

Comune di Cadelbosco di Sopra

Provincia di Reggio Emilia

REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO SOLARE FOTOVOLTAICO “GRID CONNECTED”

$P_{\text{nomimale,FV}} = 95,12 \text{ [kWp]}$

$P_{\text{CA, massima immessa in rete}} = 95,12 \text{ [kW]}$

Via Liuzzi 9
Cadelbosco di Sopra (RE)

Committente: Società Agricola Biopig Italia s.s. di Cascone Luigi e C.	Elaborati: <ul style="list-style-type: none">• <i>Relazione tecnica</i>• <i>Dimensionamento e verifica a Norme CEI</i>• <i>Schede tecniche dei materiali utilizzati</i>• <i>Elaborati grafici in allegato</i>
Progettazione: Ing. Raffaele Perissinotto Viale del Lavoro 22/g San Martino B.A.-VR Rif.: 21-20 Tav C 7B 1	Data: giugno '22 INTEGRAZIONI GIUGNO 2022 

SOMMARIO

Provincia di Verona	1
1.1 Dati generali dell'impianto	3
1.2 Ingegneria di sistema: Layout – Micrositing - Componentistica	3
Configurazione elettrica generatore fotovoltaico, sistema di conversione/ e Quadri CC.	6
1.3 Verifica di compatibilità campo fotovoltaico-inverter	12
1.4 Analisi di producibilità impianto fotovoltaico (micrositing locale/globale) e calcoli prestazionali impianto	13
1.5 Cadute di tensione – Layout cablaggio impianto FV	13
1.6 Protezione circuitale da sovracorrenti dovute a sovraccarichi	13
1.7 Protezione contro il corto circuito	13
1.8 Impianto di terra e conduttori di protezione	14
1.9 Protezione contro i contatti indiretti	14
1.10 Protezione contro i contatti diretti	14
1.11 Protezione contro le sovratensioni di origine atmosferica/o manovre	15
1.12 Montaggio componenti	15
1.13 Collaudi	15
1.14 Messa in esercizio	17
1.15 Principali riferimenti normativi	17

1.1 Dati generali dell'impianto

Il presente progetto è relativo alla realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica tramite conversione fotovoltaica, avente una potenza di picco pari a 95,12 KWp.

Il sito di installazione dell'impianto in oggetto sarà:

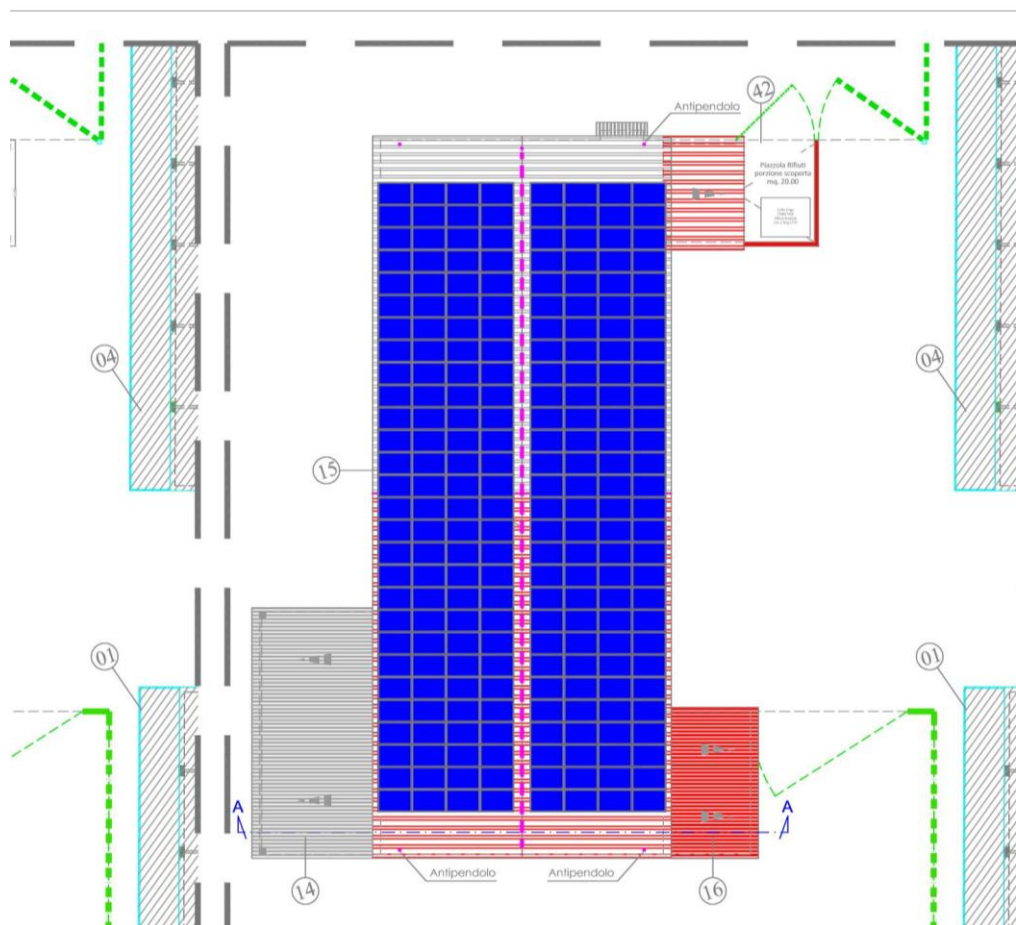
Via Liuzzi 9
Cadelbosco di Sopra (RE)

1.2 Ingegneria di sistema: Layout – Micrositing - Componentistica

Layout impiantistico

L'impianto fotosolare per la produzione di energia elettrica sarà costituito da un generatore fotovoltaico per una potenza complessiva di 95,12 [kWp] lato CC.

