

BLUE STONE
renewable IV

P.I. 15304981002
Via Vincenzo Bellini,
22 00198 Roma



**IMPIANTO AGRIVOLTAICO DI PRODUZIONE DI ENERGIA E
PRODUZIONI AGRICOLE, DELLA POTENZA IN DC DI 14,125
MWp E POTENZA IN IMMISSIONE DI 11 MW, DENOMINATO
"CSPV SAN DONACI" SITO NEL COMUNE DI SAN DONACI (BR)
ZONA MASSERIA MARIANA ED OPERE CONNESSE NEL
COMUNE DI CELLINO SAN MARCO (BR)**



Tecnico

ing. Danilo POMPONIO

Via Degli Arredatori, 8
70026 Modugno (BA) - Italy
www.bfpgroup.net - info@bfpgroup.net
tel. (+39) 0805046361

Azienda con Sistema di Gestione Certificato
UNI EN ISO 9001:2015
UNI EN ISO 14001:2015
UNI ISO 45001:2018

Collaborazioni

ing. Milena MIGLIONICO
ing. Giulia CARELLA
ing. Valentina SAMMARTINO
ing. Carlo TEDESCO
geol. Lucia SANTOPIETRO
ing. Tommaso MANCINI
ing. Martino LAPENNA
ing. Francesco GIGANTE

Responsabile Commessa

ing. Danilo POMPONIO

ELABORATO	TITOLO	COMMESSA	TIPOLOGIA				
C06	VALUTAZIONE DELLA PRODUCIBILITA'	22138	D				
		CODICE ELABORATO					
		DC22138D-C06					
REVISIONE	Tutte le informazioni tecniche contenute nel presente documento sono di proprietà esclusiva della Studio Tecnico BFP S.r.l e non possono essere riprodotte, divulgate o comunque utilizzate senza la sua preventiva autorizzazione scritta. All technical information contained in this document is the exclusive property of Studio Tecnico BFP S.r.l. and may neither be used nor disclosed without its prior written consent. (art. 2575 c.c.)	SOSTITUISCE	SOSTITUITO DA				
01		-	-				
		NOME FILE	PAGINE				
		DC22138D-C06 rev01.doc	13 + copertina				
REV	DATA	MODIFICA			Elaborato	Controllato	Approvato
00	02/11/22	Emissione			Carella	Miglionico	Pomponio
01	25/11/22	Modifica recinzione, perimetro Stazione Elettrica RTN e numero inverter			Carella	Miglionico	Pomponio
02							
03							
04							
05							
06							

INDICE

1. PREMESSA	2
1.1 Inquadramento dell'opera	2
2. ANALISI PRODUCIBILITA'	4



1. PREMESSA

Il presente "Report di Valutazione della producibilità" è relativa al progetto di realizzazione di un impianto agrivoltaico di produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica e produzioni agricole, della potenza di circa 14,125 MWp denominato "CSPV SAN DONACI" in agro di San Donaci (BR), zona "Masseria Mariana", e delle relative opere connesse anche in agro di San Donaci e di Cellino San Marco (BR), proposto dalla società BLUE STONE RENEWABLE IV, con sede legale in Via Vincenzo Bellini, Roma.

Come prescritto nel Preventivo di Connessione rilasciato da Terna con codice pratica 202200713, l'impianto fotovoltaico sarà collegato in antenna a 36 kV su una futura Stazione Elettrica (SE) della RTN da inserire in entra-esce alla linea RTN a 380 kV "Brindisi Sud - Galatina".

Si precisa che la progettazione della futura Stazione Elettrica (SE) della RTN e dei raccordi alla linea 380 kV della RTN "Brindisi Sud - Galatina" **non sono parte** del presente progetto.

1.1 *Inquadramento dell'opera*

Il suolo sul quale sarà realizzato l'impianto agrivoltaico ricopre una superficie di circa 17 ettari. Esso ricade nel foglio 1:25.000 delle cartografie dell'Istituto Geografico Militare (IGM Vecchia Ed.) n. 203 II NE "SAN DONACI", ed è catastalmente individuato alle particelle 16, 492, 516 e 518 del foglio 23 del comune di San Donaci (BR).

Il cavidotto AT di connessione tra l'impianto agrivoltaico e la futura Stazione Elettrica, sita nel comune di Cellino San Marco (BR), si estenderà, per circa 6,50 km complessivi, nel territorio di San Donaci e Cellino San Marco.

