

REGIONE PUGLIA  
PROVINCIA DI FOGGIA

Comune:  
Troia

Località "Perazzone - S. Andrea - Convegna"

PROGETTO DEFINITIVO DI UN IMPIANTO AGROVOLTAICO E RELATIVE OPERE  
DI CONNESSIONE ALLA RTN NEL COMUNE DI TROIA AVENTE POTENZA  
NOMINALE PARI A 40 MW E POTENZA DI CONNESSIONE PARI A 34,825 MW

Sezione 8:

**RELAZIONI SPECIALISTICHE**

Titolo elaborato:

STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO

N. Elaborato: 8.3

Scala: -

Committente

**ENGIE NDT S.r.l.**

Via Chiese, 72 -  
20126 MILANO  
PART.IVA/CF: 12112940965

Progettazione



**sede legale e operativa**

San Giorgio Del Sannio (BN) via de Gasperi 61

**sede operativa**

Lucera (FG) Via Alfonso La Cava 114

P.IVA 01465940623

**Azienda con sistema gestione qualità Certificato N. 50 100 11873**



Progettista

**Dott. Ing. Nicola FORTE**



Rev.	Data	Elaborazione	Approvazione	Emissione	DESCRIZIONE						
00	GENNAIO 2022	GVE sigla	SS sigla	NF sigla	Emissione Progetto Definitivo						
Nome File sorgente		FV.TRO03.PD.8.3.doc		Nome file stampa		FV.TRO03.PD.8.3.pdf		Formato di stampa		A4	

**INDICE**

<b>1. PREMESSA</b>	<b>2</b>
<b>2. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO</b>	<b>2</b>
<b>3. DATI CLIMATICI IMPIANTO</b>	<b>5</b>
<b>4. CARATTERISTICHE TECNICHE IMPIANTO</b>	<b>6</b>
<b>5. FATTORI DI PERDITA DELL'IMPIANTO</b>	<b>8</b>
<b>6. REPORT PRODUCIBILITA' TOTALE</b>	<b>10</b>
<b>7. CONCLUSIONI</b>	<b>12</b>

## 1. PREMESSA

La presente relazione tecnica, nel dettaglio, illustra il calcolo della stima di producibilità dell'impianto agrovoltaiico nel comune di Troia (FG) in località "Perazzone-S.Andrea-Convegna", avente una potenza di connessione pari a 34,825 MW e potenza nominale pari a 40 MW (potenza DC).

Proponente dell'iniziativa è la società ENGIE NDT S.r.l. con sede in Via Chiese, 72 - 20126 MILANO.

La stima della producibilità del suddetto impianto è stata eseguita tramite il software **PVsyst**.

## 2. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO

L'impianto agrovoltaiico è costituito da 60704 moduli in silicio monocristallino ognuno di potenza pari a 660Wp. Tali moduli sono collegati tra di loro in modo da costituire:

- 122 strutture 2x14 moduli;
- 1023 strutture 2x28 moduli.

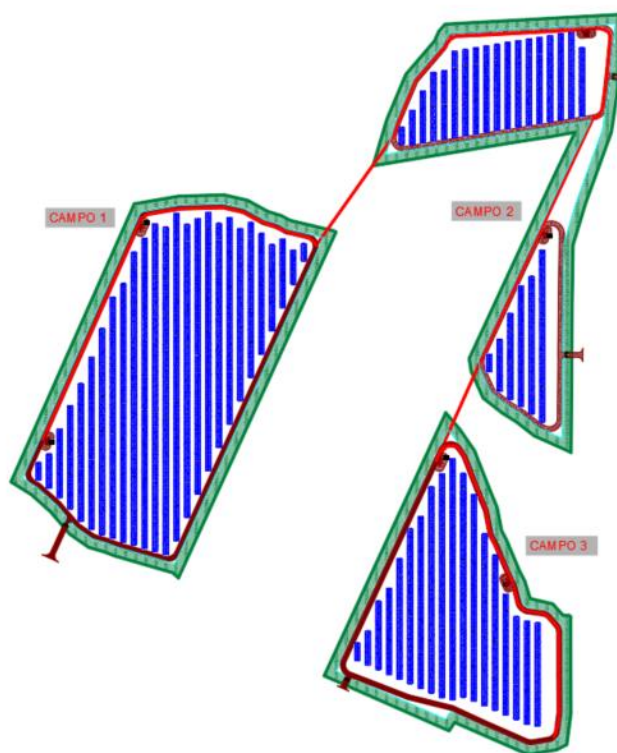
Le strutture sono in acciaio zincato ancorate al terreno. L'impianto è organizzato in gruppi di stringhe collegati alle cabine di campo.

L'energia elettrica viene prodotta da ogni gruppo di moduli fotovoltaici in corrente continua e viene trasmessa agli inverter ubicati nelle cabine di campo, che provvedono alla conversione in corrente alternata.

Le linee MT in cavo interrato collegano tra loro le cabine di campo, nelle quali sono ubicati i trasformatori MT/BT, e quindi proseguono alla cabina di raccolta prevista all'interno dell'area di impianto ubicata Convegna. Dalla cabina di raccolta si sviluppano due linee 30 kV interrate per il trasferimento dell'energia alla stazione elettrica di utente 30/150 kV. Da quest'ultima una volta innalzata alla tensione di 150 kV, l'energia viene trasferita mediante un cavidotto a 150 kV allo stallo di consegna previsto nel futuro ampliamento della seziona a 150 kV della stazione elettrica esistente 380/150 kV di Troia di proprietà TERNA S.p.A.



