



PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE
DI UN IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO
" BELPASSO" CON POTENZA IMPEGNATA AI FINI DELLA
CONNESSIONE PARI A 33 MW, SITO
NEL COMUNE DI BELPASSO (CT)

Codice elaborato	Data	Livello progettazione	Emesso	Verificato	Approvato	REV.
15_PD.15	Febbraio 2024	Definitivo				00

ELABORATO:

RELAZIONE TECNICA GENERALE

SOCIETA' PROPONENTE:



R. Power Italy Helios S.R.L.
Via Giuseppe Ripamonti, 44
CAP 20100 - Milano

TIMBRI E FIRME:

PROGETTAZIONE:



E-PRIMA


E-PRIMA S.R.L.
Via Manganelli 20/G
95030 Nicolosi (CT)
tel:095914116 - cell:3339533392
email:info@e-prima.eu

TIMBRI E FIRME:

ORIENTAMENTO




SCALA METRICA

	CODICE ELABORATO	15-PD.15	RELAZIONE TECNICA GENERALE
	REVISIONE N.	00	
	DATA REVISIONE	23/02/2024	
	PAGINA	1 di 17	

INDICE

INDICE	1
1. PREMESSA	2
2. RIFERIMENTI NORMATIVI	2
3. DESCRIZIONE SINTETICA DELL'IMPIANTO	3
4. CONNESSIONE ALLA RTN.....	4
5. INQUADRAMENTO DEL SITO	4
6. CRITERI ADOTTATI PER LE SCELTE PROGETTUALI	6
7. CARATTERISTICHE PRESTAZIONALI DEI MATERIALI	6
7.1 MODULI FOTOVOLTAICI	7
7.2 CONVERSIONE STATICA CC/CA – INVERTER DI CENTRALIZZATI	9
7.3 Inseguitori monoassiali	9
7.4 Cabine elettriche.....	9
7.5 Cabine di trasformazione / Power Station.....	10
7.6 Cabina di raccolta.....	10
7.7 Trasformatori	11
7.8 Cavi elettrici	11
8. DEFINIZIONE SOTTOCAMPI E CONFIGURAZIONE ELETTRICA	12
9 MISURE DI PROTEZIONE E SICUREZZA	13
9.1 Protezione dai contatti diretti	13
9.2 Protezione dai contatti indiretti.....	13
9.3 Protezione combinata dai contatti diretti e indiretti	13
9.4 Protezione dei circuiti dalle sovracorrenti e sezionamento.....	14
9.5 impianto di messa a terra.....	14
9.6 compatibilita' elettromagnetica (EMC).....	14
10 VERIFICHE TECNICO - FUNZIONALI (COLLAUDO)	14
11 RICADUTE SOCIALI.....	15
11.1 RICADUTE OCCUPAZIONALI	15

	CODICE ELABORATO	15-PD.15	RELAZIONE TECNICA GENERALE
	REVISIONE N.	00	
	DATA REVISIONE	23/02/2024	
	PAGINA	2 di 17	

1. PREMESSA

La presente relazione è tesa a definire gli aspetti relativi all'installazione di un impianto agrivoltaico denominato "Belpasso" di potenza di picco pari a 33,02208 MWp da installare nel Comune di Belpasso (CT), C.da Pezza Chiesa. L'impianto avrà una potenza di picco pari a 33,02208 MWp, per circa 14,25 ha utilizzati, definiti come la somma delle superfici individuate dal profilo esterno di massimo ingombro di tutti i moduli fotovoltaici costituenti l'impianto, considerando la proiezione al suolo delle strutture inclinate alla massima estensione, ovvero 0°, su un' area totale di progetto pari a 60,48 ha.

L'impianto è soggetto al rilascio di Autorizzazione Unica, ai sensi dell'art. 12 comma 3 del D.Lgs. n. 387 del 2003; il progetto proposto rientra, ai sensi dall'art. 31 comma 6 della legge n. 108 del 2021, tra quelli previsti nell'allegato II alla parte seconda del D.Lgs. 152/2006 (impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica con potenza complessiva superiore a 10 MW), pertanto, l'intervento è soggetto, ai sensi dell'art. 6 comma 7 (comma così sostituito dall'art. 3 del d.lgs. n. 104 del 2017) del D.Lgs. 152/2006 a provvedimento di VIA (Valutazione di Impatto Ambientale).

2. RIFERIMENTI NORMATIVI


L'impianto agrivoltaico e i relativi componenti rispettano, ove di pertinenza, le prescrizioni contenute nelle norme tecniche si seguite elencate.

Si applicano inoltre i documenti tecnici emanati dai gestori di rete e le delibere dell'*Autorità per l'Energia elettrica e il Gas*, riportanti disposizioni applicative per la connessione ed esercizio di impianto fotovoltaici collegati alla rete elettrica pubblica.

Si precisa che l'elenco sotto riportato non è da intendersi esaustivo; ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, anche se non espressamente richiamate, si considerano applicabili ove di pertinenza.

❖ Norme CEI:

- ✚ CEI 64-8: impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
- ✚ CEI 64-8 parte 7, sezione 712: i sistemi fotovoltaici solari (PV) di alimentazione;
- ✚ CEI 11-20;V1: impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- ✚ CEI EN 61727 (CEI 82-9): sistemi fotovoltaici (FV) – caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete;
- ✚ CEI EN 61215 (CEI 82-8): moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- ✚ CEI 82-25: guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di media e bassa tensione;
- ✚ CEI EN 60439-1 (CEI 17-13): apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT);

	CODICE ELABORATO	15-PD.15	RELAZIONE TECNICA GENERALE
	REVISIONE N.	00	
	DATA REVISIONE	23/02/2024	
	PAGINA	3 di 17	

- ✚ CEI EN 60099-1 (CEI 37-1): scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata;
- ✚ CEI EN 62305 (CEI 81-10): protezione contro i fulmini;
- ✚ CEI 0-2: guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- ✚ UNI 10349: riscaldamento e raffrescamento degli edifici; dati climatici;
- ✚ CEI 13-4: sistemi di misura dell'energia elettrica – composizione, precisione e verifica;
- ✚ CEI EN 62053-21 (CEI 13-43): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.).

3. DESCRIZIONE SINTETICA DELL'IMPIANTO

Per la realizzazione dell'impianto sono previste le seguenti opere e infrastrutture:


- **Opere civili:** installazione delle strutture di supporto dei moduli fotovoltaici; realizzazione della viabilità interna al campo fotovoltaico e sistemazione della viabilità esistente; realizzazione della recinzione perimetrale al campo fotovoltaico; realizzazione degli scavi per la posa dei cavi elettrici; realizzazione fondazioni delle cabine elettriche e dei locali;
- **Opere impiantistiche:** installazione dei moduli fotovoltaici collegati in stringhe; installazione degli inverter centralizzati all'interno delle power station; installazione delle apparecchiature e realizzazione dei collegamenti all'interno delle cabine di smistamento; esecuzione dei collegamenti elettrici, tramite cavidotti interrati, tra i moduli fotovoltaici, gli inverter, le cabine elettriche; realizzazione degli impianti di terra dei gruppi di campo, delle cabine elettriche;
- **Opere di mitigazione:** messa in opera di una fascia di mitigazione perimetrale di mandorli nell'area d'impianto e di ulivi nell'area dello storage prima dell'inizio della realizzazione del parco fotovoltaico.

Dati generali dell'impianto agrivoltaico:

- ✚ Numero di moduli fotovoltaici: 45864 MF;
- ✚ Tipologia di modulo fotovoltaico: Canadian Solar BiHiKu7 Bifacial Mono Perc da 7205 Wp;
- ✚ Potenza modulo fotovoltaico: 720 W;
- ✚ Potenza di generazione dell'impianto: 33,02208 MW_p;
- ✚ Inverter utilizzati: Sungrow SG1100-UD;
- ✚ Numero di inverter: 32;
- ✚ Connessione alla rete elettrica: AT (150 kV).

Tipologia di installazione:

L'impianto verrà realizzato utilizzando tracker monoassiali su cui verranno montati i moduli fotovoltaici.

	CODICE ELABORATO	15-PD.15	RELAZIONE TECNICA GENERALE
	REVISIONE N.	00	
	DATA REVISIONE	23/02/2024	
	PAGINA	4 di 17	

Dati generali producibilità annua stimata:

La producibilità dell'impianto è stata ricavata mediante la simulazione con software PV-Syst. Nell'Allegato alla presente relazione è visibile l'intero calcolo per l'installazione.

- ✚ Potenza installata: **32,02208 MW_p**;
- ✚ Esposizione del generatore fotovoltaico:
 - **Tracker monoassiali 0° Sud.**
- ✚ Rendimento energetico impianto stimato: **79,43 %** ;
- ✚ Producibilità specifica, per il 1° anno: **1693 kWh/KW_p/anno** ;

4. CONNESSIONE ALLA RTN

Il progetto è ad oggi riferito al Preventivo di connessione TERNA avente codice pratica **202000691**.

La Soluzione Tecnica Minima Generale elaborata da Terna prevede che la centrale venga collegata in antenna a 150 kV con la sezione a 150 kV di una nuova stazione elettrica (SE) RTN 380/150 kV da inserire in entra – esce sulla linea RTN a 380 kV “Chiaromonte Gulfi - Paternò”.

Ai sensi dell'art. 21 dell'allegato A alla deliberazione Arg/elt/99/08 e s.m.i. dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, il nuovo elettrodotto in antenna a 150 kV per il collegamento della centrale sulla Stazione Elettrica della RTN costituisce impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo arrivo produttore a 150 kV nella suddetta stazione costituisce impianto di rete per la connessione.

5. INQUADRAMENTO DEL SITO

L'impianto agrivoltaico è inserito all'interno di un'area di progetto di estensione pari a 60,48 ha, per circa 14,25 ha utilizzati intesi come area occupata dalle strutture, nello specifico considerando la proiezione al suolo dei tracker alla loro massima estensione, ovvero a 0°, rispetto ad un'area recintata di impianto di circa 50,29 ha.

