



REGIONE PUGLIA
 PROVINCIA DI FOGGIA
 COMUNI DI CASTELLUCCIO DEI SAURI,
 BOVINO, DELICETO E ASCOLI SATRIANO



PROGETTO IMPIANTO AGRIVOLTAICO DA REALIZZARE NEL COMUNE DI BOVINO (FG) IN LOCALITA' "LAMIA", E NEL COMUNE DI CASTELLUCCIO DEI SAURI IN LOCALITA' "POSTA CONTESSA", E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE DA REALIZZARE NEI COMUNI DI BOVINO, CASTELLUCCIO DEI SAURI, DELICETO E ASCOLTI SATRIANO (FG), AVENTE UNA POTENZA PARI A **63.784,00 kWp**, DENOMINATO "**DELICETO HV**"

PROGETTO DEFINITIVO

RELAZIONE TECNICA DI PRODUCIBILITÀ IMPIANTO



LIV. PROG.	RIF. COD. PRATICA TERNA	CODICE ISTANZA AU	TAVOLA	DATA	SCALA
PD	202001480	JUTWD01	B.05	15.02.2024	-

REVISIONI

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO

RICHIEDENTE E PRODUTTORE



HF SOLAR 8 S.r.l.

ENTE

FIRMA RESPONSABILE

PROGETTAZIONE



Ing. D. Siracusa
 Ing. A. Costantino
 Ing. C. Chiaruzzi
 Ing. G. Schillaci
 Ing. G. Buffa
 Ing. M.C. Musca

Arch. A. Calandrino
 Arch. S. Martorana
 Arch. F. G. Mazzola
 Arch. G. Vella
 Dott. Agr. B. Miciluzzo
 Dott. Biol. M. Casisa

HORIZONFIRM S.r.l. - Viale Francesco Scaduto n°2/D - 90144 Palermo (PA)

PROFESSIONISTA INCARICATO

FIRMA DIGITALE PROGETTISTA



FIRMA OLOGRAFA E TIMBRO PROFESSIONISTA

**Impianto di produzione di energia elettrica da fonte energetica
rinnovabile attraverso tecnologia solare agrivoltaica**

denominato

“DELICETO HV”

Relazione di producibilità dell’impianto fotovoltaico

Sommario

1 Premessa.....	1
2 Descrizione generale dell'impianto	2
3 Report di producibilità	7
4 Calcolo delle Tonnellate equivalenti di petrolio risparmiate e delle tonnellate di anidride carbonica non emesse in atmosfera.....	16

1 Premessa

La presente relazione tecnica è parte integrante del “*Progetto Definitivo*” di un impianto agrivoltaico che la Società **HF SOLAR 8 S.r.l.** intende realizzare nel territorio comunale di Bovino (FG), in Località Lamia, su lotti di terreno distinti al N.T.C. al foglio n°12 particella 163 e nel territorio comunale di Castelluccio dei Sauri (FG) in Località Posta Contessa al Foglio n°14 particelle 10, 12, 13, 16, 21, 63, 66, 67, 68, 71, 72, 73, 88, 89, 94 e 233.

Come riscontrabile dalle tavole di progetto allegate alla presente, l’impianto risulta suddiviso in due sezioni di generazione denominate rispettivamente, ***Lotto Bovino da 23.149,84 kWp*** e ***Lotto Castelluccio dei Sauri da 40.634,16 kWp***, per una potenza complessiva di **63.784,00 kWp** e, conformemente a quanto prescritto dal Gestore di Rete con preventivo di connessione identificato con ***Codice di Rintracciabilità 202001480***, verrà collegato in antenna a 150 kV sul futuro ampliamento della Stazione Elettrica (SE) a 380/150 kV della RTN denominata “Deliceto”.

Nel presente elaborato, viene riportato il report di producibilità energetica generato con l’ausilio del Software Specialistico PVsyst e, a partire dal quantitativo di energia elettrica prodotta, applicando i fattori di conversione TEP/kWh e kgCO₂/kWh definiti dalla **Delibera EEN 3/08**, verranno calcolate le tonnellate equivalenti di petrolio risparmiate e i kg di CO₂ non immessi in atmosfera.

2 Descrizione generale dell'impianto

L'impianto agrivoltaico oggetto dell'iniziativa intrapresa dalla Società **HF SOLAR 8 S.r.l.** risulta suddiviso in due sezioni di generazione ed ha una potenza di picco, intesa come somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva, pari a **63.784,00 kWp**.

