



PROGETTO PER LA RELAZIONE DI UN IMPIANTO AGRO FOTVOLTAICO DI POTENZA DI GENERAZIONE PARI A 49,08 MW_p E POTENZA IN IMMISSIONE PARI A 45 MW DENOMINATO "MELILLI" UBICATO NELLE CONTRADE CASITTE E S. GIULIANO NEL COMUNE DI MELILLI (SR).

OGGETTO

PROGETTO DEFINITIVO

ELABORATO

Analisi di Producibilità

Codice elaborato	Data	Livello di progettazione	Emesso	Verificato	Approvato	REV.
04-MLLI-PR.04	LUG 2022	DEFINITIVO	Ing. D. Tomarchio	Ing. G. Vicino		00

Società proponente

Timbri e firme

MELILLI 1 SOLAR S.R.L.
Viale Abruzzi 94
20131 Milano (MI)
P.IVA: 16253191007

Progettazione

Progettazione

Timbri e firme



E-PRIMA

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



CRIANSA ENGINEERING
S.R.L.
Via Aurelia 1.100
00166 Roma (RM)

INDICE

1	PREMESSA.....	1
2	INTRODUZIONE	1
3	EFFETTO FOTOVOLTAICO	2
4	RADIAZIONE SOLARE A TERRA	3
5	MODELLO DI CALCOLO.....	5
6	PERDITE DI SISTEMA.....	6
7	CALCOLO DELLA PRODUCIBILITÀ.....	7
7.1	Stima dell'energia prodotta	7
	INDICE DELLE FIGURE	9

ANALISI DI PRODUCIBILITÀ

Giugno 2022

1 PREMESSA

La presente relazione è stata elaborata al fine di descrivere la procedura di calcolo utilizzata per la stima della producibilità e i principali parametri di output del modello relativamente all'impianto agrofotovoltaico in progettazione denominato "MELILLI", di potenza di generazione pari a 49,08 MW e potenza in immissione pari a 45 MW, da installare nel comune di Melilli (CT) nelle contrade Casitte e S. Giuliano.

2 INTRODUZIONE

La potenza fornita da un generatore fotovoltaico non è costante, ma è funzione del sito geografico di installazione e dell'istante in cui viene misurata.

L'energia solare infatti non è sempre disponibile, ma varia da un luogo all'altro. Inoltre l'intensità della radiazione solare al suolo è influenzata dall'angolo di inclinazione con cui i raggi incidono sulla superficie ed è variabile l'intera giornata (**Vedi Figura 1**).

Più piccolo è l'angolo di incidenza tra i raggi solari e la superficie incidente, maggiore è lo spessore di atmosfera che gli stessi devono attraversare. Ciò si trasforma in una minore potenza della radiazione che incide sulla superficie.

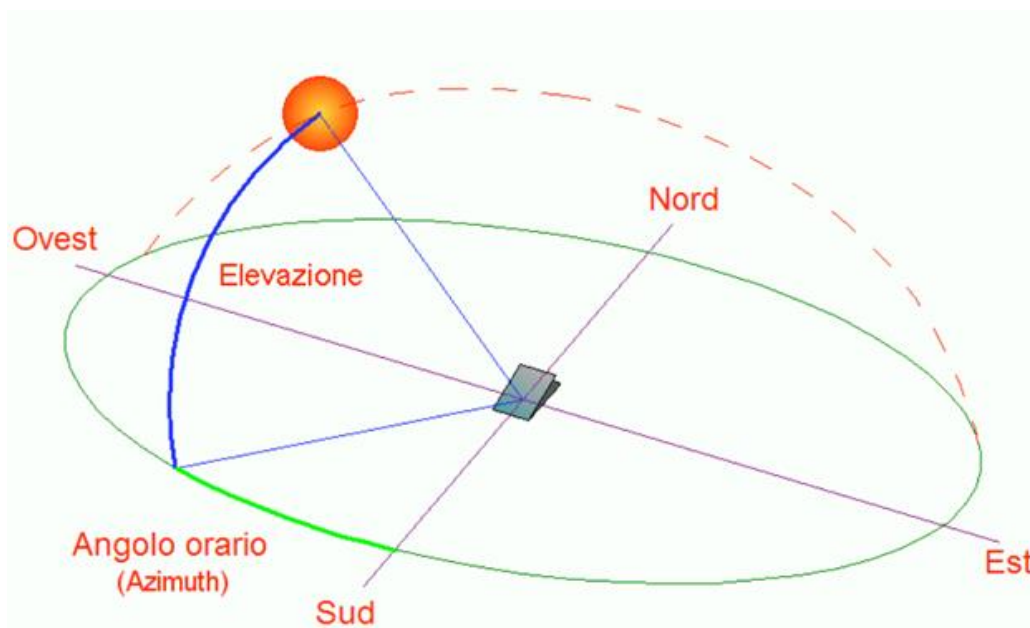


Figura 1 - Descrizione del moto solare rispetto ad una superficie incidente

3 EFFETTO FOTOVOLTAICO

Un impianto fotovoltaico è composto in larga parte da pannelli fotovoltaici, chiamati anche moduli fotovoltaici. Un pannello (o "modulo") non è nient'altro che una struttura in grado di catturare la luce solare e di trasformarla in corrente elettrica alternata che poi viene utilizzata per gli scopi più comuni, come, ad esempio, la luce che abbiamo nelle nostre case.

Gli impianti fotovoltaici si basano su un principio, storicamente e scientificamente conosciuto con il nome di effetto fotovoltaico, parola che deriva dal greco e unisce i termini "luce" e "volt", l'unità di misura della tensione elettrica.

La tecnologia fotovoltaica (FV) consente di trasformare direttamente l'energia della radiazione solare in energia elettrica, con un'efficienza globale tra il 16% e il 22% per una singola cella fotovoltaica monocristallina.

Questi dispositivi sono fabbricati a partire da materiali semiconduttori, come il silicio (Si), l'arsenurio di gallio (GaAs) e il solfato di rame (Cu₂S). In una cella fotovoltaica, i fotoni della luce solare incidente spezzano i legami degli elettroni del semiconduttore, consentendo così agli elettroni di muoversi liberamente nel semiconduttore. Le posizioni lasciate libere dagli elettroni agiscono come cariche positive e prendono il nome di "lacune".

