



# REGIONE PUGLIA

Comune di Spinazzola (BT)

Località "Salice"

Progetto definitivo di un impianto agrovoltaiico della potenza complessiva pari a 49.36880 MW, da ubicare in agro di Spinazzola (BT), delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili da ubicare nei Comuni di Banzi e Genzano di Lucania (PZ).

PROPONENTE

SPINAZZOLA SPV s.r.l.  
Viale Regina Margherita 125 - 00198 Roma (RM)  
PEC spinazzolaspvsl@pec.enel.it  
Cf/P.IVA 08379390720

SPINAZZOLA SPV SRL

Codice Autorizzazione Unica 6C4AOU6

ELABORATO

15DS

Relazione producibilità

scala

PROGETTISTA

Dott.Ing.Saverio Gramegna  
Via Cremona 47, 70022 Altamura (BA)  
P.IVA 06306900728  
Ordine degli Ingegneri di Bari n.8443  
PEC saverio.gramegna@ingpec.eu



IL TECNICO

Dott. Ingegnere NICOLA INCAMPO  
Altamura BA-70022  
P.IVA 08150200723  
Ordine Ingegneri di Bari n°6280  
PEC: nicola.incampo6280@pec.ordingbari



Aggiornamenti	Numero	Data	Motivo
	REVO	Luglio 2021	ISTANZA VIA ART.23 D.LGS 152/06 – ISTANZA AUTORIZZAZIONE UNICA ART. 12 D.LGS 387/03

SPAZIO RISERVATO AGLI ENTI

<b>RELAZIONE PRODUCIBILITA'</b>	<b>2</b>
<b>PREMESSA</b>	<b>2</b>
<b>DATI GENERALI IDENTIFICATIVI DELLA SOCIETÀ PROPONENTE</b>	<b>2</b>
<b>CRITERIO GENERALE DI CALCOLO</b>	<b>2</b>
<b>CRITERIO DI STIMA DELL'ENERGIA PRODOTTA</b>	<b>3</b>
<b>DATI GENERALI DEL PROGETTO</b>	<b>6</b>
<b>STIMA PRODUCIBILITA'</b>	<b>7</b>

## 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 Spinazzola SPV Srl, della progettazione dell'impianto elettrico a servizio dell'impianto agrovoltaiico da 49.368,80 MWp identificato dal codice di rintracciabilità Terna 201900688, da realizzare in località Salice in agro Spinazzola (BAT), redige la presente relazione tecnica relativa alla stima della 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: SPINAZZOLA SPV s.r.l.

Sede Legale: Via G. Bovio 84 - Spinazzola (BAT)

P.IVA 08379390720

Pec : spinazzolaspvsl@pec.it

### CRITERIO GENERALE DI CALCOLO

Il principio progettuale normalmente utilizzato per un impianto agrovoltaiico 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 - Stazione di rilevazione: Oppido Lucano" relativi a valori giornalieri medi mensili della

irradiazione solare sul piano orizzontale.

Per la località sede dell'intervento, ovvero il comune di SPINAZZOLA (BT) avente latitudine 40°.9700 N, longitudine 16°.0903 E e altitudine di 435 m.s.l.m.m., i valori giornalieri medi mensili dell'irradiazione solare sul piano orizzontale stimati sono pari a:

Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [kWh/m<sup>2</sup>]

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
1.75	2.58	3.78	5.33	6.75	7.11	7.14	6.75	4.83	3.56	2.03	1.75