**Figura 1 – Inquadramento area d' impianto su fotopiano**



**Figura 2 - Schema di layout dell'impianto agrovoltaico: Campo 1-2-3**

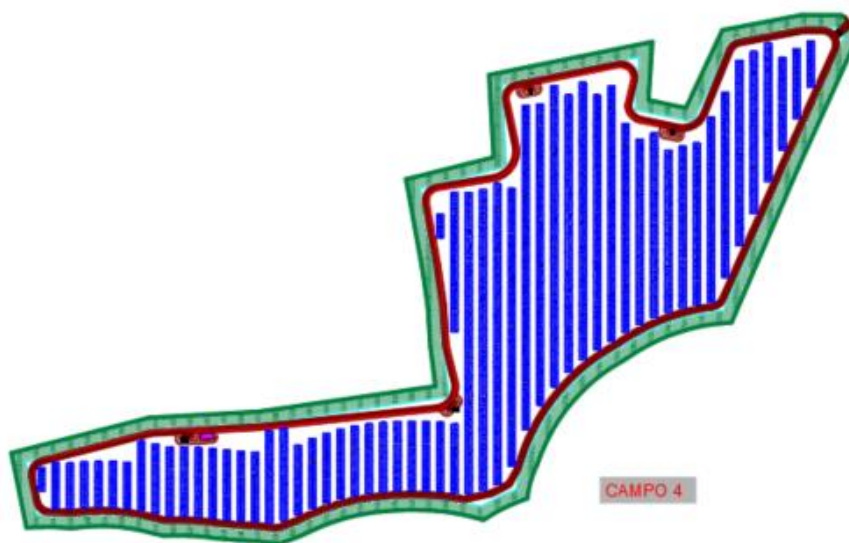


Figura 3- Schema di layout dell'impianto agrovoltaico: Campo 4

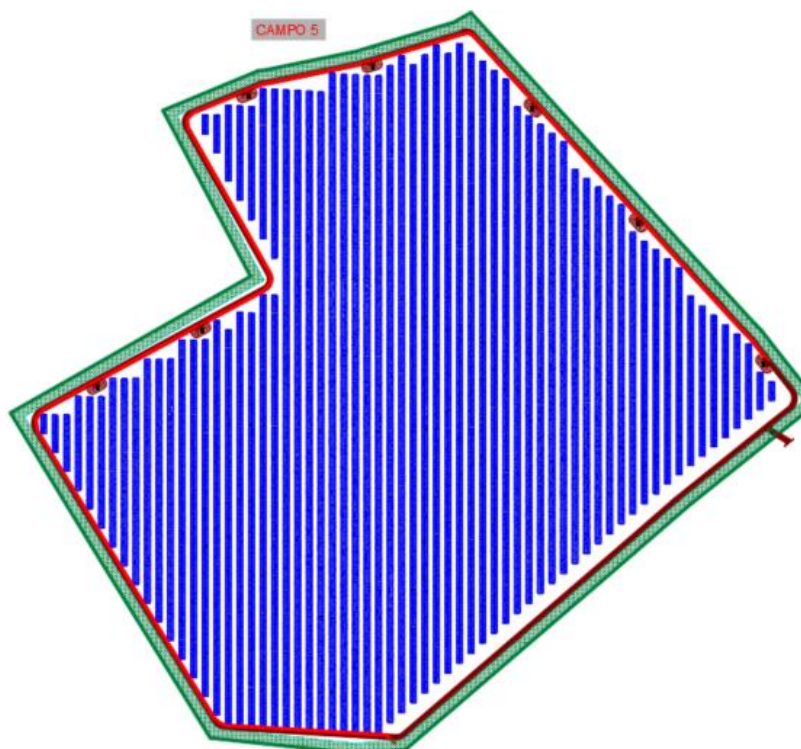
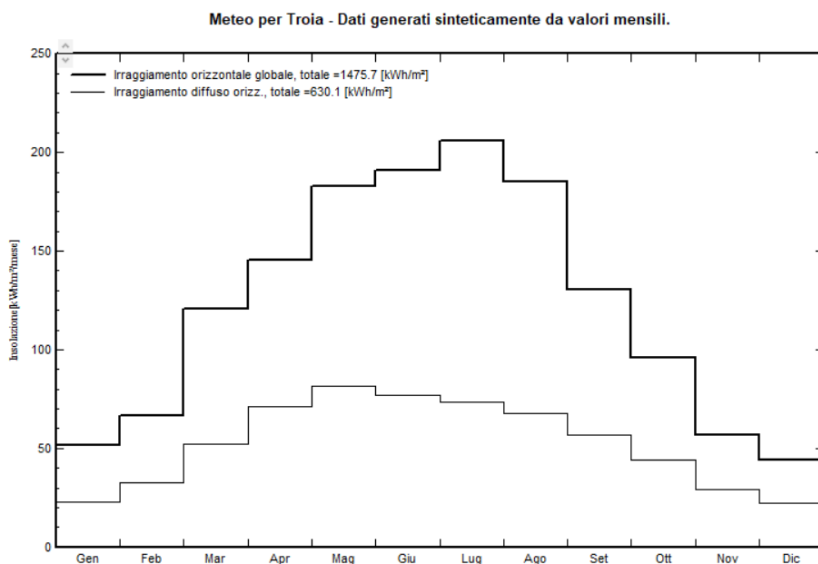


Figura 4: Schema di layout dell'impianto agrovoltaico: Campo 5

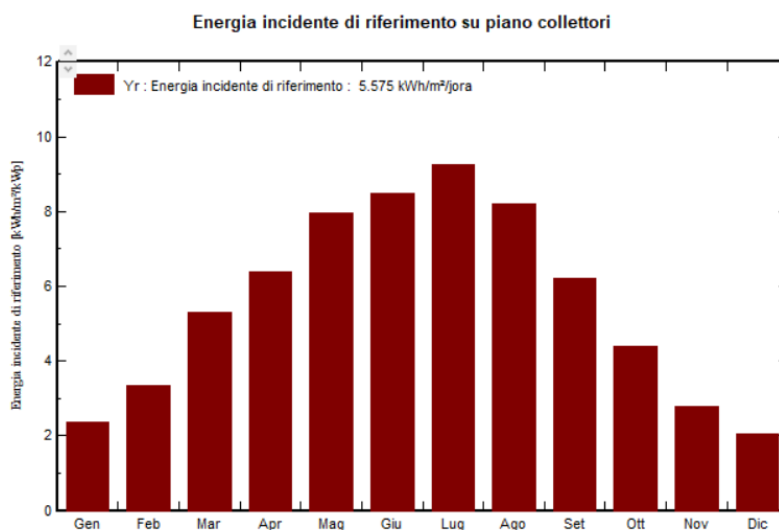
### 3. DATI CLIMATICI IMPIANTO

La quantità di energia elettrica producibile sarà calcolata sulla base dei dati radiometrici di METEONORM® che è una fonte meteorologica comunemente usata per località internazionali. Tale fonte meteorologica satellitare fornisce una metodologia uniforme per il calcolo dell'irradiazione.

Di seguito si riporta l'insolazione mensile e l'energia incidente sui collettori.



**Figura 5 - Insolazione mensile**



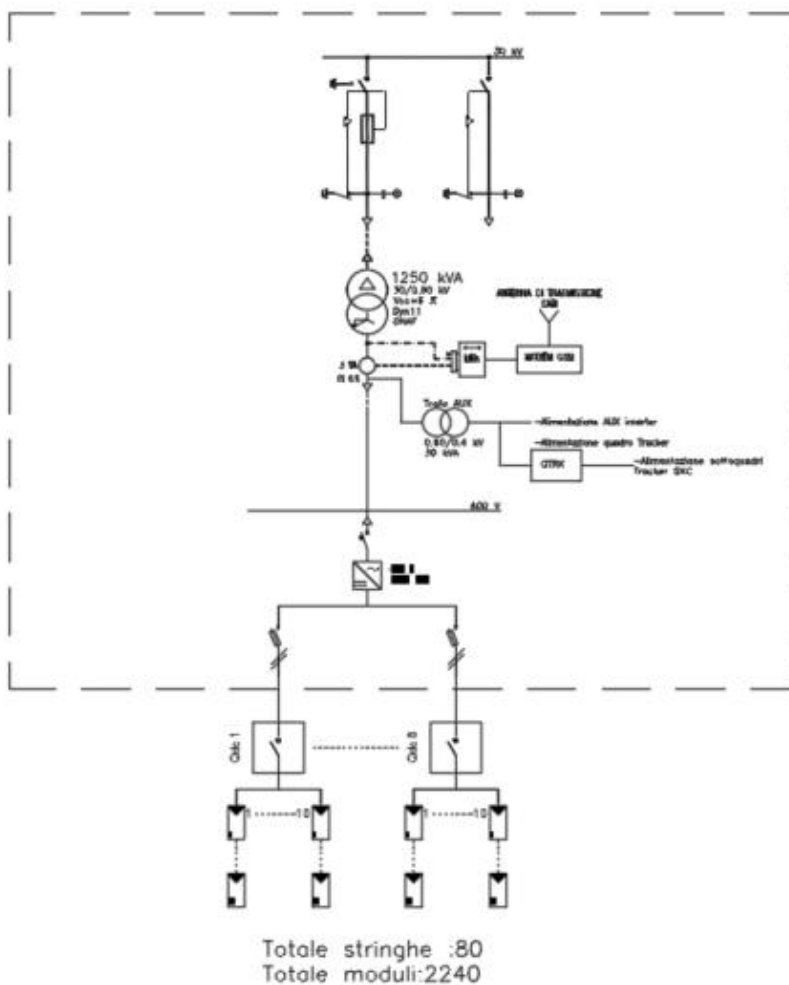
**Figura 6 - Energia incidente sui collettori**

#### 4. CARATTERISTICHE TECNICHE IMPIANTO

Per necessità di disposizione sul sito ed ottimizzazione del layout, l'impianto è stato suddiviso in diciassette sottocampi così distinti:

- **SOTTOCAMPO 1:** composta da 5264 moduli (n.188 stringhe/28 moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest;
- **SOTTOCAMPO 2:** composta da 5264 moduli (n.188 stringhe/28 moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest;
- **SOTTOCAMPO 3:** composta da 5264 moduli (n.188 stringhe/28 moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest;
- **SOTTOCAMPO 4:** composta da 5264 moduli (n.188 stringhe/28 moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest;
- **SOTTOCAMPO 5** composta da 5264 moduli (n.188 stringhe/28 moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest;
- **SOTTOCAMPO 6** composta da 5264 moduli (n.188 stringhe/28 moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest;
- **SOTTOCAMPO 7** composta da 5236 moduli (n.187 stringhe/28 moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest;
- **SOTTOCAMPO 8** composta da 2240 moduli (n.80 stringhe/28 moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest;
- **SOTTOCAMPO 9** composta da 2240 moduli (n.80 stringhe/28 moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest;
- **SOTTOCAMPO 10** composta da 2240 moduli (n.80 stringhe/28 moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest;
- **SOTTOCAMPO 11** composta da 2240 moduli (n.80 stringhe/28 moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest;
- **SOTTOCAMPO 12** composta da 2464 moduli (n.88 stringhe/28 moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest;
- **SOTTOCAMPO 13** composta da 2464 moduli (n.88 stringhe/28 moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest;
- **SOTTOCAMPO 14** composta da 2464 moduli (n.88 stringhe/28 moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest;
- **SOTTOCAMPO 15** composta da 2492 moduli (n.89 stringhe/28 moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest;
- **SOTTOCAMPO 16** composta da 2520 moduli (n.90 stringhe/28 moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest;
- **SOTTOCAMPO 17** composta da 2520 moduli (n.90 stringhe/28 moduli) installati su strutture ad inseguimento monoassiale est-ovest;

Nella figura seguente viene mostrato lo schema unifilare tipo di un singolo sottocampo.



**Figura 7 - Schema unifilare sottocampo**



Di seguito si riportano le caratteristiche tecniche di ciascun sottocampo.

