



PROVINCIA DI TRAPANI
COMUNE DI SALEMI



REGIONE SICILIA

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN NUOVO IMPIANTO AGRIVOLTAICO E DELLE
RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE DI DISTRIBUZIONE AT, SITO NEL
COMUNE DI SALEMI (TP), LOCALITA' RANCHIBILE, AVENTE POTENZA DI PICCO DC PARI A
42,67 MWp (potenza in immissione pari a 33 MWac)
DENOMINAZIONE IMPIANTO "RANCHIBILE"

PROGETTO DEFINITIVO

PROCEDURA DI AUTORIZZAZIONE UNICA REGIONALE di cui all'art. 12 del D.lgs 387/2003 - Linee Guida Decr. MISE 10/09/2010
PROCEDURA DI VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE PRESSO IL MITE
ai sensi dell'art. 23 del D.Lgs. 152/2006 ricompreso nell'art. 31, comma 6 del D.Lgs. 77/21.

ELABORATO:	CODICE IDENTIFICATIVO	REV
Calcolo di producibilità dell'impianto fotovoltaico	A.11	0
	Denominazione elaborato	
Scala	A.11 – Calcolo di producibilità dell'impianto fotovoltaico	

COMMITTENTE:

Firma/timbro committente

X-ELIO+

X-ELIO RANCHIBILE S.R.L

Corso Vittorio Emanuele II 349 00186 ROMA Tel. +39 06.8412640 – Fax +39 06.8551726
Capitale interamente versato € 10.000,00
Partita IVA e Iscrizione Registro Imprese di Roma n° 16803061007 REA RM-1676722
Società sottoposta a direzione e controllo di X-ELIO Energy, S.L.U.
xelioranchibilesrl@legalmail.it

PROGETTAZIONE DELLE OPERE

Progettazione	A176LAB srl Via Dante Alighieri n.97 91011 Alcamo (TP) P.IVA 02812750814	Consulenti specialistici Studio agronomico – Dott. Agr. Mazzara Vito Studio Geologico – Dott. Geol. Antonino Cacioppo Progettista strutturale – Ing. Vincenzo Agosta
 Think different project	 Ing. Giovanni Gabellone	

Nome file/doc		A.11 – Calcolo di producibilità dell'impianto fotovoltaico.docx				COD. DOCUMENTO
02						A.11
01						
00	Giugno 2023	Prima emissione	N.ROCCA	G.LIPARI	G.GABELLONE	FOGLIO
REV.	DATA	DESCRIZIONE MODIFICA	REDATTO	APPROVATO	AUTORIZZATO	1 DI 1

	PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN NUOVO IMPIANTO AGRIVOLTAICO E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE DI DISTRIBUZIONE AT, SITO NEL COMUNE DI SALEMI (TP), LOCALITA' RANCHIBILE, AVENTE POTENZA DI PICCO DC PARI A 42,67 MWp (potenza in immissione pari a 33 MWac) - DENOMINAZIONE IMPIANTO "RANCHIBILE"		
	CODICE DOCUMENTO	TITOLO ELABORATO	PAGINA
	A.11	CALCOLO DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	2

INDICE

1.	PREMESSA	3
2.	SCHEMA GENERALE DELL'IMPIANTO	4
2.1.	DATI GENERALI IMPIANTO	4
2.2.	CONFIGURAZIONE IMPIANTO.....	6
3.	CALCOLO DI PRODUCIBILITA'	11
3.1.	SOFTWARE UTILIZZATO	11
3.2.	RADIAZIONE SOLARE MEDIA ANNUA SU BASE GIORNALIERA.....	11
3.3.	PERDITE DEL SISTEMA	15
3.3.1.	<i>Perdite per ombreggiamento</i>	15
3.3.2.	<i>Perdite per basso irraggiamento</i>	16
3.3.3.	<i>Perdite per temperatura</i>	16
3.3.4.	<i>Perdite per qualità del modulo fotovoltaico</i>	17
3.3.5.	<i>Perdite per mismatch del generatore fotovoltaico</i>	17
3.3.6.	<i>Degrado delle prestazioni dei moduli fotovoltaici</i>	17
3.3.7.	<i>Perdite ohmiche di cablaggio</i>	18
3.3.8.	<i>Perdite sul sistema di conversione</i>	18
3.3.9.	<i>Perdite sui circuiti in corrente alternata</i>	18
3.3.10.	<i>Perdite sui trasformatori AT/BT</i>	19
3.3.11.	<i>Disponibilità di esercizio</i>	19
3.3.12.	<i>Consumi ausiliari</i>	20
3.3.13.	<i>Limitazione potenza immessa in rete</i>	20
3.4.	PRODUCIBILITÀ DEL SISTEMA	21
4.	ALLEGATO: REPORT PVSYST	22

	PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN NUOVO IMPIANTO AGRIVOLTAICO E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE DI DISTRIBUZIONE AT, SITO NEL COMUNE DI SALEMI (TP), LOCALITA' RANCHIBILE, AVENTE POTENZA DI PICCO DC PARI A 42,67 MWp (potenza in immissione pari a 33 MWac) - DENOMINAZIONE IMPIANTO "RANCHIBILE"		
	CODICE DOCUMENTO	TITOLO ELABORATO	PAGINA
	A.11	CALCOLO DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	3

1. PREMESSA

In linea con gli indirizzi di politica energetica nazionale ed internazionale relativi alla promozione dell'utilizzo delle fonti rinnovabili e alla riduzione delle emissioni di gas climalteranti, la società **X-ELIO RANCHIBILE S.R.L.** (d'ora in avanti "X-Elio" o il "committente") ha avviato un progetto per la realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile del tipo fotovoltaico, su un sito ricadente nel territorio del Comune di Salemi, in provincia di Trapani, incaricando la società **A176LAB** di redigere il progetto definitivo ai fini autorizzativi.

L'impianto fotovoltaico e le opere di rete connesse sono ubicati per intero all'interno del Comune di Salemi (TP), località Ranchibile.

Scopo della presente relazione è quello di illustrare il calcolo della producibilità dell'impianto.

	PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN NUOVO IMPIANTO AGRIVOLTAICO E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE DI DISTRIBUZIONE AT, SITO NEL COMUNE DI SALEMI (TP), LOCALITA' RANCHIBILE, AVENTE POTENZA DI PICCO DC PARI A 42,67 MWp (potenza in immissione pari a 33 MWac) - DENOMINAZIONE IMPIANTO "RANCHIBILE"	
	CODICE DOCUMENTO	TITOLO ELABORATO
	A.11	CALCOLO DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO
		PAGINA
		4

2. SCHEMA GENERALE DELL'IMPIANTO

2.1. DATI GENERALI IMPIANTO

L'impianto nel suo complesso è costituito delle seguenti componenti:

- n. 62.748 moduli fotovoltaici, che saranno installati su apposite strutture metalliche di sostegno del tipo ad inseguimento monoassiale e del tipo fisso, ancorate al terreno attraverso pali infissi;
- n. 175 string box, ubicati presso le strutture di sostegno moduli, la cui funzione è quella di raccogliere l'energia proveniente dalle stringhe, proteggendo le singole linee, e vettoriala verso gli inverter centralizzati presso le "Power Station";
- n. 7 Power Station (PS). Le Power Station o cabine di campo hanno la duplice funzione di raccogliere l'energia elettrica proveniente dagli string box di campo e convertirla da continua in alternata, grazie alla presenza degli inverter centralizzati, in numero di 1-2 per ciascuna PS, ed al contempo elevare la tensione da bassa a media tensione; esse saranno collegate tra loro in entra-esce, su tre distinti rami in configurazione radiale dalla cabina principale di impianto denominata "**cabina di smistamento**". Ciascuno dei tre rami trasporterà una potenza di 13,30 MWac (Ramo A, Ramo B e Ramo C), per un totale di 39,912 MWac, e convergeranno su un quadro AT a 36 kV presso la cabina di smistamento di impianto. Alle Power Station saranno convogliati i cavi provenienti dagli string box di campo, che raccolgono i cavi provenienti dai raggruppamenti delle stringhe dei moduli fotovoltaici collegati in serie;
- una cabina generale di impianto, denominata "**Cabina di Smistamento**", presso la quale saranno presenti i quadri di alta tensione 36 kV per la protezione generale, la protezione di interfaccia e nella quale verranno convogliate le linee AT relative ai rami A, B e C che collegano le Power Station alla cabina generale di impianto e mediante una distribuzione di tipo radiale, la linea 36kV proveniente dal sistema di Storage, nonché servizi ausiliari di cabina e relativo collegamento con la nuova cabina 36kV.
- una sistema di storage storage dell'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico, costituito da n.3 Power Station "BESS", di potenza di scarica massima pari a 7,85 MVA @30°C (6,34 MVA @50°C), a ciascuna delle quali sono connessi n. 8 container di batterie per l'accumulo di energia, ciascuno con capacità di accumulo pari a 3 MWh. Il sistema BESS così configurato avrà quindi una potenza di picco massima pari a 23,568 MVA @30°C (19,026 @50°C), con una capacità di accumulo complessiva pari a 72 MWh
- una linea interrata in alta tensione 36kV di collegamento fra la cabina generale di impianto e la nuova "Cabina utente 36kV", sita nei pressi della Stazione Terna

	PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN NUOVO IMPIANTO AGRIVOLTAICO E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE DI DISTRIBUZIONE AT, SITO NEL COMUNE DI SALEMI (TP), LOCALITA' RANCHIBILE, AVENTE POTENZA DI PICCO DC PARI A 42,67 MWp (potenza in immissione pari a 33 MWac) - DENOMINAZIONE IMPIANTO "RANCHIBILE"	
	CODICE DOCUMENTO	TITOLO ELABORATO
	A.11	CALCOLO DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO
		PAGINA
		5

“Fulgatore 2”

- una “Cabina utente 36kV”, presso la quale saranno presenti i quadri di alta tensione 36 kV per la protezione generale, nella quale verranno convogliate le linee AT dal parco fotovoltaico, le misure generali e le linee in partenza verso la nuova stazione Terna denominata “Fulgatore 2”;
- una linea interrata di collegamento in alta tensione 36kV di collegamento tra la nuova cabina utente 36kV e la cabina di Terna denominata “Fulgatore 2”

L’impianto è completato da:

- tutte le infrastrutture tecniche necessarie alla conversione DC/AC della potenza generata dall’impianto e dalla sua consegna alla rete di trasmissione nazionale;
- opere accessorie, quali: impianti di illuminazione, videosorveglianza, antintrusione, monitoraggio, viabilità di servizio, cancelli e recinzioni.

Come anticipato in premessa, ai fini della connessione alla RTN dell’impianto fotovoltaico in progetto, la società promotrice ha richiesto e ottenuto dal Gestore di Rete apposito preventivo di connessione identificato con codice pratica 202101703, condizionato all’autorizzazione, contestualmente alle opere di cui al presente progetto, delle opere necessarie per la connessione alla rete, sopra rappresentate, consistenti nelle seguenti opere:

- realizzazione nuova stazione elettrica di smistamento (SE) denominata “Fulgatore 2” a 220/36 kV nella RTN, da inserire in entra esce sulla linea RTN 220 kV “Fulgatore Partanna”
- realizzazione del nuovo elettrodotto RTN 220 kV “Fulgatore – Partinico”, di cui al Piano di Sviluppo Terna;
- realizzazione di un nuovo elettrodotto RTN a 220 kV di collegamento dalla stazione di cui sopra con la stazione 220/150 kV di Fulgatore, previo ampliamento della stessa;
- realizzazione di un nuovo elettrodotto RTN a 220 kV di collegamento dalla stazione di cui sopra con la stazione 220/150 kV di Partanna, previo ampliamento della stessa

Tali opere di rete, rientrando negli interventi di adeguamento e/o sviluppo della rete di distribuzione e/o della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), risultano essere **Opere di Pubblica Utilità**.

Tali opere connesse, come indicato ai sensi dall’art. 1 octies della L. n.129/2010, costituiscono un unicum dal punto di vista funzionale con il progetto dell’impianto fotovoltaico in esame, e pertanto dovranno essere autorizzate in uno con lo stesso impianto fotovoltaico, ai sensi del D.lgs. 387/03, art. 12 commi 3 e 4bis. L’impianto nel suo complesso è in grado di alimentare dalla rete tutti i carichi rilevanti (ad es: quadri di alimentazione, illuminazione). Inoltre, in mancanza di alimentazione dalla rete, tutti i carichi di emergenza potranno essere alimentati da un generatore temporaneo diesel di emergenza e/o da un sistema di accumulo ad esso connesso

X-ELIO 	PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN NUOVO IMPIANTO AGRIVOLTAICO E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE DI DISTRIBUZIONE AT, SITO NEL COMUNE DI SALEMI (TP), LOCALITA' RANCHIBILE, AVENTE POTENZA DI PICCO DC PARI A 42,67 MWp (potenza in immissione pari a 33 MWac) - DENOMINAZIONE IMPIANTO "RANCHIBILE"	
	CODICE DOCUMENTO	TITOLO ELABORATO
	A.11	CALCOLO DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO
		PAGINA
		6

(attualmente non in progetto, sola previsione futura). Di seguito si riporta la descrizione sintetica dei principali componenti d'impianto; per maggiori informazioni di dettaglio si rimanda ai relativi elaborati specialistici.

2.2. CONFIGURAZIONE IMPIANTO

L'impianto agri-fotovoltaico oggetto del presente progetto è destinato a produrre energia elettrica; esso sarà collegato alla rete elettrica di distribuzione in media tensione 36 kV. L'impianto in progetto produce energia elettrica in CC su più linee in uscita dalle stringhe fotovoltaiche, le quali vengono convogliate verso appositi quadri di parallelo (string box) e da questi verso gli inverter nei locali di cabina, dove avverrà la conversione da DC ad AC e la trasformazione BT/AT.

La linea in AT in uscita dai trasformatori BT/AT di ciascun campo verrà, quindi, vettoriata verso la cabina generale di impianto, denominata "Cabina di smistamento". In tale cabina avviene il parallelo delle linee elettriche provenienti dai vari sottocampi, la protezione delle linee, la protezione di interfaccia e la partenza verso la "Cabina utente 36kV", ubicata nei pressi del punto di consegna nella rete RTN.

E' prevista infatti una "Cabina utente 36kV", dove avverranno le misure e la partenza verso il punto di consegna nella RTN in alta tensione 36kV, presso nuova Cabina Terna AT "Fulgatore 2".

Il generatore fotovoltaico è costituito da n.7 campi, di potenza variabile come di seguito rappresentato:

Sottocampo	Potenza (kW)
PS1	8.053,92
PS2	6.797,28
PS3	7.406,56
PS4	7.292,32
PS5	6.644,96
PS6	3.160,64
PS7	3.312,96
Totale	42.668,64

Tabella 1 - Suddivisione in sottocampi

I moduli verranno installati su apposite strutture in acciaio zincato, prevalentemente del tipo a inseguimento mono-assiale, ed in residua parte in strutture del tipo fisso, entrambe fondate su pali infissi nel terreno

La scelta dei materiali utilizzati per le strutture conferisce alla struttura di sostegno robustezza e una vita utile di gran lunga superiore ai 25 anni, tempo di vita minimo stimato per l'impianto di

	PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN NUOVO IMPIANTO AGRIVOLTAICO E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE DI DISTRIBUZIONE AT, SITO NEL COMUNE DI SALEMI (TP), LOCALITA' RANCHIBILE, AVENTE POTENZA DI PICCO DC PARI A 42,67 MWp (potenza in immissione pari a 33 MWac) - DENOMINAZIONE IMPIANTO "RANCHIBILE"		
	CODICE DOCUMENTO	TITOLO ELABORATO	PAGINA
	A.11	CALCOLO DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	7

produzione.

Il generatore fotovoltaico presenta una **potenza nominale di picco complessiva pari a 42,67 kWp**, intesa come somma delle potenze di targa o nominali di ciascun modulo misurata in condizioni di prova standard (STC), ossia considerando un irraggiamento pari a 1000 W/m², con distribuzione dello spettro solare di riferimento (massa d'aria AM 1,5) e temperatura delle celle di 25°C, secondo norme CEI EN 904/1-2-3.

Il generatore è composto complessivamente da 62748 moduli fotovoltaici in silicio monocristallino, collegati in serie da 28 moduli tra loro così da formare gruppi di moduli denominati stringhe, le cui correnti vengono raccolte da appositi string box, in numero totale di 175.

Da ciascun string box si diparte una linea in cavo interrato DC verso gli inverter centralizzati, siti presso le cabine di campo (Power station).

L'impianto fotovoltaico nel suo complesso sarà quindi suddiviso in 7 campi di potenza variabile; ciascun campo a sua volta è suddiviso in un numero di sottocampi variabile da 13 a 16.

Le stringhe di ogni sottocampo verranno attestate a gruppi variabili da 10 a 16, presso degli appositi String Box (in numero complessivo di 175), dove avviene il parallelo delle stringhe e i monitoraggi dei dati elettrici.

Da tali string box si dipartono le linee di collegamento verso gli inverter, posti presso le Power station, in numero di 1 o 2 inverter per ciascuna PS.

