



REGIONE BASILICATA

Proponente



SOLTEC DEVELOPMENT SA (ex Powertis)

Calle de Núñez de Balboa, 33

28001 Madrid, Spain

www.soltec.com

AMBRA SOLARE 23 S.R.L.

Via Tevere 41

00187 Roma, Italy

C.F. 15946201009

IMPIANTO AGRIVOLTAICO FORESTELLA CARRETTA E OPERE CONNESSE POTENZA IMPIANTO 20,00 MWp COMUNE DI VENOSA (PZ) e 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	Feb 2024	Progetto Definitivo	Margiotta	Margiotta	SOLTEC



	 <small>STUDIO MARGIOTTA ASSOCIATI</small>	CODE: 21IT1496-A.5
		PAGINA: 2 di/of 16

INDICE

1	DESCRIZIONE DEI DIVERSI ELEMENTI PROGETTUALI	3
2	DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO	5
2.1	SITO DI INSTALLAZIONE	5
2.2	POTENZA TOTALE.....	5
2.3	DATI DI IRRAGGIAMENTO SOLARE.....	8
2.4	SISTEMI DI ORIENTAMENTO	8
2.5	PREVISIONE DI PRODUZIONE ENERGETICA.....	9
3	CRITERI DI SCELTA DELLE SOLUZIONI IMPIANTISTICHE DI PROTEZIONE CONTRO I FULMINI.....	16

	 <small>STUDIO MARGIOTTA ASSOCIATI</small>	CODE: 21IT1496-A.5
		PAGINA: 3 di/of 16

1 DESCRIZIONE DEI DIVERSI ELEMENTI PROGETTUALI

La presente relazione è inerente all'impianto agrivoltaico, denominato "Forestella Carretta", della potenza nominale di 19,96 MWp che la società Ambra Solare 23 del gruppo **SOLTEC S.r.l (EX POWERTIS)**, intende realizzare nei territori comunali di Venosa (PZ) e di Montemilone (PZ), in Località "Masseria Forestella Carretta".

L'impianto di progetto ricade in Località Masseria Carretta e si compone di 2 aree. L'area 1 si estende per circa 6,9 ha nel Comune di Venosa (PZ) e circa 9,3 ha nel Comune di Montemilone (PZ); l'area 2 si estende per circa 6,5 ha nel Comune di Venosa (PZ). A queste aree si aggiunge quella di circa 3,88 ha. mq all'interno della quale è ubicato un sistema di accumulo elettrochimico (BESS) formato da tre batterie da 10 MW ognuna.

La superficie totale dell'impianto agrivoltaico è pari a circa 26,58 ha.



L'accesso all'area dell'impianto è assicurato dalla strada SP 18 "Ofantina", in fregio alla quale si sviluppa il percorso del cavidotto di connessione.

Il cavidotto interrato di connessione in MT alla RTN si sviluppa per circa 5,99 Km nel territorio di Venosa (PZ) e per circa 2,19 Km nel territorio di Montemilone.

Nello specifico il cavidotto si sviluppa per circa 8,18 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.



Figura 1: Inquadramento su ortofoto degli interventi di progetto

 Le scelte architettoniche relative al progetto sono state dettagliate nell'elaborato A.6 Relazione tecnica opere architettoniche...		CODE: 21IT1496-A.5
		PAGINA: 16/16

2 DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO

2.1 SITO DI INSTALLAZIONE

Gli interventi di progetto ricadono in provincia di Potenza, nei comuni di Venosa (parco agrivoltaico e parte del cavidotto esterno) e di Montemilone (la restante parte del parco agrivoltaico e del cavidotto di connessione alla RTN, la stazione Utente (denominata condominio Ambra solare) e la Stazione Elettrica). La potenza dell'impianto è di 19960 kWp.

Il sito oggetto di intervento è ubicato nel settore Nord-Orientale del Comune di Venosa e Nord-Occidentale del Comune di Montemilone

L'impianto di progetto ricade in Località Masseria Carretta e si compone di 2 aree. L'area 1 si estende per circa 6,9 ha nel Comune di Venosa (PZ) e circa 9,3 ha nel Comune di Montemilone (PZ); l'area 2 si estende per circa 6,5 ha nel Comune di Venosa (PZ). A queste aree si aggiunge quella di circa 0,19 ha all'interno della quale è ubicato un sistema di accumulo elettrochimico (BESS) formato da tre batterie da 10 MW ognuna.