Le celle fotovoltaiche consistono generalmente in due regioni sottili, una sopra l'altra, ognuna dotata di impurità aggiunte appositamente chiamate droganti. Il risultato è che una regione è di "tipo n", avendo un eccesso di elettroni (negativi), mentre l'altra è di "tipo p", avendo un eccesso di lacune positive.

All'intersezione della giunzione p-n si viene a definire una regione che prende il nome di "regione di svuotamento", caratterizzata da un potenziale elettrico.



Figura 2 - Cella fotovoltaica in silicio monocristallino

Quando i fotoni creano elettroni liberi e lacune in prossimità della giunzione p-n, il campo elettrico interno li fa muovere in direzioni opposte; gli elettroni si muovono verso

il lato n e le lacune si muovono verso il lato p. Viene quindi generata una tensione (forza elettromotrice, f.e.m.) fra le regioni p ed n, con il lato p positivo ed il lato n negativo.

Se tramite dei conduttori si collegano il lato p ed il lato n ad un "carico", per esempio una lampadina, vi è una tensione ai capi del carico e una corrente elettrica scorre sul carico.

Il silicio in forma cristallina è il materiale maggiormente utilizzato per la fabbricazione di celle fotovoltaiche, che tipicamente hanno dimensioni di 12 cm x 12 cm. Le celle vengono assemblate in modo da ottenere moduli fotovoltaici di circa mezzo metro quadrato di superficie (**Vedi Figura 2**).

Celle di altro tipo sono quelle in silicio policristallino e amorfo che hanno un rendimento inferiore, e quelle con più di due giunzioni che possono avere un rendimento superiore, ma sono molto care. Al momento uno sforzo considerevole viene impiegato per sviluppare celle plastiche con polimeri che dovrebbero avere un basso costo, ma anche una bassa efficienza.

Celle di altro tipo sono quelle in silicio policristallino e amorfo che hanno un rendimento inferiore, e quelle con più di due giunzioni che possono avere un rendimento superiore, ma sono molto care. Al momento uno sforzo considerevole viene impiegato per sviluppare celle plastiche con polimeri che dovrebbero avere un basso costo, ma anche una bassa efficienza.

4 RADIAZIONE SOLARE A TERRA

La radiazione elettromagnetica emessa è distribuita su uno spettro con frequenze di lunghezza d'onda comprese tra 0,2 mm e 3 mm.

La potenza istantanea del campo elettromagnetico incidente sull'unità di superficie prende il nome di irraggiamento solare che ha unità di misura W/m². Parte di questa energia raggiunge la superficie esterna dell'atmosfera terrestre con un irraggiamento medio di circa 1367 W/m² detta costante solare.

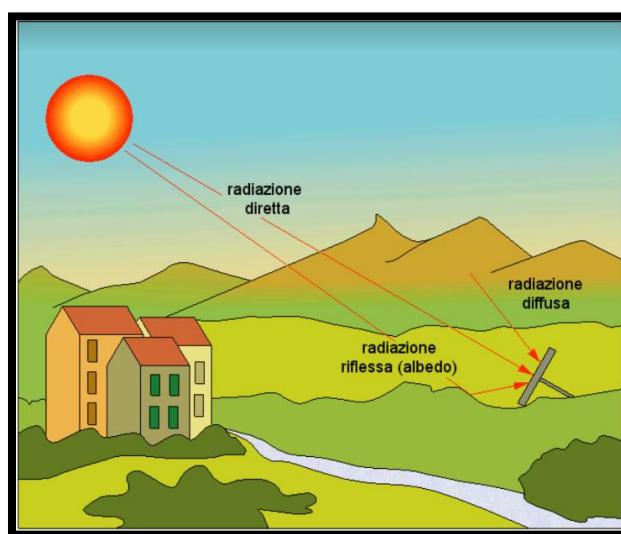


Figura 3 - Componenti dell'irraggiamento sul modulo FV

Nell'attraversare l'atmosfera la radiazione solare (per radiazione solare, misurata in kWh/m², si intende l'integrale dell'irraggiamento solare in un determinato periodo di tempo) si riduce a causa di fenomeni di assorbimento e riflessione, provocati principalmente dal vapore d'acqua e dai vari gas atmosferici e da fenomeni di parziale diffusione dovuti all'aria e al pulviscolo atmosferico in sospensione (Vedi Figura 3). A causa di tali fenomeni, al suolo l'energia specifica è minore e con una composizione spettrale diversa rispetto a quella misurata sulla superficie esterna dell'atmosfera terrestre.

La radiazione che giunge a terra è composta da un componente diretta, dovuta all'irraggiamento diretto sulla superficie, da una componente diffusa (dovuta ai diversi fenomeni correlati all'interazione tra atmosfera e radiazione solare) in ogni direzione e se, il modulo fotovoltaico non è orizzontale, anche da una componente riflessa (albedo) dal suolo e dagli elementi che costituiscono l'ambiente circostante (caratterizzati da una capacità di riflettere più o meno la radiazione solare).

Per tenere in considerazione i fenomeni connessi all'attraversamento dell'atmosfera della radiazione elettromagnetica incidente in un certo istante, in un determinato punto della superficie terrestre, a livello internazionale è stato definito l'indice di massa d'aria, identificato con la sigla AM (Air Mass) seguita da un numero. Tale valore viene calcolato tramite la seguente equazione:

$$AM = \frac{P}{P_0} \sin \theta$$

- P – pressione atmosferica
- P₀ – pressione al livello del mare in una giornata limpida pari a 1,013 x 10⁵ Pa
- θ - altezza solare (angolo di elevazione) del sole rispetto l'orizzonte all'istante considerato

