

Regione Siciliana

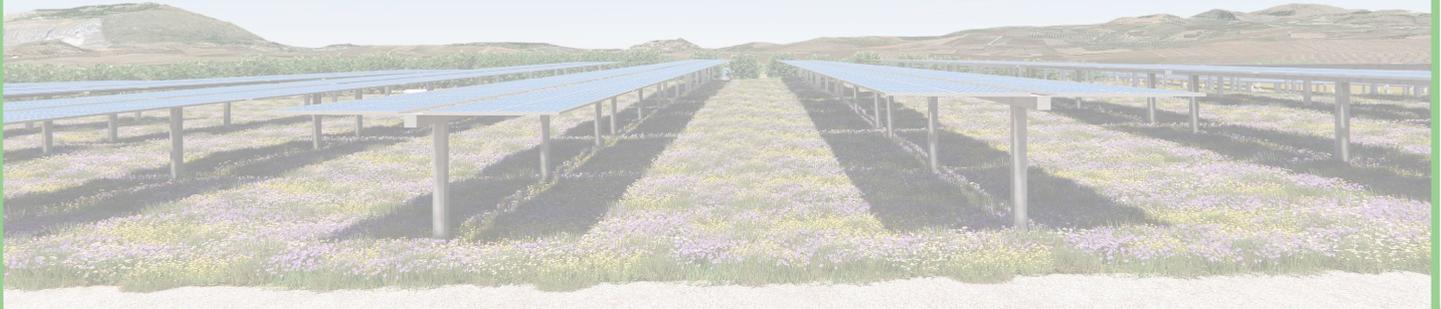


Comune di Trapani

Libero Consorzio Comunale di Trapani

PROGETTO DEFINITIVO

PROGETTO DI UN IMPIANTO AGRO-FOTOVOLTAICO COLLEGATO ALLA RTN CON POTENZA NOMINALE DC 40.111,50 kWp E POTENZA NOMINALE AC 33.000 kW DA REALIZZARSI NEL COMUNE DI TRAPANI (TP) - C/DA PALAZZEDDO



Elaborato:

CALCOLO PRODUCIBILITÀ IMPIANTO

Relazione:

Redatto:

Approvato:

Rilasciato:

REL_06

AP ENGINEERING

AP ENGINEERING

Foglio A4

Prima Emissione

Progetto:

IMPIANTO
KINISIA 4

Data:

19/10/2022

Committente:

GREEN FIFTEEN S.R.L.
Via Augusto Righi, 7 - 37135 Verona (VR)

Cantiere:

TRAPANI
C/DA PALAZZEDDO

Progettista:



INDICE

1. PREMESSE	2
2. DEFINIZIONI	4
3. DATI DI PROGETTO	7
3.1. Sito di installazione	7
3.2. Radiazione solare media	8
3.3. Caratteristiche elettriche del modulo fotovoltaico	11
3.4. Caratteristiche dei gruppi di conversione CC/CA e Trasformatori elevatori	12
3.5. Dimensionamento elettrico del sistema	16
3.6 Dimensionamento meccanico del sistema	17
4. CALCOLO DELLE PRESTAZIONI E DELLA PRODUCIBILITA' ATTESA	19

1. PREMESSE

La Società Green Fifteen S.r.l. ("G.F." o "la Società") intende realizzare nel Comune di Trapani (TP), in località Palazzeddo, un impianto per la produzione di energia elettrica con tecnologia fotovoltaica, combinato con l'attività di coltivazione agricola. L'impianto avrà una potenza complessiva installata di 40.111,50 kWp e l'energia prodotta sarà immessa nella Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale.

La Società in data 13 Giugno 2022 ha presentato istanza di voltura a Terna S.p.a., accettata da quest'ultima in data 01/07/2022, per rilevare una STMG precedentemente ottenuta dalla Società Manni Energy S.r.l. (cedente) in data 24 Settembre 2020, formalmente accettata dalla stessa Manni Energy in data 13 Gennaio 2021. La STMG prevede che l'impianto agro-fotovoltaico debba essere collegato in antenna con la sezione a 220 kV della nuova Stazione Elettrica denominata "PARTANNA 2" ubicata nel comune di Marsala (TP). A seguito del ricevimento della STMG è stato possibile definire puntualmente le opere progettuali da realizzare, che si possono così sintetizzare:

1. Impianto agro-fotovoltaico con sistema mobile (tracker monoassiale), della potenza complessiva installata di 40.111,50 kWp, ubicato in località Palazzeddo, nel Comune di Trapani (TP);
2. Dorsale di collegamento interrata, in media tensione (30 kV), per il vettoriamento dell'energia elettrica prodotta dall'impianto alla SEU Kinisia 4. Il percorso della nuova linea interrata si svilupperà per una lunghezza di circa 19.526 m;
3. Nuova Stazione Elettrica di Trasformazione (SEU) 30/220 kV, di proprietà della Società, il quale condividerà con altri produttori lo stallo partenza linea e lo stallo arrivo linea presso la SE "Partanna 2", da realizzarsi nel comune di Marsala (TP);
4. Elettrodotto a 220 kV condiviso, per il collegamento tra la futura stazione elettrica di trasformazione 30/220 kV e la nuova Stazione Elettrica RTN "PARTANNA 2", avente una lunghezza di circa 150 m;
5. Nuova Stazione Elettrica RTN 220 kV denominata "PARTANNA 2", da ubicare nel comune di Marsala (TP), di proprietà del gestore di rete (TERNA S.p.a.).

Le opere di cui al precedente punto 1. e 2. costituiscono il Progetto Definitivo del Campo agro-fotovoltaico ed il presente documento si configura come la Relazione Descrittiva del medesimo progetto.

Le opere di cui ai precedenti punti 3. e 4. costituiscono il Progetto Definitivo dell'Impianto di Utenza per la connessione.

La Stazione Elettrica RTN 220 kV di cui al punto 5. rappresenta il Progetto Definitivo dell'Impianto di Rete, tale opera, già realizzata, reso disponibile da Terna S.p.A., è comune a più impianti alimentati da fonti rinnovabili che potrebbero essere realizzati nelle aree circostanti l'impianto agro-fotovoltaico, la stessa è stata autorizzata dalle autorità competenti nell'ambito della procedura di Autorizzazione Unica, ai sensi del D.lgs. 387/03, per un impianto eolico da realizzarsi nei Comuni di Marsala e Salemi (si faccia riferimento al Decreto del Dirigente Generale –

Committente:

GREEN FIFTEEN S.R.L.

Progettista:



Pag. 2 | 19

Dipartimento dell'Energia – Assessorato dell'Energia e dei servizi di pubblica utilità N. 186 del 26 Marzo 2018, pubblicato sul sito della Regione Siciliana.

Il Campo agro-fotovoltaico si svilupperà su una superficie complessiva di circa 60 Ha; i terreni agricoli sono attualmente utilizzati come seminativi. La Società, nell'ottica di riqualificare le aree da un punto di vista agronomico e di produttività dei suoli, ha scelto di adottare la soluzione impiantistica con tracker monoassiale, in quanto permette di mantenere una distanza significativa tra le strutture di supporto dei moduli fotovoltaici (area libera minima 5,00 m), consentendo la coltivazione tra le strutture di piante aromatiche/ officinali e colture da erbaio/foraggio, con l'impiego di mezzi meccanici.

Con la soluzione impiantistica proposta, si tenga presente che:

- su 60 Ha di superficie totale, quella effettivamente occupata dai moduli è pari a 20,36 Ha (circa il 34% della superficie totale), tale rapporto è dato dal prodotto dell'area del singolo tracker (72,6 m²) per il numero di tracker che compongono l'impianto (2.805);
- la superficie occupata da altre opere di progetto (strade interne all'impianto, cabine di trasformazione e control room) è di circa 2,91 Ha;
- l'impianto sarà circondato da una fascia di vegetazione al fine di mitigare l'impatto paesaggistico, avente una larghezza minima di 10 mt.
- la superficie esclusa dall'intervento sarà utilizzata a scopo agricolo per la coltivazione di diverse colture.
- Copertura permanente con leguminose da granella per la realizzazione di superfici destinate al pascolo apistico.
- la superficie occupata da altre opere di progetto (strade interne all'impianto, cabine di conversione e trasformazione, locale servizi) è di circa 1,6 Ha;
- impianto di olive da olio;
- impianto di alberi di noce per la produzione di frutta a guscio;
- Copertura permanente con leguminose da granella per la realizzazione di superfici destinate al pascolo apistico.

Committente:

GREEN FIFTEEN S.R.L.