Per la realizzazione del generatore fotovoltaico, ovvero la parte di impianto che converte la radiazione solare in energia elettrica, si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici *Trina Solar Bifacciali da 670Wp costituiti da 132 celle in silicio monocristallino* i quali, tra le tecnologie attualmente disponibili sul mercato, presentano efficienze di conversione più elevate e, per ridurre i costi di manutenzione, inverter centralizzati SMA da 2500 kVA.

Definito il layout di impianto (soluzione con inverter centralizzati), il numero di moduli della stringa e il numero di stringhe da collegare in parallelo, sono stati determinati coordinando opportunamente le caratteristiche dei moduli fotovoltaici con quelle degli inverter scelti, rispettando le seguenti 4 condizioni:

1. la massima tensione del generatore fotovoltaico deve essere inferiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter;
2. la massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter;
3. la minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere inferiore alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter;
4. la massima corrente del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima corrente in ingresso all'inverter.

Per la verifica delle suddette condizioni sono state applicate le formule di seguito riportate.

Verifica della condizione 1 (massima tensione del generatore FV non superiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter)

La massima tensione del generatore fotovoltaico è la tensione a vuoto di stringa calcolata alla minima temperatura di funzionamento dei moduli, in genere assunta pari a:

- - 10° C per le zone fredde;
- 0° C per le zone meridionali e costiere.

La tensione massima del generatore fotovoltaico alla minima temperatura di funzionamento dei moduli si calcola con la seguente espressione:

$$U_{MAX\ FV}(\theta_{min}) = N_s \cdot U_{MAX\ modulo}(\theta_{min}) [V]$$

dove N_s è il numero di moduli che costituiscono la stringa, $U_{MAX\ modulo}(\theta_{min})$ è la tensione massima del singolo modulo alla minima temperatura di funzionamento.

Quest'ultima può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{MAX\ modulo}(\theta_{min}) = U_{oc} (25^\circ C) - \beta \cdot (25 - \theta_{min})$$

dove

- $U_{oc} (25^\circ C)$ è la tensione a vuoto del modulo in condizioni standard il cui valore viene dichiarato dal costruttore;
- β è il coefficiente di variazione della tensione con la temperatura, anch'esso dichiarato dal costruttore.

Deve risultare pertanto:

$$U_{MAX\ FV}(\theta_{min}) = N_s \cdot U_{MAX\ modulo}(\theta_{min}) = N_s \cdot [U_{oc} (25^\circ C) - \beta (25 - \theta_{min})] \leq U_{max\ inverter}$$

essendo $U_{max\ inverter}$ la massima tensione in ingresso all'inverter, deducibile dai dati di targa.

Verifica della condizione 2 (la massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter)

La massima tensione del generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza rappresenta la tensione di stringa calcolata con irraggiamento pari a $1000\text{W}/\text{m}^2$, e può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{\text{MPPT MAX FV } (\theta_{\text{min.}})} = N_s \cdot U_{\text{MPPT MAX modulo } (\theta_{\text{min}})}$$

dove:

- N_s è il numero di moduli collegati in serie;
- $U_{\text{MPPT MAX modulo } (\theta_{\text{min}})}$ è la massima tensione del modulo FV nel punto di massima potenza calcolabile nel seguente modo:

$$U_{\text{MPPT MAX modulo } (\theta_{\text{min}})} = U_{\text{MPPT}} - \beta \cdot (25 - \theta_{\text{min}})$$

essendo U_{MPPT} la tensione del modulo in corrispondenza del punto di massima potenza, dichiarata dal costruttore.

Ai fini del corretto coordinamento occorre verificare che:

$$U_{\text{MPPT MAX FV } (\theta_{\text{min.}})} = N_s \cdot [U_{\text{MPPT}} - \beta \cdot (25 - \theta_{\text{min}})] \leq U_{\text{MPPT MAX INVERTER}}$$

dove $U_{\text{MPPT MAX INVERTER}}$ è la massima tensione del sistema MPPT dell'inverter, deducibile dai dati di targa.