Caratteristiche campo FV			
<b>Campo #1 - Campo FV 1-2-3</b>			
Modulo FV		Inverter	
Costruttore	CanadianSolar	Costruttore	Sungrow
Modello	BiHiku7-660	Modello	SG1500HV
(definizione customizzata dei parametri)		(PV/syst database originale)	
Potenza nom. unit.	660 Wp	Potenza nom. unit.	1500 kWac
Numero di moduli FV	14924 unità	Numero di inverter	6 unità
Nominale (STC)	9850 kWc	Potenza totale	9000 kWac
Moduli	533 Stringhe x 28 In serie	Voltaggio di funzionamento	900-1300 V
In cond. di funz. (50°C)		Rapporto Pnom (DC:AC)	1.09
Pmpp	9147 kWc		
U mpp	973 V		
I mpp	9397 A		
<b>Campo #2 - Campo 4</b>			
Modulo FV		Inverter	
Costruttore	CanadianSolar	Costruttore	Sungrow
Modello	BiHiku7-660	Modello	SG1250HV
(definizione customizzata dei parametri)		(PV/syst database originale)	
Potenza nom. unit.	660 Wp	Potenza nom. unit.	1250 kWac
Numero di moduli FV	8960 unità	Numero di inverter	4 unità
Nominale (STC)	5914 kWc	Potenza totale	5000 kWac
Moduli	320 Stringhe x 28 In serie	Voltaggio di funzionamento	800-1300 V
In cond. di funz. (50°C)		Rapporto Pnom (DC:AC)	1.18
Pmpp	5492 kWc		
U mpp	973 V		
I mpp	5642 A		
<b>Caratteristiche campo FV</b>			
<b>Campo #3 - Campo 5</b>			
Modulo FV		Inverter	
Costruttore	CanadianSolar	Costruttore	Sungrow
Modello	BiHiku7-660	Modello	SG3000HV
(definizione customizzata dei parametri)		(PV/syst database originale)	
Potenza nom. unit.	660 Wp	Potenza nom. unit.	3000 kWac
Numero di moduli FV	36820 unità	Numero di inverter	7 unità
Nominale (STC)	24.30 MWc	Potenza totale	21000 kWac
Moduli	1315 Stringhe x 28 In serie	Voltaggio di funzionamento	900-1300 V
In cond. di funz. (50°C)		Rapporto Pnom (DC:AC)	1.16
Pmpp	22.57 MWc		
U mpp	973 V		
I mpp	23183 A		
<b>Potenza PV totale</b>		<b>Potenza totale inverter</b>	
Nominale (STC)	40065 kWp	Potenza totale	35000 kWac
Totale	60704 moduli	Numero di inverter	17 unità
Superficie modulo	188568 m <sup>2</sup>	Rapporto Pnom	1.14

**Figura 8 - Caratteristiche tecniche sottocampi**

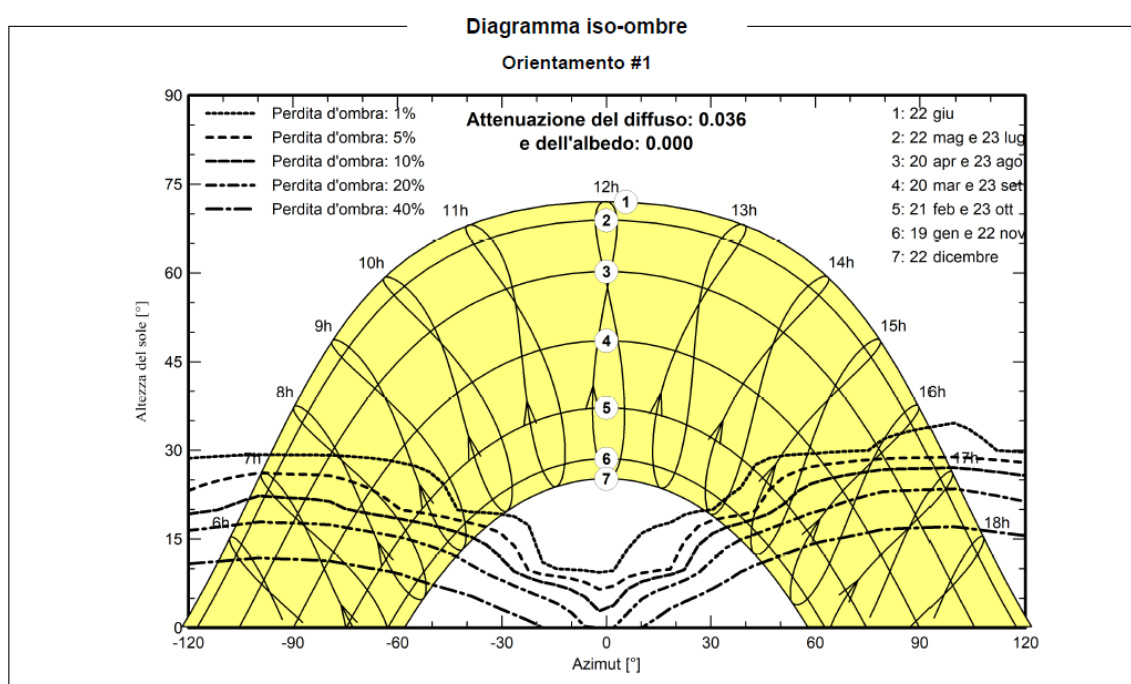
## 5. FATTORI DI PERDITA DELL'IMPIANTO

Per il calcolo della stima di producibilità, si è tenuto conto dei seguenti fattori di perdita:

- Perdita per ombre vicine che sono funzione della geometria di disposizione del campo agrovoltaiico e degli ostacoli all'orizzonte.
- Perdite dovute all'angolo di incidenza, ovvero tra la direzione dei raggi solari e la normale alla superficie del modulo agrovoltaiico.
- Perdite per conversione fotovoltaica legata al rendimento dei singoli moduli fotovoltaici.
- Perdita a causa del livello d'irraggiamento solare.
- Perdita a causa della temperatura dei moduli fotovoltaici.
- Perdita dovute alla qualità del modulo agrovoltaiico.
- Perdite di mismatching dovute all'accoppiamento non ottimale fra le stringhe.
- Perdite ohmiche di cablaggio dovute alle sezioni e alla lunghezza dei cavi elettrici e al loro cablaggio, ossia dovute al loro allacciamento e collegamento.

- Perdita dovuta all'efficienza dell'inverter in funzione, ovvero, la percentuale di energia disponibile in corrente continua che viene immessa in rete in corrente alternata.
- Perdite sugli inverter per:
  - superamento della potenza massima ( $P_{max}$ ), della massima corrente in ingresso, della tensione massima ( $V_{max}$ );
  - non raggiungimento della potenza minima ( $P_{min}$ ), della tensione minima ( $V_{min}$ );
  - Consumi notturni.

Di seguito si riporta il diagramma delle perdite dovute all'ombreggiamento tra le strutture.



## 6. REPORT PRODUCIBILITA' TOTALE

Il software PVsyst consente la valutazione della produzione di energia attesa su base mensile, la valutazione delle perdite che interessano i singoli moduli e l'energia complessivamente immessa in rete al netto delle perdite.

