

**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN
PARCO AGRIVOLTAICO E DELLE RELATIVE
OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN**

IMPIANTO PIETROLUPO 02

Comune di MINEO (CT)

Località "Tre Portelle"

**A. PROGETTO DEFINITIVO DELL'IMPIANTO, DELLE OPERE CONNESSE E DELLE
INFRASTRUTTURE INDISPENSABILI**

OGGETTO


Codice: ITS_PTL02	Autorizzazione Unica ai sensi del D.Lgs 387/2003 e D.Lgs 152/2006
N° Elaborato: A14	Relazione Calcolo Producibilità Impianto

Tipo documento	Data
Progetto definitivo	Ottobre 2022

Progettazione



Proponente



ITS Medora Srl
Via Sebastiano Catania, 317
95123 Catania (CT)
P.IVA 05767670879
pec: itsmedora@pec.it

Rappresentante legale

Emmanuel Macqueron

Progettisti

Ing. Vassalli Quirino



Ing. Speranza Carmine Antonio



REVISIONI

Rev.	Data	Descrizione	Elaborato	Controllato	Approvato
00	Ottobre 2022	Emissione	AC	AS/QV/ DR	QI

ITS_PTL02_A14_Relazione calcolo producibilità impianto.doc	ITS_PTL02_A14_Relazione calcolo producibilità impianto.pdf
--	--

INDICE

PREMESSA	3
1. INQUADRAMENTO DEL PROGETTO	3
2. REGIME DI “INSOLAZIONE” DEL SITO	4
3. CALCOLO DI PRODUCIBILITÀ	5
3.1 SOFTWARE UTILIZZATO	5
3.2 RADIAZIONE SOLARE MEDIA ANNUA	6
3.3 PERDITE DEL SISTEMA	7
3.3.1. Perdite per ombreggiamento	7
3.3.2. Perdite per basso irraggiamento.....	8
3.3.3. Perdite per temperatura.....	8
3.3.4. Perdite per qualità del modulo fotovoltaico.....	9
3.3.5. Perdite per mismatch del generatore fotovoltaico.....	9
3.3.6. Degrado delle prestazioni dei moduli fotovoltaici	9
3.3.7. Perdite ohmiche di cablaggio.....	9
3.3.8. Perdite inverter in funzione	10
3.4 Producibilità del sistema.....	11
4. CONCLUSIONI	12

PREMESSA

La proponente ITS MEDORA SRL è titolare di un progetto agrovoltaico da realizzare nel comune di Mineo (CT). Il progetto agrovoltaico prevede l'installazione di n° 61'056 pannelli fotovoltaici, di potenza unitaria pari fino a 665 Wp.

Sulla base delle indicazioni ricevute dal gestore di rete Terna S.p.a., è stata individuata la configurazione di allaccio che prevede il collegamento in antenna a 150 kV sulla futura stazione elettrica (SE) RTN 380/150 kV denominata "Raddusa 380" ubicata nel comune di Ramacca (CT), da inserire in entra - esce sulla futura linea RTN a 380 kV di cui al Piano di Sviluppo Terna, "Chiaramonte Gulfi - Ciminna".

La presente relazione ha lo scopo di illustrare le caratteristiche di "insolazione" e la valutazione del potenziale fotovoltaico dell'area di realizzazione del campo fotovoltaico oggetto di studio.

1. INQUADRAMENTO DEL PROGETTO

Il parco fotovoltaico proposto dalla ITS MEDORA Srl, ricade nel territorio comunale di Mineo (CT), così come le opere di connessione alla RTN.

Il progetto fotovoltaico prevede l'installazione di n° 61'056 pannelli fotovoltaici aventi potenza unitaria fino a 665 Wp, per una potenza complessiva di impianto pari a circa 35 MW. Il pannello fotovoltaico scelto per il presente progetto ha dimensioni 2384 x 1303 x 35 mm.

