



REGIONE PUGLIA
PROVINCIA DI FOGGIA
COMUNI DI LUCERA e TROIA



PROGETTO IMPIANTO SOLARE AGRI-VOLTAICO DA
REALIZZARE NEL COMUNE DI LUCERA (FG) LOCALITA'
MONTARATRO, E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE NEL
COMUNE DI TROIA, DI POTENZA PARI A **75.490,24 kWp**,
DENOMINATO "LUCERA"

PROGETTO DEFINITIVO

Relazione producibilità impianto



livello prog.	Codice Pratica STMG	N° elaborato	DATA	SCALA
PD	202000419	WUM6CC6_A23	22.03.2022	

REVISIONI

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
1	28/02/2024	Aggiornamento della soluzione di connessione			

RICHIEDENTE E PRODUTTORE


HIVE
ENERGY
HF SOLAR 7 S.r.l.

ENTE

PROGETTAZIONE


Viale Francesco Scaduto n°2/D - 90144 Palermo (PA)

Arch. A. Calandrino
Arch. S. Martorana
Arch. F. G. Mazzola
Arch. G. Vella
Dott. Agr. B. Miciluzzo
Dott. Biol. M. Casisa
Ing. D. Siracusa
Ing. A. Costantino
Ing. C. Chiaruzzi
Ing. G. Schillaci
Ing. G. Buffa
Ing. M.C. Musca

Il Progettista

Il Progettista



**Impianto di produzione di energia elettrica da fonte
energetica rinnovabile attraverso tecnologia fotovoltaica
denominato**

“Lucera”

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 7 S.r.l.**” intende realizzare un impianto di produzione di energia elettrica da fonte energetica rinnovabile, attraverso tecnologia fotovoltaica, integrato da attività agricola, da connettere alla Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale RTN.

Come riscontrabile dalle tavole di progetto allegate, l'impianto risulta costituito da due sezioni denominate “*Plot 1 da 51.890,16 kWp*” e “*Plot 2 da 23.600,08 kWp*”, per una potenza complessiva di **75.490,24 kWp**, le quali verranno realizzate nel territorio comunale di **Lucera** (FG) in località Montaratro su lotti di terreno distinti al N.T.C. di Lucera Foglio 149, p.lle 313, 295, 56, 57, 58, 93, 94, 60, 67, 72, 274, 296, 316, 353, 356, 315, 70, 71, 373, 355, e Foglio 150 p.lle 32, 33, 34, 57 e 140 e, conformemente a quanto prescritto dal Gestore di Rete con preventivo di connessione identificato con **Codice di Rintracciabilità** 202000419, verrà collegato in antenna a 150 kV sul futuro ampliamento della Stazione Elettrica (SE) a 380/150 kV della RTN denominata “Troia”.

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 7 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 **75.490,24 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 3000 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:

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

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

Quest'ultima può essere calcolata con la seguente espressione:

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

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:

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

essendo $U_{max \text{ inverter}}$ 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 1000W/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 1000W/m^2 ,
- temperatura $\theta_{\max}$ 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:

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

Ai fini del corretto coordinamento deve risultare:

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

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 7 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 3000-EV
(PVsyst database originale)		(PVsyst database originale)	
Potenza nom. unit.	670 Wp	Potenza nom. unit.	3000 kWac
Numero di moduli FV	112672 unità	Numero di inverter	20 unità
Nominale (STC)	75.49 MWc	Potenza totale	60000 kWac
Moduli	4024 Stringhe x 28 In serie	Voltaggio di funzionamento	956-1425 V
In cond. di funz. (50°C)		Rapporto Pnom (DC:AC)	1.26
Pmpp	69.27 MWc		
U mpp	971 V		
I mpp	71337 A		
Potenza PV totale		Potenza totale inverter	
Nominale (STC)	75490 kWp	Potenza totale	60000 kWac
Totale	112672 moduli	Numero di inverter	20 unità
Superficie modulo	349999 m²	Rapporto Pnom	1.26
Superficie cella	327943 m²		

Figura 1: configurazione impianto fotovoltaico

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 = 131 GWh/anno

Produzione Specifica = 1741 kWh/kWc/anno

Il report completo viene di seguito allegato.