La superficie totale dell'impianto agrivoltaico è pari a circa 22,89 ha.

Per la connessione alla RTN si prevede la realizzazione di un cavidotto esterno interamente interrato che si svilupperà parte nel territorio di Venosa (Pz), e parte in quello di Montemilone (Pz), dove avverrà anche la consegna in adiacenza alla SSE elettrica 380/150 KV "MONTEMILONE".

Nel territorio di Montemilone, in località "La Sterpara" sarà ubicata la SSE produttore e da qui attraverso un cavidotto in AT di circa 761 m avverrà la consegna nello stallo previsto all'interno della futura SE TERNA 380/150 KV "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.

Le coordinate topografiche del sito sono le seguenti:

- Latitudine 41°03'24.7" N
- Longitudine 15°53'50.0" E

Nella tabella seguente sono indicate le particelle in cui ricadono gli interventi di progetto e l'impianto di progetto.

	 <small>STUDIO MARGIOTTA ASSOCIATI</small>	CODE:
		21IT1496-A.5
		PAGINA:
		6 di/of 16
COMUNE	FOGLIO	PARTICELLA
IMPIANTO AGRIVOLTAICO		
MONTEMILONE	3	128
MONTEMILONE	3	177
MONTEMILONE	3	175
MONTEMILONE	3	173
VENOSA	3	182
VENOSA	3	185
VENOSA	3	100
VENOSA	3	152
VENOSA	3	155
STORAGE		
VENOSA	3	7
CAVIDOTTO DI CONNESSION ALLA RTN		
Cavidotto in MT		
MONTEMILONE	11	STRADE
VENOSA	4	STRADE
VENOSA	3	STRADE
VENOSA	16	STRADE
MONTEMILONE	3	67
MONTEMILONE	3	82
MONTEMILONE	3	70
MONTEMILONE	3	179
MONTEMILONE	3	157
MONTEMILONE	3	1
MONTEMILONE	3	30
MONTEMILONE	3	49
MONTEMILONE	3	136
MONTEMILONE	3	33
MONTEMILONE	3	49
MONTEMILONE	3	50
MONTEMILONE	3	34
MONTEMILONE	32	STRADE
MONTEMILONE	32	5002
MONTEMILONE	32	72
MONTEMILONE	32	253
Cavidotto in AT		
MONTEMILONE	32	STRADE
MONTEMILONE	32	155
SSE UTENTE (Condominio Ambra Solare)		
MONTEMILONE	32	155
MONTEMILONE	32	33
MONTEMILONE	32	130
SE TERNA		
MONTEMILONE	32	253
MONTEMILONE	32	66
MONTEMILONE	32	58
MONTEMILONE	32	49
MONTEMILONE	32	50