Le coordinate geografiche che individuano il perimetro del sito destinato alla realizzazione del progetto sono fornite nel sistema UTM WGS84:

- Longitudine: 465315.00 m E;
- Latitudine: 4133578.00 m N.

Di seguito si riporta lo stralcio dell'elaborato grafico - Figura 1 - raffigurante il perimetro racchiudente l'intera area individuata per la realizzazione dell'impianto; il sistema di riferimento è sempre l'UTM WGS 84.

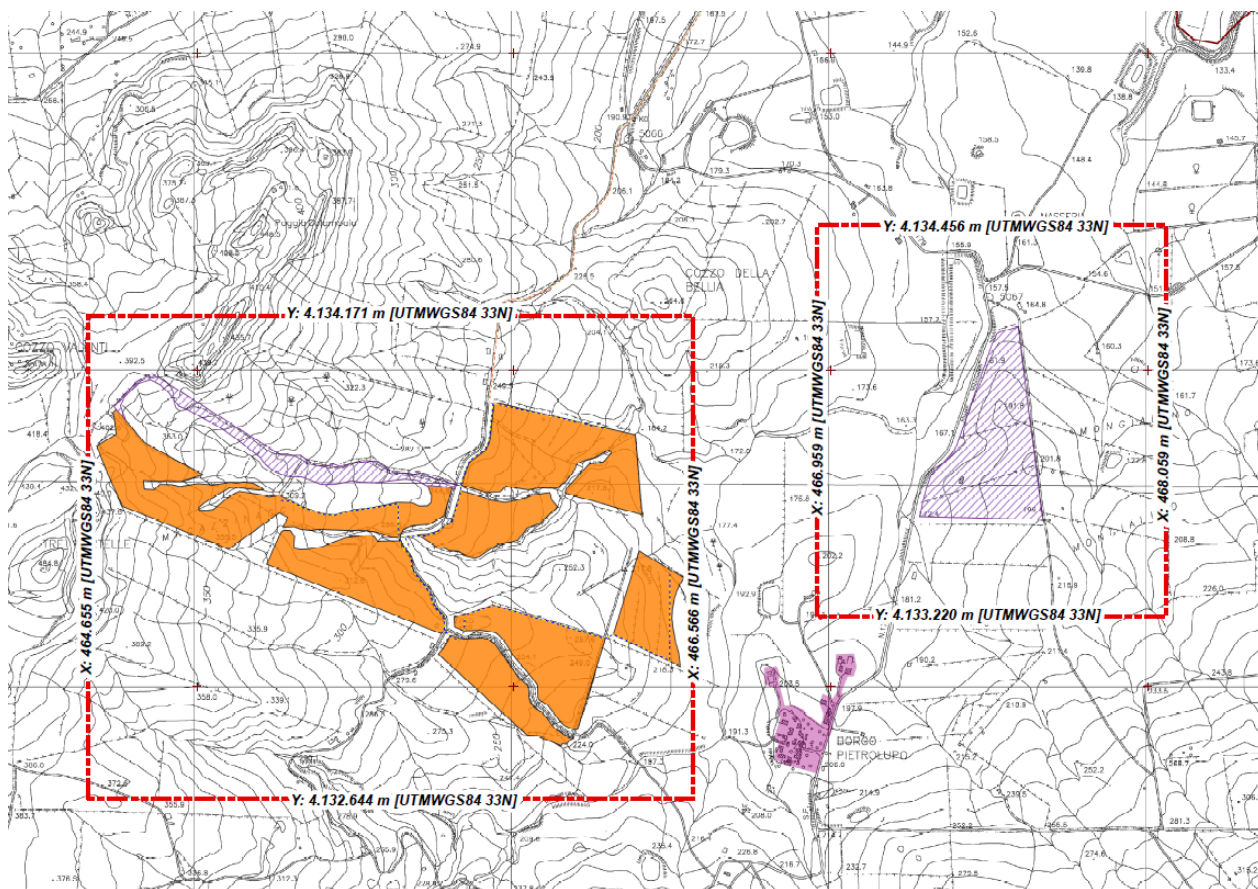


Figura 1: coordinate geografiche del perimetro racchiudente l'area di progetto fornite nel sistema di riferimento UTM WGS84