Verifica della condizione 3 (la minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere inferiore alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter)

La minima tensione del generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza è la tensione di stringa calcolata con:

- irraggiamento pari a $1000\text{W}/\text{m}^2$,
- temperatura θ_{max} pari a $70\text{-}80^\circ\text{C}$.

e può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{\text{MPPT min FV}} = N_s \cdot U_{\text{MPPT min modulo}}$$

dove:

- N_s è il numero di moduli collegati in serie;
- $U_{\text{MPPT min modulo}}$ è la tensione minima del modulo nel punto di massima potenza, calcolabile nel seguente modo:

$$U_{\text{MPPT min modulo}} = U_{\text{MPPT modulo}} - \beta \cdot (25 - \theta_{\text{max}})$$

Ai fini del corretto coordinamento deve risultare:

$$U_{\text{MPPT min FV}} = N_s \cdot [U_{\text{MPPT modulo}} - \beta \cdot (25 - \theta_{\text{max}})] \geq U_{\text{MPPT min INVERTER}}$$

essendo $U_{\text{MPPT min INVERTER}}$ la minima tensione nel punto di massima potenza del sistema MPPT dell'inverter, deducibile dai dati di targa.

Verifica della condizione 4 (la massima corrente del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima corrente in ingresso all'inverter)

La massima corrente del generatore FV è data dalla somma delle correnti massime erogate da ciascuna stringa in parallelo.

La massima corrente di stringa è calcolabile nel seguente modo:

$$I_{\text{stringa, Max}} = 1,25 \cdot I_{\text{sc}}$$

dove:

- $I_{\text{stringa,Max}}$ è la massima corrente erogata dalla stringa [A];
- I_{sc} è la corrente di cortocircuito del singolo modulo [A];
- 1,25 è un coefficiente di maggiorazione che tiene conto di un aumento della corrente di cortocircuito del modulo a causa di valori di irraggiamento superiori a 1000 W/m².

Per il corretto coordinamento occorre verificare che:

$$I_{\text{max FV}} = N_p \cdot 1,25 \cdot I_{\text{sc}} \leq I_{\text{max Inverter}}$$

dove:

- $I_{\text{max FV}}$ è la massima corrente in uscita dal generatore fotovoltaico [A];
- N_p è il numero di stringhe in parallelo;
- $I_{\text{max inverter}}$ è la massima corrente in ingresso all'inverter [A].

La verifica delle quattro precedenti condizioni è stata condotta ipotizzando di realizzare stringhe ***fotovoltaiche da 28 moduli***, ottenendo esito positivo.

3 Report di producibilità

Con l'ausilio del software specialistico PVsyst, è stata simulata l'installazione di un impianto fotovoltaico sul sito oggetto dell'iniziativa intrapresa dalla Società **HF SOLAR 8 S.r.l.** avente le stesse caratteristiche di quello progettato (stesse tipologie di moduli, stesse tipologie di inverter, stesso numero di stringhe, stesso numero di stringhe per inverter, ecc...):

Caratteristiche campo FV			
Modulo FV		Inverter	
Costruttore	Trina Solar	Costruttore	SMA
Modello	TSM-670DEG21C.20	Modello	Sunny Central 2500-EV
(PVsyst database originale)		(PVsyst database originale)	
Potenza nom. unit.	670 Wp	Potenza nom. unit.	2500 kWac
Numero di moduli FV	95200 unità	Numero di inverter	24 unità
Nominale (STC)	63.78 MWc	Potenza totale	60000 kWac
Moduli	3400 Stringhe x 28 In serie	Voltaggio di funzionamento	850-1425 V
In cond. di funz. (50°C)		Rapporto Pnom (DC:AC)	1.06
Pmpp	58.53 MWc		
U mpp	971 V		
I mpp	60275 A		
Potenza PV totale		Potenza totale inverter	
Nominale (STC)	63784 kWp	Potenza totale	60000 kWac
Totale	95200 moduli	Numero di inverter	24 unità
Superficie modulo	295725 m ²	Rapporto Pnom	1.06
Superficie cella	277089 m ²		

Figura 1: configurazione impianto fotovoltaico simulato

Lanciando la simulazione, è stato generato il report di producibilità in modo tale da quantificare l'energia elettrica potenzialmente prodotta e la produzione specifica:

Energia elettrica prodotta = 110 GWh/anno

Produzione Specifica = 1732 kWh/kWc/anno

Il report completo viene di seguito allegato.