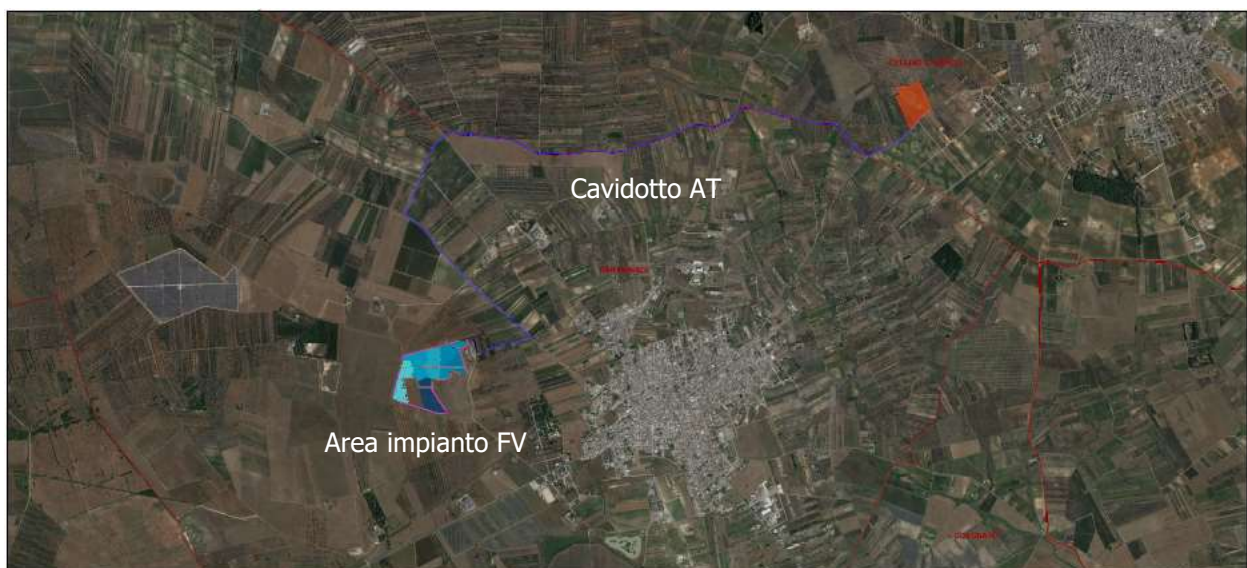


Figura 1 - Inquadramento su ortofoto dell'impianto agrivoltaico e del percorso del cavidotto