PVsyst - Rapporto di simulazione

Sistema connesso in rete

Progetto: Lucera

Variante: Nuova variante di simulazione

Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)

Potenza di sistema: 75.49 MWc

Troia - Italy

Autore

Horizonfirm Srl (Italy)

**PVsyst V7.2.12**

VC0, Simulato su
09/03/22 17:13
con v7.2.12

Progetto: Lucera

Variante: Nuova variante di simulazione

Horizonfirm Srl (Italy)

Sommario del progetto**Luogo geografico**

Troia
Italia

Ubicazione

Latitudine 41.41 °N
Longitudine 15.30 °E
Altitudine 270 m
Fuso orario UTC+1

Parametri progetto

Albedo 0.20

Dati meteo

Troia
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 112672 unità
Pnom totale 75.49 MWc

Inverter

Numero di unità 20 unità
Pnom totale 60.00 MWac
Rapporto Pnom 1.258

Sommario dei risultati

Energia prodotta 131 GWh/anno Prod. Specif. 1741 kWh/kWc/anno Indice rendimento PR 89.81 %

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
VC0, Simulato su
09/03/22 17:13
con v7.2.12

Progetto: Lucera

Variante: Nuova variante di simulazione

Horizonfirm Srl (Italy)

Parametri principali

Sistema connesso in rete

Orientamento campo FV

Orientamento

Piano d'inseguimento, asse orizzont. N-S
Asse dell'azimut 0 °

Orizzonte

Orizzonte libero

Sistema a moduli bifacciali

Modello Calcolo 2D
eliostati illimitati

Geometria del modello bifacciale

Distanza eliestati	10.00 m
ampiezza eliestati	4.79 m
GCR	47.9 %
Altezza dell'asse dal suolo	2.10 m

Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)

Strategia Backtracking

N. di eliestati	4024 unità
Dimensioni	
Distanza eliestati	10.00 m
Larghezza collettori	4.79 m
Fattore occupazione (GCR)	47.9 %
Phi min / max	-/+ 55.0 °

Angolo limite indetreggiamento

Limiti phi +/- 61.2 °

Ombre vicine

Secondo le stringhe
Effetto elettrico 100 %

Modelli utilizzati

Trasposizione	Perez
Diffuso	Importato
Circumsolare	separare

Bisogni dell'utente

Carico illimitato (rete)

Caratteristiche campo FV

Modulo FV

Costruttore	Trina Solar
Modello	TSM-670DEG21C.20
(PVsyst database originale)	
Potenza nom. unit.	670 Wp
Numero di moduli FV	112672 unità
Nominale (STC)	75.49 MWc
Moduli	4024 Stringhe x 28 In serie
In cond. di funz. (50°C)	
Pmpp	69.27 MWc
U mpp	971 V
I mpp	71337 A

Potenza PV totale

Nominale (STC)	75490 kWp
Totale	112672 moduli
Superficie modulo	349999 m²
Superficie cella	327943 m²

Inverter

Costruttore	SMA
Modello	Sunny Central 3000-EV
(PVsyst database originale)	
Potenza nom. unit.	3000 kWac
Numero di inverter	20 unità
Potenza totale	60000 kWac
Voltaggio di funzionamento	956-1425 V
Rapporto Phom (DC:AC)	1.26

Potenza totale inverter

Potenza totale	60000 kWac
Numero di inverter	20 unità
Rapporto Phom	1.26

**PVsyst V7.2.12**

VC0, Simulato su
09/03/22 17:13
con v7.2.12

Progetto: Lucera

Variante: Nuova variante di simulazione

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 0.22 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
09/03/22 17:13
con v7.2.12