PVsyst - Rapporto di simulazione

Sistema connesso in rete

Progetto: Deliceto

Variante: 670Wp pitch 8 tracker

Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)

Potenza di sistema: 63.78 MWc

Castelluccio dei Sauri - Italy

Autore

Horizonfirm Srl (Italy)



PVsyst V7.2.12
VC0, Simulato su
08/03/22 12:18
con v7.2.12

Progetto: Deliceto

Variante: 670Wp pitch 8 tracker

Horizonfirm Srl (Italy)

Sommario del progetto

Luogo geografico Castelluccio dei Sauri Italia	Ubicazione Latitudine 41.29 °N Longitudine 15.45 °E Altitudine 213 m Fuso orario UTC+1	Parametri progetto Albedo 0.20
Dati meteo Castelluccio dei Sauri PVGIS api TMY		

Sommario del sistema

Sistema connesso in rete Orientamento campo FV Piano d'inseguimento, asse orizzon. N-S Asse dell'azimut 0 °	Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking) Ombre vicine Secondo le stringhe Effetto elettrico 100 %	Bisogni dell'utente Carico illimitato (rete)
Informazione sistema Campo FV Numero di moduli 95200 unità Pnom totale 63.78 MWc	Inverter Numero di unità 24 unità Pnom totale 60.00 MWac Rapporto Pnom 1.063	

Sommario dei risultati

Energia prodotta 110 GWh/anno	Prod. Specif. 1732 kWh/kWc/anno	Indice rendimento PR 89.57 %
-------------------------------	---------------------------------	------------------------------

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 speciali	8



PVsyst V7.2.12
 VCO, Simulato su
 08/03/22 12:18
 con v7.2.12

Progetto: Deliceto

Variante: 670Wp pitch 8 tracker

Horizonfirm Srl (Italy)

Parametri principali

Sistema connesso in rete		Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)	
Orientamento campo FV		Strategia Backtracking	Modelli utilizzati
Orientamento		N. di eliostati	3400 unità
Piano d'inseguimento, asse orizzon. N-S		Dimensioni	Trasposizione
Asse dell'azimut		Distanza eliostati	8.00 m
0 °		Larghezza collettori	4.79 m
		Fattore occupazione (GCR)	59.8 %
		Phi min / max	-/+ 55.0 °
		Angolo limite indetreggiamento	
		Limiti phi	+/- 53.1 °
Orizzonte		Ombre vicine	Bisogni dell'utente
Orizzonte libero		Secondo le stringhe	Carico illimitato (rete)
		Effetto elettrico	100 %
Sistema a moduli bifacciali			
Modello	Calcolo 2D		
	eliostati illimitati		
Geometria del modello bifacciale		Definizioni per il modello bifacciale	
Distanza eliostati	8.00 m	Albedo dal suolo	0.30
ampiezza eliostati	4.79 m	Fattore di Bifaccialità	70 %
GCR	59.8 %	Ombreg. posteriore	5.0 %
Altezza dell'asse dal suolo	2.10 m	Perd. Mismatch post.	10.0 %
		Frazione trasparente della tettoia	0.0 %

Caratteristiche campo FV

Modulo FV		Inverter	
Costruttore	Trina Solar	Costruttore	SMA
Modello	TSM-670DEG21C.20	Modello	Sunny Central 2500-EV
	(PVsyst database originale)		(PVsyst database originale)
Potenza nom. unit.	670 Wp	Potenza nom. unit.	2500 kWac
Numero di moduli FV	95200 unità	Numero di inverter	24 unità
Nominale (STC)	63.78 MWc	Potenza totale	60000 kWac
Moduli	3400 Stringhe x 28 In serie	Voltaggio di funzionamento	850-1425 V
In cond. di funz. (50°C)		Rapporto Phom (DC:AC)	1.06
Pmpp	58.53 MWc		
U mpp	971 V	Potenza totale inverter	
I mpp	60275 A	Potenza totale	60000 kWac
Potenza PV totale		Numero di inverter	24 unità
Nominale (STC)	63784 kWp	Rapporto Phom	1.06
Totale	95200 moduli		
Superficie modulo	295725 m²		
Superficie cella	277089 m²		



PVsyst V7.2.12
VC0, Simulato su
08/03/22 12:18
con v7.2.12

Progetto: Deliceto

Variante: 670Wp pitch 8 tracker

Horizonfirm Srl (Italy)

Perdite campo

Fatt. di perdita termica

Temperatura modulo secondo irraggiamento
Uc (cost) 20.0 W/m²K
Uv (vento) 0.0 W/m²K/m/s

Perdite DC nel cablaggio

Res. globale campo 0.26 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Perdita di qualità moduli

Fraz. perdite -0.8 %

Perdite per mismatch del modulo

Fraz. perdite 2.0 % a MPP

Perdita disadattamento Stringhe

Fraz. perdite 0.1 %

Fattore di perdita IAM

Effetto d'incidenza, profilo definito utente (IAM): Profilo definito utente

0°	40°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	0.998	0.992	0.983	0.961	0.933	0.853	0.000