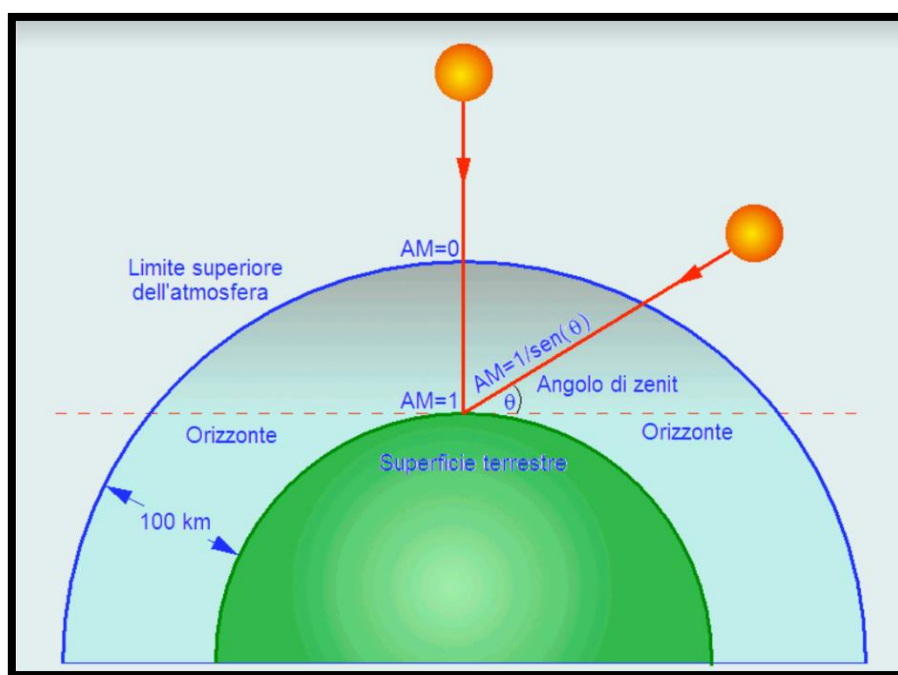


Figura 4 - Indice di massa d'aria (IAM)

Con AM pari a 0 ci si riferisce alla radiazione all'esterno dell'atmosfera terrestre ($P=0$), mentre con AM pari a 1 all'attraversamento dello spessore minimo di atmosfera quando il sole è perpendicolare ovvero allo zenit rispetto all'osservatore, considerata una giornata limpida e pressione atmosferica misurata a livello del mare.

Indici con valore AM maggiori di 1 indicheranno l'attraversamento di spessori di atmosfera maggiori, ovvero quando il sole non è allo zenit (**Vedi Figura 4**).

5 MODELLO DI CALCOLO

L'energia elettrica che può essere prodotta da un impianto fotovoltaico nell'arco di un anno dipende principalmente da tre fattori:

- disponibilità della radiazione solare
- orientamento ed inclinazione dei moduli
- rendimento dell'impianto fotovoltaico

Un generatore fotovoltaico è caratterizzato da una potenza nominale di picco (kWp) equivalente alla potenza elettrica che può essere prodotta in condizioni di prova standard:

- irraggiamento perpendicolare ai moduli di 1 kW/m^2
- temperatura delle celle di 25 °C
- indice di massa d'aria (IAM) pari a 1,5

La potenza nominale non è però indicativa dell'energia elettrica effettivamente prodotta dall'impianto, in quanto la disponibilità della fonte solare nel sito di installazione varia da un istante all'altro nell'arco di una giornata ed è funzione anche delle condizioni meteorologiche.

Per poter quindi quantificare l'energia che può essere fornita da un impianto fotovoltaico occorre preliminarmente raccogliere informazioni sulla radiazione solare disponibile, cioè la potenza ricevuta in un determinato periodo di tempo dall'unità di superficie (solitamente, ci si riferisce a una superficie orizzontale di un metro quadrato).

La radiazione solare si misura in kilowattora al metro quadrato (kWh/m^2) oppure in mega joule al metro

quadrato (MJ/m^2) e non deve essere confusa con l'irraggiamento solare che rappresenta invece la potenza ricevuta dall'unità di superficie e si esprime in kW/m^2 .

Per valutare la produzione di energia elettrica si utilizza solitamente la radiazione relativa ad un anno solare, calcolata come media su più anni (sono disponibili anche valori relativi alla radiazione media giornaliera calcolata come media per ogni mese dell'anno). I valori della radiazione solare media annua in Italia possono essere ottenuti da tabelle o da banche dati fornite da enti e organizzazioni che definiscono l'energia disponibile sul piano orizzontale. I valori desunti dovranno poi essere trasposti sul piano dei moduli opportunamente orientati.

Tali valori possono essere estrapolati dall'interrogazioni di banche dati che dispongono di serie storiche di valori di irraggiamento, temperatura, umidità e precipitazione. Gli archivi inoltre contengono dati annuali, mensili e orari che vengono costantemente

aggiornati e che sono di fondamentale importanza nella pianificazione della progettazione e sviluppo degli impianti fotovoltaici.

I dati possono essere utilizzati anche per simulazioni più spinte di natura statistica tramite tools di analisi interni ai software per il calcolo dei valori di producibilità; infatti considerati parametri in entrata che devono essere impostati dal progettista, è possibile simulare i valori di producibilità a diversi anni dalla realizzazione dell'impianto. Un esempio sono i parametri di percentili della producibilità dell'impianto P₅₀, P₇₅ e P₉₀ caratterizzati da un andamento statistico e da una curva di distribuzione (o ripartizione) di tipo, ad esempio, Gaussiano. I percentili sono calcolati a partire dai dati meteorologici estrapolati da serie storiche annuali e mensili presenti nei database (es. PVGIS api TMY), che vengono poi usati dal tool stesso per il calcolo dei valori di producibilità in condizioni meteorologiche variabili statisticamente.

6 PERDITE DI SISTEMA

Ai fini della valutazione della producibilità di un impianto fotovoltaico, è necessario sottolineare che tale dato è soggetto a perdite di diversa natura, le quali devono essere considerate ai fini del calcolo della producibilità.