Figura 2: Indicazione delle particelle in cui ricadono le opere di progetto

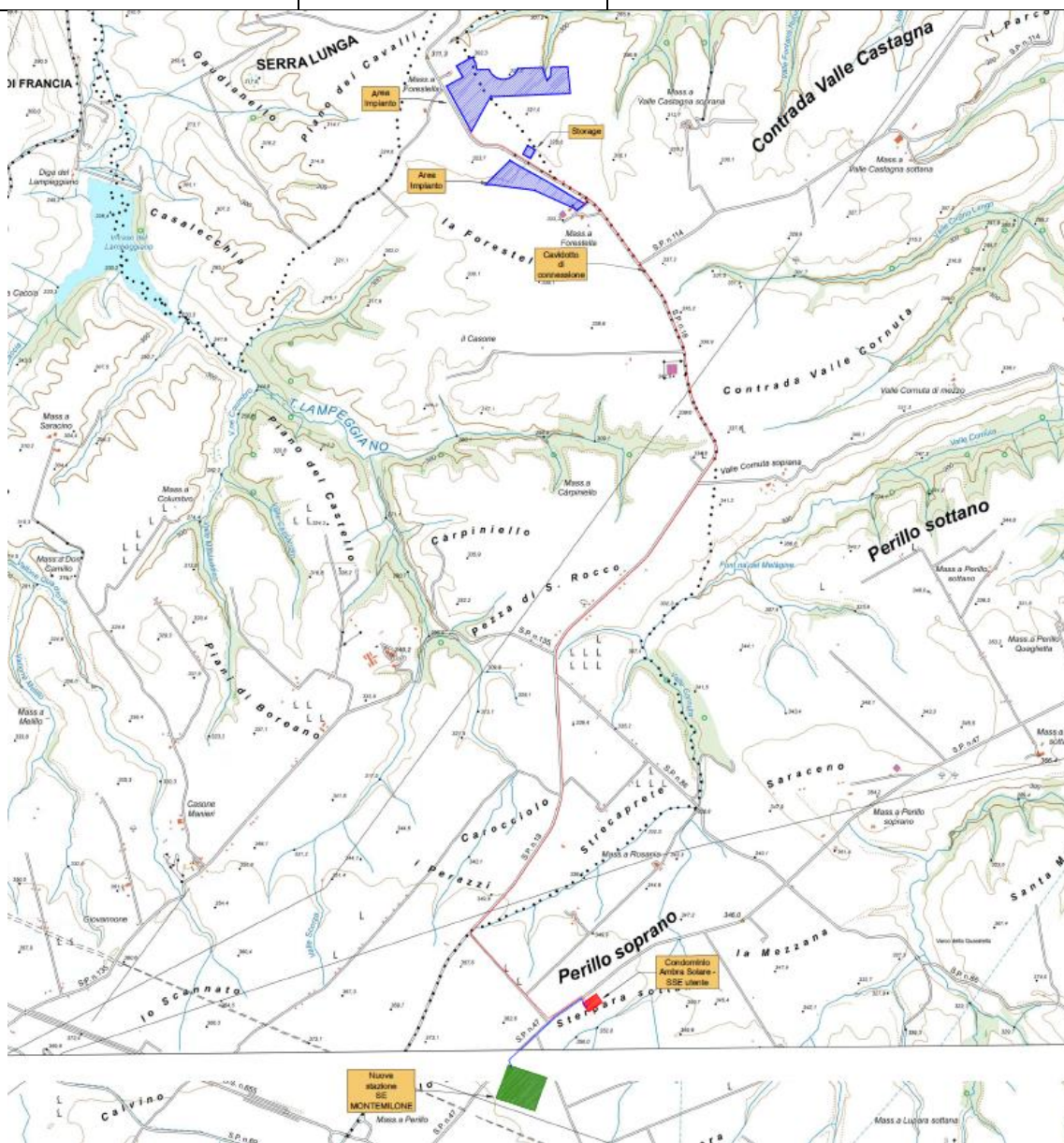




Figura 3: Localizzazione dell'area di intervento su CTR

2.2 POTENZA TOTALE

L'impianto sviluppa una potenza nominale complessiva pari a 19,96 MW, 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: 240 stringhe e 7200 moduli;

	 STUDIO MARGIOTTA ASSOCIATI	CODE:
		21IT1496-A.5
		PAGINA:
		8 di/of 16

- Campo n.2: 288 stringhe e 8640 moduli;
- Campo n.3: 156 stringhe e 4680 moduli;
- Campo n.4: 324 stringhe e 9720 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	6.90	69.3	66.0	1307	1259	0.911
Febbraio	74.0	33.00	7.30	91.0	86.8	1716	1657	0.912
Marzo	120.0	51.00	10.00	146.4	140.3	2721	2624	0.898
Aprile	150.0	65.00	13.30	182.5	174.9	3325	3204	0.879
Maggio	191.0	79.00	18.30	232.2	222.8	4122	3966	0.856
Giugno	206.0	78.00	22.90	252.2	242.6	4391	4222	0.839
Luglio	223.0	72.00	25.50	276.5	266.6	4770	4584	0.831
Agosto	197.0	67.00	25.30	245.9	236.8	4256	4091	0.834
Settembre	135.0	57.00	20.40	165.7	158.8	2938	2831	0.856
Ottobre	99.0	44.00	16.20	120.5	115.1	2183	2104	0.874
Novembre	62.0	29.00	11.60	76.6	72.8	1419	1369	0.896
Dicembre	51.0	24.00	7.80	62.5	59.4	1177	1134	0.908
Anno	1565.0	626.00	15.51	1921.3	1842.8	34324	33044	0.862

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 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.