Progettista:



Pag. 3 | 19

2. DEFINIZIONI

Si riportano di seguito le definizioni di alcuni termini correntemente utilizzati per gli impianti fotovoltaici ed, in particolare, la terminologia utilizzata nelle procedure di calcolo delle prestazioni degli stessi:

- Angolo di inclinazione (o di tilt): Angolo di inclinazione del piano del dispositivo fotovoltaico rispetto al piano orizzontale (da IEC/TS 61836);
- Angolo di orientazione (o di azimut): L' angolo di orientazione α del piano del modulo fotovoltaico rispetto al meridiano corrispondente. In pratica, esso misura lo scostamento del piano rispetto all' orientazione verso Sud (per i siti nell' emisfero terrestre settentrionale) o verso Nord (per i siti nell' emisfero meridionale). Valori positivi dell'angolo di azimut indicano un orientamento verso ovest e valori negativi indicano un orientamento verso est (CEI EN 61194);
- Campo fotovoltaico/generatore fotovoltaico: Insieme di tutte le schiere fotovoltaiche di un sistema dato (CEI EN 61277);
- Condizioni di Prova Standard o normalizzate (STC): Le Condizioni di Prova Standard o normalizzate (STC - Standard Test Conditions) di un qualsiasi dispositivo FV senza concentrazione solare, secondo la Norma CEI EN 60904-4 (par. A.1.2), nonchè la Norma CEI EN 61215 par. 10.6.1 e la Norma CEI EN 61646 par. 10.6.1, consistono in:
 - Temperatura di giunzione di cella: $25\text{ °C} \pm 2\text{ °C}$.
 - Irraggiamento sul piano del dispositivo: $1\ 000\ \text{W/m}^2$.
 - Distribuzione spettrale di riferimento: AM 1,5 secondo la Norma CEI EN 60904-3.
- Corrente di corto circuito in condizioni di prova normalizzate (I_{sc} , STC): Corrente ai terminali in corto circuito di un dispositivo fotovoltaico, in condizioni di prova normalizzate;
- Corrente massima in condizioni di prova normalizzate (I_m , STC): Corrente ai terminali di un dispositivo fotovoltaico, nel punto di massima potenza, in condizioni di prova normalizzate;
- Efficienza nominale di un modulo fotovoltaico: Rapporto fra la potenza nominale del modulo fotovoltaico e il prodotto dell' irraggiamento solare standard ($1000\ \text{W/m}^2$) per la superficie complessiva del modulo, inclusa la sua cornice;
- Energia elettrica immessa in rete da un impianto fotovoltaico: Energia elettrica (espressa in kWh) misurata al punto di connessione con la rete del Gestore;
- Gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata: Insieme di inverter installati in un impianto fotovoltaico impiegati per la conversione in corrente alternata della corrente continua prodotta dalle varie sezioni che costituiscono il generatore fotovoltaico;
- Impianto (o Sistema) fotovoltaico a sistema fisso: Impianto (o Sistema) fotovoltaico i cui moduli, con o senza concentrazione solare, sono installati su strutture di sostegno a sistema fisso;

- Indice di Rendimento PR (o efficienza operativa media) dell' impianto fotovoltaico: Il rapporto tra la resa energetica dell' impianto fotovoltaico (energia prodotta dall' impianto normalizzata secondo la potenza nominale dell' impianto fotovoltaico stesso) e la resa energetica incidente sulla superficie dei moduli fotovoltaici costituenti l' impianto (energia solare, normalizzata secondo il valore di irraggiamento standard 1000 W/m²);
- Inseguitore della massima potenza (MPPT): Dispositivo di comando dell' inverter tale da far operare il generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza;
- Irraggiamento solare: Intensità della radiazione elettromagnetica solare incidente su una superficie di area unitaria. Tale intensità è pari all' integrale della potenza associata a ciascun valore di frequenza dello spettro solare (CEI EN 60904-3), espresso in W/m²;
- Modulo fotovoltaico: Il più piccolo insieme di celle fotovoltaiche interconnesse e protette dall' ambiente circostante (CEI EN 60904-3)
- Perdite per disaccoppiamento (o per mismatch): Differenza fra la potenza totale dei dispositivi fotovoltaici connessi in serie o in parallelo e la somma delle potenze di ciascun dispositivo, misurate separatamente nelle stesse condizioni. Deriva dalla differenza fra le caratteristiche tensione-corrente dei singoli dispositivi e viene misurata in W o in percentuale rispetto alla somma delle potenze (da IEC/TS 61836);
- Potenza immessa in rete da un impianto fotovoltaico: Potenza elettrica (espressa in kW) misurata al punto di connessione con la rete del distributore;
- Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un modulo fotovoltaico: Potenza elettrica (espressa in Wp) del modulo, misurata in Condizioni di Prova Standard (STC);
- Punto di connessione: Il punto sulla rete del TSO al quale, in relazione a parametri riguardanti la qualità del servizio elettrico che deve essere reso o richiesto, è connesso l' Impianto dell' Utente;
- Punto di misura: Il punto in cui è misurata l' energia elettrica immessa e/o prelevata dalla rete;
- Radiazione solare: Integrale dell' irraggiamento solare (espresso in kWh/m²), su un periodo di tempo specificato (CEI EN 60904-3);
- Schiera fotovoltaica: Complesso, integrato meccanicamente e collegato elettricamente, di moduli, pannelli e delle relative strutture di supporto;
- STC: Standard Test Condition - vedi Condizioni di Prova Standard o normalizzate;
- Stringa fotovoltaica: Insieme di moduli fotovoltaici collegati elettricamente in serie;
- Tensione alla massima potenza di un dispositivo fotovoltaico in condizioni di prova normalizzate (V_{m,STC}): Tensione ai terminali di un dispositivo fotovoltaico, nel punto di massima potenza (MPP), in condizioni di prova normalizzate (STC);
- Tensione a vuoto in condizioni di prova normalizzate (V_{OC,STC}): Tensione a circuito aperto di un dispositivo fotovoltaico, misurata in condizioni di prova normalizzate (STC);
- Tensione massima di sistema ammessa dal modulo fotovoltaico: La tensione massima di sistema (maximum system voltage) ammessa dal modulo fotovoltaico e la tensione

massima di sistema indicata dal costruttore del modulo, come riportato sulla targhetta del modulo stesso (vedi CEI EN 50380, CEI EN 61215 e CEI EN 61646): questo valore viene verificato nel corso della prova di isolamento per la qualifica del progetto e l'omologazione di tipo del modulo, secondo la Norma CEI EN 61215 o CEI EN 61646.

Committente:

GREEN FIFTEEN S.R.L.

Progettista:



Pag. 6 | 19

3. DATI DI PROGETTO

3.1. Sito di installazione

L'area in cui è prevista la realizzazione dell'impianto agro-fotovoltaico è ubicata interamente nel Comune di Trapani (*Provincia di Trapani*), in località Palazzedo. La superficie è abbastanza pianeggiante con un leggero declivio (2,5%) verso nord-ovest, avente una quota media di circa 92mt s.l.m. e si sviluppa a nord della SP 35.

L'impianto si svilupperà su un'area estesa per circa di 60 Ha, dei quali meno del 34% (20,36 Ha) sarà effettivamente occupata dai moduli.

L'accessibilità all'area di intervento è consentita attraverso una rete di stradelle di campagna che confluiscono sulla SP 29. I punti di accesso all'impianto, invece, sono distribuiti lungo il perimetro mediante 2 passi carrai posizionati uno ad est e uno ad ovest dell'area di impianto.

Il baricentro dell'impianto è individuato dalle seguenti coordinate:

	Latitudine	Longitudine	h (s.l.m.)
Parco Agro-Fotovoltaico	37° 56' 38.393" N	12° 38' 30.311" E	92 mt

Tabella 1 – Coordinate assolute



Figura 1 – Ubicazione area di impianto

Committente:

GREEN FIFTEEN S.R.L.

Progettista:



Pag. 7 | 19

Il progetto ricade all'interno delle seguenti cartografie e Fogli di Mappa:

- Cartografia I.G.M. in scala 1:50.000, tavoletta n° 605;
- Cartografia I.G.M. in scala 1:25.000, tavoletta n° 605- I quadrante Paceco
- Carta tecnica regionale CTR, scala 1:10.000, n°605080

