack

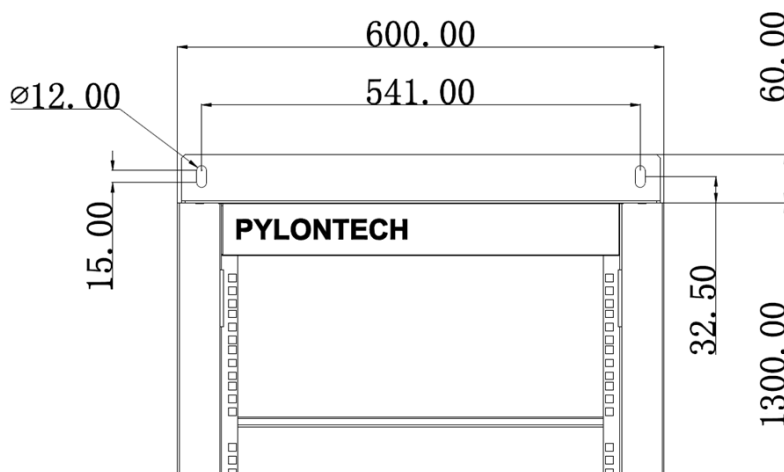
The rack must be fixed on the basement and carriage on the wall with M10 screws.

**Battery rack basement holes bitmap (unit: mm):**



Front side

**Battery rack wall fixed holes bitmap (unit: mm):**



#### 3.5.4 Control Module (BMS) and all Battery Modules install into the Rack

- Install the **buckle nuts**. The position of nuts must meet the position of the control module (BMS)

and all battery modules.

- Install the control module (BMS) and all battery modules in. Each module uses 4 **screws** to fix.



### 3.5.5 Install the MBMS into a 19' standard rack [On the top of BMS, or use the rack configured by user]

- Install the **buckle nuts**. The position of nuts must meet the position of the MBMS.
- Install the MBMS in. Uses 4 **screws** to fix.

## 3.6 Cables connection

### 3.6.1 Attention:



**Danger:** The battery system is high voltage DC system. Must make sure the grounding of the rack is stable and reliable.

**Danger:** All the plugs and sockets of the power cables must be **from orange to orange and black to black**. Otherwise it will cause personal injury.



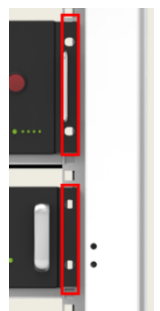
**Danger:** No short circuit or reserved connection of the battery system's positive and negative port.

**Caution:** Wrong communication cables connection will cause the battery system failure.



### Grounding

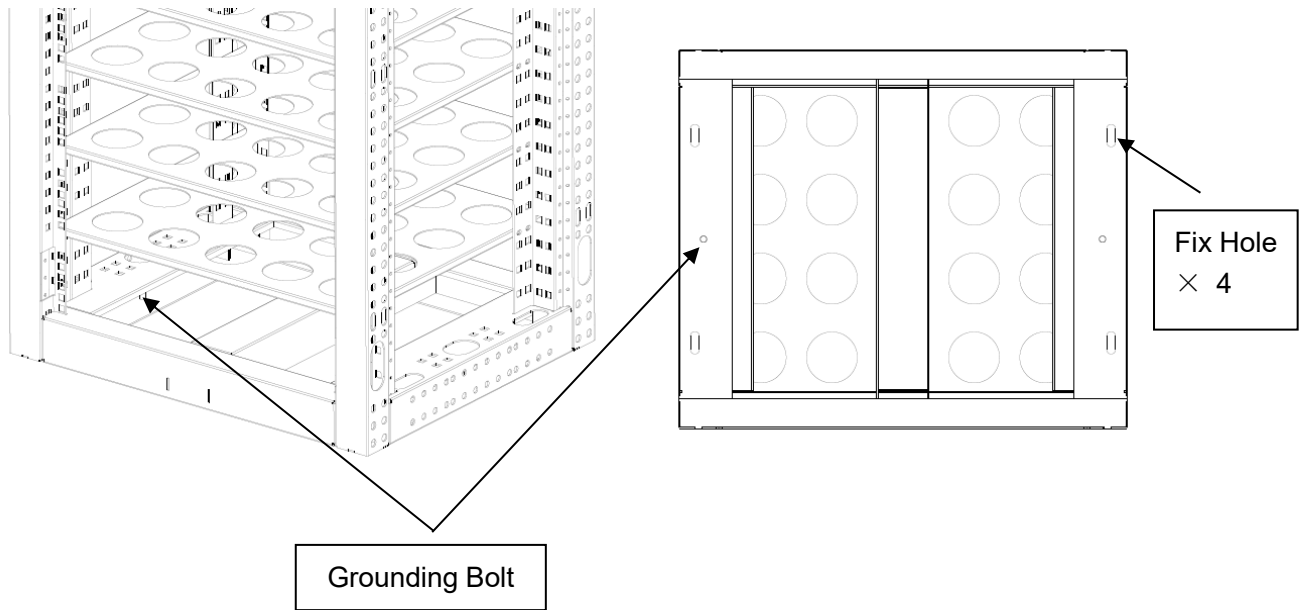
The PowerCube-X1 modules' grounding is based on metal directly touch between the module's surface and rack's surface. So it don't need grounding cables at all. If uses normal rack, it should remove the paint at the corresponding grounding point.