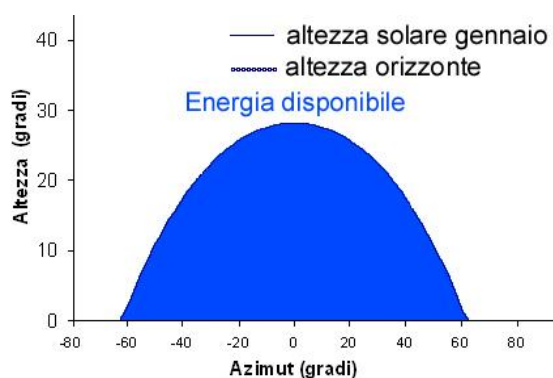
Sviluppo copertura fotovoltaica composta da 232 moduli tipo JASOLAR_JAM54S30_410_MR



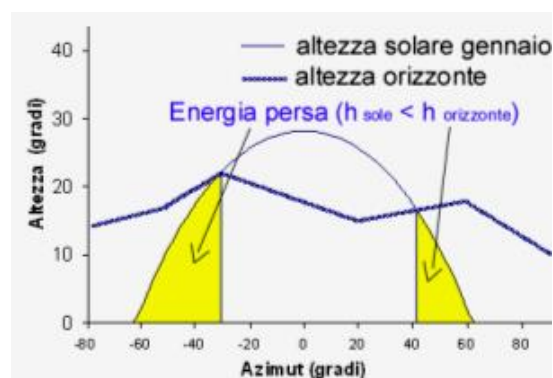
Micrositing

Il layout prescelto nella disposizione delle file di moduli al suolo risulta funzione di un accurato micrositing:

a) L'analisi clinometrica globale, cioè la determinazione della perdita di producibilità dell'impianto fotovoltaico in relazione alla sky-line osservata nel baricentro del sistema fotosolare, è stata integralmente ricostruita con idoneo sopralluogo per rilievo clinometrico e verificata facendo uso di immagini satellitari tridimensionali, per mezzo delle quali si sono potute valutare le altezze angolari degli ostacoli posti all'orizzonte (profilo clinometrico) visti dal sistema fotosolare. Gli ombreggiamenti clinometrici sono dovuti alla presenza di colline, montagne, alberi, edifici, ecc. posti a distanza sufficientemente grande dal campo fotovoltaico, pertanto con buona approssimazione si può ritenere che i loro effetti siano istantaneamente uguali per ogni modulo ed ogni stringa che compone il campo fotovoltaico. L'ombreggiamento clinometrico difficilmente può essere evitato o mitigato una volta che il sito di installazione è stato scelto. La stima delle perdite da ombreggiamento clinometrico può essere fatta riportando il profilo dell'orizzonte, in termini di altezza ed in funzione dell'angolo di azimut, sul diagramma di altezza solare. In prima approssimazione il calcolo delle perdite può essere fatto mese per mese ipotizzando che l'energia irraggiata sul piano dei moduli sia proporzionale all'area sottesa dalle curve di altezza solare. In tal caso la perdita percentuale di energia per il mese in esame risulta pari al rapporto fra l'energia persa (area gialla) e l'energia disponibile (area blu).



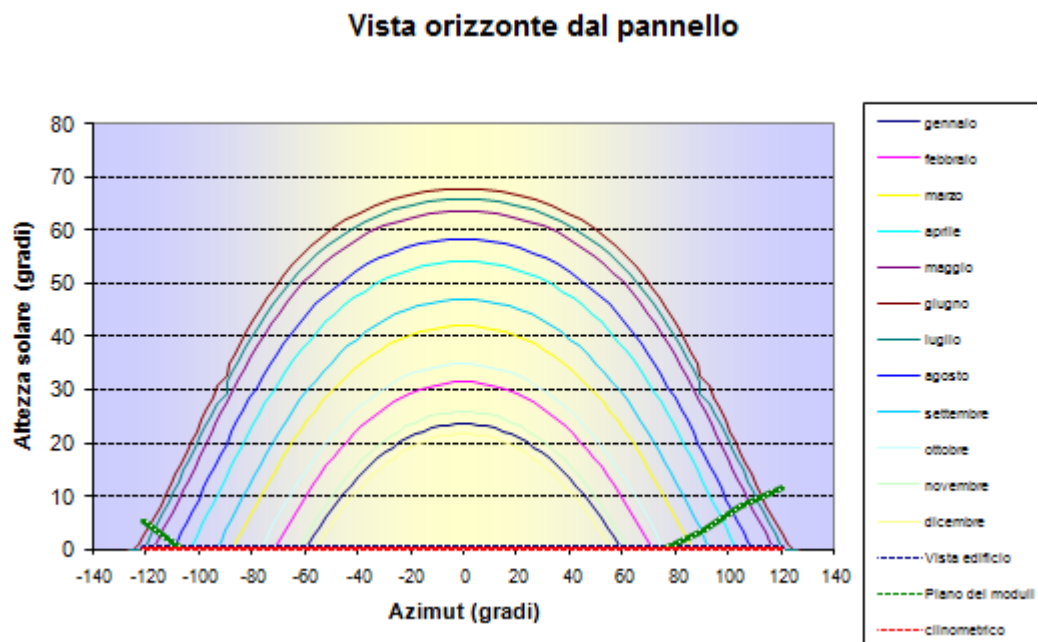
Energia disponibile



Energia persa

Spazzando l'orizzonte da est ad ovest e misurando l'altezza angolare degli ostacoli posti all'orizzonte riportandole sui digrammi con i percorsi solari, si determina il livello di perdite per ombreggiamento clinometrico-globale. Il calcolo ha evidenziato perdite nulle non essendo presenti ostacoli all'orizzonte.

b) l'analisi clinometrica locale rappresenta invece la determinazione della perdita di producibilità dell'impianto fotovoltaico in relazione all'ombreggiamento generato da ostacoli posti all'interno del layout in cui è posizionato il generatore fotovoltaico. Il calcolo ha evidenziato perdite di circa il 5% a causa di alberi ad alto fusti posti a sud dell'edificio.