Fonte dati: UNI 10349:2016 - Stazione di rilevazione: Oppido Lucano

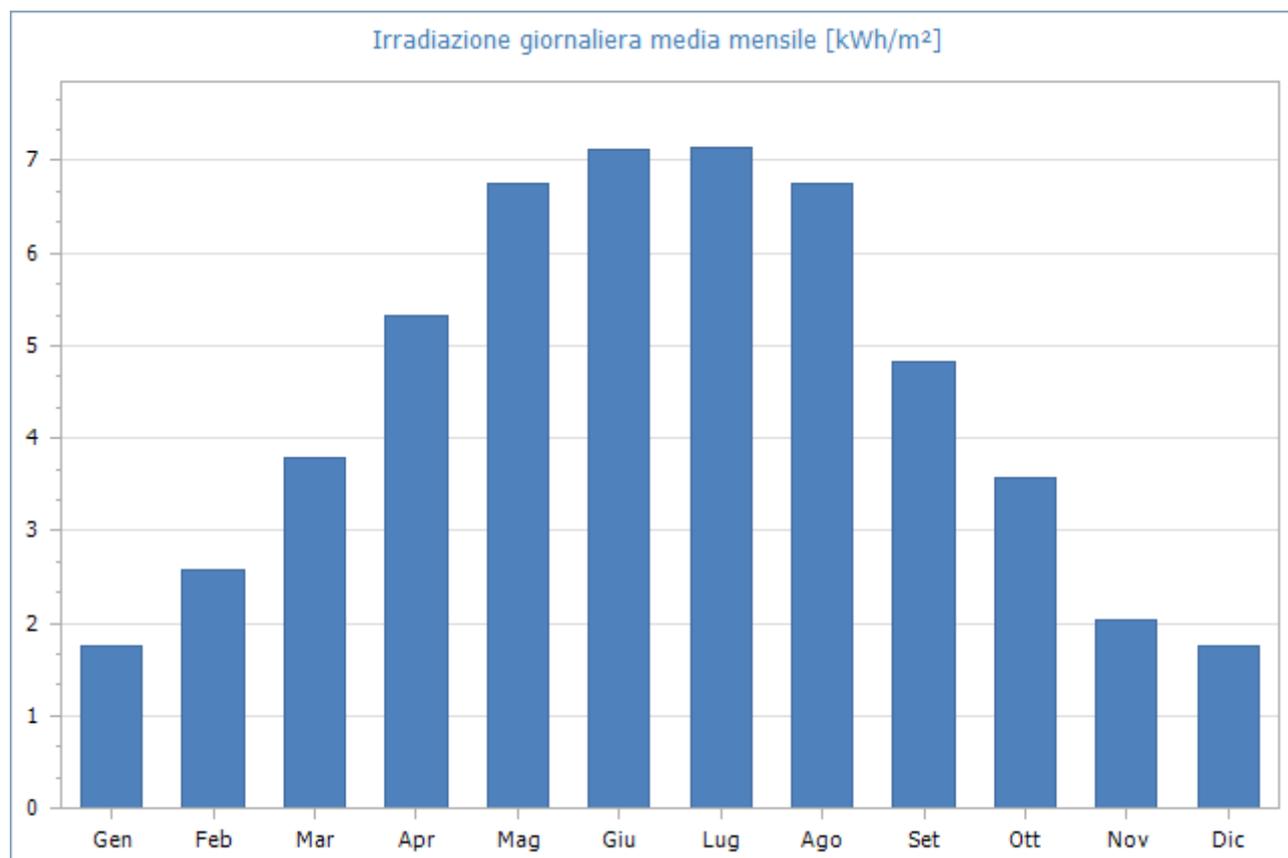


Fig. 1: Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [kWh/m<sup>2</sup>]- Fonte dati: UNI 10349:2016 - Stazione di rilevazione: Oppido Lucano

Quindi, i valori della irradiazione solare annua sul piano orizzontale sono pari a **1 589 kWh/m<sup>2</sup>** (Fonte dati: UNI 10349:2016 - Stazione di rilevazione: Oppido Lucano).

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 SPINAZZOLA:

### DIAGRAMMA SOLARE

SPINAZZOLA (BT) - Lat. 40°.9700 N - Long. 16°.0903 E - Alt. 435 m

Coeff. di ombreggiamento (da diagramma) 1.00

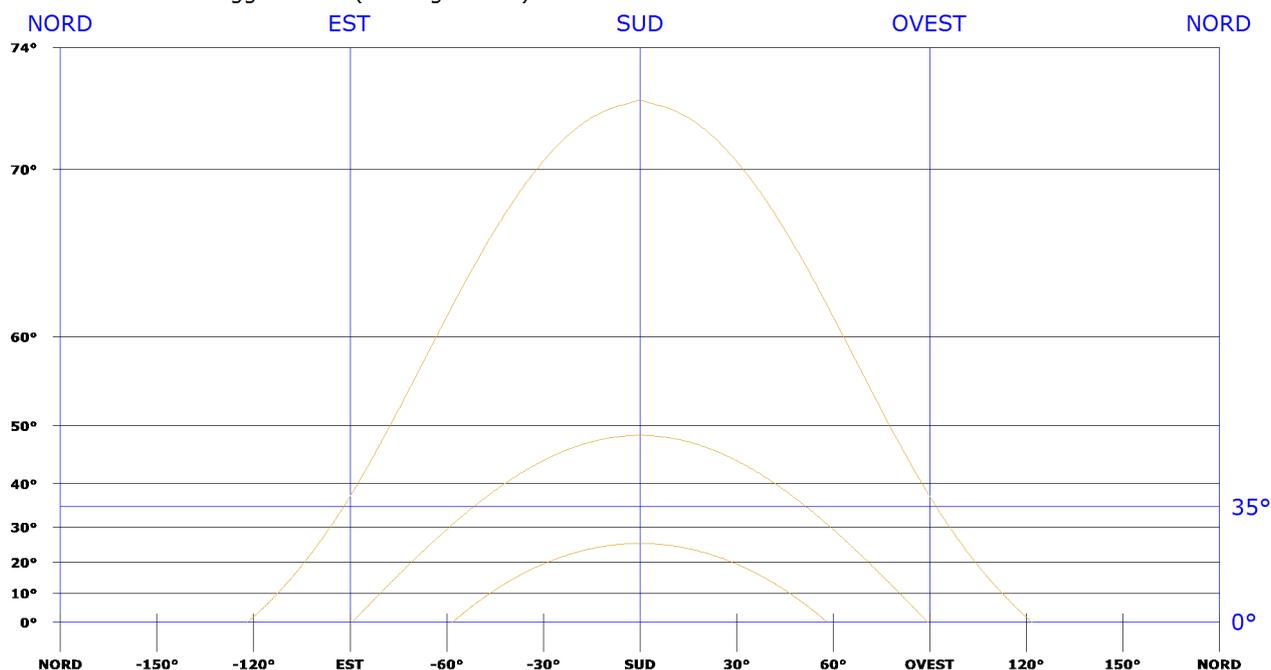


Fig. 2: Diagramma solare

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 da 505 Wp, marca Trina Solar modello TSM-DEG18MC.20(II) posati in verticale su due file.