PVsyst V7.2.12
VC0, Simulato su
08/03/22 12:18
con v7.2.12

Progetto: Deliceto
Variante: 670Wp pitch 8 tracker

Horizonfirm Srl (Italy)

Parametri per ombre vicine

Prospettiva campo FV e area d'ombra circostante

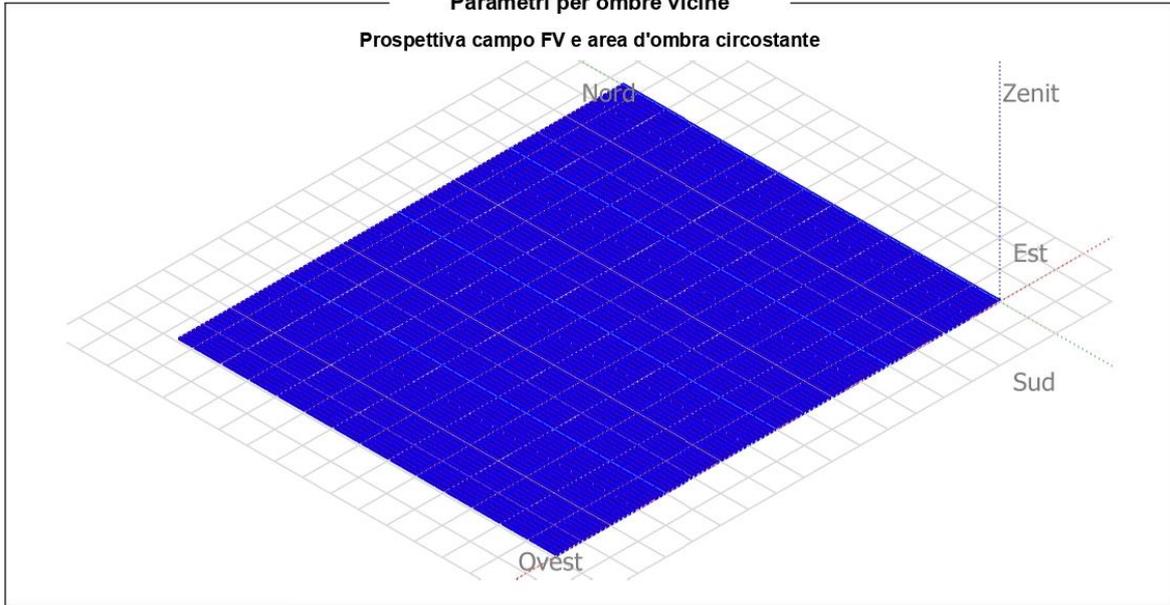
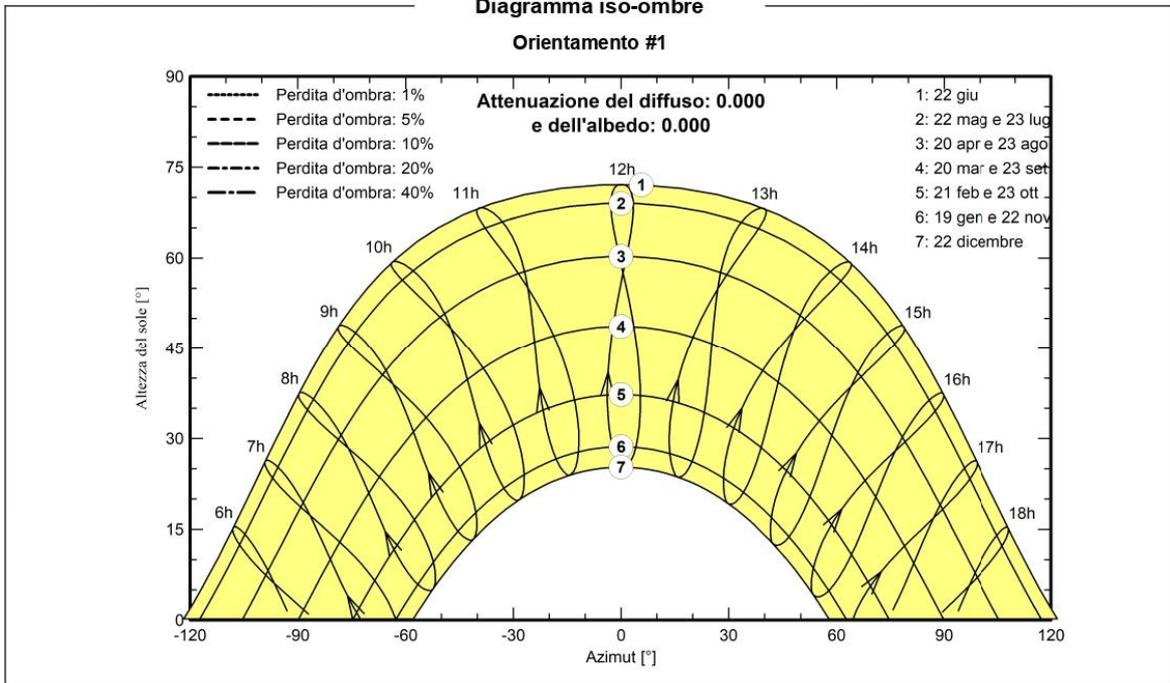