Progetto: Lucera

Variante: Nuova variante di simulazione

Horizonfirm Srl (Italy)

Parametri per ombre vicine

Prospettiva campo FV e area d'ombra circostante

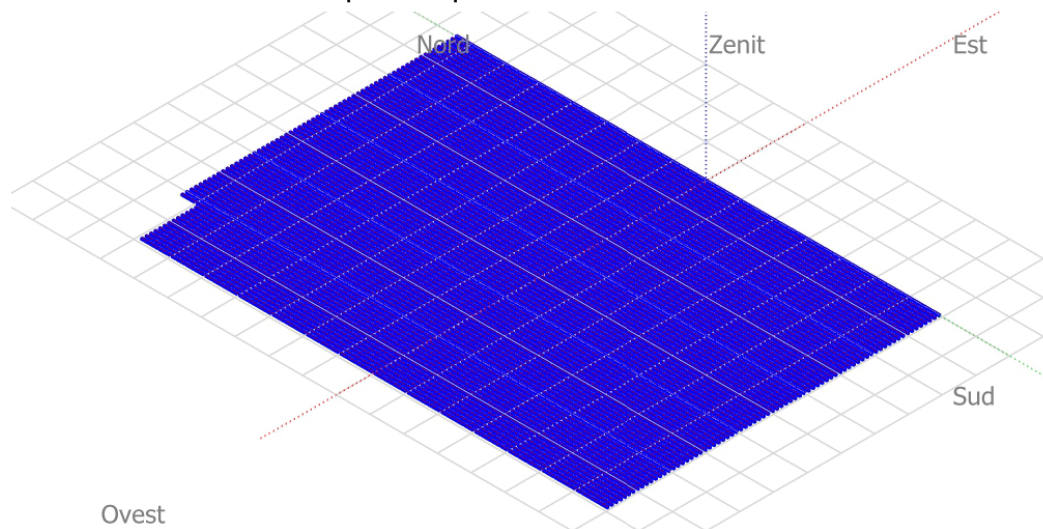
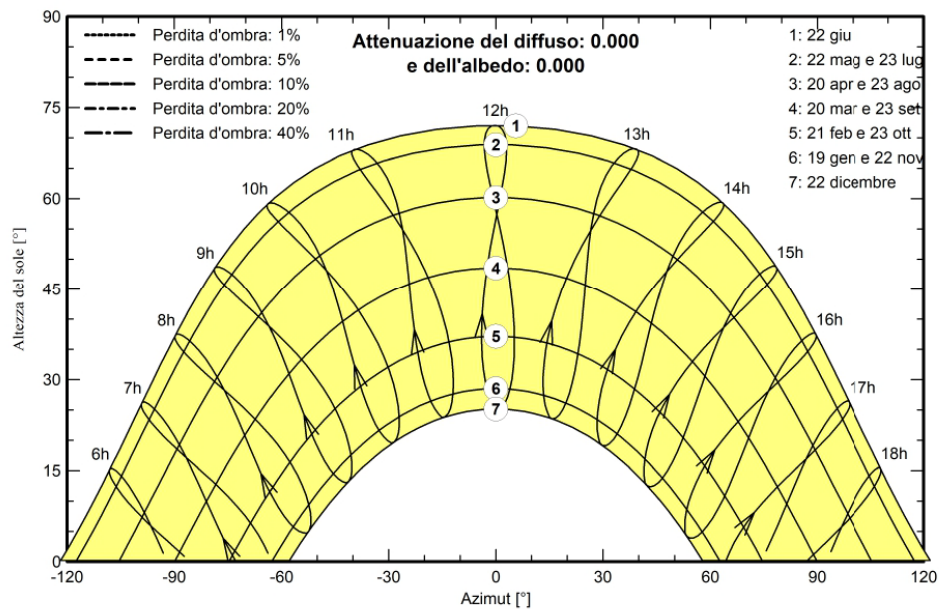


