

IMPIANTO PIETROLUPO 04

Comune di MINEO (CT)

Località "Contrada Torretta" - "Torretta Mongialino"

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

OGGETTO

Codice: ITS_PTL04	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	Maggio 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	Maggio 2022	Emissione	AC	QV/AS/DR	QI

ITS_PTL04_A14_Relazione calcolo producibilità impianto.doc	ITS_PTL04_A14_Relazione calcolo producibilità impianto.pdf
--	--

INDICE

PREMESSA.....	2
1. INQUADRAMENTO DEL PROGETTO.....	2
2. REGIME DI “INSOLAZIONE” DEL SITO	3
3. CALCOLO DI PRODUCIBILITÁ.....	5
3.1 SOFTWARE UTILIZZATO	5
3.2 RADIAZIONE SOLARE MEDIA ANNUA	5
3.3 PERDITE DEL SISTEMA	7
3.3.1. Perdite per ombreggiamento	7
3.3.2. Perdite per basso irraggiamento.....	7
3.3.3. Perdite per temperatura.....	8
3.3.4. Perdite per qualità del modulo fotovoltaico.....	8
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 sul sistema di conversione.....	9
3.4 Producibilità del sistema.....	10
4. CONCLUSIONI	11

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°118'908 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°118'908 pannelli fotovoltaici aventi potenza unitaria fino a 665 Wp, per una potenza complessiva di impianto pari a circa 70 MWp. Il pannello fotovoltaico scelto per il presente progetto ha dimensioni 2384 x 1303 x 35 mm.

Le coordinate geografiche che individuano il punto centrale del sito destinato alla realizzazione del progetto in esame sono fornite nel sistema UTM WGS 84 e sono le seguenti:

- Longitudine: 466201.00 m E;
- Latitudine: 4131424.00 m N.

Di seguito si riporta uno 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.

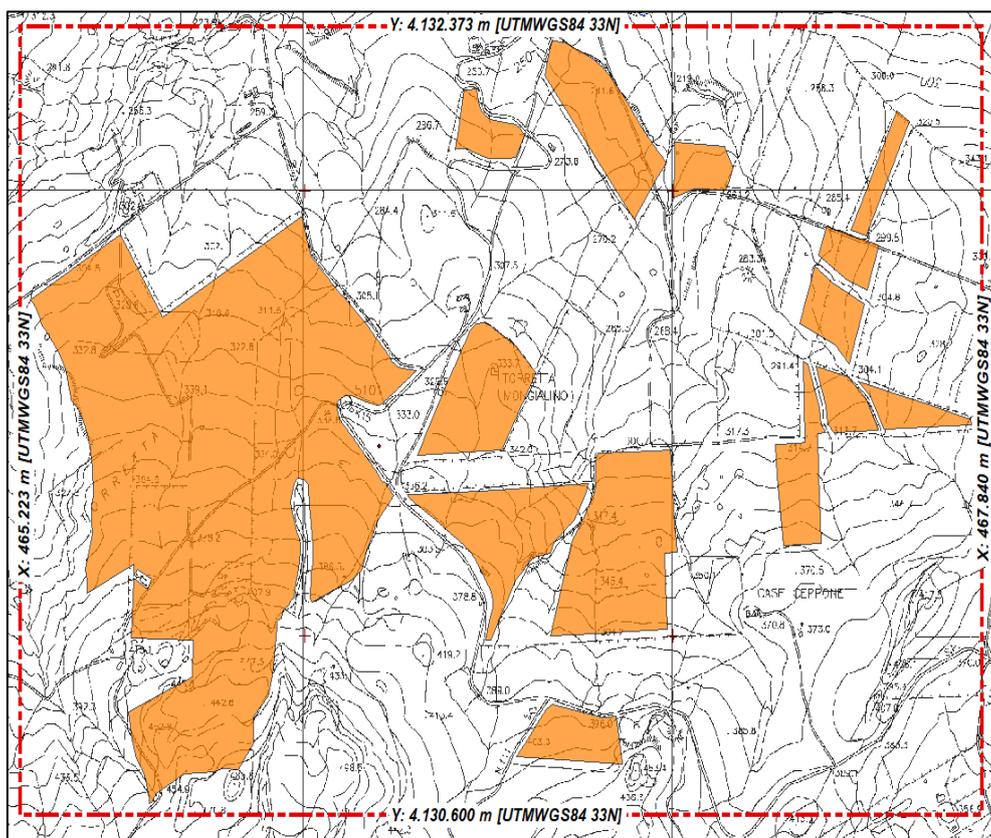


Figura 1: coordinate geografiche del perimetro racchiudente l'area di progetto fornite nel sistema di riferimento UTM WGS84