Analisi ombreggiamenti locali/clinometrici sui percorsi solari

Scheda riassuntiva Impianto fotovoltaico

Impianto solare FV –

P= 95,12 kWp

n.1 Inverter N°4 FRONIUS ECO 25.0-3-S

n. 232 in silicio monocristallino

INVERTER 1:

n.2 stringhe da 15 moduli

n.2 stringhe da 14 moduli

INVERTER 2:

n.2 stringhe da 15 moduli

n.2 stringhe da 14 moduli

INVERTER 3:

n.2 stringhe da 15 moduli

n.2 stringhe da 14 moduli

INVERTER 4:

n.2 stringhe da 15 moduli

n.2 stringhe da 14 moduli

Producibilità annua (Norme UNI 10349): **99876,00 kWh**

Producibilità specifica annua: **1050,00 kWh/kWp**

Configurazione elettrica generatore fotovoltaico, sistema di conversione/ e Quadri CC.

In allegato si riportano le tavole con la rappresentazione dello schema elettrico unifilare (cliente produttore) dell'impianto solare fotovoltaico (d'ora in poi FV).

La tecnologia scelta per i moduli è di tipo policristallino, con potenza di picco pari a 410 Wp];

Il generatore fotovoltaico sarà costituito da 1 nodo di generazione per un totale di 232.

Ciascun modulo è provvisto di diodi di by-pass, il parallelo delle stringhe è provvisto di protezioni contro le sovratensioni integrate all'interno del sistema di conversione; ciascun inverter è in grado di operare in modo completamente automatico e di inseguire il punto di massima potenza (MPP) del generatore fotovoltaico

Quadri CA_bt

Sul lato di bassa tensione – bt , tutte le apparecchiature in corrente alternata previste nel progetto, ad eccezione degli inverters, trovano posto nel quadro elettrico ubicato all'interno dell'edificio in prossimità degli inverters, rispettante la normativa EN 60947-1.

Componentistica - Caratteristiche tecniche moduli fotovoltaici 410W

Harvest the Sunshine

DEEP BLUE 3.0


Mono

415W MBB Half-cell Module

JAM54S30 390-415/MR Series

Introduction

Assembled with 11BB PERC cells, the half-cell configuration of the modules offers the advantages of higher power output, better temperature-dependent performance, reduced shading effect on the energy generation, lower risk of hot spot, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.




Higher output power



Lower LCOE



Less shading and lower resistive loss

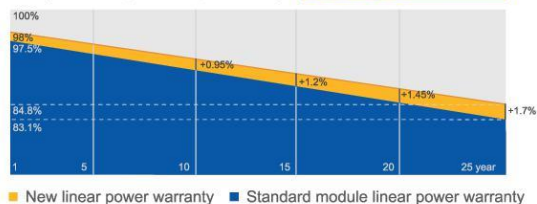


Better mechanical loading tolerance

Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 25-year linear power output warranty

0.55% Annual Degradation
Over 25 years



Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001: 2018 Occupational health and safety management systems
- IEC TS 62941: 2016 Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Guidelines for increased confidence in PV module design qualification and type approval



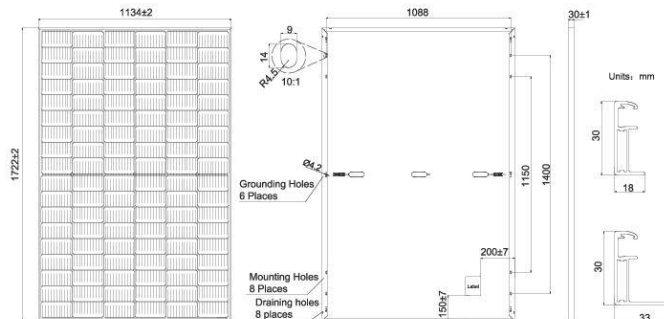
JA SOLAR

www.jasolar.com

Specifications subject to technical changes and tests.
JA Solar reserves the right of final interpretation.



MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	21.5kg±3%
Dimensions	1722±2mm×1134±2mm×30±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	108(6x18)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	MC4(1000V) MC4-EVO2(1500V)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1200mm(+)/1200mm(-)
Packaging Configuration	36pcs/Pallet, 936pcs/40ft Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM54S30 -390/MR	JAM54S30 -395/MR	JAM54S30 -400/MR	JAM54S30 -405/MR	JAM54S30 -410/MR	JAM54S30 -415/MR
Rated Maximum Power(P _{max}) [W]	390	395	400	405	410	415
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	36.85	36.98	37.07	37.23	37.32	37.45
Maximum Power Voltage(V _{mp}) [V]	30.64	30.84	31.01	31.21	31.45	31.61
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	13.61	13.70	13.79	13.87	13.95	14.02
Maximum Power Current(I _{mp}) [A]	12.73	12.81	12.90	12.98	13.04	13.13
Module Efficiency [%]	20.0	20.2	20.5	20.7	21.0	21.3
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of I _{sc} (α _{Isc})	+0.045%/°C					
Temperature Coefficient of V _{oc} (β _{Voc})	-0.275%/°C					
Temperature Coefficient of P _{max} (γ _{Pmp})	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

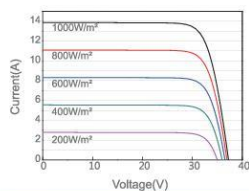
Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