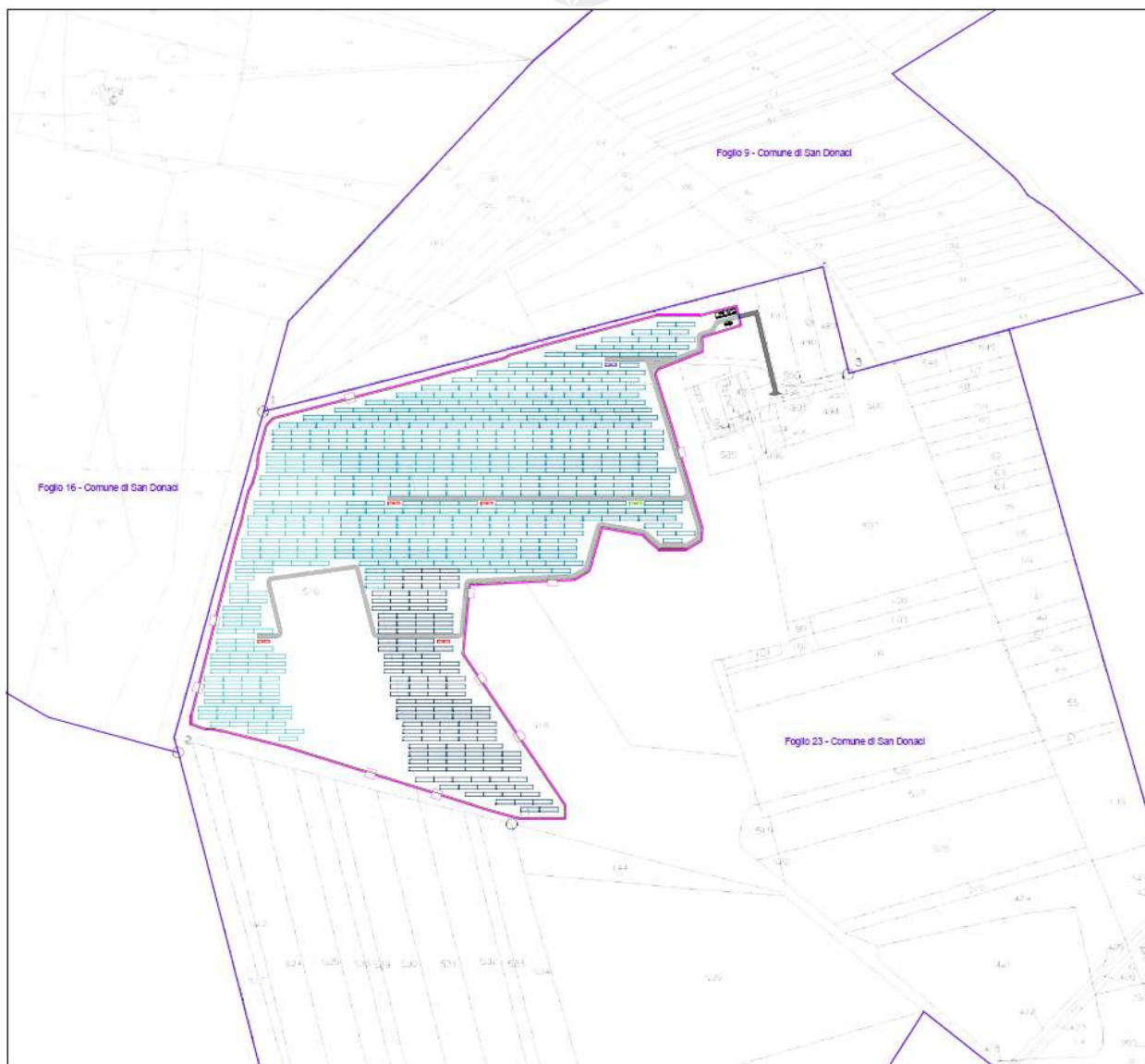


Figura 2 - Stralcio Catastale, Comune di San Donaci, Foglio 23, Particelle 16, 492, 516 e 518



2. ANALISI PRODUCIBILITA'

In base ai dati storici riportati dal software PVGIS, l'irraggiamento globale incidente sul piano dei collettori è quella riportata nella seguente tabella.

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
99.1	104.4	150.2	190.4	191.2	226.9	239.0	236.5	178.5	157.5	88.0	90.9

Tabella 1 - Dati di radiazione per la città di San Donaci su superficie inclinata (elaborazione su PVGIS). Radiazione globale annua sulla superficie inclinata: 1952.30 kWh/m²

Per determinare la producibilità del sistema agrivoltaico sul lato BT è indispensabile stimare le perdite del sistema in punti percentuali fino al quadro generale BT di bassa tensione:

- perdite per LID (Light Induced Degradation): 2%;
- perdite per sporco: 1,5%;
- perdite per indisponibilità: 1%;
- perdite cablaggio DC: 1,2%;
- perdite cablaggio AC:
 - o Linea uscita inverter sino al trasformatore MT¹: 1,46% (frazione calcolata con il software PvSyst);
 - o Linea MV fino al trasformatore HV²: 0,10% (frazione calcolata con il software PvSyst);
 - o Linea HV³ fino al punto di immissione: 0,85% (frazione calcolata con il software PvSyst);
- perdite nei trasformatori:
 - o Trasformatori MV⁴: 0,92% (frazione calcolata con il software PvSyst);
 - o Trasformatore HV⁵: 0,50 (frazione calcolata con il software PvSyst).

Un'ulteriore stima della producibilità è stata realizzata con un secondo metodo, ossia attraverso il software PVSyst, implementato dall'Università di Ginevra.

Il software ha generato una previsione di producibilità pari a circa **1503 ore equivalenti annue (kWh/kWp)**. In coda alla presente relazione è allegato il report di output del programma.

L'impianto fotovoltaico per la produzione di energia elettrica per il quale è stato redatto il report di producibilità avrà le seguenti caratteristiche:

- potenza installata lato DC: 14,125 MWp;

¹ Trasformatori AT interni al campo

² Linea AT fino al locale quadri interno alla cabina di raccolta utente

³ Linea AT

⁴ Trasformatori interni al campo

⁵ Trasformatore in Stazione Elettrica



- potenza dei singoli moduli: 645 Wp;
- numero dei moduli fotovoltaici: 21.900;
- potenza dell'inverter in c.a.: 11,800 kVA;
- numero degli inverter: 59
- lunghezza del cavidotto AT di collegamento con la futura Stazione Elettrica: circa 6,50 km;
- energia prodotta attesa all'anno 0: **21.237 MWh/anno.**

PVsyst - Rapporto di simulazione

Sistema connesso in rete

Progetto: 22138 - BSR IV San Donaci

Variante: Nuova variante di simulazione
sheds al suolo

Potenza di sistema: 14.13 MWc
San Donaci - Italia

Autore

STUDIO TECNICO BFP SRL (Italia)