2. REGIME DI "INSOLAZIONE" DEL SITO

Si riporta di seguito la mappa da Fonte RSE con indicato il valore dell'energia al suolo sul piano orizzontale cumulata sull'intero anno 2021. La seguente mappa Figura 2 è realizzata dall'elaborazione di dati dell'archivio RADSAF. Come si può notare da uno zoom sulla regione Sicilia l'irraggiamento di riferimento della regione è compreso nell'intervallo tra 1600 kWh/m² e 1800 kWh/m².

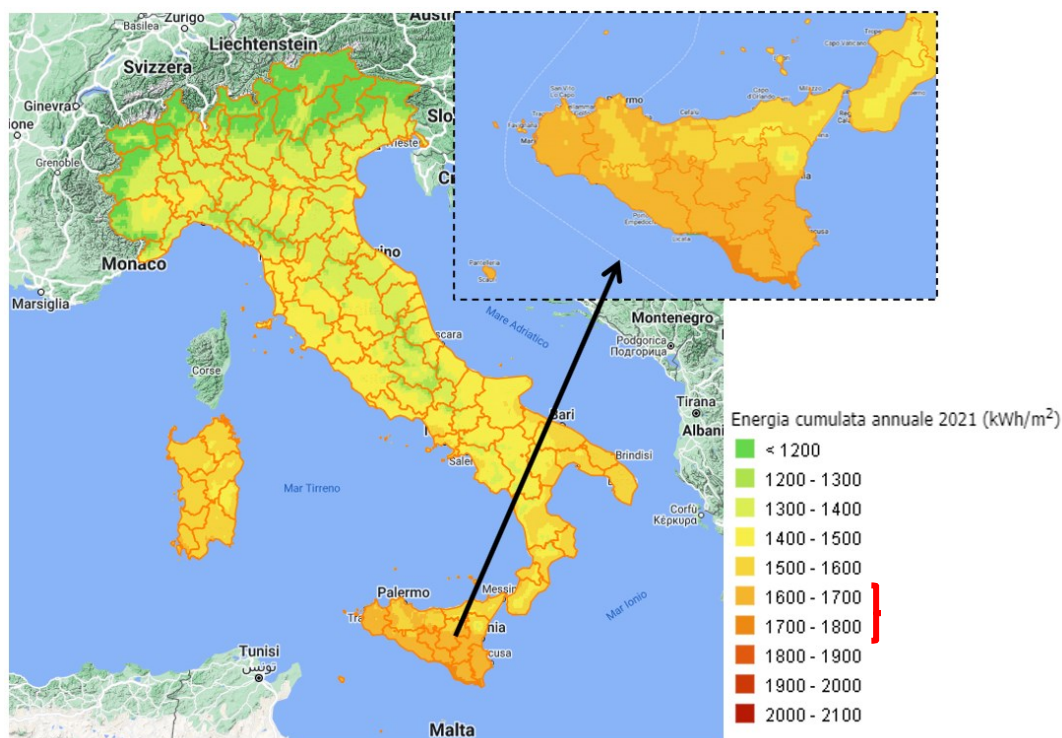


Figura 2: Regime insolazione anno 2021

3. CALCOLO DI PRODUCIBILITÀ

3.1 SOFTWARE UTILIZZATO

Il calcolo per una prima stima attesa della producibilità è stato effettuato imputando il modello del sistema nel software di simulazione PVSyst vers. 7.2.17.