### Rack Grounding:

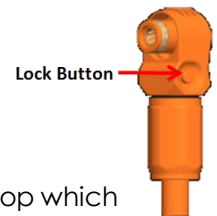
If there is a grounding metal frame outside the rack, for example, the metal angle steel frame at the bottom of the container, the fix hole of the fix frame can be fixed directly with the metal frame of the container. Then through the grounding of the container to ensure reliable grounding.

If want connect the ground cable, it can be connected to the M8 grounding bolt on the frame base. Grounding cable must  $\geq 10\text{AWG}$ .



### 3.6.2 Cables Connection

**Note:** Power cable uses water-proofed connectors. It must keep pressing this Lock Button during pulling out the power plug.

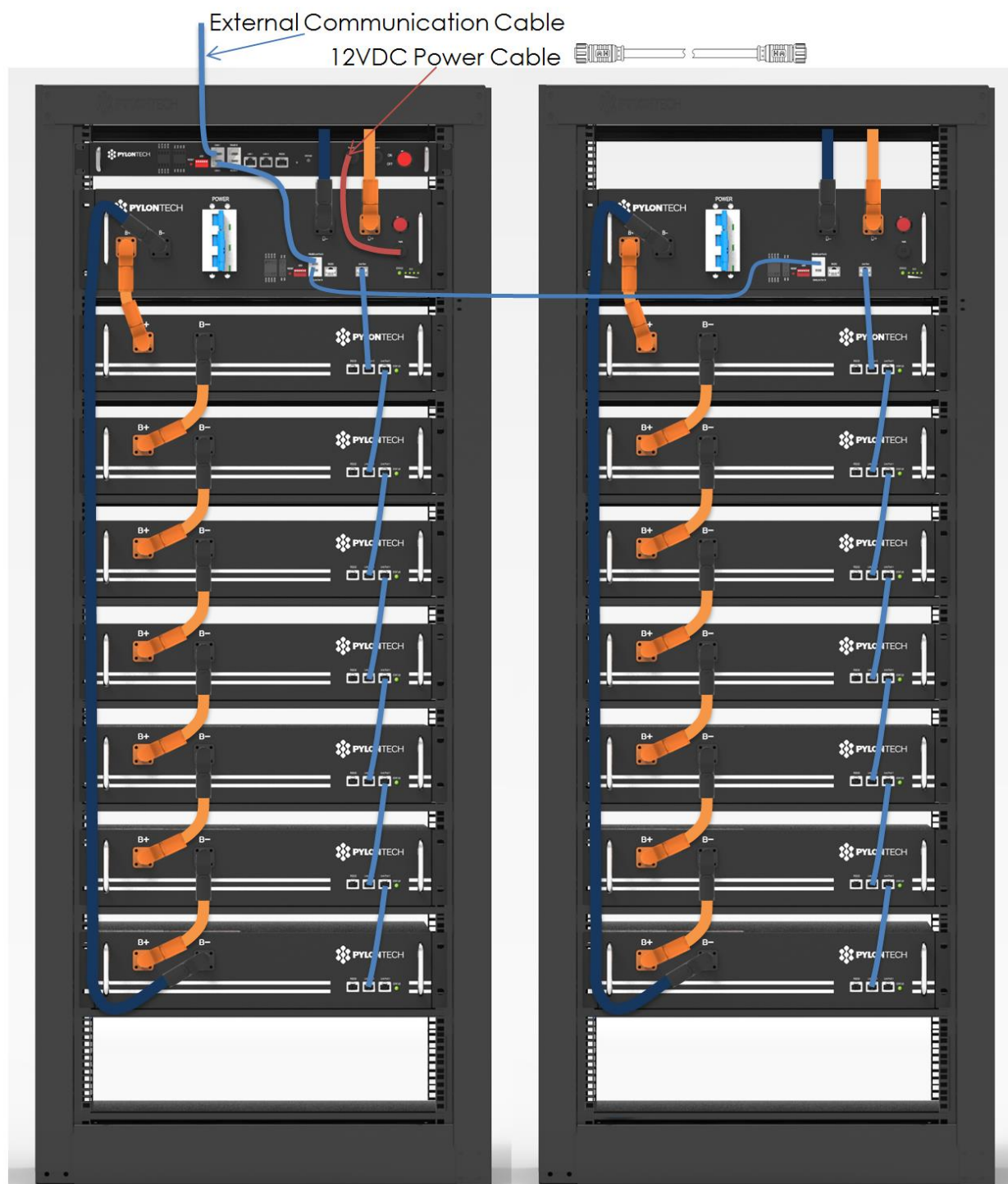


If there are more than 1 rack of PowerCube-X1, there will require a MBMS on the top which aggregate information from all the BMS and communicate with inverter/PCS.