2. REGIME DI "INSOLAZIONE" DEL SITO

Per la valutazione del potenziale fotovoltaico del sito è possibile rifarsi alla carta fornita dal *Joint Research Centre* (JRC) relativa all'irradiazione globale media annua [$kWh/m^2*annuo$] che per il comune di Ramacca¹ (CT) risulta essere maggiore di 1350, valore che si attesterebbe attorno a 1500 se si considerasse invece un'inclinazione ottimale dei pannelli (Figura 3) piuttosto che quella orizzontale (Figura 2).

¹ Pur essendo l'impianto ricadente all'interno del territorio comunale di Mineo si fa, per le condizioni di irraggiamento, riferimento al più vicino comune di Ramacca, infatti, mentre la distanza dal comune di Mineo risulta esser pari a circa 11.5 km, dal comune di Ramacca risulta di circa 6 km.

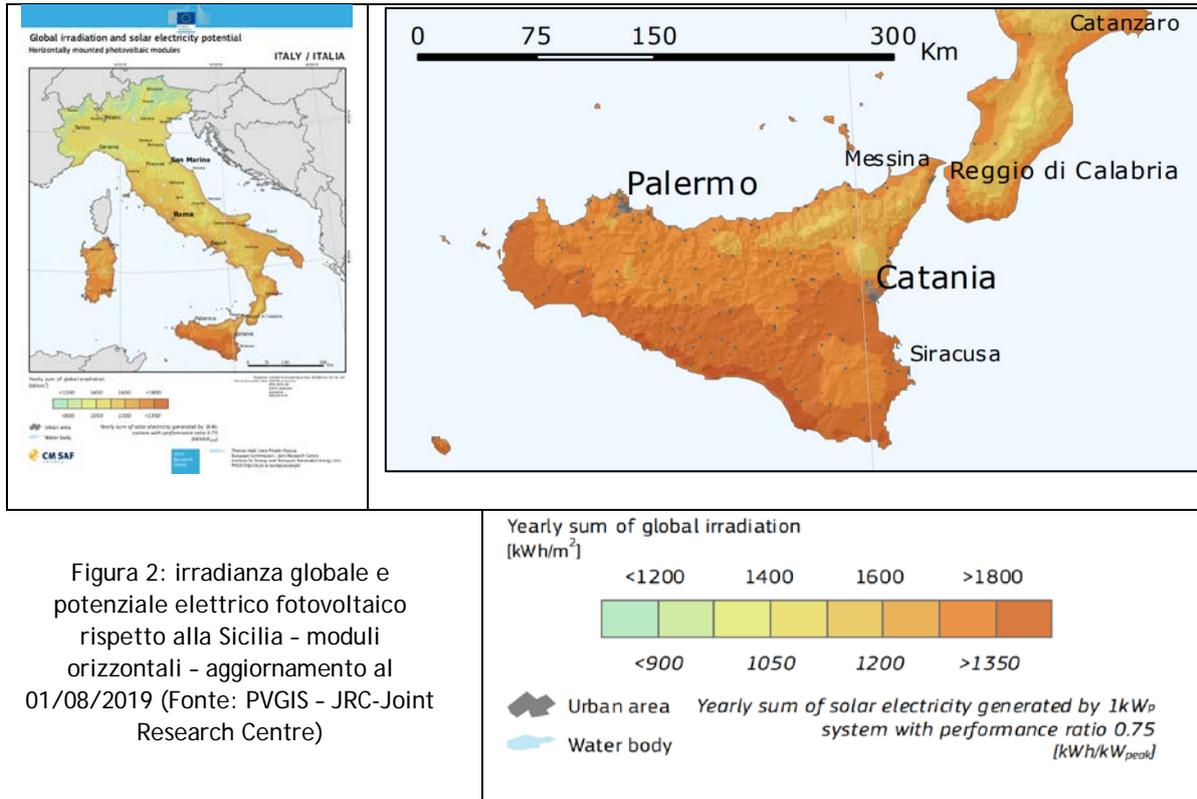


Figura 2: irradianza globale e potenziale elettrico fotovoltaico rispetto alla Sicilia - moduli orizzontali - aggiornamento al 01/08/2019 (Fonte: PVGIS - JRC-Joint Research Centre)

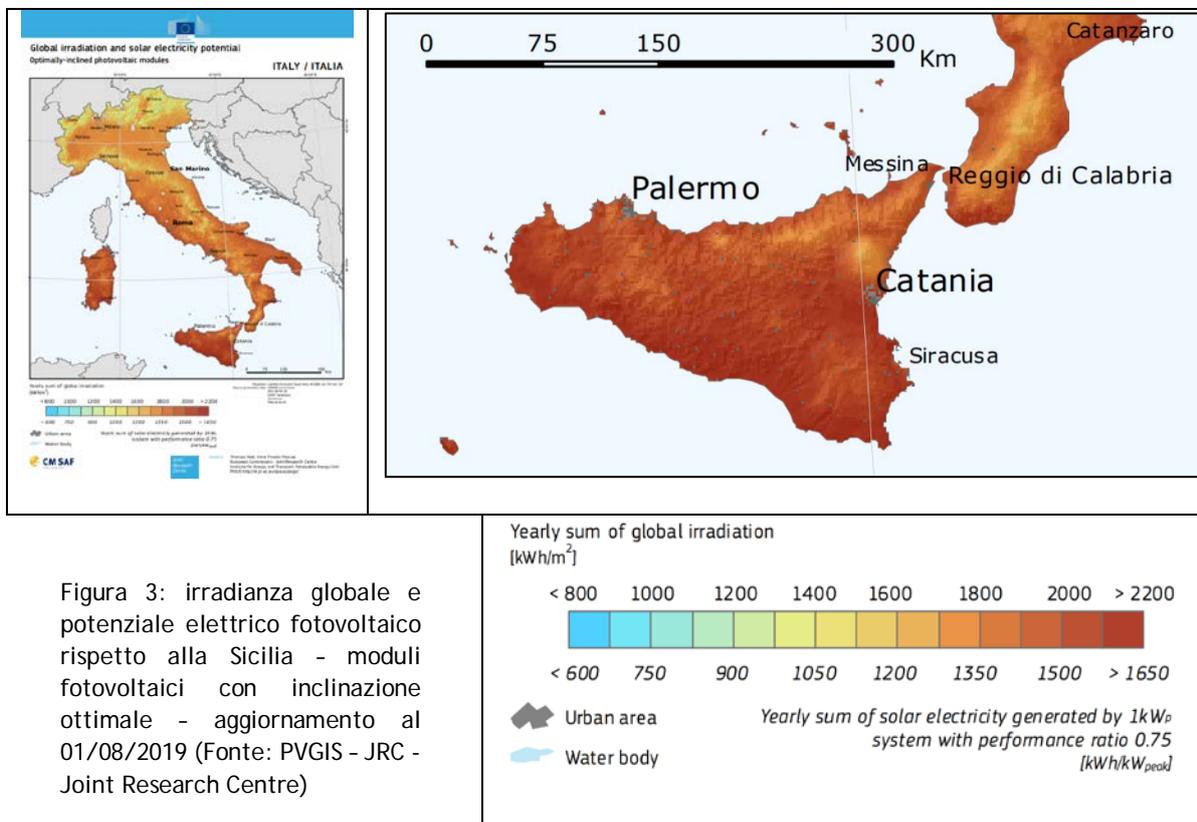


Figura 3: irradianza globale e potenziale elettrico fotovoltaico rispetto alla Sicilia - moduli fotovoltaici con inclinazione ottimale - aggiornamento al 01/08/2019 (Fonte: PVGIS - JRC - Joint Research Centre)

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. 7.2.14.