I moduli hanno le seguenti caratteristiche elettriche :

### ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts- $P_{MAX}$ (Wp)*	475	480	485	490	495	500	505
Power Tolerance- $P_{MAX}$ (W)	0 ~ +5						
Maximum Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	41.9	42.2	42.5	42.8	43.1	43.4	43.7
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	11.34	11.38	11.42	11.45	11.49	11.53	11.56
Open Circuit Voltage- $V_{OC}$ (V)	50.5	50.7	50.9	51.1	51.3	51.5	51.7
Short Circuit Current- $I_{SC}$ (A)	11.93	11.97	12.01	12.05	12.09	12.13	12.17
Module Efficiency $\eta_m$ (%)	19.7	19.9	20.1	20.3	20.5	20.7	21.0

STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5.

### TEMPERATURE RATINGS

NMOT (Nominal Module Operating Temperature)	41°C (±3°C)
Temperature Coefficient of $P_{MAX}$	- 0.35%/°C
Temperature Coefficient of $V_{OC}$	- 0.25%/°C
Temperature Coefficient of $I_{SC}$	0.04%/°C

### MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40 ~ +85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Max Series Fuse Rating	25A

(Do not connect Fuse in Combiner Box with two or more strings in parallel connection)

Gli inverte di progetto sono invece di marca Santerno modello SUNWAY TG 1800 – 1500 V – TE 620, ed hanno le seguenti caratteristiche tecniche:

TECHNICAL SPECIFICATIONS	
DC input voltage	1000 V, 1500 V
Independent MPPTs	Up to 2
DC Inputs	Up to 8 per MPPT
AC output voltage	Up to 690 V <sub>AC</sub>
AC output current	2000 A @ 25 °C, 1800 A @ 45 °C (1000 V) 1800 A @ 25 °C, 1600 A @ 45 °C (1500 V)
AC output power	1450 VA @ 25 °C, 1320 VA @ 45 °C (1000 V) 2150 VA @ 25 °C, 1912 VA @ 45 °C (1500 V)
Communications	Ethernet, RS-485
Data protocol	Modbus TCP, Modbus RTU
Ingress Protection	IP54 (IP20 open doors)
Dimensions	2.0 x 1.3 x 2.4 m (1 MPPT) 3.2 x 1.3 x 2.4 m (2 MPPTs)

Sulla base della potenza di picco del campo in DC e delle caratteristiche dei moduli il campo sarà formato da 97.760 moduli, raggruppati in stringhe formate da 26 moduli collegati in serie, il campo sarà suddiviso in 24 sottocampi livello I, ciascuno diviso a sua volta in 16 sottocampi di livello II, le stringhe in gruppi di 8-10-12 afferiscono ai 384 quadri di campo, 16 per ogni sottocampo di Livello II.