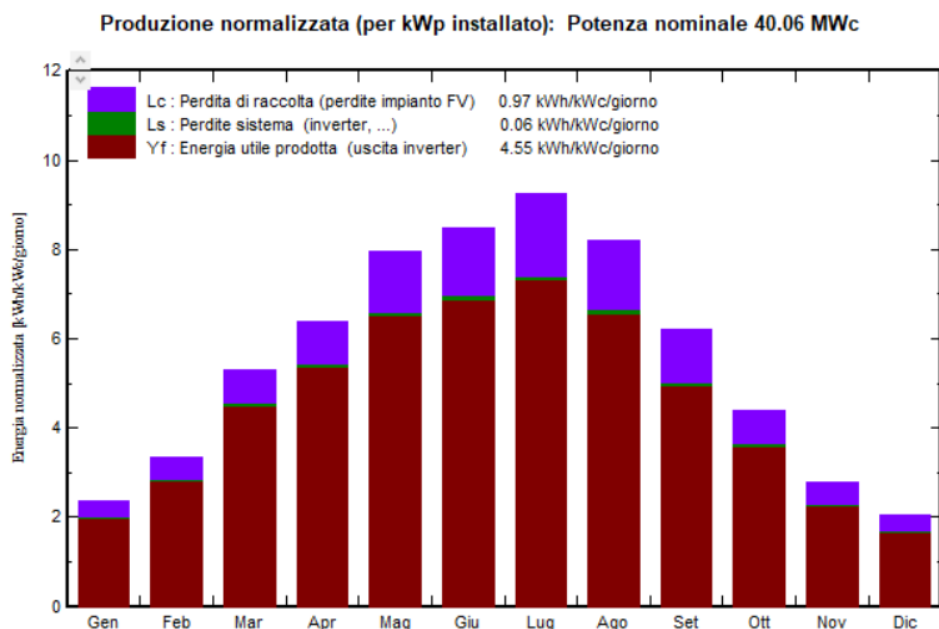


Figura 10 - Risultati della simulazione: produzione normalizzata

### Indice di rendimento PR

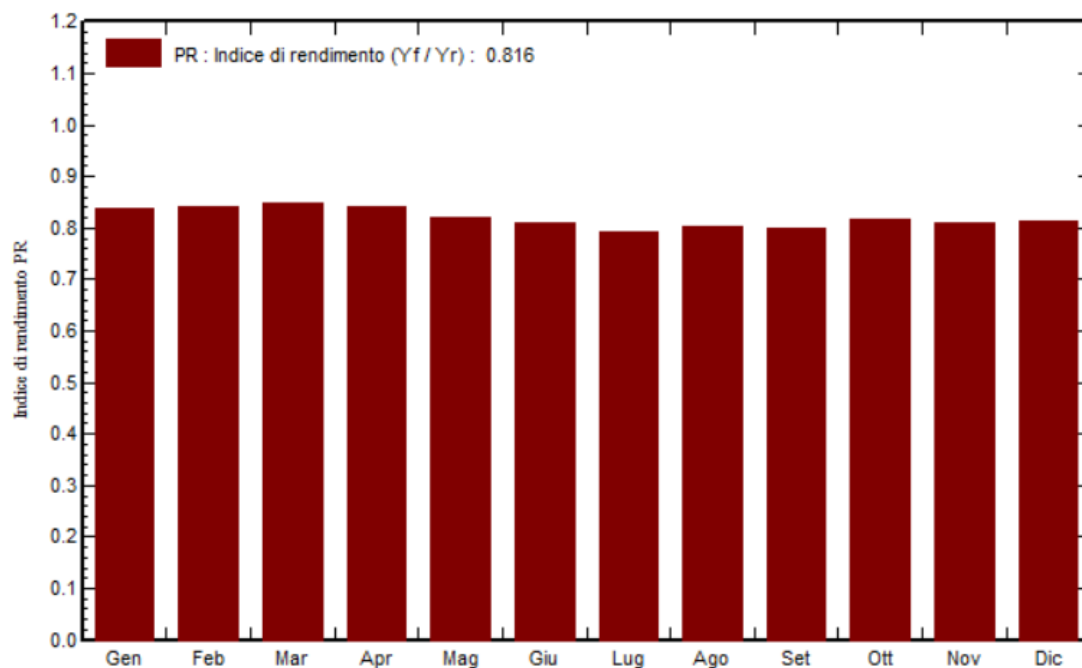


Figura 11 - Rapporto di performance su base mensile

**Bilanci e risultati principali**

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
Gennaio	51.3	23.10	7.68	73.2	64.5	2.497	2.462	0.839
Febbraio	66.5	32.83	8.19	93.3	82.5	3.185	3.144	0.841
Marzo	120.5	52.39	11.15	164.6	149.6	5.653	5.586	0.847
Aprile	145.4	71.23	14.08	191.7	176.4	6.544	6.467	0.842
Maggio	183.0	81.29	19.42	246.2	226.6	8.192	8.094	0.821
Giugno	190.7	77.08	24.19	255.0	236.6	8.380	8.281	0.811
Luglio	206.1	73.37	27.00	287.2	263.3	9.208	9.100	0.791
Agosto	185.2	67.45	26.71	253.8	234.5	8.263	8.165	0.803
Settembre	130.2	56.57	21.38	186.0	166.2	6.019	5.948	0.798
Ottobre	96.0	43.83	17.49	136.6	121.3	4.526	4.473	0.817
Novembre	56.8	29.14	12.47	83.3	72.0	2.743	2.707	0.811
Dicembre	43.8	22.00	8.85	63.9	54.8	2.116	2.086	0.815
Anno	1475.7	630.08	16.60	2034.8	1848.2	67.327	66.513	0.816

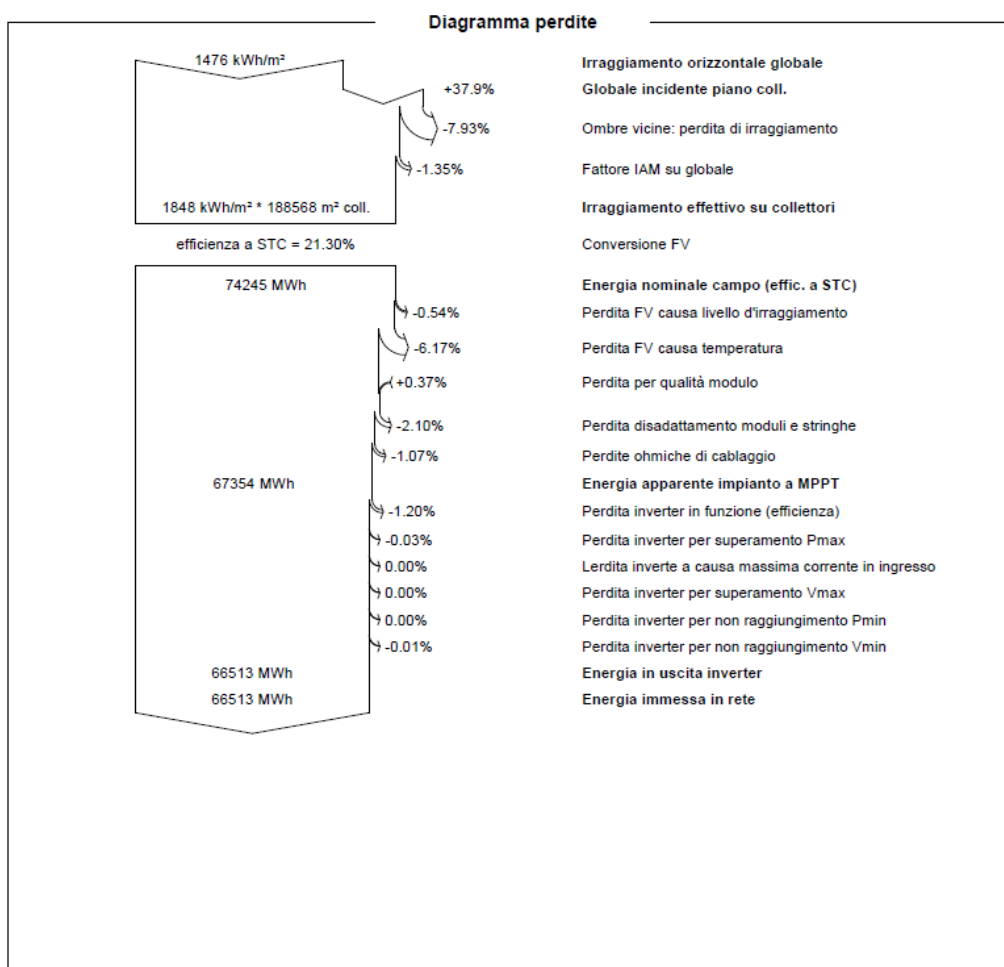
**Legenda**

GlobHor	Irraggiamento orizzontale globale	EArray	Energia effettiva in uscita campo
DiffHor	Irraggiamento diffuso orizz.	E_Grid	Energia immessa in rete
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Indice di rendimento
GlobInc	Globale incidente piano coll.		
GlobEff	Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre		

**Figura 12 - Bilanci e risultati principali producibilità**

Dove:

- **GlobHor (GHI) - irraggiamento orizzontale globale** radiazione solare totale incidente sulla superficie orizzontale.
- **DiffHor (DIF) - radiazione solare** che non arriva direttamente dal sole, ma è stata **diffusa** da molecole e particelle nell'atmosfera ed è proveniente da tutte le direzioni.
- **GlobInc - stima per l'irraggiamento diffuso**
- **Globeff - radiazione solare effettiva**, ovvero quella che raggiunge efficacemente la superficie della cella fotovoltaica, al netto delle perdite dovute all'ombreggiamento, IAM (fattore di correzione che mostra come l'angolo di radiazione incidente influisce sulle prestazioni di un collettore) e soiling (dovute al fatto che il pannello potrebbe essere esposto a polvere o detriti).
- **PR: indice di rendimento** che tiene conto delle perdite ottiche (Shading, IAM, soiling), delle perdite dovute all'array (età del FV, qualità, ecc) e delle perdite di sistema (efficienza dell'inverter nella connessione alla rete oppure alle batterie).



**Figura 13 - Diagramma delle perdite**

## 7. CONCLUSIONI

L'impianto agrovoltaico di progetto ha una potenza nominale pari a **40 MW** per una produzione di **66513 MWh annui**.