Sommario del progetto

Luogo geografico San Donaci Italia	Ubicazione Latitudine 40.45 °N Longitudine 17.90 °E Altitudine 38 m Fuso orario UTC+1	Parametri progetto Albedo 0.20
Dati meteo San Donaci PVGIS api TMY		

Sommario del sistema

Sistema connesso in rete Orientamento campo FV Piano fisso Inclinazione/azimut 30 / 0 °	sheds al suolo Ombre vicine Secondo le stringhe Effetto elettrico 100 %	Bisogni dell'utente Carico illimitato (rete)
Informazione sistema Campo FV Numero di moduli 21900 unità Pnom totale 14.13 MWc	Inverter Numero di unità 59 unità Pnom totale 11.80 MWac Rapporto Pnom 1.197	

Sommario dei risultati

Energia prodotta 21237 MWh/anno	Prod. Specif. 1503 kWh/kWc/anno	Indice rendimento PR 75.15 %
---------------------------------	---------------------------------	------------------------------

Indice dei contenuti

Sommario del progetto e dei risultati	2
Parametri principali, Caratteristiche campo FV, Perdite sistema	3
Definizione ombre vicine - Diagramma iso-ombre	5
Risultati principali	6
Diagramma perdite	7
Grafici speciali	8



Parametri principali

Sistema connesso in rete		sheds al suolo			
Orientamento campo FV		Configurazione sheds		Modelli utilizzati	
Orientamento		Dimensioni		Trasposizione	
Piano fisso		N. di shed 760 unità		Perez	
Inclinazione/azimut 30 / 0 °		Spaziatura sheds 8.00 m		Diffuso	
		Larghezza collettori 4.79 m		Importato	
		Fattore occupazione (GCR) 59.8 %		Circumsolare	
		Angolo limite ombreggiamento		separare	
		Angolo limite profilo 31.9 °			
Orizzonte		Ombre vicine		Bisogni dell'utente	
Orizzonte libero		Secondo le stringhe		Carico illimitato (rete)	
		Effetto elettrico 100 %			
Sistema bifacciale					
Modello		Calcolo 2D			
		shed illimitati			
Geometria del modello bifacciale				Definizioni per il modello bifacciale	
Spaziatura sheds 8.00 m				Albedo dal suolo 0.20	
Ampiezza sheds 4.83 m				Fattore di Bifaccialità 72 %	
Angolo limite profilo 31.9 °				Ombreg. posteriore 10.0 %	
GCR 60.4 %				Perd. Mismatch post. 10.0 %	
s.l.s. 1.50 m				Frazione trasparente della tettoia 0.0 %	

Caratteristiche campo FV

Modulo FV		Inverter	
Costruttore Trina Solar		Costruttore Huawei Technologies	
Modello TSM-DEG21C-20-645Wp		Modello SUN2000-215KTL-H0	
(PVsyst database originale)		(definizione customizzata dei parametri)	
Potenza nom. unit. 645 Wp		Potenza nom. unit. 200 kWac	
Numero di moduli FV 21900 unità		Numero di inverter 59 unità	
Nominale (STC) 14.13 MWc		Potenza totale 11800 kWac	
Moduli 730 Stringhe x 30 In serie		Voltaggio di funzionamento 500-1500 V	
In cond. di funz. (50°C)		Rapporto Pnom (DC:AC) 1.20	
Pmpp 12.94 MWc			
U mpp 1023 V			
I mpp 12658 A			
Potenza PV totale		Potenza totale inverter	
Nominale (STC) 14126 kWp		Potenza totale 11800 kWac	
Totale 21900 moduli		Numero di inverter 59 unità	
Superficie modulo 68029 m²		Rapporto Pnom 1.20	

Perdite campo

Perdite per sporco campo		Fatt. di perdita termica		Perdite DC nel cablaggio	
Fraz. perdite 1.5 %		Temperatura modulo secondo irraggiamento		Res. globale campo 1.1 mΩ	
		Uc (cost) 29.0 W/m²K		Fraz. perdite 1.2 % a STC	
		Uv (vento) 0.0 W/m²K/m/s			
LID - Light Induced Degradation		Perdita di qualità moduli		Perdite per mismatch del modulo	
Fraz. perdite 2.0 %		Fraz. perdite -0.4 %		Fraz. perdite 2.0 % a MPP	
Perdita disadattamento Stringhe					
Fraz. perdite 0.1 %					



Perdite campo

Fattore di perdita IAM

Effetto d'incidenza, profilo definito utente (IAM): Vetro Fresnel antiriflesso, nVetro=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

