



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

IMPIANTO LIBERTINIA 01

Comune di RADDUSA (CT)

Località "Pietra Pizzuta"

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

### OGGETTO

Codice: ITS_LBT01	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	Giugno 2023

### Progettazione

### Progettisti

Ing. Vassalli Quirino



Ing. Speranza Carmine Antonio



### Proponente



ITS TURPINO S.r.l.  
Via Sebastiano Catania  
n°317 - 95123 Catania  
P.IVA 05766360878

### Rappresentante legale

Emmanuel Macqueron

### REVISIONI

Rev.	Data	Descrizione	Elaborato	Controllato	Approvato
00	Giugno 2023	Emissione PUA	AM	QI	QI

ITS\_LBT01\_A14\_Relazione calcolo producibilità impianto.doc

ITS\_LBT01\_ A14\_Relazione calcolo producibilità impianto.pdf

Il presente elaborato è di proprietà di ITS TURPINO S.r.l. Non è consentito riprodurlo o comunque utilizzarlo senza autorizzazione di ITS TURPINO S.r.l.



## INDICE

<b>PREMESSA</b> .....	3
<b>1. INQUADRAMENTO DEL PROGETTO</b> .....	3
<b>2. REGIME DI “INSOLAZIONE” DEL SITO</b> .....	4
<b>3. CALCOLO DI PRODUCIBILITÀ</b> .....	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.....	8
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 .....	9
3.4. Diagramma riepilogativo .....	10
3.5. Producibilità del sistema.....	11
<b>4. CONCLUSIONI</b> .....	11

## PREMESSA

La proponente ITS TURPINO SRL è titolare di un progetto agrivoltaico da realizzare nel comune di Raddusa (CT). Il progetto agrivoltaico prevede l'installazione di n° 65'743 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, "Chiaromonte 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 TURPINO Srl, ricade nel territorio comunale di Raddusa (CT), mentre le opere di connessione alla RTN sono da localizzarsi nel Comune di Ramacca (CT).

Il progetto fotovoltaico prevede l'installazione di n° 65'743 pannelli fotovoltaici aventi potenza unitaria fino a 665 Wp, per una potenza complessiva di impianto pari a circa 37 MW. Il pannello fotovoltaico scelto per il presente progetto ha dimensioni 2384 x 1303 x 35 mm.

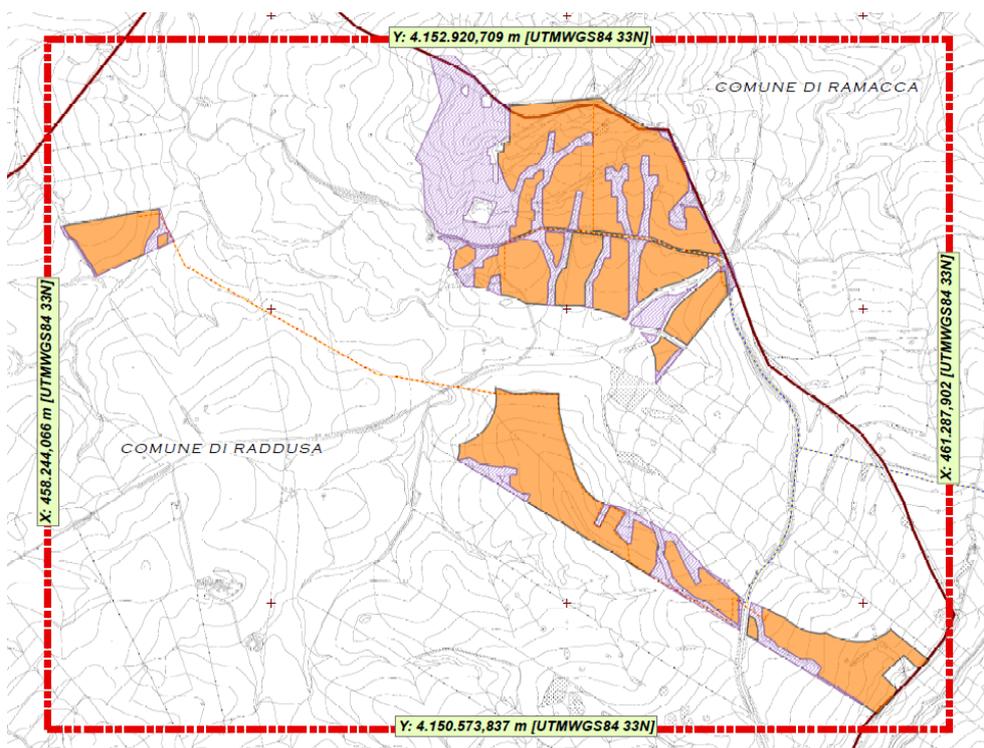
Le coordinate geografiche che individuano il perimetro del sito destinato alla realizzazione del progetto sono fornite nel sistema UTM WGS84 e sono riportate in Tabella 1.