Considerando un ciclo di vita di trent'anni dei pannelli fotovoltaici ed utilizzando i dati messi a disposizione da IEA List, si è calcolato un risparmio di 655163.53 tonnellate di anidride carbonica.

### CO<sub>2</sub> Evitata: Emissioni vs. Tempo

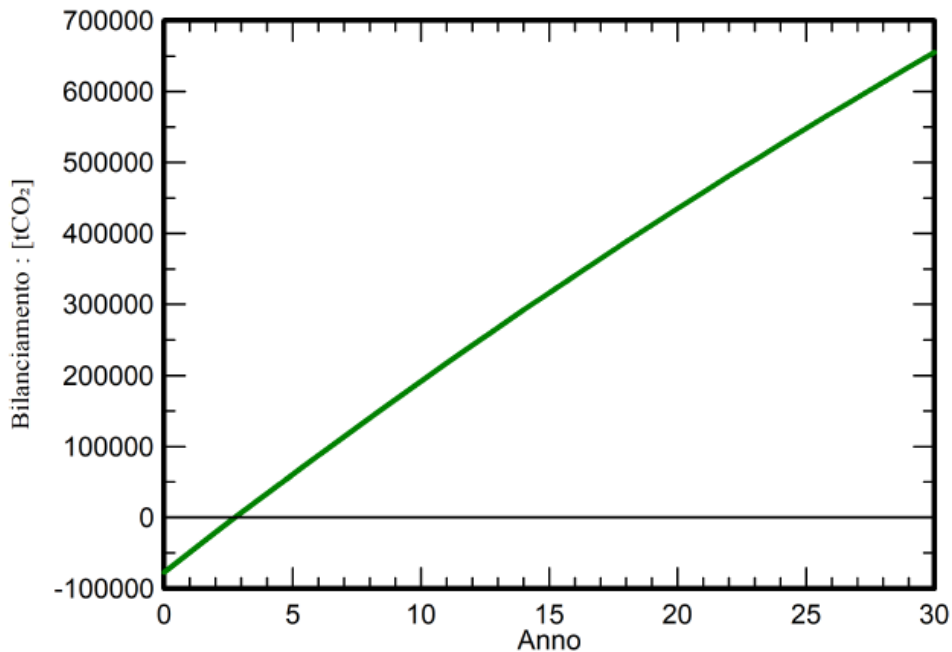


Figure 14 - Emissioni di CO<sub>2</sub> evitate nel tempo

<i>Elemento</i>	<b>LCE</b> <i>Life Cycle Emissione</i>	<b>Quantità</b>	<b>Totale</b> <b>[kgCO<sub>2</sub>]</b>
<i>Moduli</i>	1713 kgCO <sub>2</sub> /kWp	40065 kWp	68619510
<i>Inverter</i>	280 kgCO <sub>2</sub> /unità	17 unità	4752
<i>Supporti</i>	2.82 kgCO <sub>2</sub> /kg	3035200 kg	8563544
		<b>TOTALE</b>	<b>77187,8 tCO<sub>2</sub></b>

Tabella 1: Dettagli sulle emissioni generate

Si allega a seguire il report di producibilità generato attraverso PVsyst.

# PVsyst - Rapporto di simulazione

Sistema connesso in rete

---

Progetto: FV.TRO03

Variante: Nuova variante di simulazione

Sistema inseguitori

Potenza di sistema: 40.06 MWc

Troia - Italia

**Autore**

Ten Project Srl (Italy)



**PVsyst V7.2.11**

VCO, Simulato su  
25/01/22 14:44  
con v7.2.11

**Sommario del progetto**

<b>Luogo geografico</b>	<b>Ubicazione</b>	<b>Parametri progetto</b>
Troia	Latitudine 41.36 °N	Albedo 0.20
Italia	Longitudine 15.32 °E	
	Altitudine 399 m	
	Fuso orario UTC+1	
<b>Dati meteo</b>		
Troia		
Meteonorm 8.0 (1986-2005), Sat=100% - Sintetico		

**Sommario del sistema**

<b>Sistema connesso in rete</b>	<b>Sistema inseguitori</b>	<b>Ombre vicine</b>
<b>Orientamento campo FV</b>	<b>Algoritmo dell'inseguimento</b>	Ombre lineari
<b>Orientamento</b>	Calcolo astronomico	
Piano a inseguimento, asse inclinato		
Incl. asse media 1.3 °		
Azim. asse med. 0.0 °		
<b>Informazione sistema</b>	<b>Inverter</b>	
<b>Campo FV</b>	Numero di unità 17 unità	
Numero di moduli 60704 unità	Pnom totale 35.00 MWac	
Pnom totale 40.06 MWc	Rapporto Pnom 1.145	
<b>Bisogni dell'utente</b>		
Carico illimitato (rete)		

**Sommario dei risultati**

Energia prodotta	67 GWh/anno	Prod. Specif.	1660 kWh/kWc/anno	Indice rendimento PR	81.59 %
------------------	-------------	---------------	-------------------	----------------------	---------

**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
Valutazione P50-P90	9
Bilancio delle Emissioni di CO <sub>2</sub>	10





**PVsyst V7.2.11**

VC0, Simulato su  
25/01/22 14:44  
con v7.2.11

**Parametri principali**

<b>Sistema connesso in rete</b>		<b>Sistema inseguitori</b>		
<b>Orientamento campo FV</b>		<b>Algoritmo dell'inseguimento</b>		<b>Configurazione inseguitori</b>
<b>Orientamento</b>		Calcolo astronomico		N. di eliostati 1145 unità
Piano a inseguimento, asse inclinato				<b>Dimensioni</b>
Incl. asse media	1.3 °			Distanza eliostati 11.7 m
Azim. asse med.	0.0 °			Larghezza collettori 5.26 m
				Fattore occupazione (GCR) 45.2 %
				Phi min / max -/+ 60.0 °
				<b>Angoli limite ombreggiamento</b>
				Limiti phi +/- 63.0 °
<b>Modelli utilizzati</b>		<b>Ombre vicine</b>		<b>Bisogni dell'utente</b>
Trasposizione	Perez	Ombre lineari		Carico illimitato (rete)
Diffuso	Perez, Meteonorm			
Circumsolare	separare			
<b>Orizzonte</b>				
Orizzonte libero				

**Caratteristiche campo FV**

<b>Campo #1 - Campo FV 1-2-3</b>			
<b>Modulo FV</b>		<b>Inverter</b>	
Costruttore	CanadianSolar	Costruttore	Sungrow
Modello	BiHiku7-660	Modello	SG1500HV
(definizione customizzata dei parametri)		(PVsyst database originale)	
Potenza nom. unit.	660 Wp	Potenza nom. unit.	1500 kWac
Numero di moduli FV	14924 unità	Numero di inverter	6 unità
Nominale (STC)	9850 kWc	Potenza totale	9000 kWac
Moduli	533 Stringhe x 28 In serie	Voltaggio di funzionamento	900-1300 V
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>		Rapporto Pnom (DC:AC)	1.09
Pmpp	9147 kWc		
U mpp	973 V		
I mpp	9397 A		
<b>Campo #2 - Campo 4</b>			
<b>Modulo FV</b>		<b>Inverter</b>	
Costruttore	CanadianSolar	Costruttore	Sungrow
Modello	BiHiku7-660	Modello	SG1250HV
(definizione customizzata dei parametri)		(PVsyst database originale)	
Potenza nom. unit.	660 Wp	Potenza nom. unit.	1250 kWac
Numero di moduli FV	8960 unità	Numero di inverter	4 unità
Nominale (STC)	5914 kWc	Potenza totale	5000 kWac
Moduli	320 Stringhe x 28 In serie	Voltaggio di funzionamento	800-1300 V
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>		Rapporto Pnom (DC:AC)	1.18
Pmpp	5492 kWc		
U mpp	973 V		
I mpp	5642 A		



**PVsyst V7.2.11**

VCO, Simulato su  
25/01/22 14:44  
con v7.2.11

**Caratteristiche campo FV**

<b>Campo #3 - Campo 5</b>		<b>Inverter</b>	
<b>Modulo FV</b>			
Costruttore	CanadianSolar	Costruttore	Sungrow
Modello	BiHiku7-660	Modello	SG3000HV
(definizione customizzata dei parametri)		(PVsyst database originale)	
Potenza nom. unit.	660 Wp	Potenza nom. unit.	3000 kWac
Numero di moduli FV	36820 unità	Numero di inverter	7 unità
Nominale (STC)	24.30 MWc	Potenza totale	21000 kWac
Moduli	1315 Stringhe x 28 In serie	Voltaggio di funzionamento	900-1300 V
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>		Rapporto Pnom (DC:AC)	1.16
Pmpp	22.57 MWc	<b>Potenza totale inverter</b>	
U mpp	973 V	Potenza totale	35000 kWac
I mpp	23183 A	Numero di inverter	17 unità
<b>Potenza PV totale</b>		Rapporto Pnom	1.14
Nominale (STC)	40065 kWp		
Totale	60704 moduli		
Superficie modulo	188568 m <sup>2</sup>		

