

REGIONE PUGLIA 		PROVINCIA DI BRINDISI 		COMUNE BRINDISI 		
Denominazione impianto:		PADULA MARIA				
Ubicazione:		Comune di Brindisi (Br) Località "Padula Maria"		Foglio: 99 Particelle: 117-69-71-70-72-73-2-8		
PROGETTO DEFINITIVO per la realizzazione di un impianto agrovoltaiico da ubicare nel comune di Brindisi (Br), potenza nominale DC 6,3504 MW e potenza in immissione AC 5,330 MW e delle relative opere di connessione alla RTN ricadenti nello stesso comune.						
PROPONENTE 		BRINDISI ENERGIA3 S.R.L. Corso Libertà n.17, Vercelli (VC) 13100 P.IVA 02728450020 Pec: brindisienergia3@legalmail.it				
Codice Autorizzazione Unica 9ATSQ05						
ELABORATO Relazione producibilità				Tav. n° 15DS Scala		
Aggiornamenti	Numero	Data	Motivo	Eseguito	Verificato	Approvato
	Rev 0	05/2021	Richiesta Provvedimento Autorizzativo Unico Regionale (P.A.U.R.) art. 27-bis D.Lgs 152/2006			
PROGETTAZIONE GRM GROUP S.R.L. Via Mazzini n.125 - 85100 Potenza (Pz) PEC: grmgroupsrl@pec.it Cell:3286812690 IL TECNICO Dott. Ingegnere NICOLA INCAMPO Altamura BA-70022 P.IVA 08150200723 Ordine Ingegneri di Bari n°6280 PEC: nicola.incampo6280@pec.ordingbari Dott. Ing. SAVERIO GRAMEGNA Via Cremona n. 47 - 70022 Altamura (BA) Ordine degli Ingegneri di Bari n. 8443 PEC: saverio.gramegna@ingpec.eu Cell:3286812690				Spazio riservato agli Enti 		

RELAZIONE PRODUCIBILITA'	2
PREMESSA	2
DATI GENERALI IDENTIFICATIVI DELLA SOCIETÀ PROPONENTE	2
CRITERIO GENERALE DI CALCOLO	2
CRITERIO DI STIMA DELL'ENERGIA PRODOTTA	3
STIMA PRODUCIBILITA'	10

RELAZIONE PRODUCIBILITA'

PREMESSA

Il sottoscritto ing. Nicola Incampo, nato ad Altamura il 31/03/1972, C.F. NCMNCL72C31A225M, regolarmente iscritto all'Albo degli Ingegneri della Provincia di Bari col n. 6280, progettista della INF di Felice Incampo, con sede in Via Golgota 3/B – 70022 Altamura (BA), P.I. 08150200723, incaricato dalla Brindisi Energia3 Srl, con sede in Corso Libertà n. 17 – 13100 Vercelli (VC), P.I. 02728450020, della progettazione dell'impianto elettrico a servizio dell'impianto agrovoltaiico di potenza nominale DC 6,3504 MW e potenza in immissione AC 5,330 MW, codice di rintracciabilità E-DISTRIBUZIONE s.p.a. 223885825, da realizzare in località Padula Maria in agro Brindisi (BR) su terreni censiti al Fg. 99 Particelle 2-8-69-70-71-72-73-117, redige la presente relazione relativa alla producibilità dell'impianto.

Il progetto è finalizzato alla produzione della cosiddetta energia elettrica "pulita" e ben si inquadra nel disegno nazionale di incremento delle risorse energetiche utilizzando fonti alternative a quelle di sfruttamento dei combustibili fossili, ormai reputate spesso dannose per gli ecosistemi e per la salvaguardia ambientale.

DATI GENERALI IDENTIFICATIVI DELLA SOCIETÀ PROPONENTE

Il progetto in esame è proposto dalla società:

BRINDISI ENERGIA3 S.R.L.

Corso Libertà n.17, Vercelli (VC) 13100

P.IVA 02728450020

Pec: brindisienergia3@legalmail.it

CRITERIO GENERALE DI CALCOLO

Il principio progettuale normalmente utilizzato per un impianto fotovoltaico è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile.

