



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

IMPIANTO RAMACCA 02

Comune di MINEO (CT)

Località “Masseria Modichella” - “Contrada Mongialino”

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

OGGETTO

Codice: ITS_RMC02	Autorizzazione Unica ai sensi del D.Lgs 387/2003 e D.Lgs 152/2006
N° Elaborato: A14	Relazione Calcolo di Producibilità Impianto

Progetto definitivo	Progetto definitivo	Data
		Ottobre 2022

Progettazione

Proponente

**ITS Medora Srl**  
Via Sebastiano Catania, 317  
95123 Catania (CT)  
P.IVA 05767670879  
pec: [itsmedora@pec.it](mailto: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_RMC02_A14_Relazione calcolo producibilità impianto.doc	ITS_RMC02_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 .....	8
3.3.2. Perdite per basso irraggiamento.....	8
3.3.3. Perdite per temperatura.....	9
3.3.4. Perdite per qualità del modulo fotovoltaico.....	9
3.3.5. Perdite per mismatch del generatore fotovoltaico (disadattamento moduli e stringhe).....	9
3.3.6. Degrado delle prestazioni dei moduli fotovoltaici .....	9
3.3.7. Perdite ohmiche di cablaggio.....	10
3.3.8. Perdite inverter in funzione .....	10
3.4 PRODUCIBILITÀ ATTESA DEL SISTEMA.....	11
4. CONCLUSIONI .....	12

## **PREMESSA**

La proponente ITS MEDORA SRL è titolare di un progetto agrovoltaiico da realizzare nel comune di Mineo (CT). Il progetto agrovoltaiico prevede l'installazione di n°45'144 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 agrivoltaico proposto dalla ITS MEDORA Srl, ricade nel territorio comunale di Mineo (CT), alla località "Masseria Modichella" - "Contrada Mongialino", le opere di connessione alla RTN invece in parte ricadono nel territorio comunale di Mineo(CT) e in parte nel territorio del comune di Ramacca (CT).

Il progetto agrovoltaiico prevede l'installazione di n°45'144 pannelli fotovoltaici aventi potenza unitaria fino a 665 Wp, per una potenza complessiva di impianto pari a circa 30 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: 468748 m E;
- Latitudine: 4133321 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.