L'impianto è completato da un sistema di storage dell'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico, costituita da n.3 Power Station "BESS", di potenza di scarica massima pari a 7,85 MVA @30°C (6,34 MVA @50°C), a ciascuna delle quali sono connessi n. 8 container di batterie per l'accumulo di energia, ciascuno con capacità di accumulo pari a 3 MWh.

Il sistema BESS così configurato avrà quindi una potenza di picco massima pari a 23,568 MVA @30°C (19,026 @50°C), con una capacità di accumulo complessiva pari a 72 MWh.

STORAGE SYSTEM						
ITS	INVERTER	POTENZA INVERTER @30°C (kVA)	POTENZA ITS (MVA)	N. CONTAINER ACCUMULO DA 3 MWh	CAPACITA' ACCUMULO SINGOLO INVERTER (MWh)	CAPACITA' ACCUMULO ITS (MWh)
STOR.1	STOR.1.A	3928	7,856	4	12	24
	STOR.1.B	3928		4	12	
STOR.2	STOR.2.A	3928	7,856	4	12	24
	STOR.2.B	3928		4	12	
STOR.3	STOR.3.A	3928	7,856	4	12	24
	STOR.3.B	3928		4	12	
TOTALE		23568	23,568	24	72	72



PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN NUOVO IMPIANTO AGRIVOLTAICO E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE DI DISTRIBUZIONE AT, SITO NEL COMUNE DI SALEMI (TP), LOCALITA' RANCHIBILE, AVENTE POTENZA DI PICCO DC PARI A 42,67 MWp (potenza in immissione pari a 33 MWac) - DENOMINAZIONE IMPIANTO "RANCHIBILE"

CODICE DOCUMENTO

TITOLO ELABORATO

PAGINA

A.11

CALCOLO DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO FOTVOLTAICO

8

Coerentemente con quanto previsto dal preventivo di connessione, viene definita **la potenza in corrente alternata in immissione dell'impianto**, che risulta essere pari a 33 MW ac.

Tale potenza corrisponde alla massima potenza istantanea iniettata dall'impianto nella RTN presso il punto di consegna a 36 kV, e, pertanto, definisce i termini contrattuali dell'immissione con il gestore ai fini del regolamento di esercizio.

Coerentemente con la distribuzione dei campi e dei sottocampi, sono state individuate differenti configurazioni per gli inverter, delle quali si dà dettaglio negli elaborati grafici di progetto.

Tabella 2 - Dettaglio dimensionamento impianto

CAMPO	INVERTER	STRING BOX	ZONA	n. stringhe per ciascun string/box - inverter	N STRINGHE TOTALI	Lunghezza Cavo	Corrente stringbox	N. Moduli per inverter	Potenza string box [kW]	Potenza DC inverter [kW]	Potenza nominale AC singolo inverter	Rapporto di utilizzo inverter (DC/AC Ratio)	POTENZA LATO DC	POTENZA LATO AC
PS1	1A	1A.1	ZONA 1	13	214	345	222,82	364	247,52	4074,56	3326	1,225	8053,92	6652
		1A.2	ZONA 1	14		390	239,96	392	266,56					
		1A.3	ZONA 1	15		300	257,1	420	285,6					
		1A.4	ZONA 1	12		350	205,68	336	228,48					
		1A.5	ZONA 1	14		350	239,96	392	266,56					
		1A.6	ZONA 1	13		265	222,82	364	247,52					
		1A.7	ZONA 1	15		260	257,1	420	285,6					
		1A.8	ZONA 1	12		305	205,68	336	228,48					
		1A.9	ZONA 1	15		225	257,1	420	285,6					
		1A.10	ZONA 1	12		270	205,68	336	228,48					
		1A.11	ZONA 1	15		185	257,1	420	285,6					
		1A.12	ZONA 1	15		160	257,1	420	285,6					
		1A.13	ZONA 1	13		80	222,82	364	247,52					
		1A.14	ZONA 1	12		155	205,68	336	228,48					
		1A.15	ZONA 1	12		75	205,68	336	228,48					
		1A.16	ZONA 1	12		115	205,68	336	228,48					
	1B	1B.1	ZONA 1	12	209	180	205,68	336	228,48	3979,36	3326	1,196	8053,92	6652
		1B.2	ZONA 1	12		150	205,68	336	228,48					
		1B.3	ZONA 1	12		210	205,68	336	228,48					
		1B.4	ZONA 1	12		200	205,68	336	228,48					
		1B.5	ZONA 1	12		260	205,68	336	228,48					
		1B.6	ZONA 1	15		220	257,1	420	285,6					
		1B.7	ZONA 1	15		255	257,1	420	285,6					
		1B.8	ZONA 1	12		320	205,68	336	228,48					
		1B.9	ZONA 1	14		300	239,96	392	266,56					
		1B.10	ZONA 1	12		370	205,68	336	228,48					
		1B.11	ZONA 1	12		335	205,68	336	228,48					
		1B.12	ZONA 1	12		400	205,68	336	228,48					
		1B.13	ZONA 1	15		355	257,1	420	285,6					
		1B.14	ZONA 1	15		390	257,1	420	285,6					
		1B.15	ZONA 1	12		460	205,68	336	228,48					
		1B.16	ZONA 1	15		425	257,1	420	285,6					
PS2	2A	2A.1	ZONA 2	12	172	350	205,68	336	228,48	3274,88	3326	0,985	6797,28	6652
		2A.2	ZONA 2	15		240	257,1	420	285,6					
		2A.3	ZONA 2	12		305	205,68	336	228,48					
		2A.4	ZONA 2	13		220	222,82	364	247,52					
		2A.5	ZONA 2	12		290	205,68	336	228,48					
		2A.6	ZONA 2	12		140	205,68	336	228,48					
		2A.7	ZONA 2	11		280	188,54	308	209,44					
		2A.8	ZONA 2	12		190	205,68	336	228,48					
		2A.9	ZONA 2	11		260	188,54	308	209,44					
		2A.10	ZONA 2	12		95	205,68	336	228,48					
		2A.11	ZONA 2	12		145	205,68	336	228,48					
		2A.12	ZONA 2	12		215	205,68	336	228,48					
		2A.13	ZONA 2	12		115	205,68	336	228,48					
		2A.14	ZONA 2	14		185	239,96	392	266,56					
	2B	2B.1	ZONA 2	12	185	60	205,68	336	228,48	3522,4	3326	1,059	6797,28	6652
		2B.2	ZONA 2	13		175	222,82	364	247,52					
		2B.3	ZONA 2	12		85	205,68	336	228,48					
		2B.4	ZONA 2	12		135	205,68	336	228,48					
		2B.5	ZONA 2	12		205	205,68	336	228,48					
		2B.6	ZONA 2	13		120	222,82	364	247,52					
		2B.7	ZONA 2	14		230	239,96	392	266,56					
		2B.8	ZONA 2	14		300	239,96	392	266,56					
		2B.9	ZONA 2	15		175	257,1	420	285,6					
		2B.10	ZONA 2	14		200	239,96	392	266,56					
		2B.11	ZONA 2	15		85	257,1	420	285,6					
		2B.12	ZONA 2	13		245	222,82	364	247,52					
		2B.13	ZONA 2	12		250	205,68	336	228,48					
		2B.14	ZONA 2	14		290	239,96	392	266,56					



PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN NUOVO IMPIANTO AGRIVOLTAICO E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE DI DISTRIBUZIONE AT, SITO NEL COMUNE DI SALEMI (TP), LOCALITA' RANCHIBILE, AVENTE POTENZA DI PICCO DC PARI A 42,67 MWp (potenza in immissione pari a 33 MWac) - DENOMINAZIONE IMPIANTO "RANCHIBILE"

CODICE DOCUMENTO

TITOLO ELABORATO

PAGINA

A.11

CALCOLO DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO FOTVOLTAICO

9

CAMPO	INVERTER	STRING BOX	ZONA	n. stringhe per ciascun string/box - inverter	N STRINGHE TOTALI	Lunghezza Cavo	Corrente stringbox	N. Moduli per inverter	Potenza string box [kW]	Potenza DC inverter [kW]	Potenza nominale AC singolo inverter	Rapporto di utilizzo inverter (DC/AC Ratio)	POTENZA LATO DC	POTENZA LATO AC
PS3	3A	3A.1	ZONA 3	13	193	255	222,82	364	247,52	3674,72	3326	1,105	7406,56	6652
		3A.2	ZONA 3	12		235	205,68	336	228,48					
		3A.3	ZONA 3	11		195	188,54	308	209,44					
		3A.4	ZONA 3	11		305	188,54	308	209,44					
		3A.5	ZONA 3	12		355	205,68	336	228,48					
		3A.6	ZONA 3	11		380	188,54	308	209,44					
		3A.7	ZONA 4	13		425	222,82	364	247,52					
		3A.8	ZONA 4	15		170	257,1	420	285,6					
		3A.9	ZONA 4	12		145	205,68	336	228,48					
		3A.10	ZONA 4	12		280	205,68	336	228,48					
		3A.11	ZONA 4	12		105	205,68	336	228,48					
		3A.12	ZONA 4	12		170	205,68	336	228,48					
		3A.13	ZONA 4	12		220	205,68	336	228,48					
		3A.14	ZONA 4	12		95	205,68	336	228,48					
		3A.15	ZONA 4	12		145	205,68	336	228,48					
		3A.16	ZONA 4	11		145	188,54	308	209,44					
	3B	3B.1	ZONA 3	14	184	180	239,96	392	266,56	3731,84	3326	1,122		
		3B.2	ZONA 3	12		145	205,68	336	228,48					
		3B.3	ZONA 3	12		190	205,68	336	228,48					
		3B.4	ZONA 3	12		85	205,68	336	228,48					
		3B.5	ZONA 3	15		170	257,1	420	285,6					
		3B.6	ZONA 3	15		100	257,1	420	285,6					
		3B.7	ZONA 3	14		85	239,96	392	266,56					
		3B.8	ZONA 3	12		130	205,68	336	228,48					
		3B.9	ZONA 3	14		200	239,96	392	266,56					
		3B.10	ZONA 3	12		175	205,68	336	228,48					
		3B.11	ZONA 3	14		245	239,96	392	266,56					
		3B.12	ZONA 3	12		205	205,68	336	228,48					
		3B.13	ZONA 3	12		245	205,68	336	228,48					
		3B.14	ZONA 4	14		180	239,96	392	266,56					
3B.15	ZONA 5	12	95	205,68	336	228,48								
PS4	4A	4A.1	ZONA 4	13	190	380	222,82	364	247,52	3617,6	3326	1,088	7292,32	6652
		4A.2	ZONA 4	15		435	257,1	420	285,6					
		4A.3	ZONA 4	15		270	257,1	420	285,6					
		4A.4	ZONA 4	15		325	257,1	420	285,6					
		4A.5	ZONA 4	15		340	257,1	420	285,6					
		4A.6	ZONA 4	16		215	274,24	448	304,64					
		4A.7	ZONA 4	13		340	222,82	364	247,52					
		4A.8	ZONA 4	13		155	222,82	364	247,52					
		4A.9	ZONA 4	12		215	205,68	336	228,48					
		4A.10	ZONA 4	12		265	205,68	336	228,48					
		4A.11	ZONA 4	15		165	257,1	420	285,6					
		4A.12	ZONA 4	12		180	205,68	336	228,48					
		4A.13	ZONA 4	12		240	205,68	336	228,48					
		4A.14	ZONA 4	12		280	205,68	336	228,48					
	4B	4B.1	ZONA 4	12	193	70	205,68	336	228,48	3674,72	3326	1,105		
		4B.2	ZONA 4	12		135	205,68	336	228,48					
		4B.3	ZONA 4	12		185	205,68	336	228,48					
		4B.4	ZONA 4	16		87	274,24	448	304,64					
		4B.5	ZONA 4	15		70	257,1	420	285,6					
		4B.6	ZONA 4	12		185	205,68	336	228,48					
		4B.7	ZONA 4	14		185	239,96	392	266,56					
		4B.8	ZONA 4	14		230	239,96	392	266,56					
		4B.9	ZONA 4	15		115	257,1	420	285,6					
		4B.10	ZONA 4	14		175	239,96	392	266,56					
		4B.11	ZONA 4	13		230	222,82	364	247,52					
		4B.12	ZONA 4	16		205	274,24	448	304,64					
		4B.13	ZONA 4	13		245	222,82	364	247,52					
		4B.14	ZONA 4	15		345	257,1	420	285,6					



PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN NUOVO IMPIANTO AGRIVOLTAICO E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE DI DISTRIBUZIONE AT, SITO NEL COMUNE DI SALEMI (TP), LOCALITA' RANCHIBILE, AVENTE POTENZA DI PICCO DC PARI A 42,67 MWp (potenza in immissione pari a 33 MWac) - DENOMINAZIONE IMPIANTO "RANCHIBILE"

CODICE DOCUMENTO

TITOLO ELABORATO

PAGINA

A.11

CALCOLO DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO FOTVOLTAICO

10

CAMPO	INVERTER	STRING BOX	ZONA	n. stringhe per ciascun string/box - inverter	N STRINGHE TOTALI	Lunghezza Cavo	Corrente stringbox	N. Moduli per inverter	Potenza string box [kW]	Potenza DC inverter [kW]	Potenza nominale AC singolo inverter	Rapporto di utilizzo inverter (DC/AC Ratio)	POTENZA LATO DC	POTENZA LATO AC
PS5	5A	5A.1	ZONA 5	13	174	355	222,82	364	247,52	3312,96	3326	0,996	6644,96	6652
		5A.2	ZONA 5	12		315	205,68	336	228,48					
		5A.3	ZONA 5	13		330	222,82	364	247,52					
		5A.4	ZONA 5	11		285	188,54	308	209,44					
		5A.5	ZONA 5	13		295	222,82	364	247,52					
		5A.6	ZONA 5	13		285	222,82	364	247,52					
		5A.7	ZONA 5	12		245	205,68	336	228,48					
		5A.8	ZONA 5	13		245	222,82	364	247,52					
		5A.9	ZONA 5	13		205	222,82	364	247,52					
		5A.10	ZONA 5	11		230	188,54	308	209,44					
		5A.11	ZONA 5	13		230	222,82	364	247,52					
		5A.12	ZONA 5	13		195	222,82	364	247,52					
		5A.13	ZONA 5	13		160	222,82	364	247,52					
		5A.14	ZONA 5	11		180	188,54	308	209,44					
	5B	5B.1	ZONA 5	12	145	205,68	336	228,48						
		5B.2	ZONA 5	11	130	188,54	308	209,44						
		5B.3	ZONA 5	11	150	188,54	308	209,44						
		5B.4	ZONA 5	16	125	274,24	448	304,64						
		5B.5	ZONA 5	14	85	239,96	392	266,56						
		5B.6	ZONA 5	11	75	188,54	308	209,44						
		5B.7	ZONA 5	11	100	188,54	308	209,44						
		5B.8	ZONA 5	12	120	205,68	336	228,48						
		5B.9	ZONA 5	11	145	188,54	308	209,44						
		5B.10	ZONA 5	11	125	188,54	308	209,44						
		5B.11	ZONA 5	11	175	188,54	308	209,44						
		5B.12	ZONA 5	11	125	188,54	308	209,44						
		5B.13	ZONA 5	11	250	188,54	308	209,44						
		5B.14	ZONA 5	11	180	188,54	308	209,44						
5B.15	ZONA 5	11	155	188,54	308	209,44								
PS6	6A	6A.1	ZONA 6	11	166	115	188,54	308	209,44	2970,24	3326	0,950	3160,64	3326
		6A.2	ZONA 6	15		170	257,1	420	285,6					
		6A.3	ZONA 6	11		175	188,54	308	209,44					
		6A.4	ZONA 6	11		205	188,54	308	209,44					
		6A.5	ZONA 6	14		230	239,96	392	266,56					
		6A.6	ZONA 6	15		260	257,1	420	285,6					
		6A.7	ZONA 6	12		275	205,68	336	228,48					
		6A.8	ZONA 6	11		255	188,54	308	209,44					
		6A.9	ZONA 6	11		285	188,54	308	209,44					
		6A.10	ZONA 6	12		310	205,68	336	228,48					
		6A.11	ZONA 6	11		340	188,54	308	209,44					
		6A.12	ZONA 6	11		75	188,54	308	209,44					
		6A.13	ZONA 6	11		150	188,54	308	209,44					
		6A.14	ZONA 6	10		100	171,4	280	190,4					
PS7	7A	7A.1	ZONA 7	15	174	200	257,1	420	285,6	3312,96	3326	0,996	3312,96	3326
		7A.2	ZONA 7	14		160	239,96	392	266,56					
		7A.3	ZONA 7	13		285	222,82	364	247,52					
		7A.4	ZONA 7	12		345	205,68	336	228,48					
		7A.5	ZONA 7	12		125	205,68	336	228,48					
		7A.6	ZONA 7	14		105	239,96	392	266,56					
		7A.7	ZONA 7	15		225	257,1	420	285,6					
		7A.8	ZONA 7	12		275	205,68	336	228,48					
		7A.9	ZONA 7	11		315	188,54	308	209,44					
		7A.10	ZONA 7	14		120	239,96	392	266,56					
		7A.11	ZONA 7	15		230	257,1	420	285,6					
		7A.12	ZONA 7	13		275	222,82	364	247,52					
		7A.13	ZONA 7	14		300	239,96	392	266,56					
TOTALI				2241		38410,74	62748	42668,64		39912		42668,64		

X-ELIO 	PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN NUOVO IMPIANTO AGRIVOLTAICO E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE DI DISTRIBUZIONE AT, SITO NEL COMUNE DI SALEMI (TP), LOCALITA' RANCHIBILE, AVENTE POTENZA DI PICCO DC PARI A 42,67 MWp (potenza in immissione pari a 33 MWac) - DENOMINAZIONE IMPIANTO "RANCHIBILE"		
	CODICE DOCUMENTO	TITOLO ELABORATO	PAGINA
	A.11	CALCOLO DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	11

3. CALCOLO DI PRODUCIBILITA'

3.1. SOFTWARE UTILIZZATO

Il calcolo della producibilità è stato effettuato imputando il modello del sistema nel software di simulazione **PVSyst vers. 7.3** del quale si riporta il report di calcolo in allegato alla presente relazione.