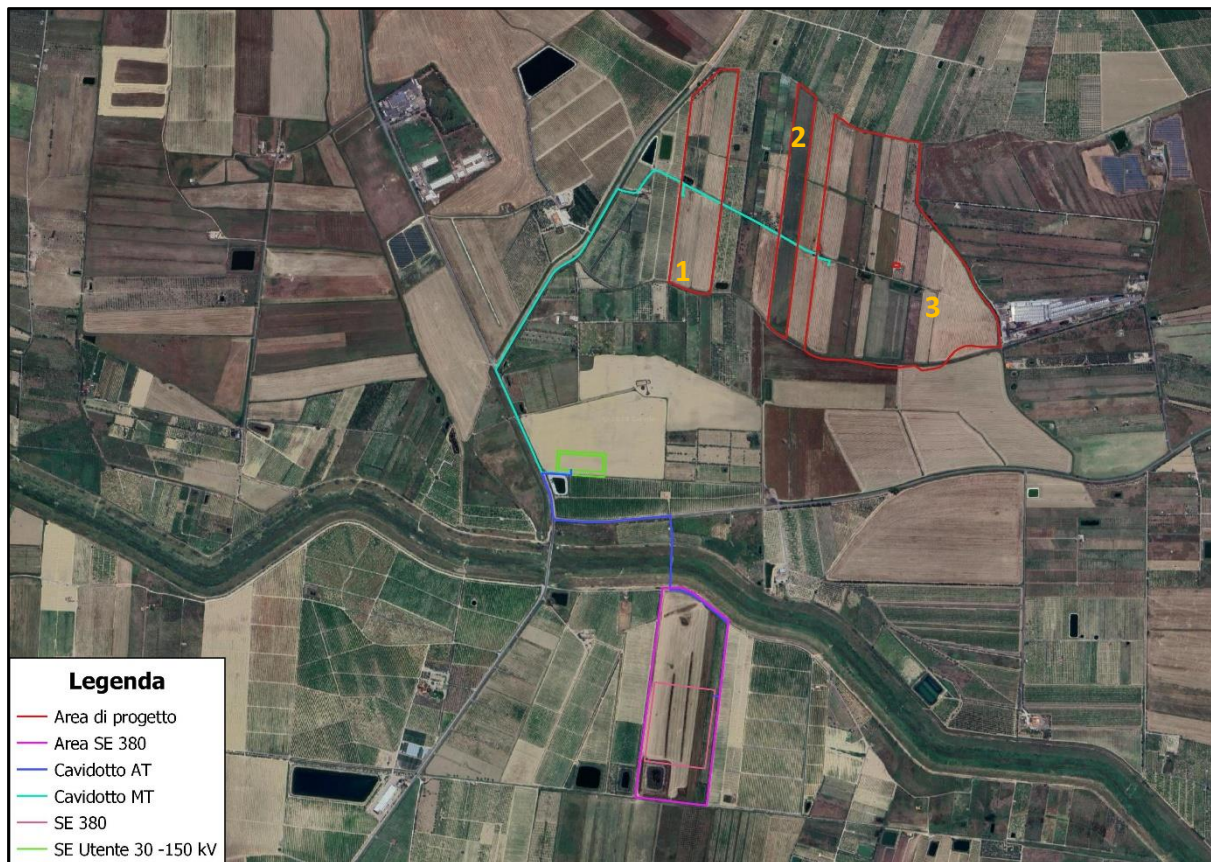
Il progetto si compone di tre macro aree, individuabili alle seguenti coordinate geografiche:

- Lotto 1: Latitudine 37°25'57.58"N, Longitudine 14°51'15.11"E - Quota altimetrica media - 35 m s.l.m.;
- Lotto 2: Latitudine 37°25'54.20''N, Longitudine 14°51'28.14"E - Quota altimetrica media - 34 m s.l.m.;
- Lotto 3: Latitudine 37°25'49.88"N, Longitudine 14°51'41.95"E - Quota altimetrica media - 33 m s.l.m.



CODICE ELABORATO	15-PD.15
REVISIONE N.	00
DATA REVISIONE	23/02/2024
PAGINA	5 di 17

RELAZIONE TECNICA GENERALE




Inquadramento area di impianto su ortofoto

Il sito, ricade in Provincia di Catania, nel Comune di Belpasso, fuori dal centro abitato, in una zona a vocazione agricola, in località Masseria Pezza Chiesa, dista circa 19 Km dal centro abitato di Catania, circa 12 Km da Motta Sant' Anastasia (CT) e circa 18 Km da Lentini (SR). È raggiungibile tramite la SP74, proseguendo sulla SP204 e infine prendendo una stradina privata che porta al lotto n.1. Ha un andamento plano-altimetrico regolare ed è destinata come da CDU ad area agricola "E".

Il cavidotto collegherà l'impianto agrivoltaico in media tensione fino alla SE Utente 30/150 kV, da qui si andrà a collegare in antenna a 150 kV con la sezione a 150 kV di una nuova stazione elettrica (SE) RTN 380/150 kV da inserire in entra – esce sulla linea RTN a 380 kV "Chiaramonte Gulfi - Paternò".

Il tracciato di connessione insiste quasi completamente su strada esistente in parte pubblica asfaltata, nello specifico SP204, SP74 dove si va a congiungere alla SE380, per poi proseguire sulla SP106 fino alla SE Terna "Chiaramonte Gulfi – Paternò". La SE UTENTE 30 -150 KV ricade nel comune di Belpasso ed è individuabile alle seguenti coordinate:

- Latitudine 37°25'26.26"N;
- Longitudine 14°50'58.05"E.

	CODICE ELABORATO	15-PD.15	RELAZIONE TECNICA GENERALE
	REVISIONE N.	00	
	DATA REVISIONE	23/02/2024	
	PAGINA	6 di 17	

L'area proposta per la realizzazione del parco agrivoltaico, è censita all'interno del Nuovo Catasto Terreni (N.C.T.) del comune di Belpasso:

- Fg. 100 part.lla: 29, 115, 302, 303, 316, 317, 397, 87, 192, 193, 190, 31, 298, 299, 285, 286, 287, 288, 281, 282, 283, 289, 290, 291, 292, 293, 294, 295, 296, 297, 300, 301, 399, 400, 25, 20, 26.

Il tracciato di connessione insiste su strada esistente in parte pubblica asfaltata, nello specifico SP204, SP74 dove si va a congiungere alla SE380, per poi proseguire sulla SP106 fino alla SE Terna "Chiaramonte Gulfi – Paternò"; esso ricade in parte nel comune di Ramacca e in parte in quello del Belpasso.

La SE Utente 30/150 kV è censita all'interno del Nuovo Catasto Terreni (N.C.T.) del comune di Belpasso:

- Fg. 100, part.lla 84.


Per maggiori approfondimenti circa le particelle catastali interessate dall'intervento si rimanda al piano particellare allegato.

6. CRITERI ADOTTATI PER LE SCELTE PROGETTUALI

Il presente progetto definitivo nasce a valle di verifiche progettuali inerenti alla fattibilità dell'intervento dal punto di vista tecnico-economico, ambientale e di utilità sociale ed energetica. I criteri seguiti per la progettazione dell'impianto e delle strutture sono in linea con gli usali criteri di buona tecnica e di regola dell'arte applicati conformemente alle normative obbligatori vigenti. In particolare, la progettazione è stata condotta conformemente alle disposizioni del D.M. 05/05/2011 e s.m.i. "Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica solare, in attuazione dell'articolo 7 del D.Lgs. del 29/12/2003, n. 387" come integrate dalle deliberazioni dell'Autorità per l'Energia elettrica e il Gas.

7. CARATTERISTICHE PRESTAZIONALI DEI MATERIALI

L'impianto fotovoltaico è sostanzialmente un impianto elettrico, collegato alla rete di trasmissione nazionale. Questo tipo di impianti, come previsto dallo stesso D.M. 5-5-2011 e s.m.i., presentano un alto livello di regolamentazione tecnica obbligatoria, sia a riguardo dell'architettura della progettazione (documenti obbligatori, caratteristiche del progetto, ecc.), sia a riguardo dei materiali da utilizzare (compatibilità elettrica ed elettromagnetica, marchi di qualità, prestazioni, ecc.). Le scelte dei materiali impiegati, quindi, sono correlati a questo quadro normativo obbligatorio che può essere considerato "standardizzato", il quale di per sé garantisce un'elevata qualità costruttiva e prestazionale dei materiali utilizzati. Inoltre, si precisa che, la profonda e veloce evoluzione tecnica dei componenti l'impianto permette di raggiungere oggi e in futuro ottimi livelli prestazione e basse emissioni. Tuttavia è assai difficile, alla data del progetto definitivo, definire con marca e modello i componenti che saranno installati per la realizzazione del progetto. Consideriamo quindi i componenti indicati, quali per esempio moduli fotovoltaici e inverter, come allo stato dell'arte di oggi, ma che potrebbero essere modificati sempre assicurando l'ottimale mitigazione ambientale ed in conformità al progetto autorizzato.