**Perdite campo**

<b>Fatt. di perdita termica</b>		<b>Perdita di qualità moduli</b>		<b>Perdite per mismatch del modulo</b>				
Temperatura modulo secondo irraggiamento		Fraz. perdite	-0.4 %	Fraz. perdite	2.0 % a MPP			
Uc (cost)	20.0 W/m <sup>2</sup> K							
Uv (vento)	0.0 W/m <sup>2</sup> K/m/s							
<b>Perdita disadattamento Stringhe</b>								
Fraz. perdite	0.1 %							
<b>Fattore di perdita IAM</b>								
Effetto d'incidenza, profilo definito utente (IAM): Vetro Fresnel levigato, n = 1.526								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000

**Perdite DC nel cablaggio**

Res. globale di cablaggio	0.42 mΩ		
Fraz. perdite	1.5 % a STC		
<b>Campo #1 - Campo FV 1-2-3</b>		<b>Campo #2 - Campo 4</b>	
Res. globale campo	1.7 mΩ	Res. globale campo	2.8 mΩ
Fraz. perdite	1.5 % a STC	Fraz. perdite	1.5 % a STC
<b>Campo #3 - Campo 5</b>			
Res. globale campo	0.69 mΩ		
Fraz. perdite	1.5 % a STC		

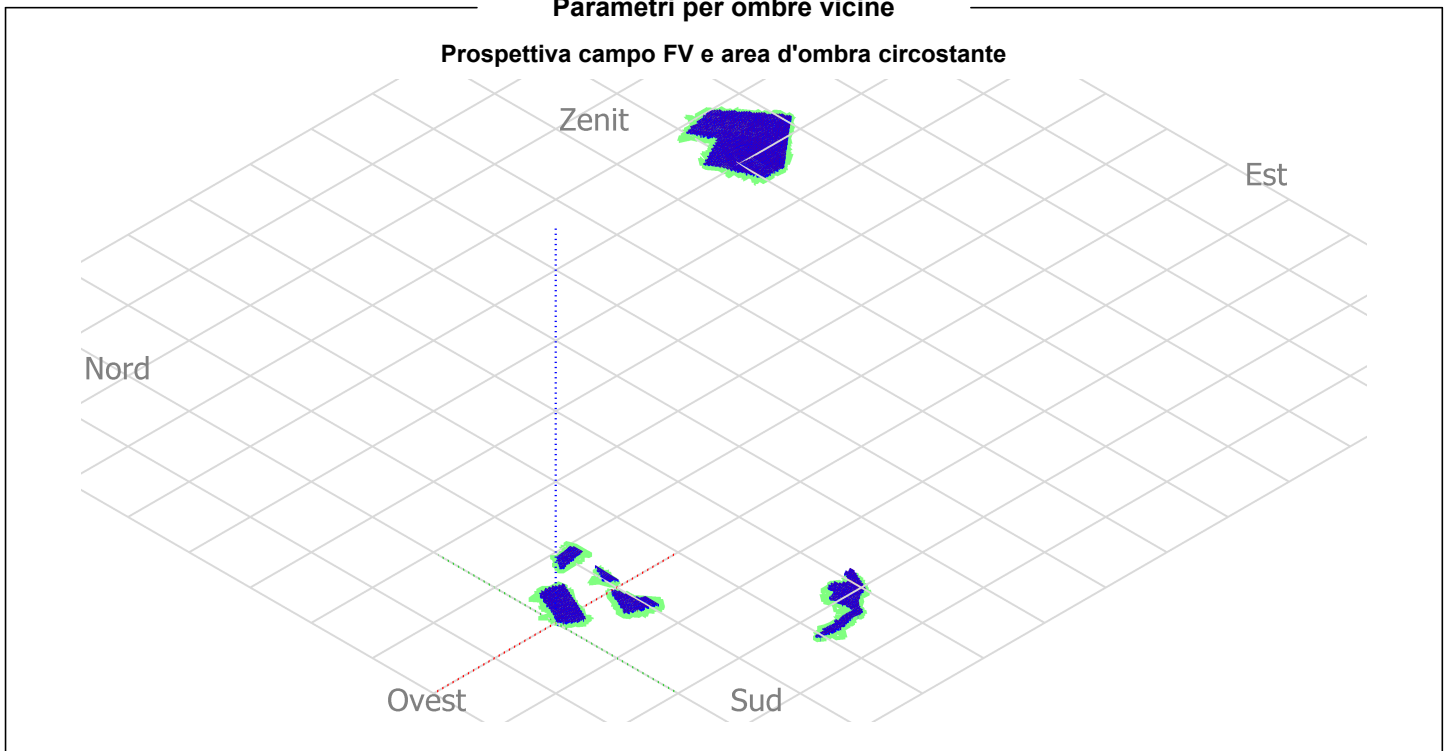


PVsyst V7.2.11

VC0, Simulato su  
25/01/22 14:44  
con v7.2.11

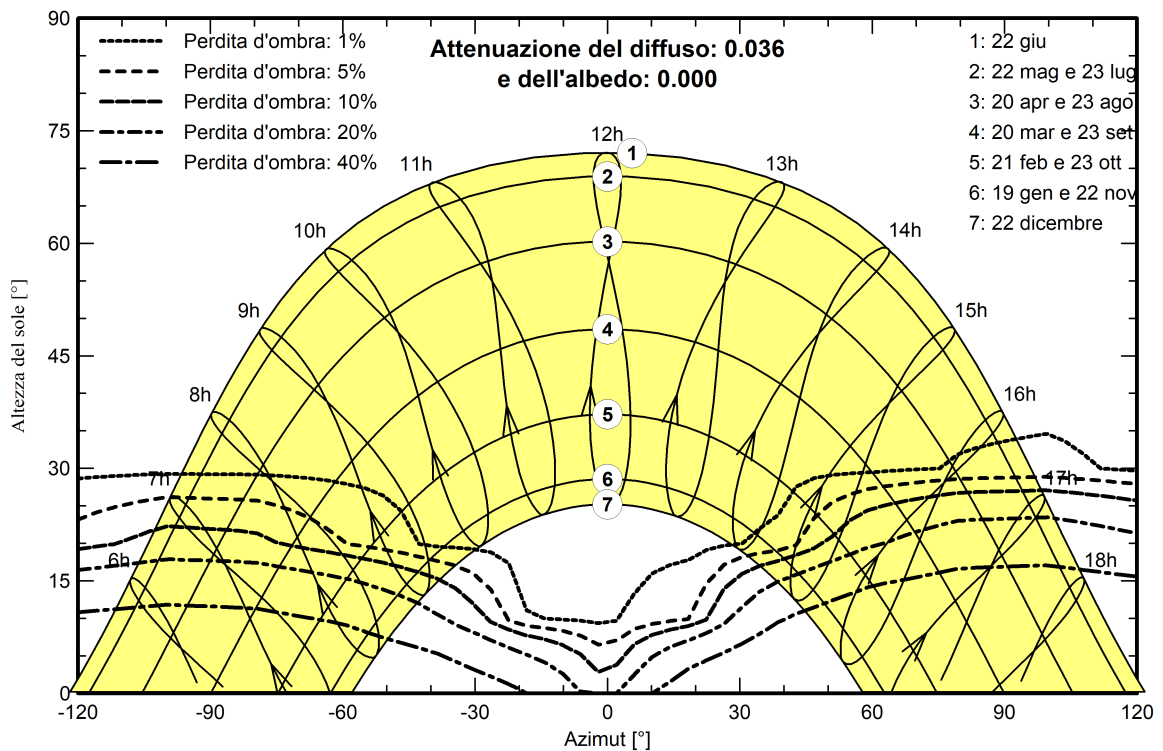
### Parametri per ombre vicine

Prospettiva campo FV e area d'ombra circostante



### Diagramma iso-ombre

Orientamento #1





PVsyst V7.2.11

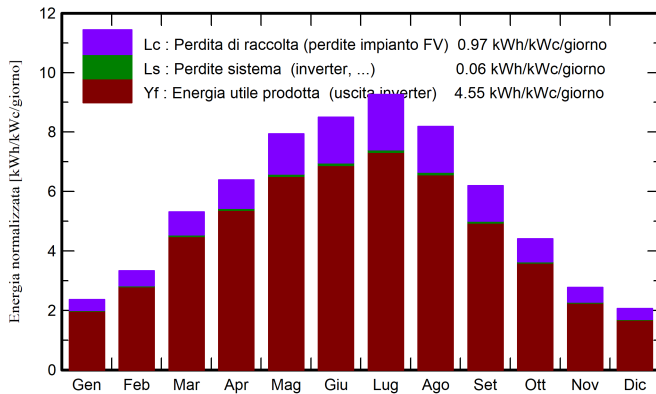
VC0, Simulato su  
25/01/22 14:44  
con v7.2.11