Perdite sistema

indisponibilità del sistema

frazione di tempo 1.0 %
3.7 giorni,
3 periodi

Perdite cablaggio AC

Linea uscita inv. sino al trasformatore MT

Tensione inverter 800 Vac tri
Fraz. perdite 1.46 % a STC

Inverter: SUN2000-215KTL-H0

Sezione cavi (59 Inv.) All 59 x 3 x 240 mm²
Lunghezza media dei cavi 304 m

Linea MV fino al trasfo HV

Voltaggio MV 36 kV
Media ciascun inverter
Conduttori All 3 x 95 mm²
Lunghezza 1710 m
Fraz. perdite 0.10 % a STC

Linea HV fino al punto di immissione

Linea voltaggio HV 36 kV
Conduttori All 3 x 300 mm²
Lunghezza 7561 m
Fraz. perdite 0.85 % a STC

Perdite AC nei trasformatori

Trafo MV

Media tensione 36 kV

Perdite di operazione in STC

Potenza nominale a STC 13879 kVA
Perdita ferro (Connessione 24/24) 2.52 kW/Inv.
Fraz. perdite 0.11 % a STC
Resistenza equivalente induttori 3 x 2.53 mΩ/inv.
Fraz. perdite 0.92 % a STC

trasfo HV

Tensione rete 36 kV

Trasformatore da schede tecniche

Potenza nominale 20000 kVA
Perdita ferro 100.00 kVA
Fraz. perdite 0.50 % Del PNom
Perdita nel rame 100.00 kVA
Fraz. perdite 0.50 % Del PNom

Perdite di operazione in STC

Potenza nominale a STC 13879 kVA
Perdita ferro (Connessione 24/24) 69.40 kW
Fraz. perdite 0.50 % a STC
Resistenza equivalente induttori 3 x 324.0 mΩ
Fraz. perdite 0.50 % a STC