	 STUDIO MARGIOTTA ASSOCIATI	CODE: 21IT1496-A.5
		PAGINA: 9 di/of 16

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 33044000 kWh.

Nel seguente documento sono riportati i risultati della simulazione.

Sommaro del progetto			
Luogo geografico	Ubicazione	Parametri progetto	
Forestella_Carretta_Montemilone	Latitudine	41.05 °N	Albedo
Italia	Longitudine	15.90 °E	0.22
	Altitudine	330 m	
	Fuso orario	UTC+1	
Dati meteo			
Forestella_Carretta_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	Effetto elettrico	100 %	
0 °			
Informazione sistema			
Campo FV		Inverter	
Numero di moduli	30240 unità	Numero di unità	84 unità
Pnom totale	18.98 MWc	Pnom totale	16.80 MWac
		Rapporto Pnom	1.188

Sommaro dei risultati					
Energia prodotta	33044 MWh/anno	Prod. Specif.	1658 kWh/kWc/anno	Indice rendimento PR	86.17 %

Parametri principali

Sistema connesso in rete	Inseguitori campo singolo, con indetreggiamento	
Orientamento campo FV	Strategia Backtracking	Modelli utilizzati
Orientamento	N. di eliostati	Trasposizione
Piano d'inseguimento, asse orizzon. N-S	45 unità	Perez
Asse dell'azimut	Campo (array) singolo	Diffuso Perez, Meteoromn
0 °	Dimensioni	Circumsolare separare
	Distanza eliostati	
	8.00 m	
	Larghezza collettori	
	4.79 m	
	Fattore occupazione (GCR)	
	59.9 %	
	Phi min / max	
	-/+ 55.0 °	
	Angolo limite indetreggiamento	
	Limiti phi	
	+/- 53.1 °	
Orizzonte	Ombre vicine	Bisogni dell'utente
Orizzonte libero	Secondo le stringhe	Carico illimitato (rete)
	Effetto elettrico	100 %

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)			
Potenza nom. unit.	660 Wp	Potenza nom. unit.	200 kWac
Numero di moduli FV	30240 unità	Numero di inverter	84 unità
Nominale (STC)	19.96 MWc	Potenza totale	16800 kWac
Campo #1 - Conjunto FV			
Numero di moduli FV	7200 unità	Numero di inverter	20 units
Nominale (STC)	4752 kWc	Potenza totale	4000 kWac
Moduli	240 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1510 V
Pmpp	4336 kWc	Potenza max. (=>33°C)	215 kWac
U mpp	1021 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.19
I mpp	4245 A		
Campo #2 - Sub-array #2			
Numero di moduli FV	8640 unità	Numero di inverter	24 units
Nominale (STC)	5702 kWc	Potenza totale	4800 kWac
Moduli	288 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1510 V
Pmpp	5203 kWc	Potenza max. (=>33°C)	215 kWac
U mpp	1021 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.19
I mpp	5094 A		
Campo #3 - Sub-array #3			
Numero di moduli FV	4680 unità	Numero di inverter	13 units
Nominale (STC)	3089 kWc	Potenza totale	2600 kWac
Moduli	156 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1510 V
Pmpp	2818 kWc	Potenza max. (=>33°C)	215 kWac
U mpp	1021 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.19
I mpp	2759 A		

Caratteristiche campo FV

Campo #4 - Sub-array #4			
Numero di moduli FV	9720 unità	Numero di inverter	27 units
Nominale (STC)	6415 kWc	Potenza totale	5400 kWac
Moduli	324 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1510 V
Pmpp	5854 kWc	Potenza max. (=>33°C)	215 kWac
U mpp	1021 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.19
I mpp	5731 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/m²K
Uv (vento) 0.0 W/m²K/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 0.7 % 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 2.7 mΩ
Fraz. perdite 1.0 % a STC