PVSyst è un software completo per lo studio, il dimensionamento e l'analisi dei dati di un impianto fotovoltaico completo. Oltre al database meteo incluso nel software, PVSyst dà accesso a molte fonti di dati meteorologici disponibili sul web e include uno strumento per importare i dati facilmente. L'utente ha la possibilità di eseguire simulazioni di impianti e di compararle tra loro ed è assistito nella progettazione di tutto il sistema, dalla scelta del piano orientato fino alla definizione del layout completo delle stringhe sul campo. Infine, il software mette a disposizione dell'utente i risultati della simulazione con l'energia prodotta e i dettagli delle perdite.

Il software richiede vari input - tra i principali ci sono:

- Posizione geografica;
- Dati metereologici;

- Tipo di pannelli;
- Pannelli monofacciali o bifacciali;
- Uso di trackers (“inseguitori” che ruotano durante la giornata il pannello per fargli avere sempre l’angolo corretto);
- Tipi di inverter;
- Ombreggiamento.

3.2 RADIAZIONE SOLARE MEDIA ANNUA

I dati meteorologici utilizzati per la simulazione in essere vengono resi disponibili dal database internazionale MeteoNorm, il luogo geografico i cui dati meteo vengono utilizzati in questo caso è il comune di Buccheri (SR): l’attendibilità dei dati contenuti nel database è internazionalmente riconosciuta, possono quindi essere usati per l’elaborazione statistica per la stima di radiazione solare per il sito. In particolare, sono stati utilizzati i dati del database MeteoNorm 8.0, aggiornati alla data di stesura del progetto.

Nell’immagine che segue (Figura 3) si riportano i risultati principali della simulazione.

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	63.2	34.06	8.73	84.8	74.9	2.524	2.486	0.837
Febbraio	81.9	42.20	8.71	106.8	96.0	3.218	3.171	0.848
Marzo	128.7	56.41	11.32	173.4	156.8	5.103	5.023	0.827
Aprile	162.7	68.54	13.93	217.8	201.6	6.439	6.335	0.831
Maggio	197.3	87.72	18.00	257.3	240.8	7.542	7.417	0.824
Giugno	199.4	83.36	22.51	261.5	244.3	7.495	7.368	0.805
Luglio	215.7	74.21	26.18	291.5	271.1	8.104	7.960	0.780
Agosto	190.9	75.72	26.58	254.9	238.3	7.199	7.074	0.793
Settembre	147.6	62.22	22.65	202.3	185.2	5.749	5.653	0.798
Ottobre	107.8	50.30	19.00	143.5	128.6	4.115	4.050	0.807
Novembre	69.6	33.53	14.17	94.1	83.0	2.738	2.696	0.818
Dicembre	58.7	31.53	10.28	77.7	68.1	2.295	2.262	0.832
Anno	1623.3	699.80	16.89	2165.7	1988.9	62.520	61.497	0.811

Legenda

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

Figura 3: Dati e risultati

Il grafico che segue (Figura 4) mostra le ombre dovuto al paesaggio circostante. Si tratta di un diagramma orientativo, che tiene conto della posizione del sito e delle interferenze con l'ambiente circostante.