Nella generalità dei casi, il generatore fotovoltaico deve essere esposto alla luce solare in modo ottimale, scegliendo prioritariamente l'orientamento a Sud ed evitando fenomeni di

ombreggiamento. In funzione degli eventuali vincoli architettonici della struttura che ospita il generatore stesso, sono comunque adottati orientamenti diversi e sono ammessi fenomeni di ombreggiamento, purché adeguatamente valutati.

Perdite d'energia dovute a tali fenomeni incidono sul costo del kWh prodotto e sul tempo di ritorno dell'investimento.

CRITERIO DI STIMA DELL'ENERGIA PRODOTTA

L'energia generata dipende sia dai fattori morfologici che tecnici dei materiali

- dal sito di installazione (latitudine, radiazione solare disponibile, temperatura, riflettanza della superficie antistante i moduli);
- dall'esposizione dei moduli: angolo di inclinazione (Tilt) e angolo di orientazione (Azimut);
- da eventuali ombreggiamenti o insudiciamenti del generatore fotovoltaico;
- dalle caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura, perdite per disaccoppiamento o mismatch;
- dalle caratteristiche del BOS (Balance Of System).

Il valore del BOS può essere stimato direttamente oppure come complemento all'unità del totale delle perdite, calcolate mediante la seguente formula:

$$\text{Totale perdite [\%]} = [1 - (1 - a - b) \times (1 - c - d) \times (1 - e) \times (1 - f)] + g$$

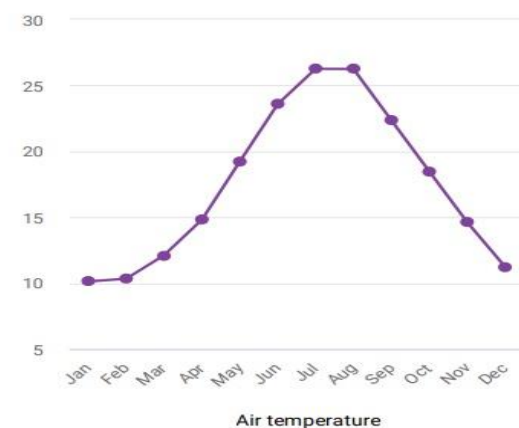
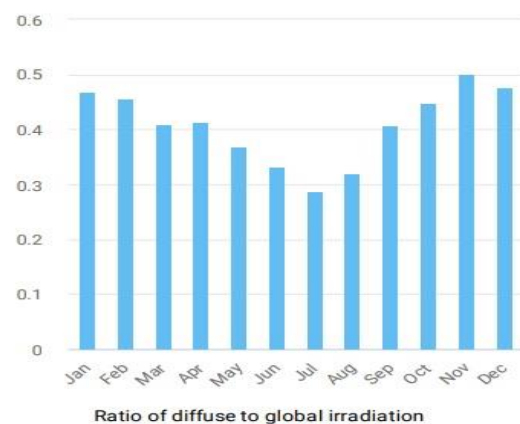
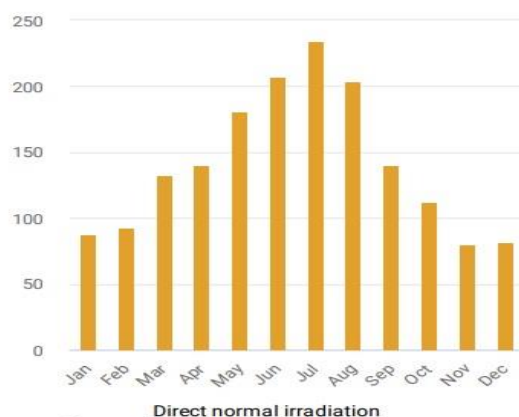
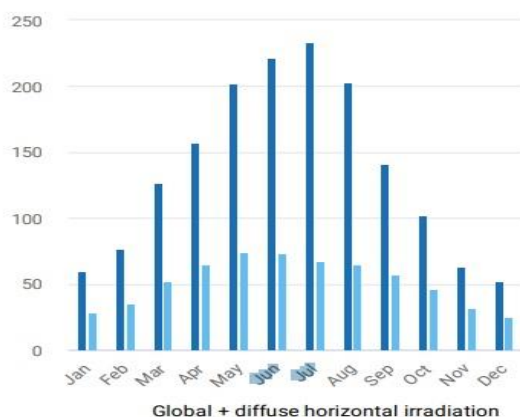
per i seguenti valori:

- a Perdite per riflessione.
- b Perdite per ombreggiamento.
- c Perdite per mismatching.
- d Perdite per effetto della temperatura.
- e Perdite nei circuiti in continua.
- f Perdite negli inverter.
- g Perdite nei circuiti in alternata.