Pvsyst è un software pensato per lo studio, il dimensionamento e l'analisi dei dati di un impianto fotovoltaico completo, che può trattare di impianti isolati o connessi a rete. 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 pone 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);
- Tipi di inverter;
- Ombreggiamento.

3.2 RADIAZIONE SOLARE MEDIA ANNUA

Il database internazionale MeteoNorm rende disponibili i dati meteorologici per la località di "Borgo Pietrolupo", nel Comune di Mineo (CT): 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 4) si riportano i dati meteorologici assunti per la presente simulazione.

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	GWh	GWh	ratio
Gennaio	63.6	27.83	10.22	83.0	69.0	4.64	4.57	0.786
Febbraio	82.6	42.45	10.30	102.7	90.4	6.03	5.94	0.827
Marzo	128.7	61.62	12.70	162.8	147.3	9.67	9.52	0.835
Aprile	162.6	75.75	15.19	207.0	191.8	12.31	12.12	0.836
Maggio	198.2	83.90	19.20	257.2	241.7	15.08	14.83	0.824
Giugno	200.2	81.08	23.46	262.8	247.7	15.17	14.92	0.811
Luglio	215.7	81.80	26.85	284.9	268.6	16.16	15.88	0.796
Agosto	191.2	75.78	27.21	248.8	232.9	14.08	13.84	0.795
Settembre	147.6	60.91	23.62	193.1	174.9	10.87	10.69	0.791
Ottobre	107.8	49.02	20.18	136.5	121.0	7.73	7.61	0.796
Novembre	69.7	38.09	15.44	85.6	72.9	4.80	4.73	0.789
Dicembre	58.7	29.21	11.78	71.4	60.0	4.02	3.96	0.792
Anno	1626.5	707.42	18.06	2095.9	1918.1	120.57	118.61	0.808

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 4: Dati meteorologici

Il grafico che segue (Figura 5) mostra le altezze massime e minime del sole nell'arco dell'anno, e il diagramma delle 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. Sulla base dei modelli DTM tridimensionali del terreno, è stato elaborato il profilo del terreno per la determinazione delle ombre lontane, che di seguito si riporta.