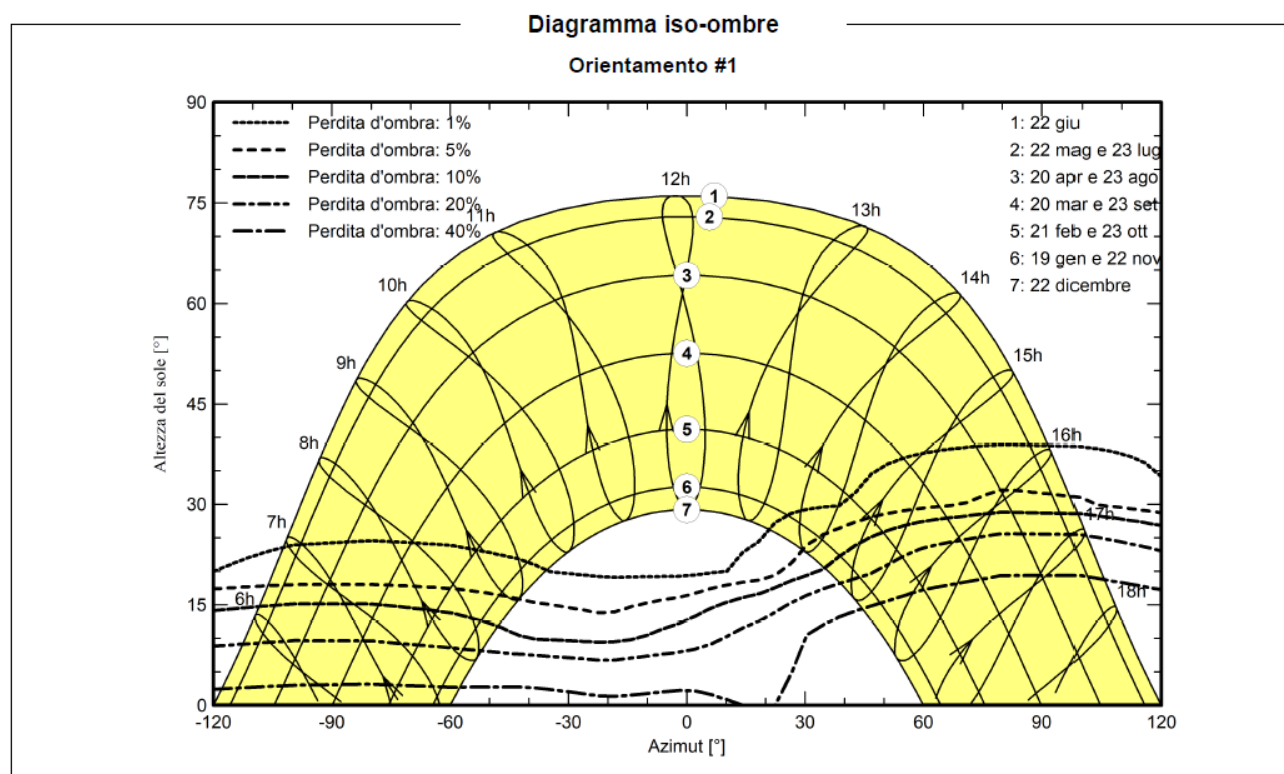


Figura 4: Diagrammi

3.3 PERDITE DEL SISTEMA

Di seguito si da dettaglio delle perdite del sistema, illustrando i criteri di calcolo di ciascuna componente.

3.3.1. Perdite per ombreggiamento

Le perdite per ombreggiamento reciproco fra le schiere sono funzione della geometria di disposizione del generatore fotovoltaico sul terreno e degli ostacoli all'orizzonte che possono ridurre anche sensibilmente le ore di sole nell'arco delle giornate soprattutto invernali. Grazie all'utilizzo di strutture di sostegno ad inseguimento monoassiale, dotate di sistema di "backtracking", tenuto conto della distribuzione spaziale delle strutture, il valore individuato in sede di progettazione definitiva risulta pari a pari a -7,28% per le ombre vicine.

3.3.2. Perdite per basso irraggiamento

L'efficienza nominale dei moduli fotovoltaici è misurata al livello di irraggiamento pari a 1000 W/m² ma risulta variabile con lo stesso. Per celle con tecnologia in silicio cristallino la deviazione dell'efficienza segue l'espressione seguente:

$$\Delta\eta = -0,4 \cdot \ln(I/1000) \cdot \eta_n$$

dove:

I = irraggiamento in W/m² e η_n l'efficienza all'irraggiamento nominale di 1000 W/m².

Sulla base dei dati climatici aggiornati del sito (database Meteonorm), e della curva del comportamento dei moduli scelti in funzione del livello di irraggiamento, che di seguito (Figura 5) si riporta, è stato effettuato il calcolo di tale parametro.

Sulla scorta di tali considerazioni, il valore delle perdite per basso irraggiamento attraverso le simulazioni nel software PVSyst risulta essere pari a -0,45%.