Diagramma iso-ombre

Orientamento #1





PVsyst V7.2.12
VC0, Simulato su
09/03/22 17:13
con V7.2.12

Progetto: Lucera
Variante: Nuova variante di simulazione

Horizonfirm Srl (Italy)

Risultati principali

Produzione sistema

Energia prodotta

131 GWh/anno

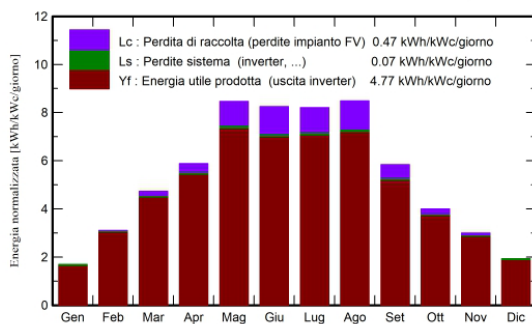
Prod. Specif.

1741 kWh/kWc/anno

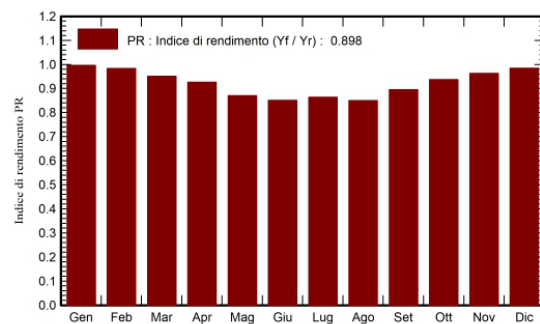
Indice di rendimento PR

89.81 %

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 GWh	E_Grid GWh	PR ratio
Gennaio	42.1	25.18	7.56	51.8	50.6	3.96	3.89	0.996
Febbraio	68.5	34.70	5.26	87.1	85.3	6.57	6.46	0.983
Marzo	114.9	51.45	8.78	146.7	144.2	10.71	10.54	0.952
Aprile	142.9	67.84	13.05	176.6	173.6	12.54	12.35	0.926
Maggio	206.6	70.72	16.21	262.4	258.5	17.52	17.25	0.871
Giugno	195.9	74.99	22.61	247.6	243.8	16.15	15.90	0.851
Luglio	198.9	74.47	22.64	254.3	250.5	16.83	16.58	0.864
Agosto	202.7	64.01	24.66	263.2	259.3	17.14	16.88	0.850
Settembre	136.6	54.46	20.93	175.1	172.2	12.01	11.83	0.895
Ottobre	95.2	41.62	14.80	124.1	122.0	8.91	8.78	0.937
Novembre	68.1	29.30	11.90	89.8	87.8	6.63	6.53	0.963
Dicembre	46.8	23.40	7.96	59.7	58.2	4.51	4.44	0.985
Anno	1519.1	612.13	14.75	1938.4	1906.1	133.48	131.42	0.898