	CODICE ELABORATO	15-PD.15	RELAZIONE TECNICA GENERALE
	REVISIONE N.	00	
	DATA REVISIONE	23/02/2024	
	PAGINA	7 di 17	

7.1 MODULI FOTOVOLTAICI

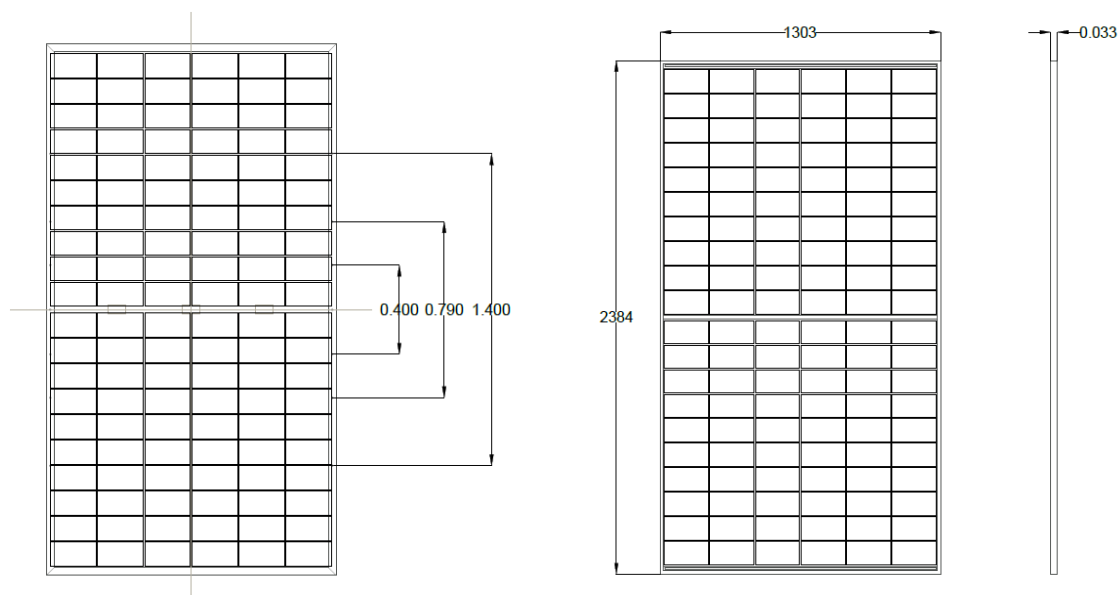
I moduli fotovoltaici presenti oggi sul mercato possono essere distinti in:

Moduli in silicio policristallino;

Moduli in silicio monocristallino;

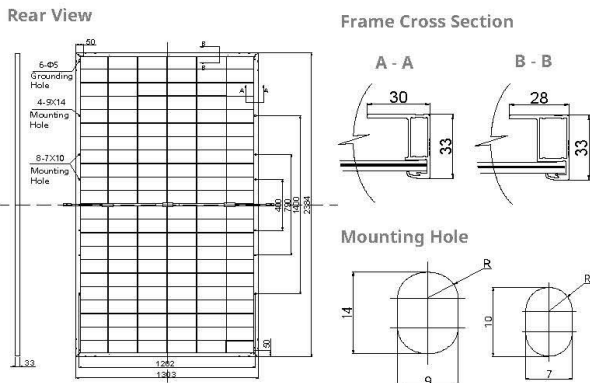
Il modulo fotovoltaico scelto è un modulo in silicio monocristallino modello TOPBiHiKu7 Bifacial Mono Perc del produttore Canadian Solar, con potenza massima pari a 720 Wp, tensione di circuito aperto pari a 48.7 V e corrente di cortocircuito pari a 18,69 A o moduli fotovoltaici similari.

La superficie complessiva occupata dai 45864 moduli fotovoltaici ha un'estensione di 14,25 ha, ottenuta dal prodotto del numero di moduli per la superficie del singolo modulo al netto delle tolleranze di installazione sulle strutture. Si riportano nella figura in calce le caratteristiche elettriche e meccaniche del modulo.

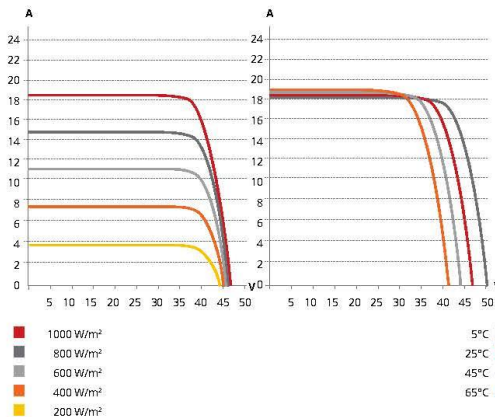


: Particolare modulo FV - Canadian Solar - BiHiKu7 da 720 W

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS7N-680TB-AG / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency
CS7N-695TB-AG	695 W	39.8 V	17.47 A	47.7 V	18.44 A	22.4%
Bifacial Gain**	5%	730 W	39.8 V	18.34 A	19.36 A	23.5%
	10%	765 W	39.8 V	20.18 A	20.28 A	24.6%
	20%	834 W	39.8 V	20.96 A	22.13 A	26.8%
CS7N-700TB-AG	700 W	40.0 V	17.51 A	47.9 V	18.49 A	22.5%
Bifacial Gain**	5%	735 W	40.0 V	18.39 A	19.41 A	23.7%
	10%	770 W	40.0 V	20.22 A	20.34 A	24.8%
	20%	840 W	40.0 V	21.01 A	22.19 A	27.0%
CS7N-705TB-AG	705 W	40.2 V	17.55 A	48.1 V	18.54 A	22.7%
Bifacial Gain**	5%	740 W	40.2 V	18.43 A	19.47 A	23.8%
	10%	776 W	40.2 V	20.27 A	20.39 A	25.0%
	20%	846 W	40.2 V	21.06 A	22.25 A	27.2%
CS7N-710TB-AG	710 W	40.4 V	17.59 A	48.3 V	18.59 A	22.9%
Bifacial Gain**	5%	746 W	40.4 V	18.47 A	19.52 A	24.0%
	10%	781 W	40.4 V	20.32 A	20.45 A	25.1%
	20%	852 W	40.4 V	21.11 A	22.31 A	27.4%
CS7N-715TB-AG	715 W	40.6 V	17.63 A	48.5 V	18.64 A	23.0%
Bifacial Gain**	5%	751 W	40.6 V	18.51 A	19.57 A	24.2%
	10%	787 W	40.6 V	20.36 A	20.50 A	25.3%
	20%	858 W	40.6 V	21.16 A	22.37 A	27.6%
CS7N-720TB-AG	720 W	40.8 V	17.67 A	48.7 V	18.69 A	23.2%
Bifacial Gain**	5%	756 W	40.8 V	18.55 A	19.62 A	24.3%
	10%	792 W	40.8 V	20.41 A	20.56 A	25.5%
	20%	864 W	40.8 V	21.20 A	22.43 A	27.8%

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C. Measurement uncertainty: ±3 % (Pmax).
 ** Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

ELECTRICAL DATA

Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Max. System Voltage	1500 V (IEC/UL) or 1000 V (IEC/UL)
Module Fire Performance	TYPE 29 (UL 61730) or CLASS C (IEC61730)
Max. Series Fuse Rating	35 A
Application Classification	Class A
Power Tolerance	0 ~ + 5 W
Power Bifaciality*	80 %

* Power Bifaciality = $P_{max_{rear}} / P_{max_{front}}$, both $P_{max_{rear}}$ and $P_{max_{front}}$ are tested under STC, Bifaciality Tolerance: ± 5 %

* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.
 Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)
CS7N-695TB-AG	525 W	37.6 V	13.97 A	45.1 V	14.87 A
CS7N-700TB-AG	528 W	37.8 V	14.00 A	45.3 V	14.91 A
CS7N-705TB-AG	532 W	37.9 V	14.03 A	45.5 V	14.95 A
CS7N-710TB-AG	536 W	38.1 V	14.06 A	45.7 V	14.99 A
CS7N-715TB-AG	540 W	38.3 V	14.09 A	45.8 V	15.03 A
CS7N-720TB-AG	544 W	38.5 V	14.12 A	46.0 V	15.07 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m² spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	TOPCon cells
Cell Arrangement	132 [2 x (11 x 6)]
Dimensions	2384 x 1303 x 33 mm (93.9 x 51.3 x 1.30 in)
Weight	37.8 kg (83.3 lbs)
Front Glass	2.0 mm heat strengthened glass with anti-reflective coating
Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4.0 mm² (IEC), 10 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) or customized length*
Connector	T6 (IEC 1500V) or PV-KST4-EVO2/XY, PV-KBT4-EVO2/XY (IEC 1500V) or PV-KST4-EVO2A/xy, PV-KBT4-EVO2A/xy (IEC 1500V)
Per Pallet	33 pieces
Per Container (40' HQ)	561 pieces


* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.30 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

PARTNER SECTION



	CODICE ELABORATO	15-PD.15	RELAZIONE TECNICA GENERALE
	REVISIONE N.	00	
	DATA REVISIONE	23/02/2024	
	PAGINA	9 di 17	

7.2 CONVERSIONE STATICA CC/CA – INVERTER DI CENTRALIZZATI

Il gruppo di conversione da corrente continua a corrente alternata dell'energia elettrica prodotta sarà costituito complessivamente da n. 32 inverter del produttore "SUNGROW" modello "SG1100-UD" di nominale lato alternata di 1100 kVA o inverter similari.

7.3 Inseguitori monoassiali

I moduli fotovoltaici sono fissati sul terreno per mezzo di apposite strutture denominate inseguitori monoassiali, ossia dei dispositivi che attraverso opportuni movimenti meccanici, riescono ad "inseguire" lo spostamento apparente del sole nel cielo.

Lo scopo principale di un inseguitore è quello di massimizzare l'efficienza del dispositivo ospitato a bordo.



Per la progettazione sono stati ipotizzati inseguitori monoassiali a singola vela, assimilabili alla tipologia del costruttore Convert.

Tali inseguitori sono caratterizzati da una rilevante adattabilità alle caratteristiche orografiche del sito di installazione; consentono infatti di gestire pendenze che arrivano sino a valori del 15% in direzione longitudinale ai pali di fondazione (Nord-Sud).

Le caratteristiche dei materiali che costituiscono le diverse parti meccaniche, garantiscono un'elevata resistenza agli agenti esterni quali ad esempio alte e basse temperature, piogge ed agenti corrosivi.

Per maggiori dettagli circa le caratteristiche delle strutture ad inseguimento considerate in progettazione si vede l'elaborato "Datasheet main equipment".

7.4 Cabine elettriche


Si prevede l'utilizzo di n.2 cabine di raccolta ove afferiranno, per la messa in parallelo, gli elettrodotti uscenti dai vari sottocampi, definiti dalle n. 17 cabine di trasformazione disposte nel campo agrivoltaico.

Le cabine saranno di tipo prefabbricato mono-blocco in c.a.v. prodotte ai sensi del DM 14/01/2008 e della Legge 5/11/71 n° 1086 art.9 – D.M. 3/12/87 n°39

I passaggi previsti per il transito delle persone saranno larghi almeno 80 cm, al netto di eventuali sporgenze. La cabina sarà posta su fondazione prefabbricata tipo vasca, che fungerà da vano per i cavi, e che sarà accessibile da apposita botola posta sul pavimento dei vari locali. Il calore prodotto dai trasformatori e dai quadri sarà smaltito tramite ventilazione naturale per mezzo di griglie di areazione e da aspiratori ad asse verticale comandati in temperatura o di tipo eolico.