3.2. Radiazione solare media

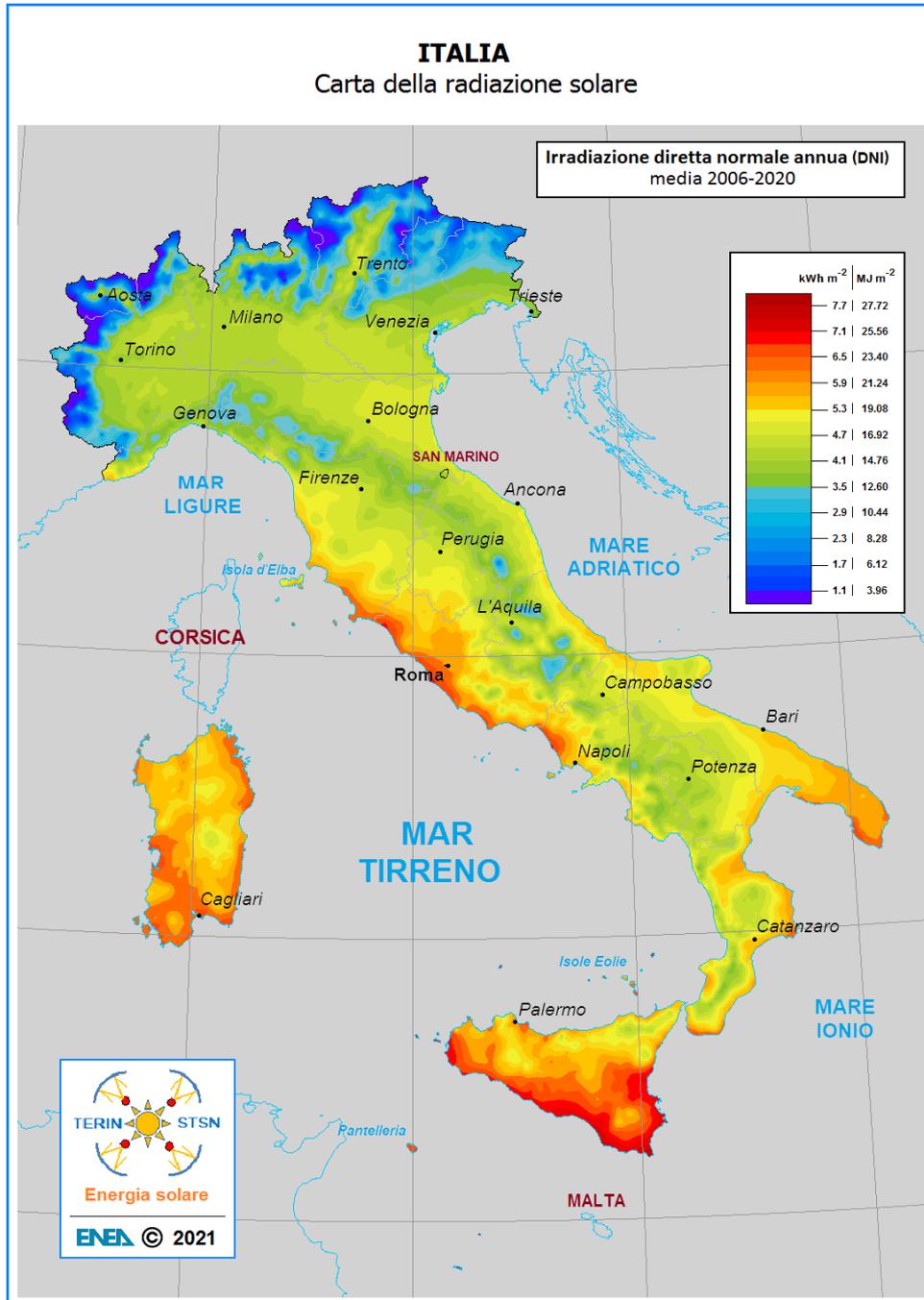


Figura 2 – Mappa della radiazione solare (Italia)

Committente:

GREEN FIFTEEN S.R.L.

Progettista:



Pag. 8 | 19

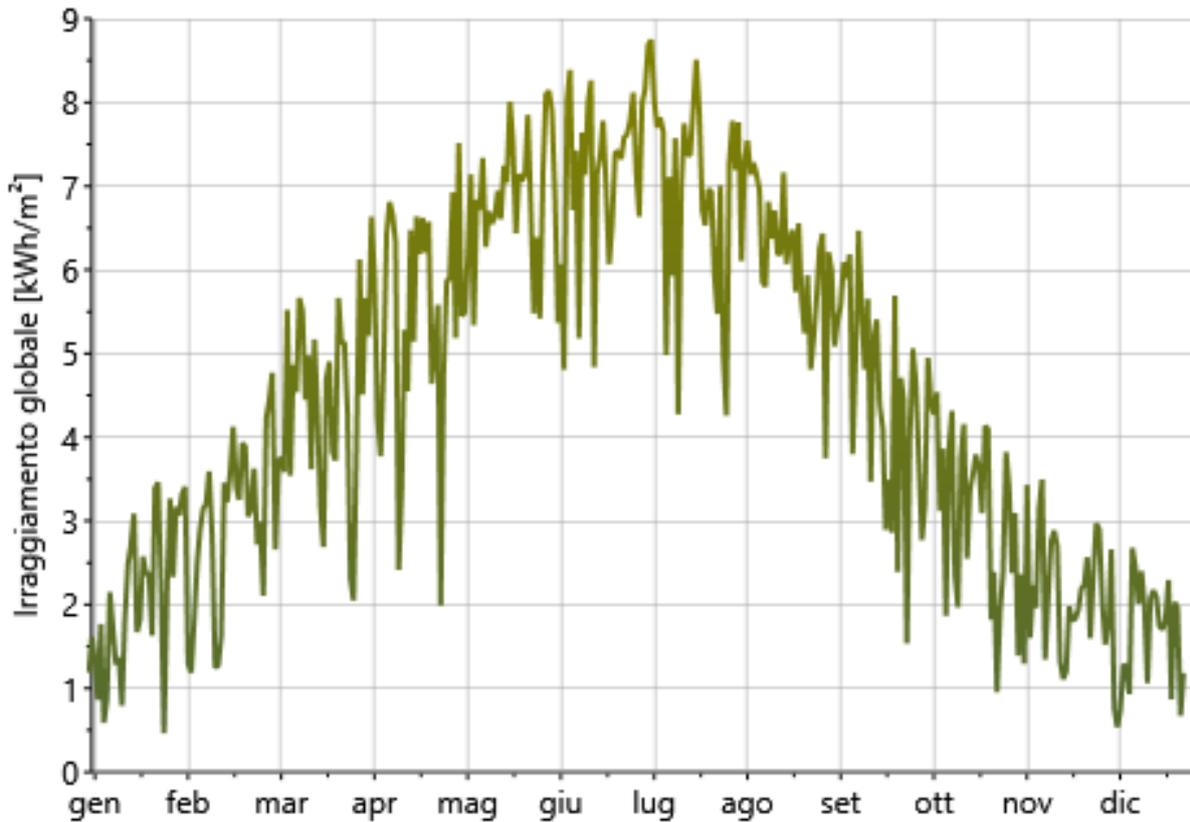


Figura 3 – Grafico Irraggiamento globale Giornaliero Trapani

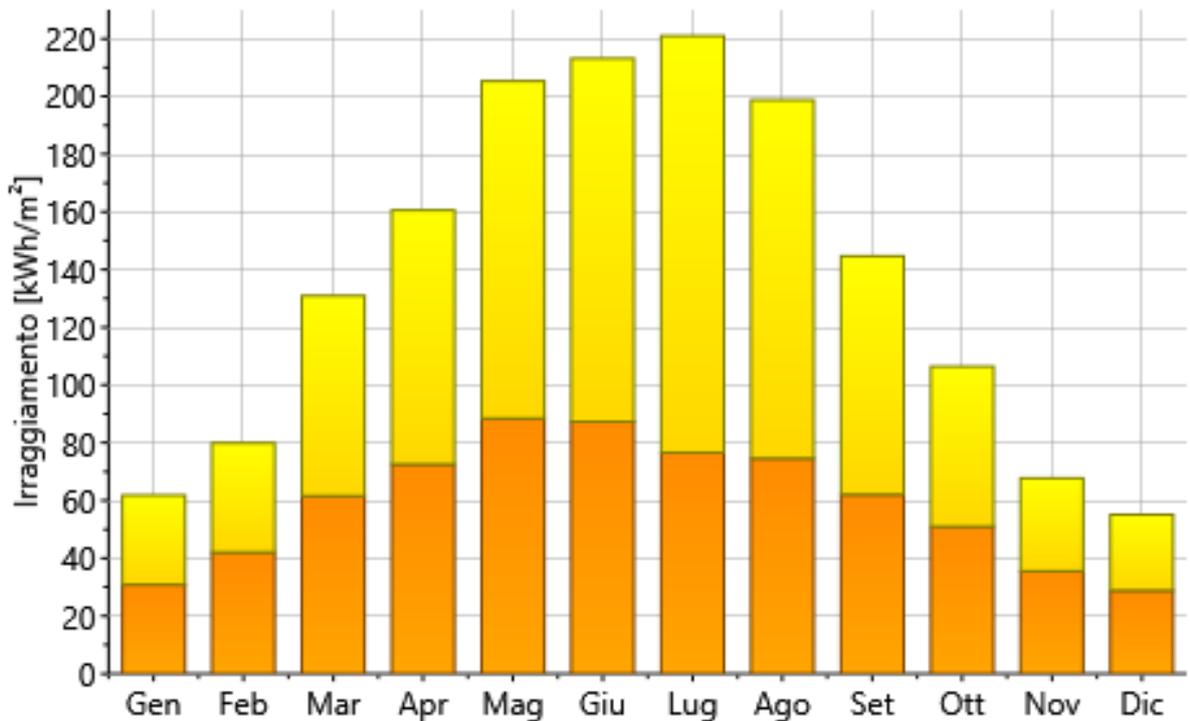


Figura 4 – Grafico Irraggiamento Mensile su Superficie Inclinata Trapani

Committente:

GREEN FIFTEEN S.R.L.