3.2. RADIAZIONE SOLARE MEDIA ANNUA SU BASE GIORNALIERA

Il sito di installazione appartiene ad un'area che dispone di dati climatici storici riportati in diversi database. Il database internazionale MeteoNorm rende disponibili i dati meteorologici per la località oggetto di intervento: l'attendibilità dei dati contenuti nel database è internazionalmente riconosciuta, possono quindi essere usati per l'elaborazione statistica per la stima di radiazione solare per il sito.

In particolare, sono stati utilizzati i dati del database MeteoNorm 8.0, aggiornati alla data di stesura del progetto.

Nelle immagini che seguono si riportano i dati meteorologici assunti per la presente simulazione.

Nelle immagini che seguono si riportano i dati meteorologici assunti per la presente relazione.

	GlobHor	GlobInc	GlobHrz	GlobShd	GlobIAM	GlobSIg	GlobEff	DiffEff
	kWh/m ²							
Gennaio	60.3	89.2	88.6	84.4	84.3	82.6	82.7	21.46
Febbraio	77.9	106.3	105.8	103.1	103.0	100.9	101.1	23.97
Marzo	130.1	158.1	157.4	153.9	153.6	150.6	151.0	32.51
Aprile	162.6	174.8	174.0	170.0	169.6	166.2	166.8	34.86
Maggio	205.3	200.1	199.3	194.6	194.1	190.2	191.1	38.77
Giugno	210.6	197.5	196.8	192.0	191.5	187.7	188.6	38.56
Luglio	219.5	210.1	209.3	204.6	204.0	199.9	200.9	37.17
Agosto	197.8	205.7	204.9	200.5	200.0	196.0	196.8	34.45
Settembre	143.5	166.6	165.7	162.0	161.6	158.4	158.9	33.99
Ottobre	105.6	136.7	136.1	132.9	132.7	130.1	130.4	30.99
Novembre	66.9	98.2	97.3	94.0	93.9	92.0	92.1	21.43
Dicembre	54.2	81.7	81.3	76.7	76.6	75.1	75.2	20.06
Anno	1634.2	1825.0	1816.5	1768.7	1764.9	1729.6	1735.6	368.21

Figura 1 - Dati meteorologici (fonte Meteonorm 8.0 agg. Giugno 2023)

Sezione fissa - interfila 9- Inverter C660

Meteo e energia incidente

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	WindVel	GlobInc	DifSInc	Alb_Inc	DifS_GI
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	m/s	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh/m ²	ratio
Gennaio	60.3	31.91	11.50	3.9	89.2	23.53	0.805	0.000
Febbraio	77.9	38.21	11.33	4.2	106.3	26.28	1.042	0.000
Marzo	130.1	54.86	13.63	4.1	158.1	35.65	1.741	0.000
Aprile	162.6	64.69	15.81	3.8	174.8	38.22	2.177	0.000
Maggio	205.3	74.48	20.06	3.5	200.1	42.51	2.750	0.000
Giugno	210.6	80.96	24.00	3.3	197.5	42.28	2.821	0.000
Luglio	219.5	77.10	27.62	3.4	210.1	40.75	2.939	0.000
Agosto	197.8	69.70	27.75	3.3	205.7	37.77	2.650	0.000
Settembre	143.5	58.42	23.71	3.4	166.6	37.26	1.922	0.000
Ottobre	105.6	50.38	20.78	3.2	136.7	33.98	1.411	0.000
Novembre	66.9	31.99	16.55	3.9	98.2	23.50	0.894	0.000
Dicembre	54.2	29.36	13.10	3.9	81.7	21.99	0.724	0.000
Anno	1634.2	662.07	18.87	3.7	1825.0	403.71	21.877	0.000

Figura 2 - Dati meteorologici (fonte Meteonorm 8.0 agg. Giugno 2023) – Strutture Fisse

Sezione Tracker - Pitch 11- Inverter C660

Meteo e energia incidente

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	WindVel	GlobInc	DifSInc	Alb_Inc	DifS_GI
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	m/s	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh/m ²	ratio
Gennaio	60.3	31.91	11.50	3.9	75.8	22.88	1.141	0.000
Febbraio	77.9	38.21	11.33	4.2	98.3	25.56	1.462	0.000
Marzo	130.1	54.86	13.63	4.1	167.7	34.85	2.275	0.000
Aprile	162.6	64.69	15.81	3.8	208.6	37.35	2.796	0.000
Maggio	205.3	74.48	20.06	3.5	262.8	41.54	3.532	0.000
Giugno	210.6	80.96	24.00	3.3	269.2	41.24	3.467	0.000
Luglio	219.5	77.10	27.62	3.4	283.6	39.75	3.708	0.000
Agosto	197.8	69.70	27.75	3.3	257.1	36.85	3.345	0.000
Settembre	143.5	58.42	23.71	3.4	182.5	36.31	2.452	0.000
Ottobre	105.6	50.38	20.78	3.2	135.3	33.15	1.963	0.000
Novembre	66.9	31.99	16.55	3.9	84.0	22.97	1.205	0.000
Dicembre	54.2	29.36	13.10	3.9	67.9	21.34	1.072	0.000
Anno	1634.2	662.07	18.87	3.7	2093.0	393.80	28.419	0.000

Figura 3 - Dati meteorologici (fonte Meteonorm 8.0 agg. Giugno 2023) – Strutture tracker

CODICE DOCUMENTO	TITOLO ELABORATO	PAGINA
A.11	CALCOLO DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	13

Variante di simulazione : Sezione fissa - interfila 9- Inverter C660

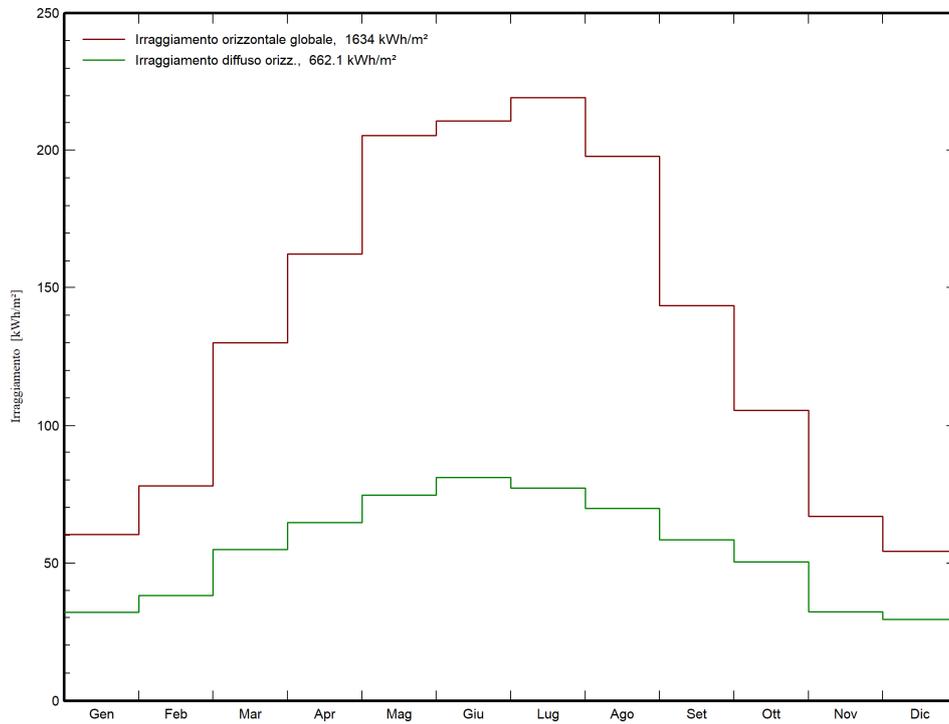


Figura 4 - Radiazione globale e diffusa incidente sul piano orizzontale

Distribuzione irraggiamento incidente

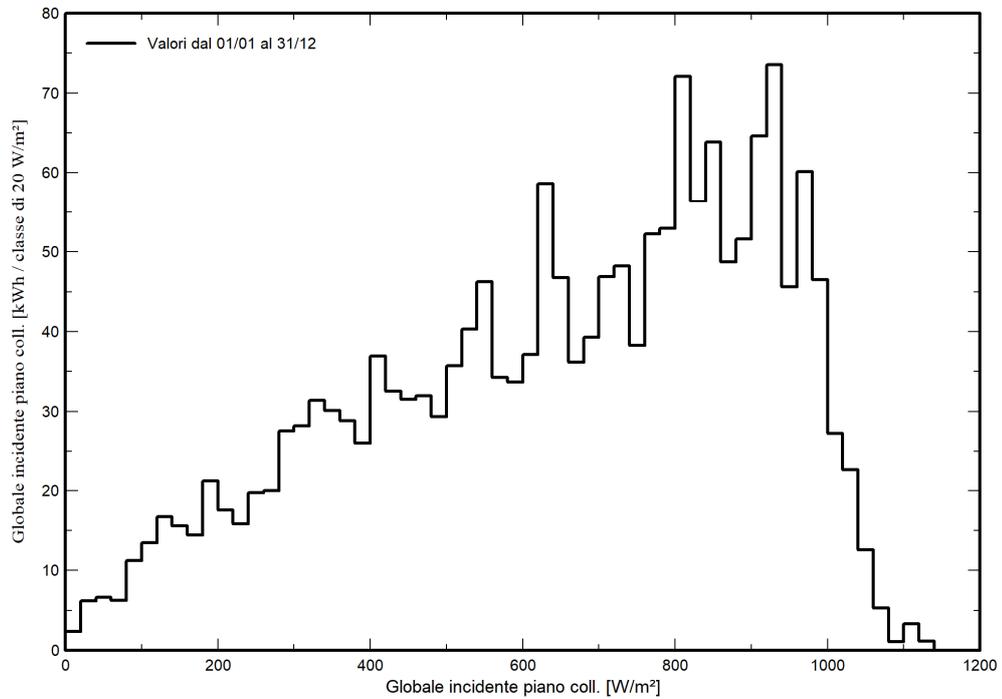


Figura 5 - Radiazione globale incidente sul piano dei collettori - Strutture fisse

CODICE DOCUMENTO	TITOLO ELABORATO	PAGINA
A.11	CALCOLO DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	14

Distribuzione irraggiamento incidente

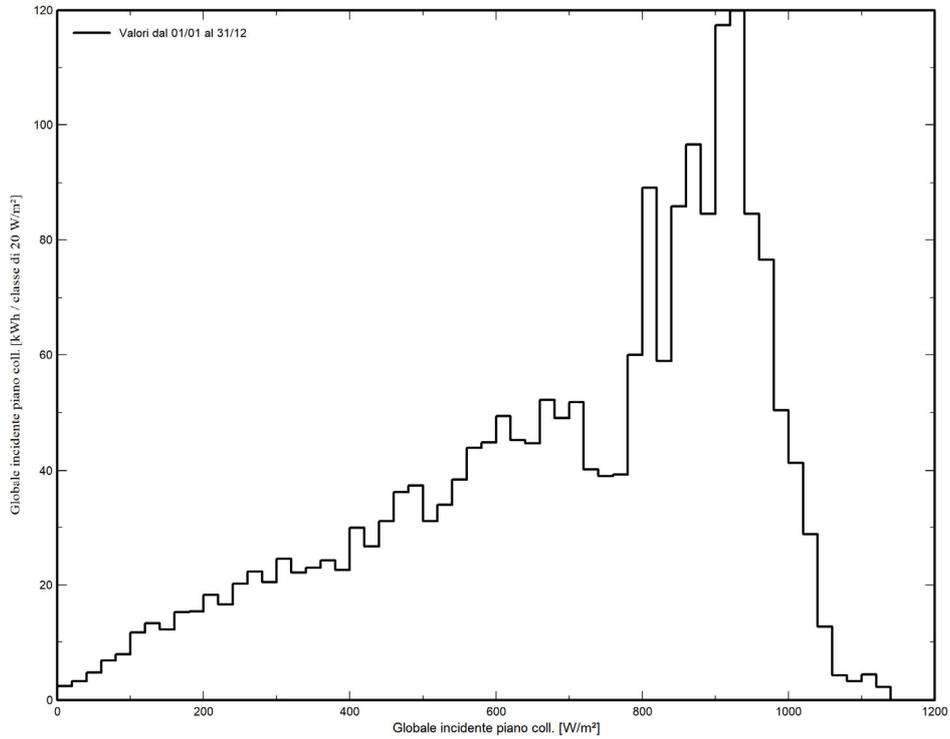


Figura 6 - Radiazione globale incidente sul piano dei collettori - Strutture tracker

Variante di simulazione : Sezione fissa - interfila 9- Inverter C660

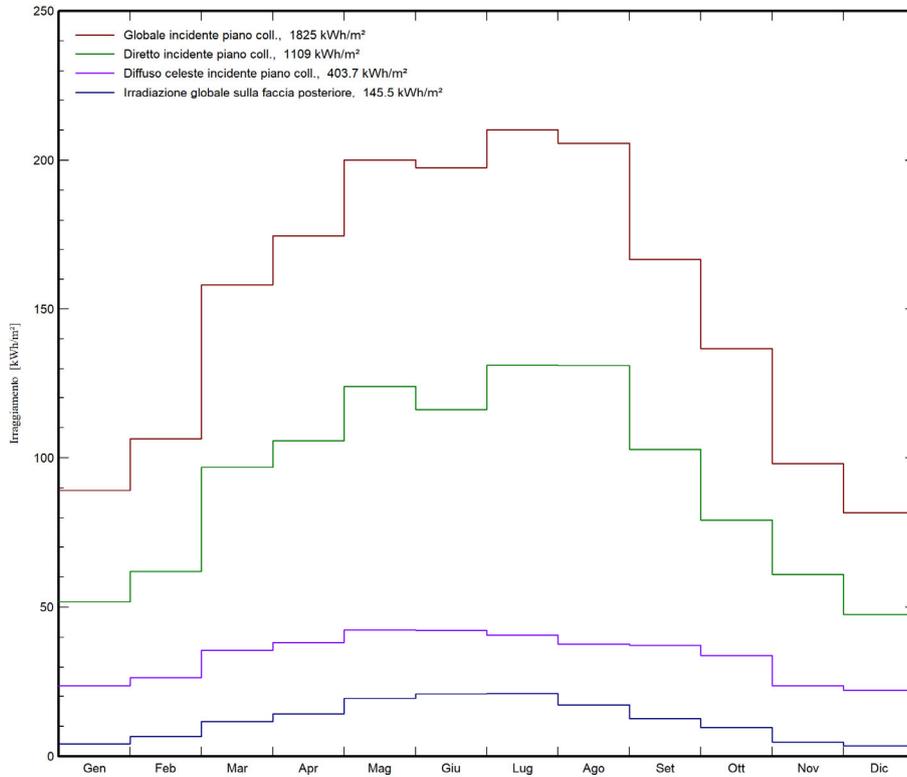


Figura 7 - Radiazione globale e diffusa incidente sul piano dei collettori - Strutture fisse

Variante di simulazione : Sezione Tracker - Pitch 11- Inverter C660

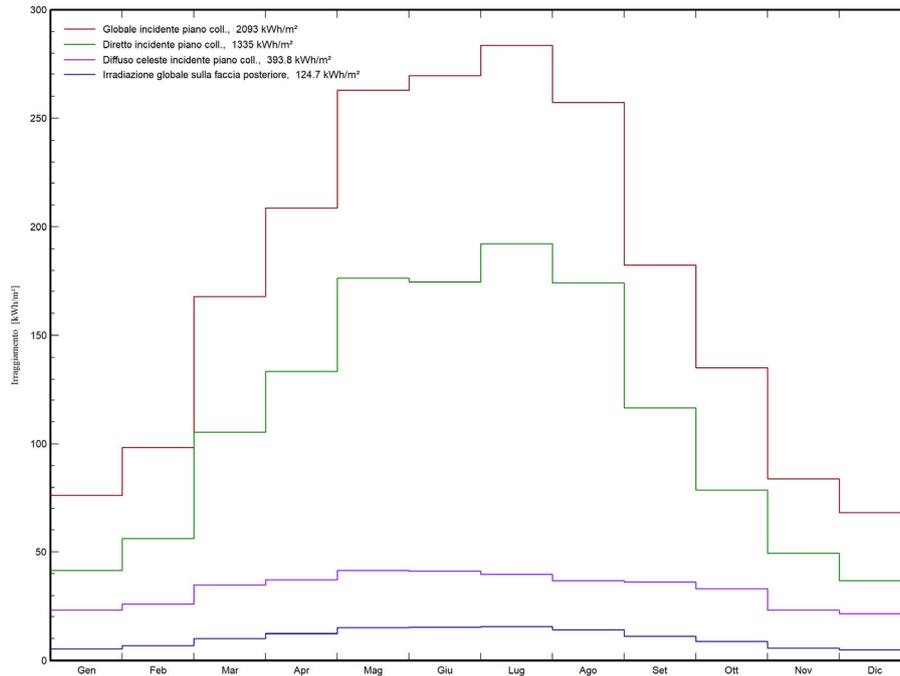


Figura 8 - Radiazione globale e diffusa incidente sul piano dei collettori - Strutture tracker

3.3. Perdite del sistema

Di seguito si da dettaglio delle perdite del sistema, esaminando la tipologie di strutture e gli impianti previsti in progetto, illustrando i criteri di calcolo di ciascuna componente.