Per ogni cabina elettrica sarà realizzato un impianto di messa a terra tramite dispersore orizzontale ad anello in corda di rame nuda sez. 35 mmq e da n. 6 dispersori verticali in acciaio zincato con profilo a croce 50x50x5 mm di lunghezza 2,5 m.

L'anello di terra di ogni cabina sarà collegato tramite morsetti bifilari alla dorsale di terra del campo fotovoltaico costituita da cavo in acciaio zincato.

	CODICE ELABORATO	15-PD.15	RELAZIONE TECNICA GENERALE
	REVISIONE N.	00	
	DATA REVISIONE	23/02/2024	
	PAGINA	10 di 17	

7.5 Cabine di trasformazione / Power Station

Le cabine elettriche di trasformazione saranno così equipaggiate:

- n.1 quadro BT per la protezione lato bassa tensione che include il sistema di protezione di interfaccia e il relativo DDI oltre che il ricalzo per la mancata apertura;
- n.1 trasformatore per l'alimentazione dei servizi ausiliari dell'inverter;
- n.1 trasformatore di potenza con rapporto di trasformazione 630V/30.000V per la connessione in media tensione;
- n.3 quadri MT.

Le taglie dei trasformatori di ogni sottocampo sono mostrate nell'apposito paragrafo.

Le varie uscite degli inverter saranno collegate in parallelo all'interno di un quadro di parallelo BT (QPBT), installato presso ciascuna delle cabine elettriche di trasformazione. Il quadro sarà conforme alla norma CEI EN 60439-1 per linee di potenza idoneo a contenere:

- il dispositivo di parallelo quadro, di tipo scatolato, con funzione di protezione da sovracorrenti e sezionamento della linea in bassa tensione a valle del trasformatore BT/MT;
- la centralina termometrica del trasformatore BT/MT.

Sarà inoltre installato un quadro di bassa tensione per l'alimentazione dei servizi ausiliari (QSA) e un gruppo di continuità UPS. Il quadro dei servizi ausiliari conterrà i dispositivi di protezione e sezionamento di tipo modulare per la protezione e sezionamento delle linee di alimentazione dei servizi ausiliari (condizionatori, illuminazione, circuiti prese, circuiti ausiliari quadri elettrici, ecc...), nonché dell'UPS.

Il QPBT sarà costituito delle seguenti parti da valle a monte:

- Dispositivi del generatore fotovoltaico: sono gli interruttori del quadro che collegano il QPCA alle uscite degli inverter. Sono interruttori automatici con sganciatori magneto-termici e protezione differenziale che intervengono per guasto interno al sistema fotovoltaico. L'interruttore interviene su tutte le fasi interessate e sul neutro;

L'uscita del quadro QPBT sarà connessa tramite l'interruttore BT di alimentazione del QPCA al primario del trasformatore MT/BT.


Il trasformatore sarà trifase con gli avvolgimenti inglobati sotto vuoto in resina epossidica e con raffreddamento in aria naturale. Il trasformatore deve essere progettato e costruito per rispondere alle Norme CEI Italiane ed IEC internazionali in vigore alla data della sua costruzione.

7.6 Cabina di raccolta

Si prevede l'utilizzo di n.2 cabine di raccolta ove afferiranno, per la messa in parallelo, gli elettrodotti uscenti dai vari sottocampi.

Le cabine saranno di tipo prefabbricato mono-blocco in c.a.v. prodotte ai sensi del DM 14/01/2008 e della Legge 5/11/71 n° 1086 art.9 – D.M. 3/12/87 n°39

I passaggi previsti per il transito delle persone saranno larghi almeno 80 cm, al netto di eventuali sporgenze. La cabina sarà posta su fondazione prefabbricata tipo vasca, che fungerà da vano per i cavi, e che sarà accessibile da apposita botola posta sul pavimento dei vari locali. Il calore prodotto dai quadri sarà smaltito

	CODICE ELABORATO	15-PD.15	RELAZIONE TECNICA GENERALE
	REVISIONE N.	00	
	DATA REVISIONE	23/02/2024	
	PAGINA	11 di 17	

tramite ventilazione naturale per mezzo di griglie di areazione e da aspiratori ad asse verticale comandati in temperatura o di tipo eolico.

Per ogni cabina elettrica sarà realizzato un impianto di messa a terra tramite dispersore orizzontale ad anello in corda di rame nuda sez. 35 mmq e da n. 6 dispersori verticali in acciaio zincato con profilo a croce 50x50x5 mm di lunghezza 1,5 m.

7.7 Trasformatori

La tensione nominale d'uscita degli inverter da 1100 kW, pari a 630 V, verrà innalzata a 30 kV all'interno delle cabine di trasformazione. Ogni cabina di trasformazione sarà in grado di gestire la potenza ad essa confluyente. Nello specifico saranno utilizzati trasformatori DYn11, 630/30kV, con taglie così come da tabella seguente.

Tabella Dati trasformatori


Cabina	Trafo [kVA]
4400	4928
3300	3520
1100	1265

7.8 Cavi elettrici

Saranno impiegate le seguenti tipologie di cavi in funzione delle condizioni di posa:

- cavo "solar" tipo H1Z2Z2-K, unipolare, resistente all'ozono e ai raggi UV, conforme alle Norme IMQ CPT065 / CEI 20-35 / 20-37P2 / EN 60332-1-2 / EN 50267-1-2 / EN 50267-2-2. Saranno utilizzati per l'inter-connesione dei moduli fotovoltaici e per il collegamento delle stringhe ai quadri di campo;
- cavo unipolare tipo ARE4R 0,6/1 kV o multipolare tipo ARE4(O)R 0,6/1 kV, o equivalenti, adatti per pose in ambienti interni o esterni anche bagnati. Saranno utilizzati per pose prevalentemente in tubazioni interrato e/o per condutture in esterno;
- cavo unipolare tipo ARE4R 0,6/1 kV o equivalente. Saranno utilizzati prevalentemente per i cablaggi all'interno dei quadri elettrici in bassa tensione e per realizzare le condutture elettriche in bassa tensione entro tubi in aria in interni;
- cavo unipolare tipo ARE4R 0,6/1 kV, o equivalente per collegamenti equipotenziali ai fini della messa a terra di sicurezza;
- cavi unipolari, per posa interrato, con Conduttore a corda rotonda compatta alluminio, isolati con mescola estrusa di polietilene reticolato (XLPE), tipo ARE4H5E 18/30 kV per i collegamenti dei circuiti a 30 kV;

La scelta delle sezioni dei cavi sarà effettuata in base alla loro portata nominale (calcolata in base ai criteri di unificazione e di dimensionamento riportati nelle tabelle CEI-UNEL), alle condizioni di posa e di temperatura, al limite ammesso dalle Norme per quanto riguarda le cadute di tensione massime ammissibili (inferiori al 2%) ed alle caratteristiche di intervento delle protezioni secondo quanto previsto dalle vigenti Norme CEI 64-8. Particolare attenzione va riservata alla scelta delle sezioni dei cavi dei circuiti afferenti ai gruppi di misura dell'energia prodotta al fine di rendere trascurabili le perdite energetiche per effetto joule sugli stessi.


	CODICE ELABORATO	15-PD.15	RELAZIONE TECNICA GENERALE
	REVISIONE N.	00	
	DATA REVISIONE	23/02/2024	
	PAGINA	12 di 17	

8. DEFINIZIONE SOTTOCAMPI E CONFIGURAZIONE ELETTRICA

I 45864 moduli fotovoltaici da 720 Wp saranno interconnessi in stringhe da 28 moduli, in modo da formare complessivamente 1638 stringhe. Le stringhe afferiranno a 97 string box che a loro volta distribuiranno la potenza nei 32 inverter presenti.

La suddivisione delle potenze dei sottocampi, degli string box e degli inverter è sintetizzata nella tabella seguente.

Tabella delle potenze e configurazione elettrica										
PV area	Potenza DC input Inv. [kWp]	Power Station	Potenza Power Station	N. Stringhe Sottocampo	String Box da 18	String Box da 17	String Box da 16	String Box da 15	PWR DC/AC	Potenza Totale [MWp]
1	4152,96	1	4400	206	2	10			0,94385	33,02208
2	1532,16	2A	1100	76				3	0,69644	
		2B	1100			1	1			
3	3044,16	3	3300	151		7	2		0,92247	
4,1	1995,84	4.1 A	1100	99		2	1		0,90720	
		4.1 B	1100			1	2			
4,2	1088,64	4,2	1100	54	3				0,98967	
4,3	1975,68	4.3 A	1100	98	1		2		0,89804	
		4.3 B	1100				3			
4,4	3286,08	4,4	3300	163		4	5	1	0,99578	
4,5	1048,32	4,5	1100	52	1	2			0,95302	
4,6	8527,68	4.6 A	4400	423	8	4			0,96905	
		4.6 B	4400		7	5				
4,7	3286,08	4,7	3300	163		3	7		0,99578	
4,8	2056,32	4.8 A	1100	102	1	1	1		0,93469	
		4.8 B	1100		1	1	1			
5	1028,16	5	1100	51		3			0,93469	
TOTAL	33022,08		35200	1638	24	43	25	5	0,93	

	CODICE ELABORATO	15-PD.15	RELAZIONE TECNICA GENERALE
	REVISIONE N.	00	
	DATA REVISIONE	23/02/2024	
	PAGINA	13 di 17	

9 MISURE DI PROTEZIONE E SICUREZZA

L'impianto in oggetto e tutte le parti che lo costituiscono sono progettati e realizzati in modo tale da assicurare, nelle condizioni che possono essere ragionevolmente previste, la protezione delle persone e dei beni contro i pericoli ed i danni derivanti dal loro utilizzo nonché garantire il loro corretto funzionamento per l'uso previsto.

Sono quindi adottate le seguenti misure di protezione:

- ✚ protezione relative ai contatti diretti e indiretti;
- ✚ protezione relativa alle sovracorrenti;
- ✚ protezione relativa alle sovratensioni.

Inoltre è opportunamente garantito il sezionamento del circuito ove necessario.

