

REGIONE LAZIO

Comuni di Viterbo, Bagnoregio e Celleno (VT)

PROGETTO DEFINITIVO

PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE
DI UN IMPIANTO AGRIVOLTAICO DELLA POTENZA DI PICCO PARI A
40.926,0 kWp E POTENZA IN IMMISSIONE PARI A 32.000 kW
sito nel comune di Viterbo, Bagnoregio e Celleno (VT) e delle relative opere di
connessione alla RTN

TITOLO

Stima di produzione dell'impianto FV

PROGETTAZIONE

PROPONENTE



SR International S.r.l.
C.so Vittorio Emanuele II, 282-284 - 00186 Roma
Tel. 06 8079555 - Fax 06 80693106
C.F e P.IVA 13457211004



ALTER UNO S.r.l.

Alter Uno S.r.l.
Via Principessa Clotilde, 7 - Roma (RM)
C.F. e P.IVA 16155091008

Revisione	Data	Elaborato	Verificato	Approvato	Descrizione
00	01/12/2021	Lauretti	Bartolazzi	Alter Uno S.r.l.	Produzione impianto fotovoltaico

N° DOCUMENTO

ALT-VTB-RP

SCALA

--

FORMATO

A4

INDICE

INDICE DELLE FIGURE.....	2
INDICE DELLE TABELLE	2
1. LOCALIZZAZIONE SITO	3
2. POTENZA DELL'IMPIANTO ED ENERGIA PRODUCIBILE	3
2.1 Criterio progettuale	3
2.2 Irraggiamento solare.....	4
2.3 Perdite nell'impianto FV	5
2.4 Software di simulazione PVSYST	6
2.5 Energia prodotta dall'impianto	6
3. RISPARMIO DI COMBUSTIBILE ED EMISSIONI EVITATE IN ATMOSFERA	12
3.1 Risparmio di combustibile	13
3.2 Emissioni evitate in atmosfera	13

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1 - Radiazione incidente e dati meteo nell'area dell' impianto FV (PVSYST). 4

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1 - Riepilogo dei dati di impianto.....13

Tabella 2 - Risparmio di combustibile in TEP.....13

Tabella 3 - Emissioni evitate in atmosfera14

1. LOCALIZZAZIONE SITO

Il sito ove si prevede di realizzare l'impianto fotovoltaico denominato "Viterbo, Bagnoregio e Celleno" della potenza nominale di circa 40,93 MWp, è localizzato nella regione Lazio, in provincia di Viterbo, all'interno dei territori comunali di Viterbo, Bagnoregio e Celleno.

Le aree previste per la realizzazione dell'impianto sono tre distinte, denominate Area 1, Area 2 e Area 3, su cui verranno realizzate tutte le opere necessarie alla connessione alla rete elettrica RTN e delle infrastrutture per la produzione di energia elettrica. L'Area 1 è situata a circa 4,4 km in linea d'aria a Sud-Ovest rispetto al Comune di Bagnoregio (VT) e a circa 4,8 km a Nord-Est del Comune di Montefiascone (VT). L'Area 2 invece è situata a circa 4,7 km in linea d'aria dal Comune di Montefiascone, in direzione Nord-Est e a circa 2,5 km ad Ovest dal Comune di Celleno (VT). L'ultima Area è distante circa 7,0 km in direzione Nord-Est dal Comune di Viterbo (VT) e circa 8,0 km verso Sud-Est, rispetto al Comune di Montefiascone (VT). Infine, le tre aree distano l'una dall'altra: l'Area 1 dall'Area 2, circa 4,0 km, l'Area 2 dall'Area 3, circa 7,7 km. Quest'ultima è anche quella più vicina alla nuova Sottostazione elettrica 150/380 kV della soc. Terna, da realizzare nel Comune di Viterbo in località Grotte Santo Stefano, a cui verrà connesso l'impianto FV, distante circa 3,6 km in linea d'aria.

2. POTENZA DELL'IMPIANTO ED ENERGIA PRODUCIBILE

2.1 Criterio progettuale

Il principio progettuale normalmente utilizzato per un impianto fotovoltaico è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile. Nella generalità dei casi, il generatore fotovoltaico deve essere esposto alla luce solare in modo ottimale, scegliendo prioritariamente l'orientamento a Sud (per moduli posizionati su strutture fisse al suolo) ed evitando fenomeni di ombreggiamento. In funzione degli eventuali vincoli architettonici della struttura che ospita il generatore stesso, possono comunque essere adottati orientamenti diversi e sono ammessi fenomeni di ombreggiamento, purché adeguatamente valutati. Perdite d'energia dovute a tali fenomeni incidono sul costo del kWh prodotto e sul tempo di ritorno dell'investimento, quanto più il fenomeno è amplificato.