	X (long.)	Y (lat.)
UPPER LEFT	458.244	4.152.921
LOWER RIGHT	461.288	4.150.574

Tabella 1: (a sin) coordinate geografiche dell'area afferente all'impianto agrivoltaico di progetto

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: (a dx) coordinate geografiche del perimetro racchiudente l'area di progetto fornite nel sistema di riferimento UTM WGS84 - stralcio dell'elaborato grafico "TAVA12a16 - Carta con localizzazione georeferenziata")



## 2. REGIME DI "INSOLAZIONE" DEL SITO

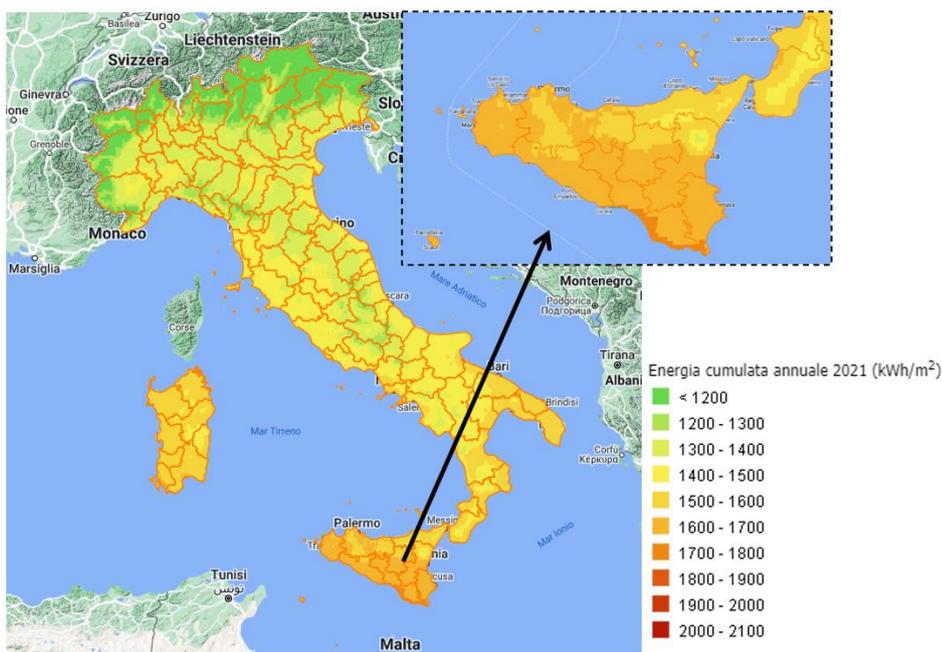


Figura 2: Regime insolazione anno 2021

Si riporta qui di fianco (a sin) 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>.

### **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.

Si riportano di seguito i risultati principali della simulazione - Figura 3.

Balances and main results								
	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	70.6	31.05	8.90	107.7	92.0	3821882	3750701	0.797
February	84.0	38.00	11.22	121.5	106.8	4347120	4267355	0.804
March	125.1	47.75	10.45	177.9	160.2	6460177	6345032	0.816
April	166.1	63.03	13.94	225.9	208.5	8113462	7172792	0.726
May	202.7	67.60	18.11	270.7	249.9	9580042	8619155	0.728
June	218.2	63.79	22.10	290.0	270.6	10212978	10025807	0.791
July	237.3	60.56	25.47	323.0	300.7	11175290	10967739	0.777
August	208.3	62.93	26.02	288.0	265.9	9926170	9740180	0.774
September	145.8	52.87	23.24	202.1	184.9	7081372	6229760	0.705
October	104.1	45.99	16.68	153.0	133.7	5330734	5231723	0.782
November	71.6	30.75	14.17	107.1	92.5	3774282	3702561	0.791
December	65.0	28.01	9.84	102.6	86.5	3590819	3522260	0.785
Year	1699.0	590.34	16.70	2369.4	2150.2	83415227	79575065	0.768