9.1 Protezione dai contatti diretti

La protezione contro i pericoli derivanti da contatti con parti ordinariamente in tensione è realizzata conformemente alle disposizioni della Norma CEI 64-8 mediante opportuno isolamento delle parti attive, rimovibile solo mediante distruzione ed in grado di resistere a tutte le sollecitazioni meccaniche, termiche, elettriche alle quali può essere sottoposto nel normale esercizio e mediante l'utilizzo di involucri idonei ad assicurare complessivamente il grado di protezione IP XXB (parti in tensione non raggiungibili dal filo di prova) e, sulle superfici orizzontali superiori a portata di mano, il grado di protezione IP XXD (parti in tensione non raggiungibili dal filo di prova).


A tal fine saranno impiegati cavi a semplice isolamento posati entro canalizzazioni in materiale isolante e/o cavi a doppio isolamento; le connessioni verranno realizzate all'interno di apposite cassette con coperchio apribile esclusivamente mediante attrezzo.

9.2 Protezione dai contatti indiretti

La protezione contro i pericoli derivanti dal contatto con parti conduttrici normalmente non in tensione ma che possono andare in tensione in caso di cedimento dell'isolamento principale è realizzata, sul lato a 400 Vac dell'impianto gestito come sistema TN-S, conformemente alle disposizioni della Norma CEI 64-8 mediante l'interruzione automatica dell'alimentazione impiegando interruttori magnetotermici e, all'occorrenza differenziali, inoltre essa è coordinata con l'impianto di terra, in modo da soddisfare le condizioni prescritta della stessa Norma CEI 64-8.

9.3 Protezione combinata dai contatti diretti e indiretti

Per quanto riguarda i circuiti di comando e segnalazione che collegano fra loro i vari quadri elettrici dell'impianto, verrà adottata una protezione combinata contro i pericoli derivanti dai contatti diretti con parti normalmente in tensione o indiretti con parti conduttrici che possono andare in tensione in caso di cedimento dell'isolamento principale, da realizzare mediante sistema a bassissima tensione di sicurezza (SELV) conformemente alle disposizioni della Norma CEI 64-8.

	CODICE ELABORATO	15-PD.15	RELAZIONE TECNICA GENERALE
	REVISIONE N.	00	
	DATA REVISIONE	23/02/2024	
	PAGINA	14 di 17	

9.4 Protezione dei circuiti dalle sovracorrenti e sezionamento

La protezione delle linee dagli effetti delle è realizzata mediante dispositivi di interruzione (interruttori magnetotermici o fusibili) installati a monte di ciascuna conduttura ed aventi caratteristiche tali da interrompere automaticamente l'alimentazione in occasione di un sovraccarico o di un cortocircuito, conformemente alle disposizioni della Norma CEI 64-8, in relazione alle portate dei cavi come indicate dalle tabelle CEI-UNEL relative alla portata dei cavi in regime permanente.

Per il sezionamento dei circuiti verranno impiegati dispositivi omipolari. Tutti i quadri saranno dotati di interruttori generali omipolari che rendano possibile il sezionamento completo delle sezioni.

9.5 impianto di messa a terra

L'impianto fotovoltaico sarà dotato di un impianto di messa a terra, per la protezione dai contatti indiretti coordinato con le caratteristiche di intervento degli interruttori automatici magnetotermici differenziali. L'impianto sarà inoltre dotato di maglia di terra e collegamenti equipotenziali per la connessione delle masse alla stessa.

La configurazione geometrica e il dimensionamento dei conduttori della maglia di terra sarà determinata conformemente alle disposizioni della Norma CEI 11-37 e CEI 11-1 al fine di evitare che le tensioni di contatto e di passo superino i massimi valori ammissibili determinati in base ai valori della corrente di guasto e del tempo di eliminazione in media tensione.


9.6 compatibilità elettromagnetica (EMC)

Ai fini della protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti, sono state effettuate le necessarie valutazioni dei livelli dell'induzione magnetica generati dall'impianto in oggetto. Le suddette valutazioni, effettuate conformemente alle disposizioni della legge quadro del 22 febbraio 2001 n. 36 e del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 8 luglio 2003, hanno condotto alla conclusione che le installazioni previste rispettano i limiti di legge con ampi margini di sicurezza e forniscono le necessarie garanzie sulla tutela della salute umana.

10 VERIFICHE TECNICO - FUNZIONALI (COLLAUDO)

Al termine dei lavori saranno effettuati tutte le verifiche tecnico-funzionali, in particolare:

- ✚ prova di continuità elettrica e connessione dei moduli;
- ✚ efficacia messa a terra di masse e scaricatori;
- ✚ misura resistenza di isolamento dei circuiti elettrici e delle masse;
- ✚ prove di corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dai gruppi di conversione (accensione spegnimento, mancanza rete).

	CODICE ELABORATO	15-PD.15	RELAZIONE TECNICA GENERALE
	REVISIONE N.	00	
	DATA REVISIONE	23/02/2024	
	PAGINA	15 di 17	

11 RICADUTE SOCIALI

Quale ricaduta sociale primaria, la realizzazione del parco agrivoltaico, il cui funzionamento a pieno regime garantirà la produzione di energia elettrica derivante da fonte rinnovabile, contribuirà a rafforzare significativamente il processo di sensibilizzazione dell'opinione pubblica sulla scelta di utilizzo di energia pulita (e quindi totalmente ecologica).

Il progetto del parco agrivoltaico sarà in grado di garantire nuove “sinergie” tra gli operatori interessati allo sviluppo delle colture agricole e quelli interessati alla costruzione di impianti a pannelli fotovoltaici; tali sinergie avranno ricadute in termini di:

- Valorizzazione e riduzione dei consumi idrici grazie all'ombreggiamento dei moduli;
- minore degradazione dei suoli e conseguente miglioramento delle rese agricole;
- risoluzione del “conflitto” tra differenti usi dei terreni (per coltivare o per produrre energia);
- possibilità di far pascolare il bestiame e far circolare i trattori sotto le fila di pannelli o tra le

fila di pannelli, secondo le modalità di installazione con strutture orizzontali o verticali, avendo cura di mantenere un'adeguata distanza tra le fila e un'adeguata altezza dal livello del suolo.

Il suo inserimento in campo agricolo comunicherà alla popolazione locale la reale possibilità di integrazione dell'opera da realizzare nel contesto, senza creare alcun tipo di esternalità negative.

La realizzazione del progetto permetterà la riqualificazione dell'area interessata dalle opere di costruzione e connessione alla rete elettrica nazionale, con la parziale riasfaltatura delle strade lungo le quali saranno posati i cavidotti.


Per quanto concerne gli ulteriori risvolti positivi socio-culturali derivanti dalla realizzazione del progetto, sarà possibile organizzare iniziative di informazione e sensibilizzazione sulla produzione ed utilizzo di energia da fonte rinnovabile, ad esempio:

- visite didattiche nel parco fotovoltaico aperte alle scuole ed università;
- attività di formazione dedicate al tema delle energie rinnovabili, aperte alla popolazione locale.

L'offerta di questo tipo di opportunità di formazione alla popolazione locale può contribuire a ridurre i costi sociali che, generalmente, caratterizzano l'iniziale scarsa fiducia nelle nuove tecnologia produttive, riducendone la dipendenza economica da un solo settore, incoraggiando la diversificazione delle attività svolte localmente, favorendone la robustezza e crescita economica.

11.1 RICADUTE OCCUPAZIONALI

Si prevede che la realizzazione del progetto determinerà significative ricadute occupazionali sul territorio locale. Come già accade per la fase progettuale, è da attendersi un incremento dei livelli di occupazione della popolazione locale, come conseguenza del fiorire delle nuove opportunità di lavoro, connesse alle attività di costruzione, esercizio e manutenzione/gestione del parco agrivoltaico.

	CODICE ELABORATO	15-PD.15	RELAZIONE TECNICA GENERALE
	REVISIONE N.	00	
	DATA REVISIONE	23/02/2024	
	PAGINA	16 di 17	

L'occupazione nel settore fotovoltaico, tipicamente, discende dalle principali attività di seguito elencate a titolo esemplificativo:

Progettazione/Autorizzazione	Installazione/Cantiere	Gestione/Manutenzione
Consulenza	Consulenza	Generatori
	Fondazioni	Trasformatori
	Cavi e connessione alla rete	Installazioni elettriche
	Trasformatori	Sistemi di controllo remoto
	Sistemi di controllo	Pulizia pannelli
	Strade	Manutenzione verde
	Manutenzione verde	

La fase di progettazione del parco ha già generato un significativo indotto economico per la società progettista in cui l'impiego delle risorse umane qualificate incrementa all'aumentare della quantità e qualità degli elaborati da realizzare (preparazione della documentazione da presentare per la valutazione di impatto ambientale e per la progettazione dell'impianto).


La realizzazione del parco agrivoltaico e delle relative opere di connessione coinvolgerà tecnici qualificati locali, nonché personale formato ed abilitato per l'installazione delle strutture portanti, dei moduli, per la posa cavi, per l'installazione delle apparecchiature elettromeccaniche, per il trasporto dei materiali, per la realizzazione delle opere civili, per l'avvio dell'impianto, per la preparazione delle aree di cantiere.

Le esigenze di gestione e manutenzione del parco contribuiranno all'occupazione locale tramite la nuova creazione o il rafforzamento della domanda di posti di lavoro ad elevata specializzazione, come tecnici specializzati nel monitoraggio e controllo delle performance d'impianto, responsabili delle manutenzioni periodiche su strutture metalliche ed apparecchiature elettromeccaniche.

A queste risorse si unirà il personale tecnico impiegato per il lavaggio periodico dei moduli fotovoltaici ed i lavoratori agricoli impiegati nelle attività di sfalcio, coltivazione e raccolta delle piante autoctone e/o storicizzate e degli impiantati lungo la fascia arborea perimetrale.

Tutto il personale necessario sarà impiegato per il tempo stimato di:

- Progettazione/Autorizzazione: 1 anno e 6 mesi circa
- Installazione/Cantiere: 24mesi circa
- Gestione/Manutenzione: per tutta la vita utile dell'impianto, stimata in circa 30 anni.

 E-PRIMA	CODICE ELABORATO	15-PD.15	RELAZIONE TECNICA GENERALE
	REVISIONE N.	00	
	DATA REVISIONE	23/02/2024	
	PAGINA	17 di 17	

La realizzazione e l'esercizio del progetto favoriranno la generazione di competenze in loco, che possono essere eventualmente valorizzate e reimpiegate in altre attività produttive e di consulenza, determinando un apporto di risorse qualificate da impiegare nel lungo periodo.