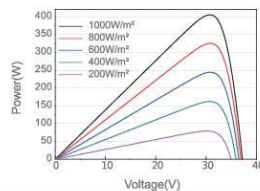
TYPE	JAM54S30 -390/MR	JAM54S30 -395/MR	JAM54S30 -400/MR	JAM54S30 -405/MR	JAM54S30 -410/MR	JAM54S30 -415/MR	OPERATING CONDITIONS
Rated Max Power(P _{max}) [W]	294	298	302	306	310	314	Maximum System Voltage 1000V/1500V DC
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	34.62	34.75	34.88	35.12	35.23	35.37	Operating Temperature -40 °C ~+85 °C
Max Power Voltage(V _{mp}) [V]	28.87	29.08	29.26	29.47	29.72	29.89	Maximum Series Fuse Rating 25A
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	10.89	10.96	11.03	11.10	11.16	11.22	Maximum Static Load, Front* 5400Pa(112lb/ft ²) Maximum Static Load, Back* 2400Pa(50lb/ft ²)
Max Power Current(I _{mp}) [A]	10.18	10.25	10.32	10.38	10.43	10.50	NOCT 45±2 °C
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G						Safety Class Class II
							Fire Performance UL Type 1

CHARACTERISTICS

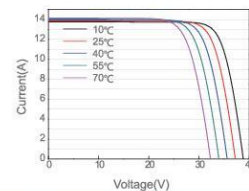
Current-Voltage Curve JAM54S30-405/MR



Power-Voltage Curve JAM54S30-405/MR



Current-Voltage Curve JAM54S30-405/MR



Componentistica - Caratteristiche tecniche Inverters N°4 FRONIUS ECO 25.0-3-S:

/ Perfect Welding / **Solar Energy** / Perfect Charging



FRONIUS ECO

/ L'inverter compatto per il massimo rendimento.



/ Facile sistema di montaggio



/ Interfaccia WLAN Integrata



/ Smart Grid Ready



/ Dynamic Peak Manager



/ Zero feed-in



Fronius Eco trifase nelle categorie di potenza 25.0 e 27.0 kW risponde perfettamente ai requisiti degli impianti su larga scala. Grazie al peso leggero ed al sistema SnapINverter, questo inverter senza trasformatore può essere installato velocemente all'interno o all'aperto. Grazie alla classe di protezione IP66 questo inverter pone nuovi standard di utilizzo. Il sistema ad alto voltaggio di 1000 V/dc e l'ampio MPP range da 580 a 800 V/dc garantiscono massima flessibilità nel sistema e gli string collection boxes non sono più necessari.

DATI TECNICI FRONIUS ECO

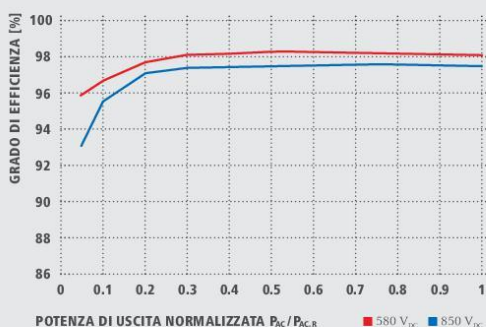
DATI DI ENTRATA	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Corrente di entrata max. ($I_{dc\ max}$)	44,2 A	47,7 A
Max. contributo alla corrente di corto circuito		71,6 A
Tensione di entrata min. ($U_{dc\ min}$)		580 V
Tensione di avvio alimentazione ($U_{dc\ start}$)		650 V
Tensione di entrata nominale ($U_{dc\ n}$)		580 V
Tensione di entrata max. ($U_{dc\ max}$)		1.000 V
Gamma di tensione MPP ($U_{mpp\ min} - U_{mpp\ max}$)		580 - 850 V
Numero di MPP		1
Numero ingressi CC		6
Massima potenza di uscita del generatore		37,8 kW di picco

DATI DI USCITA	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Potenza nominale CA (P_{ACn})	25.000 W	27.000 W
Potenza di uscita max.	25.000 VA	27.000 VA
Corrente di uscita max. ($I_{ac\ nom}$)	37,9 A / 36,2 A	40,9 A / 39,1 A
Allacciamento alla rete		3-NPE 380 V / 220 V o 3-NPE 400 V / 230 V (+20 % / -30 %)
Frequenza (gamma di frequenza)		50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)
Fattore di distorsione		< 2,0 %
Fattore di potenza ($\cos \phi_{ac,1}$)		0 - 1 ind. / cap.

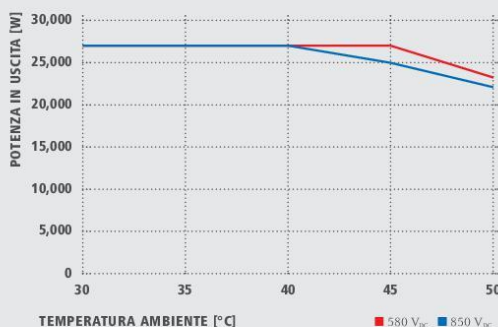
DATI GENERALI	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Dimensioni (altezza x larghezza x profondità)		725 x 510 x 225 mm
Peso		35,7 kg
Grado di protezione		IP 66
Classe di protezione		1
Categoria sovratensione (CC / CA) ²⁾		1 + 2 / 3
Consumo notturno		< 1 W
Concezione dell'inverter		Senza trasformatore
Raffreddamento		Ventilazione regolata
Montaggio		In interni e in esterni
Gamma temperatura ambiente		-25 - +60 °C
Umidità dell'aria consentita		0 - 100 %
Max. altitudine		2.000 m
Tecnica di collegamento CC		6x DC+ and 6x DC- terminali a vite 2.5 - 16 mm ²
Tecnica di collegamento CA		5 poli AC terminali a vite 2.5 - 16 mm ²
Certificazioni e conformità normativa		ÖVE / ÖNORM E 8001-4712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G59/3, UNE 206007-1, SI 4777, CEI 0-16, CEI 0-21

²⁾ conforme a IEC 62109-1. È inclusa la barra DIN per la protezione da sovratensione opzionale di tipologia 1+2 e di tipologia 2.
Per informazioni sulla disponibilità degli inverter, far riferimento al sito www.fronius.it.