Progettista:



Il sito di installazione appartiene all'area siciliana che dispone di dati climatici storici riportati in molteplici database.

Il database internazionale MeteoNorm (Rif. Meteonorm 7.1 - 1991-2009) rende disponibili i dati meteorologici che si basano su misure a terra registrate su un periodo di circa vent'anni. Inoltre modelli sofisticati di interpolazione all'interno del software consentono calcoli affidabili di radiazione solare, temperatura e parametri addizionali in ogni località del mondo.

Considerato che l'attendibilità dei dati contenuti nel database è riconosciuta internazionalmente, i dati estratti dal software menzionato sono stati usati per l'elaborazione statistica per la stima di radiazione solare per la località C/da Palazzetto del Comune di Trapani (TP).

Nella tabella seguente si riportano i dati meteorologici assunti per la presente simulazione.

3.3. Caratteristiche elettriche del modulo fotovoltaico

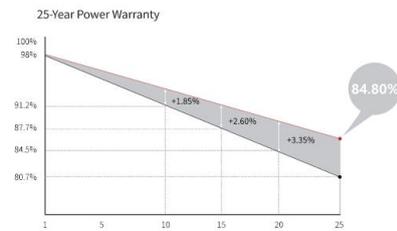
I moduli fotovoltaici sono del tipo in silicio monocristallino ad alta efficienza (>21%) e ad elevata potenza nominale (550 Wp). Questa soluzione permette di ridurre il numero totale di moduli necessari per coprire la taglia prevista dell'impianto, ottimizzando l'occupazione del suolo. La tipologia specifica sarà definita in fase esecutiva, utilizzando la migliore tecnologia disponibile al momento della costruzione, cercando di favorire la filiera di produzione locale. Le caratteristiche preliminari dei moduli utilizzati per il dimensionamento dell'impianto sono riportate nella seguente tabella.

Hi-MO 5m

LR5-72HPH 530~550M

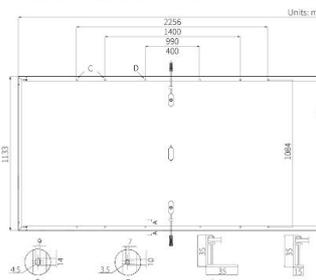
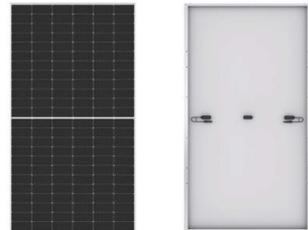
21.5% MAX MODULE EFFICIENCY	0~+5W POWER TOLERANCE	<2% FIRST YEAR POWER DEGRADATION	0.55% YEAR 2-25 POWER DEGRADATION	HALF-CELL Lower operating temperature
---------------------------------------	---------------------------------	---	---	---

Additional Value



Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6x24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm ² , +400, -200mm length can be customized
Connector	LONGi LR5 or MC4 EVO2
Glass	Single glass, 3.2mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	27.2kg
Dimension	2256x1133x35mm
Packaging	31 pcs per pallet / 155 pcs per 20' GP / 620 pcs per 40' HC



Electrical Characteristics

Module Type	STC: AM1.5 1000W/m ² 25°C		NOCT: AM1.5 800W/m ² 20°C 1m/s		Test uncertainty for P _{max} : ±3%							
	LR5-72HPH-530M	LR5-72HPH-535M	LR5-72HPH-540M	LR5-72HPH-545M	LR5-72HPH-550M	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (P _{max} /W)	530	395.8	535	399.5	540	403.3	545	407.0	550	410.7		
Open Circuit Voltage (V _{oc} /V)	49.20	46.12	49.35	46.26	49.50	46.41	49.65	46.55	49.80	46.69		
Short Circuit Current (I _{sc} /A)	13.71	11.09	13.78	11.15	13.85	11.20	13.92	11.25	13.98	11.31		
Voltage at Maximum Power (V _{mp} /V)	41.35	38.50	41.50	38.64	41.65	38.78	41.80	38.92	41.95	39.06		
Current at Maximum Power (I _{mp} /A)	12.82	10.28	12.90	10.34	12.97	10.40	13.04	10.46	13.12	10.52		
Module Efficiency(%)	20.7		20.9		21.1		21.3		21.5			

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ +5 W
V _{oc} and I _{sc} Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	25A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Fire Rating	UL type 1 or 2

Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of I _{sc}	+0.048%/°C
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.270%/°C
Temperature Coefficient of P _{max}	-0.350%/°C



No.8369 Shanyuan Road, Xi'an Economic And Technological Development Zone, Xi'an, Shaanxi, China.
Web: en.longi-solar.com

Specifications included in this datasheet are subject to change without notice. LONGI reserves the right of final interpretation. (20210701V1.3)

Figura 5 – Scheda tecnica moduli Longi 550 W

Committente:

GREEN FIFTEEN S.R.L.

Progettista:



Pag. 11 | 19

3.4. Caratteristiche dei gruppi di conversione CC/CA e Trasformatori elevatori

I gruppi di inverter hanno la funzione di riportare la potenza generata in corrente continua dai moduli fotovoltaici alla frequenza di rete, mentre il trasformatore provvede ad innalzare la tensione al livello della rete interna dell'impianto (30 kV).

I componenti del gruppo di conversione sono selezionati sulla base delle seguenti caratteristiche principali:

- Conformità alle normative europee di sicurezza;
- Funzionamento automatico, e quindi semplicità di uso e di installazione;
- Sfruttamento ottimale del campo fotovoltaico con la funzione MPPT;
- Elevato rendimento globale;
- Massima sicurezza, con il trasformatore di isolamento a frequenza di rete integrato;
- Forma d'onda d'uscita perfettamente sinusoidale.

Nel caso specifico, per ogni sottocampo di generazione è previsto un gruppo di conversione CC/CA, per un totale di 165 Inverter da 200 kW, ogni 3 sottocampi verrà installata una cabina di controllo e monitoraggio dei sottocampi, per un totale di n. 4 cabine (P25)

I gruppi di conversione individuati in questa fase di progettazione, prevedono l'utilizzo di inverter da 200 kW e di trasformatori elevatori da 3150 kVA, inclusivi di compartimenti MT e BT, gli inverter saranno alloggiati all'interno di apposite cassette installate nella struttura portamoduli (tracker), mentre i trasformatori saranno posizionati all'interno dello loro cabine P57.

Tale soluzione è compatta, versatile ed efficiente, che ben si presta per il luogo di installazione e la configurazione dell'impianto.

Il sistema così configurate costituisce la soluzione ottimale per centrali fotovoltaiche predisposte per la fornitura di potenza reattiva nel periodo notturno, in accordo alle richieste del codice di rete.

Le caratteristiche preliminari dei componenti utilizzati per il dimensionamento dell'impianto sono riportate nella seguente tabella.

Committente:

GREEN FIFTEEN S.R.L.

Progettista:



Pag. 12 | 19

TIPO HUAWEY SUN 2000-215KTL	N. Inverter	Potenza Inverter	Potenza AC Sottocampo	Potenza Trasformatore BT/MT
SOTTOCAMPO 1	15	200 kW	3.000 kW	3.150 kVA
SOTTOCAMPO 2	15	200 kW	3.000 kW	3.150 kVA
SOTTOCAMPO 3	15	200 kW	3.000 kW	3.150 kVA
SOTTOCAMPO 4	15	200 kW	3.000 kW	3.150 kVA
SOTTOCAMPO 5	15	200 kW	3.000 kW	3.150 kVA
SOTTOCAMPO 6	15	200 kW	3.000 kW	3.150 kVA
SOTTOCAMPO 7	15	200 kW	3.000 kW	3.150 kVA
SOTTOCAMPO 8	15	200 kW	3.000 kW	3.150 kVA
SOTTOCAMPO 9	15	200 kW	3.000 kW	3.150 kVA
SOTTOCAMPO 10	15	200 kW	3.000 kW	3.150 kVA
SOTTOCAMPO 11	15	200 kW	3.000 kW	3.150 kVA
TOTALE	78		33.000 kW	34.650 kVA

Tabella 2 – Elenco Inverter

SUN2000-215KTL-H0

Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	99.00%
European Efficiency	98.60%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	30 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	50 A
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	18
Number of MPP Trackers	9
Output	
Nominal AC Active Power	200,000 W
Max. AC Apparent Power	215,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	215,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A
Max. Output Current	155.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	≤86 kg (189.6 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless

SOLAR.HUAWEI.COM

Tabella 3 – Datasheet Inverter Huawei

Committente:

GREEN FIFTEEN S.R.L.