Diagramma iso-ombre

Orientamento #1





PVsyst V7.2.12
 VCO, Simulato su
 08/03/22 12:18
 con v7.2.12

Progetto: Deliceto
 Variante: 670Wp pitch 8 tracker

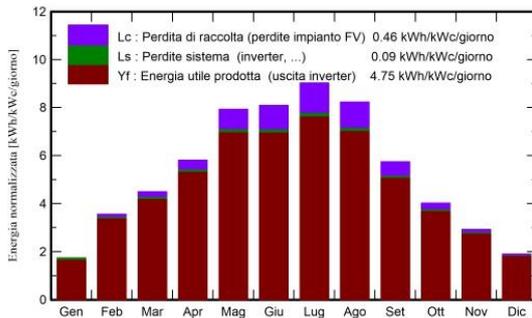
Horizonfirm Srl (Italy)

Risultati principali

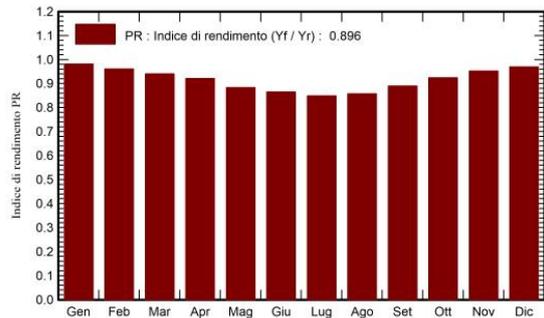
Produzione sistema

Energia prodotta 110 GWh/anno Prod. Specif. 1732 kWh/kWc/anno
 Indice di rendimento PR 89.57 %

Produzione normalizzata (per kWp installato)



Indice di rendimento PR



Bilanci e risultati principali

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	GWh	GWh	ratio
Gennaio	45.5	28.29	7.78	53.6	52.1	3.43	3.35	0.981
Febbraio	81.2	34.65	7.00	99.6	97.6	6.22	6.10	0.960
Marzo	113.6	49.75	9.37	139.3	136.6	8.52	8.35	0.940
Aprile	145.6	68.60	13.76	174.4	171.0	10.44	10.24	0.921
Maggio	199.7	75.30	18.71	245.7	241.3	14.11	13.84	0.883
Giugno	200.6	77.82	23.88	242.6	238.3	13.63	13.38	0.865
Luglio	225.7	61.89	26.70	279.9	275.6	15.44	15.15	0.849
Agosto	205.4	63.10	25.87	255.1	251.0	14.20	13.95	0.857
Settembre	139.6	56.04	21.80	172.2	168.9	9.95	9.77	0.889
Ottobre	100.5	41.32	15.25	124.8	122.3	7.50	7.36	0.924
Novembre	70.4	28.91	12.21	87.8	85.7	5.44	5.33	0.952
Dicembre	48.1	22.64	8.19	59.0	57.4	3.72	3.65	0.969
Anno	1575.9	608.29	15.93	1933.9	1897.8	112.59	110.48	0.896