Tali perdite possono essere riassunte nelle seguenti categorie:

- **Perdite per riflessione:** sono generate da una quota parte di radiazione luminosa riflessa dal vetro posto a protezione delle celle; la riflessione riduce di conseguenza la potenza radiante effettivamente captata dai moduli ed utilizzata per la conversione fotovoltaica. Sulla base dell'esperienza, tale perdita risulta in percentuale variabile tra 1 e 5 %;
- **Perdite per ombreggiamento:** sono prodotte da ostacoli esterni (costruzioni e vegetazione) sia prodotte dalle file di moduli del campo poste in successione. Anche l'ombreggiamento riduce la potenza radiante effettivamente captata dai moduli ed utilizzata per la conversione fotovoltaica; Trattandosi della principale fonte di perdita, si rimanda ai paragrafi successivi per una trattazione più estesa.
- **Perdite per sporcamento:** sono dovute ai depositi di pulviscolo e calcare sulle superfici captanti e sono dipendenti dunque dal sito di installazione, dalle condizioni meteorologiche e dall'inclinazione dei moduli stessi. Per moduli fotovoltaici disposti con un'inclinazione superiore ai 20° ed installati in siti ubicati in aree normali, come per il sito in esame, tali perdite possono essere dell'ordine dell'3 %;
- ✚ **Riduzione di potenza:** è dovuta allo scostamento delle condizioni reali di funzionamento dei moduli fotovoltaici dalle condizioni STC ("Standard Test Conditions" ovvero irraggiamento diretto pari a 1000 W/m², indice IAM pari a 1,5 e temperatura dei moduli pari a 25 °C). L'incremento della temperatura delle celle, che avviene durante il ciclo di funzionamento, ha come effetto una perdita di potenza generabile dal modulo; nello specifico, la tensione delle celle

decrese con l'aumentare della temperatura mentre non si registrano variazioni significative della corrente. Tali perdite variano tra il 4 e il 7 %;

- ✚ **Perdite di potenza dovute al "mismatching"**: sono causate dal collegamento in serie di più moduli fotovoltaici con caratteristiche elettriche non perfettamente identiche. La disomogeneità del comportamento elettrico delle celle è causato sia dal processo di produzione industriale che dalle differenti condizioni operative (temperatura e irraggiamento). In un sistema con moduli in serie, il valore della corrente di stringa è limitata dal modulo che eroga la tensione più bassa. Un valore attendibile per questo tipo di perdite può variare tra il 2 e 3 %. Si evidenzia che tali perdite potrebbero essere ridotte in fase di installazione, andando collegare i moduli in serie con caratteristiche similari, basandosi sul flash report dei moduli fotovoltaici fornito dal costruttore;
- ✚ **Perdita di potenza lungo le tratte in CC**: sono causate dalla dissipazione di energia elettrica in calore per effetto Joule nei cavi, sui diodi di blocco e sulle resistenze di contatto degli interruttori. Tali perdite sono correlate alla lunghezza dei cavi e alla loro sezione. Conviene, in fase progettuale, limitare tali perdite tra il 2 e il 3 %, compatibilmente con valutazioni di carattere economico (costo dei cavi);
- ✚ **Perdite per irraggiamento**: sono causate dalle ore di inattività dell'inverter originate da livelli di irraggiamento troppo bassi sul piano dei moduli; ciò avviene maggiormente durante le prime ore del mattino, la sera o in momenti di nuvolosità particolarmente intensa quando l'energia irradiata sul piano dei moduli genera un voltaggio troppo basso e non compreso nel range di funzionamento dell'apparato di conversione. Tali perdite variano tra il 2 e il 5 % in funzione anche della latitudine del sito.

7 CALCOLO DELLA PRODUCIBILITÀ

7.1 STIMA DELL'ENERGIA PRODOTTA

Il calcolo del valore di producibilità è stato effettuato mediante l'utilizzo del software PV-SYST. I principali parametri di output sono:

- **Energia prodotta** (immessa in rete), espressa in MWh (o GWh)/anno;
- **Produzione specifica**, espressa in kWh/kWp/anno ovvero quanta energia viene prodotta per kilowatt di picco dell'impianto in un anno;
- **Performance Ratio** o **PR** espresso in percentuale, ovvero il rapporto tra l'energia effettivamente prodotta (utilizzata), rispetto all'energia che verrebbe prodotta se il sistema funzionasse alla sua efficienza STC (*Standard Test Conditions*), calcolato dal software tramite la seguente formula:

$$PR = \frac{E_{Grid}}{(Glob_{inc} \times P_{nomPV})}$$

Con:

- E_{grid} l'energia elettrica effettivamente immessa in rete (in un sistema grid-connected)
- $G_{globinc}$ la radiazione globale incidente sui moduli
- P_{nompv} la potenza nominale DC dell'impianto

Parametri calcolati

Energia complessiva prodotta (al primo anno) [GWh/anno]	102,726
Produzione specifica dell'impianto [kWh/kWp/anno]	2093
Performance Ratio PR [%]	88,56

Si riporta in allegato alla presente relazione il report completo relativo all'analisi di producibilità sviluppato tramite software PV-SYST.

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1 - Descrizione del moto solare rispetto ad una superficie incidente.....	1
Figura 2 - Cella fotovoltaica in silicio monocristallino.....	2
Figura 3 - Componenti dell'irraggiamento sul modulo FV	3
Figura 4 - Indice di massa d'aria (IAM)	4

PVsyst - Rapporto di simulazione

Sistema connesso in rete

Progetto: Melilli 45 MW_2LOTTI

Variante: Nuova variante di simulazione_CON_BACKTRACKING_pannello 665_inv Huawei
215_H3.0

Inseguitori campo singolo, con indetreggiamento

Potenza di sistema: 49.08 MWc

Torre I - Italy

Autore

Criansa Engineering S.r.l. (Italy)



Progetto: Melilli 45 MW_2LOTTI

Variante: Nuova variante di simulazione_CON_BACKTRACKING_pannello
665_inv Huawei 215_H3.0

PVsyst V7.2.14

VC7, Simulato su
13/06/22 17:37
con v7.2.14

Criansa Engineering S.r.l. (Italy)

Sommario del progetto

Luogo geografico Torre I Italia	Ubicazione Latitudine 37.26 °N Longitudine 15.07 °E Altitudine 190 m Fuso orario UTC+1	Parametri progetto Albedo 0.20
Dati meteo Torre I PVGIS api TMY		