Il generatore fotovoltaico in progetto avente una potenza nominale complessiva di circa 40.926,0 kWp, sarà costituito da un totale di 71.800 moduli fotovoltaici monocristallini bifacciali di potenza nominale pari a 570 Wp, installati su strutture tracker "2-in-portrait". I moduli sono così suddivisi:

- n° 33.750 moduli installati nell'Area 1, la cui potenza complessiva ossia la somma delle potenze dei singoli moduli misurata alle condizioni standard (irraggiamento di 1000 W/m² a 25°C) sarà pari a circa 19.237,5 kWp;
- n° 9.700 moduli installati nell'Area 2, la cui potenza complessiva ossia la somma delle potenze dei singoli moduli misurata alle condizioni standard (irraggiamento di 1000 W/m² a 25°C) sarà pari a circa 5.529,0 kWp;

- n° 28.350 moduli installati nell' Area 3, la cui potenza complessiva ossia la somma delle potenze dei singoli moduli misurata alle condizioni standard (irraggiamento di 1000 W/m² a 25°C) sarà pari a circa 16.159,0 kWp.

Nel calcolo dell'energia prodotta dall' impianto FV mediante l'utilizzo del software PVSYST, si è considerato un unico impianto data la vicinanza delle tre aree tra di loro. Le variabili da considerare per ottenere un risultato affidabile e rispondente alla realtà, sono sia i valori climatici relativi all'area d'impianto (irraggiamento, umidità, temperatura, ecc..) l'efficienza dei moduli fotovoltaici, il rendimento di tutti i componenti elettrici facenti parte del sistema e l' ombreggiamento.

2.2 Irraggiamento solare

Come già specificato, ai fini del calcolo della produzione di energia elettrica attesa sarà essenziale definire le condizioni di irraggiamento del sito di installazione. Secondo quanto previsto dalla normativa si calcolerà dunque l'entità della radiazione annua nella nell'area dell'impianto fotovoltaico.

Si riportano di seguito i valori medi mensili dell'irraggiamento solare sull'area d'impianto nel Comune di Bagnoregio (VT) nei diversi mesi dell'anno.

	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
Gennaio	56.8	24.74	6.11	74.5	71.2	3097	2974	0.960
Febbraio	74.6	33.01	7.20	97.3	92.8	4021	3863	0.955
Marzo	119.4	48.05	10.84	153.9	147.1	6221	5959	0.931
Aprile	145.0	65.87	13.90	183.9	175.7	7312	6995	0.915
Maggio	196.5	67.23	19.61	252.5	241.9	9712	9267	0.883
Giugno	207.3	71.82	23.55	266.5	255.1	10092	9630	0.869
Luglio	223.7	66.68	26.79	292.5	280.1	10897	10391	0.854
Agosto	191.0	65.38	26.25	249.4	238.1	9391	8970	0.865
Settembre	136.1	46.48	20.45	177.5	170.1	6848	6544	0.886
Ottobre	95.6	39.94	16.72	125.0	119.5	4966	4761	0.916
Novembre	60.3	27.87	11.11	79.1	75.3	3242	3113	0.946
Dicembre	46.7	22.26	7.00	61.2	58.5	2543	2440	0.959
Anno	1553.0	579.31	15.85	2013.3	1925.5	78342	74906	0.895

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

Figura 1 - Radiazione incidente e dati meteo nell'area dell' impianto FV (PVSYST).

Come si può evincere dall'osservazione della Figura 1, considerando dunque i dati mensili riportati, l'irraggiamento annuale nell'area di progetto risulta essere pari a circa 1.553 kWh/m² anno.

2.3 Perdite nell'impianto FV

Come già accennato, nel calcolo dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico bisogna tenere in considerazione, oltre all'irraggiamento annuo dell'area, anche del rendimento dei componenti elettrici del sistema, l'efficienza dei moduli fotovoltaici e l'ombreggiamento.

L'energia generata dipende:

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

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

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

per i seguenti valori:

- Perdite per riflessione.
- Perdite per ombreggiamento.
- Perdite per mismatching.
- Perdite per effetto della temperatura.
- Perdite nei circuiti in continua.
- Perdite negli inverter.
- Perdite nei circuiti in alternata.

