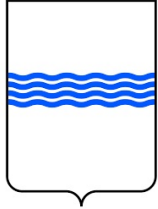


PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO FOTOVOLTAICO
E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN

POTENZA NOMINALE 20 MW

REGIONE
BASILICATA



PROVINCIA
di POTENZA



COMUNE di
POTENZA



Località "Case Brescia"

Scala:

Formato Stampa:

-

-

PROGETTO DEFINITIVO

ELABORATO

A.14

Relazione calcolo producibilità impianto

Progettazione:

Committenza:



R.S.V. Design Studio S.r.l.

Piazza Carmine, 5 | 84077 Torre Orsaia (SA)
P.IVA 05885970656
Tel./fax: +39 0974 985490 | e-mail: info@rsv-ds.it



ITS POTENZA S.r.l.

Via Vincenzo Verrastrò, 15a | 85100 Potenza (PZ)
P.IVA 02054900762
Indirizzo pec: its.potenza.srl@pec.it



Catalogazione Elaborato

A14_ITS_PTZ02_Relazione calcolo producibilità impianto.docx

A14_ITS_PTZ02_Relazione calcolo producibilità impianto.pdf

Data:

Motivo della revisione:

Redatto:

Controllato:

Approvato:

Giugno 2023

Prima emissione

AV

RSV

ITS Potenza

⌘ ⌘ _____ ⌘ ⌘

α α _____ α α

SOMMARIO

PREMESSA	2
A INQUADRAMENTO DEL PROGETTO.....	2
B REGIME DI “INSOLAZIONE” DEL SITO.....	3
C CALCOLO DI PRODUCIBILITÀ	6
D CONCLUSIONI	13

PREMESSA

La proponente ITS Potenza SRL è titolare di un progetto agrifotovoltaico da realizzare in agro nel comune di Potenza (PZ), in località “Case Brescia”. Il progetto è concepito come *agrifotovoltaico* e prevede l’installazione di n°30’000 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, essa prevede che l’impianto venga collegato in antenna a 150 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN, denominata “Avigliano”, da inserire in entra - esce alle linee a 150 kV della RTN “Avigliano - Potenza” e “Avigliano - Avigliano C.S.”, previa realizzazione di due nuovi elettrodotti della RTN a 150 kV di collegamento tra la nuova SE suddetta e la SE di Vaglio e un nuovo elettrodotto a 150 kV della RTN di collegamento tra le SE di Vaglio, Oppido e Genzano.

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.

| A | INQUADRAMENTO DEL PROGETTO

Il parco fotovoltaico proposto dalla ITS Potenza Srl, ricade nel territori comunale di Potenza (PZ), in ricadono anche le opere di connessione alla RTN.

Il progetto fotovoltaico prevede l’installazione di n°30’000 pannelli fotovoltaici aventi potenza unitaria fino a 665 Wp, per una potenza complessiva nominale di 20 MW. Il pannello fotovoltaico scelto per il presente progetto ha dimensioni 2384 x 1303 x 33 mm. La superficie coperta dall’impianto è pari a circa 24 ha, con un tasso di utilizzo del 39 % circa, in quanto le aree escluse da condizionamenti sulle quali verrà effettuata la posa dei pannelli è pari a circa 22.13 ha, mentre l’area captante è pari a 9.32 ha.

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

- Longitudine: 566666.813 m E;
- Latitudine: 4508721.206 m N.