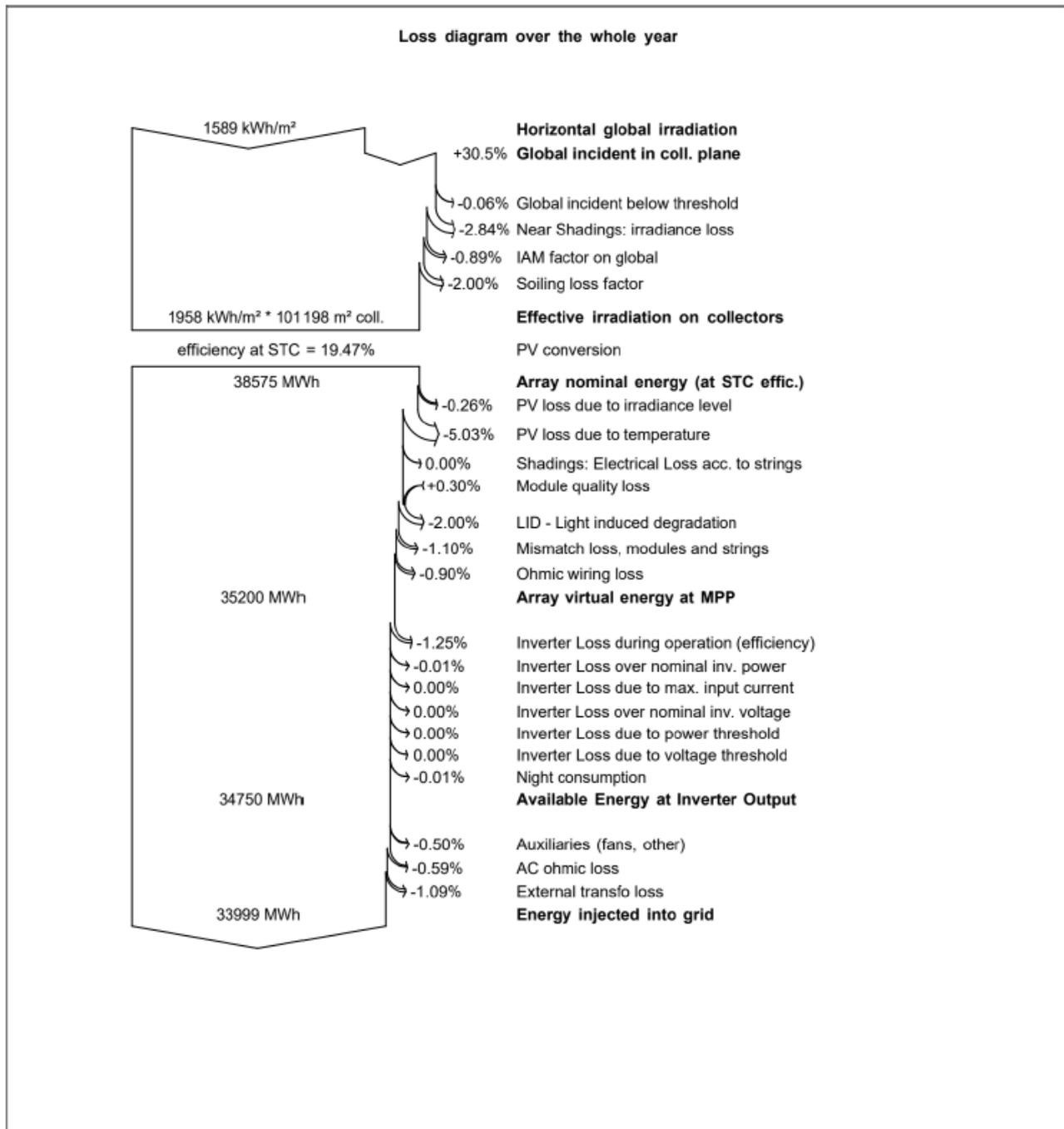
Ciascun quadro di campo è poi collegato ad uno dei due MPPT della Power Station di campo, ogni MPPT ha 8 ingressi, perciò Ogni sottocampo è caratterizzato dalla potenza di 2 MWp circa, e da una PS tipo SUNWAY TG 1800 – 1500 V – TE 620, in tutto abbiamo quindi 24 PS , una per campo, e 384 quadri, 16 per sottocampo di livello I, uno per ogni ingresso della PS, ogni PS ha un trasformatore da 2500 kVA in resina, con la relativa protezione MT, che trasforma l'energia da continua in alternata e la elevano alla tensione di riferimento della rete, una rete in MT raccoglie ad anello 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, d
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



Si stima per l'impianto di potenza totale pari a 49.368,8 MWp una produzione di energia annua pari a **82 562.54 MWh** (equivalente a **1 672.36 kWh/kW**)

Nel grafico seguente si riporta l'energia prodotta mensilmente:

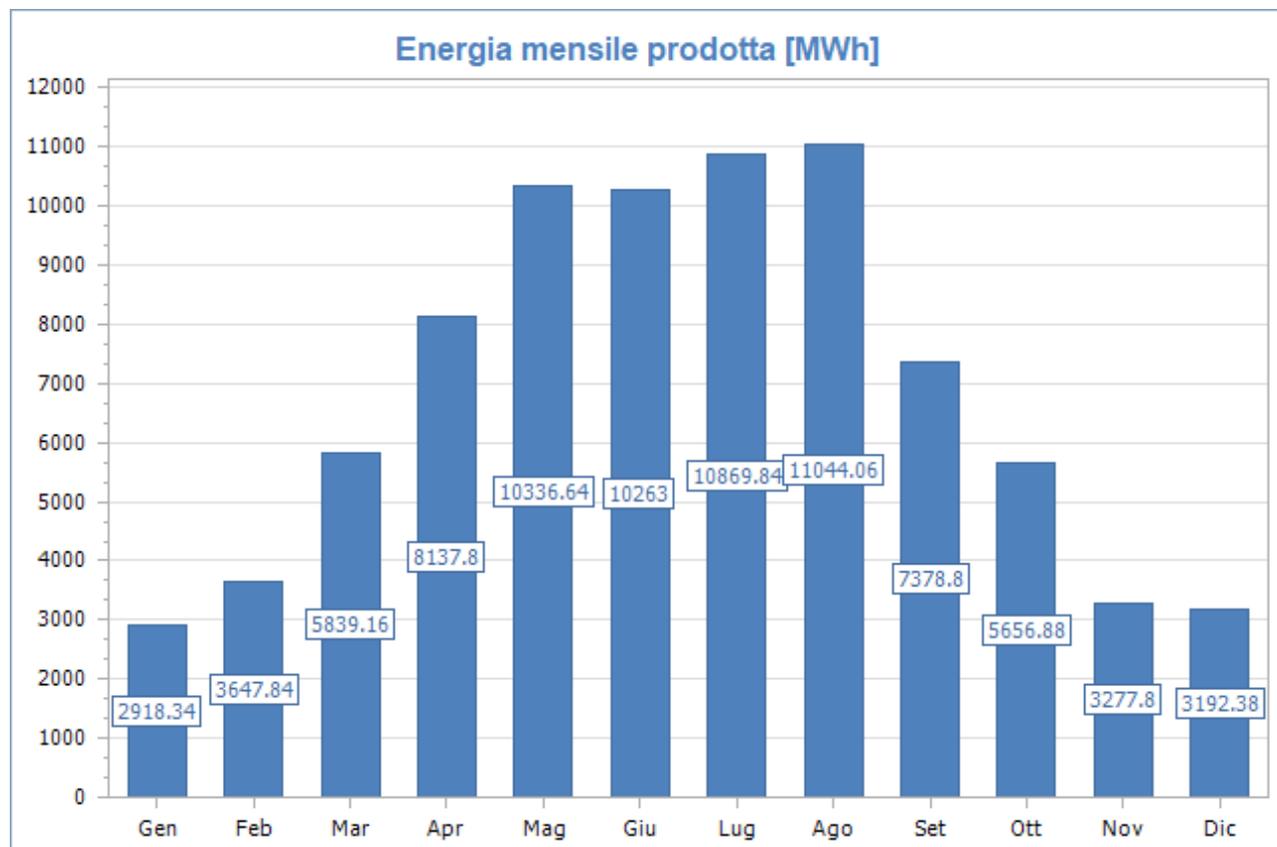


Fig. 2: Energia mensile prodotta dall'impianto in MWh

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 agrovoltico 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

Emissioni evitate in atmosfera di	CO <sub>2</sub>	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Polveri
Emissioni specifiche in atmosfera [g/kWh]	474.0	0.373	0.427	0.014
Emissioni evitate in un anno [kg]	39 134640.00	30800.00	35250.00	1160.00
Emissioni evitate in 20 anni [kg]	719 252000.00	565990.00	647930.00	21240.00

Fonte dati: Rapporto ambientale ENEL 2013

Il Tecnico

Dott. Ing. Nicola Incampo



## Sistema connesso in rete: Parametri di simulazione

**Progetto :** Spinazzola

<b>Luogo geografico</b>	<b>Spinazzola</b>	<b>Paese</b>	<b>Italia</b>	
<b>Ubicazione</b>	Latitudine	40.91° N	Longitudine	16.08° E
Tempo definito come	Ora legale	Fuso orario TU+1	Altitudine	379 m
	Albedo	0.20		
<b>Dati meteo:</b>	<b>Spinazzola</b>	Meteonorm 7.3 (1986-2005), Sat=100% - Sintetico		

**Variante di simulazione :** Nuova variante di simulazione

Data di simulazione 13/10/20 18h09

<b>Parametri di simulazione</b>	Tipo di sistema	<b>Eliostati illimitati con indetreggiamento</b>		
<b>Assi inseguimento orizzontali</b>	Modelli semplificati, illimitati	10Riche inseguitori	Asse dell'azimut	0°
Limitazioni di rotazione	Phi min.	-55°	Phi max.	55°
	Algoritmo dell'inseguimento	Ottimizzazione dell'irraggiamento		
<b>Strategia Backtracking</b>	N. di eliostati	10	Eliostati illimitati	
	Distanza eliostati	10.00 m	Larghezza collettori	4.50 m
Banda inattiva	Sinistra	0.02 m	Destra	0.02 m
Angolo limite indetreggiamento	Limiti phi	+/- 62.5°	Fattore di occupazione (GCR)	45.0%
<b>Modelli utilizzati</b>	Trasposizione	Perez	Diffuso	Perez, Meteonorm
			Circumsolare	separare
<b>Orizzonte</b>	Orizzonte libero			
<b>Ombre vicine</b>	Senza ombre			
<b>Bisogni dell'utente :</b>	Carico illimitato (rete)			

**Caratteristiche campo FV**

<b>Modulo FV</b>	Si-mono	Modello	<b>TSM-DE18M-(II)-505</b>		
PVsyst database originale		Costruttore	Trina Solar		
Numero di moduli FV		In serie	26 moduli	In parallelo	3760 stringhe
Numero totale di moduli FV		n. di moduli	97760	Potenza nom. unit.	505 Wp
Potenza globale campo		Nominale (STC)	<b>49369 kWc</b>	In cond. di funz.	44935 kWc (50°C)
Caratt. di funzionamento campo FV (50°C)		U mpp	1017 V	I mpp	44182 A
Superficie totale		Superficie modulo	<b>233573 m²</b>		

**Inverter**

definizione customizzata dei parametri	Modello	<b>SUNWAY TG1800 1500V TE - 640</b>		
Caratteristiche	Costruttore	Santerno		
Gruppo di inverter	Potenza nom. unit.	<b>1800 kWac</b>	Tensione funz.	940-1200 V
	Potenza totale	<b>43200 kWac</b>	Rapporto Pnom	1.14
	N. di inverter	24 unità		
<b>Totale</b>	Potenza totale	<b>43200 kWac</b>	Rapporto Pnom	1.14

**Fattori di perdita campo FV**

Perdite per sporco campo		Fraz. perdite	1.0 %
Fatt. di perdita termica	Uc (cost)	Uv (vento)	0.0 W/m²K / m/s
Perdita ohmica di cablaggio	Res. globale campo	Fraz. perdite	1.5 % a STC
Perdita di qualità moduli		Fraz. perdite	-0.8 %
Perdite per mismatch del modulo		Fraz. perdite	1.0 % a MPP
Perdita disadattamento Stringhe		Fraz. perdite	0.10 %



