



REGIONE BASILICATA

Proponente



SOLTEC DEVELOPMENT SA (ex Powertis)

Calle de Núñez de Balboa, 33

28001 Madrid, Spain

www.soltec.com

AMBRA SOLARE 19 S.R.L.

Via Tevere 41

00187 Roma, Italy

C.F. 15946201009

IMPIANTO AGRIVOLTAICO FORESTELLA LAVALLE E OPERE CONNESSE POTENZA IMPIANTO 20,00 MWp COMUNE DI VENOSA (PZ)- COMUNE DI MONTEMILONE (PZ)

RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Progettazione



Studio Margiotta Associati

Via Vaccaro, 36

85100 POTENZA (PZ) - ITALY

Tel. 097137512

Pec: donata.margiotta@archiworldpec.it

Arch. Donata M. R. MARGIOTTA

PROGETTO DEFINITIVO

COD. PROGETTO	21IT1496	COD ELABORATO	scala
COD. FILE	21IT1496-A.5	A.5	-

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
00	Nov 2023	Progetto Definitivo	Margiotta	Margiotta	SOLTEC



	 STUDIO MARGIOTTA ASSOCIATI	CODE: 21IT1496-A.5
		PAGINA: 2 di/of 13

INDICE

1	PREMESSA.....	3
2	DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO	5
2.1	SITO DI INSTALLAZIONE	5
2.2	POTENZA TOTALE.....	6
2.3	DATI DI IRRAGGIAMENTO SOLARE.....	6
2.4	SISTEMI DI ORIENTAMENTO	6
2.5	PREVISIONE DI PRODUZIONE ENERGETICA.....	7
3	CRITERI DI SCELTA DELLE SOLUZIONI IMPIANTISTICHE DI PROTEZIONE CONTRO I FULMINI.....	14

	 <small>STUDIO MARGIOTTA ASSOCIATI</small>	CODE: 21IT1496-A.5
		PAGINA: 3 di/of 13

1 PREMESSA

La presente relazione concerne la realizzazione di un impianto agrivoltaico della potenza di 19960 kWp denominato "Forestella Lavallo", ubicato in località Forestella, nel territorio del Comune di Venosa, in provincia di Potenza presentato dalla società "AMBRA SOLARE 19 s.r.l.", con sede in Roma via XX Settembre n.1, C.F. e P.IVA: **15946201009**, società del gruppo **SOLTEC S.r.l (EX POWERTIS)**.

Il progetto comprende anche le opere di connessione alla RTN; che si svilupperanno parte nel territorio di Venosa (Pz), e parte in quello di Montemilone (Pz), dove avverrà anche la consegna nella SSE elettrica 380/150 KV "MONTEMILONE" da realizzarsi, ubicata in località "La Sterpara".

Il codice pratica di connessione alla RTN è il **202100495**.

Nello specifico, il cavidotto di connessione in MT si sviluppa per circa 7,59 Km fino alla stazione produttore (condominio Ambra Solare); dalla stazione produttore si sviluppa un cavidotto in AT di circa 761 m che si collega allo stallo all'interno dell'area della Stazione Terna, ubicata in località Sterpara.

Il cavidotto in MT si sviluppa per circa 5,4 Km nel territorio di Venosa (PZ) e per circa 2,19 Km nel territorio di Montemilone; il tratto in AT si sviluppa interamente nel comune di Montemilone.

L'area dell'impianto di progetto è servita dalla strada provinciale 18 "Ofantina" con cui confina ad Est.

Gli interventi di progetto ricadono in un contesto a prevalente vocazione agricola. La morfologia dell'area interessata è prevalentemente collinare con quote topografiche che si attestano tra circa 330 e 338 metri s.l.m. con deboli pendenze verso S-E.

		CODE: 21IT1496-A.5
		PAGINA: 4 di/of 13



Figura 1-1: Localizzazione dell'area di impianto

Le scelte architettoniche relative al progetto sono state dettagliate nell'elaborato *A.6 Relazione tecnica opere architettoniche*, che è parte integrante del progetto.