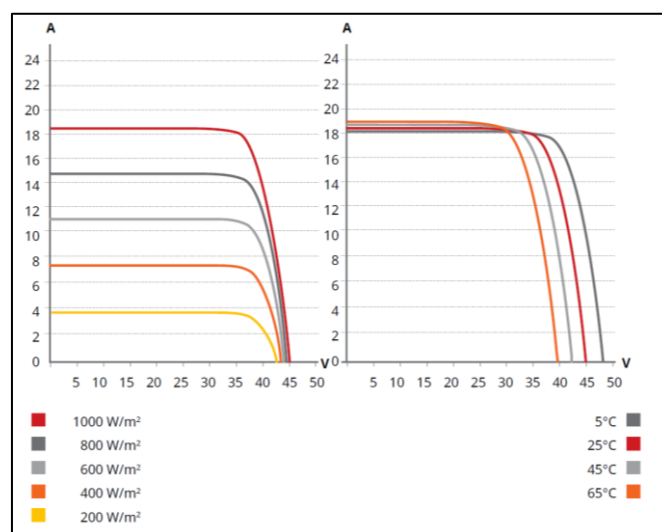


Figura 5: Comportamento dei moduli in funzione del livello di irraggiamento

3.3.3. Perdite per temperatura

Le perdite per temperatura sono legate alla diversa performance che hanno i moduli in relazione ai vari regime di temperatura di funzionamento. All'aumentare della temperatura, le celle fotovoltaiche diminuiscono le prestazioni elettriche di potenza.

Sulla base dei dati climatici aggiornati del sito (database Meteonorm), e della curva del comportamento dei moduli scelti (in funzione della temperatura), si ottiene un valore di calcolo pari a -7.53%.

3.3.4. Perdite per qualità del modulo fotovoltaico

Tale valore tiene in considerazione della tolleranza sulla potenza nominale del modulo fotovoltaico. In particolare, il modulo proposto in progetto ha una tolleranza positiva, in termini percentuali. La corretta formulazione di tale parametro di perdita tiene conto di una media pesata delle tolleranze positive dei moduli fotovoltaici, secondo formule di pesatura assunte a standard in letteratura. Secondo tale criterio di pesatura precedentemente richiamato, con la tolleranza positiva del modulo in progetto, il valore di tali perdite è stato calcolato pari a +0,55% (guadagno).

3.3.5. Perdite per mismatch del generatore fotovoltaico

Sono perdite relative alla naturale non uniformità di prestazioni elettriche fornite dai vari moduli che compongono ogni stringa fotovoltaica e quindi fra una stringa e l'altra. La disposizione delle strutture, la distribuzione spaziale dei quadri stringbox, l'ottimizzazione delle linee elettriche DC, fanno sì che le differenze di prestazioni elettriche fra una stringa e l'altra risultino minimizzati, potendo così calcolare tale perdita ad un valore pari a -2,1%.

3.3.6. Degrado delle prestazioni dei moduli fotovoltaici

Il degrado dei moduli fotovoltaici è funzione della tecnologia, del sito di installazione (spettro solare e temperature) e della qualità del prodotto. Generalmente l'andamento del degrado non è lineare: nel primo anno di esposizione la perdita è maggiore fino a stabilizzarsi con un degrado costante negli anni seguenti. La tipologia di moduli in progetto presenta una garanzia sulla produzione massima al primo anno d'esercizio del 98% e un decadimento annuo successivo massimo del 0,55% per i 25 anni successivi (decadimento lineare). Nel software di calcolo PVSyst è stato inserito il corretto modello del modulo, con la curva di decadimento appena descritta. Si considera quindi il valore medio di perdita pari a -0,5%.