Parametri per ombre vicine

Prospettiva campo FV e area d'ombra circostante

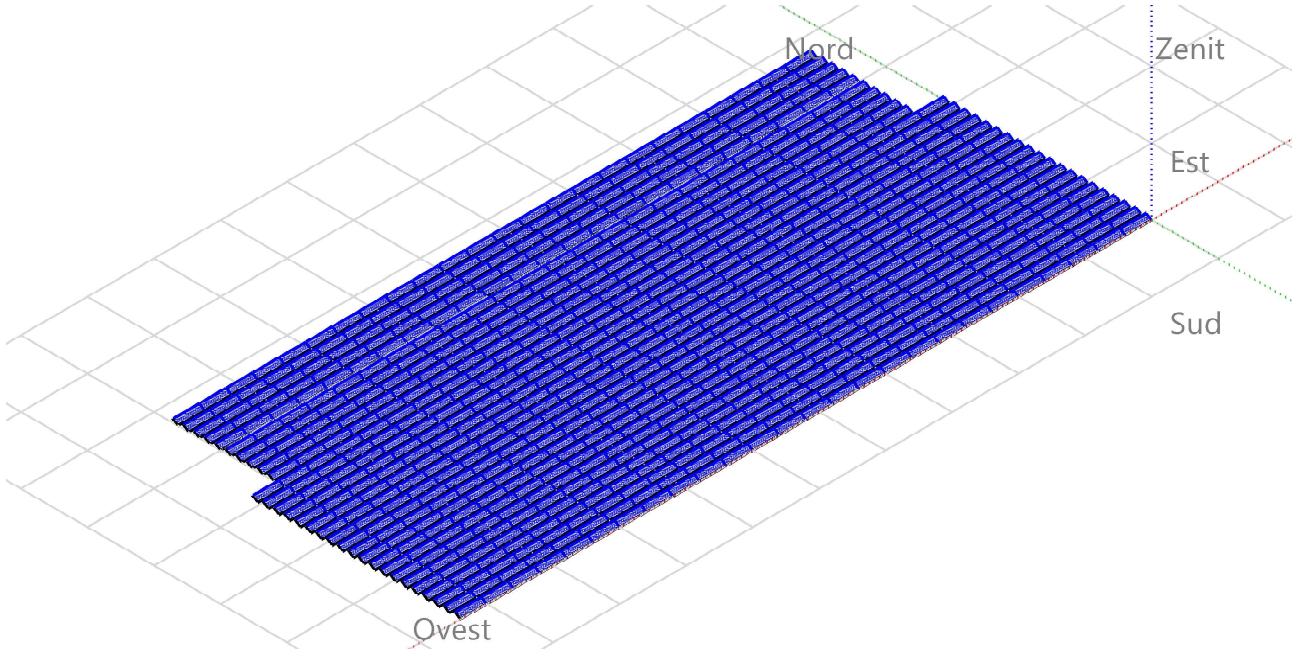
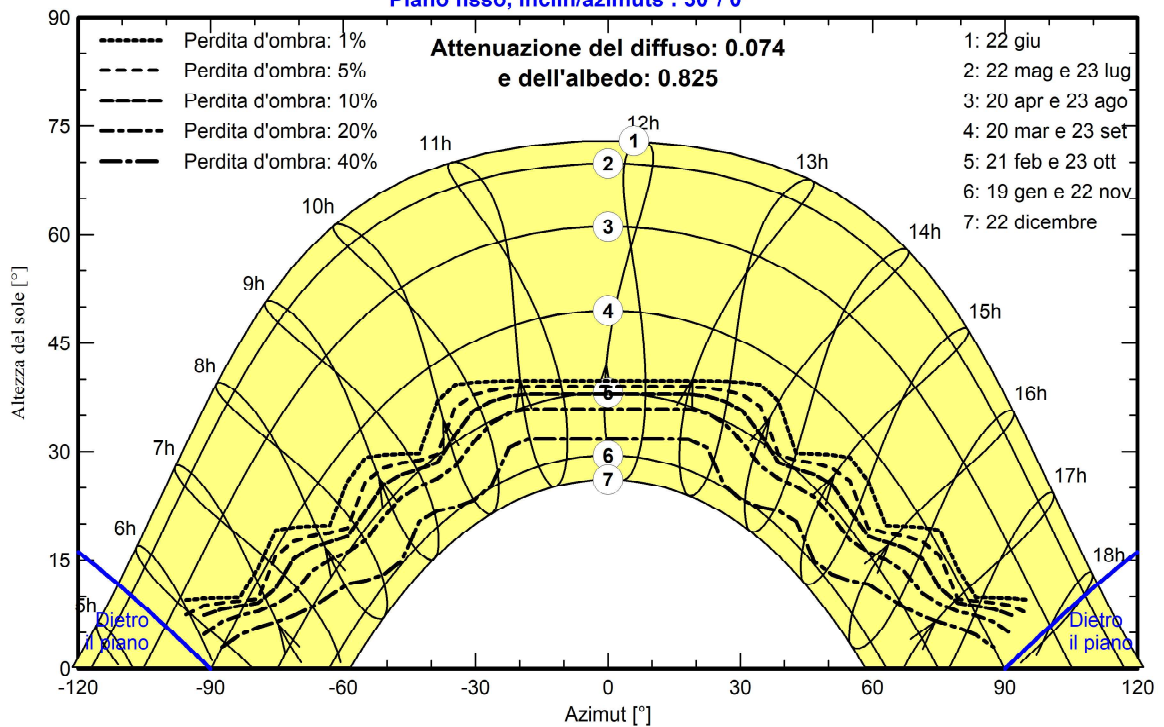


Diagramma iso-ombre

Orientamento #1

Piano fisso, Incl./azimuts : 30°/ 0°



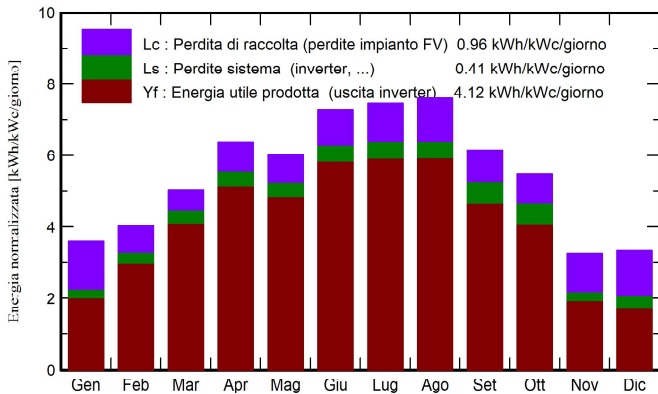


Risultati principali

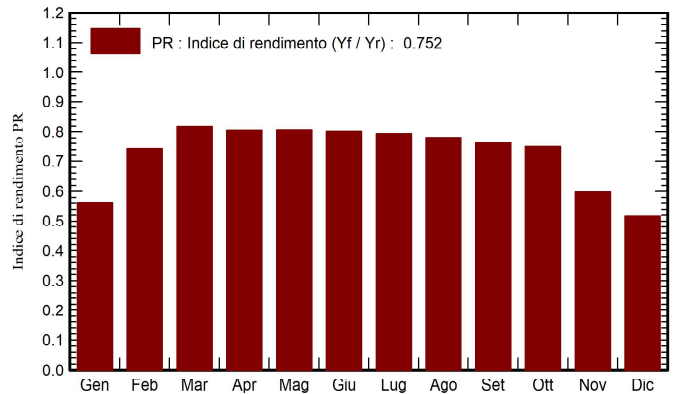
Produzione sistema

Energia prodotta 21237 MWh/anno Prod. Specif. 1503 kWh/kWc/anno
Indice di rendimento PR 75.15 %