2 DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO

2.1 SITO DI INSTALLAZIONE

L'impianto agrivoltaico di progetto ricade nel territorio comunale di Venosa (PZ) e si estende per circa 25,27 ha.

Le coordinate topografiche di localizzazione del sito sono le seguenti:

- Latitudine 41°3'6.57" N
- Longitudine 15°53'42.10" E

Il cavidotto di connessione in MT si sviluppa per circa 7,59 Km fino alla stazione produttore (condominio Ambra Solare); dalla stazione produttore parte un cavidotto in AT di circa 761 m che si collega alla Stazione Terna, ubicata in località Sterpara.

Il cavidotto in MT si sviluppa per circa 5,4 Km nel territorio di Venosa (PZ) e per circa 2,19 Km nel territorio di Montemilone; il tratto in AT si sviluppa interamente nel comune di Montemilone.

Lo stallo di connessione è ubicato all'interno della Stazione Elettrica di Trasformazione 380/150 kV che si intende realizzare in agro di Montemilone (PZ).

Nella tabella di seguito sono riassunte tutte le particelle catastali interessate dall'intervento.

COMUNE	FOGLIO	PARTICELLA
IMPIANTO AGRIVOLTAICO		
Venosa	3	31
	3	118
Venosa	3	104
Venosa	3	107
Venosa	3	109
Venosa	3	112
CAVIDOTTO DI CONNESSION ALLA RTN		
Venosa	3	105
Venosa	3	65
Venosa	3	19
Venosa	3	104
Montemilone	32	105
SSE UTENTE (Condominio Ambra Solare)		
Montemilone	32	155
Montemilone	32	33
Montemilone	32	130
SE TERNA		
Montemilone	32	233
Montemilone	32	49
Montemilone	32	66
Montemilone	32	50
Montemilone	32	105
Montemilone	32	67
Montemilone	32	58

	 STUDIO MARGIOTTA ASSOCIATI	CODE:
		21IT1496-A.5
		PAGINA:
		6 di/of 13

2.2 POTENZA TOTALE

L'impianto sviluppa una potenza nominale complessiva pari a della potenza di 19960 kWp, data dalla somma dei 30240 moduli in silicio monocristallino monofacciale della potenza nominale di 660 Wp, suddivisi in 1008 stringhe da 30 moduli cadauna. L'impianto sarà inoltre suddiviso in 4 sottocampi:

- Campo n.1: 300 stringhe e 9000 moduli;
- Campo n.2: 300 stringhe e 9000 moduli;
- Campo n.3: 300 stringhe e 9000 moduli;
- Campo n.4: 108 stringhe e 3240 moduli.

2.3 DATI DI IRRAGGIAMENTO SOLARE

I dati di irraggiamento sono stati estrapolati dal database Meteonorm, nel quale sono raccolte le informazioni meteorologiche e le procedure di calcolo, con riferimento ad ogni località del mondo.

I dati registrati per il progetto in esame sono tabellati di seguito:

	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	57.0	27.00	7.00	74.2	70.9	1392	1343	0.907
Febbraio	74.0	33.00	7.30	97.2	93.2	1829	1788	0.911
Marzo	120.0	51.00	10.10	155.2	149.1	2864	2764	0.893
Aprile	150.0	65.00	13.40	192.6	185.3	3492	3368	0.876
Maggio	191.0	79.00	18.40	244.8	235.5	4324	4166	0.853
Giugno	208.0	78.00	23.00	265.0	255.5	4584	4411	0.834
Luglio	223.0	72.00	25.60	292.1	282.1	5012	4823	0.828
Agosto	197.0	67.00	25.40	260.3	251.2	4478	4309	0.830
Settembre	135.0	57.00	20.50	174.2	167.5	3071	2961	0.852
Ottobre	99.0	44.00	16.30	128.2	122.9	2310	2229	0.872
Novembre	62.0	29.00	11.70	82.1	78.5	1520	1468	0.896
Dicembre	51.0	24.00	7.90	67.5	64.4	1267	1222	0.907
Anno	1565.0	626.00	15.60	2033.4	1956.1	36143	34832	0.859

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

2.4 SISTEMI DI ORIENTAMENTO

I moduli fotovoltaici sono montati su strutture dedicate orientabili monoassiali ad inseguimento solare dette tracker, che orienta i moduli in direzione Est-Ovest, garantendo un aumento della producibilità di oltre il 30%, aventi asse principale posizionato nella direzione Nord-Sud e caratterizzate da un angolo di rotazione pari a +60° e a -60°.

