



REGIONE SICILIANA
Città Metropolitana di Catania
COMUNI DI CASTEL DI IUDICA E RAMACCA

**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO AGRIVOLTAICO
DELLA POTENZA DI PICCO DI 181,6 MWp E POTENZA DI IMMISSIONE 150 MW E
DELLE RELATIVE OPERE CONNESSE
NEI COMUNI DI CASTEL DI IUDICA E RAMACCA (CT)**

Proponente:

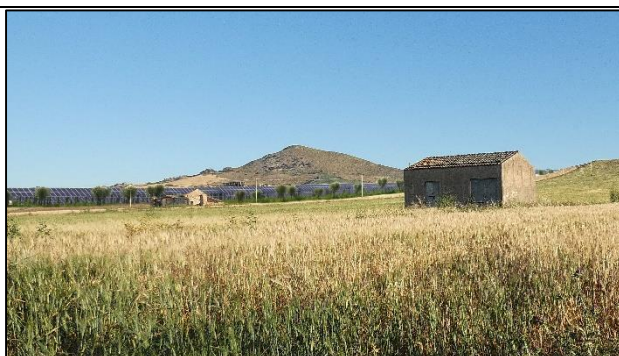


INNOVAZIONE AGRISOLARE SRL
CORSO GIACOMO MATTEOTTI, 1
20121 MILANO (MI)
CF/P.IVA **12275870967**
PEC: innovazioneagrisolaresrl@pec.it

Progettazione:



Cesit Ingegneria S.r.l.
C.da Monte Cenere s.n
Belpasso (CT) CAP 95032
CF/P.IVA 03438580874
info@cesit.it



RELAZIONE DI CALCOLO PRODUZIONE ELETTRICA ATTESA

Pratica: CEE1458

DATA	FORMATO	SCALA	LIVELLO PROGETTAZIONE	REV.	VISTO	ELABORATO
Dicembre 2023	--	--		1° edizione		AVIURAM-VIA02-004

PROGETTAZIONE	Progettista Dott. Ing. Igor Giuffrida	Consulente Ambientale PhD Ing. Salvatore Cartarrasa
---------------	---	---



Cesit Ingegneria s.r.l.
www.cesit.net

T +39 095 7178544
F +39 095 7177165
info@cesit.net

Sede Operativa e Legale
C.da Monte Genere s.n.
95032
Belpasso (CT)

Sedi Distaccate
Via Fabio Mangone,1
20123
Milano

Cap. Soc. € 516.456,00 i.v.
P.IVA e C.F. 03438580874
R.E.A. Catania n° 236456

Via Giacomo Matteotti, 35
36075
Montecchio Maggiore (VI)

P.F.T.E. IMPIANTO ELETTRICO

IMPIANTO AGRIVOLTAICO

RAMACCA – CASTEL DI JUDICA 150 MW

RELAZIONE DI CALCOLO PRODUZIONE ELETTRICA ATTESA



1	Dicembre 2023	1° Edizione	Ing. D. Spampinato	Ing. I. Giuffrida	Ing. I. Giuffrida
N.	DATA	AGGIORNAMENTO	EMESSO	CONTROLLATO	APPROVATO
CODICE DOCUMENTO		CEE1458		DATA: Dicembre 2023	



**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO AGRIVOLTAICO
DELLA POTENZA DI PICCO DI 181,6 MWp E POTENZA DI IMMISSIONE
150 MW E DELLE RELATIVE OPERE CONNESSE
NEI COMUNI DI CASTEL DI IUDICA E RAMACCA (CT)**