CURVA DEL GRADO DI EFFICIENZA FRONIUS ECO 27.0-3-S



DERATING TEMPERATURA FRONIUS ECO 27.0-3-S



TECHNICAL DATA FRONIUS ECO

GRADO DI EFFICIENZA	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Grado di efficienza max.	98.2 %	98.3 %
Grado di efficienza Europeo (η_{EU})	98.0 %	98.0 %
η con 5 % $P_{ac,r}^{1)}$	95.1 / 91.5 %	95.9 / 93.1 %
η con 10 % $P_{ac,r}^{1)}$	97.0 / 95.2 %	96.8 / 95.7 %
η con 20 % $P_{ac,r}^{1)}$	97.8 / 96.9 %	97.7 / 97.1 %
η con 25 % $P_{ac,r}^{1)}$	98.0 / 97.0 %	98.1 / 97.3 %
η con 30 % $P_{ac,r}^{1)}$	98.1 / 97.2 %	98.1 / 97.4 %
η con 50 % $P_{ac,r}^{1)}$	98.2 / 97.5 %	98.3 / 97.5 %
η con 75 % $P_{ac,r}^{1)}$	98.2 / 97.5 %	98.2 / 97.6 %
η con 100 % $P_{ac,r}^{1)}$	98.2 / 97.5 %	98.1 / 97.5 %
Grado di efficienza dell'adattamento MPP	> 99.9 %	
DISPOSITIVI DI SICUREZZA	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Misurazione dell'isolamento CC	Sì	
Comportamento in caso di sovraccarico	Spostamento del punto di lavoro, limitazione della potenza	
Sezionatore CC	Sì	
Porta fusibili di stringa integrati ²⁾	Sì	
INTERFACCE	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solar.web, Modbus TCP, SunSpec, Fronius Solar API (JSON)	
6 input o 4 input/output digitali	Connessione a ricevitore ripple control	
USB (Presa Tipo A) ³⁾	Aggiornamento del software tramite chiavetta USB	
2 prese RJ45 (RS422) ³⁾	Fronius Solar Net	
Uscita segnale ³⁾	Energy management (relay di uscita senza potenziale)	
Datalogger and Webserver	Integrati	
Input esterno ³⁾	Interfaccia SO-Meter/ Input per protezione da sovratensione	
RS485	Modbus RTU SunSpec o connessione Smart Meter	

¹⁾ e con $U_{mpp, min} = U_{dc,r} / U_{mpp, max}$. ²⁾ Opzionale con 6 fusibili 15 A/ 1,000 V su lato DC+. ³⁾ Disponibile anche in versione light.

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

TRE DIVISIONI, UNA SOLA PASSIONE: SUPERARE I LIMITI

/ La storia della nostra azienda ha avuto inizio a Pettenbach, Austria, nel lontano 1945 per mano di Günter Fronius, e da allora si è evoluta in una lunga tradizione di successi: oggi siamo presenti in tutto il mondo con circa 3.700 dipendenti e con più di 800 brevetti rilasciati. La nostra ambizione, però, è sempre la stessa: essere leader di innovazione. Superare i limiti del possibile. Laddove gli altri avanzano per gradi, noi compiamo passi da gigante. L'uso responsabile delle nostre risorse è alla base della nostra politica aziendale.

Ulteriori informazioni sulla disponibilità dell'inverter nel Paese di interesse si possono trovare sul www.fronius.it.

v01 Febbraio 2017 IT

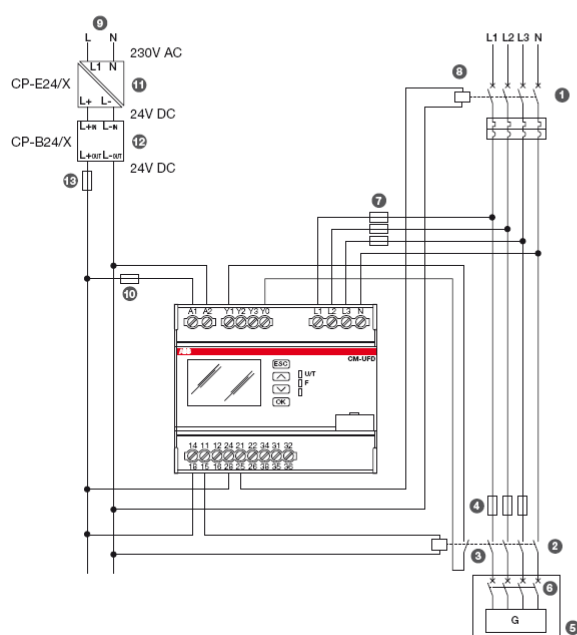
Fronius Italia S.r.l.
Via dell'Agricoltura, 46
37012 Bussolengo (Verona)
Italia
Tel. +39 045 6763 801 / Fax: +39 045 6763 811
P. IVA e C.F. 03720430234, REA 359906 / Reg. Impr. VR 03720430234
pv-italy@fronius.com / www.fronius.it

Il testo e le illustrazioni corrispondono all'aggiornamento tecnico al momento della stampa. Salvo modifiche.
Nonostante l'elaborazione accurata tutte le indicazioni sono da considerarsi senza garanzia - responsabilità esclusa. Diritto d'autore © 2011 Fronius®. Tutti i diritti riservati.