Produzione normalizzata (per kWp installato)



Indice di rendimento PR



Bilanci e risultati principali

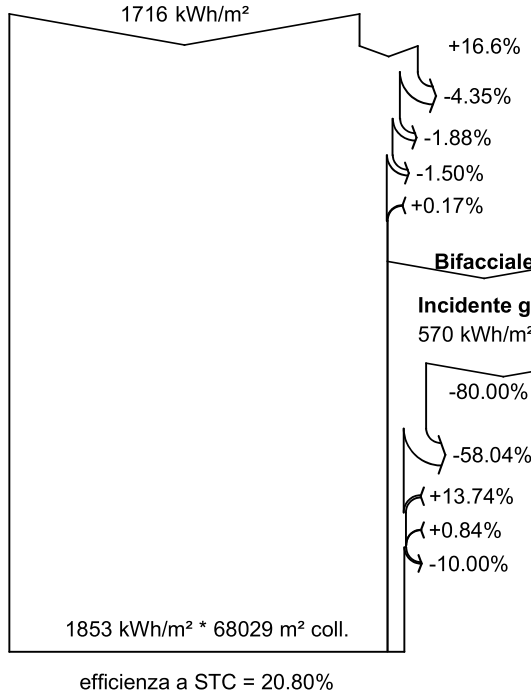
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
Gennaio	67.3	28.09	10.68	111.4	94.5	996	883	0.561
Febbraio	79.6	37.55	11.08	112.8	103.2	1305	1184	0.744
Marzo	127.0	54.60	11.45	156.5	147.1	1968	1810	0.819
Aprile	173.6	61.40	15.19	191.8	181.0	2362	2187	0.807
Maggio	187.4	71.52	17.76	186.7	175.3	2303	2129	0.808
Giugno	227.6	70.34	24.01	218.5	206.2	2668	2480	0.804
Luglio	236.3	64.55	26.77	231.5	218.9	2794	2597	0.794
Agosto	219.8	54.69	28.38	235.9	223.9	2801	2601	0.781
Settembre	153.7	58.69	25.15	184.4	174.3	2237	1984	0.762
Ottobre	120.7	41.69	17.73	170.1	159.6	2053	1801	0.749
Novembre	63.0	30.05	13.49	97.4	84.9	933	824	0.598
Dicembre	59.5	25.54	10.22	103.4	83.5	906	755	0.517
Anno	1715.6	598.73	17.69	2000.6	1852.5	23326	21237	0.752

Legenda

- GlobHor Irraggiamento orizzontale globale
- DiffHor Irraggiamento diffuso orizz.
- T_Amb Temperatura ambiente
- GlobInc Globale incidente piano coll.
- GlobEff Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre
- EArray Energia effettiva in uscita campo
- E_Grid Energia immessa in rete
- PR Indice di rendimento



Diagramma perdite

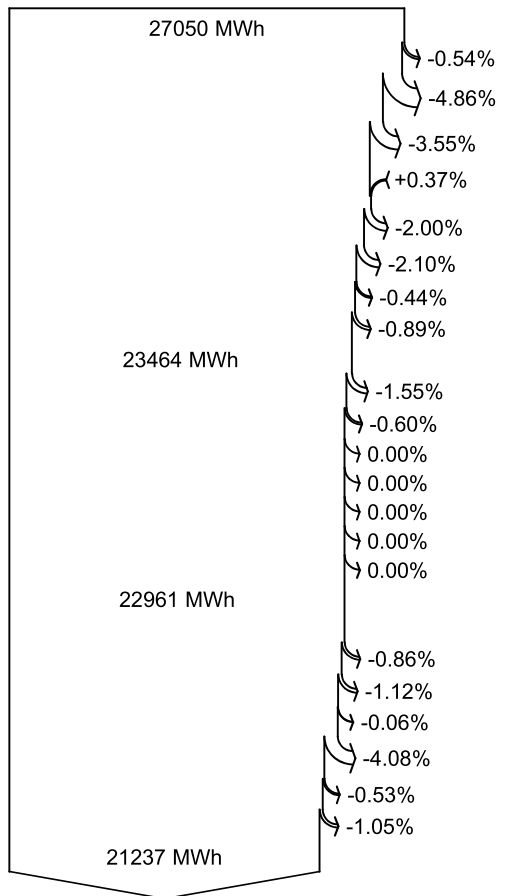


Irraggiamento orizzontale globale
Globale incidente piano coll.

- Ombre vicine: perdita di irraggiamento
- Fattore IAM su globale
- Perdite per sporco campo
- Riflessione del suolo lato frontale

4.42% Irradiazione globale sulla faccia posteriore (82 kWh/m²)
Irraggiamento effettivo su collettori

Conversione FV, Fattore di Bifaccialità = 0.72



Energia nominale campo (effic. a STC)

- Perdita FV causa livello d'irraggiamento
- Perdita FV causa temperatura
- ombreggiamento: perdita elettrica sec. le stringhe
- Perdita per qualità modulo

LID - "Light induced degradation"

- Perdita disadattamento moduli e stringhe
- Disadattamento dovuto ad irradiazione posteriore
- Perdite ohmiche di cablaggio

Energia apparente impianto a MPPT

- Perdita inverter in funzione (efficienza)
- Perdita inverter per superamento Pmax
- Perdita inverte a causa massima corrente in ingresso
- Perdita inverter per superamento Vmax
- Perdita inverter per non raggiungimento Pmin
- Perdita inverter per non raggiungimento Vmin
- Consumi notturni

Energia in uscita inverter

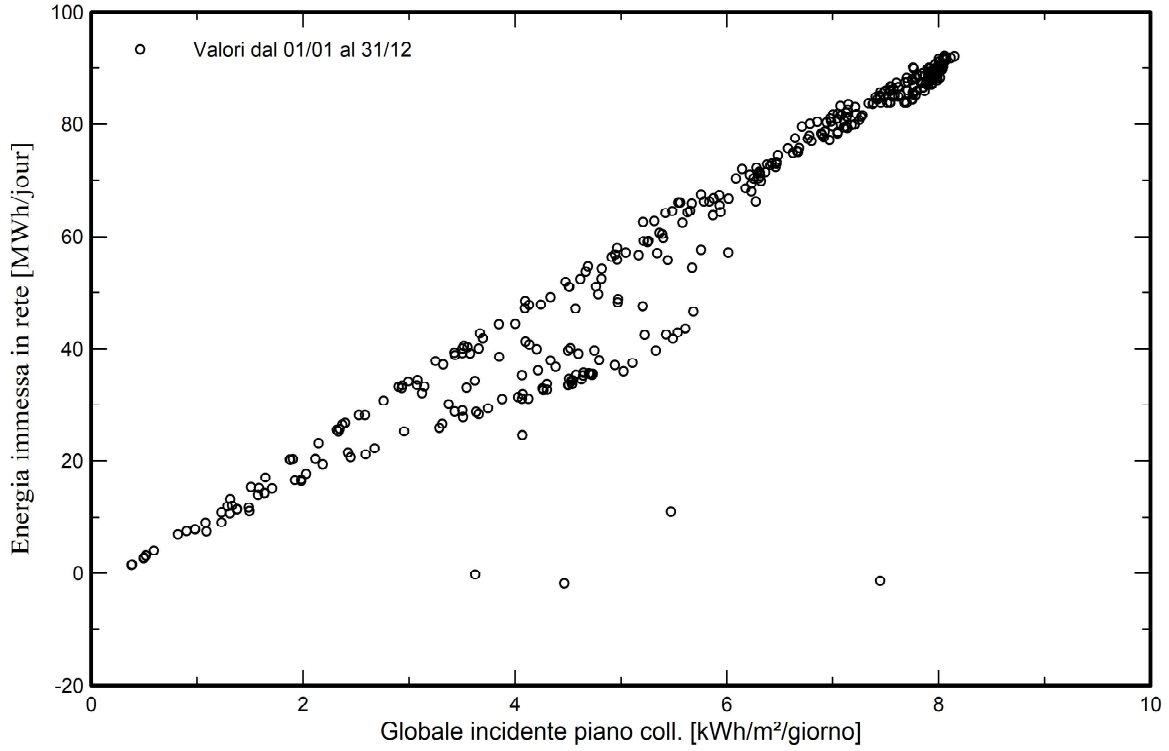
- Perdite ohmiche AC
- Perdita del trasfo Medio Voltaggio
- Perdita ohmmica sulla linea MV
- Perdita del trasfo Alto Voltaggio
- Perdita ohmmica sulla linea HV
- Indisponibilità del sistema

Energia immessa in rete



Grafici speciali

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema