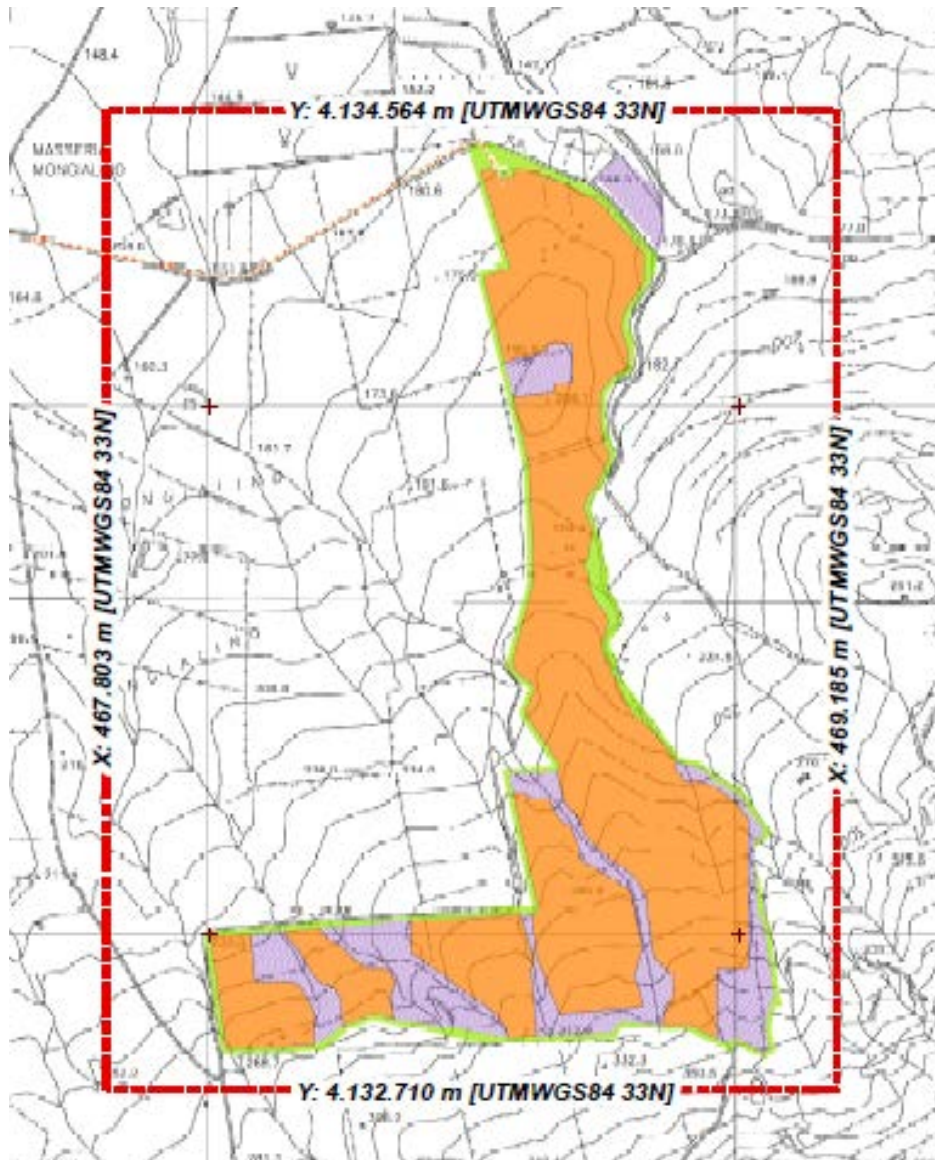


Figura 1: coordinate geografiche del perimetro racchiudente l'area di progetto fornite nel sistema di riferimento UTM WGS84