3.3.1. Perdite per ombreggiamento

Le **perdite per ombreggiamento reciproco** fra le schiere sono funzione della geometria di disposizione del generatore fotovoltaico sul terreno e degli ostacoli all'orizzonte che possono ridurre anche sensibilmente le ore di sole nell'arco delle giornate soprattutto invernali.

Per le strutture fisse, il calcolo dell'ombreggiamento reciproco fra le file è sviluppato tenendo conto dell'interdistanza fra le file parallele, e, nel caso specifico, risulta essere pari a -2,63%.

Per le strutture ad inseguimento (tracker), grazie all'implementazione del sistema backtracking, tali perdite sono ridotte al valore di 1,57%.

Le **perdite per ombreggiamento lontano** sono relative all'ombreggiamento derivante dal profilo dell'orizzonte nello specifico sito, e sono state calcolate pari a -0,47% per il sistema fisso, e 1,08 per il sistema ad inseguimento

X-ELIO 	PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN NUOVO IMPIANTO AGRIVOLTAICO E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE DI DISTRIBUZIONE AT, SITO NEL COMUNE DI SALEMI (TP), LOCALITA' RANCHIBILE, AVENTE POTENZA DI PICCO DC PARI A 42,67 MWp (potenza in immissione pari a 33 MWac) - DENOMINAZIONE IMPIANTO "RANCHIBILE"	
	CODICE DOCUMENTO	TITOLO ELABORATO
	A.11	CALCOLO DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO
		PAGINA
		16

3.3.2. Perdite per basso irraggiamento

L'efficienza nominale dei moduli fotovoltaici è misurata al livello di irraggiamento pari a 1000 W/m² ma risulta variabile con lo stesso. Per celle con tecnologia in silicio cristallino la deviazione dell'efficienza segue l'espressione seguente:

$$\Delta\eta = -0,4 \cdot \ln(I/1000) \cdot \eta_n$$

dove:

I = irraggiamento in W/m² e η_n l'efficienza all'irraggiamento nominale di 1000 W/m².

Sulla base dei dati climatici aggiornati del sito (database Meteonorm), e della curva del comportamento dei moduli scelti in funzione del livello di irraggiamento, che di seguito si riporta, è stato effettuato il calcolo di tale parametro.

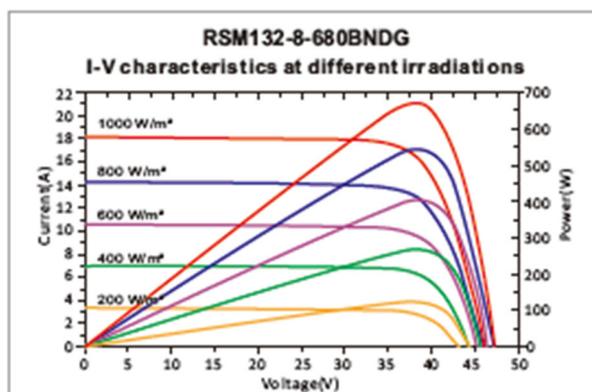


Figura 9 – Comportamento dei moduli in funzione del livello di irraggiamento

Sulla scorta di tali considerazioni, il valore delle perdite per basso irraggiamento attraverso le simulazioni nel software PVSyst risulta essere pari a -0,09% nel peggiore dei casi.

3.3.3. Perdite per temperatura

Le perdite per temperatura sono legate alla diversa performance che hanno i moduli in relazione ai vari regime di temperatura di funzionamento. All'aumentare della temperatura, le celle fotovoltaiche diminuiscono le prestazioni elettriche di potenza.

In sede di progetto definitivo è stata effettuata una valutazione di tale parametro, sulla base dei dati climatici aggiornati del sito (database Meteonorm), e della curva del comportamento dei moduli scelti in funzione della temperatura).

Con riferimento al sistema fisso si è quindi ottenuto un valore di calcolo pari a -4,26%, mentre per il sistema ad inseguimento tale valore risulta pari a -4,77%.

	PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN NUOVO IMPIANTO AGRIVOLTAICO E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE DI DISTRIBUZIONE AT, SITO NEL COMUNE DI SALEMI (TP), LOCALITA' RANCHIBILE, AVENTE POTENZA DI PICCO DC PARI A 42,67 MWp (potenza in immissione pari a 33 MWac) - DENOMINAZIONE IMPIANTO "RANCHIBILE"		
	CODICE DOCUMENTO	TITOLO ELABORATO	PAGINA
	A.11	CALCOLO DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	17

3.3.4. Perdite per qualità del modulo fotovoltaico

Tale valore tiene in considerazione della tolleranza sulla potenza nominale del modulo fotovoltaico. In particolare, il modulo proposto in progetto ha una tolleranza positiva $-0W + 20,4 W$ sulla potenza nominale di 680 W, che in termini percentuali si traduce in una tolleranza positiva $-0\% + 3\%$.

La corretta formulazione di tale parametro di perdita tiene conto di una media pesata delle tolleranze positive dei moduli fotovoltaici, secondo formule di pesatura assunte a standard in letteratura.

Secondo tale criterio di pesatura precedentemente richiamato, con la tolleranza positiva del modulo in progetto, il valore di tali perdite è stato calcolato pari a $+0,75\%$ (guadagno), valevole per entrambe le configurazioni di impianto.

3.3.5. Perdite per mismatch del generatore fotovoltaico

Sono perdite relative alla naturale non uniformità di prestazioni elettriche fornite dai vari moduli che compongono ogni stringa fotovoltaica e quindi fra una stringa e l'altra.

La disposizione delle strutture, la distribuzione spaziale dei quadri stringbox, l'ottimizzazione delle linee elettriche DC, fanno sì che le differenze di prestazioni elettriche fra una stringa e l'altra risultino minimizzati, potendo così calcolare tale perdita ad un valore pari a $-2,10\%$, valevole per entrambe le configurazioni di impianto.

Inoltre, è stato calcolato il mismatch dovuto all'irradiazione sul lato posteriore del modulo, che risulta essere pari a $-0,79\%$ per le strutture fisse e $-0,59$ per le strutture ad inseguimento.

3.3.6. Degradamento delle prestazioni dei moduli fotovoltaici

Il degrado dei moduli fotovoltaici è funzione della tecnologia, del sito di installazione (spettro solare e temperature) e della qualità del prodotto. Generalmente l'andamento del degrado non è lineare: nel primo anno di esposizione la perdita è maggiore fino a stabilizzarsi con un degrado costante negli anni seguenti.

La tipologia di moduli in progetto presenta una garanzia sulla produzione massima al primo anno d'esercizio del 99% e un decadimento annuo successivo massimo del 0,4% per i 30 anni successivi.

X-ELIO 	PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN NUOVO IMPIANTO AGRIVOLTAICO E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE DI DISTRIBUZIONE AT, SITO NEL COMUNE DI SALEMI (TP), LOCALITA' RANCHIBILE, AVENTE POTENZA DI PICCO DC PARI A 42,67 MWp (potenza in immissione pari a 33 MWac) - DENOMINAZIONE IMPIANTO "RANCHIBILE"	
	CODICE DOCUMENTO	TITOLO ELABORATO
	A.11	CALCOLO DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO
		PAGINA
		18

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12 year Product Warranty / 30 year Linear Power Warranty

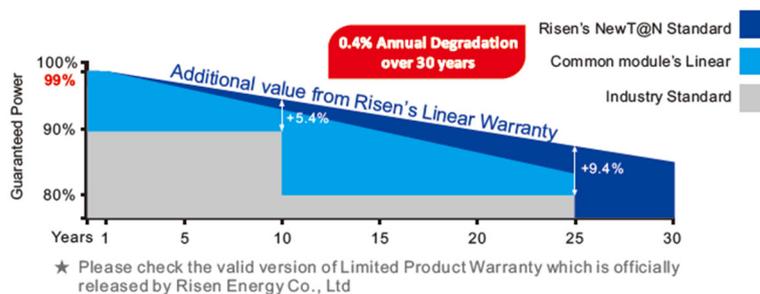


Figura 10 – Curva di decadimento moduli fotovoltaici

Nel software di calcolo PVSyst è stato inserito il corretto modello del modulo, con la curva di decadimento appena descritta. Si considera quindi il valore medio di perdita pari a -0,4%.

3.3.7. Perdite ohmiche di cablaggio

Si tratta di una perdita legata alle sezioni e alla lunghezza dei cavi elettrici e al loro cablaggio. Sulla base del progetto elettrico dell'impianto, con il dimensionamento e la verifica delle linee elettriche BT, grazie all'ottimizzazione dei percorsi dei cavi di corrente continua e all'utilizzo di sezioni di cavi per le stringhe di sezione idonea, il valore di tali perdite è stato calcolato pari a -1,05% per la sezione con strutture fisse, e -1,12% per la sezione con strutture ad inseguimento.

3.3.8. Perdite sul sistema di conversione

Sono dovute alla curva di efficienza degli inverter in funzione della potenza in uscita e quindi, in prima analisi, dal progetto della macchina in funzione delle condizioni di irraggiamento del sito e di quelle del carico. La stima dipende dal tipo di convertitore utilizzato, marca e dallo schema di trasformazione.

Secondo i calcoli delle perdite di rete con il software PVSyst, imputando nel modello di calcolo i dati dell'inverter in progetto, le perdite sono state calcolate pari al -1,71%, valido per entrambe le sezioni di impianto.

Inoltre, tenendo conto del rapporto fra la potenza nominale per parco fotovoltaico e la potenza nominale degli inverter, si ha un'ulteriore perdita legata al superamento della potenza massima in ingresso agli inverter. Tale valore risulta essere calcolato pari a circa -0,19%, considerato come valore medio dei vari sottocampi della sezione ad inseguimento, mentre non risultano perdite nella sezione di impianto fisso.

3.3.9. Perdite sui circuiti in corrente alternata

In questa voce vanno considerate due componenti:

X-ELIO 	PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN NUOVO IMPIANTO AGRIVOLTAICO E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE DI DISTRIBUZIONE AT, SITO NEL COMUNE DI SALEMI (TP), LOCALITA' RANCHIBILE, AVENTE POTENZA DI PICCO DC PARI A 42,67 MWp (potenza in immissione pari a 33 MWac) - DENOMINAZIONE IMPIANTO "RANCHIBILE"		
	CODICE DOCUMENTO	TITOLO ELABORATO	PAGINA
	A.11	CALCOLO DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	19

Perdite circuiti in corrente alternata in BT

Data la ridotta distanza tra inverter centralizzati e trasformatore di Campo, queste perdite sono state calcolate per ciascun campo, in funzione dello schema distributivo. Tale valore, calcolato con software di simulazione PVSyst, ammonta a circa -0,05%.

Perdite circuiti in corrente alternata in AT

Secondo lo schema unifilare di progetto e la disposizione planimetrica delle cabine PS e la cabina di smistamento, sono state calcolate le perdite della rete MT.

Sono state calcolate altresì le perdite della rete AT di collegamento alla cabina utente 36kV, e da questa al punto di consegna presso la nuova Stazione Terna "Fulgatore 2".

Di seguito il calcolo dettagliato.

LINEA	PARTENZA	ARRIVO	Sezione cavo [mm ²]	Lunghezza cavo [m]	Potenza attiva [MW]	Potenza persa [kW]	Δp %	Δp kW	
RAMO A	PS1	PS2	3x1x185	590	6,65	7,023	0,11%	7,023	
	PS2	MTR	3x1x400	1405	13,30	33,451	0,25%	33,451	
RAMO B	PS3	PS4	3x1x185	365	6,65	4,345	0,07%	4,345	
	PS4	MTR	3x1x400	855	13,30	20,356	0,15%	20,356	
RAMO C	PS7	PS5	3x1x185	420	3,33	1,250	0,04%	1,250	
	PS5	PS6	3x1x400	365	9,98	4,888	0,05%	4,888	
	PS6	MTR	3x1x400	215	13,30	5,119	0,04%	5,119	
LINEA SSE	MTR	SSE	3x1x630	7750	19,96	281,470	1,41%	281,470	
	MTR	SSE	3x1x630	7750	19,96	281,470	1,41%	281,470	
POTENZA COMPLESSIVA					39,912	PERDITE TOTALI RETE (kW)		639,373	
								PERDITE TOTALI RETE (%)	1,60%

Tabella 3 – Calcolo dettagliato dimensionamento delle linee

Il parametro di perdite sui circuiti in corrente alternata è assunto pari a -1,6%.

3.3.10. Perdite sui trasformatori AT/BT

Sulla base delle considerazioni effettuate al paragrafo precedente, ai fini del calcolo, pertanto, il parametro di perdite sui trasformatori MT/BT è stato calcolato pari a -1,09%.

3.3.11. Disponibilità di esercizio

In sede di progetto è stata effettuata una stima dell'indice di disponibilità garantito, sulla base della esperienza di O&M derivante dalla gestione di impianti simili a quello in progetto.

	PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN NUOVO IMPIANTO AGRIVOLTAICO E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE DI DISTRIBUZIONE AT, SITO NEL COMUNE DI SALEMI (TP), LOCALITA' RANCHIBILE, AVENTE POTENZA DI PICCO DC PARI A 42,67 MWp (potenza in immissione pari a 33 MWac) - DENOMINAZIONE IMPIANTO "RANCHIBILE"	
	CODICE DOCUMENTO	TITOLO ELABORATO
	A.11	CALCOLO DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO
		PAGINA
		20

Considerato il livello di connessione in AT e la stabilità di tale rete, il valore di indisponibilità di progetto è assunto pari al 0,5%. Sulla base di tale valore, e dei parametri meteorologici assunti, risulta una perdita da indisponibilità di esercizio pari a circa -0,45 %.

3.3.12. Consumi ausiliari

Si stima una perdita sul totale della produzione pari a circa il -0,3%.

3.3.13. Limitazione potenza immessa in rete

Tenendo conto di quanto riportato nel preventivo di connessione TERNA, la massima potenza in immissione dell'impianto è pari a 33 MW.

L'impianto di produzione in progetto ha una potenza lato DC pari a 42,66 MW dc, pertanto nelle ore centrali delle giornate del periodo primaverile-estivo, riesce ad avere una potenza massima di produzione superiore alla potenza massima che è ammessa dalla rete (33 MW). Normalmente questo esubero di potenza comporterebbe perdite sulla produzione complessiva annua, stimate intorno al 2-3%.

Al fine di assorbire i picchi di produzione, in progetto è previsto un sistema di accumulo di potenza pari a 23,4 MW e capacità di accumulo pari a 72 MWh.

Il sistema così è in grado di trattenere l'energia prodotta in esubero, e rilasciarla nei momenti in cui la potenza istantanea dell'impianto ritorna al di sotto della soglia massima ammissibile al punto di consegna.

Il sistema di accumulo ha comunque un suo fattore di perdita, legato alla doppia conversione AC-DC e alla perdita di carica, pari complessivamente a circa il 0,3%

	PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN NUOVO IMPIANTO AGRIVOLTAICO E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE DI DISTRIBUZIONE AT, SITO NEL COMUNE DI SALEMI (TP), LOCALITA' RANCHIBILE, AVENTE POTENZA DI PICCO DC PARI A 42,67 MWp (potenza in immissione pari a 33 MWac) - DENOMINAZIONE IMPIANTO "RANCHIBILE"		
	CODICE DOCUMENTO	TITOLO ELABORATO	PAGINA
	A.11	CALCOLO DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	21

3.4. PRODUCIBILITÀ DEL SISTEMA

Sulla scorta di tutte le considerazioni effettuate nei paragrafi precedenti, è stato effettuato il calcolo della producibilità del sistema, partendo dal modello dell'impianto imputato nel software di calcolo PVSyst7.3.