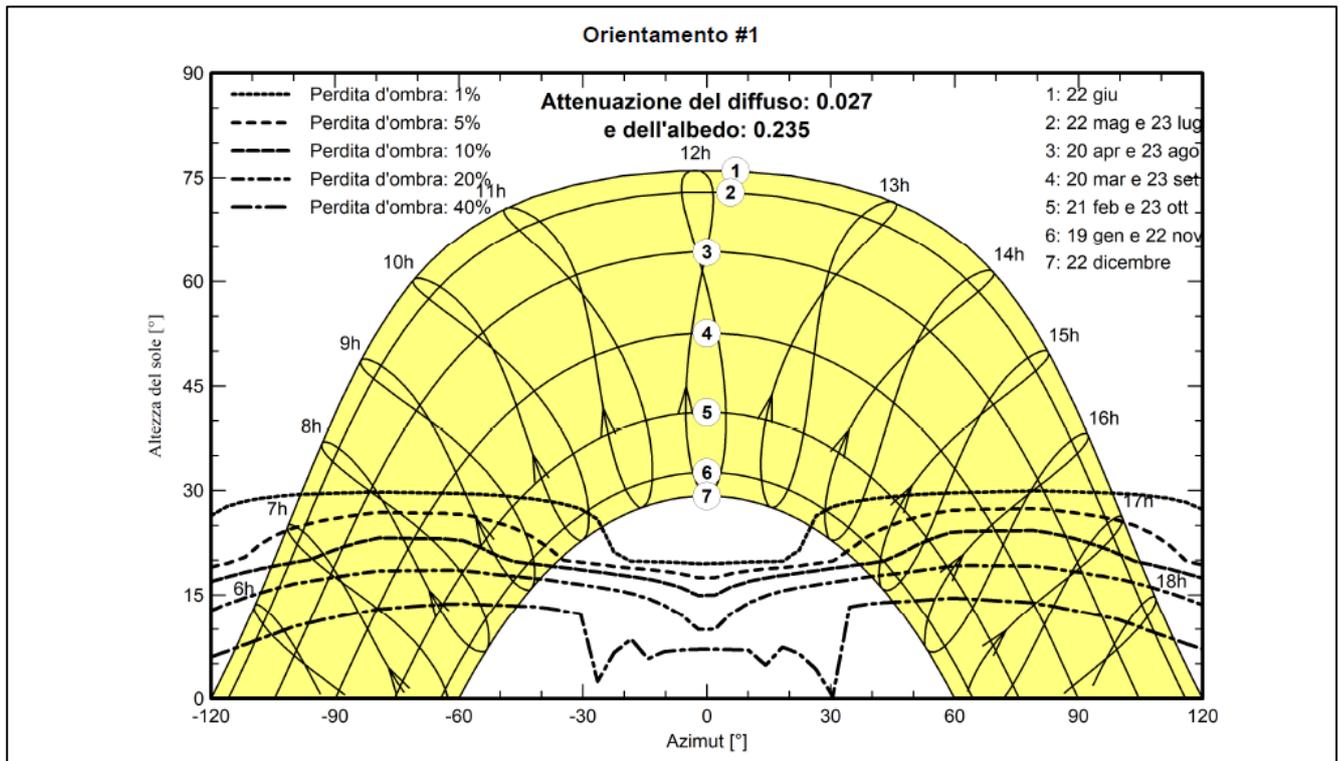


Figura 5: Diagramma clinometrico

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 -7,49%.

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/m^2 e η_n l'efficienza all'irraggiamento nominale di $1000 W/m^2$.

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.

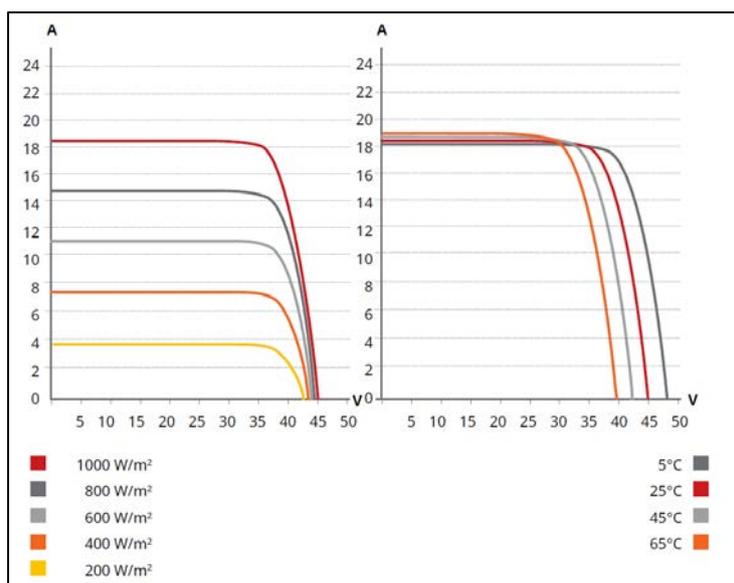


Figura 6: Comportamento dei moduli in funzione del livello di irraggiamento

Sulla scorta di tali considerazioni, il valore delle perdite per basso irraggiamento attraverso le simulazioni nel software PVSyst risulta essere pari a -0,50%.

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.

In sede di progetto definitivo è stata effettuata una valutazione di tale parametro, sulla base dei dati climatici aggiornati del sito (database Meteonorm), e della curva del comportamento dei moduli scelti (in funzione della temperatura), ottenendo un valore di calcolo pari a -7,6%.

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, -0% + 3% sulla potenza nominale di 400W. 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 -1,05%.

3.3.8. Perdite sul sistema di conversione

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 -1,62%.

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.