## 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/m<sup>2</sup> e 1800 kWh/m<sup>2</sup>.

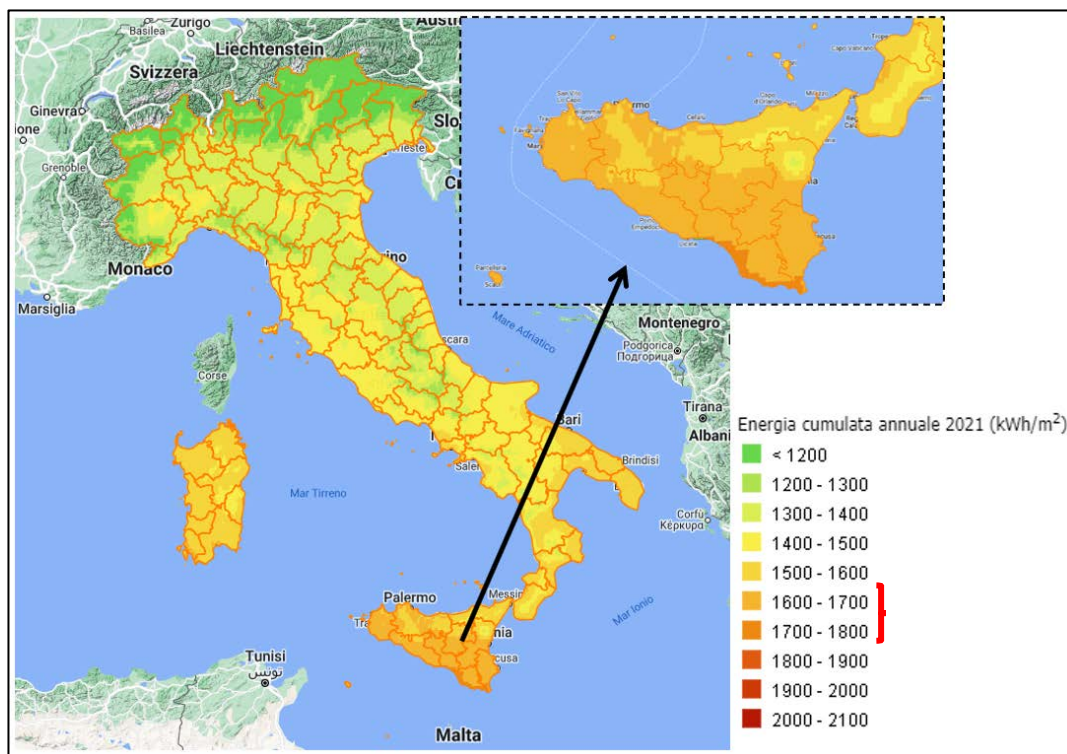


Figura 2: Regime insolazione anno 2021

### 3. CALCOLO DI PRODUCIBILITÀ

#### 3.1 SOFTWARE UTILIZZATO

Il calcolo 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 meteorologici;
- 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);
- Tipo 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 database rende disponibili i dati meteorologici che si basano su misure a terra e attraverso modelli sofisticati di interpolazione dei dati all’interno dei software produce calcoli affidabili riguardanti radiazione solare, temperatura e parametri addizionali in ogni località del mondo. Il luogo geografico utilizzato come riferimento dati in questo caso è la località Borgo Pietrolupo: 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**

	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>DiffHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>T_Amb</b> °C	<b>GlobInc</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>GlobEff</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>EArray</b> GWh	<b>E_Grid</b> GWh	<b>PR</b> ratio
<b>Gennaio</b>	63.2	32.15	10.22	80.2	69.4	1.998	1.966	0.817
<b>Febbraio</b>	81.9	43.12	10.31	102.9	92.1	2.639	2.598	0.842
<b>Marzo</b>	128.6	61.29	12.64	163.1	150.1	4.201	4.133	0.845
<b>Aprile</b>	162.7	75.01	15.11	209.0	195.7	5.377	5.288	0.844
<b>Maggio</b>	197.8	80.73	19.19	258.6	246.0	6.565	6.450	0.831
<b>Giugno</b>	199.4	80.97	23.46	258.7	246.0	6.425	6.311	0.813
<b>Luglio</b>	215.6	80.00	26.83	286.2	271.6	6.977	6.851	0.798
<b>Agosto</b>	191.1	75.86	27.21	248.9	236.0	6.111	6.001	0.804
<b>Settembre</b>	147.5	64.25	23.62	194.3	178.0	4.752	4.671	0.801
<b>Ottobre</b>	107.8	51.06	20.07	138.1	124.7	3.422	3.365	0.813
<b>Novembre</b>	69.7	34.16	15.35	90.5	78.9	2.223	2.187	0.806
<b>Dicembre</b>	58.5	27.43	11.74	73.5	63.5	1.819	1.790	0.811
<b>Anno</b>	1623.7	706.04	18.03	2104.0	1951.9	52.509	51.611	0.818

Figura 3: Dati e risultati

Il grafico che segue (Figura 4) mostrano le altezze massime e minime del sole nell’arco dell’anno e le ombre dovuto al paesaggio circostante. Si tratta di un diagrammi orientativi, che tengono conto della posizione del sito e delle interferenze con l’ambiente circostante.