Progettista:



Pag. 14 | 19

Trihal
up to 3150 kVA

Characteristics
36 kV, BIL 1



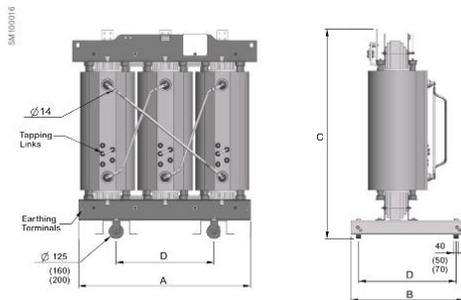
Trihal - Cast Resin Transformer
Up to 3150 kVA - 36kV - C4 E4 F1 5pC** - BIL 1

Main electrical characteristics

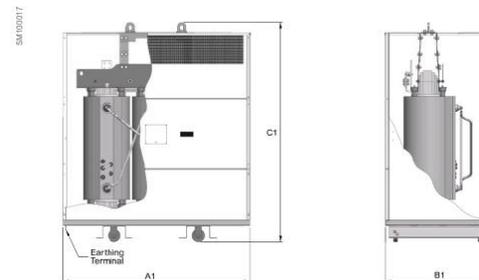
Power kVA	160	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150
Primary voltage	30 kV												
Secondary voltage	400 V between phases (at no load)												
HV insulation level	36 kV BIL 1 (145 / 70 kV)												
HV tapping range	+/- 2.5% and/or +/- 5%												
Vector group	Dyn 11, Dyn 5, Dyn 1 (other vector groups upon request)												
No-load losses (w)	414	538	641	776	934	1139	1346	1604	1863	2277	2691	3209	3933
Load losses at 120°C (w)	2860	3740	4264	4950	6193	7810	8800	9900	12100	14300	17600	20900	24200
Impedance voltage (%)	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5
Acoustic Level dB(A):													
- power L _{WA}	53	56	58	59	60	61	63	64	66	67	69	70	73
- pressure L _{PA} (1m)	40	43	45	46	47	47	49	50	52	53	54	55	58

Dimensions* and weights

Without enclosure (IP00)



With IP31 metal enclosure



Rated power (kVA)		160	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150
Without enclosure IP00														
Dimensions (mm)	A	1470	1440	1440	1490	1470	1510	1590	1660	1720	1930	1970	2050	2290
	B	950	950	950	950	950	950	950	950	950	950	950	1270	1270
	C	1710	1710	1730	1870	1890	1930	2080	2100	2270	2180	2370	2450	2530
	D	520	520	670	670	670	670	670	820	820	820	820/1070	820/1070	1070
Total weight (kg)		1450	1450	1500	1720	1820	1980	2410	2800	3320	4110	4650	5510	7220
With IP31 metal enclosure														
Dimensions (mm)	A1	2090	2090	2090	2090	2090	2090	2090	2340	2340	2340	2340	2440	2700
	B1	1180	1180	1180	1180	1180	1180	1180	1280	1280	1280	1320	1320	1400
	C1	2330	2330	2330	2330	2330	2330	2330	2700	2700	2700	2600	2700	2800
Weight enclosure (kg)		220	220	220	220	220	220	220	270	270	270	270	280	320
Total weight (kg)		1670	1670	1720	1940	2040	2200	2630	3070	3590	4380	4920	5790	7540

* Dimensions and weights without enclosure housing (IP00 & IP31)
Dimensions and weights are for guidance only and are NON CONTRACTUAL. Only the definitive drawings following from the order will commit us contractually.
For other voltages, impedance voltages and dual-voltages, weights and dimensions are different (consult us).
** Refer Page 4 Overview for more detail

Tabella 4 – Datasheet trasformatori BT/MT

Committente:

GREEN FIFTEEN S.R.L.

Progettista:



3.5. Dimensionamento elettrico del sistema

L'impianto di Utente comprende tutta la restante parte di impianto a valle della Sottostazione di Trasformazione Utente.

L'impianto ha una **potenza di DC di 40.111,50 kWp** intesa come somma delle potenze nominali dei singoli moduli fotovoltaici e una **potenza di AC di 33.000 kWp** intesa come somma degli inverter.

Per la realizzazione del generatore fotovoltaico, si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici Longi Solar da 550 Wp, *premettendo che essi verranno acquistati in funzione della disponibilità e del costo di mercato in sede di realizzazione.*

Il dimensionamento del generatore fotovoltaico è stato eseguito tenendo conto della superficie utile disponibile, dei distanziamenti da mantenere tra filari di moduli per evitare fenomeni di auto-ombreggiamento e degli spazi necessari per l'installazione dei locali di conversione e trasformazione, di consegna e ricezione.

Il numero di moduli necessari per la realizzazione del generatore è pari a 72.930 ed è stato calcolato applicando la seguente relazione:

$$N \text{ moduli} = \frac{P_n \text{ generatore}}{P_n \text{ modulo}}$$

L'impianto sarà suddiviso in 11 sottocampi, per ognuno dei quali si dovrà installare un **locale di trasformazione**, all'interno del quale sarà installato il trasformatore BT/MT, i quadri elettrici di media e bassa tensione e il gruppo di misura dell'energia prodotta.

Definito il layout di impianto, 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:

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

3.6 Dimensionamento meccanico del sistema

L'impianto in progetto, del tipo ad inseguimento monoassiale (inseguitori di rollo), prevede l'installazione di strutture di supporto dei moduli fotovoltaici (realizzate in materiale metallico), disposte in direzione Nord-Sud su file parallele ed opportunamente spaziate tra loro (interasse di 9,80 mt), per ridurre gli effetti degli ombreggiamenti.

Le strutture di supporto sono costituite essenzialmente da tre componenti:

- Pali a vite di sostegno delle batterie di Trackers alloggianti i pannelli fotovoltaici da inserire direttamente sul terreno (nessuna fondazione prevista), o in alternativa pali infissi;
- La struttura porta moduli girevole, montata sulla testa dei pali, composta da profilati in alluminio, sulla quale vengono posate due file parallele di moduli fotovoltaici (in totale 26 moduli disposti su due file in verticale);
- L'inseguitore solare monoassiale, necessario per la rotazione della struttura porta moduli.



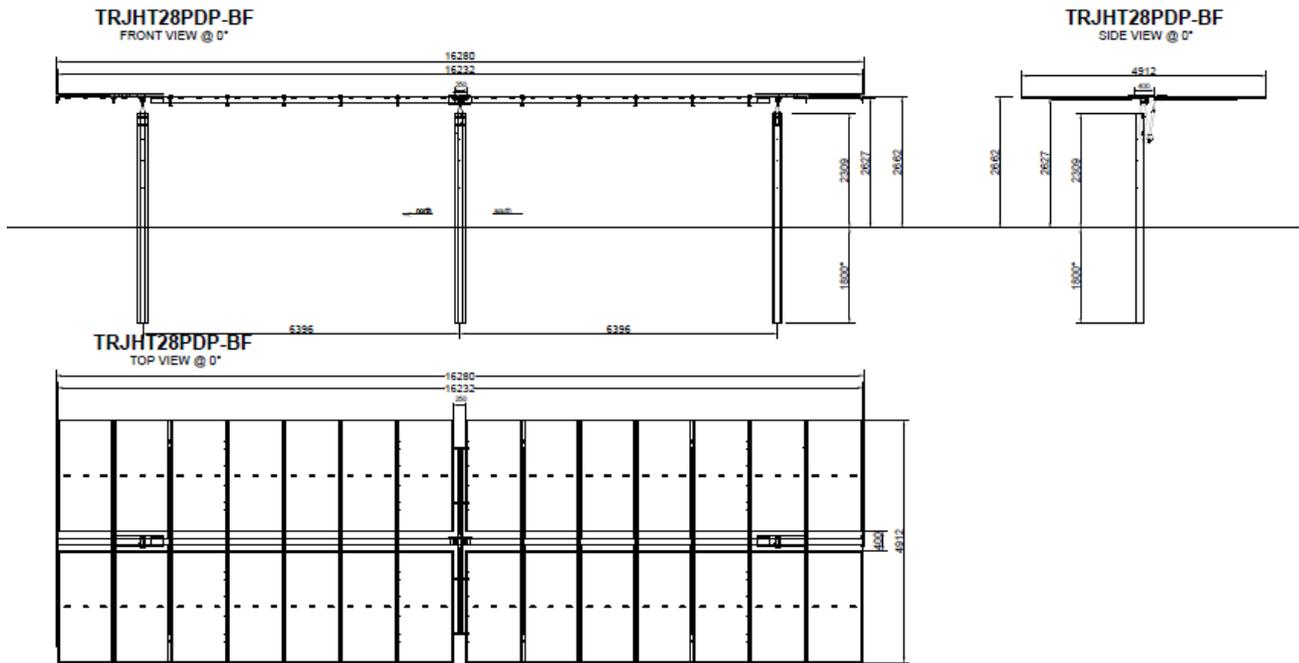


Figura 6 – Particolare Tracker Convert



Figura 7 – Layout impianto agro-fotovoltaico

Committente:

GREEN FIFTEEN S.R.L.