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

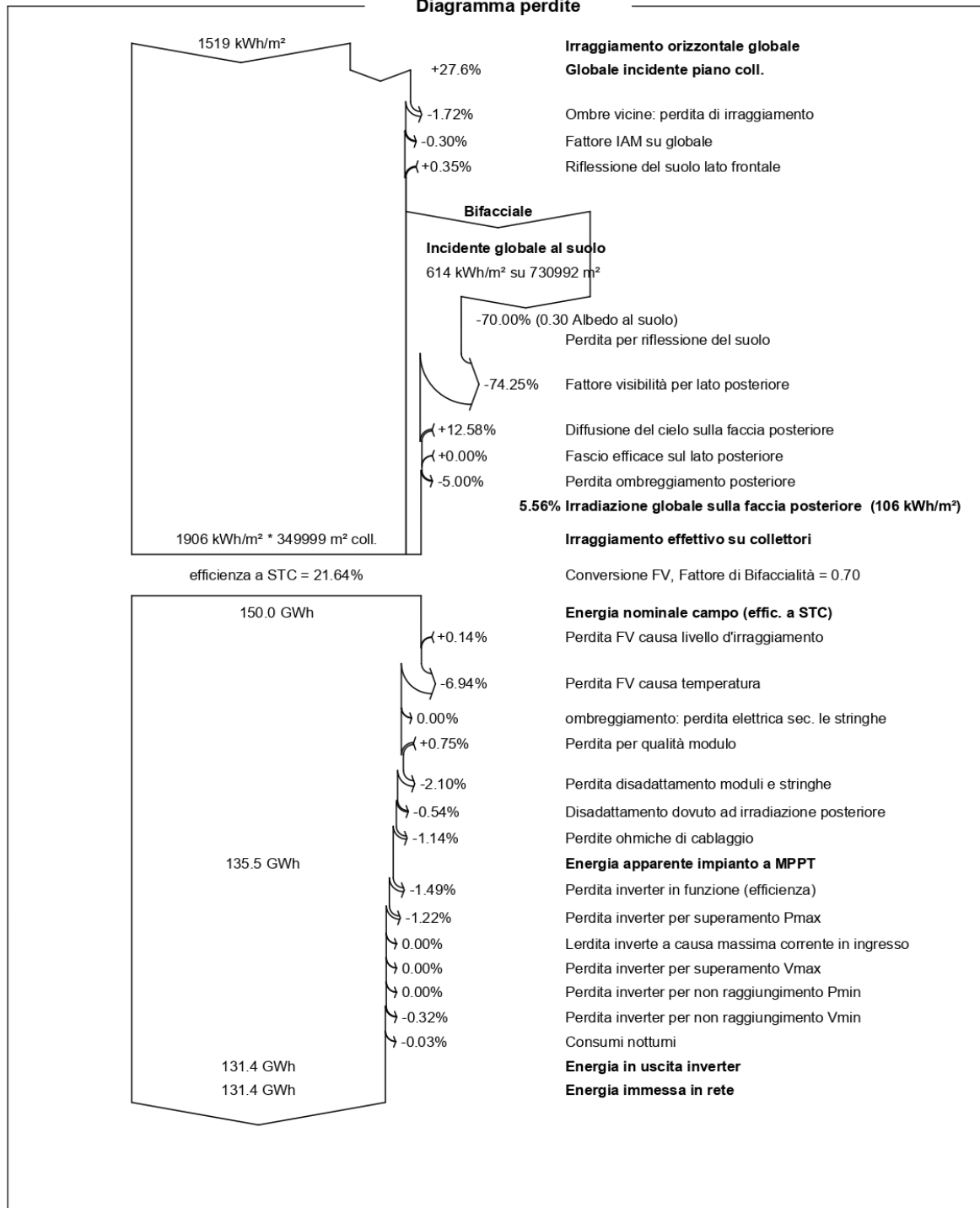


PVsyst V7.2.12
VC0, Simulato su
09/03/22 17:13
con v7.2.12

Progetto: Lucera
Variante: Nuova variante di simulazione

Horizonfirm Srl (Italy)