Stabilita quindi la disponibilità della fonte solare, e determinate tutte le perdite illustrate, la **produzione dell'impianto fotovoltaico in progetto risulta pari a 15.332 MWh/anno.**

	Sezione tracker	Sezione fissa	TOTALE PARCO FOTOVOLTAICO
Potenza (kWp)	32863,04	9805,60	42668,64
Produzione (MWh/anno)	60248,46	16047,35	76295,81
Producibilità specifica (kWh/kWp)	1846	1637	1798
Irraggiamento orizz (kWh/m²)	1634,2	1634,2	1634,2
Irraggiamento sul piano dei collettori (kWh/m²)	20930,	1825,0	2031,4
PR	88,21%	89,67%	88,55%

Considerata la potenza nominale dell'impianto complessiva, tenendo conto quindi delle due distinte sezioni fissa e ad inseguimento, si ha una produzione specifica media pari a **1.798 (kWh/KWp)/anno.**

Sulla base di tutte le perdite precedentemente illustrate, l'impianto in progetto consente di ottenere un indice di rendimento (**Performance Ratio PR**) pari a **88,55%.**



PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN NUOVO IMPIANTO AGRIVOLTAICO E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE DI DISTRIBUZIONE AT, SITO NEL COMUNE DI SALEMI (TP), LOCALITA' RANCHIBILE, AVENTE POTENZA DI PICCO DC PARI A 42,67 MWp (potenza in immissione pari a 33 MWac) - DENOMINAZIONE IMPIANTO "RANCHIBILE"

CODICE DOCUMENTO	TITOLO ELABORATO	PAGINA
A.11	CALCOLO DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	22

4. ALLEGATO: REPORT PVSYST

PVsyst - Rapporto di simulazione

Sistema connesso in rete

Progetto: XELIO FV Ranchibile

Variante: Sezione Tracker - Pitch 11- Inverter C660

Eliostati illimitati con indetreggiamento

Potenza di sistema: 32.63 MWc

Baglio Guarine - Italia

Autore

A176lab s.r.l. (Italy)



Progetto: XELIO FV Ranchibile

Variante: Sezione Tracker - Pitch 11- Inverter C660

PVsyst V7.4.0

VCO, Simulato su
17/07/23 17:48
con v7.4.0

A176lab s.r.l. (Italy)

Sommario del progetto

Luogo geografico	Ubicazione	Parametri progetto
Baglio Guarine	Latitudine 37.85 °N	Albedo 0.20
Italia	Longitudine 12.71 °E	
	Altitudine 245 m	
	Fuso orario UTC+1	
Dati meteo		
Baglio Guarine		
Meteonorm 8.0 (1991-2009), Sat=100% - Sintetico		

Sommario del sistema

Sistema connesso in rete	Eliostati illimitati con indetreggiamento	
Orientamento campo FV	Algoritmo dell'inseguimento	Ombre vicine
Orientamento	Calcolo astronomico	Senza ombre
Assi inseguimento orizzontali	Backtracking attivato	
Informazione sistema	Inverter	Pacco batterie
Campo FV	Numero di unità 9 unità	Stategia di accumulo : Assorbimento dei picchi di potenza
Nr. di moduli 47992 unità	Pnom totale 29.93 MWac	Numero di unità 612 unità
Pnom totale 32.63 MWc	Limite della potenza di rete 25.42 MWac	Tensione 1761 V
	Rapporto Pnom lim. rete 1.284	Capacità 39413 Ah
Bisogni dell'utente		
Carico illimitato (rete)		

Sommario dei risultati

Energia prodotta 60248.46 MWh/anno	Prod. Specif. 1846 kWh/kWp/anno	Indice rendimento PR 88.21 %
------------------------------------	---------------------------------	------------------------------

Indice dei contenuti

Sommario del progetto e dei risultati	2
Parametri principali, Caratteristiche campo FV, Perdite sistema	3
Definizione orizzonte	7
Risultati principali	8
Diagramma perdite	9
Grafici predefiniti	10
Valutazione P50-P90	11
Schema unifilare	12



PVsyst V7.4.0

VC0, Simulato su
17/07/23 17:48
con v7.4.0

A176lab s.r.l. (Italy)

Parametri principali

Sistema connesso in rete		Eliostati illimitati con indetreggiamento	
Orientamento campo FV		Algoritmo dell'inseguimento	
Orientamento		Calcolo astronomico	
Assi inseguimento orizzontali		Backtracking attivato	
		Campo con backtracking	
		N. di eliostati 10 unità	
		Eliostati illimitati	
		Dimensioni	
		Distanza eliostati 11.0 m	
		Larghezza collettori 4.79 m	
		Fattore occupazione (GCR) 43.5 %	
		Phi min / max -/+ 60.0 °	
		Strategia Backtracking	
		Phi limits for BT -/+ 64.1 °	
		Distanza tavole backtracking 11.0 m	
		Larghezza backtracking 4.79 m	
Modelli utilizzati			
Trasposizione Perez			
Diffuso Perez, Meteonorm			
Circumsolare separare			
Orizzonte		Ombre vicine	
Altezza media 4.0 °		Senza ombre	
Sistema bifacciale			
Modello		Calcolo 2D eliostati illimitati	
Geometria del modello bifacciale			
Distanza eliostati		11.00 m	
ampiezza eliostati		4.79 m	
GCR		43.5 %	
Altezza dell'asse dal suolo		2.10 m	
Definizioni per il modello bifacciale			
Albedo dal suolo		0.30	
Fattore di Bifaccialità		80 %	
Ombreg. posteriore		5.0 %	
Perd. Mismatch post.		10.0 %	
Frazione trasparente della tettoia		0.0 %	
Conservazione		Limitazione potenza di rete	
Tipo Assorbimento dei picchi di potenza		Potenza attiva 25.42 MWac	
Strategia di carica		Strategia di scarica	
Potenza disponibile oltre 25420 kW della griglia (rete)		Appena si ha bisogno di potenza	

Caratteristiche campo FV

Modulo FV		Inverter	
Costruttore	Risen Energy Co., Ltd	Costruttore	Ingeteam
Modello	RSM132-8-680BNDG	Modello	IS_3Power_3825TL_C600_IP65 [2021-12-03_up to 50°C]
(Definizione customizzata dei parametri)			
Potenza nom. unit.	680 Wp	Potenza nom. unit.	3326 kWac
Numero di moduli FV	47992 unità	Numero di inverter	9 unità
Nominale (STC)	32.63 MWc	Potenza totale	29934 kWac
Campo #1 - CAMPO 1			
Numero di moduli FV	11844 unità	Numero di inverter	2 unità
Nominale (STC)	8054 kWp	Potenza totale	6652 kWac
Moduli	423 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)			
Pmpp	7416 kWp	Voltaggio di funzionamento	853-1300 V
U mpp	1014 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.21
I mpp	7312 A		



PVsyst V7.4.0

VCO, Simulato su
17/07/23 17:48
con v7.4.0

Caratteristiche campo FV

Campo #2 - CAMPO 2

Numero di moduli FV	9996 unità	Numero di inverter	2 unità
Nominale (STC)	6797 kWp	Potenza totale	6652 kWac
Moduli	357 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	853-1300 V
Pmpp	6259 kWp	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.02
U mpp	1014 V		
I mpp	6171 A		

Campo #3 - CAMPO 3

Numero di moduli FV	10556 unità	Numero di inverter	2 unità
Nominale (STC)	7178 kWp	Potenza totale	6652 kWac
Moduli	377 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	853-1300 V
Pmpp	6610 kWp	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.08
U mpp	1014 V		
I mpp	6517 A		

Campo #4 - CAMPO 4

Numero di moduli FV	10724 unità	Numero di inverter	2 unità
Nominale (STC)	7292 kWp	Potenza totale	6652 kWac
Moduli	383 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	853-1300 V
Pmpp	6715 kWp	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.10
U mpp	1014 V		
I mpp	6621 A		

Campo #5 - CAMPO 7

Numero di moduli FV	4872 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	3313 kWp	Potenza totale	3326 kWac
Moduli	174 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	853-1300 V
Pmpp	3051 kWp	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.00
U mpp	1014 V		
I mpp	3008 A		

Potenza PV totale

Nominale (STC)	32635 kWp
Totale	47992 moduli
Superficie modulo	149080 m ²
Superficie cella	139686 m ²

Potenza totale inverter

Potenza totale	29934 kWac
Numero di inverter	9 unità
Rapporto Pnom	1.09

Capacità batteria**Batteria**

Costruttore	LG Chem
Modello	R1000_JH3 128Ah

Pacco batterie

Numero di unità	2 in serie x 306 in parallelo
Min.SOC di scarica	20.0 %
Energia stoccata	55939.2 kWh

Caratteristiche gruppo batterie

Tensione	1761 V
Capacità nominale	39413 Ah (C10)
Temperatura	Fissa 20 °C



PVsyst V7.4.0

VCO, Simulato su
17/07/23 17:48
con v7.4.0

Caratteristiche campo FV

Capacità batteria

Ingresso carica batteria

Modello	Generico
Mas. potenza carica	18.0 MWdc
Mas./effic. EURO	97.0/95.0 %

Batteria all'inverter di rete

Modello	Generico
Mas. potenza scarica	13.0 MWac
Mas./effic. EURO	97.0/95.0 %

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 0.6 %

Perdita di qualità moduli

Fraz. perdite -0.8 %

Perdite per mismatch del modulo

Fraz. perdite 2.0 % a MPP

Perdita disadattamento Stringhe

Fraz. perdite 0.1 %

Fattore di perdita IAM

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

0°	20°	40°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	1.000	0.992	0.978	0.946	0.850	0.000

Perdite DC nel cablaggio

Res. globale di cablaggio 0.56 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #1 - CAMPO 1

Res. globale campo 2.3 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #2 - CAMPO 2

Res. globale campo 2.7 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #3 - CAMPO 3

Res. globale campo 2.6 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #4 - CAMPO 4

Res. globale campo 2.5 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #5 - CAMPO 7

Res. globale campo 5.5 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Perdite sistema

Indisponibilità del sistema

frazione di tempo 0.5 %
1.8 giorni,
5 periodi

Perdite ausiliarie

Proporzionali alla potenza 3.0 W/kW
10000.0 kW dalla soglia di potenza
Cons. aus. notturno 2.00 kW



PVsyst V7.4.0

VCO, Simulato su
17/07/23 17:48
con v7.4.0

A176lab s.r.l. (Italy)

Perdite cablaggio AC

Linea uscita inv. sino al trasformatore MT

Tensione inverter 600 Vac tri
Fraz. perdite 0.10 % a STC

Inverter: IS_3Power_3825TL_C600_IP65 [2021-12-03_up to 50°C]

Sezione cavi (9 Inv.) Rame 9 x 3 x 2500 mm²
Lunghezza media dei cavi 14 m

Linea MV fino alla iniezione

Voltaggio MV 36 kV
Media ciascun inverter
Conduttori All 3 x 300 mm²
Lunghezza 30790 m
Fraz. perdite 1.60 % a STC

Perdite AC nei trasformatori

Trafo MV

Media tensione 36 kV

One transfo parameters

Potenza nominale a STC 6.41 MVA
Iron Loss (Connessione 24/24) 5.96 kVA
Frazione di perdite a vuoto 0.09 % a STC
Perdite a carico 68.55 kVA
Frazione di perdite a carico 1.07 % a STC
Resistenza equivalente induttori 3 x 0.60 mΩ

Perdite di operazione in STC (sistema intero)

Nb. identical MV transfos 5
Potenza nominale a STC 32.03 MVA
Perdite a vuoto (Connessione 24/24) 29.79 kVA
Perdite a carico 342.74 kVA



Definizione orizzonte

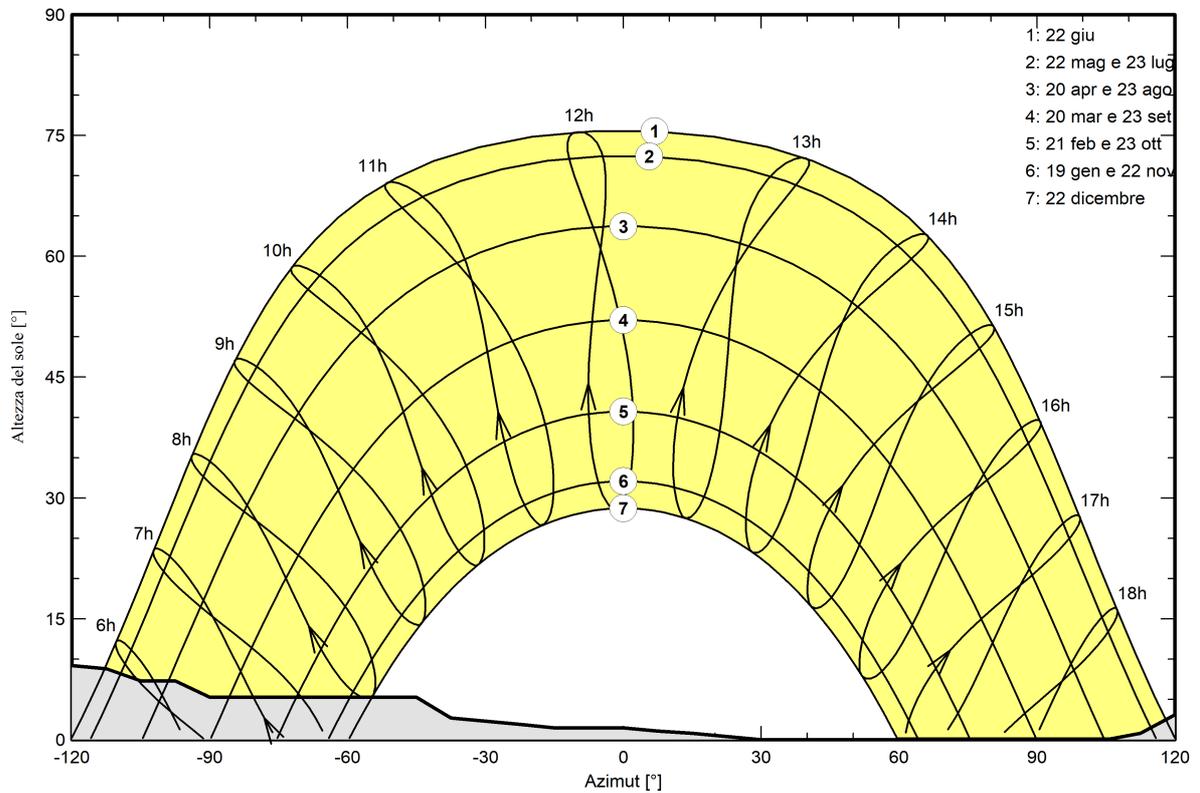
Horizon from PVGIS website API, Lat=37°50'44", Long=12°42'19", Alt=245m

Altezza media	4.0 °	Fattore su albedo	0.95
Fattore su diffuso	0.98	Frazione albedo	100 %

Profilo dell'orizzonte

Azimut [°]	-180	-173	-165	-150	-143	-128	-120	-113	-105	-98
Altezza [°]	6.9	6.9	8.8	8.8	9.5	9.5	9.2	8.8	7.3	7.3
Azimut [°]	-90	-45	-38	-30	-23	-15	0	8	15	23
Altezza [°]	5.3	5.3	2.7	2.3	1.9	1.5	1.5	1.1	0.8	0.4
Azimut [°]	30	105	113	120	135	143	165	173	180	
Altezza [°]	0.0	0.0	0.8	3.1	3.1	6.1	6.1	6.9	6.9	

Percorsi del sole (diagramma altezza / azimut)





Progetto: XELIO FV Ranchibile

Variante: Sezione Tracker - Pitch 11- Inverter C660

A176lab s.r.l. (Italy)

PVsyst V7.4.0

VC0, Simulato su
17/07/23 17:48
con v7.4.0

Risultati principali

Produzione sistema

Energia prodotta 60248.46 MWh/anno

Prod. Specif. 1846 kWh/kWp/anno

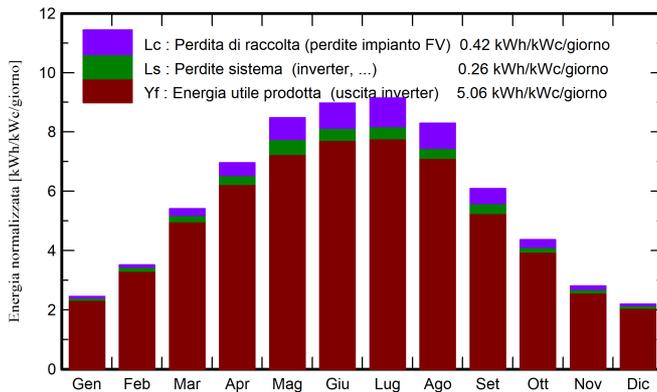
Indice rendimento PR 88.21 %

Decadimento batterie (Usura (SOW))