#### **CAN Communication Mode between MBMS and BMS (battery string qty. $\leq 6$ sets)**

When system configured PowerCube-X1  $\leq 6$  sets. The communication between PowerCube-X1s uses CAN cascade communication mode. The communication between the MBMS and the BMS of 1<sup>st</sup> PowerCube-X1 uses CAN communication mode.

## CAN Communication Mode between MBMS and BMS Cable Diagram:



**Note:** The 1<sup>st</sup> PowerCube-X1 should be installed nearest to the MBMS.

### 3.6.3 ADD Switch Setting (Address Assignment)

**ADD Switch BMS** is a 6 bit dial switches to manually distribute the communication address of the battery system. Nether position is OFF, means "0". Upper position is ON, means "1". 1<sup>st</sup> bit to 5<sup>th</sup> bit is for address, and the 6<sup>th</sup> bit dial switch support a 120  $\Omega$  resistance (**Terminal Resistance**).



**ADD Switch MBMS** is a 6 bit dial switches to manually distribute the communication address of the battery system. Nether position is OFF, means "0". Upper position is ON, means "1". 1<sup>st</sup> bit to 4<sup>th</sup> bit is for address, the 5<sup>th</sup> and the 6<sup>th</sup> bit dial switch support a 120  $\Omega$  resistance (Terminal Resistance).



#### 3.6.3.1 Under communication for single BMS (battery string qty. 1 set)

The BMS's first five bits must set in below <**BMS's Address Configure Table**>. The last BMS's terminal resistance must set in "1" (X=1);

**The address is configured follow ASCII code: ("X" is terminal resistance).**

**BMS's Address Configure Table:**

CAN	Modbus	Address dial bit
0	1	00000X
1	1	10000X
2	2	01000X
3	3	11000X
4	4	00100X
5	5	10100X
6	6	01100X

#### 3.6.3.2 Under CAN Communication Mode between MBMS and BMS (battery string qty. $\leq 6$ set)

The BMS's first five bits must set in below <**BMS's Address Configure Table**>. The last BMS's terminal resistance must set in "1" (X=1), and other BMS's terminal resistance must set in "0".

**The address is configured follow ASCII code: ("X" is terminal resistance).**



**BMS's Address Configure Table:**

The MBMS's ADD Switch set with "000011". The last 2 bits are terminal resistances.

Note: the 1<sup>st</sup> to 4<sup>th</sup> bit dial for MBMS refer to 3.6.3.3

Battery String	Address Bit
1	10000X
2	01000X

CAN	MODBUS	address bit
0	1	0000
1	1	00100X
2	2	0100
3	3	10100X
4	4	0110
5	5	1010
6	6	0110
7	7	1110
8	8	0001
9	9	1001
10	10	0101
11	11	1101
12	12	0011
13	13	1011
14	14	0111
15	15	1111

#### 3.6.3.3 Multi MBMS Communication Mode

In some project it configures multi Energy Storage Systems. In



this case will have multi MBMS. The address of MBMS must follow <MBMS's Address Configure Table>