La disponibilità della fonte solare per il sito di installazione è verificata utilizzando i dati "UNI 10349:2016 e le serie storiche relative ai dati disponibili su stazioni meteo locali.

Per la località sede dell'intervento, ovvero il comune di BRINDISI (BR) i valori giornalieri medi mensili dell'irradiazione solare sul piano orizzontale e le temperature stimate sono sintetizzate nei seguenti grafici ottenuti col sw SOLARGIS:

Month	GHI kWh/m ²	DNI kWh/m ²	DIF kWh/m ²	D2G	TEMP °C
Jan	60	88	28	0.47	10.1
Feb	77	93	35	0.46	10.3
Mar	127	133	52	0.41	12.1
Apr	157	140	65	0.41	14.8
May	202	181	75	0.37	19.2
Jun	221	207	73	0.33	23.6
Jul	234	235	68	0.29	26.3
Aug	203	205	65	0.32	26.2
Sep	141	140	58	0.41	22.4
Oct	102	113	46	0.45	18.5
Nov	63	80	31	0.50	14.6
Dec	52	82	25	0.48	11.2
Yearly	1640	1695	621	0.38	17.4



Quindi, i valori della irradiazione solare annua sul piano orizzontale sono pari a **1 640 kWh/m²**

Gli effetti di schermatura da parte di volumi all'orizzonte, dovuti ad elementi naturali (rilievi, alberi) o artificiali (edifici), determinano la riduzione degli apporti solari e il tempo di ritorno dell'investimento.

Il Coefficiente di Ombreggiamento, funzione della morfologia del luogo, è pari a **1.00**.

Di seguito il diagramma solare per il comune di BRINDISI:

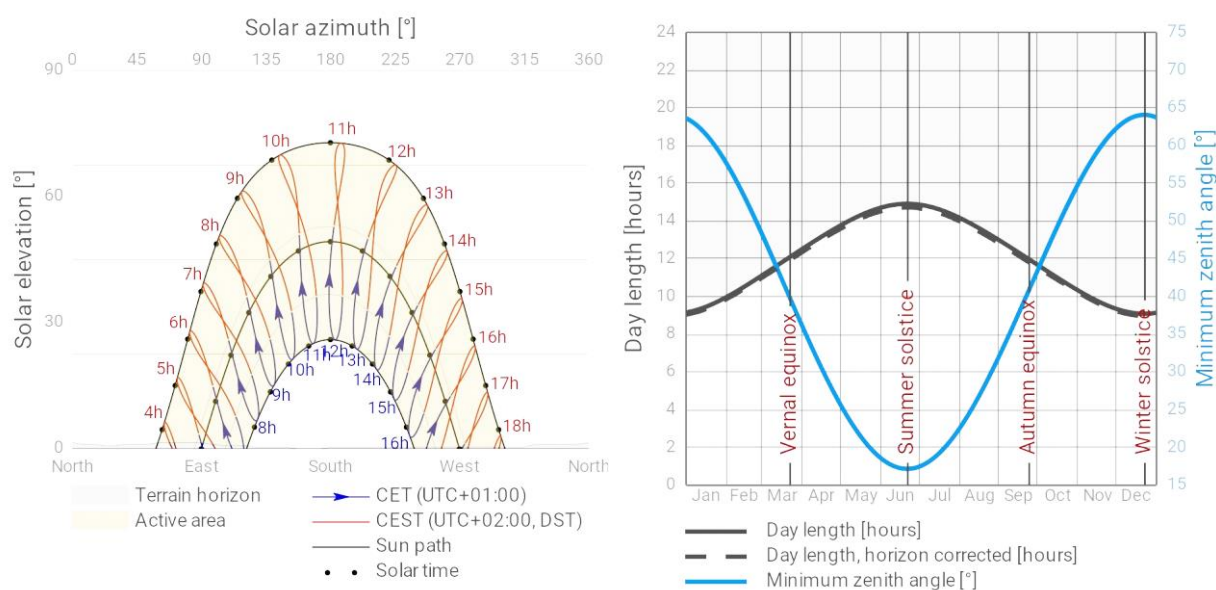


Fig. 2: Diagramma solare

Per tener conto del plus di radiazione dovuta alla riflettanza delle superfici della zona in cui è inserito l'impianto, si sono stimati i valori medi mensili, considerando anche i valori presenti nella norma UNI 10349:

Valori di riflettanza media mensile

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20

La riflettanza media annua è pari a **0.20**.