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

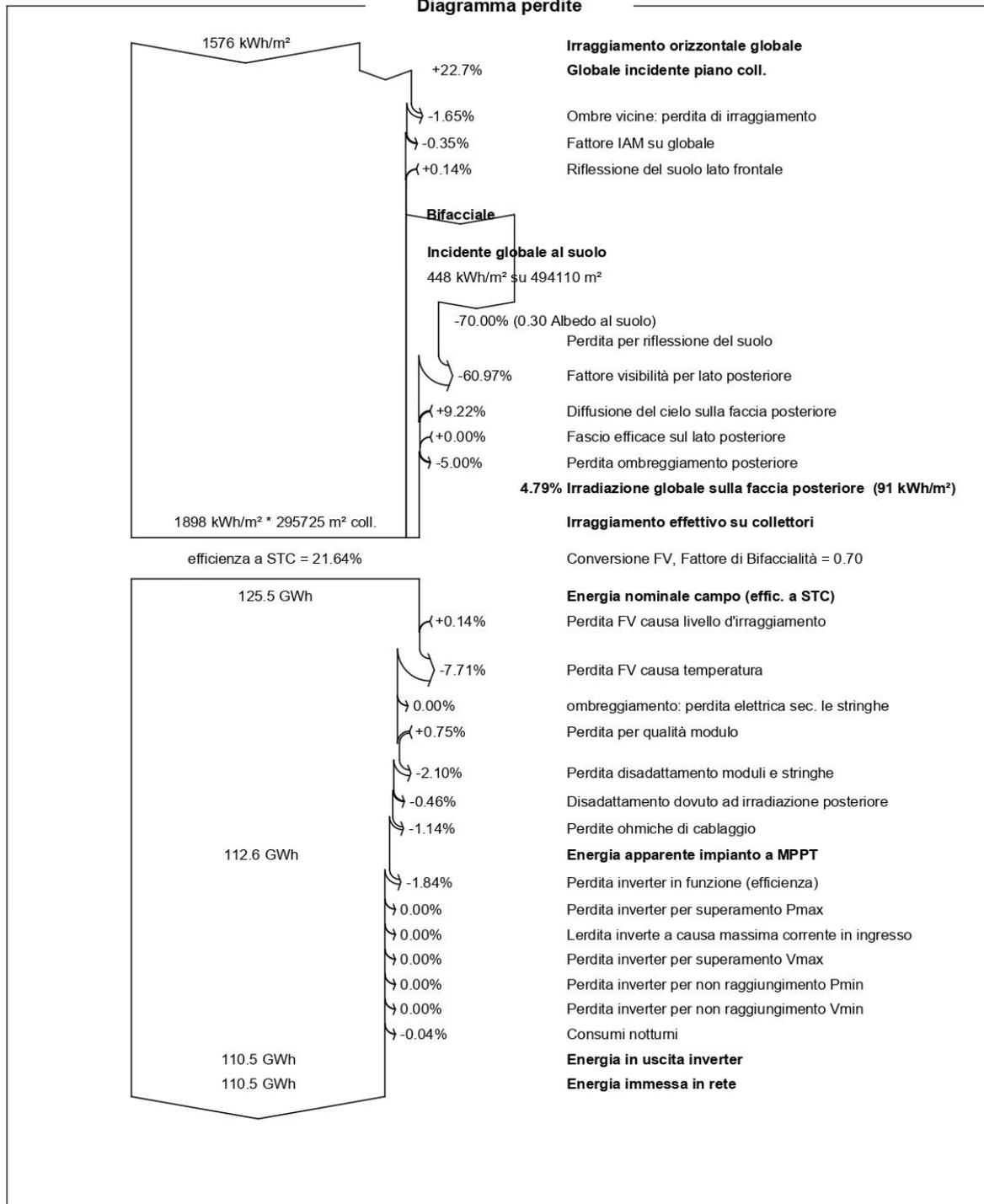


PVsyst V7.2.12
VC0, Simulato su
08/03/22 12:18
con v7.2.12

Progetto: Deliceto
Variante: 670Wp pitch 8 tracker

Horizonfirm Srl (Italy)

Diagramma perdite





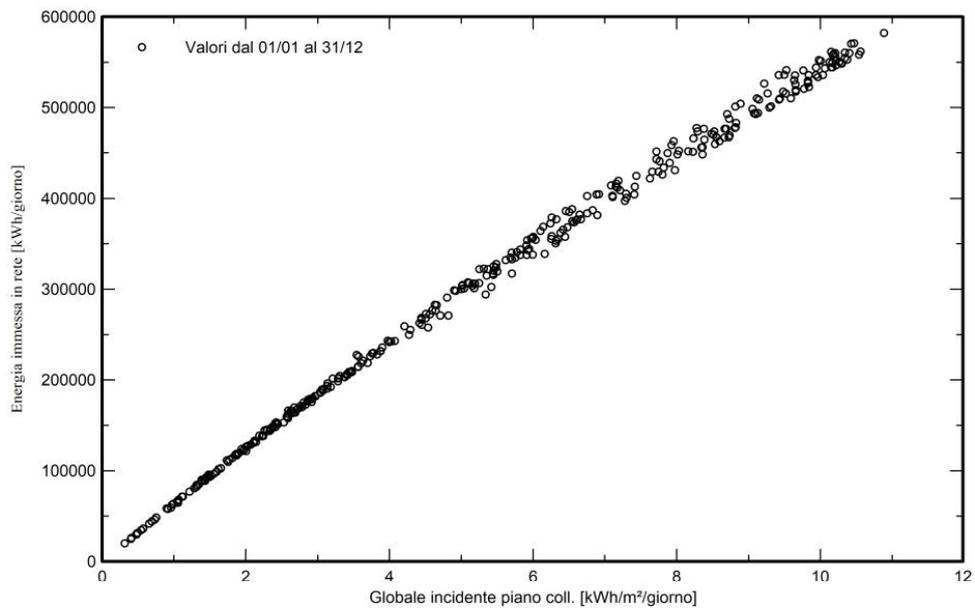
PVsyst V7.2.12
VC0, Simulato su
08/03/22 12:18
con v7.2.12

Progetto: Deliceto
Variante: 670Wp pitch 8 tracker

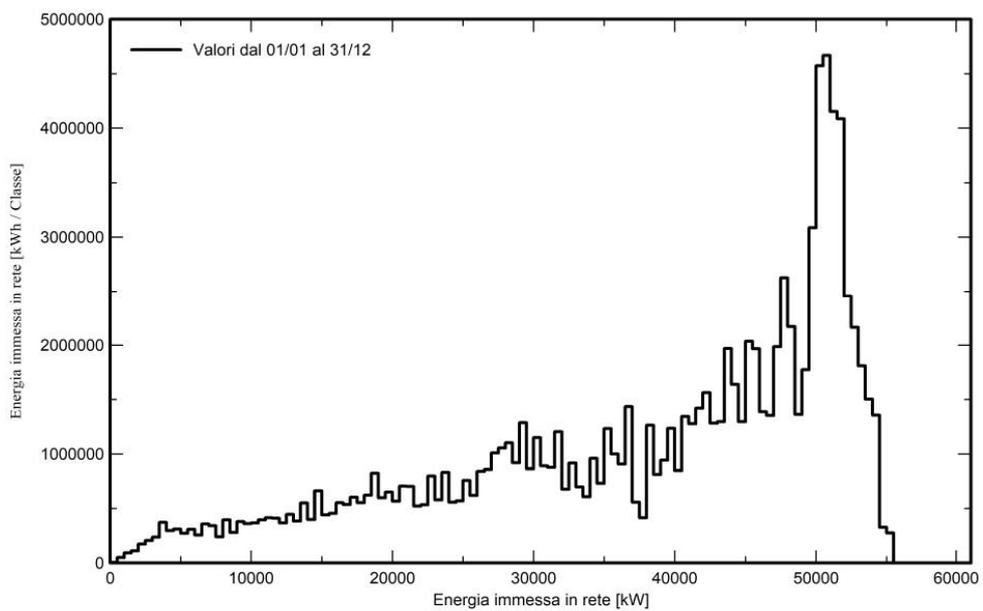
Horizonfirm Srl (Italy)

Grafici speciali

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema



4 Calcolo delle Tonnellate equivalenti di petrolio risparmiate e delle tonnellate di anidride carbonica non emesse in atmosfera

Nota la producibilità dell'impianto, applicando i fattori di conversione TEP/kWh e kgCO₂/kWh definiti dalla **Delibera EEN 3/08** "Aggiornamento del fattore di conversione dei kWh in tonnellate equivalenti di petrolio connesso al meccanismo dei titoli di efficienza energetica" pubblicata sul sito www.autorita.energia.it in data 01 aprile 2008, GU n. 100 DEL 29.4.08 -SO n.107, sono state calcolate le tonnellate equivalenti di petrolio risparmiate e il potenziale quantitativo di CO₂ non emesso in atmosfera:

$$\text{TEP} = E_{\text{prodotta}} \times \text{Fattore di Conversione} = 110 \times 10^3 \times 0,187 \times 10^{-3} = \mathbf{20.570 \text{ TEP}}$$

$$\text{Kg di CO}_2 = E_{\text{Prodotta}} \times \text{Fattore di Conversione} = 110 \times 10^3 \times 0,53 = \mathbf{58410 \text{ T}}$$