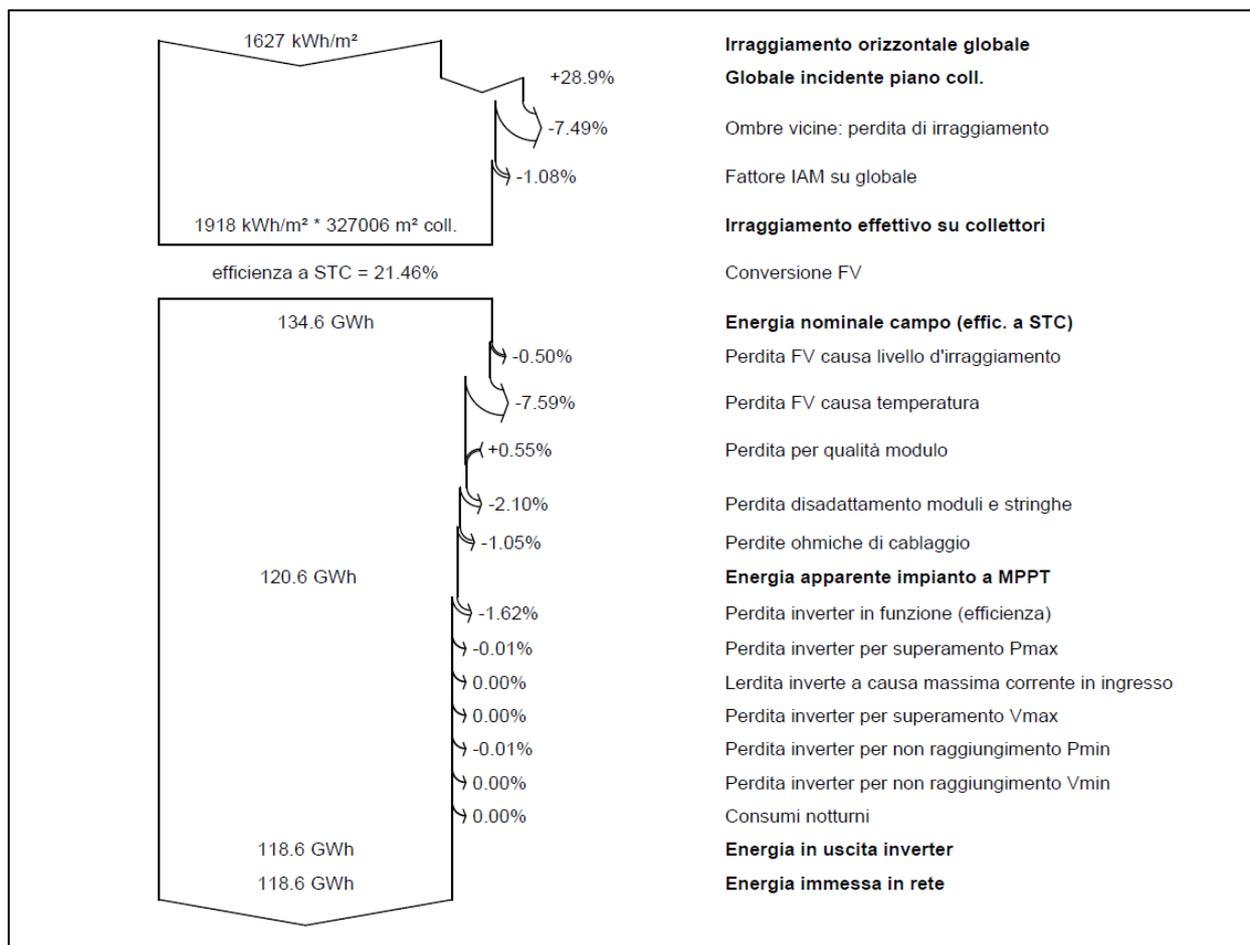


Figura 7: Diagramma delle perdite

3.4 Producibilità 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 119.000 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 80,80 % al primo anno di esercizio.

4. CONCLUSIONI

Nel presente documento è stata fatta la valutazione del potenziale fotovoltaico dell'area di realizzazione del campo fotovoltaico da realizzarsi nel comune di Mineo (CT). Si può ritenere che per tutta la durata dell'impianto, la produzione media annuale sarà pari a 119'000 MWh/anno.