Sommario del sistema

Sistema connesso in rete Simulazione per l'anno no 1	Inseguitori campo singolo, con indetreggiamento		
Orientamento campo FV Orientamento Piano d'inseguimento, asse orizzon. N-S Asse dell'azimut 0 °	Algoritmo dell'inseguimento Ottimizzazione irraggiamento Backtracking attivato	Ombre vicine Secondo le stringhe Effetto elettrico 80 %	
Informazione sistema Campo FV Numero di moduli 73800 unità Pnom totale 49.08 MWc	Inverter Numero di unità 225 unità Pnom totale 45.00 MWac Rapporto Pnom 1.091		
Bisogni dell'utente Carico illimitato (rete)			

Sommario dei risultati

Energia prodotta 102726 MWh/anno	Prod. Specif. 2093 kWh/kWc/anno	Indice rendimento PR 88.56 %
----------------------------------	---------------------------------	------------------------------

Indice dei contenuti

Sommario del progetto e dei risultati	2
Parametri principali, Caratteristiche campo FV, Perdite sistema	3
Definizione ombre vicine - Diagramma iso-ombre	6
Risultati principali	7
Diagramma perdite	8
Grafici speciali	9



Progetto: Melilli 45 MW_2LOTTI

Variante: Nuova variante di simulazione_CON_BACKTRACKING_pannello
665_inv Huawei 215_H3.0

PVsyst V7.2.14

VC7, Simulato su
13/06/22 17:37
con v7.2.14

Criansa Engineering S.r.l. (Italy)

Parametri principali

Sistema connesso in rete

Orientamento campo FV

Orientamento

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

Inseguitori campo singolo, con indetreggiamento

Algoritmo dell'inseguimento

Ottimizzazione irraggiamento
Backtracking attivato

Strategia Backtracking

N. di eliostati 142 unità
Campo (array) singolo

Dimensioni

Distanza eliostati 10.00 m
Larghezza collettori 5.32 m
Fattore occupazione (GCR) 53.2 %
Banda inattiva sinistra 0.02 m
Banda inattiva destra 0.02 m
Phi min / max +/- 55.0 °

Angolo limite indetreggiamento

Limiti phi +/- 57.5 °

Modelli utilizzati

Trasposizione Perez
Diffuso Importato
Circumsolare separare

Orizzonte

Orizzonte libero

Ombre vicine

Secondo le stringhe
Effetto elettrico 80 %

Bisogni dell'utente

Carico illimitato (rete)

Sistema a moduli bifacciali

Modello Calcolo 2D
eliostati illimitati

Geometria del modello bifacciale

Distanza eliostati 10.00 m
ampiezza eliostati 5.36 m
GCR 53.6 %
Altezza dell'asse dal suolo 3.00 m

Definizioni per il modello bifacciale

Albedo dal suolo 0.30
Fattore di Bifaccialità 70 %
Ombreg. posteriore 5.0 %
Perd. Mismatch post. 10.0 %
Frazione trasparente della tettoia 0.0 %

Caratteristiche campo FV

Modulo FV

Costruttore Canadian Solar Inc.
Modello BiHiKu7_CS7N-MS
(definizione customizzata dei parametri)
Potenza nom. unit. 665 Wp
Numero di moduli FV 73800 unità
Nominale (STC) 49.08 MWc

Inverter

Costruttore Huawei Technologies
Modello SUN2000-215KTL-H3
(definizione customizzata dei parametri)
Potenza nom. unit. 200 kWac
Numero di inverter 225 unità
Potenza totale 45000 kWac

Campo #1 - Sottocampo #1Borella

Numero di moduli FV 53400 unità
Nominale (STC) 35.51 MWc
Moduli 1780 Stringhe x 30 In serie

Numero di inverter 162 unità
Potenza totale 32400 kWac

In cond. di funz. (50°C)

Pmpp 33.01 MWc
U mpp 1049 V
I mpp 31461 A

Voltaggio di funzionamento 500-1500 V
Potenza max. (=>33°C) 215 kWac
Rapporto Pnom (DC:AC) 1.10



Progetto: Melilli 45 MW_2LOTTI

Variante: Nuova variante di simulazione_CON_BACKTRACKING_pannello
665_inv Huawei 215_H3.0

PVsyst V7.2.14

VC7, Simulato su
13/06/22 17:37
con v7.2.14

Criansa Engineering S.r.l. (Italy)

Caratteristiche campo FV

Campo #2 - Sottocampo #2

Numero di moduli FV	5250 unità	Numero di inverter	16 unità
Nominale (STC)	3491 kWc	Potenza totale	3200 kWac
Moduli	175 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	3245 kWc	Potenza max. (=>33°C)	215 kWac
U mpp	1049 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.09
I mpp	3093 A		

Campo #3 - Sottocampo #3

Numero di moduli FV	15150 unità	Numero di inverter	47 unità
Nominale (STC)	10.07 MWc	Potenza totale	9400 kWac
Moduli	505 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	9364 kWc	Potenza max. (=>33°C)	215 kWac
U mpp	1049 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.07
I mpp	8926 A		

Potenza PV totale

Nominale (STC)	49077 kWp
Totale	73800 moduli
Superficie modulo	229249 m ²

Potenza totale inverter

Potenza totale	45000 kWac
Numero di inverter	225 unità
Rapporto Pnom	1.09

Perdite campo

Perdite per sporco campo

Fraz. perdite 0.8 %

Fatt. di perdita termica

Temperatura modulo secondo irraggiamento
 Uc (cost) 29.0 W/m²K
 Uv (vento) 0.0 W/m²K/m/s

LID - Light Induced Degradation

Fraz. perdite 0.5 %

Perdita di qualità moduli

Fraz. perdite 0.0 %

Perdite per mismatch del modulo

Fraz. perdite 1.0 % a MPP

Perdita disadattamento Stringhe

Fraz. perdite 0.1 %

Degrado medio dei moduli

Anno n° 1
 Fattore di perdita annuale 0.2 %/anno

Mismatch dovuto a degrado

Dispersione Imp RMS 0.2 %/anno
 Dispersione Vmp RMS 0.2 %/anno

Fattore di perdita IAM

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

Correzione spettrale

Primo modello solare
 Acqua precipitabile stimata dall'umidità relativa

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



Progetto: Melilli 45 MW_2LOTTI

Variante: Nuova variante di simulazione_CON_BACKTRACKING_pannello
665_inv Huawei 215_H3.0