## Sistema connesso in rete: Risultati principali

**Progetto :** Spinazzola

**Variante di simulazione :** Nuova variante di simulazione

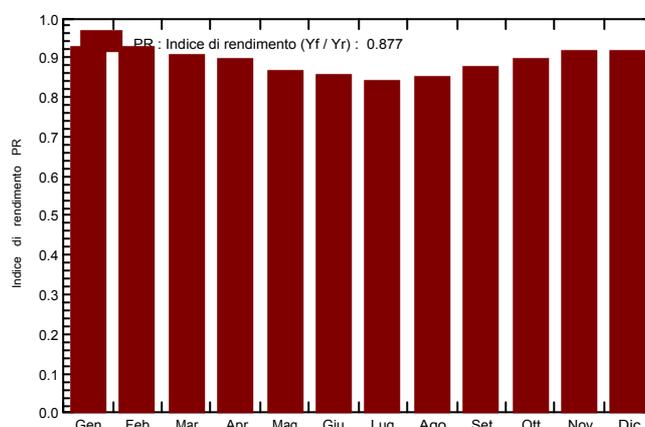
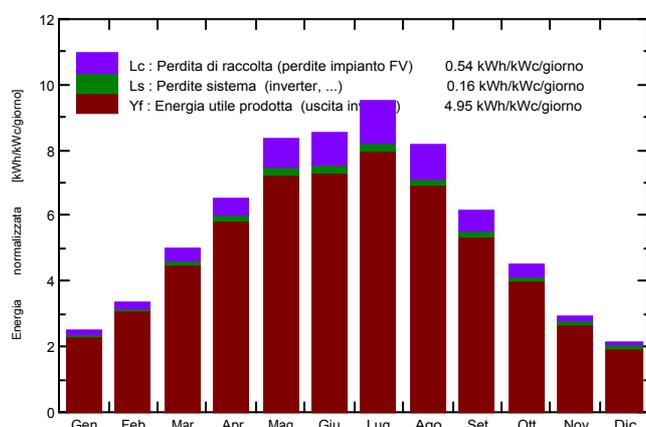
<b>Parametri principali del sistema</b>	Tipo di sistema	<b>Eliostati illimitati con indetreggiamento</b>		
Orientamento campo FV	inclinazione			
Moduli FV	Modello	TSM-DE18M-(II)-505	Pnom	505 Wc
Campo FV	Numero di moduli	97760	Pnom totale	<b>49369 kWc</b>
Inverter	Modello	SUNWAY TG1800 1500V TE - 640		1800 kW ac
Gruppo di inverter	Numero di unità	24.0	Pnom totale	<b>43200 kW ac</b>
Bisogni dell'utente	Carico illimitato (rete)			

### Risultati principali di simulazione

Produzione sistema	<b>Energia prodotta</b>	<b>89262 MWh/anno</b>	Prod. spec.	1808 kWh/kWc/anno
	Indice di rendimento PR	87.67 %		

Produzione normalizzata (per kWp installato): Potenza nominale 49369 kWc

Indice di rendimento PR



### Nuova variante di simulazione

#### Bilanci e risultati principali

	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>DiffHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>T_Amb</b> °C	<b>GlobInc</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>GlobEff</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>EArray</b> MWh	<b>E_Grid</b> MWh	<b>PR</b> ratio
<b>Gennaio</b>	58.7	27.61	6.10	77.4	72.7	3658	3538	0.926
<b>Febbraio</b>	72.6	34.50	5.98	93.8	89.0	4423	4287	0.926
<b>Marzo</b>	118.8	44.59	9.03	154.7	148.5	7137	6913	0.905
<b>Aprile</b>	152.7	65.99	12.01	195.5	188.0	8906	8638	0.895
<b>Maggio</b>	199.1	69.77	17.57	258.9	249.7	11429	11080	0.867
<b>Giugno</b>	202.8	82.04	21.94	256.2	247.0	11157	10827	0.856
<b>Luglio</b>	224.5	65.93	25.32	294.1	284.1	12581	12202	0.840
<b>Agosto</b>	192.5	66.09	24.87	252.5	243.7	10927	10598	0.850
<b>Settembre</b>	140.8	53.72	19.13	183.9	176.6	8189	7945	0.875
<b>Ottobre</b>	105.6	42.24	15.70	139.4	133.0	6363	6174	0.897
<b>Novembre</b>	67.2	29.02	10.87	88.6	83.6	4129	4001	0.915
<b>Dicembre</b>	52.1	27.49	7.49	67.5	62.8	3164	3058	0.918
<b>Anno</b>	1587.3	608.98	14.72	2062.4	1978.9	92063	89262	0.877