### 3.6.4 System turns on

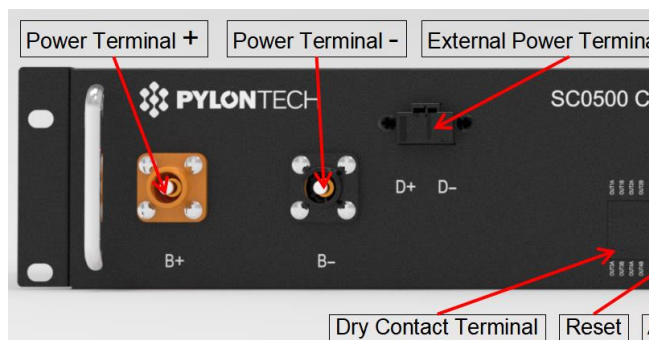
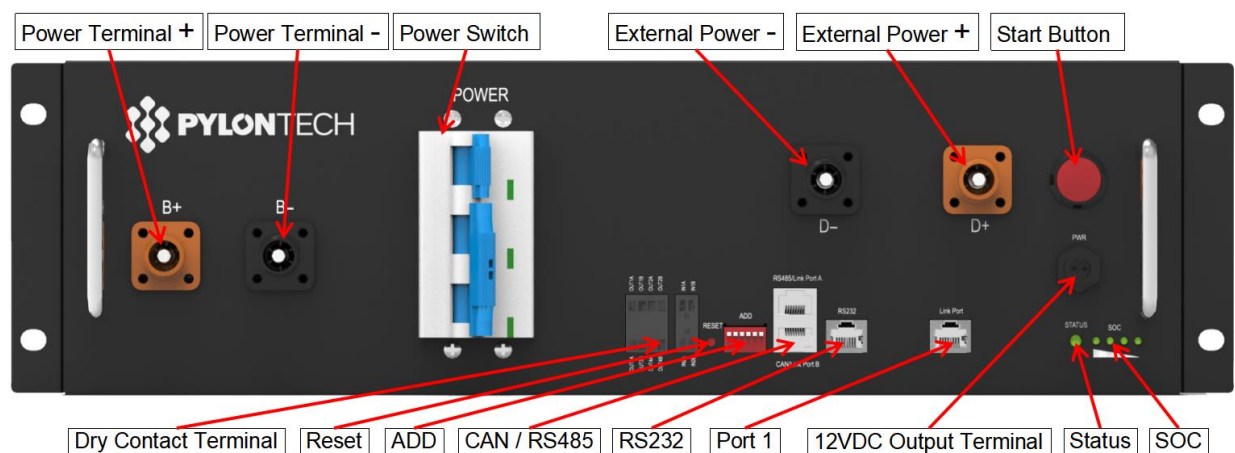


Double check all the power cables and communication cables. Make sure the voltage of the PCS is same level with the battery system. Check all the power switch of every battery system is OFF.

**Warning:** MBMS must be turned on after all battery strings self-check finish.

System turns on step:

- (1) Switch the external power or inverter/PCS on, to make sure all the power equipment can work normally.
- (2) Turn on the 1<sup>st</sup> BMS (Battery Control Modules) of battery string:  
The second BMS must be operated after the first battery string's self-check is successful.  
From 1<sup>st</sup> BMS to the last BMS Then turn on the battery strings on one by one.



- Turn on the "POWER SWITCH":





**Caution:** The time interval between every time switch OFF/ON the "Power Switch" shall >3 minutes.

**Caution:** When the breaker is tripped off because of over current or short circuit, must wait after 30min to turn on it again, otherwise may cause the breaker damage.



- Turn on the "Start Button":

Press and hold the Start Button for **more than 5sec**



开机：长按至蜂鸣器响

**Power on:** Press and hold ≥5sec till the buzzer rings

until the buzzer rings, the LED indicator on front panel will light on if the start-up is successful;



- System start process:

The battery string's system will check itself, if work normal the battery string system will go to self-check mode.

If the BMS and all battery modules are working normally, every status LED will lighting green, that's mean self-check are pass. Self-check will be finish within 10sec.

If long press the start button within 30s, the "STATUS" lamp will flash red, it is to remind that the black start function is forbidden within 30s.

If the BMS can't receive communication from upper equipment because of the communication is off, the "STATUS" lamp will light red after 30sec. That doesn't means failure existed, it means this battery string is OK while the external communication is off.



**Warning:** If has failure during the self-check, must debug the failure then can start next step.

If the "STATUS" lamp shows red from beginning, it means there has some failure in the battery string, the Power Relays in BMS will open, must debug at first.

**Note:** The LED lamp will be off in 20sec without any operation.



**Caution:** During first time power on, the system will require to do fully charge progress for SOC calibration purpose.

**Caution:** The whole Battery Energy Storage System (BESS) after installation or restart the system when long time not in using should charge it to full at first. There will be a regularly (3 month) fully charge requesting during continuous operation as well, it will be handled automatically by the communication between BESS and external device.

- Black-start function:

The system's relay can be closed by pressing the start button 5s.

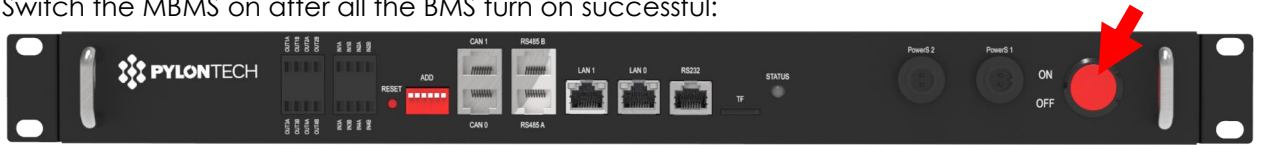
And it is necessary to press the start button of the BMS which is connected with MBMS when



you want to use black-start function.

**Warning:** if the black-start function is used, the terminal of DC “+” and DC “-” will be electricity dangerous with high DC voltage output.

(3) Switch the MBMS on after all the BMS turn on successful:



And check whether MBMS is working. The “STATUS” lamp will light green.