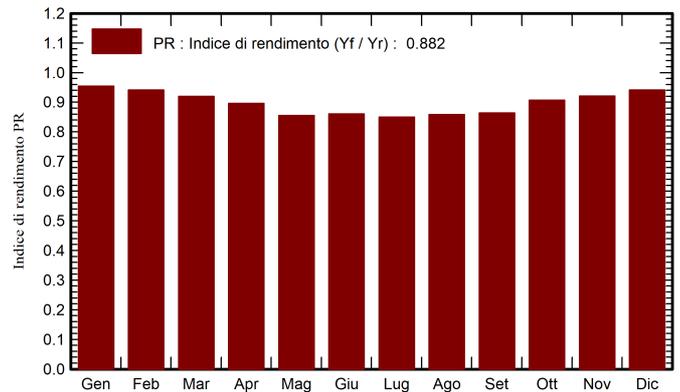
SOW ciclico 99.8 %

SOW statico 90.0 %

Produzione normalizzata (per kWp installato)



Indice di rendimento PR



Bilanci e risultati principali

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EBatDis	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	MWh	ratio
Gennaio	60.3	31.91	11.50	75.9	72.5	2436	2362	27.4	0.954
Febbraio	77.9	38.21	11.33	98.3	94.4	3148	3021	0.0	0.941
Marzo	130.1	54.86	13.63	167.7	161.7	5253	5034	4.3	0.920
Aprile	162.6	64.69	15.81	208.6	201.1	6406	6103	76.8	0.896
Maggio	205.3	74.48	20.06	262.8	253.7	7851	7335	189.8	0.855
Giugno	210.6	80.96	24.00	269.2	259.3	7963	7565	126.2	0.861
Luglio	219.5	77.10	27.62	283.6	274.3	8282	7865	113.0	0.850
Agosto	197.8	69.70	27.75	257.1	248.6	7540	7200	35.1	0.858
Settembre	143.5	58.42	23.71	182.5	175.7	5480	5147	8.2	0.864
Ottobre	105.6	50.38	20.78	135.3	130.1	4169	4006	0.0	0.907
Novembre	66.9	31.99	16.55	84.0	80.4	2635	2524	0.0	0.921
Dicembre	54.2	29.36	13.10	67.9	65.0	2177	2086	0.0	0.941
Anno	1634.2	662.07	18.87	2093.0	2016.9	63340	60248	580.7	0.882

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

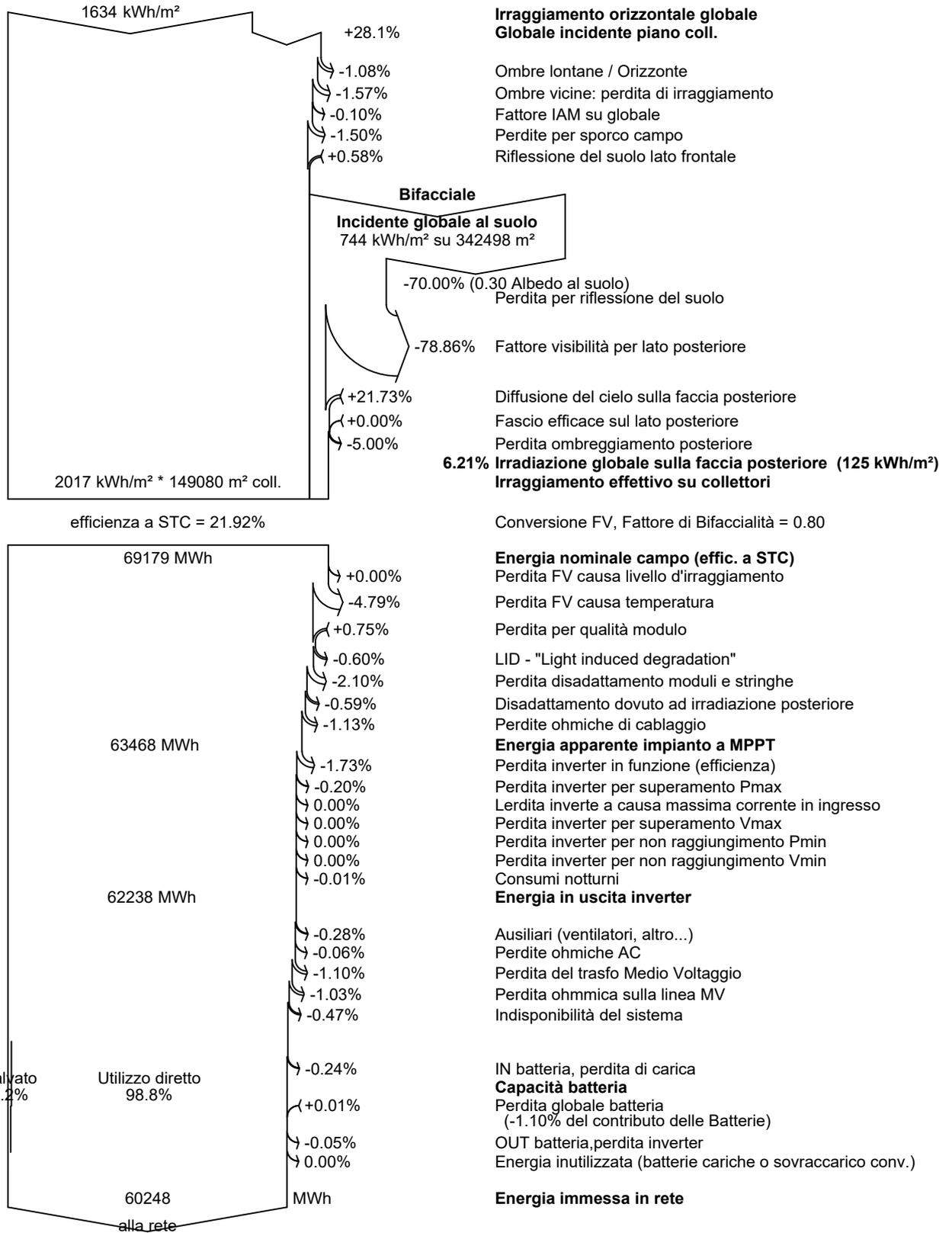
E_Grid Energia immessa in rete

EBatDis Energia di scarica batteria

PR Indice di rendimento



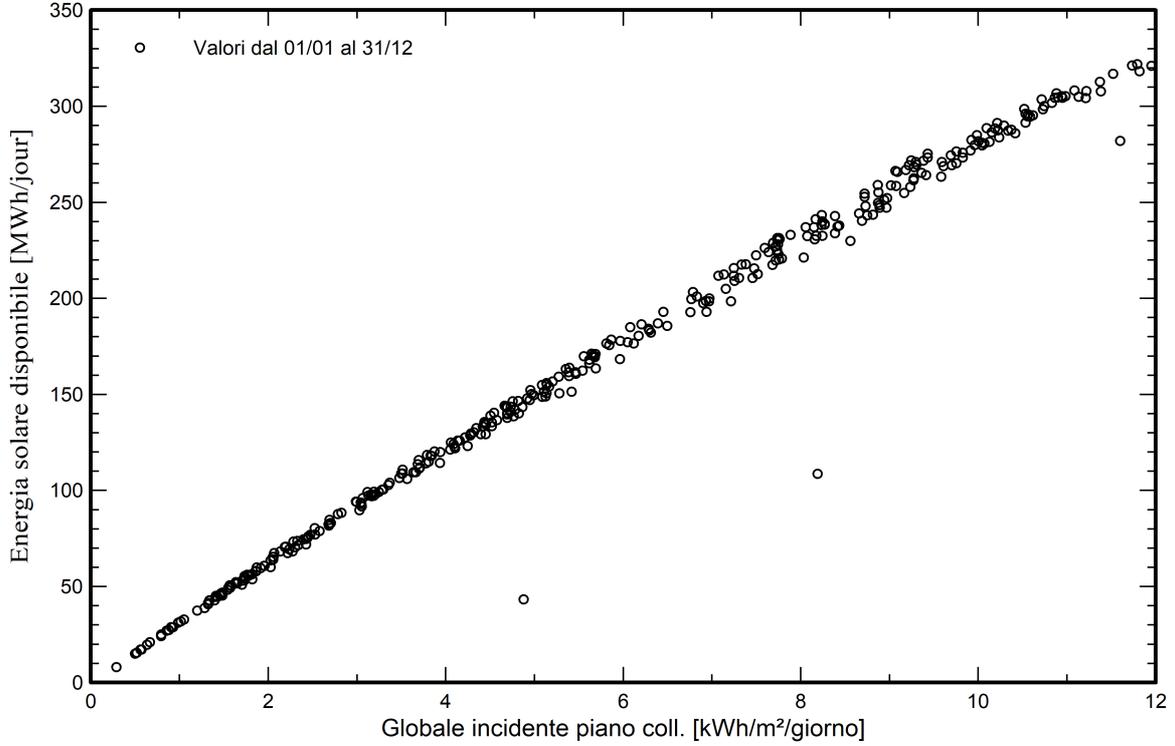
Diagramma perdite



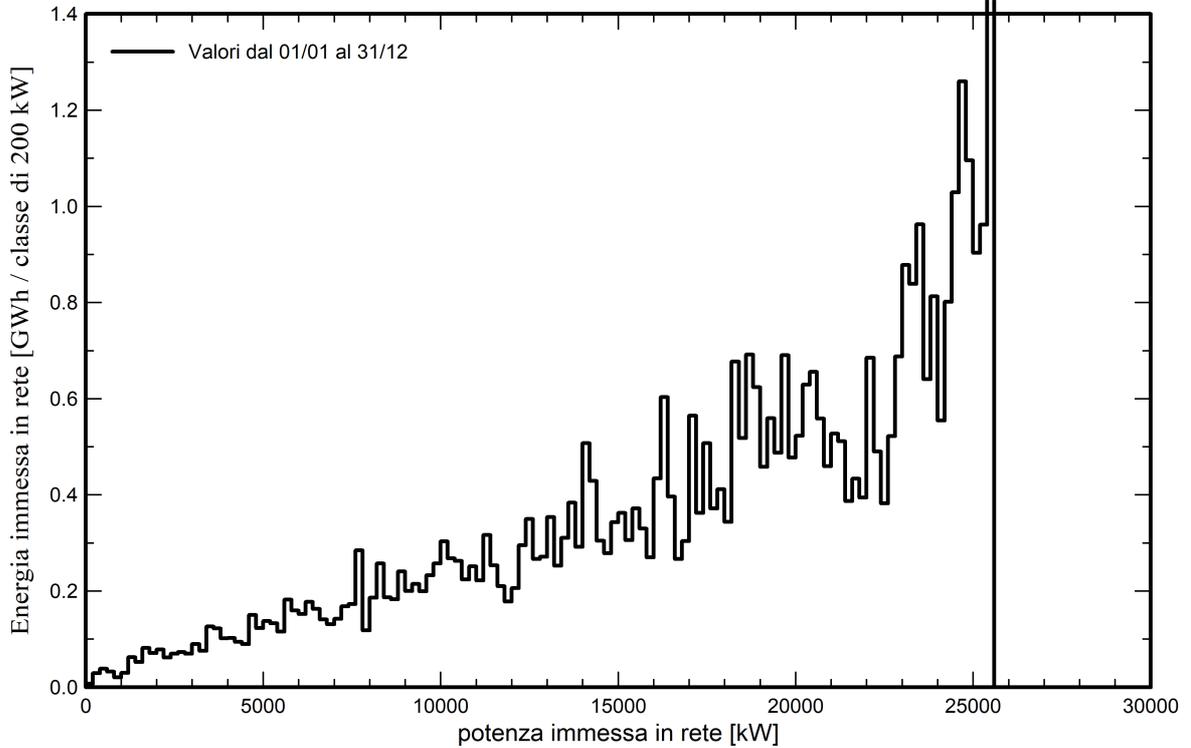


Grafici predefiniti

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema





Valutazione P50-P90

Dati meteo

Fonte Meteororm 8.0 (1991-2009), Sat=100%
Tipo TMY, multi anno
Differenza da anno in anno (Varianza) 3.7 %

Deviazione Standard

Cambiamento Climatico 0.0 %

Variabilità globale

Variabilità (Somma quadratica media) 4.2 %

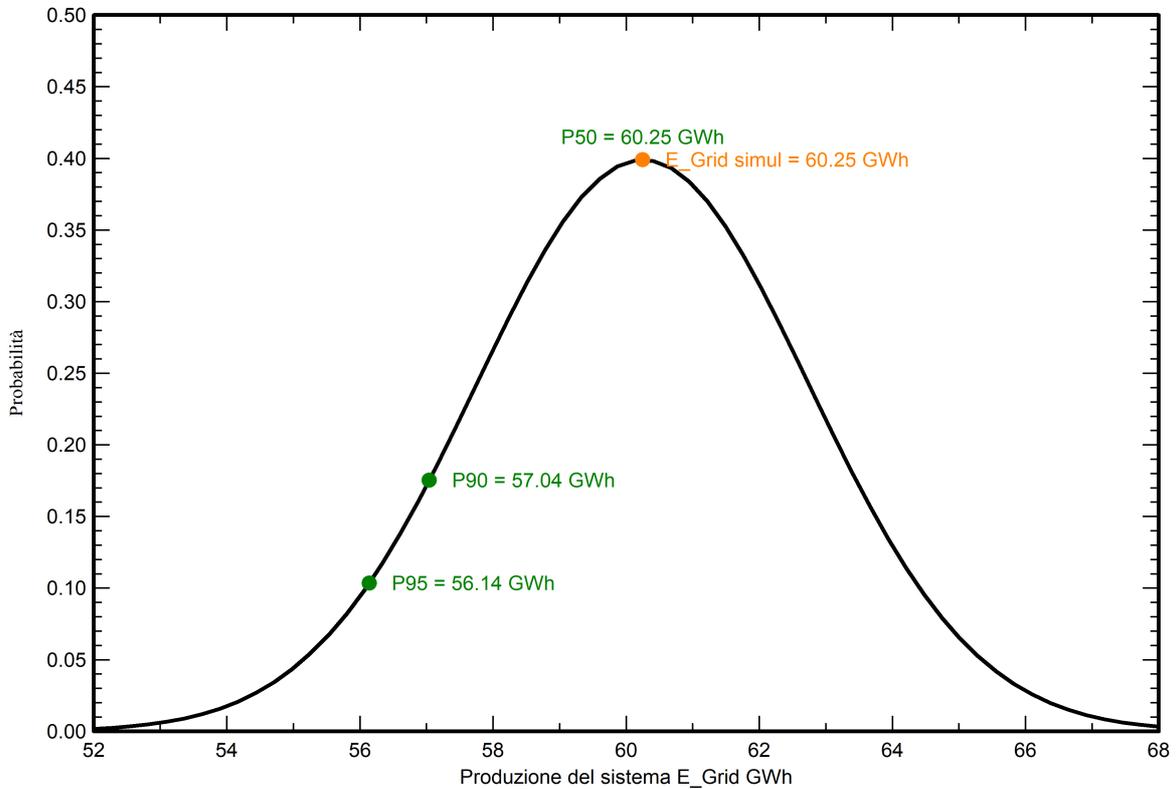
Incertezze dei parametri e simulazione

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 %

Valore di probabilità associato alla produzione

Variabilità 2.50 GWh
P50 60.25 GWh
P90 57.04 GWh
P95 56.14 GWh

Distribuzione di probabilità

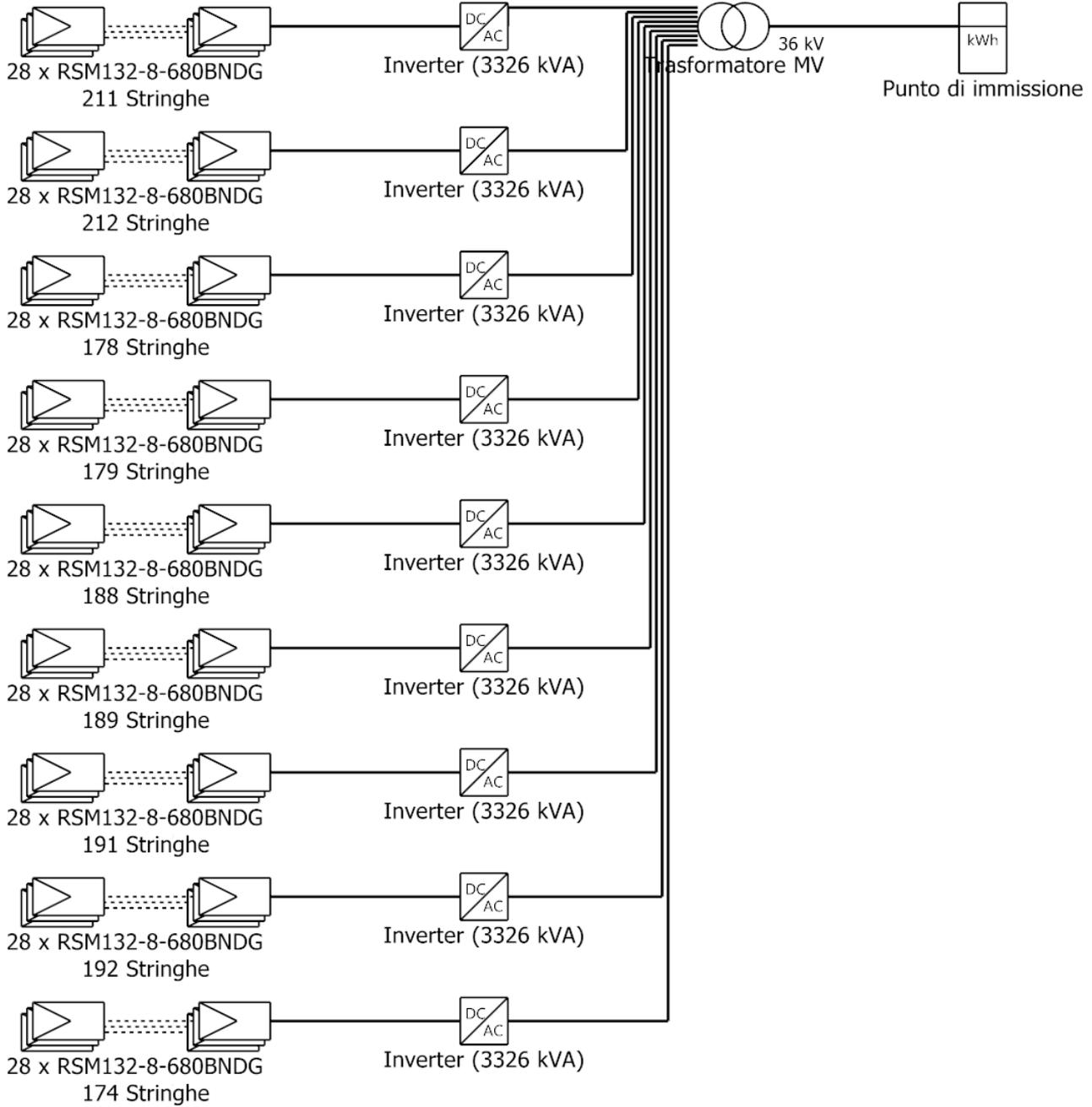




Schema unifilare

PVsyst V7.4.0

VC0, Simulato su
17/07/23 17:48
con v7.4.0



Modulo FV RSM132-8-680BNDG

Inverter IS_3Power_3825TL_C600_IP65 [2021-12-03_up to 50°C]