3.3.7. Perdite ohmiche di cablaggio

Si tratta di una perdita legata alle sezioni e alla lunghezza dei cavi elettrici e al loro cablaggio. Sulla base del progetto elettrico dell'impianto, con il dimensionamento e la verifica delle linee elettriche BT, grazie all'ottimizzazione dei percorsi dei cavi di corrente continua e all'utilizzo di sezioni di cavi per le stringhe di sezione idonea, il valore di tali perdite è stato calcolato pari a -1,10%.

3.3.8. Perdite inverter in funzione

Sono dovute alla curva di efficienza degli inverter in funzione della potenza in uscita e quindi, in prima analisi, dal progetto della macchina in funzione delle condizioni di irraggiamento del sito e di quelle del carico. La stima dipende dal tipo di convertitore utilizzato, marca e dallo schema di trasformazione. Secondo i calcoli delle perdite di rete con il software PVSyst, imputando nel modello di calcolo i dati dell'inverter in progetto, le perdite sono state calcolate pari al -1,63%.

Tutte le perdite sopra elencate hanno una sezione dedicata nel software; le perdite dettagliate possono essere impostate dall'utente oppure rimanere invariate alle impostazioni di default che il software stesso suggerisce.

Il Software infine presenta nel report finale un diagramma dettagliato delle perdite, che risulta utile nella valutazione conclusiva di un lavoro di simulazione poiché da questo si estrapolano chiaramente le informazioni su quali fattori siano più significativi nella produzione e nella perdita di energia.

La Figura 6 mostra il diagramma finale per l'impianto in esame.