Nella tabella successiva è riportato il numero di risorse, con la relativa qualifica, che indicativamente vengono coinvolte nelle attività relative alle varie fasi di realizzazione ed esercizio di un impianto con potenza simile:

FASE	NUMERO RISORSE	TIPOLOGIA RISORSA
REALIZZAZIONE	20	Tecnico specialista
	100	Operaio generico
	75	Operaio specializzato elettrico
	15	Autotrasportatore
	50	Carpentiere
	25	Coltivatore
ESERCIZIO	10	Operaio specializzato elettrico
	8	Meccanico
	4	Vigilanza
	15	Coltivatore
DISMISSIONE	20	Operaio specializzato elettrico
	50	Operaio generico
	10	Meccanico
	4	Vigilanza
	10	Coltivatore

DATA: 02/2024

PVsyst - Rapporto di simulazione

Sistema connesso in rete

Progetto: Belpasso 33 MW R_Power

Variante: Nuova variante di simulazione

Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)

Potenza di sistema: 33.02 MWc

Gerbini - Italy



Progetto: Belpasso 33 MW R_Power

Variante: Nuova variante di simulazione

PVsyst V7.4.0

VCO, Simulato su
19/02/24 17:26
con v7.4.0

Sommario del progetto

Luogo geografico

Gerbini

Italia

Ubicazione

Latitudine 37.43 °N
Longitudine 14.86 °E
Altitudine 22 m
Fuso orario UTC+1

Parametri progetto

Albedo 0.20

Dati meteo

Gerbini

Meteonorm 8.1 (1989-2003), Sat=100% - Sintetico

Sommario del sistema

Sistema connesso in rete

Simulazione per l'anno n° 1

Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)

Orientamento campo FV

Orientamento

Piano a inseguimento, asse inclinato
Incl. asse media 0.1 °
Azim. asse med. 0 °

Algoritmo dell'inseguimento

Calcolo astronomico
Backtracking attivato

Ombre vicine

Secondo le stringhe
Effetto elettrico 100 %
Ombreggiamento diffuso automatico

Informazione sistema

Campo FV

Nr. di moduli 45864 unità
Pnom totale 33.02 MWc

Inverter

Numero di unità 32 unità
Pnom totale 35.20 MWac
Rapporto Pnom 0.938

Bisogni dell'utente

Carico illimitato (rete)

Sommario dei risultati

Energia prodotta 55911098 kWh/anno Prod. Specif. 1693 kWh/kWp/anno Indice rendimento PR 79.43 %

Indice dei contenuti

Sommario del progetto e dei risultati	2
Parametri principali, Caratteristiche campo FV, Perdite sistema	3
Definizione ombre vicine - Diagramma iso-ombre	5
Risultati principali	6
Diagramma perdite	7
Grafici predefiniti	8
Schema unifilare	9
Costo del sistema	10
Bilancio delle Emissioni di CO ₂	11



PVsyst V7.4.0

VCO, Simulato su
19/02/24 17:26
con v7.4.0

Parametri principali

Sistema connesso in rete		Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)		
Orientamento campo FV		Algoritmo dell'inseguimento		
Orientamento		Calcolo astronomico		
Piano a inseguimento, asse inclinato		Backtracking attivato		
Incl. asse media	0.1 °			
Azim. asse med.	0 °			
Modelli utilizzati		Campo con backtracking		
Trasposizione	Perez	N. di eliostati	907 unità	
Diffuso	Perez, Meteonorm	Dimensioni		
Circumsolare	separare	Distanza eliostati	5.50 m	
Orizzonte		Larghezza collettori	2.38 m	
Orizzonte libero		Fattore occupazione (GCR)	43.3 %	
		Phi min / max	-/+ 55.0 °	
		Strategia Backtracking		
		Phi limits for BT	-/+ 64.1 °	
		Distanza tavole backtracking	5.50 m	
		Larghezza backtracking	2.38 m	
		Bisogni dell'utente		
		Carico illimitato (rete)		
		Ombre vicine		
		Secondo le stringhe		
		Effetto elettrico		100 %
		Ombreggiamento diffuso		Automatico

Caratteristiche campo FV

Modulo FV		Inverter	
Costruttore	CSI Solar	Costruttore	Sungrow
Modello	CS7N-720TB-AG 1500V	Modello	SG1100UD-MV
(Definizione customizzata dei parametri)		(PVsyst database originale)	
Potenza nom. unit.	720 Wp	Potenza nom. unit.	1100 kWac
Numero di moduli FV	45864 unità	Numero di inverter	32 unità
Nominale (STC)	33.02 MWc	Potenza totale	35200 kWac
Moduli	1638 Stringhe x 28 In serie	Voltaggio di funzionamento	895-1500 V
In cond. di funz. (50°C)		Rapporto Pnom (DC:AC)	0.94
Pmpp	30.58 MWc	Potenza totale inverter	
U mpp	1047 V	Potenza totale	35200 kWac
I mpp	29212 A	Numero di inverter	32 unità
Potenza PV totale		Rapporto Pnom	0.94
Nominale (STC)	33022 kWp		
Totale	45864 moduli		
Superficie modulo	142470 m ²		

Perdite campo

Perdite per sporco campo		Fatt. di perdita termica		Perdite DC nel cablaggio	
Fraz. perdite	3.0 %	Temperatura modulo secondo irraggiamento		Res. globale campo	0.58 mΩ
		Uc (cost)	29.0 W/m ² K	Fraz. perdite	1.5 % a STC
		Uv (vento)	0.0 W/m ² K/m/s		
LID - Light Induced Degradation		Perdita di qualità moduli		Perdite per mismatch del modulo	
Fraz. perdite	2.0 %	Fraz. perdite	-0.4 %	Fraz. perdite	2.0 % a MPP



PVsyst V7.4.0

VCO, Simulato su
19/02/24 17:26
con v7.4.0

Perdite campo

Perdita disadattamento Stringhe

Fraz. perdite 0.2 %

Degrado medio dei moduli

Anno n° 1

Fattore di perdita annuale 0.4 %/anno

Mismatch dovuto a degrado

Dispersione Imp RMS 0.4 %/anno

Dispersione Vmp RMS 0.4 %/anno

Fattore di perdita IAM

Effetto d'incidenza, profilo definito utente (IAM): Fresnel, antiriflesso, nVetro=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

Perdite sistema

indisponibilità del sistema

frazione di tempo 2.0 %

7.3 giorni,

3 periodi



PVsyst V7.4.0
VCO, Simulato su
19/02/24 17:26
con v7.4.0

Parametri per ombre vicine

Prospettiva campo PV e area d'ombra circostante

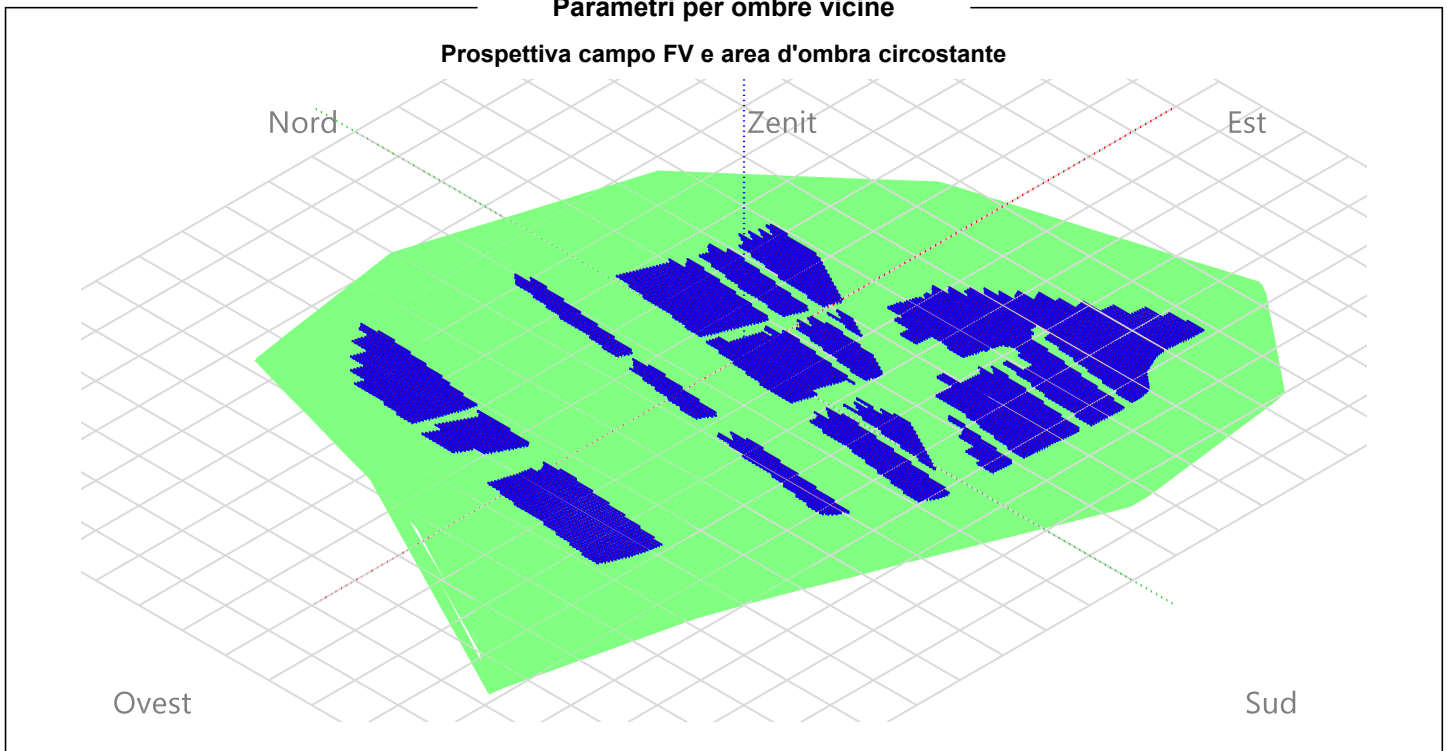
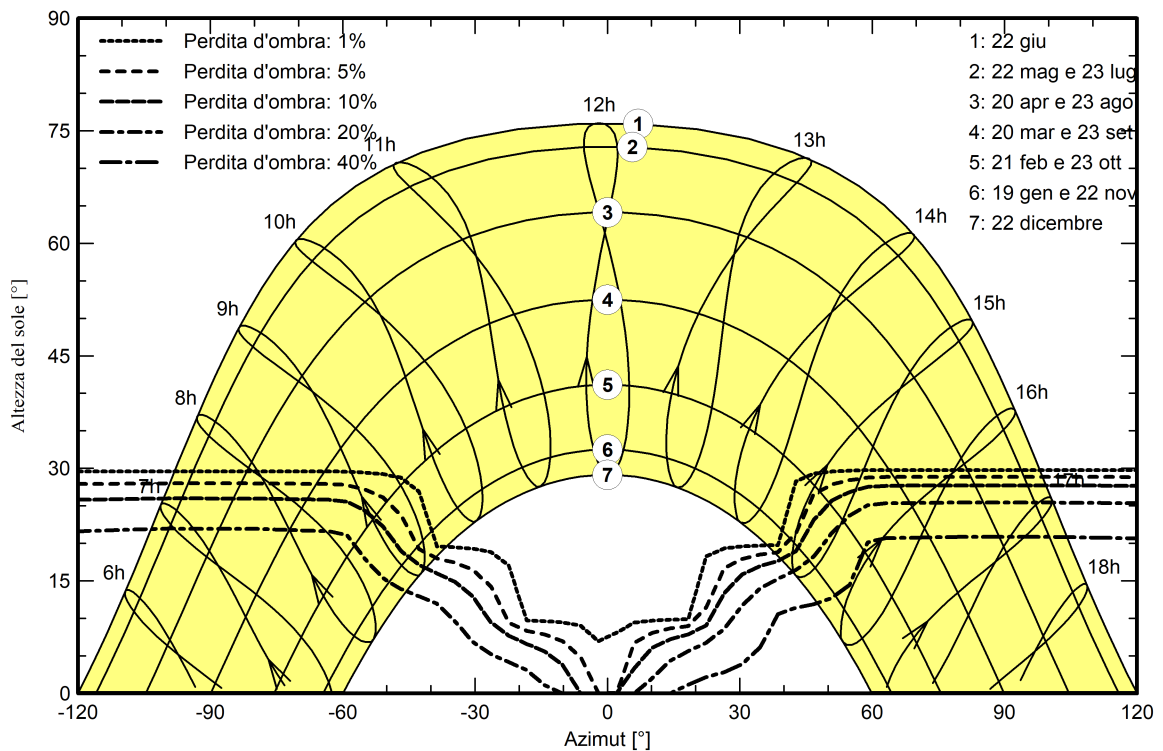