L'inseguitore solare serve ad ottimizzare la produzione elettrica dell'effetto fotovoltaico (il silicio cristallino risulta molto sensibile al grado di incidenza della luce che ne colpisce la superficie) ed utilizza la tecnica del backtracking, per evitare fenomeni di ombreggiamento a ridosso dell'alba e del tramonto. In pratica nelle prime ore della giornata e prima del tramonto i moduli non sono orientati in posizione ottimale rispetto alla direzione dei raggi solari, ma hanno un'inclinazione minore (tracciamento

	 STUDIO MARGIOTTA ASSOCIATI	CODE: 21IT1496-A.5
		PAGINA: 7 di/of 13

invertito). Con questa tecnica si ottiene una maggiore produzione energetica dell'impianto fotovoltaico, perché il beneficio associato all'annullamento dell'ombreggiamento è superiore alla mancata produzione dovuta al non perfetto allineamento dei moduli rispetto alla direzione dei raggi solari.

L'algoritmo di backtracking che comanda i motori elettrici consente ai moduli fotovoltaici di seguire automaticamente il movimento del sole durante tutto il giorno, arrivando a catturare il 15-20% in più di irraggiamento solare rispetto ad un sistema con inclinazione fissa.

2.5 PREVISIONE DI PRODUZIONE ENERGETICA

Il criterio utilizzato nella scelta dell'esposizione è quello di massimizzare la quantità di energia solare raccolta su base annua. I dati di producibilità dell'impianto sono stati simulati per mezzo del software dedicato PV syst V7.2.8.

L'energia totale annua prodotta è pari a 34013000 kWh.

Nel seguente documento sono riportati i risultati della simulazione.

Sommaro del progetto			
Luogo geografico	Ubicazione		Parametri progetto
Forestella_Lavalle_Montemilone	Latitudine	41.05 °N	Albedo
Italia	Longitudine	15.89 °E	0.22
	Altitudine	322 m	
	Fuso orario	UTC+1	
Dati meteo			
Forestella_Lavalle_Montemilone			
SolarGIS Monthly aver. , period not spec. - Sintético			

Sommaro del sistema			
Sistema connesso in rete	Inseguitori campo singolo, con indetreggiamento		
Orientamento campo FV	Ombre vicine	Bisogni dell'utente	
Piano d'inseguimento, asse orizzon. N-S	Secondo le stringhe	Carico illimitato (rete)	
Asse dell'azimut 0 °	Effetto elettrico	100 %	
Informazione sistema		Inverter	
Campo FV		Numero di unità	84 unità
Numero di moduli	30240 unità	Pnom totale	16.80 MWac
Pnom totale	19.96 MWc	Rapporto Pnom	1.188

Sommaro dei risultati			
Energia prodotta	34013 MWh/anno	Prod. Specif.	1704 kWh/kWc/anno
		Indice rendimento PR	88.56 %

Parametri principali

Sistema connesso in rete	Inseguitori campo singolo, con indetreggiamento	
Orientamento campo FV	Strategia Backtracking	
Orientamento	N. di eliostati	45 unità
Piano d'inseguimento, asse orizzon. N-S	Campo (array) singolo	
Asse dell'azimut	0 °	
	Dimensioni	
	Distanza eliostati	9.00 m
	Larghezza collettori	4.79 m
	Fattore occupazione (GCR)	53.2 %
	Phi min / max	-/+ 55.0 °
	Angolo limite indetreggiamento	
	Limiti phi	+/- 57.7 °
Orizzonte	Ombre vicine	Bisogni dell'utente
Orizzonte libero	Secondo le stringhe	Carico illimitato (rete)
	Effetto elettrico	100 %
		Modelli utilizzati
		Trasposizione Perez
		Diffuso Perez, Meteonom
		Circumsolare separare