Componentistica – Interfaccia di rete

La protezione di interfaccia è il modello ABB **CM-UFD.M22**, conforme alla prescrizioni della CEI 0-21:

Quadro di interfaccia CEI 0-21(DDI)
Schema di collegamento con CM-UFD.M22



1. Interruttore generale DG o DGL
2. DDI: contattore o interruttore automatico dotato di bobina di minima e di comando motore per il riarmo automatico
3. Contatto ausiliario del DDI necessario per realizzare la funzione di rincalzo (sempre obbligatorio per CM-UFD.M22)
4. Dispositivi di protezione del DDI contro il corto circuito (accomunabile anche al DG o DGL)
5. Generatore e/o sistema di conversione
6. Dispositivo di generatore (DDG)
7. Fusibile di protezione per la misura del CM-UFD.M22 (opzionale)
8. Bobina di sgancio necessaria per realizzare la funzione di rincalzo ($P > 20kW$). Tale bobina può comandare il DG/DGL o il DDG
9. Alimentazione ausiliaria per CM-UFD.M22 (SPI) e organo di sgancio (DDI)*
10. Fusibile di protezione per il CM-UFD.M22 (opzionale)
11. Alimentatore switching (230 V CA / 24 V CC) per il buffer CP-B*
12. Buffer di carica CP-B ad ultra condensatori (24 V CC in/out)*
13. Fusibile di protezione degli ausiliari sull'uscita del buffer CP-B

* In conformità alla norma CEI 0-21 in assenza di alimentazione, è necessario assicurare la funzionalità del CM-UFD.M22 e la tenuta in chiusura del DDI e dell'eventuale dispositivo di comando per il rincalzo, almeno per i 5 secondi richiesti. Tale funzione deve essere realizzata mediante buffer di carica o UPS esterni.

1.3 Verifica di compatibilità campo fotovoltaico-inverter

La conversione, di tipo distribuita, sarà realizzata N°4 FRONIUS ECO 25.0-3-S (senza trasformatore d'isolamento).

L'interfacciamento campo fotovoltaico-inverter prevede, in corrispondenza dei valori minimi e massimi di temperatura esterna, raggiungibili dai moduli fotovoltaici, la verifica delle seguenti condizioni di compatibilità:

Verifica di compatibilità
$V_{m\ min} \geq V_{inv\ MPPT\ min}$
$V_{m\ max} \leq V_{inv\ MPPT\ max}$
$V_{OC\ max} < V_{inv\ max}$

Dove:

$V_{oc\ (T_{min})}$	è la tensione massima della stringa a circuito aperto alla minima temperatura esterna
$V_{mpp\ (T_{max})}$ o $V_M\ (T_{max})$	è la tensione di uscita del campo FV alla massima temperatura esterna
$V_{mpp\ (T_{min})}$ o $V_M\ (T_{min})$	è la tensione di uscita del campo FV alla minima temperatura esterna
V_{max}	è il massimo valore di tensione in cc ammissibile ai morsetti dell'inverter
$V_{MPPT\ min}$	è il valore minimo della finestra di tensione utile alla ricerca della massima potenza dell'inverter
$V_{MPPT\ max}$	è il valore massimo della finestra di tensione utile alla ricerca della massima potenza dell'inverter

Considerando la variazione della tensione a circuito aperto di ogni modulo in dipendenza della variazione della temperatura si è verificato che le tre disuguaglianze di configurazione risultano soddisfatte.

1.4 Analisi di producibilità impianto fotovoltaico (micrositing locale/globale) e calcoli prestazionali impianto

Vengono di seguito riportati i calcoli relativi alla simulazione del funzionamento dell'impianto in un arco di tempo pari ad un anno.

I dati meteo fanno riferimento alla stazione meteorologica di Vicenza così come riportati all'interno della norma UNI 10349; l'irraggiamento mensile, calcolato come somma dell'irraggiamento giornaliero di tutti i giorni del mese, è pari al valore riportato all'interno della norma UNI 10349.

La trasposizione dei dati dal piano orizzontale al piano dei moduli è effettuata in ottemperanza alla UNI 8477.

1.5 Cadute di tensione – Layout cablaggio impianto FV

Relativamente al layout impiantistico riportato negli elaborati allegati le cadute di potenziale percentuali che si hanno nei quadri e nelle varie connessioni (comprese la stringatura dei moduli) sono stimabili in un valore inferiore all'1% , e sommate a quelle che si hanno tra sezione CC e sezione CA, si mantengono entro il limite del 4%, parametro relazionato alle perdite di potenza (sistema generatore).

1.6 Protezione circuitale da sovracorrenti dovute a sovraccarichi

La verifica per sovraccarico viene eseguita utilizzando le relazioni:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \quad e \quad I_f \leq 1,45 I_Z$$

Per la parte in CC, non protetta da interruttori automatici o fusibili nei confronti delle sovracorrenti e del corto circuito, I_B risulta essere uguale alla corrente nominale dei moduli FV in corrispondenza della loro potenza di picco, mentre I_N e I_f sono poste entrambe uguali alla corrente di corto circuito dei moduli stessi, rappresentando questa un valore massimo non superabile. Per la sezione in CA la corrente di impiego è posta pari alla corrente nominale in uscita dall'inverter (Rapporto tra potenza nominale e tensione nominale mentre) mentre la I_Z è tabellata in relazione ai dati caratteristici del cavo (sezione, tipologia, tipo-posa ecc.); la I_N è rappresentata dalla corrente nominale del dispositivo di protezione.

1.7 Protezione contro il corto circuito

Per il lato CC la protezione è assicurata dai fusibili che agiscono anche come sezionatori di linea. Per il lato CA la protezione è assicurata dal dispositivo limitatore contenuto all'interno degli inverter.