Diagramma iso-ombre

Orientamento #1





Progetto: Belpasso 33 MW R_Power

Variante: Nuova variante di simulazione

PVsyst V7.4.0

VCO, Simulato su
19/02/24 17:26
con v7.4.0

Risultati principali

Produzione sistema

Energia prodotta 55911098 kWh/anno

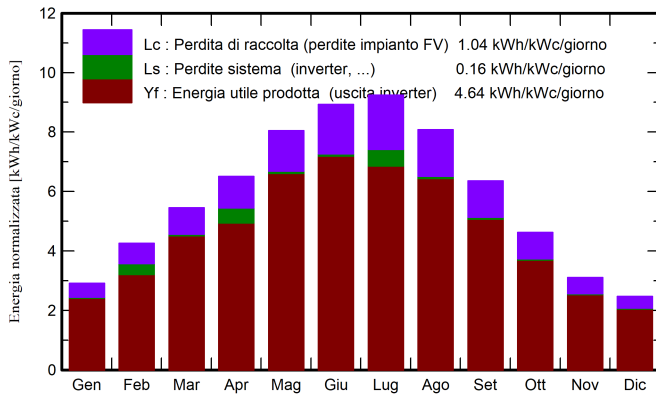
Prod. Specif.

1693 kWh/kWp/anno

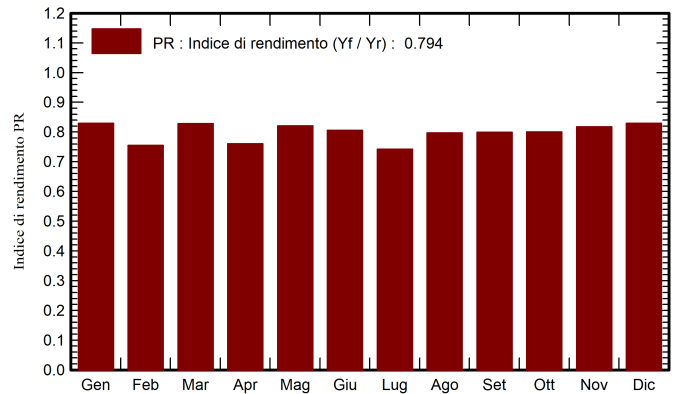
Indice rendimento PR

79.43 %

Produzione normalizzata (per kWp installato)



Indice di rendimento PR



Bilanci e risultati principali

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
Gennaio	69.0	33.20	9.19	90.2	82.9	2507868	2473047	0.830
Febbraio	91.8	39.01	9.27	119.1	110.7	3308604	2967614	0.755
Marzo	132.3	56.91	12.05	169.0	158.1	4679004	4623730	0.828
Aprile	156.0	75.75	14.74	195.1	182.7	5406002	4902252	0.761
Maggio	198.6	84.36	19.28	249.6	234.8	6845174	6766812	0.821
Giugno	209.5	81.18	24.01	267.8	252.5	7205450	7126564	0.806
Luglio	222.4	76.45	27.75	286.5	270.6	7600533	7022261	0.742
Agosto	194.8	79.48	27.89	250.4	236.0	6670071	6594579	0.797
Settembre	148.1	62.88	23.81	190.7	178.7	5089490	5032874	0.799
Ottobre	111.6	47.81	19.83	143.4	133.6	3834348	3788320	0.800
Novembre	72.6	36.00	14.57	93.1	85.8	2548127	2512919	0.817
Dicembre	60.7	31.39	10.72	76.7	70.1	2132130	2100125	0.830
Anno	1667.6	704.43	17.81	2131.5	1996.5	57826802	55911098	0.794

Legenda

GlobHor Irraggiamento orizzontale globale

DiffHor Irraggiamento diffuso orizz.

T_Amb Temperatura ambiente

GlobInc Globale incidente piano coll.

GlobEff Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre

EArray Energia effettiva in uscita campo

E_Grid Energia immessa in rete

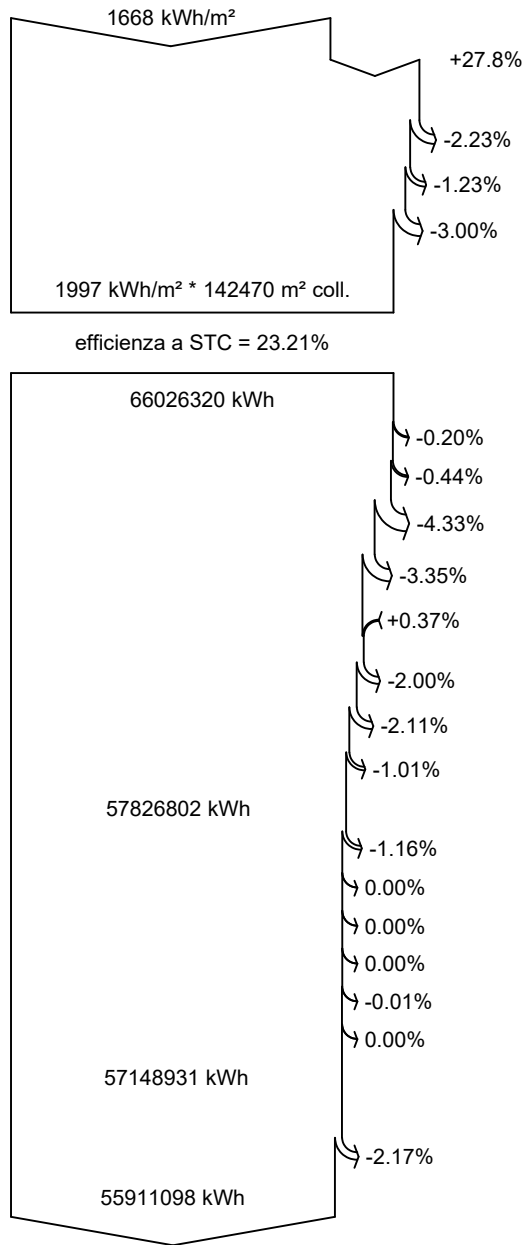
PR Indice di rendimento



PVsyst V7.4.0

VCO, Simulato su
19/02/24 17:26
con v7.4.0

Diagramma perdite



Irraggiamento orizzontale globale

Globale incidente piano coll.