Progettista:



Pag. 18 | 19

4. CALCOLO DELLE PRESTAZIONI E DELLA PRODUCIBILITA' ATTESA

Per il calcolo dell'energia producibile dall'impianto fotovoltaico si è tenuto conto dei seguenti fattori:

- Radiazione solare incidente sulla superficie dei moduli fotovoltaici (che è legata a sua volta alla latitudine del sito ed alla riflettanza della superficie antistante i moduli fotovoltaici, e dipende dall'angolo di inclinazione e di orientazione dei moduli stessi);
- Temperatura ambiente (media giornaliera su base mensile);
- Perdite di ombreggiamento ombre vicine;
- Perdite di basso irraggiamento;
- Caratteristiche dei moduli fotovoltaici (perdite per qualità modulo e LID) e prestazioni delle stringhe fotovoltaiche (n. di moduli collegati in serie e numero di stringhe collegate in parallelo);
- Perdite per disaccoppiamento (o "mismatch");
- Perdite ohmiche di cablaggio (cavi DC);
- Perdite inverter (conversione per superamento Pmax);
- Perdite consumi ausiliari e di trasmissione energia (perdite ohmiche AC e trasformatori).

Il calcolo delle prestazioni è stato eseguito utilizzando un software specifico (PVSYST), realizzato dall'università di Ginevra e comunemente utilizzato dalle primarie società operanti nel settore delle energie rinnovabili.

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: KINISIA 4

Variant: Nuova variante di simulazione

Tracking system with backtracking

System power: 40.11 MWp

Dattilo Soprano - Italy

Author

AP ENGINEERING SRLS (Italy)



Project: KINISIA 4

Variant: Nuova variante di simulazione

PVsyst V7.2.16

VCO, Simulation date:
22/07/22 19:51
with v7.2.16

AP ENGINEERING SRLS (Italy)

Project summary

Geographical Site Dattilo Soprano Italy	Situation Latitude 37.94 °N Longitude 12.64 °E Altitude 72 m Time zone UTC+1	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Dattilo Soprano Meteonorm 8.0 (1991-2009), Sat=100% - Sintetico		

System summary

Grid-Connected System	Tracking system with backtracking		Near Shadings Linear shadings
PV Field Orientation Orientation Tracking plane, horizontal N-S axis Axis azimuth 0 °	Tracking algorithm Astronomic calculation Backtracking activated		
System information PV Array Nb. of modules 72930 units Pnom total 40.11 MWp	Inverters Nb. of units 165 units Pnom total 33.00 MWac Pnom ratio 1.216		
User's needs Unlimited load (grid)			

Results summary

Produced Energy	73 GWh/year	Specific production	1814 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	88.15 %
-----------------	-------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	7
Main results	8
Loss diagram	9
Special graphs	10



Project: KINISIA 4

Variant: Nuova variante di simulazione

PVsyst V7.2.16

VCO, Simulation date:
22/07/22 19:51
with v7.2.16

AP ENGINEERING SRLS (Italy)

General parameters

Grid-Connected System		Tracking system with backtracking	
PV Field Orientation		Tracking algorithm	Backtracking array
Orientation		Astronomic calculation	Nb. of trackers 2805 units
Tracking plane, horizontal N-S axis		Backtracking activated	Identical arrays
Axis azimuth	0 °		Sizes
			Tracker Spacing 9.80 m
			Collector width 4.81 m
			Ground Cov. Ratio (GCR) 49.1 %
			Phi min / max. +/- 60.0 °
			Backtracking strategy
			Phi limits +/- 60.5 °
			Backtracking pitch 9.78 m
			Backtracking width 4.81 m
Models used		Near Shadings	User's needs
Transposition	Perez	Linear shadings	Unlimited load (grid)
Diffuse	Perez, Meteonorm		
Circumsolar	separate		
Horizon			
Free Horizon			

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Longi Solar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	LR5-72 HPH 550 M	Model	SUN2000-215KTL-H0
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	550 Wp	Unit Nom. Power	200 kWac
Number of PV modules	72930 units	Number of inverters	165 units
Nominal (STC)	40.11 MWp	Total power	33000 kWac
Array #1 - SOTTOCAMPO 1		Array #1 - SOTTOCAMPO 1	
Number of PV modules	6630 units	Number of inverters	15 units
Nominal (STC)	3647 kWp	Total power	3000 kWac
Modules	255 Strings x 26 In series		
At operating cond. (50°C)		At operating cond. (50°C)	
Pmpp	3338 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	986 V	Max. power (=>33°C)	215 kWac
I mpp	3384 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.22
Array #2 - SOTTOCAMPO 2		Array #2 - SOTTOCAMPO 2	
Number of PV modules	6630 units	Number of inverters	15 units
Nominal (STC)	3647 kWp	Total power	3000 kWac
Modules	255 Strings x 26 In series		
At operating cond. (50°C)		At operating cond. (50°C)	
Pmpp	3338 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	986 V	Max. power (=>33°C)	215 kWac
I mpp	3384 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.22



PVsyst V7.2.16

VCO, Simulation date:

22/07/22 19:51

with v7.2.16

AP ENGINEERING SRLS (Italy)

PV Array Characteristics

Array #3 - SOTTOCAMPO 3

Number of PV modules	6630 units	Number of inverters	15 units
Nominal (STC)	3647 kWp	Total power	3000 kWac
Modules	255 Strings x 26 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1500 V
Pmpp	3338 kWp	Max. power (=>33°C)	215 kWac
U mpp	986 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.22
I mpp	3384 A		

Array #4 - SOTTOCAMPO 4

Number of PV modules	6630 units	Number of inverters	15 units
Nominal (STC)	3647 kWp	Total power	3000 kWac
Modules	255 Strings x 26 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1500 V
Pmpp	3338 kWp	Max. power (=>33°C)	215 kWac
U mpp	986 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.22
I mpp	3384 A		

Array #5 - SOTTOCAMPO 5

Number of PV modules	6630 units	Number of inverters	15 units
Nominal (STC)	3647 kWp	Total power	3000 kWac
Modules	255 Strings x 26 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1500 V
Pmpp	3338 kWp	Max. power (=>33°C)	215 kWac
U mpp	986 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.22
I mpp	3384 A		

Array #6 - SOTTOCAMPO 6

Number of PV modules	6630 units	Number of inverters	15 units
Nominal (STC)	3647 kWp	Total power	3000 kWac
Modules	255 Strings x 26 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1500 V
Pmpp	3338 kWp	Max. power (=>33°C)	215 kWac
U mpp	986 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.22
I mpp	3384 A		

Array #7 - SOTTOCAMPO 7

Number of PV modules	6630 units	Number of inverters	15 units
Nominal (STC)	3647 kWp	Total power	3000 kWac
Modules	255 Strings x 26 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1500 V
Pmpp	3338 kWp	Max. power (=>33°C)	215 kWac
U mpp	986 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.22
I mpp	3384 A		

Array #8 - SOTTOCAMPO 8

Number of PV modules	6630 units	Number of inverters	15 units
Nominal (STC)	3647 kWp	Total power	3000 kWac
Modules	255 Strings x 26 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1500 V
Pmpp	3338 kWp	Max. power (=>33°C)	215 kWac
U mpp	986 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.22
I mpp	3384 A		



PV Array Characteristics

Array #9 - SOTTOCAMPO 9

Number of PV modules	6630 units	Number of inverters	15 units
Nominal (STC)	3647 kWp	Total power	3000 kWac
Modules	255 Strings x 26 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1500 V
Pmpp	3338 kWp	Max. power (=>33°C)	215 kWac
U mpp	986 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.22
I mpp	3384 A		

Array #10 - SOTTOCAMPO 10

Number of PV modules	6630 units	Number of inverters	15 units
Nominal (STC)	3647 kWp	Total power	3000 kWac
Modules	255 Strings x 26 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1500 V
Pmpp	3338 kWp	Max. power (=>33°C)	215 kWac
U mpp	986 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.22
I mpp	3384 A		

Array #11 - SOTTOCAMPO 11

Number of PV modules	6630 units	Number of inverters	15 units
Nominal (STC)	3647 kWp	Total power	3000 kWac
Modules	255 Strings x 26 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1500 V
Pmpp	3338 kWp	Max. power (=>33°C)	215 kWac
U mpp	986 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.22
I mpp	3384 A		

Total PV power

Nominal (STC)	40112 kWp
Total	72930 modules
Module area	186413 m ²
Cell area	173387 m ²

Total inverter power

Total power	33000 kWac
Number of inverters	165 units
Pnom ratio	1.22

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 1.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance
Uc (const) 35.0 W/m²K
Uv (wind) 10.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res. 4.8 mΩ
Global wiring resistance 0.44 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.1 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 1.8 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.1 %

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): User defined profile

0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.754	0.000

Spectral correction

FirstSolar model

Precipitable water estimated from relative humidity

Coefficient Set	C0	C1	C2	C3	C4	C5
Monocrystalline Si	0,85914	-0,02088	-0,0058853	0,12029	0,026814	-0,001781