L'efficienza nominale del modulo fotovoltaico (η) è data dal rapporto tra la potenza nominale (espressa in kW) e la superficie del modulo (espressa in mq). Nel caso in questione, per il modulo ipotizzato si ottiene:

$$\eta = P_{nom} / S_{mod} = 100 \times (0,550 \text{ kW} / (2,256 \text{ m} \times 1,133 \text{ m})) = 21,5\%$$

Per valutare l'energia producibile e la potenza disponibile in corrente alternata occorre tener conto delle perdite che si possono generare nel sistema e che nel dettaglio sono rappresentate da:

In termini di rendimenti di sistema il Decreto del Ministero delle Attività Produttive n. 181 del 05/08/2005 impone che un impianto di produzione di energia posseda i seguenti requisiti di efficienza energetica:

- Una potenza lato CC superiore all'85% (η_{cc}) della potenza nominale del generatore fotovoltaico, riferita alle specifiche condizioni di irraggiamento.
- Una potenza attiva lato AC superiore al 90% (η_{ac}) della potenza lato CC (efficienza del gruppo di conversione).

Secondo quanto esposto si avrà pertanto una potenza attiva lato AC superiore al 76.5% (85% x 90%) della potenza nominale dell'impianto fotovoltaico, riferita alle condizioni standard di irraggiamento pari a 1000 W/m² a 25°C. Si riportano di seguito i risultati di

produzione dell'energia elettrica annua dell'impianto fotovoltaico ed il numero di ore equivalenti di funzionamento, per i vari sottocampi, ottenuti dalle simulazioni con il software PVSYST.

2.4 Software di simulazione PVSYST

Come accennato in precedenza, PVSyst è tra i più potenti strumenti software per la simulazione di sistemi FV connessi direttamente in rete e stand-alone. È stato sviluppato dal Center of Energy dell'Università di Ginevra, in Svizzera. Nella modalità di ingegneria (progettazione dell'impianto FV), PVSyst consente una definizione molto dettagliata dell'impianto fotovoltaico, comprese geometrie speciali, come oggetti ombreggiati o sistemi di tracciamento. PVSyst contiene un enorme database di proprietà tecniche ed elettriche dei componenti FV più comuni (moduli, inverter) disponibili sul mercato. SR International utilizza la versione 6.8.6 (più recente) del software.

In sintesi, il software mostra le seguenti principali caratteristiche e prestazioni:

- Calcoli basati su dati orari;
- Database di moduli fotovoltaici, inverter e meteo;
- Possibilità di definire nuovi modelli di modulo, inverter e dati meteo;
- Possibilità di scelta di ogni tipologia di modulo (mono, multi, film sottile) con le sue proprietà specifiche;
- Calcolo delle proprietà delle celle (RShum, RS. TM ») e del loro impatto sulla produzione dell'impianto FV;
- Calcolo di impianti con moduli multistringa;
- Monitoraggio delle prestazioni a di moduli fotovoltaici e inverter;
- Perdite di ombreggiamento dovute all'orizzonte e di altri oggetti vicini (edifici, alberi, ecc.);
- Calcolo delle perdite nel cablaggio dell'array (fino al trasformatore);
- Modellizzazione dinamica della temperatura e dati meteo, calcolo delle perdite di temperatura;
- Studio dei sistemi ad inseguimento solare (2 assi, 1 asse).

2.5 Energia prodotta dall'impianto

Si riportano di seguito le tabelle riepilogative dell'analisi della producibilità relative all'impianto fotovoltaico che utilizza sistemi ad inseguimento solare monoassiale 2-in-portrait e moduli bifacciali da 570 Wp, mediante il software PVSYST.

- a pagina 7 e 8 sono riportati i dati tecnici dell'impianto e l'ubicazione del sito d'installazione;
- a pagina 9 sono riportati i risultati della produzione annua di energia elettrica e i valori ambientali del sito in esame;
- a pagina 10 sono riportati i grafici dell'energia elettrica immessa in rete;
- a pagina 11 è raffigurato il diagramma delle perdite annue dell'impianto FV.