When the voltage difference between strings is smaller than the parameter, the battery string will do the parallel operation. Then the power relays in BMS will switch ON after 30 seconds. The “STATUS” lamp of the BMS will light green;

When the voltage difference between strings is bigger than the parameter, the battery string will NOT do the parallel operation, the “STATUS” lamp of the BMS will light red, but it is normal; Such battery string will be paralleled in during charging stage automatically.

**Note:** If the MBMS can't build communication with other equipment, the system can't work normally. External device should communicate with battery system through LAN, CAN or RS485. Otherwise maybe cause battery system work abnormal.



**Caution:** During first time power on, the system will require to do fully charge progress for SOC calibration purpose.

**Caution:** The whole Battery Energy Storage System (BESS) after installation or restart the system when long time not in using should charge it to full at first. There will be a regularly (3 month) fully charge requesting during continuous operation as well, it will be handled automatically by the communication between BESS and external device.

### 3.6.5 System turns off

When failure or before service, must turn the battery storage system off:

- (1) Soft-off the PCS through PCS's control panel.
- (2) Turn off the switch between PCS and battery string (PowerCube-X1), or turn off the power switch of PCS, to make sure no current transmission through battery string and PCS.
- (3) Turn off the “Power Switch” of the BMS.



- (4) Turn off the “Power Switch” of the MBMS. If the ESS configures only single battery without MBMS, then ignore this operation step.





(5) Turn off the UPS if configured.

The UPS can turn on if have equipment must keep running can't turn off. Otherwise must turn off the UPS to save its power.



**Caution:** Before change the battery module for service, must charge/discharge the replaced battery same voltage to the other in system battery modules. Otherwise the system need long time to do the balance for this replaced battery module.

#### NOTE

**After installation, DO NOT forget to register online for full warranty:**

[www.pylontech.com.cn/service/support](http://www.pylontech.com.cn/service/support)

---

## 4. System Debug

This system debug is for BESS system (Battery Energy Storage System). BESS system can't do the debug itself. It must operation with configured UPS, PCS and EMS system together.

Debug Step	Content
Prepare of debug.	Turn on the BESS system, refer to chapter 3. Before turn on the whole BESS system turn on the load is <b>not allowed!</b> Remark: Except the BESS, if other equipments have its own system turn on step, must follow its own system operation manual.
System function test.	Each component system debug: <b>Power supply</b> Check if the External Power Supply (e.g. UPS) is working normally. <b>Communication Test:</b> Check the communication between the BESS system and communicated devices normal or not, has alarm or not. <b>Power Conversion System Test:</b> Before conjoint test must test the Inverter System turn on progress at first. And check the parameters meet BESS requirement or not. <b>BESS Test:</b> Charge/Discharge test; Test stop charging, stop discharging, current limiting functions, etc. <b>Caution:</b> Before turn on the BESS system must setup all the parameters of the PCS and EMS at first.
Monitor function test. (If configured.)	Check whether the data of the BESS system is showing on the monitor system normally.
EMS conjoint test (If configured.)	If the EMS system has running monitor requirements, check if the BESS system is following EMS instructions.
Trial operation test.	After the system debugged, run the system a period as test (testing with low load), to test the high voltage DC system is fit for the contract.

## 5. Maintenance

### 5.1 Trouble Shooting:



**Danger:** The PowerCube-X1 is a high voltage DC system, operated by qualified and authorized person only.

**Danger:** Before check the failure, must check all the cables connection and setting of ADD Switches are right or not (refer to chapter 3), and the BESS system can turn on normally or not.

No	Problem	Possible Reason	Solution
1	Turn on the BMS. All battery modules' status LED is not working.	<ul style="list-style-type: none"><li>● The DC/DC power board or control board is failure.</li><li>● The communication cable from BMS to the first battery module is broken</li><li>● Power cable is broken;</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>● Change the control module (BMS module)..</li><li>● Change the broken communication cable;</li><li>● Check all the power cables and connections are fine or not;</li></ul>
2	Turn on the BMS. The Status LED for BMS is not working. But all battery modules' status LED is lighting green.	<ul style="list-style-type: none"><li>● The control board is failure.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>● Change the control module (BMS module).</li></ul>
3	Turn on the BMS. The Status LED is lighting red. But all battery modules' status LED is lighting green.	<ul style="list-style-type: none"><li>● This battery string is under protection. It is possible Over Current Protection or Failure Protection.</li><li>● Communication cables failure;</li><li>● Battery String is reversed connection.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>● Through the monitor or maintenance software check the battery cell, battery module has alarm or not.</li><li>● Check the Communication Cables;</li><li>● <b>Reversed connection is serious danger!</b></li></ul>
4	The BMS's Status LED is lighting red and some the battery module's status LED is lighting green but some is lighting red.	<ul style="list-style-type: none"><li>● This battery string is under protection. It is possible Over Current, Over Voltage, Low Voltage, Over Temperature, Low Temperature or Failure Protection.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>● Use the monitor or maintenance software to check the battery cell, battery module has protection and failure or not.</li></ul>
5	Cannot close the power Switch.	<ul style="list-style-type: none"><li>● DC Output breaker is fault.</li></ul>	Check the DC output breaker is fault or not. If it is fault, change the control module (BMS module).
5	Open the Power Relay Switch, but the relay can't be open.	<ul style="list-style-type: none"><li>● The main control board is failure.</li><li>● The wire of the output</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>● Change the control module (BMS module).</li><li>● Check the wire got loose</li></ul>