**RELAZIONE DI CALCOLO PRODUZIONE ELETTRICA
ATTESA**

INDICE

Rif.	Argomento	Pag.
1.	RELAZIONE DI CALCOLO DELLA PRODUZIONE ELETTRICA ATTESA	2

1. RELAZIONE DI CALCOLO DELLA PRODUZIONE ELETTRICA ATTESA

Secondo le Norme UNI vigenti, il parametro più utilizzato per indicare la producibilità di un impianto fotovoltaico in un certo sito è il valore della radiazione solare specifica (E_r) incidente sulla superficie del generatore fotovoltaico in un dato periodo Δt (giorno, mese o anno), espressa in modo pratico in "ore equivalenti solari" hs. Questo parametro indica quanti kWh sono pervenuti sulla superficie di 1 m² nell'intervallo di tempo Δt considerato:

$$h_s(\Delta t) = \frac{E_r(\Delta t)}{1 \frac{kWh}{m^2}}$$

Ciò premesso, il valore della produzione elettrica attesa dall'impianto durante il periodo considerato, espressa in ore equivalenti di picco h_{eq} (cioè in ore di funzionamento dell'impianto alla sua potenza di picco) è dato dalla formula:

$$h_{eq}(\Delta t) = h_s(\Delta t) \cdot K \cdot \eta_{PV} \cdot \eta_{INV}$$

dove:

- K è un coefficiente, minore di 1, che tiene conto degli eventuali ombreggiamenti sul generatore fotovoltaico, dei fenomeni di riflessione sulla superficie frontale dei moduli e della polluzione della superficie di captazione; valori tipici per K sono compresi tra 0,90 e 0,98, nel caso di impianti non soggetti a rilevanti ombreggiamenti sistemati;
- η_{PV} è il rendimento del generatore fotovoltaico a valle del processo di conversione dei singoli moduli per effetto delle perdite termiche, ottiche, resistive, caduta sui diodi, dispersione delle caratteristiche dei moduli (mismatch); un valore tipico di η_{PV} per pannelli di nuova generazione può essere 0,94;
- η_{INV} è il rendimento dell'inverter per effetti resistivi, di commutazione, magnetici, di alimentazione circuiti di controllo; un valore tipico di η_{INV} è 0,95.

La produzione di energia elettrica attesa dell'impianto in un dato periodo Δt (giorno, mese o anno), espressa in kWh, è quindi:

$$E_p(\Delta t) = P_{nom} \cdot h_{eq}(\Delta t)$$

dove P_{nom} è la potenza nominale del generatore fotovoltaico [kW].

La radiazione solare che investe una superficie comunque inclinata può essere scissa in tre componenti:

- **componente diretta**, cioè la radiazione proveniente dal sole che investe direttamente la superficie;
- **componente diffusa**, cioè la frazione della radiazione proveniente dal sole che viene diffusa nella volta celeste e che investe la superficie piana;
- **componente di albedo**, cioè la frazione della radiazione solare che investe la superficie piana perché riflessa dal suolo e da oggetti prospicienti alla superficie stessa.

Nel caso dell'impianto oggetto della presente relazione la radiazione solare globale annua sulla superficie piana inclinata (anno convenzionale di 365,25 giorni) è stata calcolata in base alle indicazioni riportate nella Norma UNI 10349. In tale norma sono riportati i dati standardizzati di radiazione solare per i 101 capoluoghi di provincia. In particolare, vi si trovano le medie giornaliere mensili di radiazione solare diretta e di radiazione solare diffusa rapportate al piano orizzontale. La componente di albedo può essere ragionevolmente stimata sulla base dei valori

assunti dalle altre due componenti.

Naturalmente i dati così ottenuti vanno opportunamente corretti tenendo conto dell'effettiva inclinazione della superficie piana.

Il calcolo è stato suddiviso nella seguente maniera:

- calcolo radiazione globale annua su superficie moduli installati su inseguitori monoassiali NORD – SUD (Trackers). Inclinazione massima 55°;
- calcolo radiazione globale annua su superficie moduli installati su postazioni fisse, inclinazione a 35°.

Il metodo di calcolo sopradescritto è stato implementato dal software SOLERGO, versione 2023 – 11.2.0.0 e di seguito sono riportate le conclusioni del calcolo.