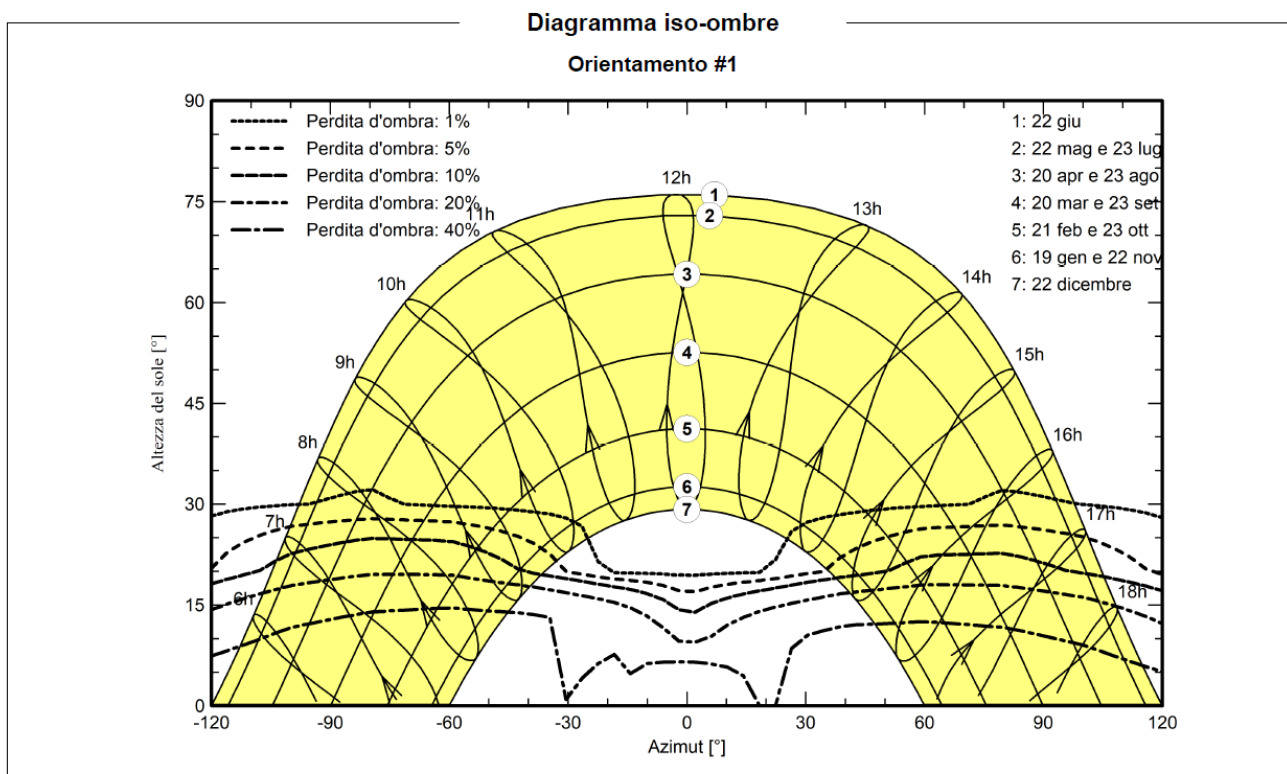


Figura 4: Diagrammi

### 3.3 PERDITE DEL SISTEMA

Di seguito si da dettaglio di quelle che sono le perdite stimate del sistema, illustrando in linea di massima i criteri di calcolo di ciascuna componente.

Perdite campo								
<b>Fatt. di perdita termica</b>			<b>Perdite DC nel cablaggio</b>			<b>Perdita di qualità moduli</b>		
Temperatura modulo secondo irraggiamento			Res. globale campo    0.56 mΩ			Fraz. perdite            -0.6 %		
Uc (cost)	20.0 W/m²K		Fraz. perdite            1.5 % a STC					
Uv (vento)	0.0 W/m²K/m/s							
<b>Perdite per mismatch del modulo</b>			<b>Perdita disadattamento Stringhe</b>					
Fraz. perdite            2.0 % a MPP			Fraz. perdite            0.1 %					
<b>Fattore di perdita IAM</b>								
Effetto d'incidenza, profilo definito utente (IAM): Profilo definito utente								
10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
0.998	0.998	0.995	0.992	0.986	0.970	0.917	0.763	0.000

Figura 5: Perdite di Sistema



### 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 -6,22% per le ombre vicine, mentre le perdite dovute al Fattore IAM su globale sono pari a -1,07%.

### 3.3.2. Perdite per basso irraggiamento

L'efficienza nominale dei moduli fotovoltaici è misurata al livello di irraggiamento pari a 1000 W/m<sup>2</sup> ma risulta variabile con lo stesso. Per celle con tecnologia in silicio monocristallino la deviazione dell'efficienza segue l'espressione seguente:

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

dove:

I = irraggiamento in W/m<sup>2</sup> e  $\eta_n$  l'efficienza all'irraggiamento nominale di 1000 W/m<sup>2</sup>.