### Risultati principali

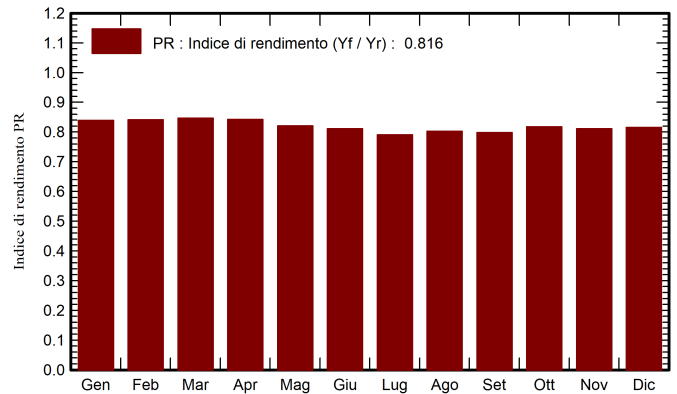
#### Produzione sistema

Energia prodotta **67 GWh/anno**      Prod. Specif. **1660 kWh/kWc/anno**  
 Indice di rendimento PR **81.59 %**

#### Produzione normalizzata (per kWp installato)



#### Indice di rendimento PR



### Bilanci e risultati principali

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
Gennaio	51.3	23.10	7.68	73.2	64.5	2.497	2.462	0.839
Febbraio	66.5	32.63	8.19	93.3	82.5	3.185	3.144	0.841
Marzo	120.5	52.39	11.15	164.6	149.6	5.653	5.586	0.847
Aprile	145.4	71.23	14.08	191.7	176.4	6.544	6.467	0.842
Maggio	183.0	81.29	19.42	246.2	226.6	8.192	8.094	0.821
Giugno	190.7	77.08	24.19	255.0	236.6	8.380	8.281	0.811
Luglio	206.1	73.37	27.00	287.2	263.3	9.208	9.100	0.791
Agosto	185.2	67.45	26.71	253.8	234.5	8.263	8.165	0.803
Settembre	130.2	56.57	21.38	186.0	166.2	6.019	5.948	0.798
Ottobre	96.0	43.83	17.49	136.6	121.3	4.526	4.473	0.817
Novembre	56.8	29.14	12.47	83.3	72.0	2.743	2.707	0.811
Dicembre	43.8	22.00	8.85	63.9	54.8	2.116	2.086	0.815
Anno	1475.7	630.08	16.60	2034.8	1848.2	67.327	66.513	0.816

#### Legenda

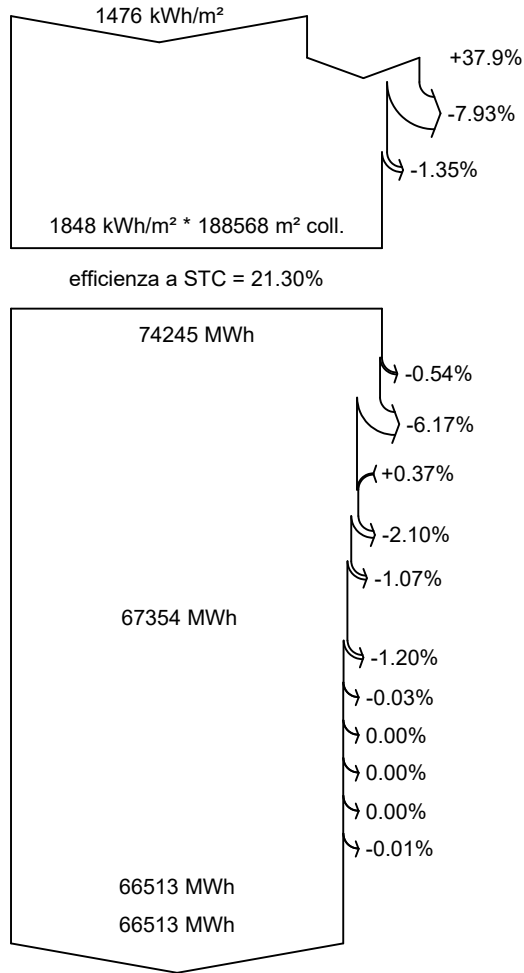
GlobHor Irraggiamento orizzontale globale      EArray Energia effettiva in uscita campo  
 DiffHor Irraggiamento diffuso orizz.      E\_Grid Energia immessa in rete  
 T\_Amb Temperatura ambiente      PR Indice di rendimento  
 GlobInc Globale incidente piano coll.  
 GlobEff Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre



PVsyst V7.2.11

VCO, Simulato su  
25/01/22 14:44  
con v7.2.11

### Diagramma perdite



#### Irraggiamento orizzontale globale

##### Globale incidente piano coll.

Ombre vicine: perdita di irraggiamento

Fattore IAM su globale

##### Irraggiamento effettivo su collettori

Conversione FV

##### Energia nominale campo (effic. a STC)

Perdita FV causa livello d'irraggiamento

Perdita FV causa temperatura

Perdita per qualità modulo

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

##### Energia immessa in rete

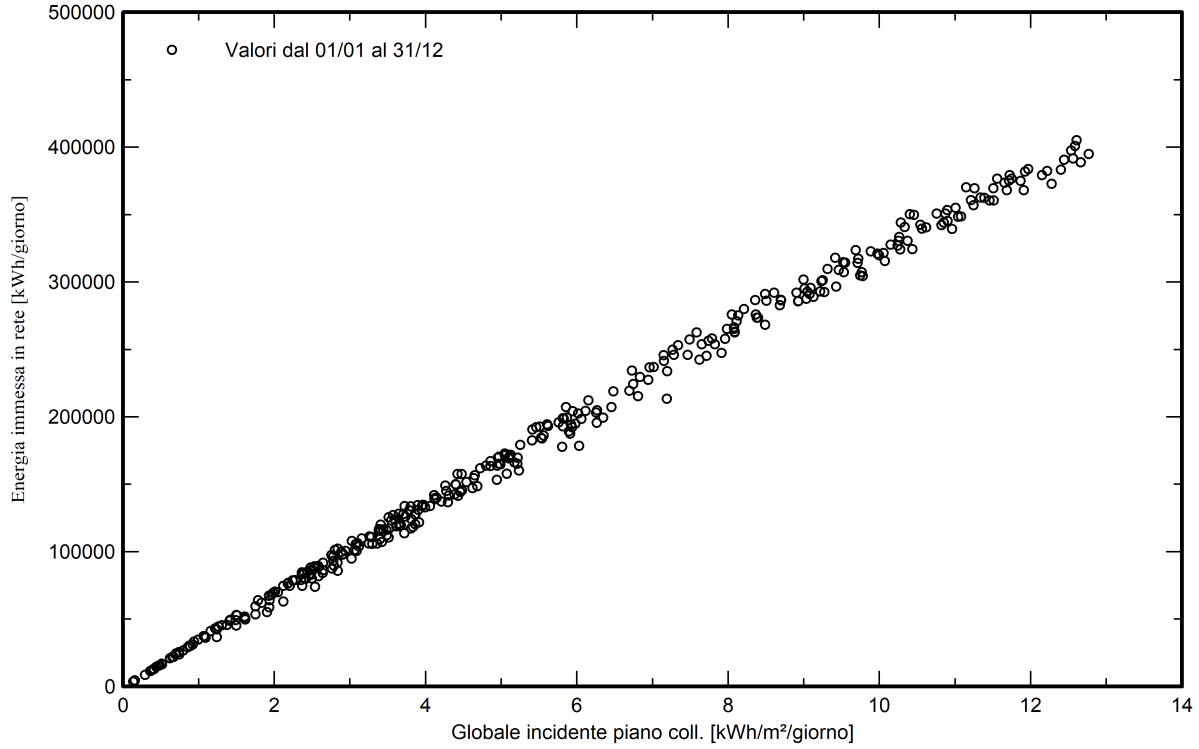


PVsyst V7.2.11

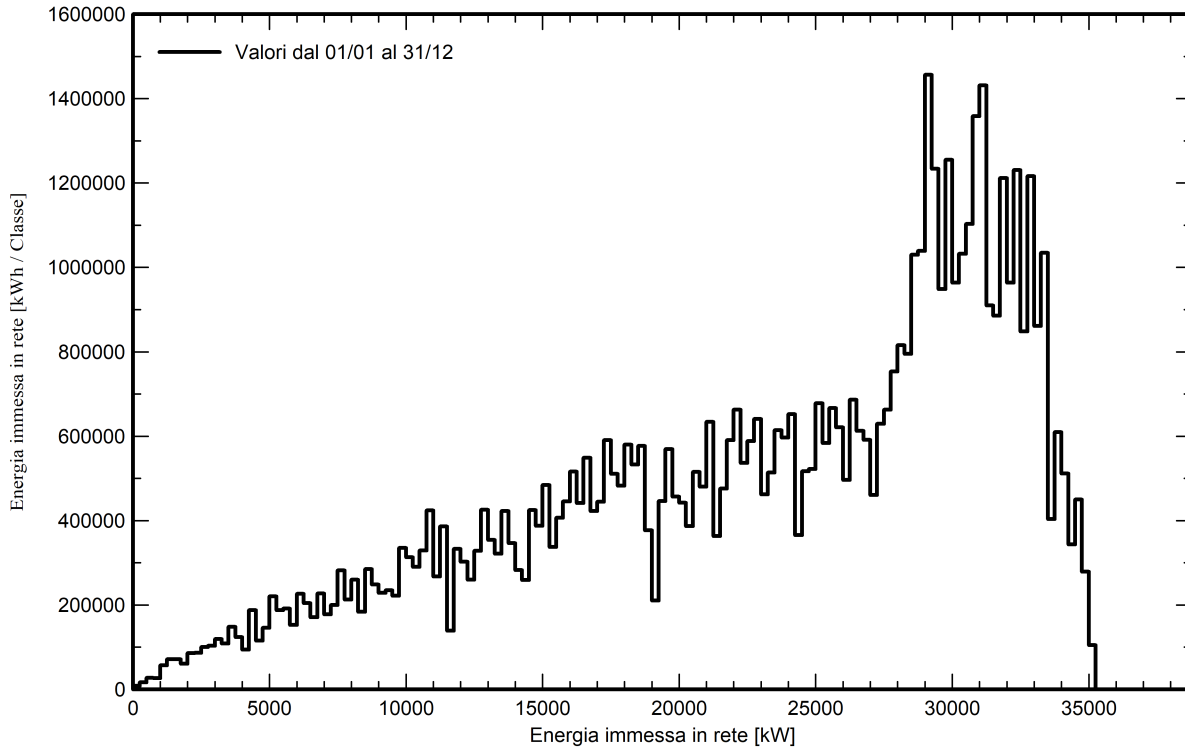
VCO, Simulato su  
25/01/22 14:44  
con v7.2.11

Grafici speciali

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema





**PVsyst V7.2.11**

VC0, Simulato su  
25/01/22 14:44  
con v7.2.11

**Valutazione P50-P90**

**Dati meteo**

Fonte Meteororm 8.0 (1986-2005), Sat=100%  
Tipo Medie mensili  
Sintetico - Media su più anni  
Differenza da anno in anno (Varianza) 6.1 %

**Deviazione Standard**

Cambiamento Climatico 0.0 %

**Variabilità globale**

Variabilità (Somma quadratica media) 6.3 %

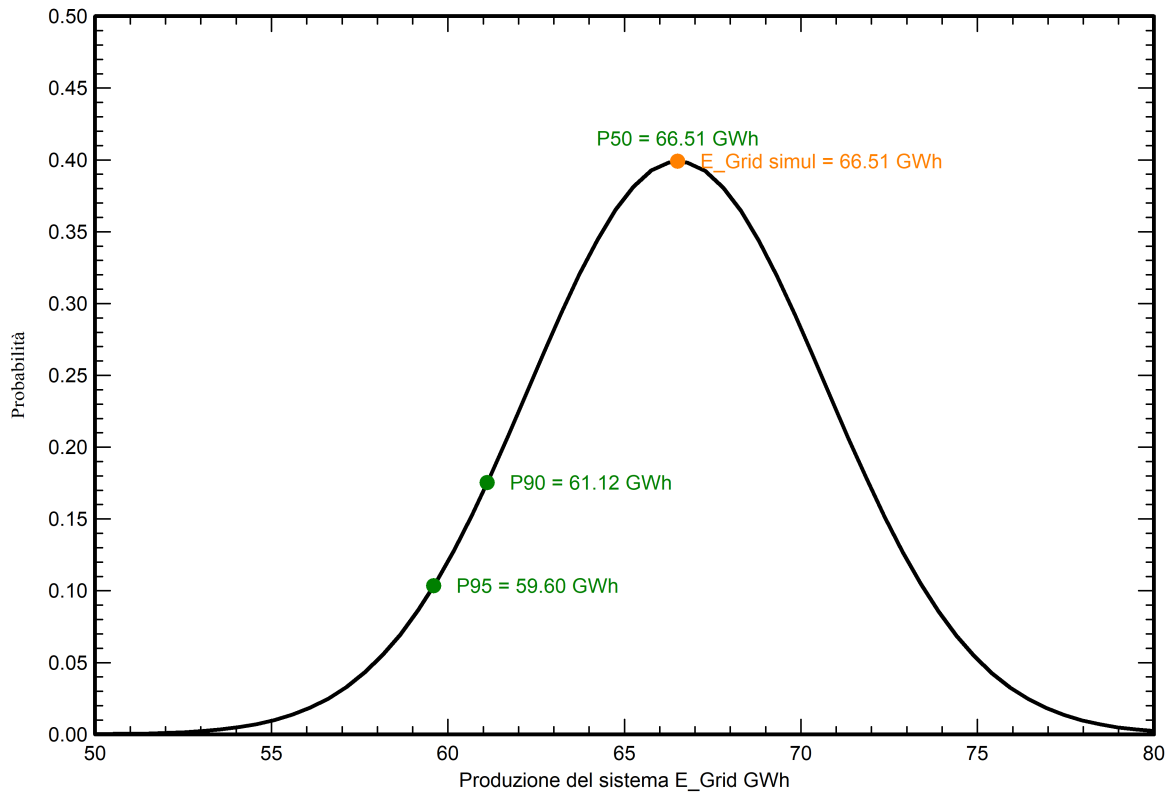
**Incertezze dei parametri e simulazione**

settaggio parametri modulo FV 1.0 %  
Incertezza nella stima efficienza inverter 0.5 %  
Incertezze di disadattamento e sporcizia 1.0 %  
Incertezza nella stima del degrado 1.0 %

**Valore di probabilità associato alla produzione**

Variabilità 4.21 GWh  
P50 66.51 GWh  
P90 61.12 GWh  
P95 59.60 GWh

**Distribuzione di probabilità**





**PVsyst V7.2.11**

VCO, Simulato su  
25/01/22 14:44  
con v7.2.11

**Bilancio delle Emissioni di CO<sub>2</sub>**

Totale: 655163.6 tCO<sub>2</sub>

**Emissioni generate**

Totale: 77187.81 tCO<sub>2</sub>

Fonte: Calcolo dettagliato dalla tabella in basso:

**Emissioni evitate**

Totale: 844048.1 tCO<sub>2</sub>

Produzione del sistema: 66512.86 MWh/an

Emissioni durante il ciclo di vita: 423 gCO<sub>2</sub>/kWh

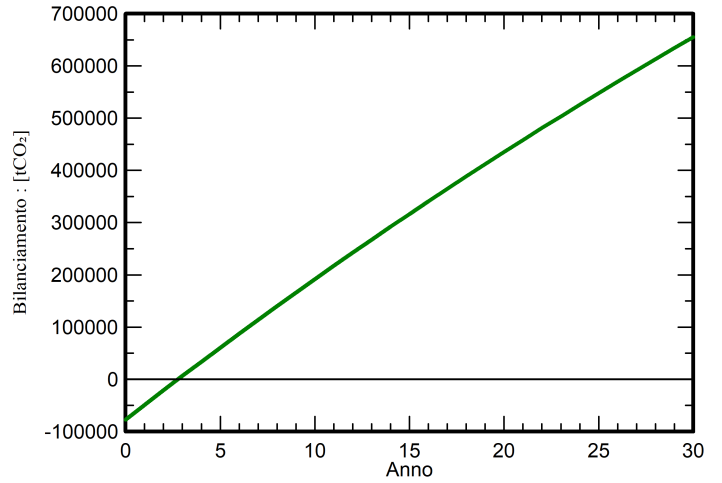
Fonte: Lista IEA

Paese: Italy

Durata di vita: 30 anni

Degradazione annua: 1.0 %

**CO<sub>2</sub> Evitata: Emissioni vs. Tempo**



**Dettagli delle emissioni del sistema nel ciclo di vita**

Elemento	LCE (ciclo vitale energia)	Quantità	Subtotale
			[kgCO <sub>2</sub> ]
Moduli	1713 kgCO <sub>2</sub> /kWc	40065 kWc	68619510
Supporti	2.82 kgCO <sub>2</sub> /Kg	3035200 Kg	8563544
Inverter	280 kgCO <sub>2</sub> /unità	17.0 unità	4752