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

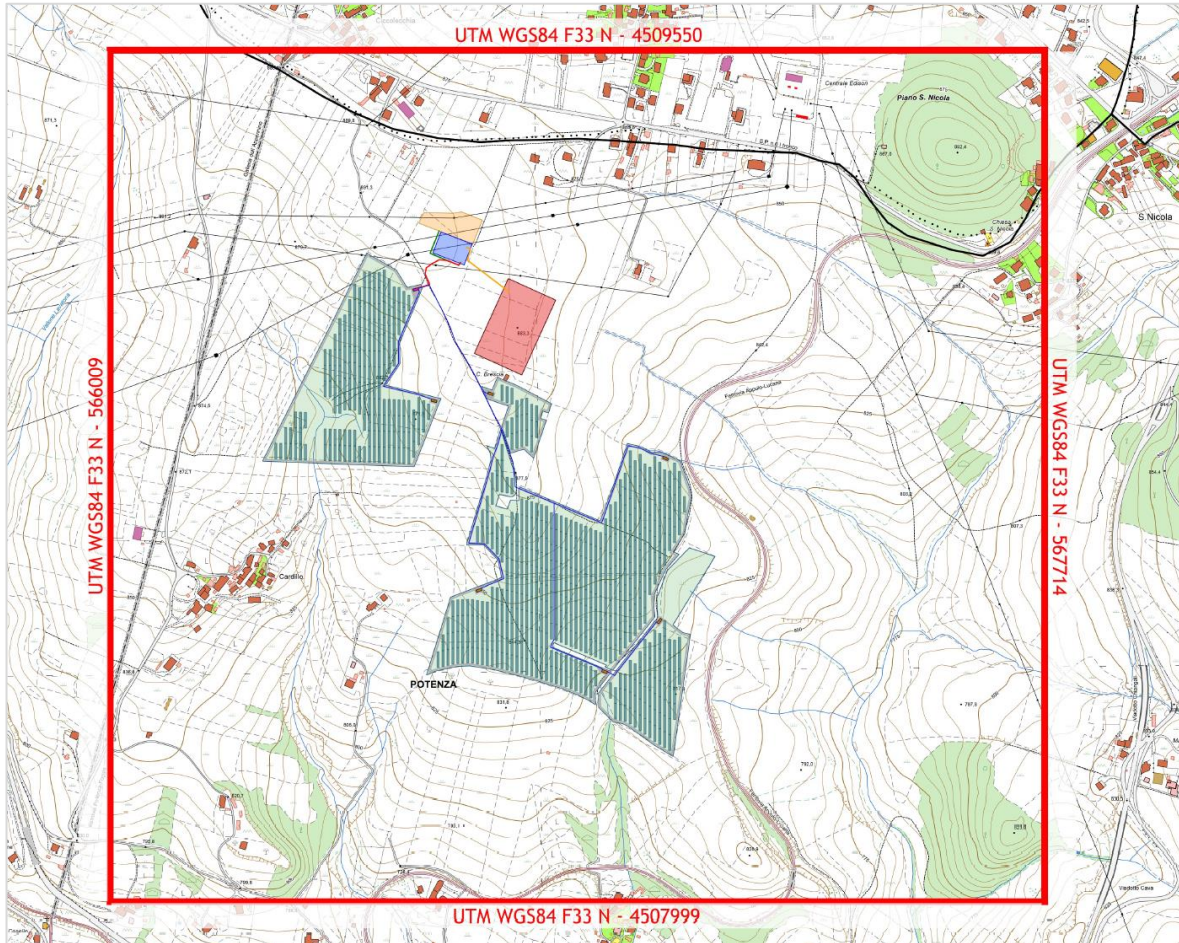


FIGURA 1. Coordinate geografiche del perimetro racchiudente l'area di progetto fornite nel sistema di riferimento UTM WGS84

| B | 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/m²*annuo] che per il comune di Potenza (PZ) risulta essere maggiore di **1200**, valore che si attesterebbe attorno a 1400 se si considerasse invece un'inclinazione ottimale dei pannelli (Figura 3) piuttosto che quella orizzontale (Figura 2).

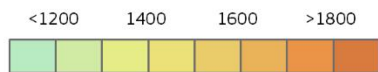


Global irradiation and solar electricity potential
Horizontally mounted photovoltaic modules

ITALY / ITALIA



Yearly sum of global irradiation
[kWh/m²]



<900 1050 1200 >1350

Urban area
Water body

Yearly sum of solar electricity generated by 1kW_p
system with performance ratio 0.75
[kWh/kW_{peak}]

Projection: Lambert Azimuthal Equal Area, WGS84, lat 52° lon 10°
Source of ancillary data: CORINE Land Cover
DTM SRTM-30
GISCO database
Geonames
Natural Earth



Authors: Thomas Huld, Irene Pinedo-Pascua
European Commission • Joint Research Centre
Institute for Energy and Transport, Renewable Energy Unit
PVGIS <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

FIGURA 2. Irradianza globale e potenziale elettrico fotovoltaico - moduli orizzontali - aggiornamento al 01/08/2019 (fonte:European Commission - PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM - https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_download/map_index.html)



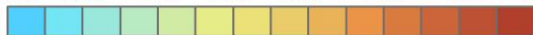
Global irradiation and solar electricity potential Optimally-inclined photovoltaic modules

ITALY / ITALIA



Yearly sum of global irradiation
[kWh/m²]

< 800 1000 1200 1400 1600 1800 2000 > 2200



< 600 750 900 1050 1200 1350 1500 > 1650

Urban area
Water body

Yearly sum of solar electricity generated by 1kW_p
system with performance ratio 0.75
[kWh/kW_{peak}]

Projection: Lambert Azimutal Equal Area, WGS84, lat 52° lon 10°
Source of ancillary data: CORINE Land Cover, DTM SRTM-30, GISCO database, Geonames, Natural Earth



Authors: Thomas Huld, Irene Pinedo-Pascua
European Commission - Joint Research Centre
Institute for Energy and Transport, Renewable Energy Unit
PVGIS <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

FIGURA 3. Irradianza globale e potenziale elettrico fotovoltaico - moduli con inclinazione ottimale - aggiornamento al 01/08/2019 (fonte:European Commission - PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM - https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_download/map_index.html)

| C | *CALCOLO DI PRODUCIBILITÀ*

Il calcolo della producibilità è stato effettuato impostando il modello del sistema nel software di simulazione PVSyst vers. 7.3.1.

Pvsyst è un software pensato per lo studio, il dimensionamento e l'analisi dei dati di un impianto fotovoltaico completo, che può trattare 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 la facile importazione dei dati, in modo tale che l'utente abbia la possibilità di eseguire simulazioni di impianti e di compararle tra loro 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.

Tra gli input richiesti dal programma si elencano i più importanti:

- 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.

Il database internazionale MeteoNorm rende disponibili i dati meteorologici per le località di progetto: 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.

α . . . α . . . _____ . . . α . . . α

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	51.3	27.29	2.81	71.0	66.2	1305836	1278762	0.901
February	66.5	33.14	3.00	89.5	83.9	1638483	1609392	0.899
March	119.0	50.19	5.65	157.8	149.3	2726165	2686743	0.851
April	143.2	68.17	8.96	185.2	175.8	3088972	3046312	0.823
May	180.9	83.79	13.40	229.4	219.0	3720454	3670713	0.800
June	195.5	78.38	17.92	250.2	239.0	3890865	3841690	0.768
July	208.4	76.40	21.09	268.5	256.3	4115847	4064688	0.757
August	186.7	70.74	21.10	246.2	234.7	3871558	3823125	0.776
September	131.8	63.12	15.50	172.1	162.6	2924171	2884519	0.838
October	98.2	45.27	12.34	132.2	124.2	2324486	2289535	0.866
November	57.6	26.91	7.81	82.0	76.0	1463159	1434270	0.875
December	45.4	22.37	4.16	66.1	60.9	1194625	1168894	0.884
Year	1484.5	645.76	11.20	1950.2	1847.9	32264621	31798644	0.815

Legends

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 4. Dati meteorologici

Il grafico che segue 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.