Stringa 28 x RSM132-8-680BNDG

XELIO FV Ranchibile

A176lab s.r.l. (Italy)
)

VC0 : Sezione Tracker - Pitch 11- Inver
ter C660

17/07/23

PVsyst - Rapporto di simulazione

Sistema connesso in rete

Progetto: XELIO FV Ranchibile

Variante: Sezione fissa - interfila 9- Inverter C660

Shed illimitati

Potenza di sistema: 9806 kWp

Baglio Guarine - Italia

Autore

A176lab s.r.l. (Italy)



PVsyst V7.4.0

VC1, Simulato su
17/07/23 17:44
con v7.4.0

A176lab s.r.l. (Italy)

Sommario del progetto

Luogo geografico		Ubicazione	Parametri progetto		
Baglio Guarine		Latitudine	37.85 °N	Albedo	0.20
Italia		Longitudine	12.71 °E		
		Altitudine	245 m		
		Fuso orario	UTC+1		
Dati meteo					
Baglio Guarine					
Meteonorm 8.0 (1991-2009), Sat=100% - Sintetico					

Sommario del sistema

Sistema connesso in rete		Shed illimitati		Bisogni dell'utente	
Orientamento campo FV		Ombre vicine		Carico illimitato (rete)	
Shed		ombreggiamento reciproco degli shed			
Inclinazione	30 °				
Azimut	0 °				
Informazione sistema					
Campo FV		Inverter		Pacco batterie	
Nr. di moduli	14420 unità	Numero di unità	3 unità	Strategia di accumulo : Assorbimento dei picchi di potenza	
Pnom totale	9806 kWp	Pnom totale	9978 kWac	Numero di unità	184 unità
		Limite della potenza di rete	7600 kWac	Tensione	1761 V
		Rapporto Pnom lim. rete	1.290	Capacità	11850 Ah

Sommario dei risultati

Energia prodotta	16047.35 MWh/anno	Prod. Specif.	1637 kWh/kWp/anno	Indice rendimento PR	89.67 %
------------------	-------------------	---------------	-------------------	----------------------	---------

Indice dei contenuti

Sommario del progetto e dei risultati	2
Parametri principali, Caratteristiche campo FV, Perdite sistema	3
Definizione orizzonte	6
Risultati principali	7
Diagramma perdite	8
Grafici predefiniti	9
Valutazione P50-P90	10
Schema unifilare	11



Progetto: XELIO FV Ranchibile

Variante: Sezione fissa - interfila 9- Inverter C660

PVsyst V7.4.0

VC1, Simulato su
17/07/23 17:44
con v7.4.0

A176lab s.r.l. (Italy)

Parametri principali

Sistema connesso in rete		Shed illimitati			
Orientamento campo FV		Configurazione sheds		Modelli utilizzati	
Orientamento		N. di shed	50 unità	Trasposizione	Perez
Shed		Shed illimitati		Diffuso	Perez, Meteororm
Inclinazione	30 °	Dimensioni		Circumsolare	separare
Azimut	0 °	Spaziatura sheds	9.00 m		
		Larghezza collettori	4.79 m		
		Fattore occupazione (GCR)	53.2 %		
		Angolo limite ombreggiamento			
		Angolo limite profilo	26.3 °		
Orizzonte		Ombre vicine		Bisogni dell'utente	
Altezza media	4.0 °	ombreggiamento reciproco degli shed		Carico illimitato (rete)	
Sistema bifacciale					
Modello	Calcolo 2D				
	shed illimitati				
Geometria del modello bifacciale		Definizioni per il modello bifacciale			
Spaziatura sheds	9.00 m	Albedo dal suolo	0.30		
Ampiezza sheds	4.79 m	Fattore di Bifaccialità	80 %		
Angolo limite profilo	26.3 °	Ombreg. posteriore	5.0 %		
GCR	53.2 %	Perd. Mismatch post.	10.0 %		
s.l.s.	1.50 m	Frazione trasparente della tettoia	0.0 %		
Conservazione		Limitazione potenza di rete			
Tipo	Assorbimento dei picchi di potenza	Potenza attiva	7600 kWac		
Strategia di carica		Rapporto Pnom	1.290		
Potenza disponibile oltre il 7600 della griglia (rete)		Strategia di scarica			
		Appena si ha bisogno di potenza			

Caratteristiche campo FV

Modulo FV		Inverter	
Costruttore	Risen Energy Co., Ltd	Costruttore	Ingeteam
Modello	RSM132-8-680BNDG	Modello	IP3Power_3825TL_C600_IP65 [2021-12-03_up to 50°C]
	(Definizione customizzata dei parametri)		(Definizione customizzata dei parametri)
Potenza nom. unit.	680 Wp	Potenza nom. unit.	3326 kWac
Numero di moduli FV	14420 unità	Numero di inverter	3 unità
Nominale (STC)	9806 kWp	Potenza totale	9978 kWac
Campo #1 - CAMPO 5		Numero di inverter	2 unità
Numero di moduli FV	9772 unità	Potenza totale	6652 kWac
Nominale (STC)	6645 kWp		
Moduli	349 Stringhe x 28 In serie	Voltaggio di funzionamento	853-1300 V
In cond. di funz. (50°C)		Rapporto Pnom (DC:AC)	1.00
Pmpp	6119 kWp		
U mpp	1014 V		
I mpp	6033 A		
Campo #2 - CAMPO 6		Numero di inverter	1 unità
Numero di moduli FV	4648 unità	Potenza totale	3326 kWac
Nominale (STC)	3161 kWp		
Moduli	166 Stringhe x 28 In serie	Voltaggio di funzionamento	853-1300 V
In cond. di funz. (50°C)		Rapporto Pnom (DC:AC)	0.95
Pmpp	2910 kWp		
U mpp	1014 V		
I mpp	2870 A		



PVsyst V7.4.0

VC1, Simulato su
17/07/23 17:44
con v7.4.0

A176lab s.r.l. (Italy)

Caratteristiche campo FV

Potenza PV totale

Nominale (STC)	9806 kWp
Totale	14420 moduli
Superficie modulo	44794 m ²
Superficie cella	41971 m ²

Potenza totale inverter

Potenza totale	9978 kWac
Numero di inverter	3 unità
Rapporto Pnom	0.98

Capacità batteria

Batteria

Costruttore	LG Chem
Modello	R1000_JH3 128Ah

Pacco batterie

Numero di unità	2 in serie x 92 in parallelo
Min.SOC di scarica	20.0 %
Energia stoccata	16818.3 kWh

Caratteristiche gruppo batterie

Tensione	1761 V
Capacità nominale	11850 Ah (C10)
Temperatura	Fissa 20 °C

Ingresso carica batteria

Modello	Generico
Mas. potenza carica	5400.0 kWdc
Mas./effic. EURO	97.0/95.0 %

Batteria all'inverter di rete

Modello	Generico
Mas. potenza scarica	3800.0 kWac
Mas./effic. EURO	97.0/95.0 %

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	0.6 %
---------------	-------

Perdita di qualità moduli

Fraz. perdite	-0.8 %
---------------	--------

Perdite per mismatch del modulo

Fraz. perdite	2.0 % a MPP
---------------	-------------

Perdita disadattamento Stringhe

Fraz. perdite	0.1 %
---------------	-------

Fattore di perdita IAM

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

0°	20°	40°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	1.000	0.992	0.978	0.946	0.850	0.000

Perdite DC nel cablaggio

Res. globale di cablaggio	1.9 mΩ
Fraz. perdite	1.5 % a STC

Campo #1 - CAMPO 5

Res. globale campo	2.8 mΩ
Fraz. perdite	1.5 % a STC

Campo #2 - CAMPO 6

Res. globale campo	5.8 mΩ
Fraz. perdite	1.5 % a STC

Perdite sistema

Indisponibilità del sistema

frazione di tempo	0.5 %
	1.8 giorni,
	5 periodi

Perdite ausiliarie

Proporzionali alla potenza	3.0 W/kW
10000.0 kW dalla soglia di potenza	
Cons. aus. notturno	2.00 kW



PVsyst V7.4.0

VC1, Simulato su
17/07/23 17:44
con v7.4.0

A176lab s.r.l. (Italy)

Perdite cablaggio AC

Linea uscita inv. sino al trasformatore MT

Tensione inverter 600 Vac tri
Fraz. perdite 0.08 % a STC

Inverter: IS_3Power_3825TL_C600_IP65 [2021-12-03_up to 50°C]

Sezione cavi (3 Inv.) Rame 3 x 3 x 2500 mm²
Lunghezza media dei cavi 12 m

Linea MV fino alla iniezione

Voltaggio MV 36 kV
Media ciascun inverter
Conduttori All 3 x 120 mm²
Lunghezza 40990 m
Fraz. perdite 1.60 % a STC

Perdite AC nei trasformatori

Trafo MV

Media tensione 36 kV

One transfo parameters

Potenza nominale a STC 1.93 MVA
Iron Loss (Connessione 24/24) 1.98 kVA
Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC
Perdite a carico 18.58 kVA
Frazione di perdite a carico 0.97 % a STC
Resistenza equivalente induttori 3 x 1.80 mΩ

Perdite di operazione in STC (sistema intero)

Nb. identical MV transfos 5
Potenza nominale a STC 9.63 MVA
Perdite a vuoto (Connessione 24/24) 9.92 kVA
Perdite a carico 92.91 kVA



Definizione orizzonte

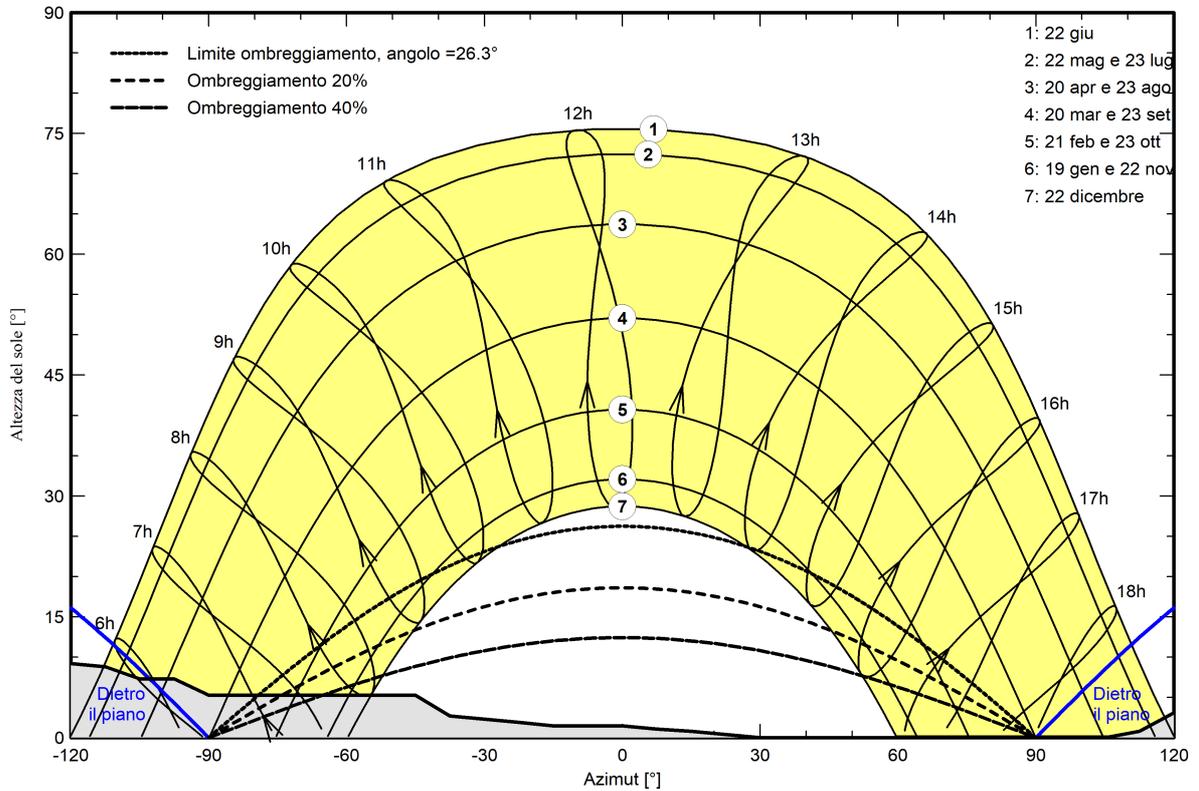
Horizon from PVGIS website API, Lat=37°50'44", Long=12°42'19", Alt=245m

Altezza media	4.0 °	Fattore su albedo	0.92
Fattore su diffuso	0.99	Frazione albedo	100 %

Profilo dell'orizzonte

Azimut [°]	-180	-173	-165	-150	-143	-128	-120	-113	-105	-98
Altezza [°]	6.9	6.9	8.8	8.8	9.5	9.5	9.2	8.8	7.3	7.3
Azimut [°]	-90	-45	-38	-30	-23	-15	0	8	15	23
Altezza [°]	5.3	5.3	2.7	2.3	1.9	1.5	1.5	1.1	0.8	0.4
Azimut [°]	30	105	113	120	135	143	165	173	180	
Altezza [°]	0.0	0.0	0.8	3.1	3.1	6.1	6.1	6.9	6.9	

Percorsi del sole (diagramma altezza / azimut)





Progetto: XELIO FV Ranchibile

Variante: Sezione fissa - interfila 9- Inverter C660

PVsyst V7.4.0

VC1, Simulato su
17/07/23 17:44
con v7.4.0

A176lab s.r.l. (Italy)

Risultati principali

Produzione sistema

Energia prodotta 16047.35 MWh/anno

Prod. Specif.