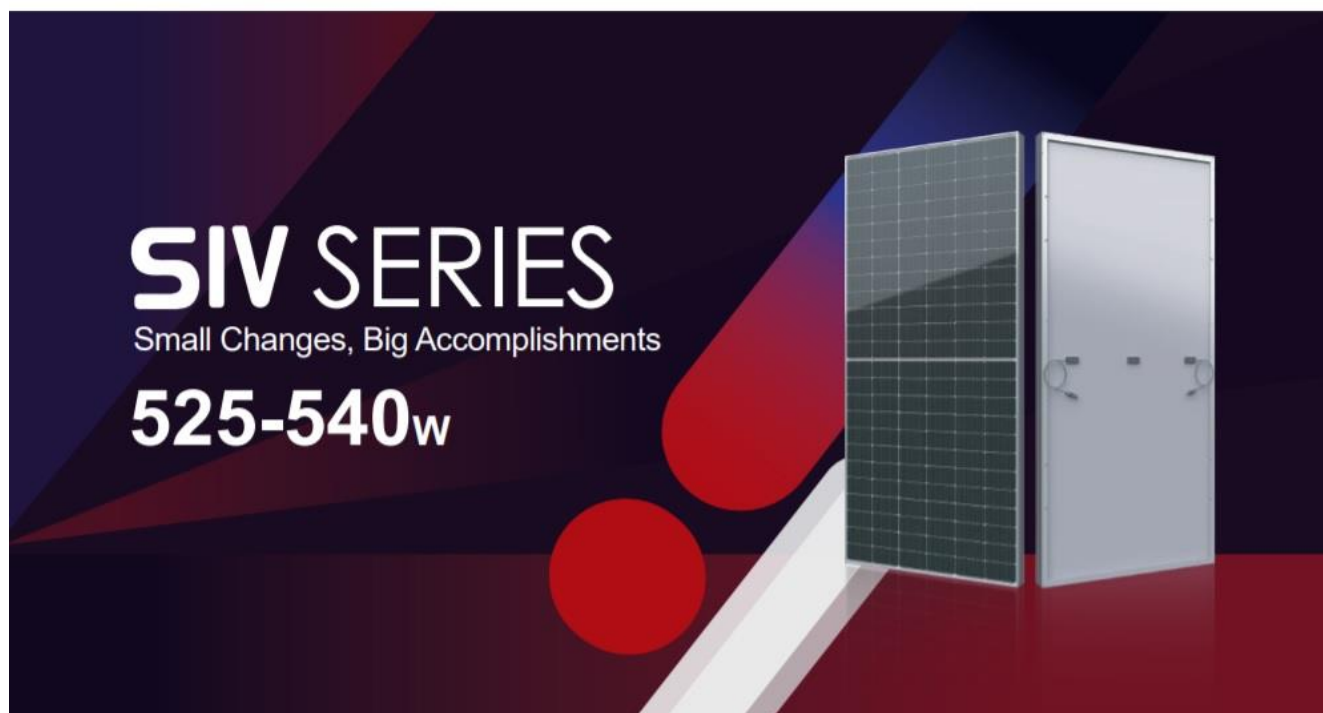
DATI GENERALI DEL PROGETTO

Il generatore fotovoltaico sarà di tipo installato a terra su tracker monoassiali est-ovest, ed sarà costituito da moduli fotovoltaici in silicio monocristallino