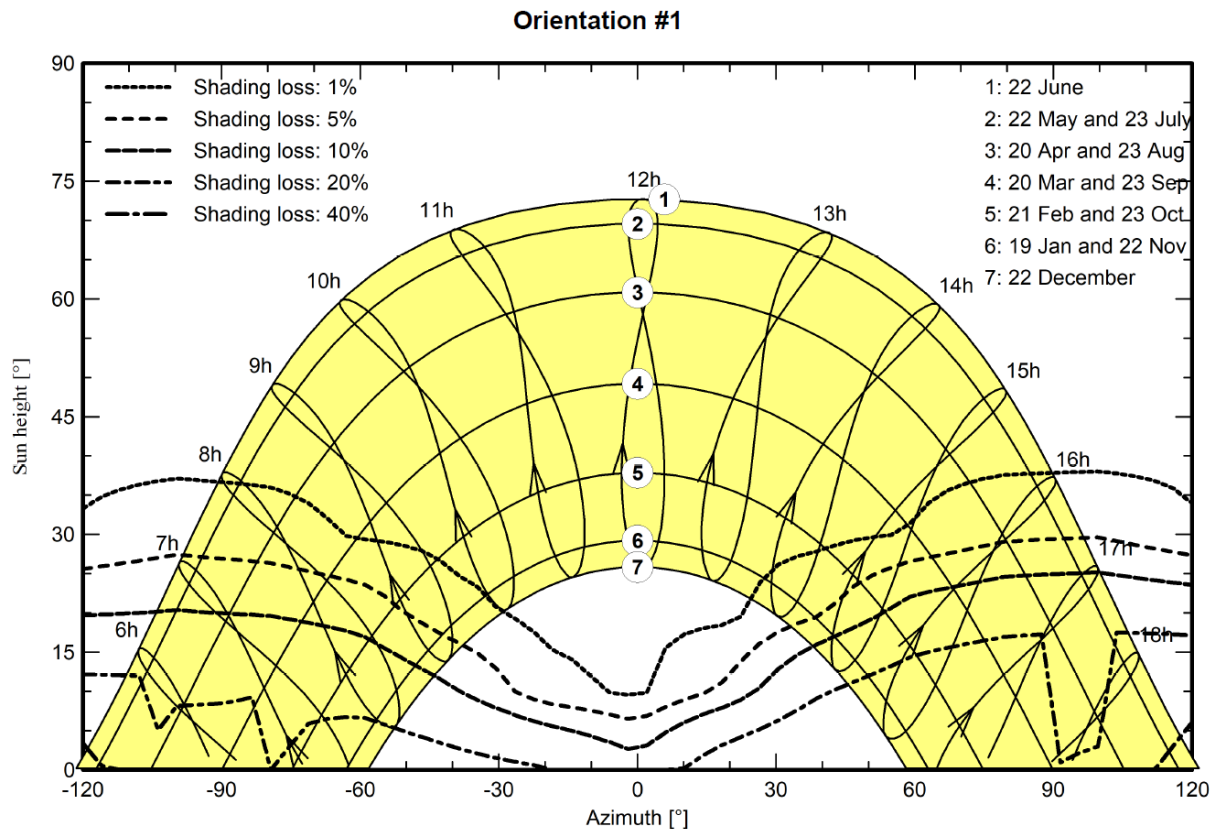


FIGURA 5. Diagramma clinometrico

Per quanto riguarda le perdite di sistema, sono di seguito illustrati i calcoli e le considerazioni per ciascuna componente:

- **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. Tenuto conto della distribuzione spaziale delle strutture, il valore individuato in sede di progettazione definitiva risulta pari a pari a -3.51%.

- **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:

α α _____ α α

I = irraggiamento in W/m^2

η_n = 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.

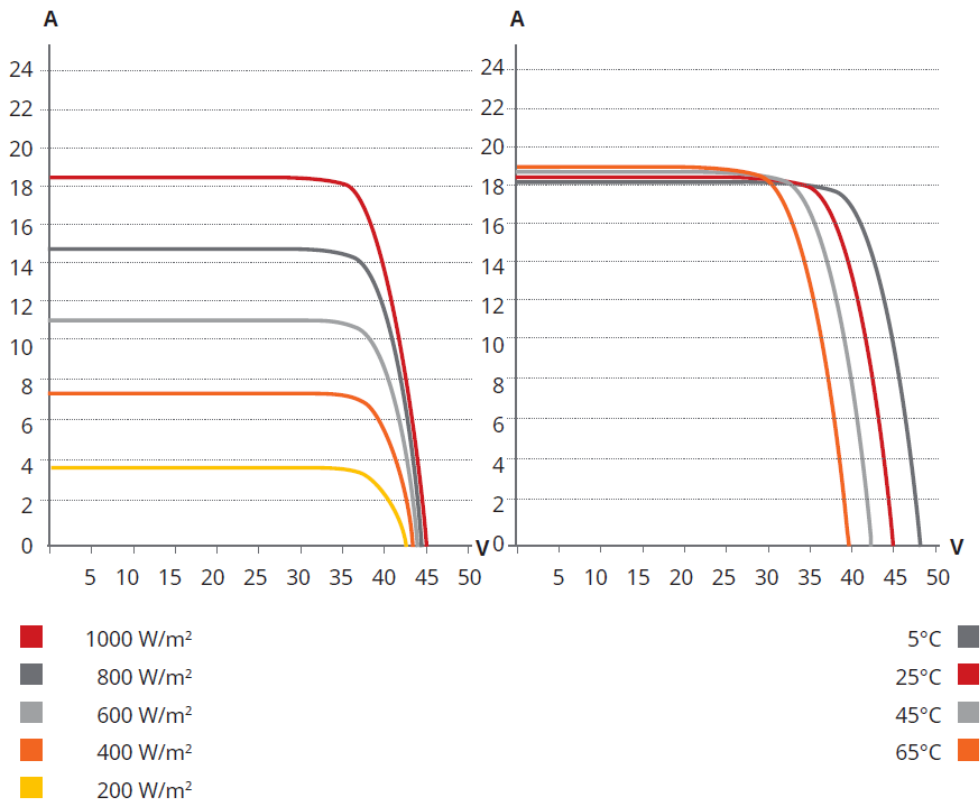


FIGURA 6. Comportamento dei moduli in funzione del livello di irraggiamento

Sulla scorta di tali considerazioni, il valore delle perdite per basso irraggiamento attraverso le simulazioni nel software PVSystem risulta essere pari a -0,61%.

- **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.

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 -5.28%.

- **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).

- **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 $-2,1\%$.

- **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 PVSystem 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 $-0,2\%$.

- **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

α . . . α . . . _____ . . . α . . . α

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%.

- **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 - 1,37%.

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 seguente figura mostra il diagramma finale per l'impianto in esame.

α . . . α . . . _____ . . . α . . . α

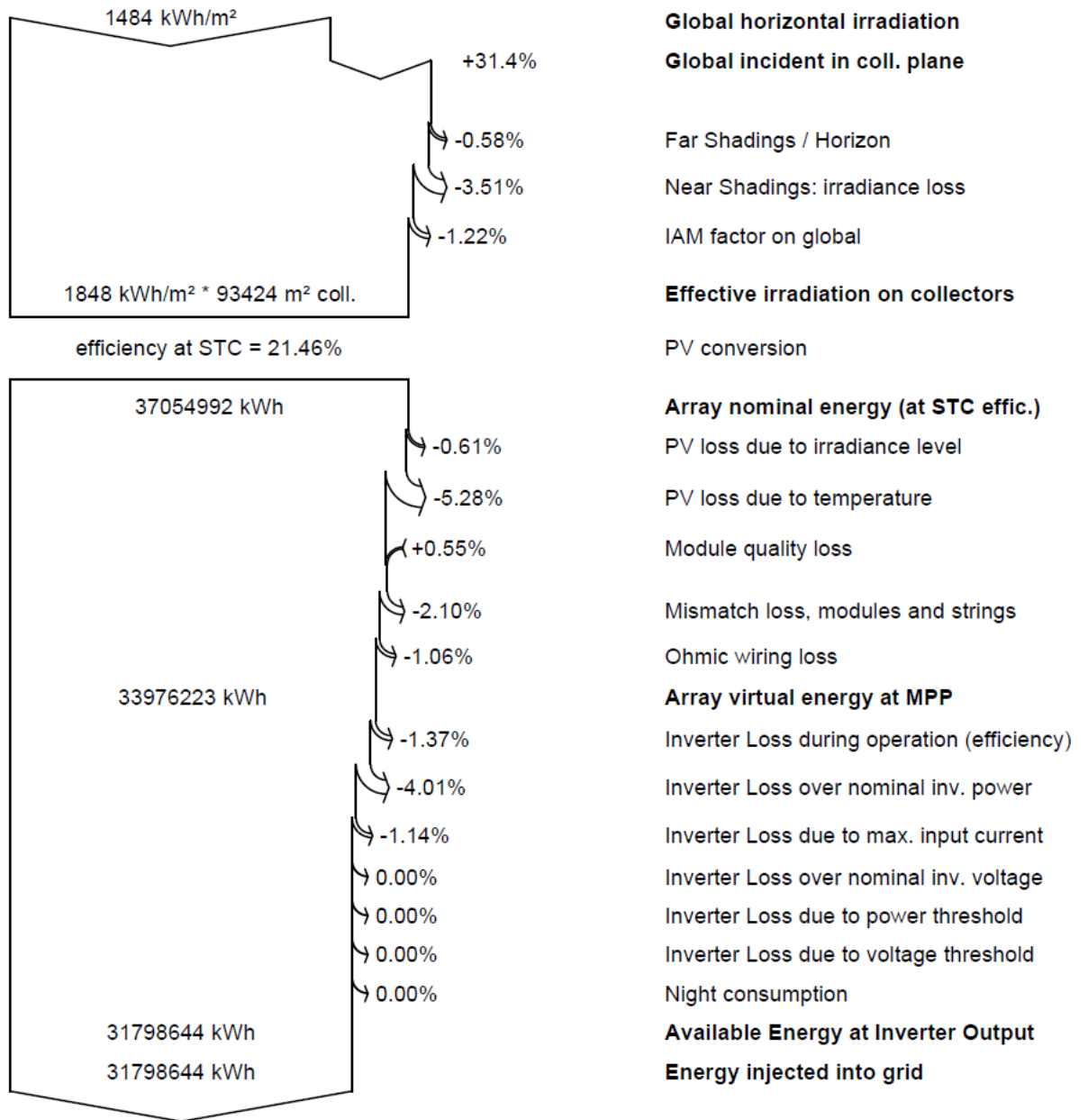


FIGURA 7. Diagramma delle perdite

Sulla scorta di tutte le considerazioni effettuate, 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 31'799 MWh/anno.

α α _____ α α

Sulla base di tutte le perdite precedentemente illustrate, l'impianto in progetto consente di ottenere un indice di rendimento (Performance Ratio PR) pari a 81.53 % al primo anno di esercizio.

| D | CONCLUSIONI

Nel presente documento è stata fatta la valutazione del potenziale fotovoltaico dell'area di realizzazione del campo agrifotovoltaico da realizzarsi nel comune di Potenza (PZ). Si può ritenere che per tutta la durata dell'impianto, la produzione media annuale sarà pari a **31'799 MWh/anno**.