PVSYST V6.86	SR international (Italy)	21/12/21	Pagina 1/5
Sistema connesso in rete: Parametri di simulazione			
Progetto : Viterbo e Bagnoregio			
Luogo geografico	Viterbo e Bagnoregio	Paese	Italia
Ubicazione	Latitudine	42.56° N	Longitudine
Ora definita come	Ora legale	Fuso orario TU	Altitudine
	Albedo	0.20	450 m
Dati meteo:	Celleno e Viterbo	Meteonorm 7.2 (1994-2013), Sat=46% - Sintetico	
 Variante di simulazione : longi 570-huawei 215			
	Data di simulazione	21/12/21 18h30	
Parametri di simulazione	Tipo di sistema	Eliostati illimitati con indetreggiamento	
Assi inseguimento orizzontali	Modelli semplificati, illimitati	80Riche inseguitori	Azimut asse 0°
Limitazioni di rotazione	Phi min.	-55°	Phi max. 55°
	Tracking algorithm	Irradiance optimization	
Strategia Backtracking	N. di eliostati	80	Eliostati illimitati
	Distanza eliostati	9.50 m	Larghezza collettori
Angolo limite indetreggiamento	Limiti phi	+/- 60°	Fattore di occupazione (GCR)
			48.4 %
Modelli utilizzati	Trasposizione	Perez	Diffuso Perez, Meteonorm
Orizzonte	Orizzonte libero		
Ombre vicine	Senza ombre		
Sistema a moduli bifacciali	Modello	Unlimited trackers, 2D calculation	
	Distanza eliostati	9.50 m	ampiezza eliostati
	Tracking limit angle	55°	GCR
	Albedo dal suolo	30.0 %	Axis height above ground
Fattore di ripartizione delle faccie associato al modulo FV	80 % di ombreggiamento posteriore		5.0 %
Trasparenza del modul FV	0.0 %	Perdite per Mismatch posteriori	10.0 %
Bisogni dell'utente :	Carico illimitato (rete)		
Caratteristiche campi FV (3 tipi di campi definiti)			
Modulo FV	Si-mono	Modello	LR5-72HND-570M
definizione customizzata dei parametri	Costruttore	Longi Solar	
Sottocampo "Sottocampo #1"			
Numero di moduli FV	In serie	25 moduli	In parallelo
Numero totale di moduli FV	N. di moduli	33750	Potenza nom. unit.
Potenza globale campo	Nominale (STC)	19238 kWp	In cond. di funz.
Caratt. di funzionamento campo FV (50°C)	U mpp	1001 V	I mpp
			17722 A
Sottocampo "Sottocampo #2"			
Numero di moduli FV	In serie	25 moduli	In parallelo
Numero totale di moduli FV	N. di moduli	9700	Potenza nom. unit.
Potenza globale campo	Nominale (STC)	5529 kWp	In cond. di funz.
Caratt. di funzionamento campo FV (50°C)	U mpp	1001 V	I mpp
			5093 A
Sottocampo "Sottocampo #3"			
Numero di moduli FV	In serie	25 moduli	In parallelo
Numero totale di moduli FV	N. di moduli	28350	Potenza nom. unit.
Potenza globale campo	Nominale (STC)	16160 kWp	In cond. di funz.
Caratt. di funzionamento campo FV (50°C)	U mpp	1001 V	I mpp
			14887 A
Totale	Potenza globale campi	Nominale (STC)	40926 kWp
	Superficie modulo		183524 m²
		Totale	71800 moduli
		Superficie cella	170700 m ²

PVSYST V6.86	SR international (Italy)	21/12/21	Pagina 2/5
--------------	--------------------------	----------	------------

Sistema connesso in rete: Parametri di simulazione

Inverter	Modello	SUN2000-215KTL-H3-Preliminary V0.4-20201126	
definizione customizzata dei parametri	Costruttore	Huawei Technologies	
Caratteristiche	Tensione di funzionamento	500-1500 V	Potenza nom. unit. 200 kWac
			Potenza max. ($\Rightarrow >33^{\circ}\text{C}$) 215 kWac
Sottocampo "Sottocampo #1"	N. di inverter	97 unità	Potenza totale 19400 kWac
			Rapporto Pnom 0.99
Sottocampo "Sottocampo #2"	N. di inverter	28 unità	Potenza totale 5600 kWac
			Rapporto Pnom 0.99
Sottocampo "Sottocampo #3"	N. di inverter	83 unità	Potenza totale 16600 kWac
			Rapporto Pnom 0.97
Totale	N. di inverter	208	Potenza totale 41600 kWac