Diagramma perdite





PVsyst V7.2.12
VC0, Simulato su
09/03/22 17:13
con v7.2.12

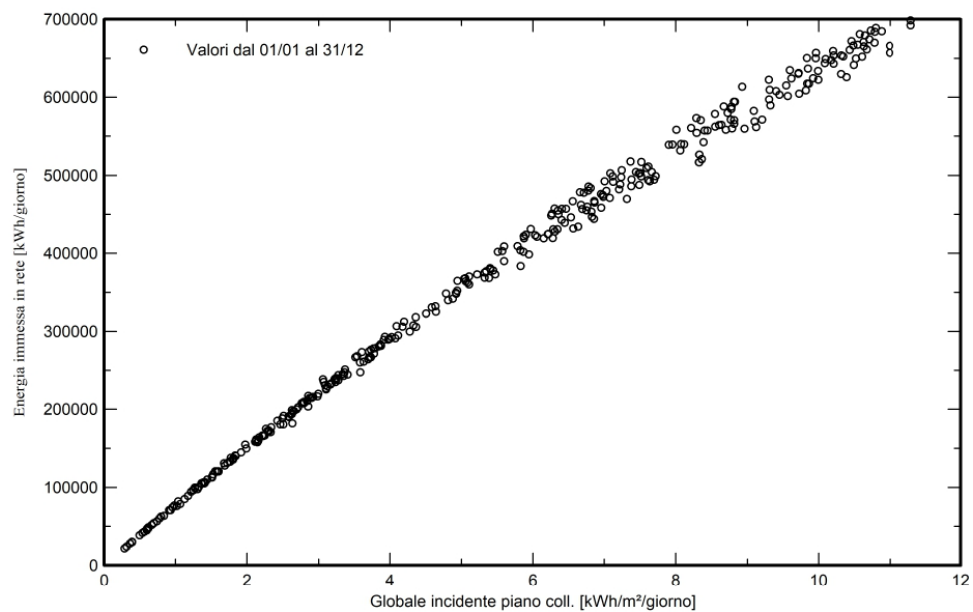
Progetto: Lucera

Variante: Nuova variante di simulazione

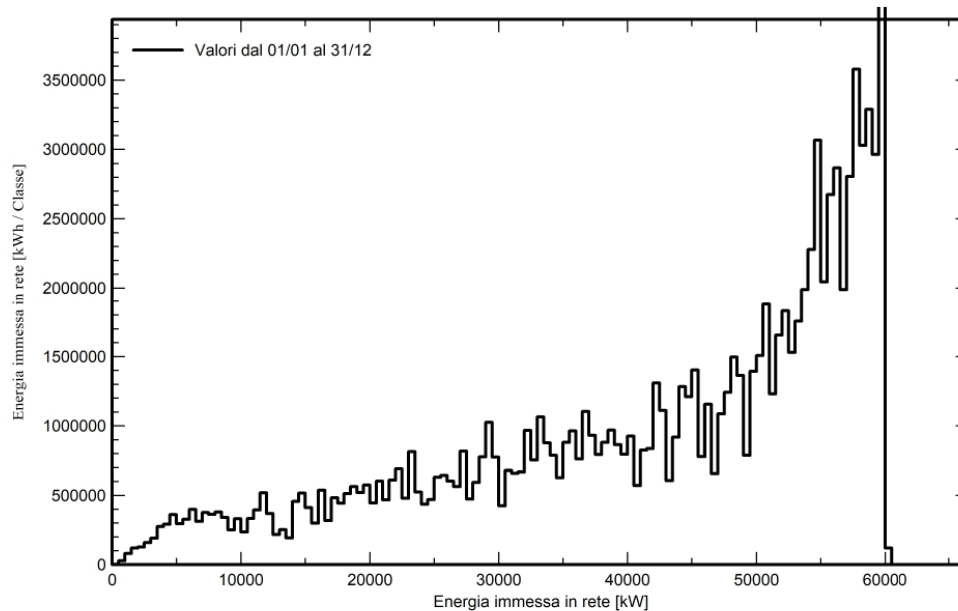
Horizonfirm Srl (Italy)

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 29.04.08 -SO n.107, sono state calcolate le tonnellate equivalenti di petrolio risparmiate e il potenziale quantitativo di CO₂ non emesso in atmosfera:

$$\text{TEP} = E_{\text{prodotta}} \times \text{Fattore di Conversione} = 131 \times 10^3 \times 0,187 \times 10^{-3} = \mathbf{24.497 \text{ TEP}}$$

$$\text{Kg di CO}_2 = E_{\text{Prodotta}} \times \text{Fattore di Conversione} = 131 \times 10^3 \times 0,53 = \mathbf{69.430 \text{ T}}$$