		relay, or the wire of the power relay switch in the BMS is broken	or broken? Fix it. Or the control module (BMS module).
5	Turn on the BMS. The Status LED is flashing red.	Self-check can't pass.	If something is wrong, please contact with seller or sells agent.
6	Turn on the BMS. The Status LED is lighting red. And the buzzer is noising.	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Output relay is non-separable switching,.</li> <li>● The buzzer is failure ;</li> <li>● Output relay False alarm;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Check the output relay. If fault find out the short circuit reason. Change the relay or the control module (BMS module).</li> <li>● Change the control module (BMS module).</li> </ul>
7	Turn on the BMS. The Status LED shows normal. But the output relay can't be actuation.	<ul style="list-style-type: none"> <li>● The wire of the output relay or the wire of the power relay switch in the BMS is broken.</li> <li>● Power Relay Switch is open;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Check the wire got loose or broken? Fix it. Or change the control module (BMS module).</li> <li>● Close the Power Relay Switch.</li> </ul>
8	Turn on the BMS. The one and the following of the battery module's Status LED lighting red or not lighting.	<ul style="list-style-type: none"> <li>● This battery module has failure;</li> <li>● Its communication cable failure;</li> <li>● Its Address Distribution failure.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Change this battery module;</li> <li>● Check the communication cable;</li> <li>● Check by professional stuff.</li> </ul>
9	Single Cell is over voltage/ low voltage. (Check through the monitor or maintenance software.)	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Cell voltage sampling failure.</li> <li>● Cell failure;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Check the wires of cell sampling module;</li> <li>● Change this battery module.</li> </ul>
10	Battery module shows the temperature is -40℃. (Check through the monitor or maintenance software.)	The wires of temperature sampling failure.	Check the wires of temperature sampling module. Or change this battery module.
11	Another failure	Cell failure or electrical board failure.	Can't find out failure point or can't check. Please contact with distributor or Pylontech.

## 5.2 Replacement of main component



**Danger:** The PowerCube-X1 is a high voltage DC system, operated by qualified and authorized person only.

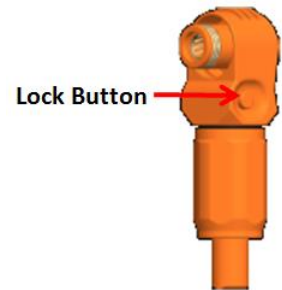
**Danger:** Before replace the main component must shut off the maintenance battery string's power. Must confirm the **D+** and **D-** terminal are without power. The turn off progress refer to chapter 3.6.5.

### 5.2.1 Replacement of Battery Module

5.2.1.1 Use a charger to charge the new battery module and existing module to full (SOC 100%)

5.2.1.2 Turn off the whole battery string's power. Must confirm the **D+** and **D-** terminal are without power. The turn off progress refer to chapter 3.6.5.

5.2.1.3 Pull out the Plug of Power Cable +/- . Pull out the plug of communication cable.



**Danger:** the power cables and plugs still have high voltage DC power from serial connected battery modules (battery module can't be turned off), must be careful to handle the Power plugs with insulated tools.

5.2.1.4 Dismantle the 4 screws of the battery module's front face.



5.2.1.5 Handle the battery module out of the rack, and put it to the appoint place.



**Warning:** Single battery module is 24kg. If without handling tools must more than 1 personnel to handling with it. If install in high place of the rack it must more than 2 personnel.

5.2.1.6 Install the new battery module (see before 5.2.1.1). And connect the cables. Refer to chapter 3.5.

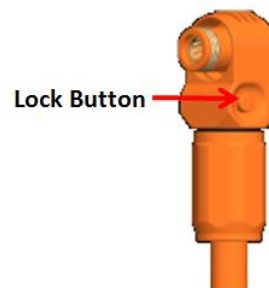
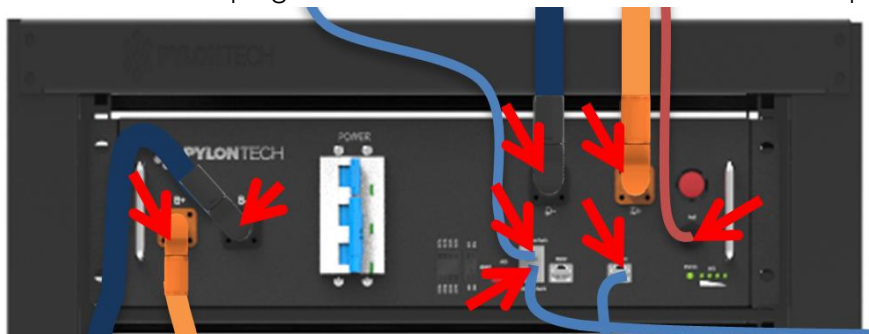
5.2.1.7 Turn on this battery string. Refer to chapter 3.6.