PVsyst V7.2.16

VCO, Simulation date:
22/07/22 19:51
with v7.2.16

AP ENGINEERING SRLS (Italy)

System losses

Unavailability of the system

Time fraction 1.0 %
3.7 days,
3 periods

Auxiliaries loss

constant (fans) 28.0 kW
0.0 kW from Power thresh.
Night aux. cons. 18.0 kW

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage 800 Vac tri
Loss Fraction 1.15 % at STC

Inverter: SUN2000-215KTL-H0

Wire section (15 Inv.) Copper 15 x 3 x 185 mm²
Average wires length 250 m

Inverter: SUN2000-215KTL-H0

Wire section (150 Inv.) Copper 150 x 3 x 150 mm²
Average wires length 250 m

MV line up to Injection

MV Voltage 30 kV
Average each inverter
Wires Alu 3 x 240 mm²
Length 1153 m
Loss Fraction 0.06 % at STC

AC losses in transformers

MV transfo

Grid voltage 30 kV

Operating losses at STC

Nominal power at STC 39360 kVA
Iron loss (24/24 Connexion) 3.58 kW/Inv.
Loss Fraction 0.10 % at STC
Coils equivalent resistance 3 x 1.79 mΩ/inv.
Loss Fraction 1.00 % at STC



Project: KINISIA 4

Variant: Nuova variante di simulazione

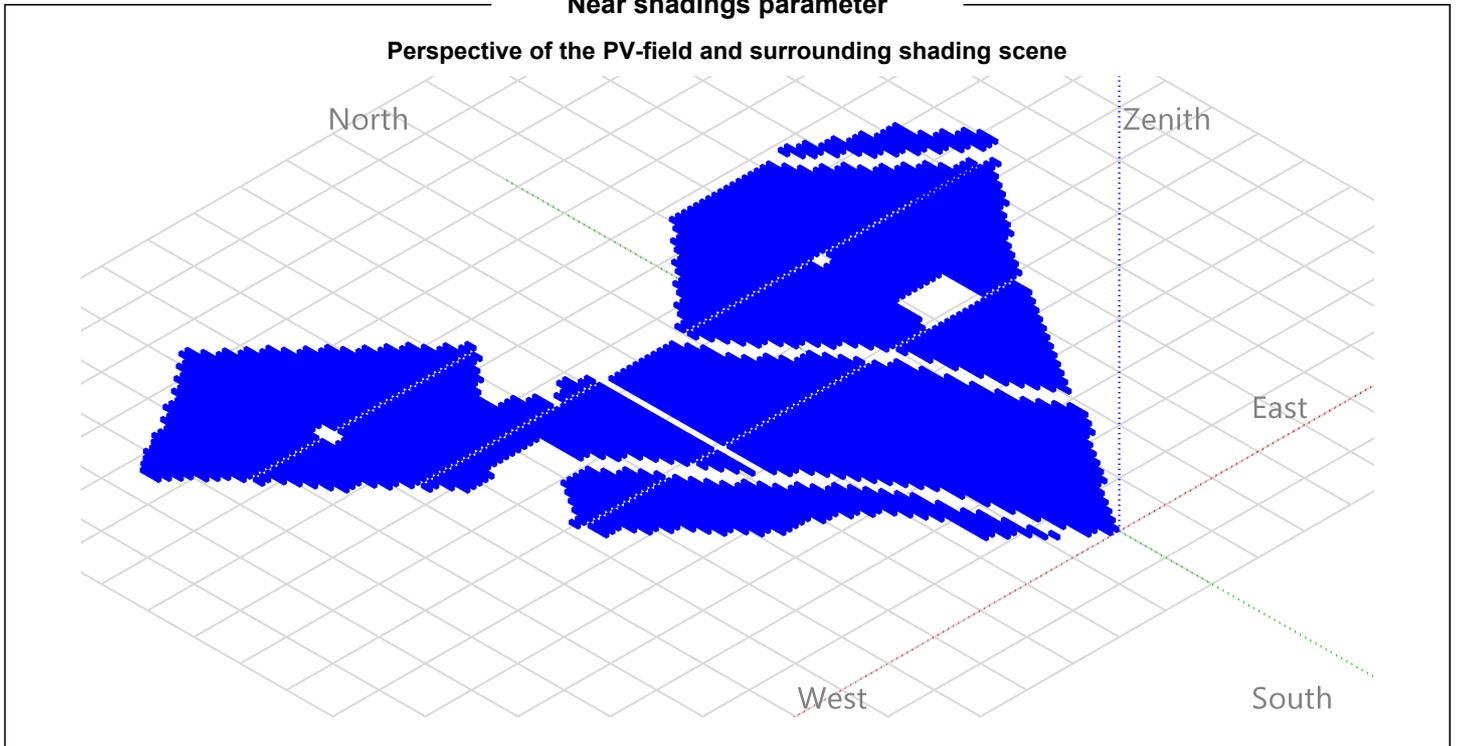
PVsyst V7.2.16

VCO, Simulation date:
22/07/22 19:51
with v7.2.16

AP ENGINEERING SRLS (Italy)

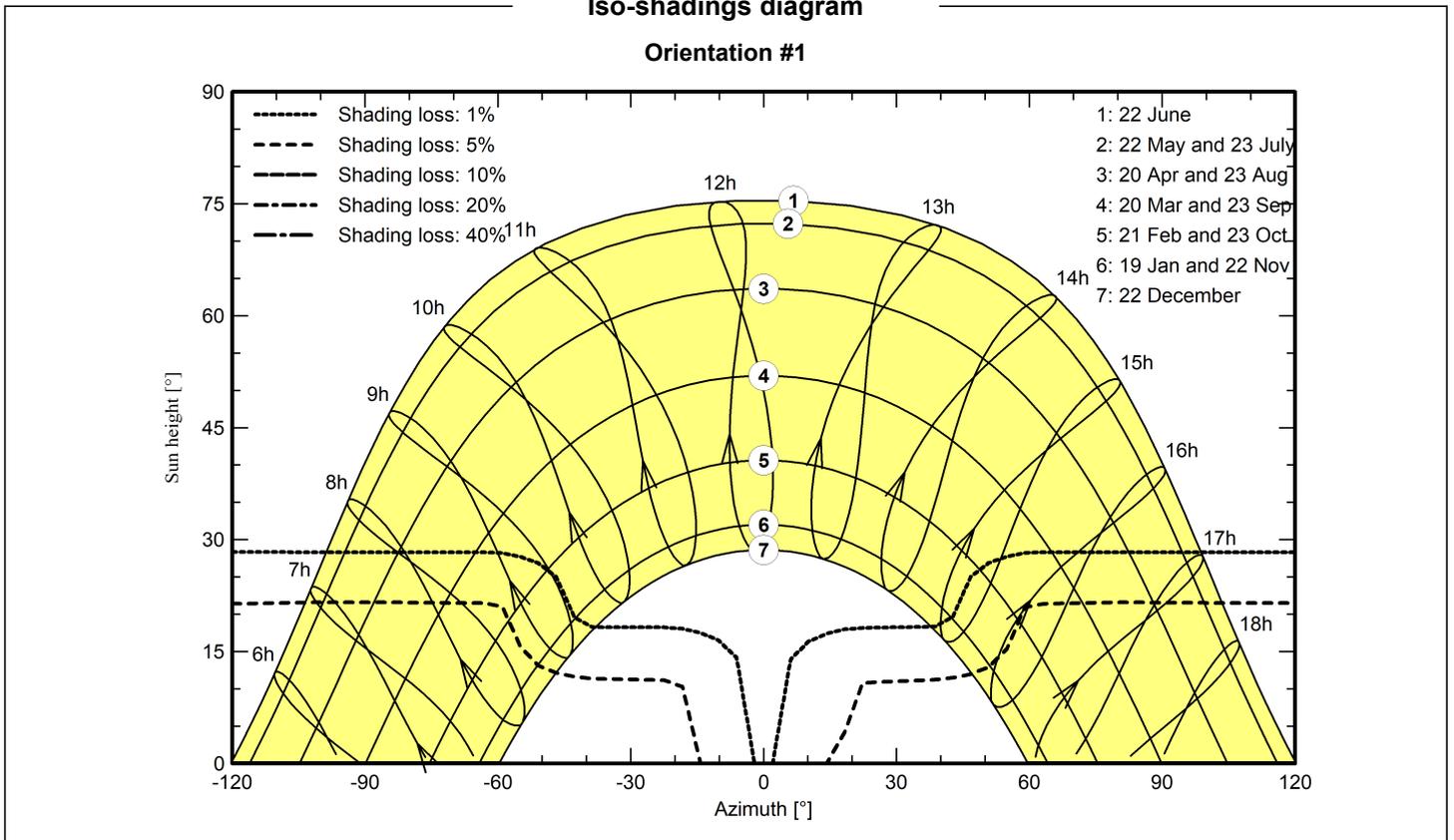
Near shadings parameter

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1





Project: KINISIA 4

Variant: Nuova variante di simulazione

PVsyst V7.2.16

VC0, Simulation date:
22/07/22 19:51
with v7.2.16

AP ENGINEERING SRLS (Italy)