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

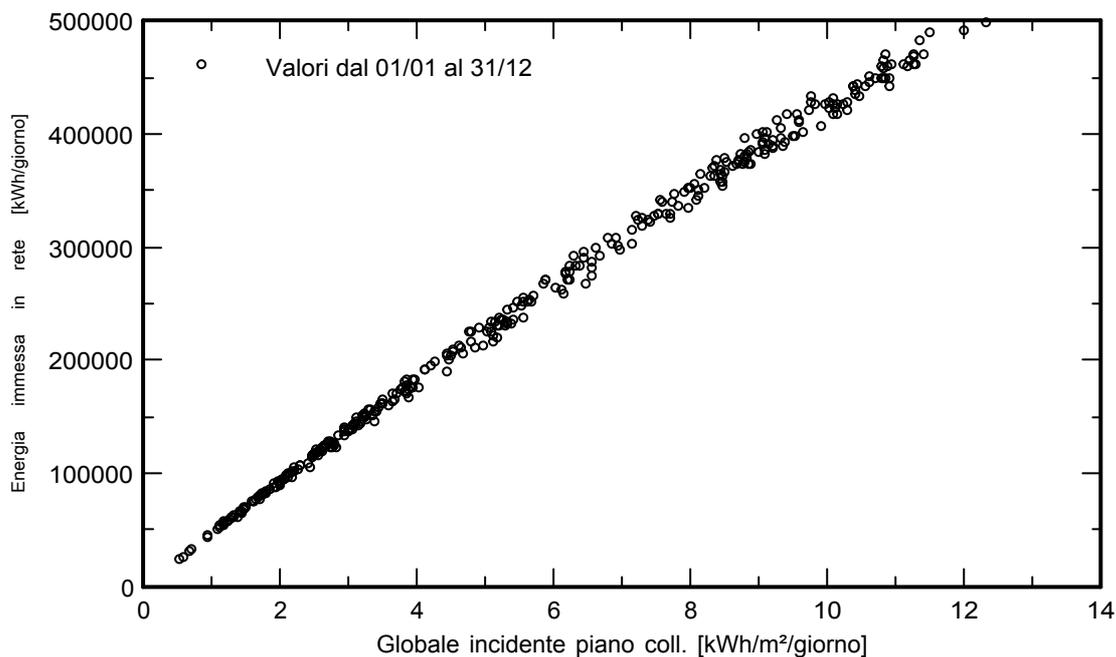
## Sistema connesso in rete: Grafici speciali

**Progetto :** Spinazzola

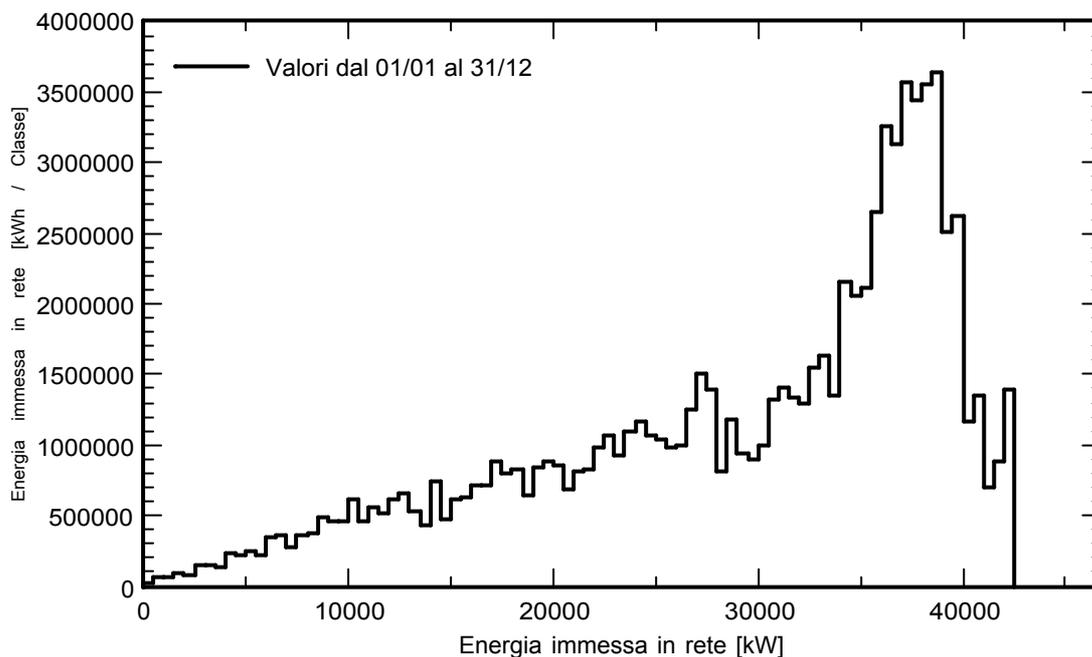
**Variante di simulazione :** Nuova variante di simulazione

<b>Parametri principali del sistema</b>	Tipo di sistema	<b>Eliostati illimitati con indetreggiamento</b>		
Orientamento campo FV	inclinazione			
Moduli FV	Modello	TSM-DE18M-(II)-505	Pnom	505 Wc
Campo FV	Numero di moduli	97760	Pnom totale	<b>49369 kWc</b>
Inverter	Modello	SUNWAY TG1800 1500V TE - 640		1800 kW ac
Gruppo di inverter	Numero di unità	24.0	Pnom totale	<b>43200 kW ac</b>
Bisogni dell'utente	Carico illimitato (rete)			