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 6) si riporta, è stato effettuato il calcolo di tale parametro.

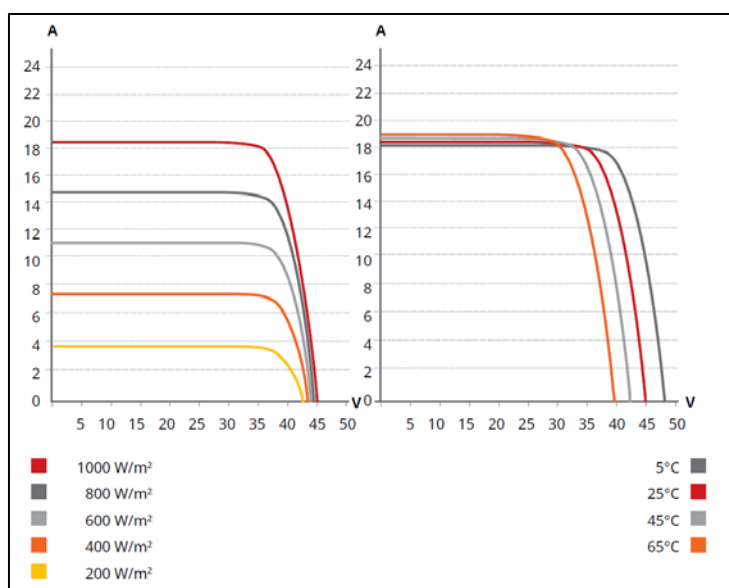


Figura 6: Comportamento dei moduli in funzione del livello di irraggiamento

Sulla scorta di tali considerazioni, il valore delle perdite dovuta al pannello fotovoltaico per basso irraggiamento attraverso le simulazioni nel software PVSyst risulta essere pari a -0,46%.

### **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 -7,66 %.

### **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 (disadattamento moduli e stringhe)**

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 -2,10%.

### **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 -1,06%.

### 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:

- -1,70% per inverter in funzione (efficienza);
- -0,08% per superamento  $P_{max}$  inverter;
- -0,01% per non raggiungimento  $P_{min}$  inverter.

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 7 mostra il diagramma finale per l'impianto in esame.