Caratteristiche campo FV

Modulo FV		Inverter	
Costruttore	Canadian Solar Inc.	Costruttore	Huawei Technologies
Modello	CS7N-660MS 1500V	Modello	SUN2000-215KTL-H3-Preliminary V0.4-20201126
(definizione customizzata dei parametri)		(definizione customizzata dei parametri)	
Potenza nom. unit.	660 Wp	Potenza nom. unit.	200 kWac
Numero di moduli FV	30240 unità	Numero di inverter	84 unità
Nominale (STC)	19.98 MWc	Potenza totale	16800 kWac
Campo #1 - Conjunto FV		Campo #2 - Sub-array #2	
Numero di moduli FV	9000 unità	Numero di inverter	25 units
Nominale (STC)	5940 kWc	Potenza totale	5000 kWac
Moduli	300 Stringhe x 30 In serie	Voltaggio di funzionamento	500-1510 V
In cond. di funz. (50°C)		Potenza max. (=>33°C)	215 kWac
Pmpp	5420 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.19
U mpp	1021 V		
I mpp	5306 A		
Campo #3 - Sub-array #3		Campo #4 - Sub-array #4	
Numero di moduli FV	9000 unità	Numero di inverter	9 units
Nominale (STC)	5940 kWc	Potenza totale	1800 kWac
Moduli	300 Stringhe x 30 In serie	Voltaggio di funzionamento	500-1510 V
In cond. di funz. (50°C)		Potenza max. (=>33°C)	215 kWac
Pmpp	5420 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.19
U mpp	1021 V		
I mpp	5306 A		
Potenza PV totale		Potenza totale inverter	
Nominale (STC)	19958 kWp	Potenza totale	16800 kWac
Totale	30240 moduli	N. di inverter	84 unità
Superficie modulo	94080 m²	Rapporto Pnom	1.19

Caratteristiche campo FV

Numero di moduli FV	3240 unità	Numero di inverter	9 units
Nominale (STC)	2138 kWc	Potenza totale	1800 kWac
Moduli	108 Stringhe x 30 In serie	Voltaggio di funzionamento	500-1510 V
In cond. di funz. (50°C)		Potenza max. (=>33°C)	215 kWac
Pmpp	1951 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.19
U mpp	1021 V		
I mpp	1910 A		
Potenza PV totale		Potenza totale inverter	
Nominale (STC)	19958 kWp	Potenza totale	16800 kWac
Totale	30240 moduli	N. di inverter	84 unità
Superficie modulo	94080 m²	Rapporto Pnom	1.19

Perdite campo

Perdite per sporco campo Fraz. perdite 1.5 %	Fatt. di perdita termica Temperatura modulo secondo irraggiamento Uc (cost) 29.0 W/m ² K Uv (vento) 0.0 W/m ² K/m/s	LID - Light Induced Degradation Fraz. perdite 1.5 %
Perdita di qualità moduli Fraz. perdite -0.4 %	Perdite per mismatch del modulo Fraz. perdite 0.6 % a MPP	Perdita disadattamento Stringhe Fraz. perdite 0.1 %

Fattore di perdita IAM

Effetto d'incidenza, profilo definito utente (IAM): Profilo definito utente

20°	40°	60°	65°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	0.990	0.980	0.920	0.840	0.720	0.000