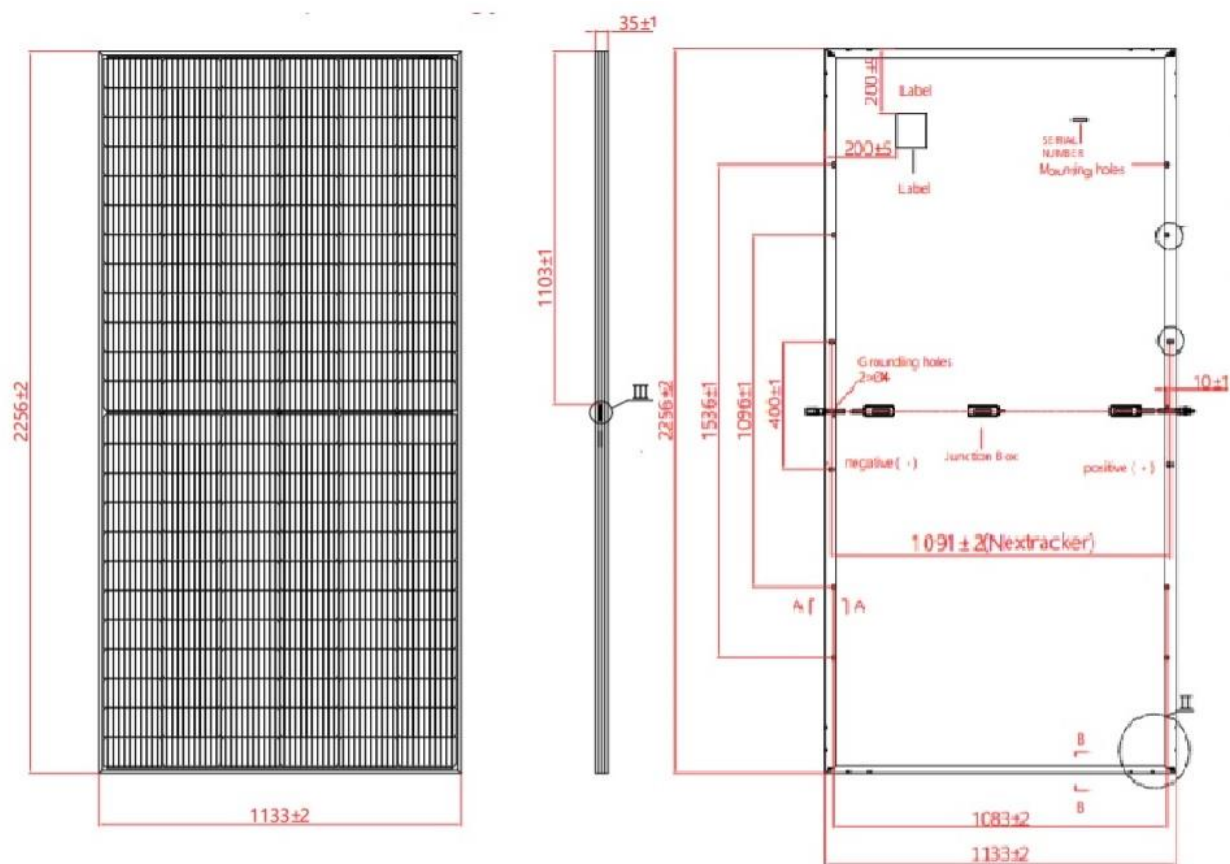
I moduli fotovoltaici sono i **Seraphim SRP-540-BMA-HV** in silicio monocristallino da 144 celle di dimensioni 2256 x 1133 x 35 mm, da 540 Wp ovvero ad alta efficienza, e ciò garantisce a parità di potenza installata una minore occupazione del suolo rispetto a moduli con efficienza standard