Campo #2 - Sub-array #2

Res. globale campo 2.2 mΩ
Fraz. perdite 1.0 % a STC

Campo #3 - Sub-array #3

Res. globale campo 4.1 mΩ
Fraz. perdite 1.0 % a STC

Campo #4 - Sub-array #4

Res. globale campo 2.0 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 1.50 % 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 328 m

Perdite AC nei trasformatori

Trafo MV

Tensione rete 20 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

Parametri per ombre vicine

Prospettiva campo FV e area d'ombra circostante

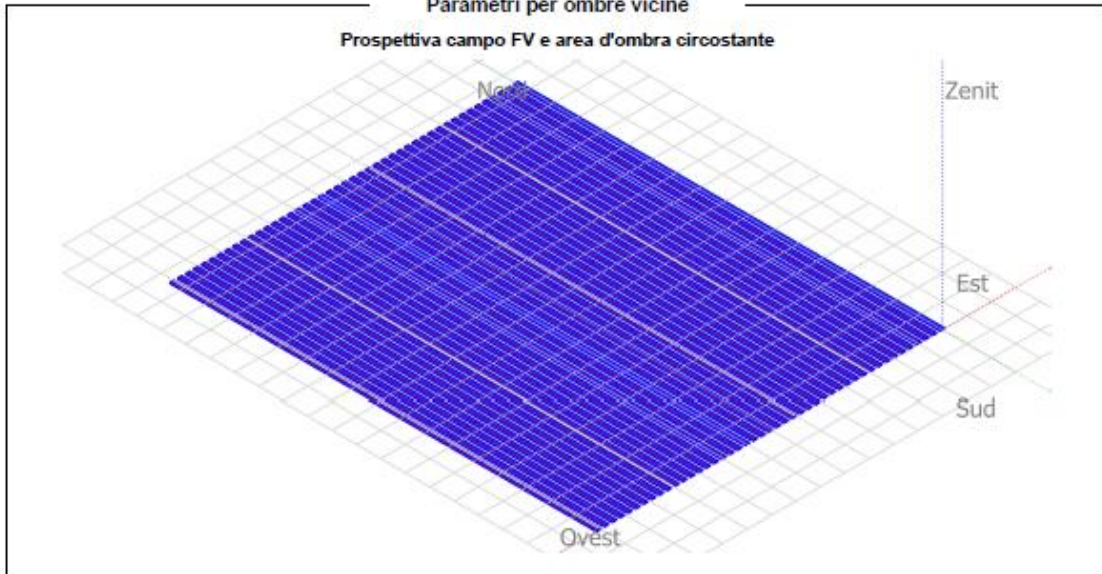
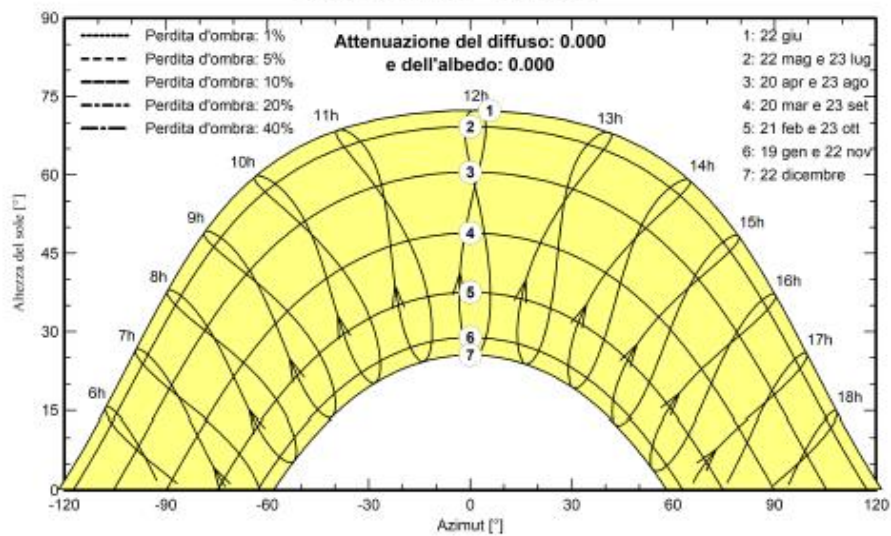