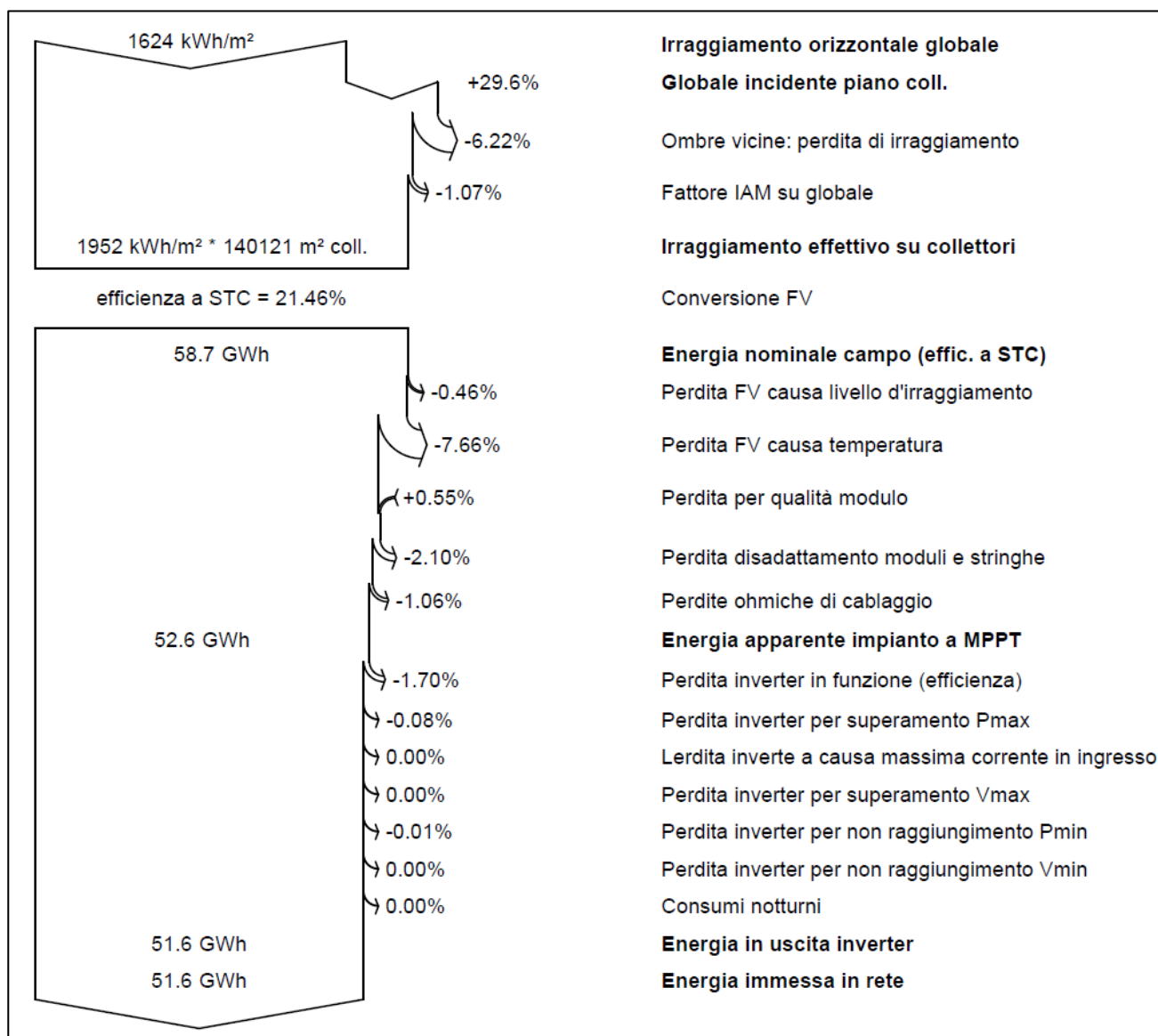


Figura 7: Diagramma delle perdite

### 3.4 PRODUCIBILITÀ ATTESA DEL SISTEMA

Sulla scorta di tutte le considerazioni effettuate nei paragrafi precedenti, è stato effettuato il calcolo della producibilità attesa 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 52.000 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 81,77 % al primo anno di esercizio. (Figura 8)

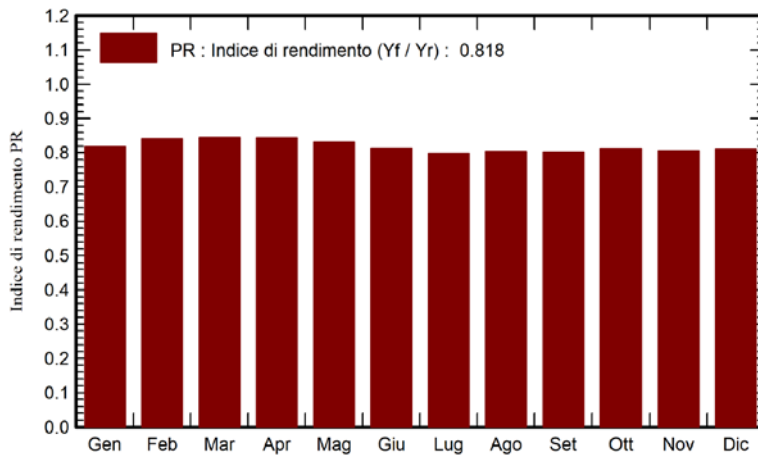


Figura 8: Indice Rendimento PR

#### 4. CONCLUSIONI

Nel presente documento è stata fatta la valutazione del potenziale fotovoltaico atteso dell'area di realizzazione del campo agrovoltaico in agro nel comune di Mineo (CT) alla località "Masseria Modichella" - "Contrada Mongialino". Si può ritenere che per tutta la durata dell'impianto, la produzione media annuale stimata e attesa sarà pari a 52'000 MWh/anno.