<b>Legends</b>			
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		

Figura 3: Dati e risultati ottenuti da PVSyst vers. 7.2.17

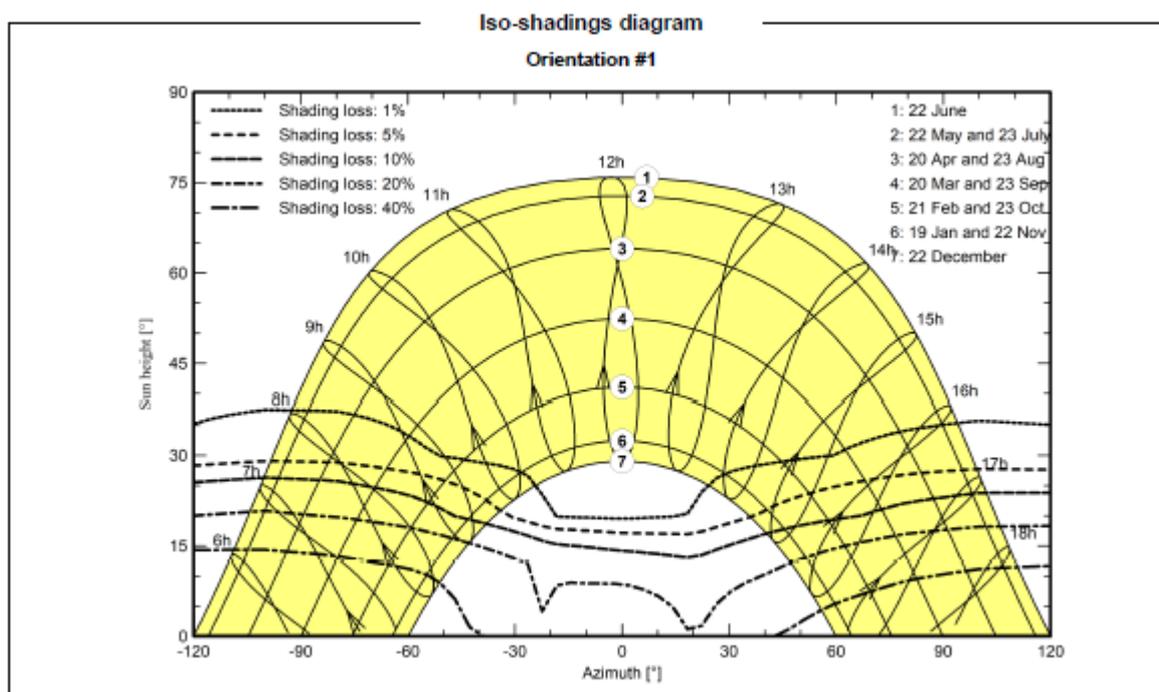


Figura 4: Diagramma delle iso - ombre ottenuto con PVSyst vers. 7.2.17

Il software PVSyst vers. 7.2.17 ha consentito anche di analizzare le ombre dovute al paesaggio circostante restituendo il risultato sotto forma di grafico - Figura 4; trattasi di un diagramma

orientativo, che tiene conto della posizione del sito e delle interferenze con l'ambiente circostante.

### 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 di quelle 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 *-6,08% 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/m<sup>2</sup> 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<sup>2</sup>
- $\eta_n$ , 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 si riporta (Figura 5), 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 *-0,43%*.

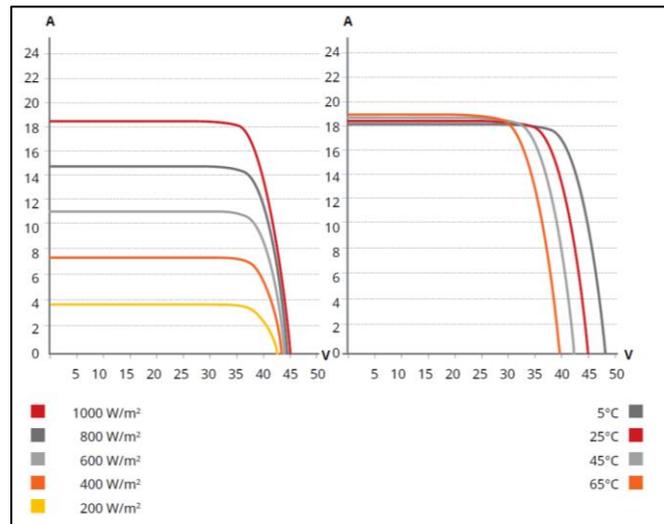


Figura 5: Comportamento dei moduli in funzione del livello di irraggiamento

### 3.3.3. Perdite per temperatura

Le perdite per temperatura sono legate alla diversa performance che hanno i moduli in relazione ai vari regimi 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  $-4,94\%$ .