## 5.2.2 Replacement of Control Module (BMS)

5.2.1.1 Turn off the whole battery string's power. Must confirm the **D+** and **D-** terminal are without power. The turn off progress refer to chapter 3.6.5.

5.2.2.2 Pull out the plugs of Power Cables and the communication plugs.



**Danger:** the power cables still have high voltage DC power from another battery modules, must be careful to handle the Power plugs.

5.2.2.3 Dismantle the 4 screws of the battery module's front face.



5.2.2.4 Install the new control module (BMS). And reconnect all the cables. Refer to chapter 3.5.

5.2.2.5 Turn on this battery string. Refer to chapter 3.6.



**Caution:** Before pull out the communication cables must mark the cable number, to avoid cable wrong sequence.

## 5.2.3 Replacement of 3<sup>rd</sup> level Control Module (MBMS)

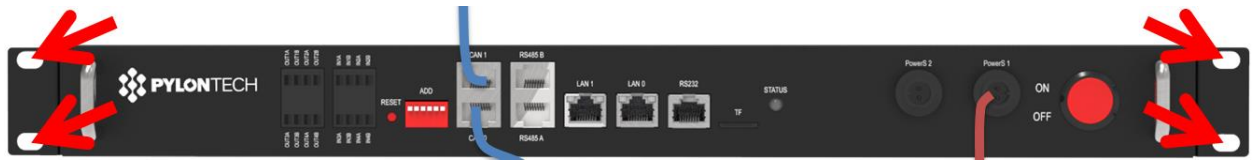
5.2.3.1 Turn off the Power Switch. Refer to chapter 3.6.5.



**Caution:** Turn off this MBMS will stop the power output of belonging whole Battery Energy Storage System.



5.2.3.2 Dismantle the 4 screws.



5.2.3.3 Install the new MBMS inside. And reconnect the cables. Refer to chapter 3.5.

5.2.3.4 Turn on this MBMS. Refer to chapter 3.6.



**Caution:** Before pull out the communication cables must mark the cable number, to avoid cable wrong sequence.



### 5.3 Battery Maintenance

**Danger:** The maintenance of battery must done by qualified and authorized personnel only.

**Danger:** Some maintenance items must turn off at first.

#### 5.3.1 Voltage Inspection:

**[Periodical Maintenance]** Check the voltage of battery system through the monitor system. Check the system abnormal voltage or not. For example: Single cell's voltage is abnormal high or low.

#### 5.3.2 SOC Inspection:

**[Periodical Maintenance]** Check the SOC of battery system through the monitor system. Check the battery string abnormal SOC or not.

#### 5.3.3 Cables Inspection:

**[Periodical Maintenance]** Visual inspect all the cables of battery system. Check the cables has broken, aging, getting loose or not.

#### 5.3.4 Balancing:

**[Periodical Maintenance]** The battery strings will become unbalance if long time not be full charged. Solution: every 3 month should do the balancing maintenance (charge to full), normally it will been done automatically by the communication between system and external device.

#### 5.3.5 Output Relay Inspection:

**[Periodical Maintenance]** Under low load condition (low current), control the output relay OFF and ON to hear the relay has click voice, that's mean this relay can off and on normally.

#### 5.3.6 History Inspection:

**[Periodical Maintenance]** Analysis the history record to check has accident (alarm and protection) or not, and analysis its reason.

#### 5.3.7 Shutdown and Maintenance:

**[Periodical Maintenance]**

Some system function must be maintenance during the EMS restart, it is recommended to maintenance the system every 6 months.

---

## 6. Storage Recommendations

For long-term storage (more than 3 months), the battery cells should be stored in the temperature range of 5~45°C, relative humidity <65% and contains no corrosive gas environment.

The battery module should be shelved in range of 5~45°C, dry, clean and well ventilated environment. Before storage the battery should be charged to 50~55% SoC;

It is recommended to active the chemical (discharge and charge) of the battery every 3 months, and the longest discharge and charge interval shall not exceed 6 months.

Caution: If not follow the above instructions for long term store the battery, The cycle life will have relative heavily reduction.



## 7. Shipment

Battery module will pre-charged to 50%SOC or according to customer requirement before shipment. The remaining capacity of battery cell, after shipment and before charge, is determined by the storage time and condition.