Perdite DC nel cablaggio

Res. globale di cablaggio 0.63 mΩ
Fraz. perdite 1.0 % a STC

Campo #1 - Conjunto FV

Res. globale campo 2.1 mΩ
Fraz. perdite 1.0 % a STC

Campo #3 - Sub-array #3

Res. globale campo 2.1 mΩ
Fraz. perdite 1.0 % a STC

Campo #2 - Sub-array #2

Res. globale campo 2.1 mΩ
Fraz. perdite 1.0 % a STC

Campo #4 - Sub-array #4

Res. globale campo 5.9 mΩ
Fraz. perdite 1.0 % a STC

Perdite sistema

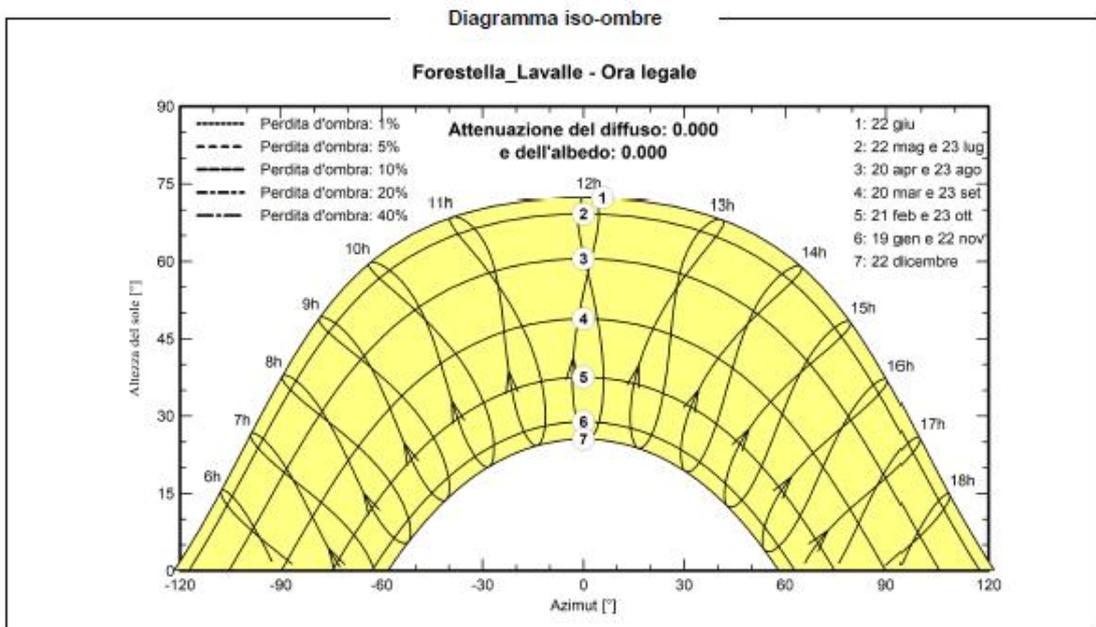
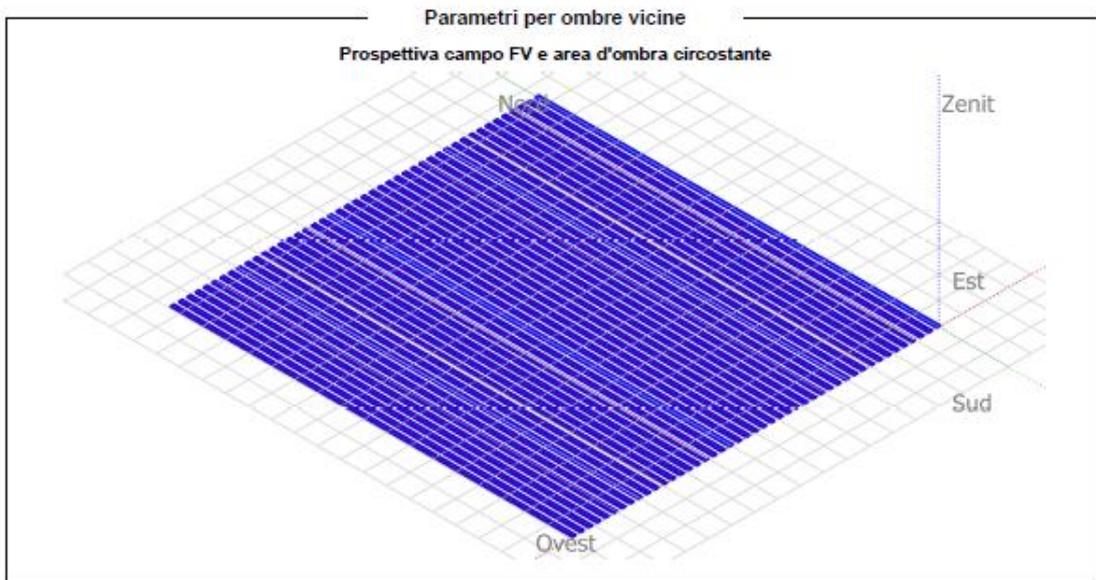
Perdite ausiliarie
Proporzionali alla potenza 3.0 W/kW
0.0 kW dalla soglia di potenza