1.8 Impianto di terra e conduttori di protezione

(Norme CEI 64/8 capitolo 54)

Le strutture di ancoraggio dei moduli FV saranno collegate al collettore di terra mediante conduttore PE, e a valle degli SPD la sezione del PE sarà di 16 mm².

Particolare cura sarà posta all'impianto di protezione equipotenziale in quanto assolverà alla funzioni di protezione dai contatti indiretti e dalle sovratensioni..

1.9 Protezione contro i contatti indiretti

(Norme CEI 64-8/4 sezione 413)

La protezione dai contatti indiretti sarà realizzata come segue:

- Isolamento da terra delle parti attive (413.1.5.1).

Tutto l'impianto in corrente continua sarà isolato da terra (IT), e tutti i componenti saranno a doppio isolamento. Il TRAFO bt/MT garantisce la separazione metallica lato CC/CA

- Mediante interruzione automatica dell'alimentazione.

La misura realizzata soddisfa il richiesto coordinamento tra collegamento a terra del sistema e caratteristiche dei conduttori di protezione e dei dispositivi di protezione. Questi ultimi sono infatti in grado di interrompere automaticamente l'alimentazione nei modi e nei tempi previsti dalle norme.

1.10 Protezione contro i contatti diretti

(Norme CEI 64-8/4 sezione 412)

La protezione contro i contatti diretti è stata come di seguito realizzata:

- Mediante isolamento delle parti attive.

L'alimentazione degli apparecchi utilizzatori avviene mediante l'uso di conduttori dotati di un isolamento che può essere rimosso solo mediante distruzione dello stesso, e tale da soddisfare le relative norme.

- Mediante involucri e barriere.

Il punto di connessione negli apparecchi utilizzatori è racchiuso in un involucro tale da assicurare un grado di protezione superiore a IP54 che impedisce il contatto delle parti attive con un dito; mentre le superfici orizzontali delle barriere o degli involucri che sono a portata di mano hanno un grado di protezione non inferiore a IP54. La rimozione di involucri o parte di essi è consentita solo mediante uso di chiave o attrezzo.

1.11 Protezione contro le sovratensioni di origine atmosferica/o manovre

(Norme CEI 64/8 sezione 443)

Devono essere prese in considerazione le sovratensioni che possono apparire all'origine dell'impianto, il livello ceramico previsto e il luogo nel quale sono installati e le caratteristiche dei dispositivi di protezione contro le sovratensioni, in modo che la probabilità di incidenti dovuti alle sollecitazioni di sovratensione sia ridotta ad un livello accettabile per la sicurezza delle persone e dei beni, e anche per la continuità di servizio prevista.

Inverter lato DC e AC e quadri CA: Protezione da varistori (con protezione termica sul lato CC) e scaricatori di sovratensioni. La struttura metallica di ancoraggio delle file di moduli sarà messa a terra con le modalità riportate al paragrafo 1.9.

1.12 Montaggio componenti

I montaggi delle opere elettromeccaniche saranno eseguiti a "perfetta regola d'arte".

I montaggi meccanici in campo, consistono principalmente in:

- Montaggio dei moduli sulle strutture di sostegno.

I montaggi elettrici in campo, consistono principalmente in:

- Collegamento elettrico dei moduli di ciascuna stringa;
- Posa in opera dei quadri di parallelo in corrente continua;
- Posa in opera degli inverter;
- Posa in opera della rete di terra;
- Posa dei cavi di collegamento tra i quadri di parallelo in corrente continua e i rispettivi inverter, mediante gli appositi cavidotti;
- Posa dei cavi di collegamento tra gli inverter e il quadro di parallelo in corrente alternata, mediante gli appositi cavidotti;

1.13 Collaudi

I collaudi consistono in prove di tipo e di accettazione, da eseguire in officina, verifiche dei materiali in cantiere e prove di accettazione in sito.

Prove di tipo

I componenti che costituiscono l'impianto devono essere progettati, costruiti e sottoposti alle prove previste nelle norme ed alle prescrizioni di riferimento. Di ciascun componente devono essere forniti i certificati per le prove di tipo attestanti il rispetto della normativa vigente.

Prove di accettazione in officina

Ove previsto, sono eseguite prove di accettazione a campione o sull'intera fornitura, atte a verificare il rispetto dei criteri di progettazione e i livelli di qualità richiesti. Tutti i materiali e le apparecchiature di fornitura devono essere corredati dai propri certificati di origine e garanzia.

Verifiche in cantiere

Prima del montaggio, tutti i materiali e le apparecchiature devono essere ispezionati e verificati, per accertare eventuali difetti di origine, rotture o danneggiamenti dovuti al trasporto. Al termine delle opere, tutti i materiali e le apparecchiature devono essere ispezionati e verificati, per accertare eventuali danni, dovuti ai lavori, o esecuzioni non a "regola d'arte".

Prove d'accettazione in sito

Congiuntamente all'Installatore/Appaltatore, sull'impianto fotovoltaico si eseguono le prove e i controlli di seguito elencati:

1. Esame a vista:

verifica che i componenti e i materiali corrispondano ai disegni e ai documenti di progetto, per quanto riguarda la quantità, la tipologia, il dimensionamento, la posa in opera e l'assenza di danni o difetti visibili di fabbricazione;

2. Verifica delle opere civili:

verifica della buona esecuzione delle opere civili e delle finiture, secondo i disegni e i documenti di progetto;

3. Verifica delle opere meccaniche:

verifica della buona esecuzione dei montaggi meccanici e del corretto allineamento delle strutture, secondo i disegni e i documenti di progetto; verifica del serraggio della bulloneria, della corretta posa in opera dei quadri e delle apparecchiature;