SHIFTING THE FUTURE
www.seraphim-energy.com

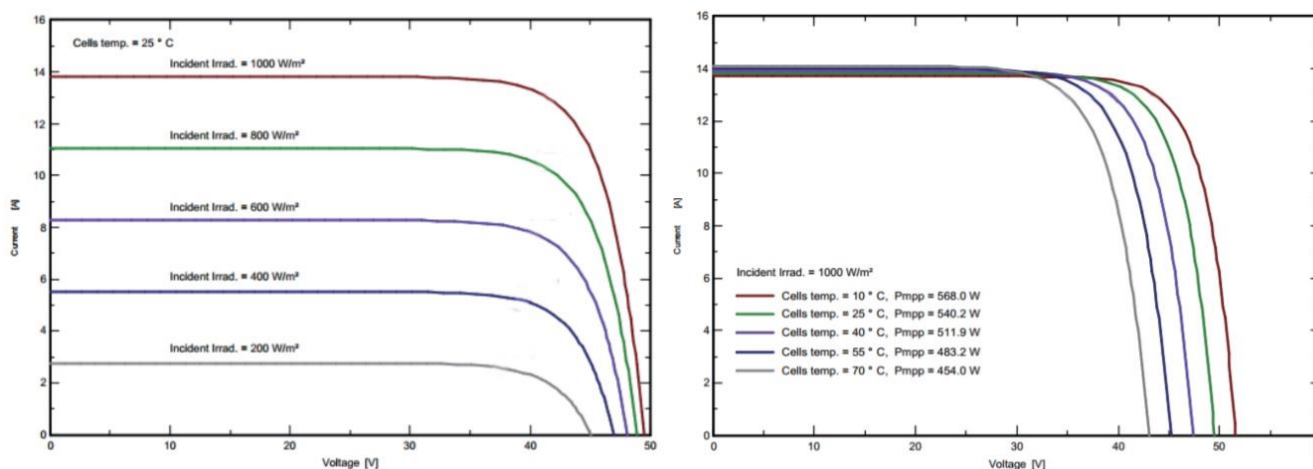


Sono caratterizzati da una cornice in alluminio e da una lastra di protezione delle celle in EVA, che garantiscono una elevata resistenza meccanica, una resistenza al fuoco di classe A tipo 3 oltre a ottime prestazioni da un punto di vista di minori perdite per le connessioni elettriche, minori predite dovute ad ombreggiamenti e minori perdite per temperature.



I moduli scelti sono caratterizzati da elevate efficienza, oltre che da tolleranze positive e da buona insensibilità alle variazioni delle tensioni al variare della temperature, come evidenziato dalle seguenti curve caratteristiche.

I-V Curve



E dai seguenti parametri tecnici



Electrical Characteristics

Module Type	SRP-525-BMA-HV	SRP-530-BMA-HV	SRP-535-BMA-HV	SRP-540-BMA-HV
	STC	STC	STC	STC
Maximum Power at STC (Pmp)	525	530	535	540
Open Circuit Voltage (Voc)	49.20	49.33	49.40	49.50
Short Circuit Current (Isc)	13.50	13.60	13.70	13.81
Maximum Power Voltage (Vmp)	40.78	41.03	41.29	41.55
Maximum Power Current (Imp)	12.88	12.92	12.96	13.00
Module Efficiency at STC(η_m)	20.54	20.74	20.93	21.13
Power Tolerance	(0, +3%)			
Maximum System Voltage	1500V DC			
Maximum Series Fuse Rating	25 A			

STC: Irradiance 1000 W/m² module temperature 25°C AM=1.5

Temperature Characteristics

Pmax Temperature Coefficient	-0.35 %/°C
Voc Temperature Coefficient	-0.27 %/°C
Isc Temperature Coefficient	+0.05 %/°C
Operating Temperature	-40 ~ +85 °C
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2 °C

Il progetto prevede l'utilizzo di inverter **SUNGROW - SG250HX**

SUNGROW SG250HX
Multi-MPPT String Inverter for 1500 Vdc System



di cui si riportano di seguito le caratteristiche tecniche:

Type designation	SG250HX
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	600 V / 600 V
Nominal PV input voltage	1160 V
MPP voltage range	600 V – 1500 V
MPP voltage range for nominal power	860 V – 1300 V
No. of independent MPP inputs	12
Max. number of input connectors per MPPT	2
Max. PV input current	26 A * 12
Max. current for input connector	30 A
Max. DC short-circuit current	50 A * 12
Output (AC)	
AC output power	250 kVA @ 30 °C / 225 kVA @ 40 °C / 200 kVA @ 50 °C
Max. AC output current	180.5 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	680 – 880V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency	99.0 %
European efficiency	98.8 %