1. The battery modules meet the UN38.3 certificate standard.
2. In particular, special rules for the carriage of goods on the road and the current dangerous goods law, specifically ADR (European Convention on the International Carriage of Dangerous Goods by Road), as amended, must be observed.

## Annex 1: Cable connection diagram



## Annex 2: Installation and System Turn ON Progress List

Tick after completion	No.	Item	Remark
<input type="checkbox"/>	1	The environment is meeting all technical requirements. 3.3.1 Cleaning 3.3.2 Temperature 3.3.3 Radiating System 3.3.4 Heating System 3.3.5 Fire-extinguisher System 3.3.6 Grounding System	Refer to chapter 3.3
<input type="checkbox"/>	2	Battery rack is installed follow the technical requirements.	Refer to chapter 3.5.3.
<input type="checkbox"/>	3	Control Module (BMS) and Battery Module are installed well.	Refer to chapter 3.5.4.
<input type="checkbox"/>	4	The MBMS are installed well. (If configured.)	Refer to chapter 3.5.5.
<input type="checkbox"/>	5	Connect <b>External Power Cable +/-</b> between each BMS to the PCS or confluence cabinet.	Refer to chapter 3.6.2.
<input type="checkbox"/>	6	Connect power cables of each battery string.	Refer to chapter 3.6.2.
<input type="checkbox"/>	7	Connect communication cables of each battery string.	Refer to chapter 3.6.2.
<input type="checkbox"/>	8	Set up ADD switch of every BMS and the MBMS (Address Assignment).	Refer to chapter 3.6.3.
<input type="checkbox"/>	9	Connect external communication cables from BMS to BMS, MBMS, inverter, PCS or another.	Refer to chapter 3.6.2.
<input type="checkbox"/>	10	Connect the communication cable from MBMS to the PCS.	Refer to chapter 3.6.2.
<input type="checkbox"/>	11	Double check every <b>power cables, communication cables</b> installed well. And <b>ADD Switches</b> are setting right.	Refer to chapter 3.6.2 and 3.6.3.
<input type="checkbox"/>	12	Check the UPS is turned on. And the UPS is power supplying. (If configured)	Refer to chapter 3.6.4.
<input type="checkbox"/>	13	Switch the external power or PCS on, to sure all the power equipments can work normally.	Refer to chapter 3.6.4.
<input type="checkbox"/>	14	Turn the BMS (Battery Control Modules) of each battery string on (from 1 <sup>st</sup> BMS to the last, one by one) <ul style="list-style-type: none"> <li>● Turn on the "Power Switch":</li> <li>● Turn on the "Start Button":</li> <li>● The battery string's system will check itself, if work normal the battery string system will goes into self-check mode.</li> </ul> <p>If has failure during the self-check, must debug the failure then can start next step.</p>	Refer to chapter 3.6.4.

---

<input type="checkbox"/>	15	<p>If every battery string are working normally.</p> <p>Then <b>switch the MBMS on</b>. The MBMS will self-check and check each battery string one by one.</p>	Refer to chapter 3.6.4.
<input type="checkbox"/>	16	<p>The first installation should do full charging progress.</p> <p>After MBMS has communicated with each BMS, it will run parallel operation. It will begin from lowest voltage battery string to do the parallel operation during the charging.</p> <p>If the status LED of BMS turns to green, it means this battery string is in parallel operation.</p>	The first installation should do full charging progress.

---

### Annex 3: System Turn OFF Progress List

Tick after completion	No.	Item	Remark
<input type="checkbox"/>	1	Soft-off the PCS through PCS's control panel.	Refer to chapter 3.6.5.
<input type="checkbox"/>	2	Turn off the switch between PCS and this battery string (PowerCube-X1), or turn off the power switch of PCS, to make sure no current through this battery string.	Refer to chapter 3.6.5.
<input type="checkbox"/>	3	Turn off all the "Power Switch" of the BMS.	Refer to chapter 3.6.5.
<input type="checkbox"/>	4	Turn off the "Power Switch" of the MBMS.	Refer to chapter 3.6.5.
<input type="checkbox"/>	5	Turn off the UPS. (If configured.) <ul style="list-style-type: none"><li>• The UPS can turn on to check the equipment (PCS or battery system etc.). Otherwise must turn off the UPS to save its power.</li></ul>	Refer to chapter 3.6.5.



**Pylon Technologies Co., Ltd.**

No. 73, Lane 887, ZuChongzhi Road, Zhangjiang Hi-Tech Park  
Pudong, Shanghai 201203, China

**T** +86-21-51317699 | **F** +86-21-51317698

**E** [service@pylontech.com.cn](mailto:service@pylontech.com.cn)

**W** [www.pylontech.com.cn](http://www.pylontech.com.cn)