Perdite cablaggio AC

Linea uscita inv. sino al trasformatore MT
Tensione inverter 800 Vac tri
Fraz. perdite 0.70 % a STC
Inverter: SUN2000-215KTL-H3-Preliminary V0.4-20201126
Sezione cavi (84 Inv.) Rame 84 x 3 x 150 mm²
Lunghezza media dei cavi 153 m

Perdite AC nei trasformatori

Trafo MV
Tensione rete 30 kV
Perdite di operazione in STC
Potenza nominale a STC 19589 kVA
Perdita ferro (Connessione 24/24) 4.90 kW/Inv.
Fraz. perdite 0.10 % a STC
Resistenza equivalente induttori 3 x 1.31 mΩ/Inv.
Fraz. perdite 1.00 % a STC



Risultati principali

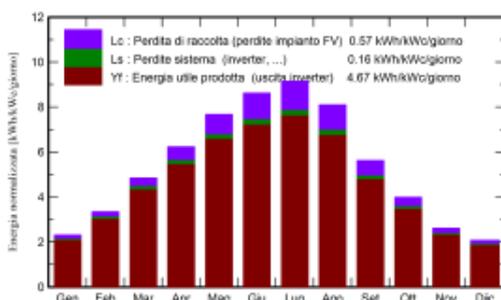
Produzione sistema
Energia prodotta

34013 MWh/anno

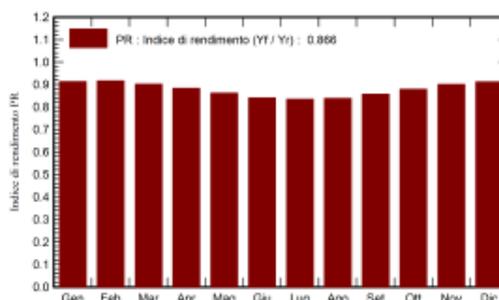
Prod. Specif.
Indice di rendimento PR

1704 kWh/kWc/anno
86.56 %

Produzione normalizzata (per kWp installato)



Indice di rendimento PR



Bilanci e risultati principali

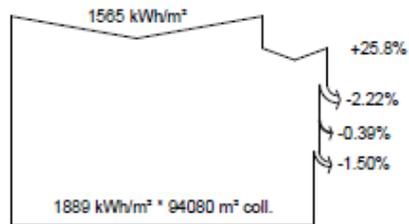
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
Gennaio	57.0	27.00	7.00	71.6	68.2	1351	1306	0.914
Febbraio	74.0	33.00	7.30	93.5	89.3	1766	1712	0.917
Marzo	120.0	51.00	10.10	150.2	144.0	2792	2704	0.902
Aprile	150.0	65.00	13.40	186.7	178.8	3401	3292	0.884
Maggio	191.0	79.00	18.40	237.9	228.5	4229	4091	0.861
Giugno	206.0	78.00	23.00	258.7	248.7	4491	4340	0.841
Luglio	223.0	72.00	25.60	283.9	273.7	4895	4730	0.835
Agosto	197.0	67.00	25.40	251.0	241.9	4347	4201	0.838
Settembre	135.0	57.00	20.50	168.9	161.7	2988	2891	0.858
Ottobre	99.0	44.00	16.30	123.6	118.1	2240	2168	0.879
Novembre	62.0	29.00	11.70	78.4	74.7	1457	1409	0.900
Dicembre	51.0	24.00	7.90	64.3	61.1	1211	1170	0.912
Anno	1565.0	626.00	15.60	1966.7	1888.6	35169	34013	0.866