Fattori di perdita campo FV

Perdite per sporco campo		Fraz. perdite	2.0 %
Fatt. di perdita termica	Uc (cost) 29.0 W/m ² K	Uv (vento)	0.0 W/m ² K / m/s
Perdita ohmica di cablaggio	Campo#1 1.7 mOhm	Fraz. perdite	2.7 % a STC
	Campo#2 4.9 mOhm	Fraz. perdite	2.3 % a STC
	Campo#3 1.7 mOhm	Fraz. perdite	2.3 % a STC
	Globale	Fraz. perdite	2.5 % a STC
LID - Light Induced Degradation		Fraz. perdite	0.5 %
Perdita di qualità moduli		Fraz. perdite	-0.7 %
Perdite per "mismatch" moduli		Fraz. perdite	1.0 % a MPP
Perdita disadattamento Stringhe		Fraz. perdite	0.10 %
Effetto d'incidenza, profilo definito utente (IAM): Profilo definito utente			

0°	40°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.970	0.900	0.760	0.000

Fattori di perdita sistema

perdita AC dei cavi dall'inverter al trafo	Tensione inverter	800 Vac tri	
	Conduttori: 3x20000.0 mm ²	465 m	Fraz. perdite 2.8 % a STC
Trasformatore esterno	Perdita ferro (connesso 24h)	40344 W	Fraz. perdite 0.1 % a STC
	Perdite resistive/induttive	0.079 mOhm	Fraz. perdite 0.5 % a STC

Perdite ausiliarie

Proporzionali alla potenza	5.0 W/kW... dalla soglia di potenza	0.0 kW
Night auxiliaries consumption	500 W	

PVSYST V6.86 SR international (Italy) 21/12/21 Pagina 3/5

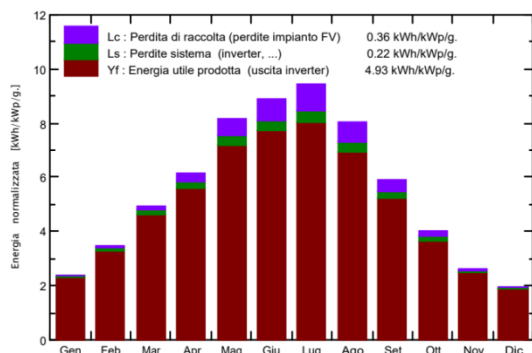
Sistema connesso in rete: Risultati principali

Progetto : **Viterbo e Bagnoregio**
Variante di simulazione : **longi 570-huawei 215**

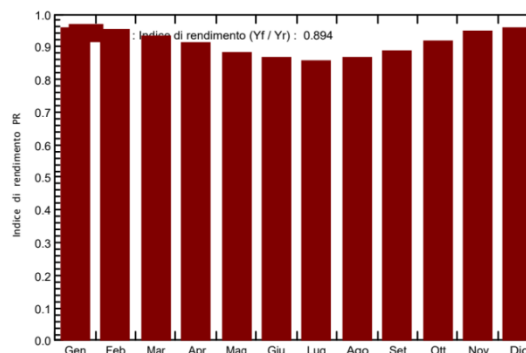
Parametri principali del sistema	Tipo di sistema Eliostati illimitati con indetreggiamento	
Orientamento campo FV	inclinazione	
Moduli FV	Modello LR5-72HND-570M	Pnom 570 Wp
Campo FV	Numero di moduli 71800	Pnom totale 40926 kWp
Inverter	SUN2000-215KTL-H3-Preliminary V0.4-20201126	Pnom 200 kW ac
Gruppo di inverter	Numero di unità 208.0	Pnom totale 41600 kW ac
Bisogni dell'utente	Carico illimitato (rete)	

Risultati principali di simulazione
 Produzione sistema **Energia prodotta 73673 MWh/anno** Prod. spec. 1800 kWh/kWp/anno
 Indice di rendimento PR **89.41 %**

Produzione normalizzata (per kWp installato): Potenza nominale 40926 kWp



Indice di rendimento PR



longi 570-huawei 215 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
Gennaio	56.8	24.74	6.11	74.5	71.2	3045	2924	0.960
Febbraio	74.6	33.01	7.20	97.3	92.8	3954	3799	0.954
Marzo	119.4	48.05	10.84	153.9	147.1	6117	5860	0.930
Aprile	145.0	65.87	13.90	183.9	175.7	7190	6880	0.914
Maggio	196.5	67.23	19.61	252.5	241.9	9550	9115	0.882
Giugno	207.3	71.82	23.55	266.5	255.1	9923	9471	0.868
Luglio	223.7	66.68	26.79	292.5	280.1	10714	10221	0.854
Agosto	191.0	65.38	26.25	249.4	238.1	9233	8823	0.864
Settembre	136.1	46.48	20.45	177.5	170.1	6733	6436	0.886
Ottobre	95.6	39.94	16.72	125.0	119.5	4883	4683	0.915
Novembre	60.3	27.87	11.11	79.1	75.3	3187	3062	0.945
Dicembre	46.7	22.26	7.00	61.2	58.5	2501	2399	0.958
Anno	1553.0	579.31	15.85	2013.3	1925.5	77029	73673	0.894