Ombre vicine: perdita di irraggiamento

Fattore IAM su globale

Perdite per sporco campo

Irraggiamento effettivo su collettori

Conversione FV

Energia nominale campo (effic. a STC)

Perdita per degrado moduli (Per anno #1)

Perdita FV causa livello d'irraggiamento

Perdita FV causa temperatura

ombreggiamento: perdita elettrica sec. le stringhe

Perdita per qualità modulo

LID - "Light induced degradation"

Perdita disadattamento moduli e stringhe

Perdite ohmiche di cablaggio

Energia apparente impianto a MPPT

Perdita inverter in funzione (efficienza)

Perdita inverter per superamento Pmax

Perdita inverte a causa massima corrente in ingresso

Perdita inverter per superamento Vmax

Perdita inverter per non raggiungimento Pmin

Perdita inverter per non raggiungimento Vmin

Energia in uscita inverter

Indisponibilità del sistema

Energia immessa in rete

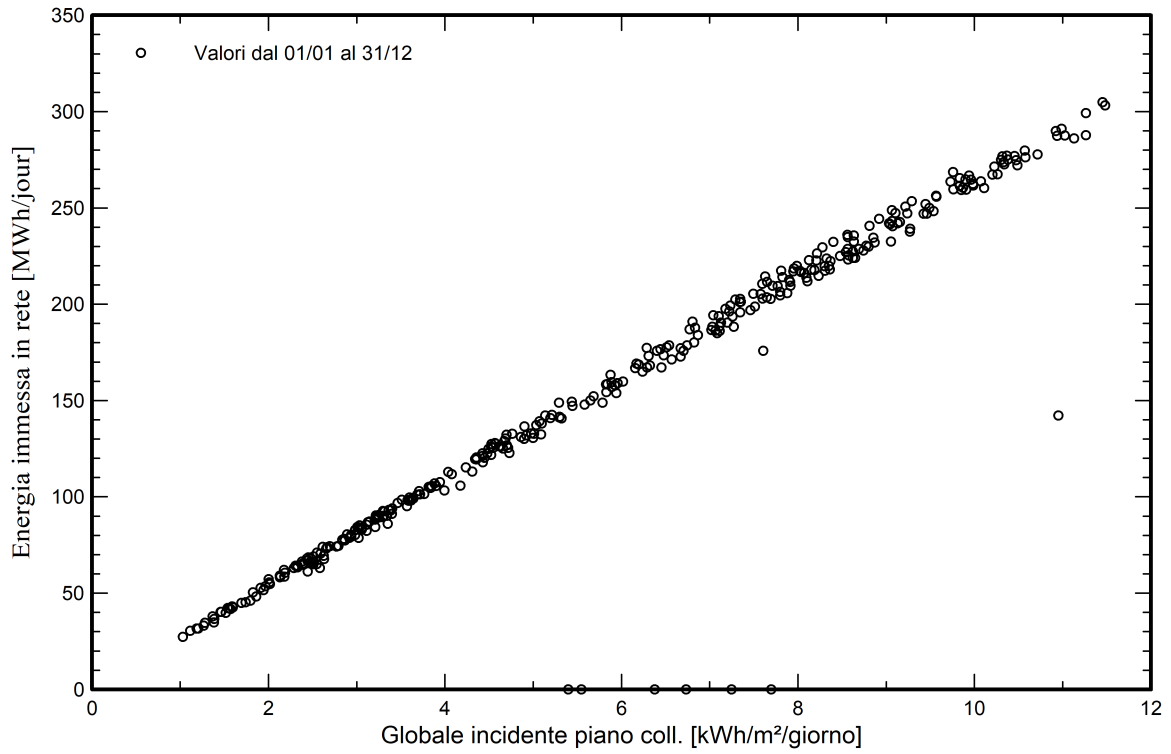


PVsyst V7.4.0

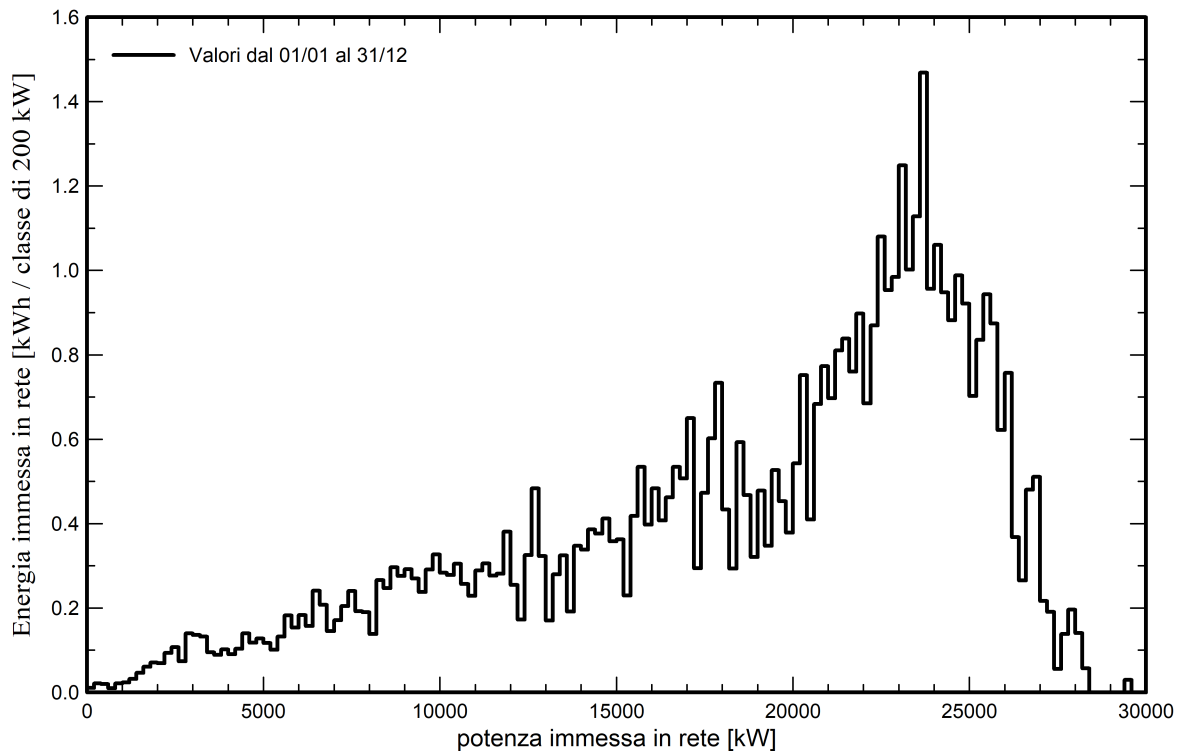
VCO, Simulato su
19/02/24 17:26
con v7.4.0

Grafici predefiniti

Diagramma giornaliero entrata/uscita



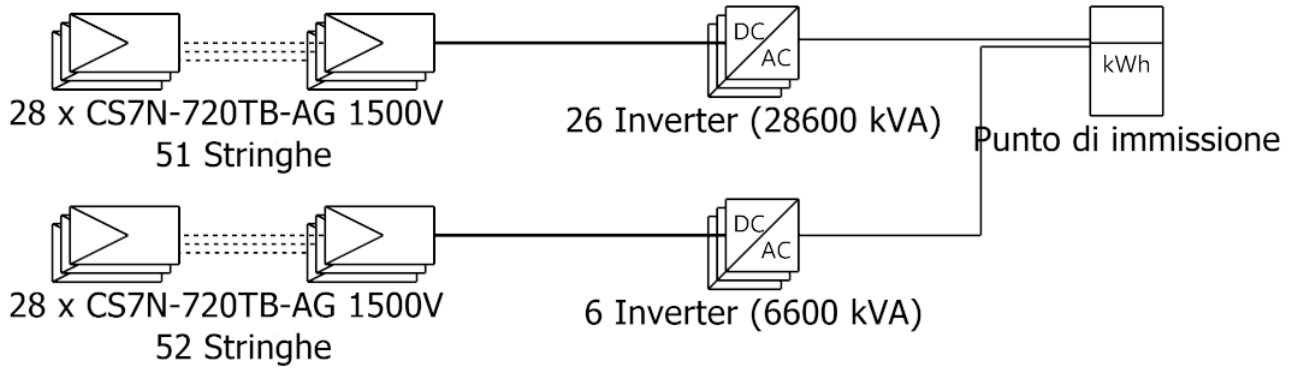
Distribuzione potenza in uscita sistema





PVsyst V7.4.0
VC0, Simulato su
19/02/24 17:26
con v7.4.0

Schema unifilare



Modulo FV	CS7N-720TB-AG 1500V
Inverter	SG1100UD-MV
Stringa	28 x CS7N-720TB-AG 1500V

Belpasso 33 MW R_Power

VC0 : Nuova variante di simulazione

19/02/24



PVsyst V7.4.0
VC0, Simulato su
19/02/24 17:26
con v7.4.0

Costo del sistema

Costi d'installazione

Elemento	Quantità unità	Costo EUR	Totale EUR
		Totale	0.00
		Attività ammortizzabile	0.00

Costi operativi

Elemento	Totale EUR/an
Totale (OPEX)	0.00

Sommario del sistema

Costo totale d'installazione	0.00 EUR
Costi operativi	0.00 EUR/an
Energia prodotta	55911 MWh/an
Costo energia prodotta (LCOE)	0.000 EUR/kWh



PVsyst V7.4.0

VCO, Simulato su
19/02/24 17:26
con v7.4.0

Bilancio delle Emissioni di CO₂

Totale: 552582.3 tCO₂

Emissioni generate

Totale: 63036.58 tCO₂

Fonte: Calcolo dettagliato dalla tabella in basso

Emissioni evitate

Totale: 709511.8 tCO₂

Produzione del sistema: 55911.10 MWh/an

Emissioni durante il ciclo di vita: 423 gCO₂/kWh

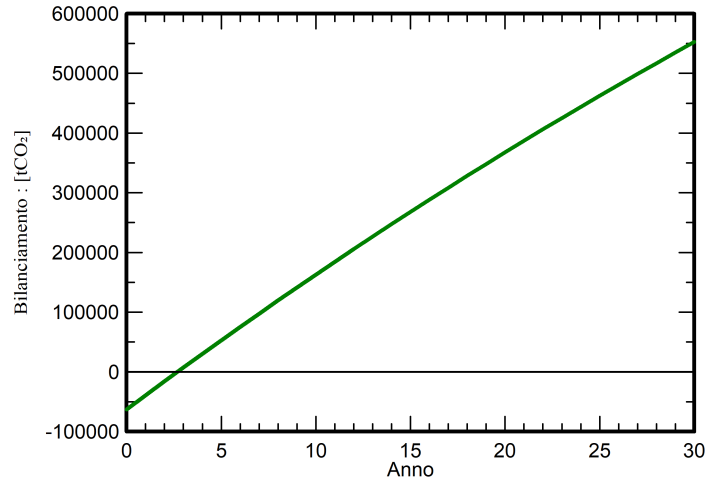
Fonte: Lista IEA

Paese: Italy

Durata di vita: 30 anni

Degradazione annua: 1.0 %

CO₂ Evitata: Emissioni vs. Tempo



Dettagli delle emissioni del sistema nel ciclo di vita

Elemento	LCE (ciclo vitale energia)	Quantità	Subtotale [kgCO ₂]
Moduli	1713 kgCO ₂ /kWp	33022 kWp	56557577
Supporti	2.82 kgCO ₂ /Kg	2293200 Kg	6470057
Inverter	280 kgCO ₂ /unità	32.0 unità	8945