PVsyst V7.2.14

VC7, Simulato su
13/06/22 17:37
con v7.2.14

Criansa Engineering S.r.l. (Italy)

Perdite DC nel cablaggio

Res. globale di cablaggio 0.39 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #1 - Sottocampo #1Borella

Res. globale campo 0.54 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #2 - Sottocampo #2

Res. globale campo 5.5 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #3 - Sottocampo #3

Res. globale campo 1.9 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Perdite sistema

indisponibilità del sistema

frazione di tempo 0.3 %
1.1 giorni,
3 periodi

Perdite ausiliarie

Ventilatori costanti 90.0 kW
0.0 kW dalla soglia di potenza
Proporzionali alla potenza 5.0 W/kW
0.0 kW dalla soglia di potenza
Cons. aus. notturno 5.0 kW

Perdite cablaggio AC

Linea uscita inv. sino al trasformatore MT

Tensione inverter 800 Vac tri
Fraz. perdite 0.34 % a STC

Inverter: SUN2000-215KTL-H3

Sezione cavi (225 Inv.) Rame 225 x 3 x 185 mm²
Lunghezza media dei cavi 100 m

Linea MV fino alla iniezione

Voltaggio MV 30 kV
Media ciascun inverter
Conduttori Rame 3 x 700 mm²
Lunghezza 200 m
Fraz. perdite 0.00 % a STC

Perdite AC nei trasformatori

Trafo MV

Tensione rete 30 kV

Perdite di operazione in STC

Potenza nominale a STC 48195 kVA
Perdita ferro (Connessione 24/24) 2.41 kW/Inv.
Fraz. perdite 0.10 % a STC
Resistenza equivalente induttori 3 x 2.66 mΩ/inv.
Fraz. perdite 1.00 % a STC



Parametri per ombre vicine

Prospettiva campo PV e area d'ombra circostante

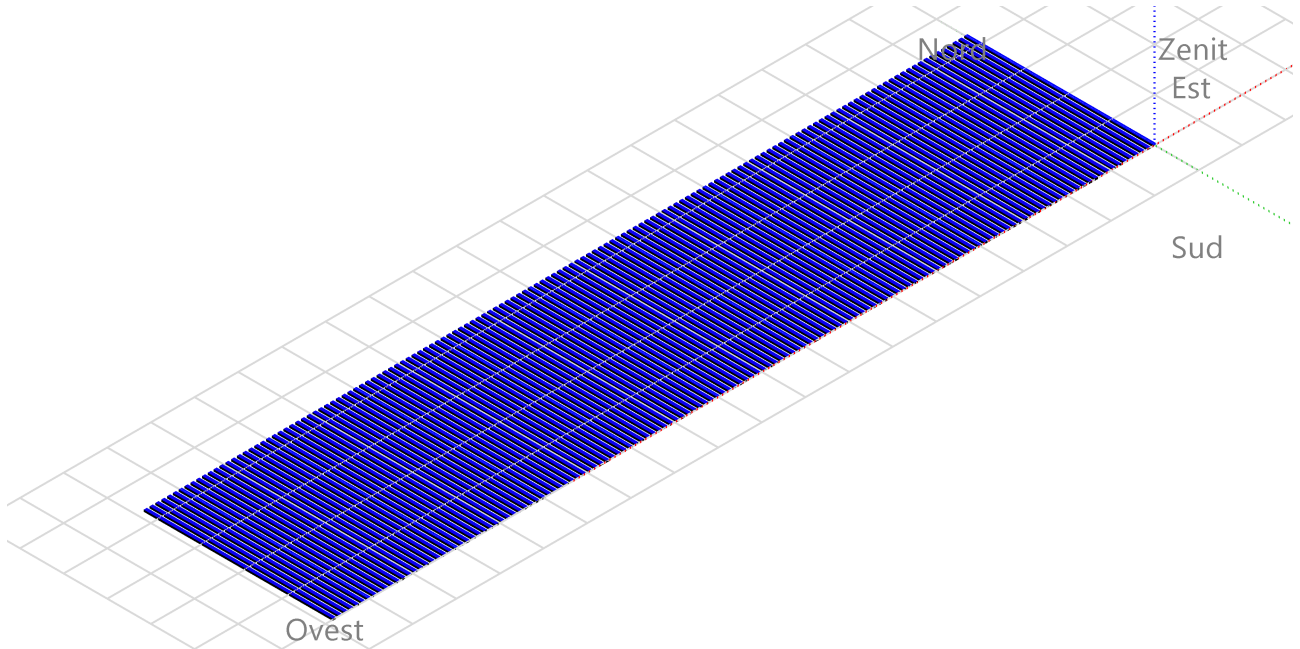
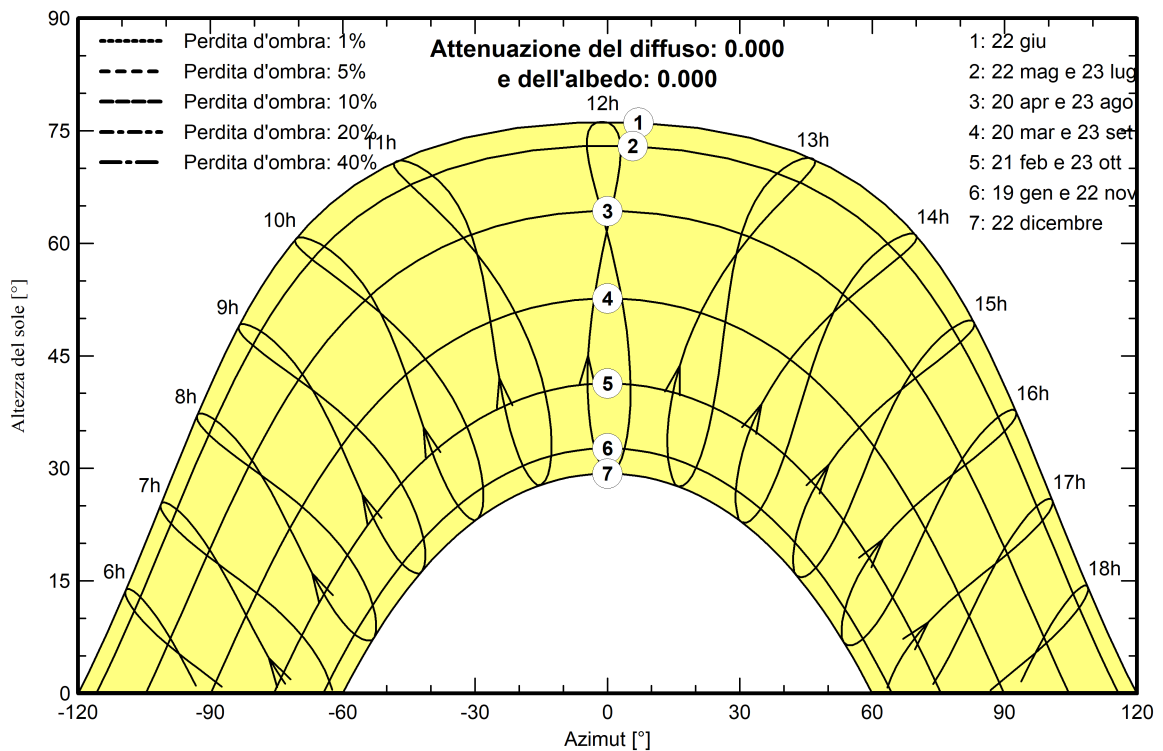