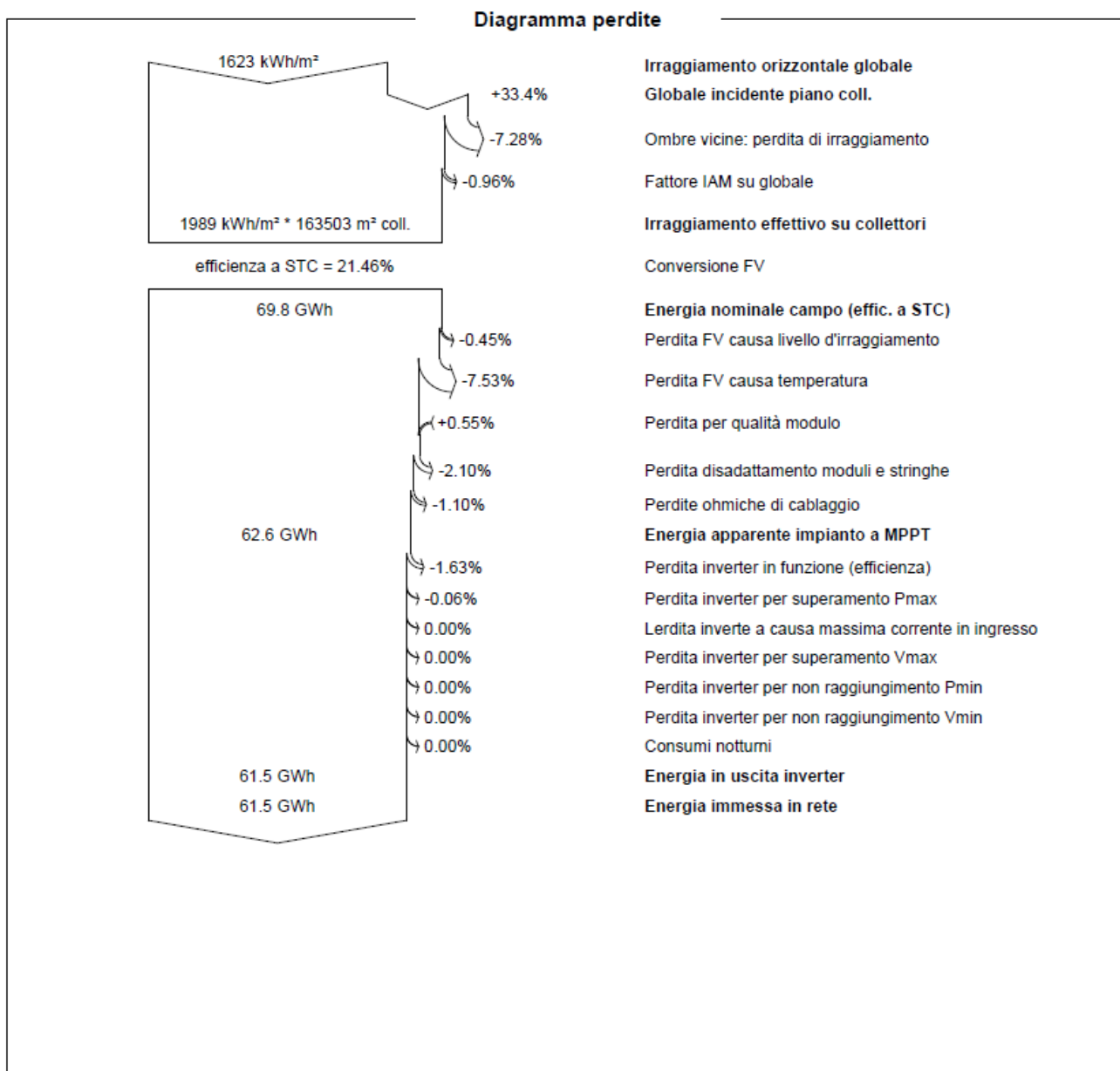


Figura 6: Diagramma delle perdite

3.4 Producibilità del sistema

Sulla scorta di tutte le considerazioni effettuate nei paragrafi precedenti, è stato effettuato il calcolo della producibilità del sistema, partendo dal modello dell'impianto imputato nel software di calcolo PVSyst. Stabilita quindi la disponibilità della fonte solare, e determinate tutte le perdite illustrate, la produzione dell'impianto fotovoltaico in progetto risulta pari a 61.000 MWh/anno. Sulla base di tutte le perdite precedentemente illustrate, l'impianto in progetto consente di

ottenere un indice di rendimento (Performance Ratio PR) pari a 81,12 % al primo anno di esercizio. (Figura 7).

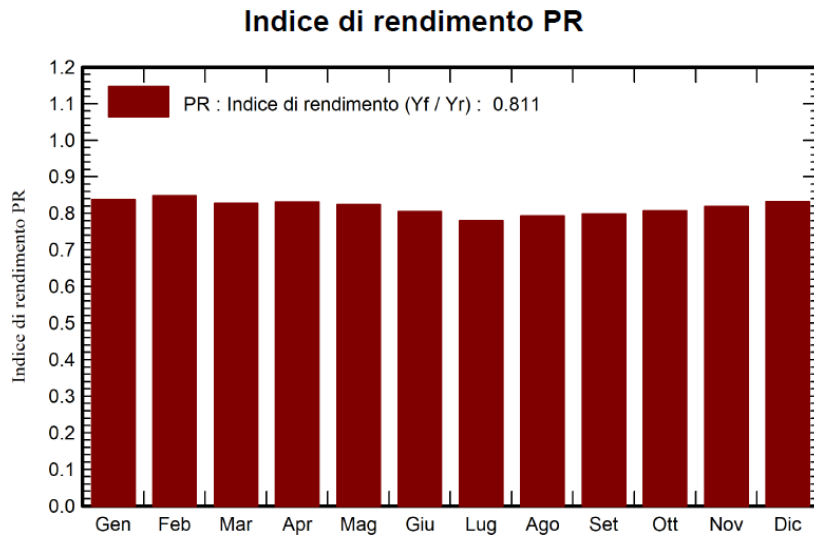


Figura 7: Rendimento PR

4. CONCLUSIONI

Nel presente documento è stata fatta la valutazione del potenziale fotovoltaico dell'area di realizzazione del campo agrovoltaiico da realizzarsi nel comune di Vizzini (CT). Si può ritenere che per tutta la durata dell'impianto, la produzione media annuale sarà pari a 61'000 MWh/anno.