### 3.3.4. Perdite per qualità del modulo fotovoltaico

Tale valore tiene in considerazione la tolleranza sulla potenza nominale del modulo fotovoltaico; in particolare, il modulo proposto in progetto si desume abbia 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 il criterio di pesatura siffatto, con la tolleranza positiva del modulo in progetto, il valore di tali perdite è risultato essere pari a  $+0,55\%$  che si traduce dunque in un guadagno prestazionale.

### 3.3.5. Perdite per mismatch del generatore fotovoltaico

Le perdite del generatore fotovoltaico dovute al “*mismatch*” sono perdite relative alla naturale disomogeneità delle prestazioni elettriche fornite dai vari moduli che compongono ciascuna

stringa fotovoltaica; il mismatch viene dunque a crearsi tra una stringa e l'altra. La disposizione delle strutture, la distribuzione spaziale dei quadri stringbox, l'ottimizzazione delle linee elettriche DC, sono tutti elementi che concorrono a far sì che le prestazioni elettriche fra una stringa e l'altra - tra loro differenti - risultino minimizzati. Il valore di perdita ottenuto dal calcolo effettuato è di un valore pari a  $-2,11\%$ .

### **3.3.6. Degradamento 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 mantenendo un degrado costante negli anni seguenti. La tipologia di moduli in progetto presenta una garanzia sulla produzione massima al primo anno d'esercizio - pari al  $98\%$  - ed 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 oltreché al loro cablaggio. Sulla base del progetto elettrico dell'impianto, con il dimensionamento e la verifica delle linee elettriche BT, grazie inoltre 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 risultato esser pari a  $-1,16\%$ .

### **3.3.8. Perdite inverter in funzione**

Le perdite dell'inverter sono dovute alla curva di efficienza degli stessi la quale dipende a sua volta dalla potenza in uscita e quindi - in funzione delle condizioni di irraggiamento del sito e di quelle del carico - dal progetto della macchina. La stima è funzione del tipo di convertitore utilizzato, della marca e dello schema di trasformazione. Secondo i calcoli effettuati sulle perdite di rete - con il software PVSyst - imputando nel modello di calcolo i dati dell'inverter di progetto, le perdite calcolate sono risultate esser pari a  $-1,46\%$ .

### 3.4. Diagramma riepilogativo

Tutte le perdite sopra elencate si possono trovare in un'apposita sezione all'interno del software PVSyst: esse possono essere impostate dall'utente oppure rimanere invariate rispetto alle impostazioni di default che il software stesso suggerisce.

Il Software infine presenta - nel report finale - un diagramma dettagliato delle perdite; tale diagramma risulta utile nella valutazione conclusiva di un lavoro di simulazione in quanto funzionale all'estrapolazione delle informazioni su quali fattori siano più significativi nella produzione e nella perdita di energia. Il diagramma finale prodotto per il progetto in esame viene riportato di seguito - Figura 6.