### Diagramma giornaliero entrata/uscita



### Distribuzione potenza in uscita sistema



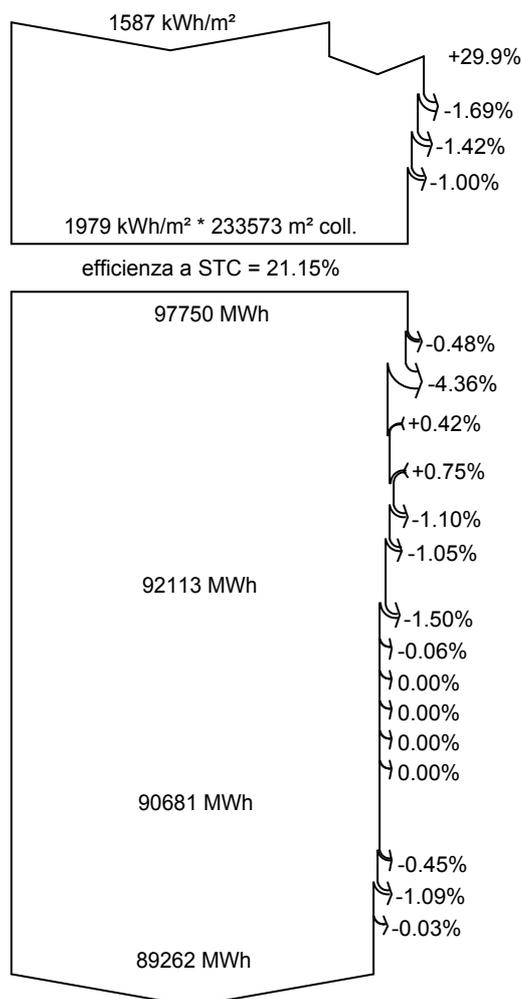
## Sistema connesso in rete: Diagramma perdite

**Progetto :** Spinazzola

**Variante di simulazione :** Nuova variante di simulazione

Parametri principali del sistema	Tipo di sistema	Eliostati illimitati con indetreggiamento		
Orientamento campo FV	inclinazione			
Moduli FV	Modello	TSM-DE18M-(II)-505	Pnom	505 Wc
Campo FV	Numero di moduli	97760	Pnom totale	<b>49369 kWc</b>
Inverter	Modello	SUNWAY TG1800 1500V TE - 640		1800 kW ac
Gruppo di inverter	Numero di unità	24.0	Pnom totale	<b>43200 kW ac</b>
Bisogni dell'utente	Carico illimitato (rete)			

### Diagramma perdite sull'anno intero



#### Irraggiamento orizzontale globale Globale incidente piano coll.

Ombre vicine: perdita di irraggiamento  
Fattore IAM su globale  
Perdite per sporco campo

#### Irraggiamento effettivo su collettori

Conversione FV

#### Energia nominale campo (effic. a STC)

Perdita FV causa livello d'irraggiamento

Perdita FV causa temperatura

Correzione spettrale

Perdita per qualità modulo

Perdita disadattamento moduli e stringhe

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

#### Energia in uscita inverter

Perdite ohmiche AC

Perdita del trasfo Medio Voltaggio

Perdita ohmmica sulla linea MV

#### Energia immessa in rete

## Sistema connesso in rete: Valutazione P50-P90

**Progetto :** Spinazzola

**Variante di simulazione :** Nuova variante di simulazione

Parametri principali del sistema	Tipo di sistema	Eliostati illimitati con indetreggiamento		
Orientamento campo FV	inclinazione			
Moduli FV	Modello	TSM-DE18M-(II)-505	Pnom	505 Wc
Campo FV	Numero di moduli	97760	Pnom totale	<b>49369 kWc</b>
Inverter	Modello	SUNWAY TG1800 1500V TE - 640		1800 kW ac
Gruppo di inverter	Numero di unità	24.0	Pnom totale	<b>43200 kW ac</b>
Bisogni dell'utente	Carico illimitato (rete)			

### Valutazione della probabile previsione di produzione

La distribuzione della probabilità di previsione del sistema per diversi anni È dipendente principalmente sui dati meteo usati per la simulazione, e dipende sulle seguenti scelte:

Origine dati Meteo		Meteonorm 7.3 (1986-2005), Sat=100%		
Dati meteo		Tipo	Medie mensili	Sintetico Media su più anni
Deviazione Standard	Cambiamento Climatico		0.0 %	
Differenza da anno in anno		Varianza	3.3 %	

La varianza della probabilità di distribuzione è anche dipendente dalla incertezza di alcuni parametri del sistema

Deviazione Standard	settaggio parametri modulo FV	1.0 %
	Incertezza nella stima efficienza inverter	0.5 %
	Incertezze di disadattamento e sporcizia	1.0 %
	Incertezza nella stima del degrado	1.0 %
Variabilità globale	Varianza	3.7 % (Somma quadratica media)

Valore di probabilità associato alla produzione	<b>Variabilità</b>	<b>3337 MWh</b>
	<b>P50</b>	<b>89262 MWh</b>
	<b>P90</b>	<b>84983 MWh</b>
	<b>P95</b>	<b>83779 MWh</b>

### Distribuzione di probabilità