Diagramma iso-ombre

Forestella_Carretta - Ora legale



Risultati principali

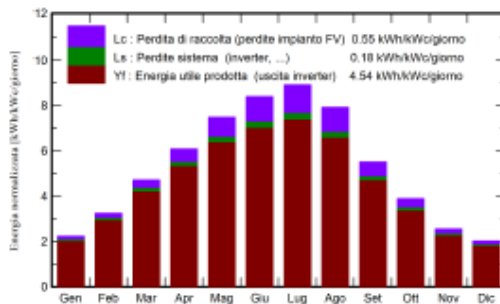
Produzione sistema
Energia prodotta

33044 MWh/anno

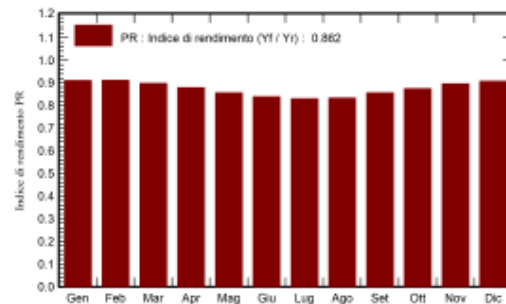
Prod. Specif.
Indice di rendimento PR

1656 kWh/kWc/anno
86.17 %

Produzione normalizzata (per kWp installato)



Indice di rendimento PR



Bilanci e risultati principali

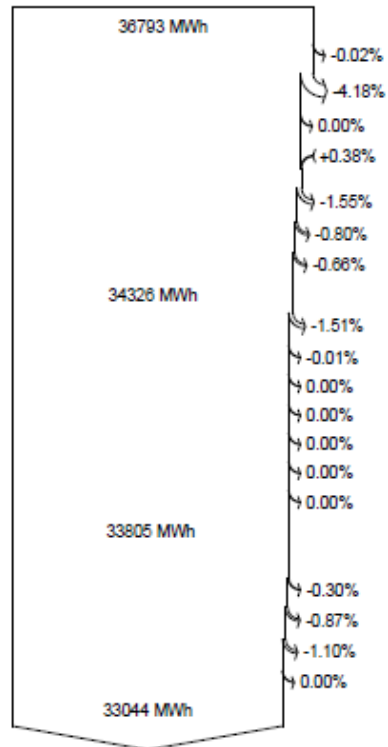
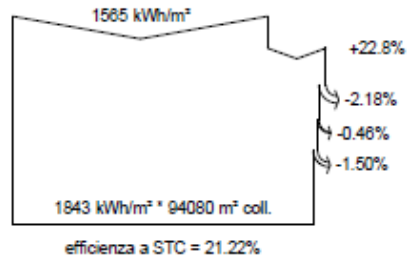
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
Gennaio	57.0	27.00	6.90	69.3	66.0	1307	1259	0.911
Febbraio	74.0	33.00	7.30	91.0	86.8	1716	1657	0.912
Marzo	120.0	51.00	10.00	146.4	140.3	2721	2624	0.898
Aprile	150.0	65.00	13.30	182.5	174.9	3325	3204	0.879
Maggio	191.0	79.00	18.30	232.2	222.8	4122	3966	0.856
Giugno	206.0	78.00	22.90	252.2	242.6	4391	4222	0.839
Luglio	223.0	72.00	25.50	276.5	266.6	4770	4584	0.831
Agosto	197.0	67.00	25.30	245.9	236.8	4256	4091	0.834
Settembre	135.0	57.00	20.40	165.7	158.8	2938	2831	0.856
Ottobre	99.0	44.00	16.20	120.5	115.1	2183	2104	0.874
Novembre	62.0	29.00	11.60	76.6	72.8	1419	1369	0.896
Dicembre	51.0	24.00	7.80	62.5	59.4	1177	1134	0.908
Anno	1565.0	626.00	15.51	1821.3	1842.8	34324	33044	0.862