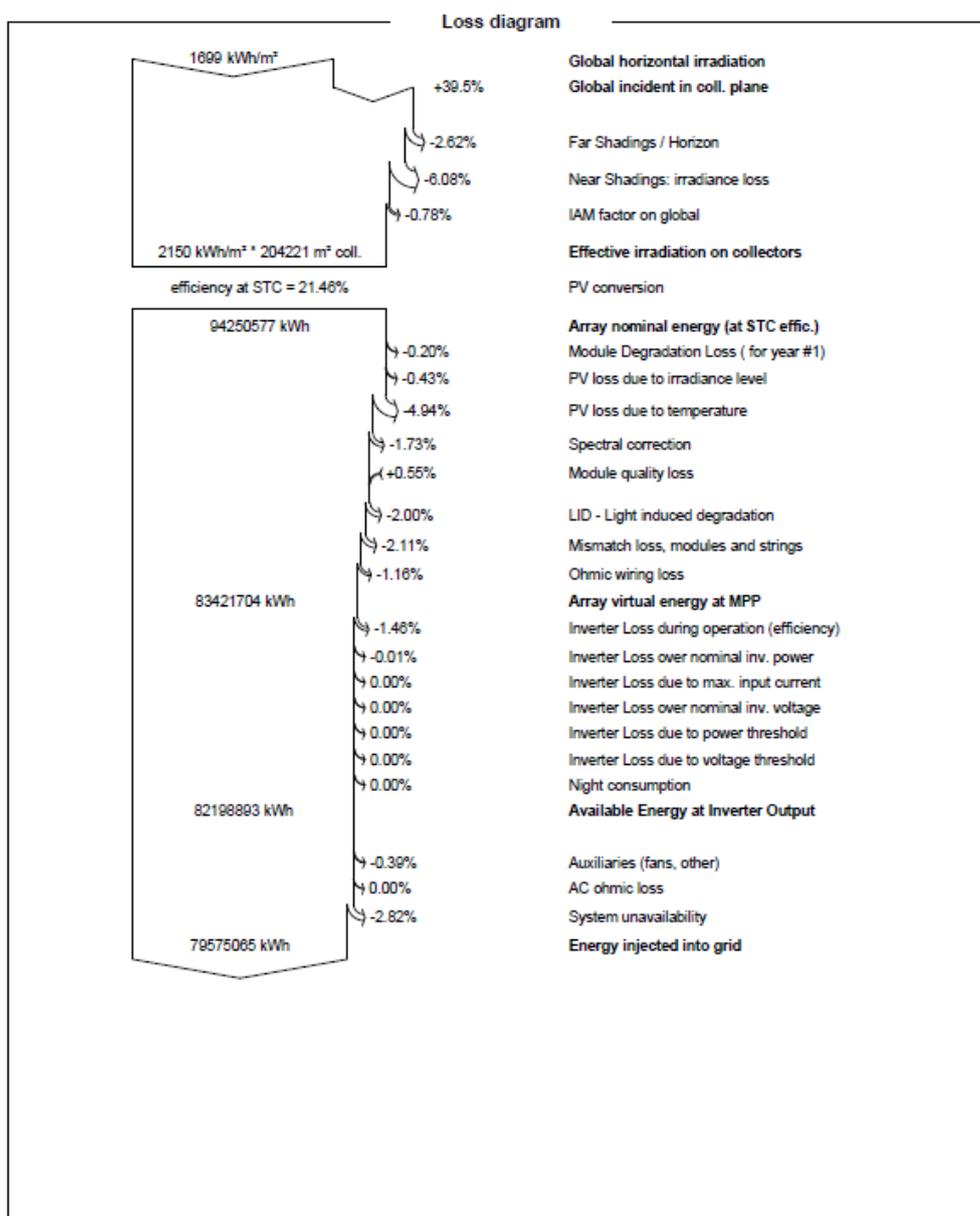


Figura 6: Diagramma riassuntivo delle perdite ottenuto per il progetto in esame con PVSyst

### 3.5. 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 esser pari a *79'575 MWh/anno*. In base alle perdite calcolate - e sopra illustrate - l'impianto in progetto consente di ottenere un indice di rendimento (Performance Ratio PR) pari a *76.82 %* al primo anno di esercizio.  
- Figura 7.

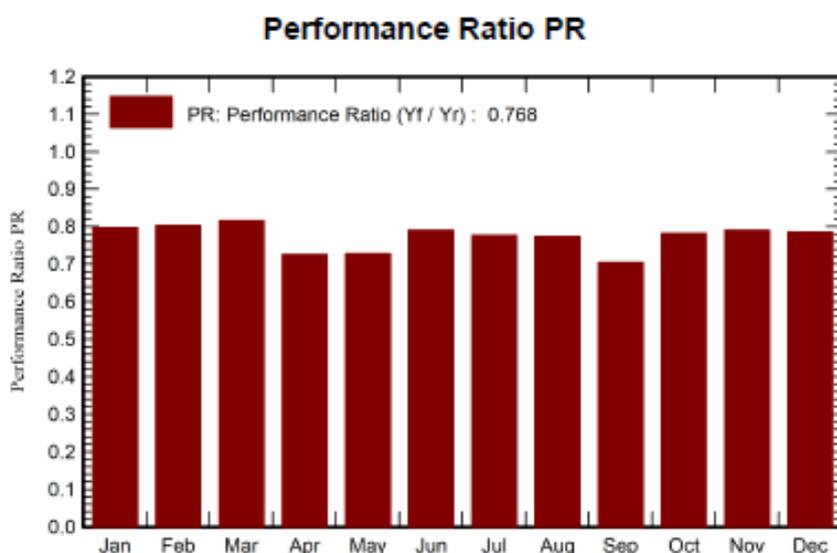


Figura 7: Performance Ratio - Rendimento PR calcolato con PVSyst per il progetto in esame

## 4. CONCLUSIONI

Nel presente documento è stata fatta la valutazione del potenziale fotovoltaico dell'area di realizzazione del campo agrivoltaico da realizzarsi nel comune di Raddusa (CT). Si può ritenere che per tutta la durata dell'impianto, la produzione media annuale sarà pari a *79'575 MWh/anno*.