Diagramma iso-ombre

Orientamento #1





Progetto: Melilli 45 MW_2LOTTI

Variante: Nuova variante di simulazione_CON_BACKTRACKING_pannello
665_inv Huawei 215_H3.0

PVsyst V7.2.14

VC7, Simulato su
13/06/22 17:37
con v7.2.14

Criansa Engineering S.r.l. (Italy)

Risultati principali

Produzione sistema

Energia prodotta 102726 MWh/anno

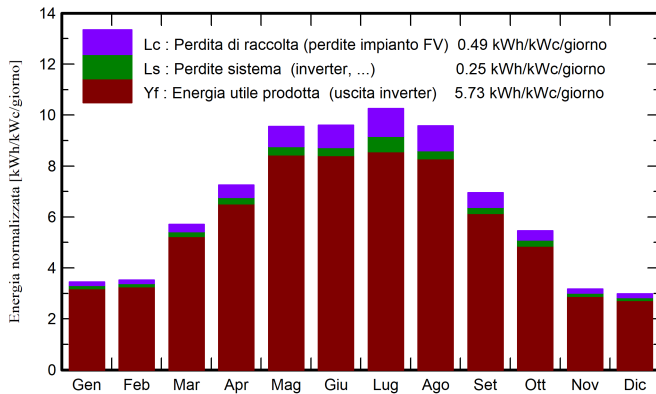
Prod. Specif.

2093 kWh/kWc/anno

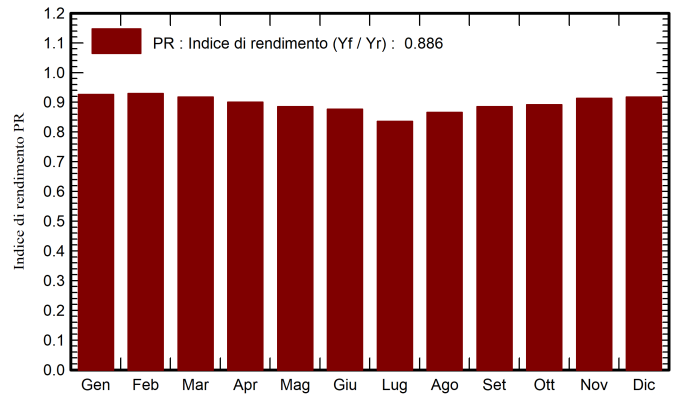
Indice di rendimento PR

88.56 %

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	MWh	MWh	ratio
Gennaio	80.7	30.98	9.68	107.0	100.2	5048	4865	0.926
Febbraio	77.2	39.34	8.98	98.5	93.0	4669	4492	0.929
Marzo	139.3	57.77	11.54	176.9	169.4	8269	7969	0.918
Aprile	171.3	61.73	15.32	217.6	209.7	9982	9613	0.900
Maggio	231.7	66.47	18.77	296.0	286.5	13351	12858	0.885
Giugno	227.3	70.20	22.37	288.0	278.7	12869	12394	0.877
Luglio	245.8	58.12	27.31	317.8	308.3	13961	13036	0.836
Agosto	226.7	55.44	26.37	296.9	287.2	13104	12620	0.866
Settembre	161.3	57.18	23.23	208.4	200.4	9399	9057	0.886
Ottobre	128.8	44.05	19.12	169.0	161.3	7768	7397	0.892
Novembre	75.3	35.67	15.67	95.2	89.2	4441	4269	0.914
Dicembre	70.2	30.23	11.01	92.3	85.6	4319	4156	0.917
Anno	1835.6	607.18	17.50	2363.5	2269.5	107182	102726	0.886