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

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

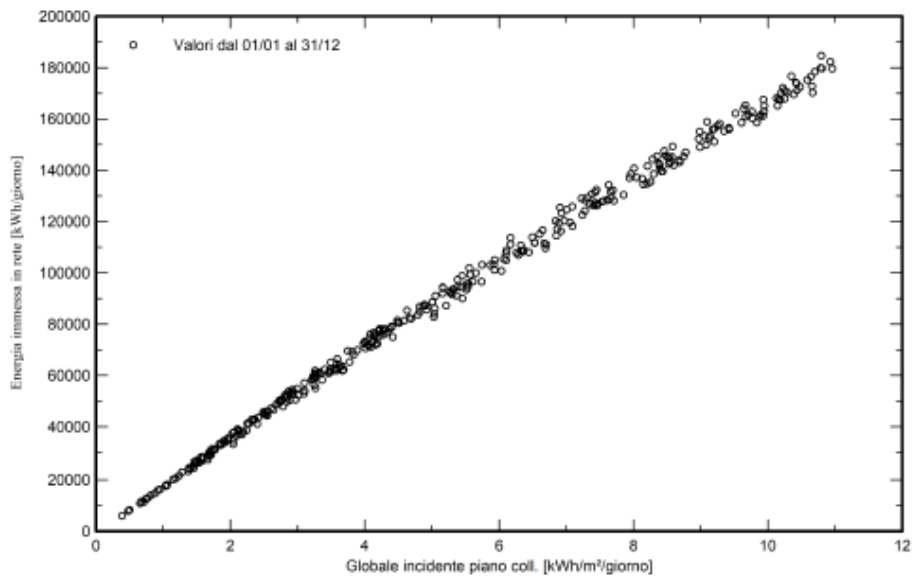
LID - "Light induced degradation"
Perdita disadattamento moduli e stringhe
Perdite ohmiche di cablaggio

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

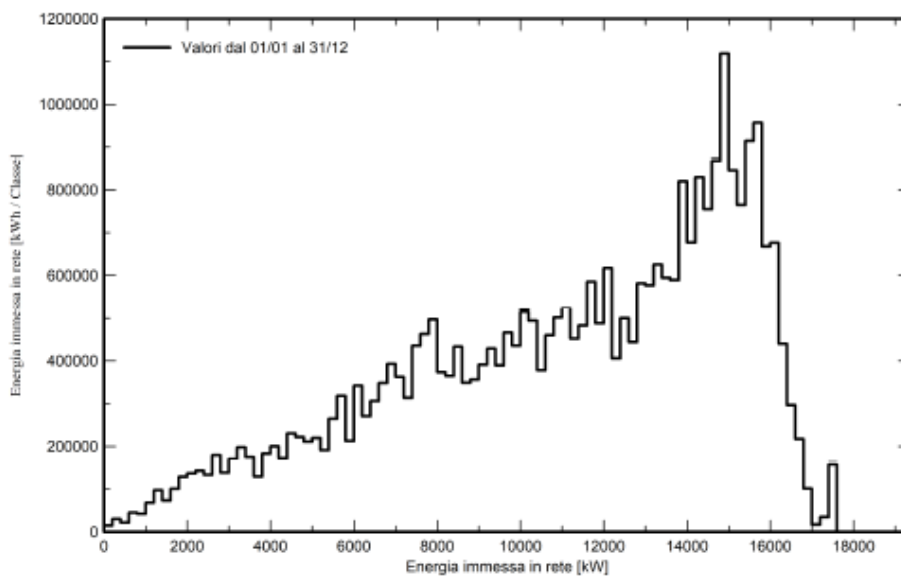
Auxiliari (ventilatori, altro...)
Perdite ohmiche AC
Perdita del trasfo Medio Voltaggio
Perdita ohmmica sulla linea MV
Energia immessa in rete



Grafici speciali

Daily Input/Output diagram



Distribución de potencia de salida del sistema



	 STUDIO MARGIOTTA ASSOCIATI	CODE: 21IT1496-A.5
		PAGINA: 16 di/of 16

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.