1637 kWh/kWp/anno

Indice rendimento PR

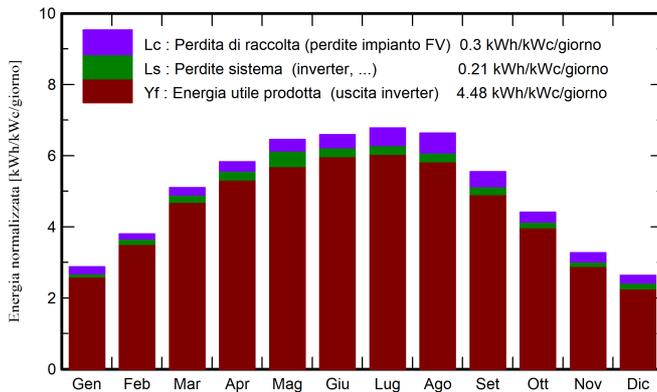
89.67 %

Decadimento batterie (Usura (SOW))

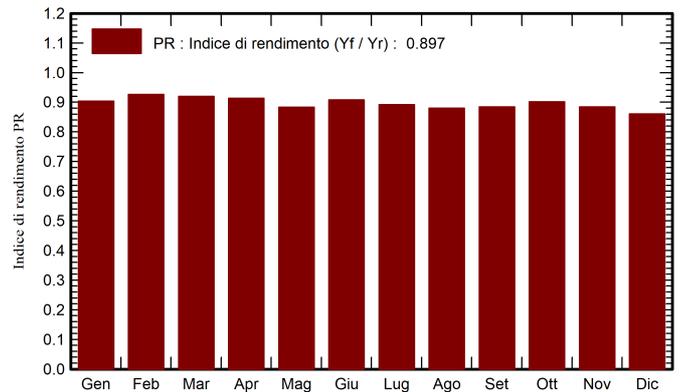
SOW ciclico 99.8 %

SOW statico 90.0 %

Produzione normalizzata (per kWp installato)



Indice di rendimento PR



Bilanci e risultati principali

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EBatDis	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	MWh	ratio
Gennaio	60.3	31.91	11.50	89.2	83.1	817	790	10.88	0.903
Febbraio	77.9	38.21	11.33	106.3	101.6	1006	965	0.70	0.926
Marzo	130.1	54.86	13.63	158.1	151.8	1491	1426	29.06	0.920
Aprile	162.6	64.69	15.81	174.8	167.7	1639	1567	39.98	0.914
Maggio	205.3	74.48	20.06	200.1	192.1	1867	1734	36.88	0.884
Giugno	210.6	80.96	24.00	197.5	189.5	1834	1759	19.87	0.908
Luglio	219.5	77.10	27.62	210.1	201.9	1914	1837	18.53	0.892
Agosto	197.8	69.70	27.75	205.7	197.8	1851	1774	21.40	0.880
Settembre	143.5	58.42	23.71	166.6	159.7	1510	1445	29.21	0.885
Ottobre	105.6	50.38	20.78	136.7	131.0	1259	1209	3.26	0.902
Novembre	66.9	31.99	16.55	98.2	92.6	889	852	1.68	0.885
Dicembre	54.2	29.36	13.10	81.7	75.6	738	690	0.65	0.861
Anno	1634.2	662.07	18.87	1825.0	1744.4	16816	16047	212.09	0.897

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

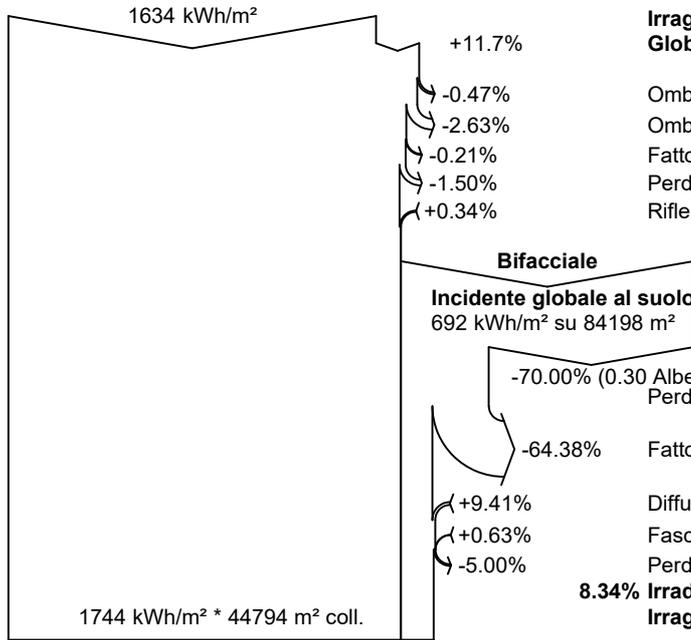
E_Grid Energia immessa in rete

EBatDis Energia di scarica batteria

PR Indice di rendimento



Diagramma perdite



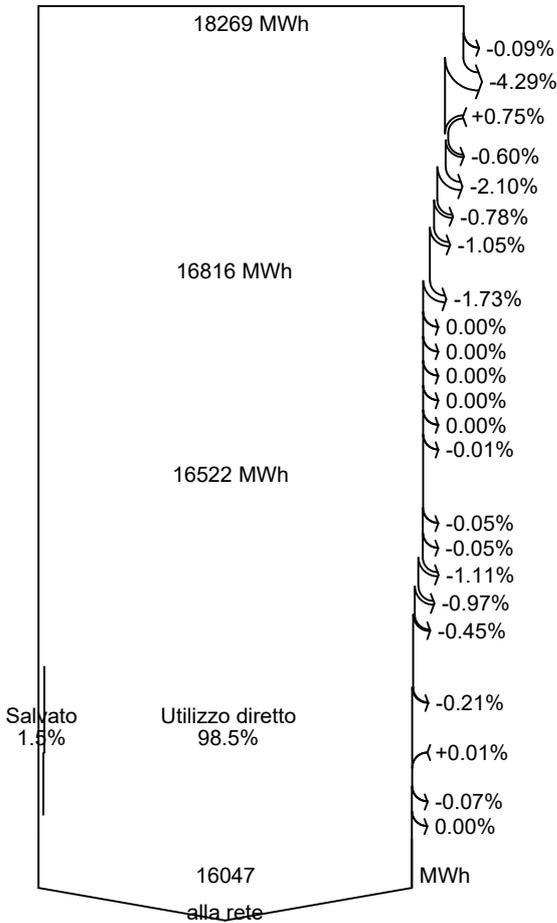
efficienza a STC = 21.92%

Irraggiamento orizzontale globale
Globale incidente piano coll.

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

8.34% Irradiazione globale sulla faccia posteriore (145 kWh/m²)
Irraggiamento effettivo su collettori

Conversione FV, Fattore di Bifaccialità = 0.80



Energia nominale campo (effic. a STC)

- Perdita FV causa livello d'irraggiamento
- Perdita FV causa temperatura
- 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

- Ausiliari (ventilatori, altro...)
- Perdite ohmiche AC
- Perdita del trasfo Medio Voltaggio
- Perdita ohmmica sulla linea MV
- Indisponibilità del sistema

IN batteria, perdita di carica

Capacità batteria

- Perdita globale batteria (-0.40% del contributo delle Batterie)

OUT batteria, perdita inverter

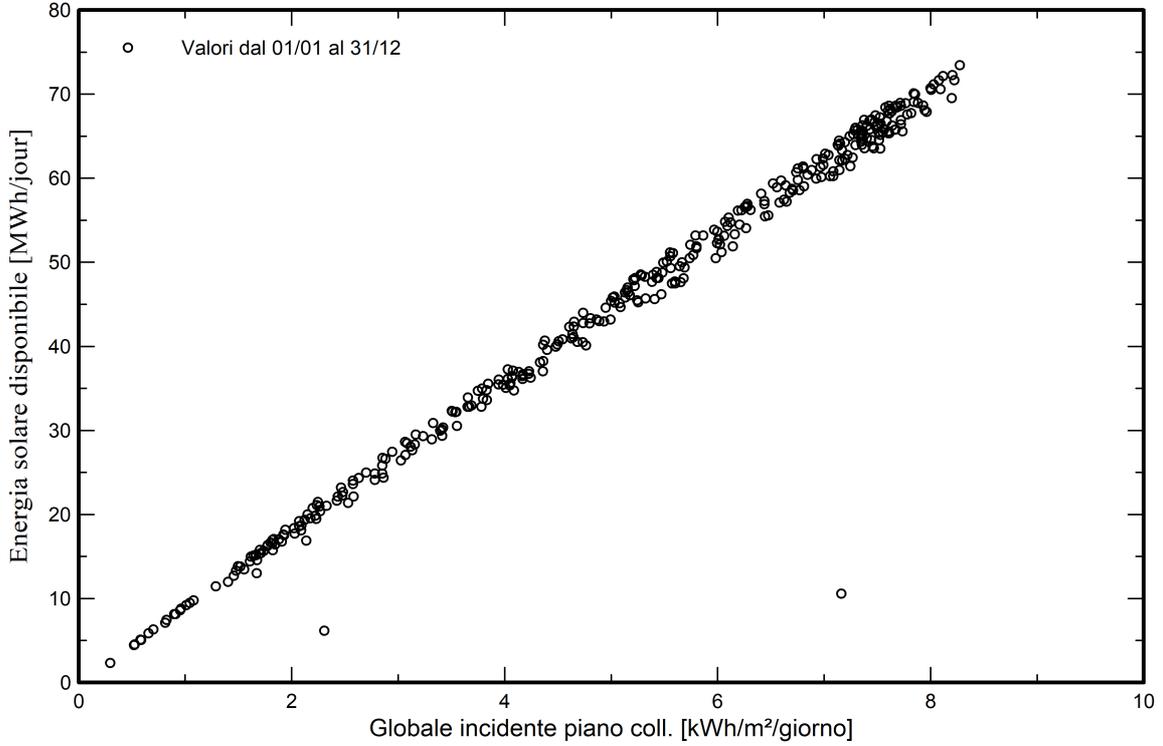
- Energia inutilizzata (batterie cariche o sovraccarico conv.)

Energia immessa in rete

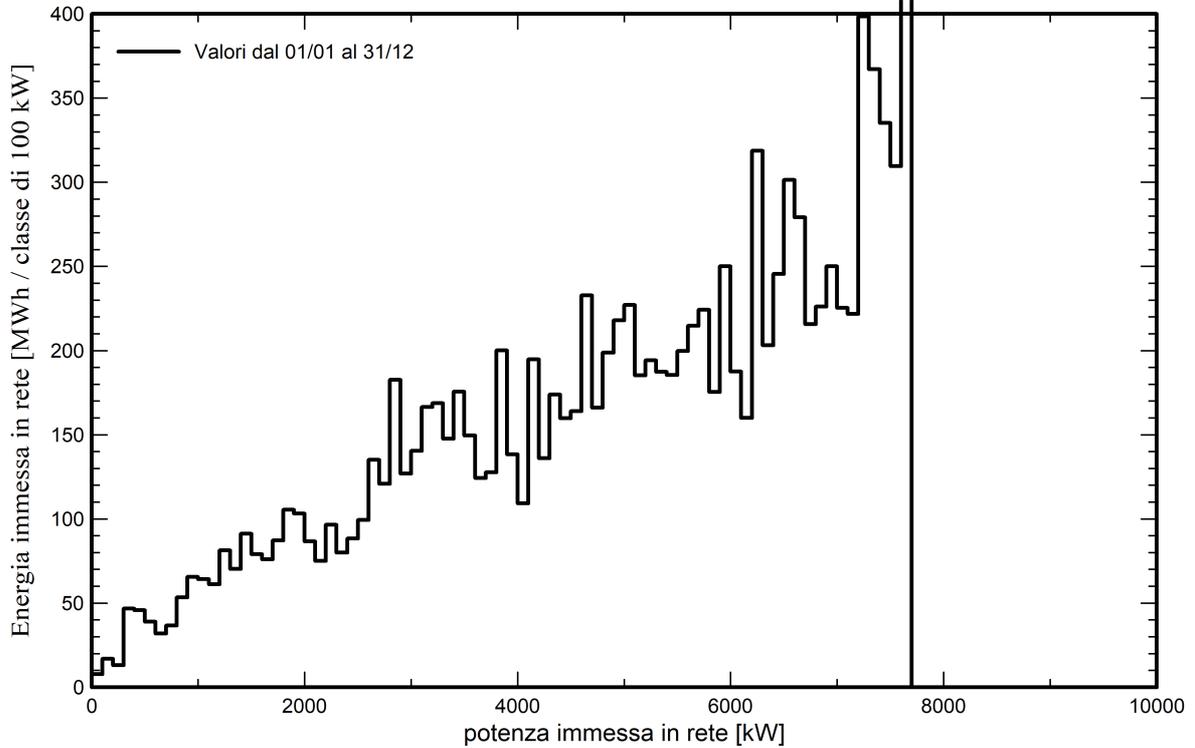


Grafici predefiniti

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema





Valutazione P50-P90

Dati meteo

Fonte Meteororm 8.0 (1991-2009), Sat=100%
Tipo TMY, multi anno
Differenza da anno in anno (Varianza) 3.7 %

Deviazione Standard

Cambiamento Climatico 0.0 %

Variabilità globale

Variabilità (Somma quadratica media) 4.2 %

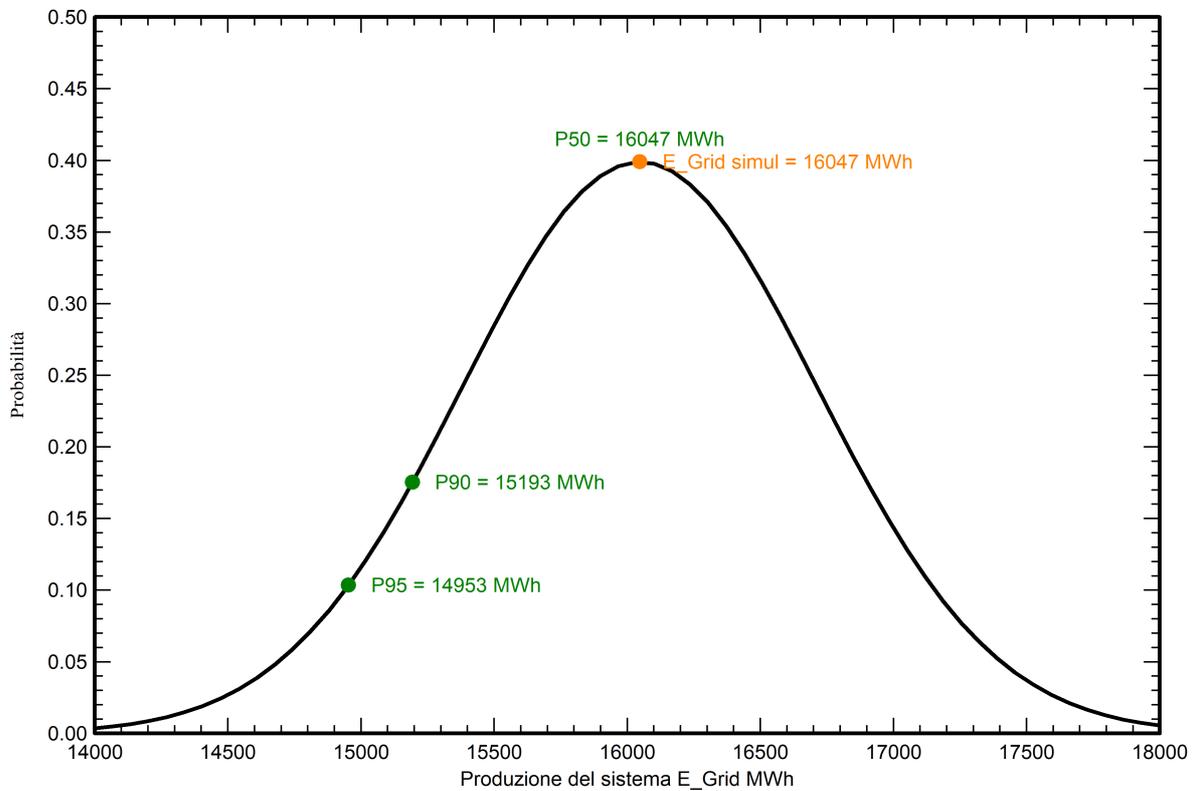
Incertezze dei parametri e simulazione

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 %

Valore di probabilità associato alla produzione

Variabilità 666 MWh
P50 16047 MWh
P90 15193 MWh
P95 14953 MWh

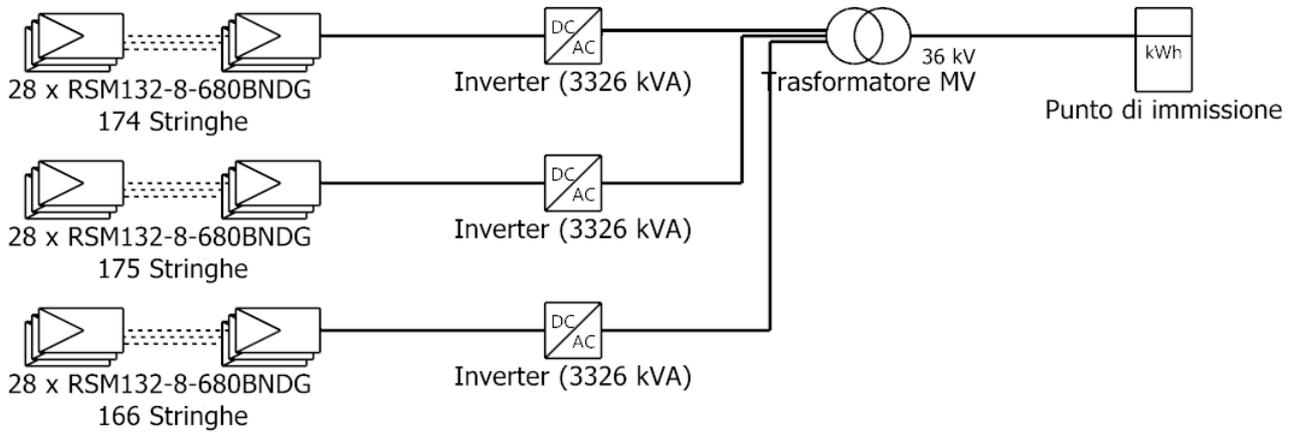
Distribuzione di probabilità





PVsyst V7.4.0
VC1, Simulato su
17/07/23 17:44
con v7.4.0

Schema unifilare



Modulo FV	RSM132-8-680BNDG
Inverter	IS_3Power_3825TL_C600_IP65 [2021-12-03_up to 50°C]
Stringa	28 x RSM132-8-680BNDG

XELIO FV Ranchibile		A176lab s.r.l. (Italy)
VC1 : Sezione fissa - interfila 9- Invert er C660		17/07/23