4. Verifica della rete di terra:

verifica della corretta esecuzione della rete di terra, mediante i pozzetti di ispezione, in accordo con i disegni e i documenti di progetto;

5. Verifica dei collegamenti di terra:

verifica della corretta esecuzione dei collegamenti a terra di tutte le parti metalliche non in tensione e degli scaricatori nei quadri elettrici;

6. Verifica dei collegamenti elettrici:

verifica della corretta esecuzione dei cablaggi e delle marcature dei cavi, secondo i disegni e i documenti di progetto; controllo del serraggio dei cavi nei rispettivi morsetti e del corretto serraggio di pressacavi e raccordi;

7. Prova di isolamento verso terra:

verifica di tutti i collegamenti elettrici in c.c. e c.a. nelle seguenti condizioni:

a) temperatura ambiente: compresa tra 20 e 45 °C.

b) umidità relativa: compresa tra 45 e 85 %.

c) tensione di prova: 2000 Vcc per 1 minuto (tutte le apparecchiature elettroniche e i dispositivi di protezione, per i quali è dannoso tale livello di tensione, devono essere scollegati); la resistenza di isolamento dell'impianto deve essere adeguata ai valori prescritti dalla norma CEI 64-8/6.

8. Verifica degli organi di manovra e di protezione:

verifica della funzionalità di interruttori, sezionatori, contattori e scaricatori; controllo e regolazione delle soglie di intervento dei dispositivi.

9. Misura della resistenza di isolamento del campo fotovoltaico:

la misura, da eseguire con tensione di 1000 Vcc, sui morsetti del QPCC, deve essere superiore a 50/N MΩ in condizioni di tempo asciutto, e superiore a 20/N MΩ in condizioni di tempo piovoso (N = numero di moduli).

10. Misura delle tensioni e delle correnti del campo fotovoltaico:

le misure, per ciascuna stringa, sono effettuate sui quadri di parallelo

11. Verifica degli strumenti di misura:

verifica della funzionalità di contatori e indicatori.

1.14 Messa in esercizio

Congiuntamente con il gestore della rete elettrica di distribuzione, si eseguiranno le prove e i controlli di seguito elencati:

- prove funzionali sui quadri e sulle apparecchiature elettriche in corrente alternata BT
- avviamento degli inverter
- corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di condizionamento e controllo della potenza (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.); secondo quanto è previsto all'art. 4 comma 4 del decreto 28 Luglio 2005, integrato dal Decreto 6 Febbraio 2006 si procede a verificare le due seguenti condizioni:

a) $P_{cc} > 0,85 \times P_{nom} \times I / I_{sc}$

dove:

- P_{cc} = potenza in corrente continua misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del $\pm 2\%$;
- P_{nom} = potenza nominale del generatore fotovoltaico;
- I = irraggiamento misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del $\pm 3\%$ (deve essere $I > 600 \text{ W/m}^2$);
- I_{sc} = 1000 W/m^2 (irraggiamento in condizioni di prova standard);

b) $P_{ca} > 0,9 \times P_{cc}$

dove:

- P_{ca} = potenza attiva in corrente alternata, misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, con precisione migliore del $\pm 2\%$.

Tale condizione deve essere verificata per $P_{ca} > 90\%$ della potenza di targa del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata.

1.15 Principali riferimenti normativi

RIFERIMENTI NORMATIVI E LEGISLATIVI

Le opere e le installazioni relative all'impianto in oggetto al presente progetto, devono essere eseguite a regola d'arte in conformità alle Norme applicabili CEI, IEC, UNI, ISO vigenti, anche se non espressamente richiamate nel seguito.

Le principali normative e leggi di riferimento per la progettazione dell'impianto fotovoltaico sono le seguenti:

- CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici.
- CEI 0-3: Guida per la compilazione della documentazione per la legge n. 46/1990.
- CEI 11-1: Impianti elettrici con tensione superiore ad 1kV in corrente alternata.
- CEI 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria.
- CEI 11-35: Guida all'esecuzione delle cabine elettriche d'utente.
- CEI 17-1 Interruttori a corrente alternata a tensione superiore a 1000 V.
- CEI 17-6 Apparecchiatura prefabbricata con involucro metallico per tensioni da 1 a 52 kV.
- Norma CEI 17-11 Apparecchiatura a bassa tensione - Parte 3: Interruttori di manovra, sezionatori, interruttori di manovra-sezionatori e unità combinate con fusibili.
- CEI 17-13/1 Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) - Parte 1: Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS).
- 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 450/750V.
- 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 81-1: Protezione delle strutture contro i fulmini.

- CEI 81-3: Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato.
- CEI 81-4: Valutazione del rischio dovuto al fulmine.
- CEI EN 60904-1: Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente.
- CEI EN 60904-2: Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento.
- CEI EN 60904-3: Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento.
- CEI EN 61727: Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete.
- CEI EN 61215: Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo.
- CEI EN 61000-3-2: Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso = 16 A per fase).
- CEI EN 60555-1: Disturbi nelle reti d'alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni.
- CEI EN 60439-1-2-3: Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione.
- CEI EN 60445: Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico.
- CEI EN 60529: Gradi di protezione degli involucri (codice IP).
- CEI EN 60099-1-2: Scaricatori.
- UNI 10349: Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.
- UNI 8477 -1: Calcoli degli apporti per applicazioni in edilizia. Valutazione dell'energia raggiante ricevuta.
- CEI EN 61724: Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici. Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati.
- IEC 60364-7-712 Electrical installations of buildings - Part 7-712: Requirements for special installations or locations Solar photovoltaic (PV) power supply systems.
- DPR 547/1955 e L. 626/1994 per la sicurezza e prevenzione infortuni sul lavoro.
- Decreto – 22 gennaio 2008 n°37 disposizioni in materia di installazione degli impianti.