Legenda

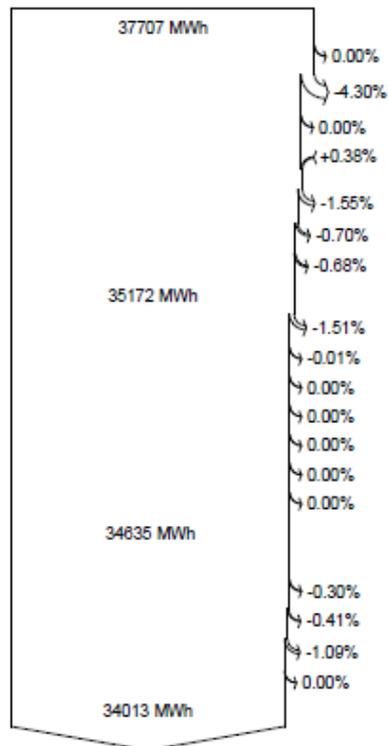
GlobHor Irraggiamento orizzontale globale
 DiffHor Irraggiamento diffuso orizz.
 T_Amb Temperatura ambiente
 GlobInc Globale incidente piano coll.
 GlobEff Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre

EArray Energia effettiva in uscita campo
 E_Grid Energia immessa in rete
 PR Indice di rendimento

Diagramma perdite



efficienza a STC = 21.22%



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

ombreggiamento: perdita elettrica sec. le stringhe

Perdita per qualità modulo

LID - "Light induced degradation"

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

Consumi notturni

Energia in uscita inverter

Ausiliari (ventilatori, altro...)