Main results

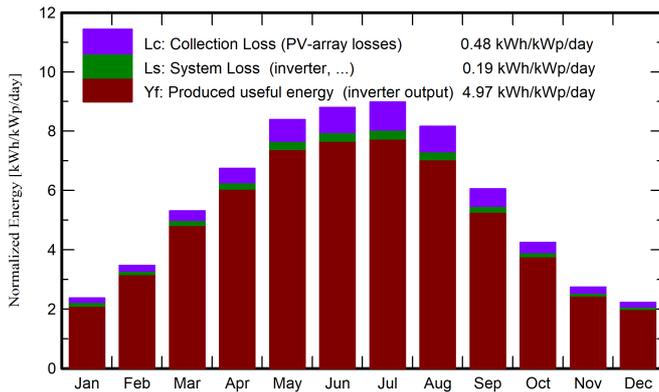
System Production

Produced Energy 73 GWh/year

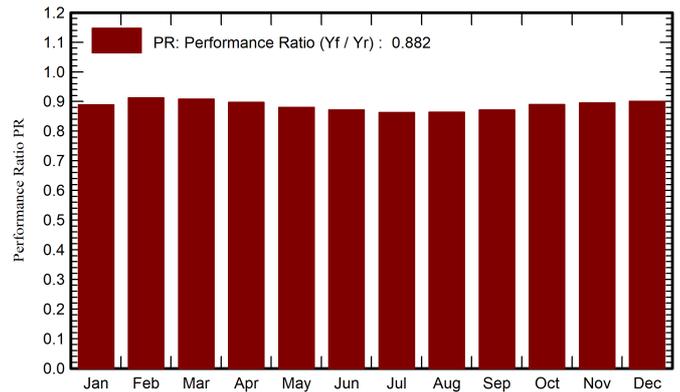
Specific production
Performance Ratio PR

1814 kWh/kWp/year
88.15 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

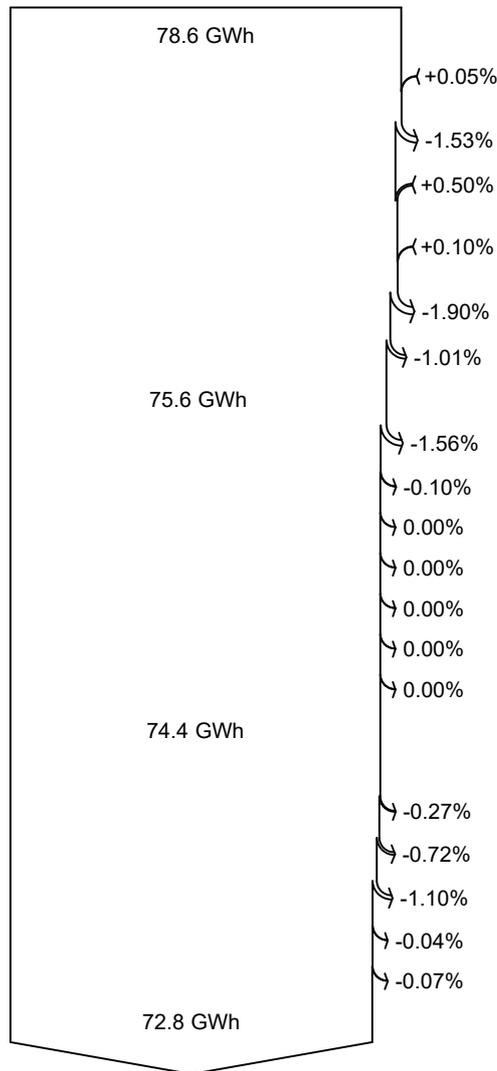
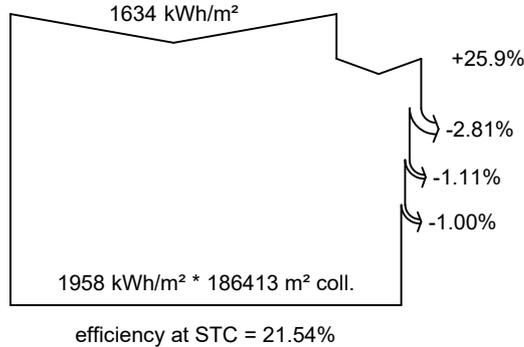
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	60.1	34.55	11.44	73.5	68.3	2.78	2.621	0.889
February	77.9	37.32	11.18	97.3	91.5	3.70	3.564	0.913
March	130.1	55.28	13.27	164.7	156.3	6.22	5.998	0.908
April	162.6	71.41	15.42	202.2	193.0	7.55	7.281	0.898
May	205.3	75.16	19.13	260.1	249.2	9.53	9.184	0.880
June	210.9	82.77	22.96	264.1	253.0	9.58	9.235	0.872
July	219.5	80.07	26.63	278.6	267.3	10.00	9.636	0.862
August	197.8	72.21	26.95	253.1	242.6	9.10	8.766	0.864
September	143.3	57.89	23.65	181.5	172.6	6.59	6.350	0.872
October	105.5	52.66	20.35	131.6	124.0	4.86	4.694	0.889
November	66.7	35.87	16.26	82.1	76.5	3.06	2.947	0.895
December	54.1	26.64	13.04	68.9	63.7	2.59	2.486	0.900
Year	1633.9	681.85	18.40	2057.7	1958.0	75.57	72.761	0.882

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		



Loss diagram



Global horizontal irradiation

Global incident in coll. plane

Near Shadings: irradiance loss

IAM factor on global

Soiling loss factor

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Spectral correction

Module quality loss

Mismatch loss, modules and strings

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

Available Energy at Inverter Output

Auxiliaries (fans, other)

AC ohmic loss

Medium voltage transfo loss

MV line ohmic loss

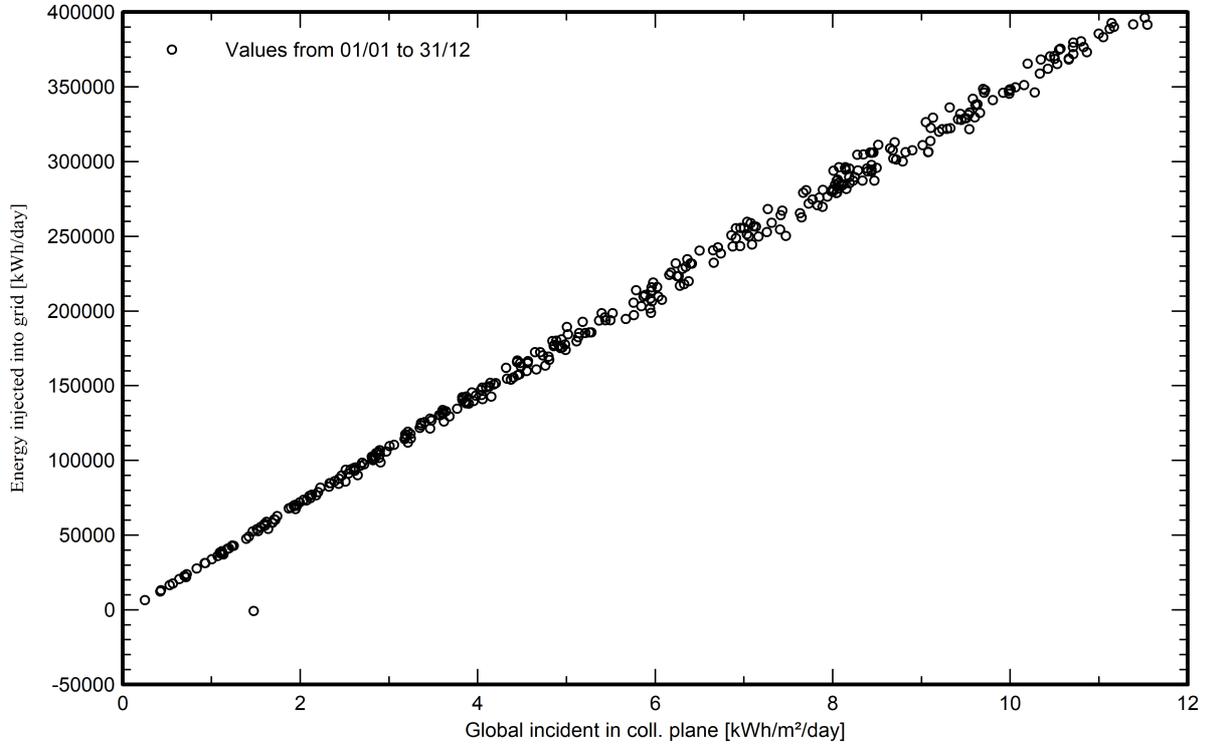
System unavailability

Energy injected into grid



Special graphs

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema