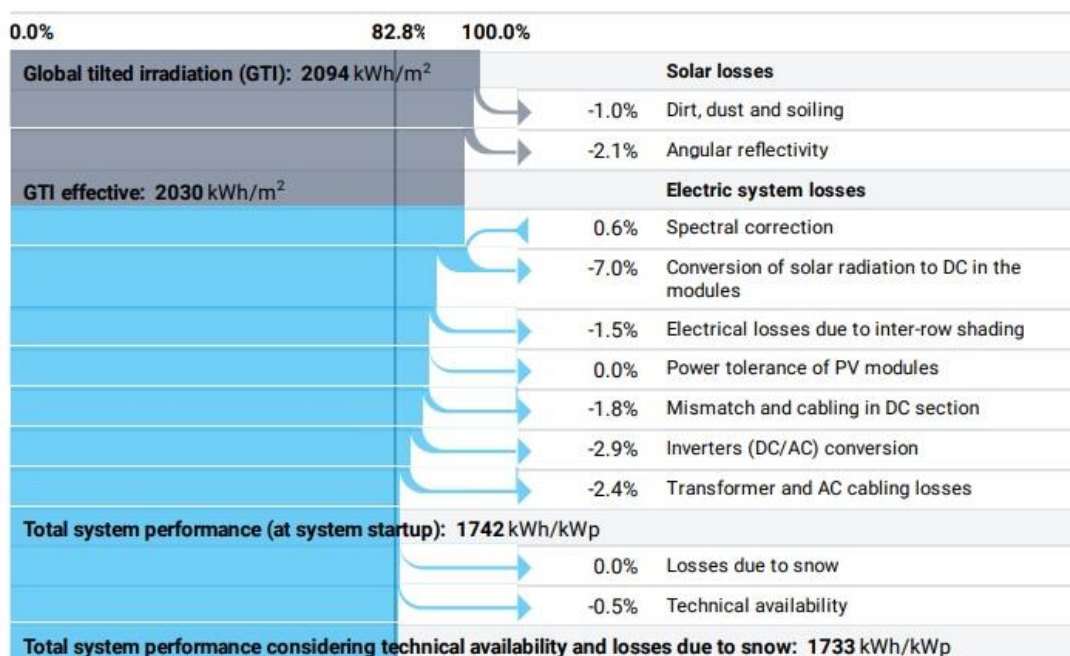
Sulla base della potenza di picco del campo in DC e delle caratteristiche dei moduli il campo sarà formato da **11760** moduli, raggruppati in **420** stringhe formate da **28** moduli collegati in serie, il campo sarà suddiviso in **2** sottocampi livello I, divisi rispettivamente in **10 e 11** sottocampi di livello II, afferenti rispettivamente a 10 e 11 inverter da 250 kW. Ogni sottocampo è caratterizzato dalla potenza di 3 MWp circa in DC, e da una Power Station in MT con un trasformatore da 3150 kVA a 36 kV, con isolamento in olio, ciascuno con la relativa protezione MT, che trasforma l'energia alternata elevandola alla tensione di riferimento della rete, una rete in MT composta da due tronchi radiali raccoglie l'energia e la convoglia nel punto di consegna dove viene immessa nella rete elettrica nazionale.

STIMA PRODUCIBILITA'

Effettuiamo adesso la stima della producibilità dell'impianto nelle seguenti condizioni:

1. assenza di perdite per manutenzione, ovvero non considerando eventuali failure del sistema di inseguimento del tracker e non considerando failure degli inverter e di intervento delle protezioni,
2. disponibilità di radiazione solare come sopra descritta
3. perdite dovute :
 - Perdita per irraggiamento
 - Perdite per ombreggiamento
 - Perdite per temperatura
 - Perdita per mismatch
 - Perdita per effetto joule nei cavi sezione CC
 - Perdita per effetto joule nei cavi sezione AC/BT
 - Perdita per effetto joule nei cavi sezione AC/MT
 - Perdite nell'inverter
 - Perdite nei trasformatori

Sintetizzate nel seguente diagramma

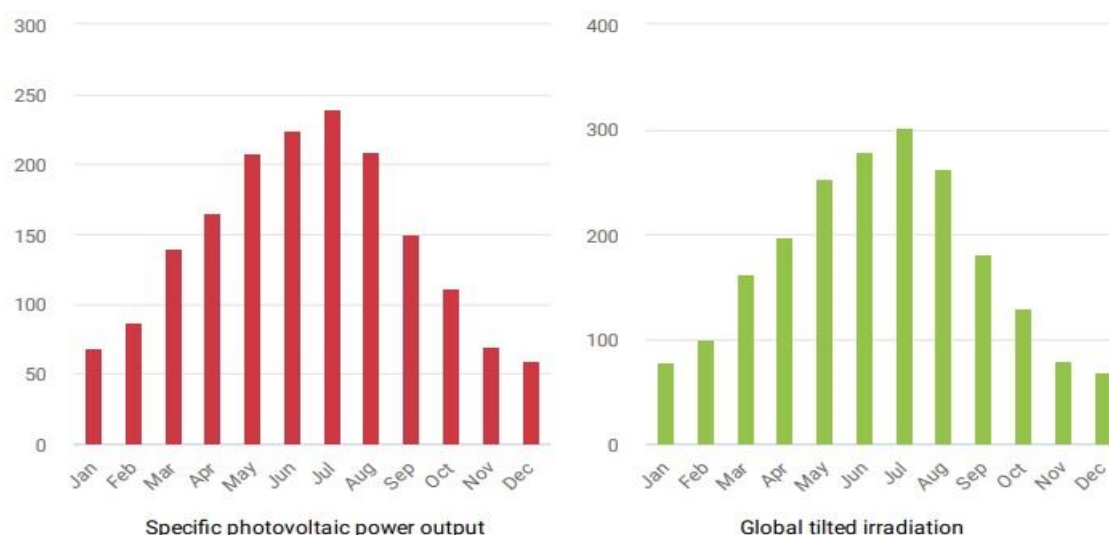


Loss diagram

Si stima quindi con l'ausilio del software certificato SOLARGIS come da report in allegato, per l'impianto di potenza totale pari a 6,3504 MW in DC e 5,330 MWp in AC una produzione di energia annua pari a **11.0052 MWh** (equivalente a **1 733 kWh/kWp**)

Mont	GTI Monthly sum kWh/m ²	GTI Daily average Wh/m ²	PVOUT specific Monthly sum kWh/kWp	PVOUT specific Daily average Wh/kWp	PVOUT total Monthly sum kWh	PVOUT total Daily average Wh	PR %
Jan	78	2522	69	2229	463,891.08	13351325	88.4
Feb	99	3532	87	3104	570,529.13	18590326	87.9
Mar	162	5240	140	4509	887,307.94	27009933	86.1
Apr	197	6564	165	5514	1,040,891.82	33029727	84.0
May	254	8178	208	6706	1,295,284.33	40170462	82.0
Jun	280	9322	225	7491	1,396,217.29	44873910	80.4
Jul	302	9728	240	7727	1,484,876.57	46286341	79.4
Aug	262	8466	210	6767	1,306,574.69	40534667	79.9
Sep	182	6054	150	4995	937,605.51	29920184	82.5
Oct	130	4197	111	3571	703,174.33	21392720	85.1
Nov	80	2668	70	2322	467,205.66	13906855	87.0
Dec	68	2198	60	1933	451,641.65	11576180	87.9
Year	2094	5722	1733	4739	11,005,200	28386886	82.8

Nel grafico seguente si riporta l'energia prodotta mensilmente:



Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh].

Questo coefficiente individua le TEP (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) necessarie per la realizzazione di 1 MWh di energia, ovvero le TEP risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica.

Risparmio di combustibile

Risparmio di combustibile in	TEP
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0.187
TEP risparmiate in un anno	15.44
TEP risparmiate in 20 anni	283.76

Fonte dati: Delibera EEN 3/08, art. 2

Sulla base di quanto esposto l'impianto fotovoltaico oggetto della presente relazione consente le riduzioni di emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra, nelle quantità sintetizzate nella tabella seguente:

Emissioni evitate in atmosfera di	CO ₂	SO ₂	NO _x	Polveri
Emissioni specifiche in atmosfera [g/kWh]	948,00	0,75	0,85	0,03
Emissioni evitate in un anno [kg]	10432740,00	8209,73	9398,27	308,14
Emissioni evitate in 20 anni [kg]	208654800,00	164194,60	187965,40	6162,80

Il Tecnico

Dott. Ing. Nicola Incampo