**Radiazione globale annua sulla superficie
(moduli installati su inseguitori monoassiali trackers)**

Calcolo della radiazione globale annua su superficie inclinata secondo la Norma UNI 10349				
Calcolo della radiazione solare globale giornaliera media annua su superficie inclinata				
Dati di input:				
Coordinate della località:				
- latitudine: 37°28'15"N				
- longitudine: 14°42'56"E				
- inclinazione superficie: inseguitore (tracker) ad un asse – massima inclinazione 55°				
Metodo per il calcolo della radiazione globale: Norma UNI 10349 implementato con il software SOLERGO versione 2023 – 11.2.0.0				
Valore medio di albedo stimato in relazione al luogo:				14%
Radiazione media giornaliera [kWh/g]				
Mese	Radiazione diretta	Radiazione diffusa	Albedo	TOTALE
Gennaio	0,8	1,6	0,1	2,5
Febbraio	2	1,7	0,2	3,9
Marzo	3,3	2	0,3	5,6
Aprile	3,4	2,1	0,4	5,9
Maggio	5,7	1,9	0,8	8,4
Giugno	6	1,8	0,8	8,6
Luglio	6,6	1,9	0,8	9,3
Agosto	5,2	2,1	0,7	8
Settembre	3,3	2,1	0,5	5,9
Ottobre	2,1	2	0,3	4,4
Novembre	1,2	1,6	0,2	3
Dicembre	0,8	1,3	0,1	2,2
MEDIA				5,64
Radiazione media giornaliera in "ore equivalenti solari" (h)				5,64
Anno convenzionale (giorni)				365,25
Radiazione globale annua sulla superficie (anno convenzionale di 365,25 giorni):				
hs(Δt) = 2.060,02 h				

Pertanto:

$$h_s(\Delta t) = 2.060,02 \text{ h}$$

Per la stima dell'energia elettrica attesa dall'impianto occorre considerare le perdite legate ai vari componenti dell'impianto fotovoltaico.

Tali perdite vengono riassunte nei seguenti tre fattori:

- K: è un coefficiente, minore di 1, che tiene conto degli eventuali ombreggiamenti sul generatore fotovoltaico, dei fenomeni di riflessione sulla superficie frontale dei moduli e della polluzione della superficie di captazione; valori tipici per K sono compresi tra 0,90 e 0,98, nel caso di impianti non soggetti a rilevanti ombreggiamenti sistemati;
- η_{PV} : è il rendimento del generatore fotovoltaico a valle del processo di conversione dei singoli moduli per effetto delle perdite termiche, ottiche, resistite, caduta sui diodi, dispersione delle caratteristiche dei moduli (mismatch); un valore tipico di η_{PV} per pannelli di nuova generazione è 0,94;
- η_{INV} : è il rendimento dell'inverter per effetti resistivi, di commutazione, magnetici, di alimentazione dei circuiti di controllo; un valore tipico di η_{INV} per inverter di nuova generazione è 0,95.

La produzione elettrica attesa, espressa in ore equivalenti di picco $h_{eq}(\Delta t)$, è data dall'espressione:

$$h_{eq}(\Delta t) = h_s(\Delta t) \cdot K \cdot \eta_{PV} \cdot \eta_{INV} = 2.060,02 \cdot 0,98 \cdot 0,94 \cdot 0,95 = 1.802,80 \text{ h} *$$

La **produzione elettrica attesa** $E_p(\Delta t)$ dell'impianto, installato su inseguitori (trackers) ad inclinazione massima 55°, con un numero totale di moduli pari a 257.908, avente potenza nominale alla connessione stimata in 142,7 MW è:

$$E_p(\Delta t) = P_{nom} \cdot h_{eq}(\Delta t) = 142.700 \cdot 1.802,80 = 257.259.560 \text{ kWh}$$

* le perdite di sistema, considerate con i parametri K, η_{PV} , η_{INV} , sono congrue con i valori riscontrati nei grandi impianti Utility Scale, stimabili al 14% dell'energia prodotta

Radiazione globale annua sulla superficie
(moduli installati su postazioni fisse)

Calcolo della radiazione globale annua su superficie inclinata secondo la Norma UNI 10349

Calcolo della radiazione solare globale giornaliera media annua su superficie inclinata

Dati di input:

Coordinate della località:

- latitudine: 37°27'40"N

- longitudine: 14°42'01"E

- inclinazione superficie: fisso a 35 °

Metodo per il calcolo della radiazione globale: Norma UNI 10349 implementato con il software SOLERGO versione 2023 – 11.2.0.0

Valore medio di albedo stimato in relazione al luogo: **14%**

Radiazione media giornaliera [kWh/g]

Mese	Radiazione diretta	Radiazione diffusa	Albedo	TOTALE
Gennaio	0,8	1,8	0,01	2,61
Febbraio	1,6	2,1	0,02	3,72
Marzo	2,5	2,3	0,01	4,81
Aprile	2,5	2,4	0,01	4,91
Maggio	3,7	2,2	0,02	5,92
Giugno	3,8	2,2	0,03	6,03
Luglio	4,2	2,3	0,02	6,52
Agosto	3,5	2,8	0,03	6,33
Settembre	2,5	2,4	0,02	4,92
Ottobre	1,7	2,4	0,02	4,12
Novembre	1,2	2,2	0,01	3,41
Dicembre	1,1	1,6	0,01	2,71
MEDIA				4,66
Radiazione media giornaliera in "ore equivalenti solari" (h)				4,66
Anno convenzionale (giorni)				365,25
Radiazione globale annua sulla superficie (anno convenzionale di 365,25 giorni):				
hs(Δt) = 1.702,06 h				

Pertanto:

$$h_s(\Delta t) = 1.702,06 \text{ h}$$

Per la stima dell'energia elettrica attesa dall'impianto occorre considerare le perdite legate ai vari componenti dell'impianto fotovoltaico.

Tali perdite vengono riassunte nei seguenti tre fattori:

- K: è un coefficiente, minore di 1, che tiene conto degli eventuali ombreggiamenti sul generatore fotovoltaico, dei fenomeni di riflessione sulla superficie frontale dei moduli e della polluzione della superficie di captazione; valori tipici per K sono compresi tra 0,90 e 0,98, nel caso di impianti non soggetti a rilevanti ombreggiamenti sistematici;

- η_{PV} : è il rendimento del generatore fotovoltaico a valle del processo di conversione dei singoli moduli per effetto delle perdite termiche, ottiche, resistite, caduta sui diodi, dispersione delle caratteristiche dei moduli (mismatch); un valore tipico di η_{PV} per pannelli di nuova generazione è 0,94;
- η_{INV} : è il rendimento dell'inverter per effetti resistivi, di commutazione, magnetici, di alimentazione dei circuiti di controllo; un valore tipico di η_{INV} per inverter di nuova generazione è 0,95.

La produzione elettrica attesa, espressa in ore equivalenti di picco $h_{eq}(\Delta t)$, è data dall'espressione

$$h_{eq}(\Delta t) = h_s(\Delta t) \cdot K \cdot \eta_{PV} \cdot \eta_{INV} = 1.702,06 \cdot 0,98 \cdot 0,94 \cdot 0,95 = 1.489,54 \text{ h} *$$

La **produzione elettrica attesa $E_p(\Delta t)$** dell'impianto, installato su postazioni fisse a 35°, con un numero totale di moduli pari a 13.160, avente potenza nominale alla connessione stimata in 7,3 MW è:

$$E_p(\Delta t) = P_{nom} \cdot h_{eq}(\Delta t) = 7.300 \cdot 1.489,54 = 10.873.642 \text{ kWh}$$

La **produzione elettrica attesa $E_p(\Delta t)$** da un impianto con potenza nominale totale di 150 MW alla connessione è la seguente:

$$E_p(\Delta t) = E_p(\Delta t)(1) + E_p(\Delta t)(2) = 257.259.560 \text{ kWh} + 10.873.642 \text{ kWh} = 268.133.202 \text{ kWh}$$

Dicembre 2023

Il progettista

Ing. Igor Giuffrida

* le perdite di sistema, considerate con i parametri K, η_{PV} , η_{INV} , sono congrue con i valori riscontrati nei grandi impianti Utility Scale, stimabili al 14% dell'energia prodotta