Perdite ohmiche AC

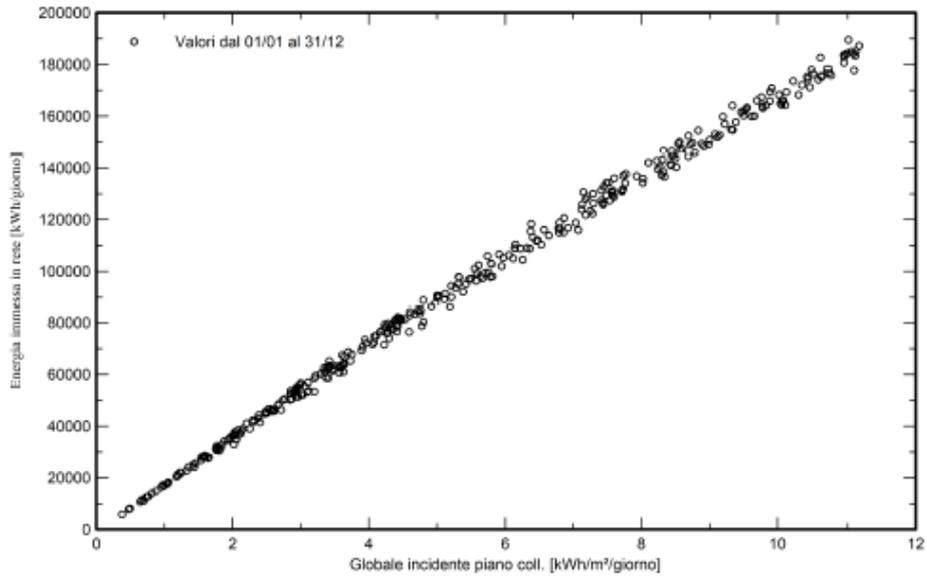
Perdita del trasfo Medio Voltaggio

Perdita ohmmica sulla linea MV

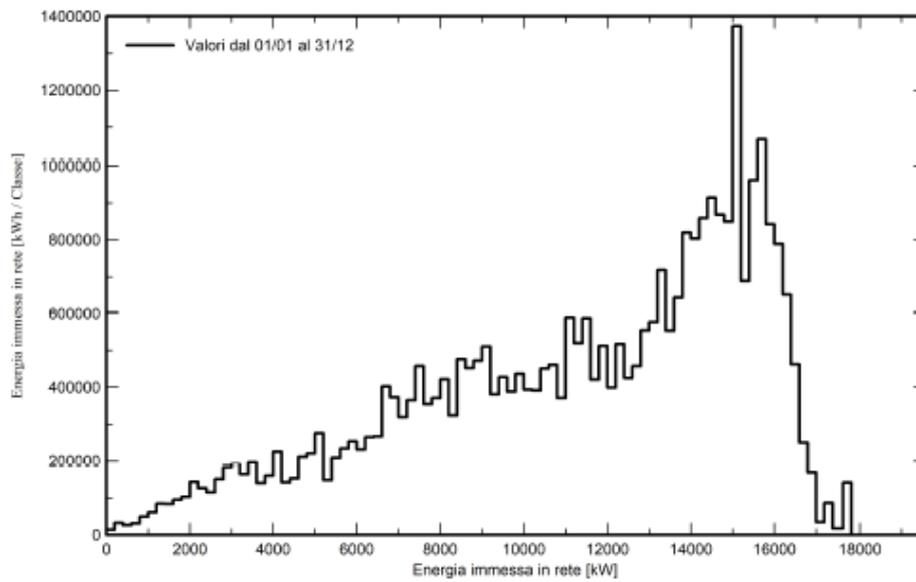
Energia immessa in rete

Grafici speciali

Daily Input/Output diagram



Distribución de potencia de salida del sistema



	 STUDIO MARGIOTTA ASSOCIATI	CODE:
		21IT1496-A.5
		PAGINA:
		14 di/of 13

3 CRITERI DI SCELTA DELLE SOLUZIONI IMPIANTISTICHE DI PROTEZIONE CONTRO I FULMINI

L'impianto agrivoltaico in oggetto deve essere verificato nei riguardi della fulminazione sia diretta che indiretta tramite una valutazione dei rischi.

Le normative di riferimento relative alla protezione da scariche atmosferiche sono:

- CEI 81-29 "Linee guida per l'applicazione delle norme CEI EN 62305"
- CEI EN 62305-1: "Protezione contro i fulmini. Parte 1: Principi Generali";
- CEI EN 62305-2: "Protezione contro i fulmini. Parte 2: Valutazione del rischio";
- CEI EN 62305-3: "Protezione contro i fulmini. Parte 3: Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone";
- CEI EN 62305-4: "Protezione contro i fulmini. Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture";
- CEI 81-3: "Valori medi del numero dei fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato dei Comuni d'Italia, in ordine alfabetico".

Per valutare la sicurezza nei riguardi delle scariche atmosferiche è necessario determinare il *rischio di fulminazione* R_1 e il *rischio di fulminazione tollerabile* R_T (valore di rischio che può essere tollerato per la struttura).

Se $R_1 < R_T$ allora la struttura si considera "auto-protetta", quindi non risulta necessario prevedere sistemi di protezione contro i fulmini.

Se $R_1 > R_T$ allora sarà necessario adottare idonee misure di protezione contro i fulmini.

Per quanto riguarda la *fulminazione diretta* è prevista la realizzazione di una maglia di terra che costituisce un'efficace protezione contro i fulmini. I supporti dei moduli devono essere collegati tra loro con l'impianto di messa a terra. I pali infissi delle strutture di supporto fungono da dispersori.

La struttura, al momento, può considerarsi auto-protetta e si rimanda la valutazione alla fase esecutiva del progetto dove si avranno i dati necessari alla determinazione degli R_1 .

Per quanto riguarda la *fulminazione indiretta* risulta necessario prevedere dei sistemi di protezione per i disturbi di carattere elettromagnetico e le tensioni indotte provocate dalla caduta di un fulmine in prossimità dell'impianto.

In particolare gli inverter sono già dotati di un sistema di protezione da sovratensioni; si prevede di integrare tale protezione con l'installazione di SPD (Surge Protective Device) quali scaricatori di sovratensione.

Si prevede, inoltre, l'installazione di scaricatori di sovratensione all'interno di tutti i quadri in bassa tensione e sul lato media tensione del trasformatore.

È possibile affermare, in seguito alla valutazione effettuata, che la struttura risulta protetta contro le fulminazioni.