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



Progetto: Melilli 45 MW_2LOTTI

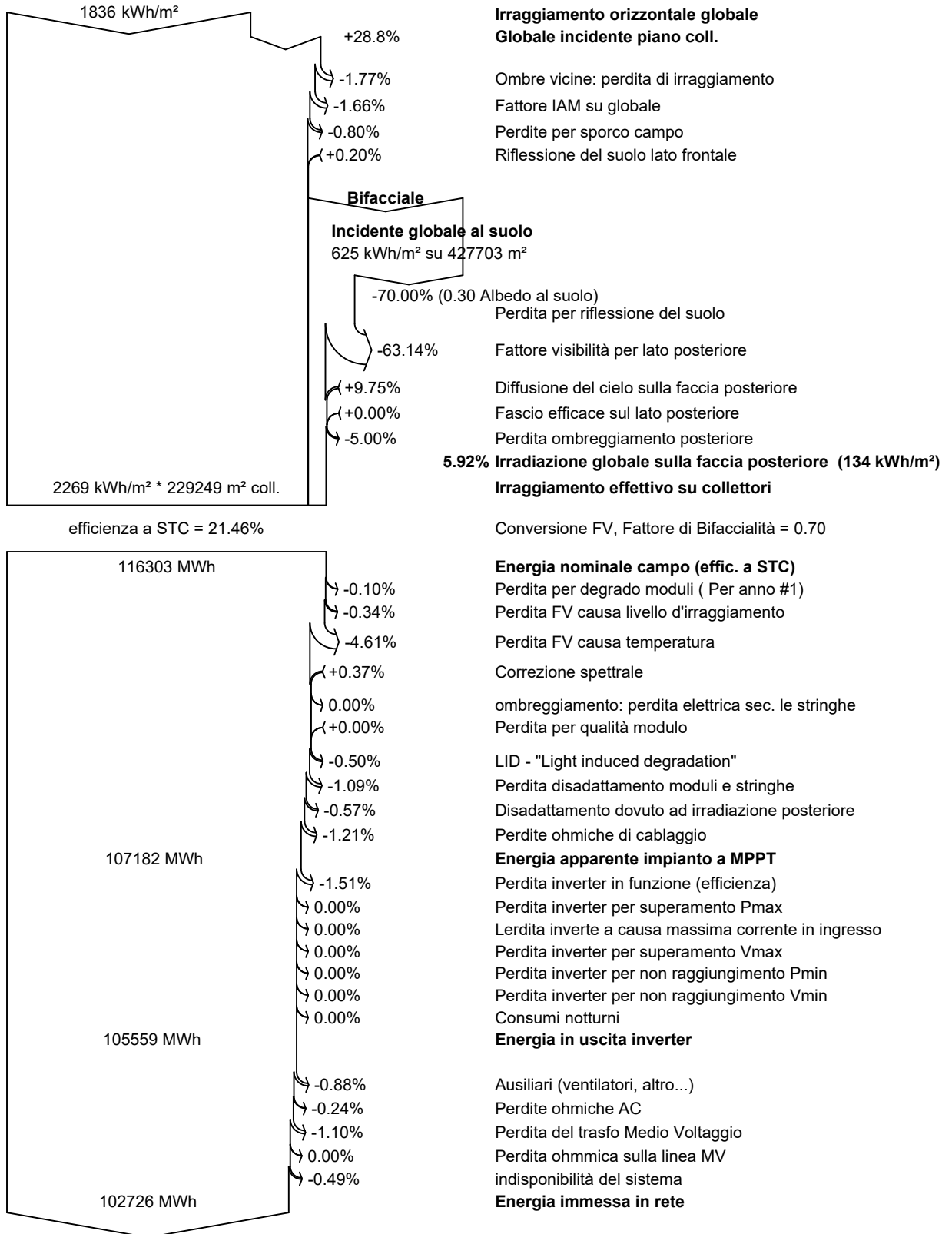
Variante: Nuova variante di simulazione_CON_BACKTRACKING_pannello
665_inv Huawei 215_H3.0

PVsyst V7.2.14

VC7, Simulato su
13/06/22 17:37
con v7.2.14

Criansa Engineering S.r.l. (Italy)

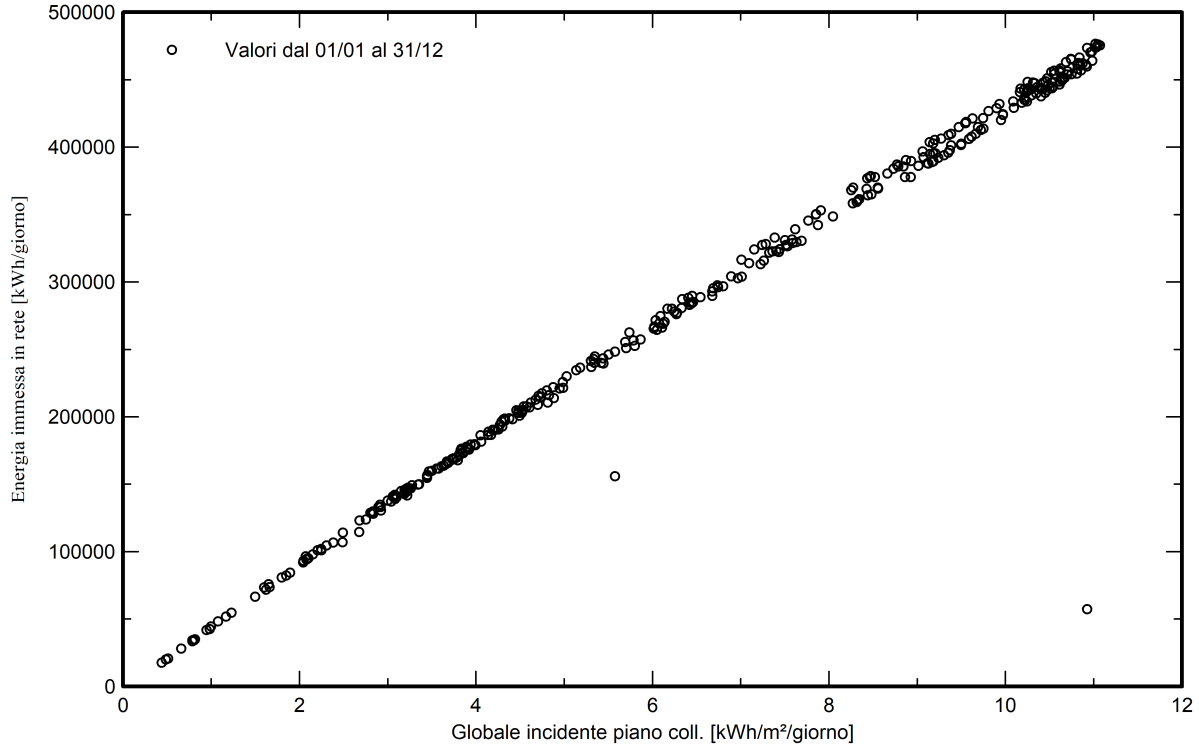
Diagramma perdite





Grafici speciali

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema