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

PVSYST V6.86

SR international (Italy)

21/12/21

Pagina 4/5

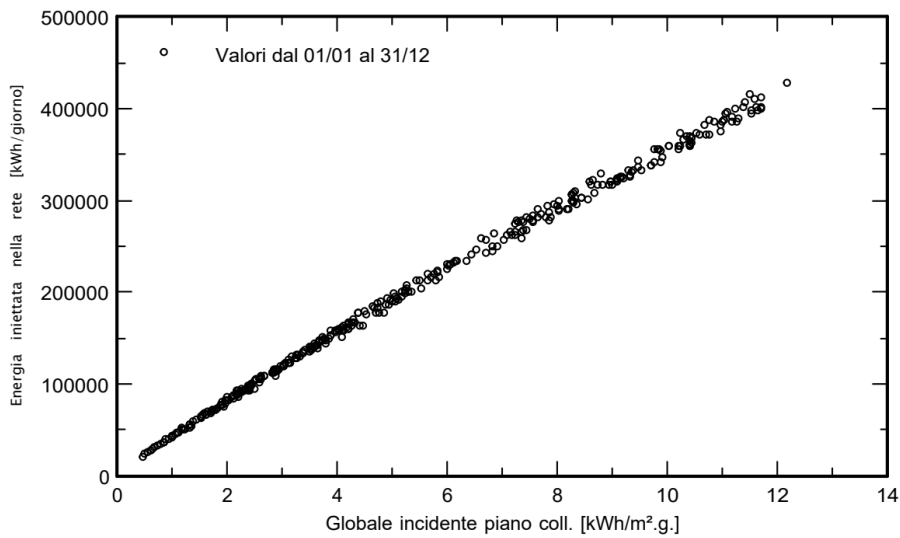
Sistema connesso in rete: Grafici speciali

Progetto : Viterbo e Bagnoregio

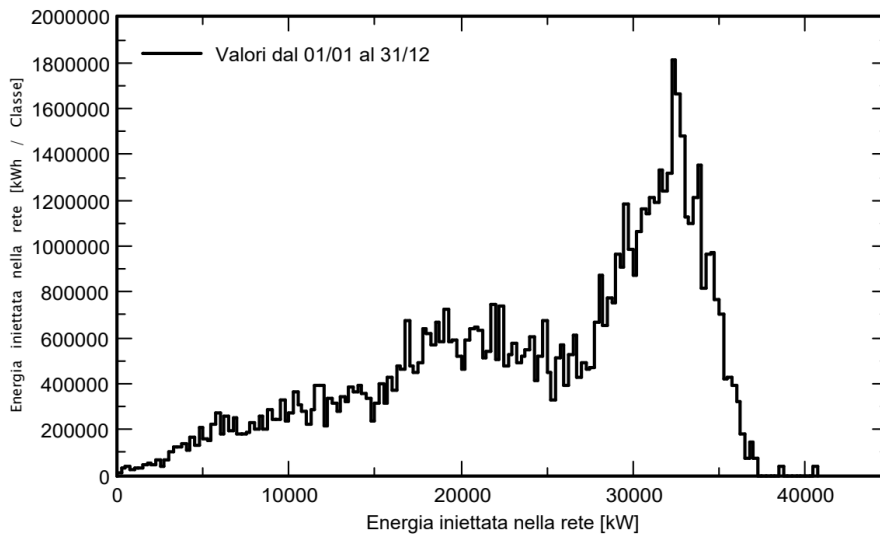
Variante di simulazione : longi 570-huawei 215

Parametri principali del sistema	Tipo di sistema	Eliostati illimitati con indetreggiamento	
Orientamento campo FV	inclinazione		
Moduli FV	Modello	LR5-72HND-570M	Pnom 570 Wp
Campo FV	Numero di moduli	71800	Pnom totale 40926 kWp
Inverter	SUN2000-215KTL-H3-Preliminary V0.4-20201126		Pnom 200 kW ac
Gruppo di inverter	Numero di unità	208.0	Pnom totale 41600 kW ac
Bisogni dell'utente	Carico illimitato (rete)		

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema



PVSYST V6.86

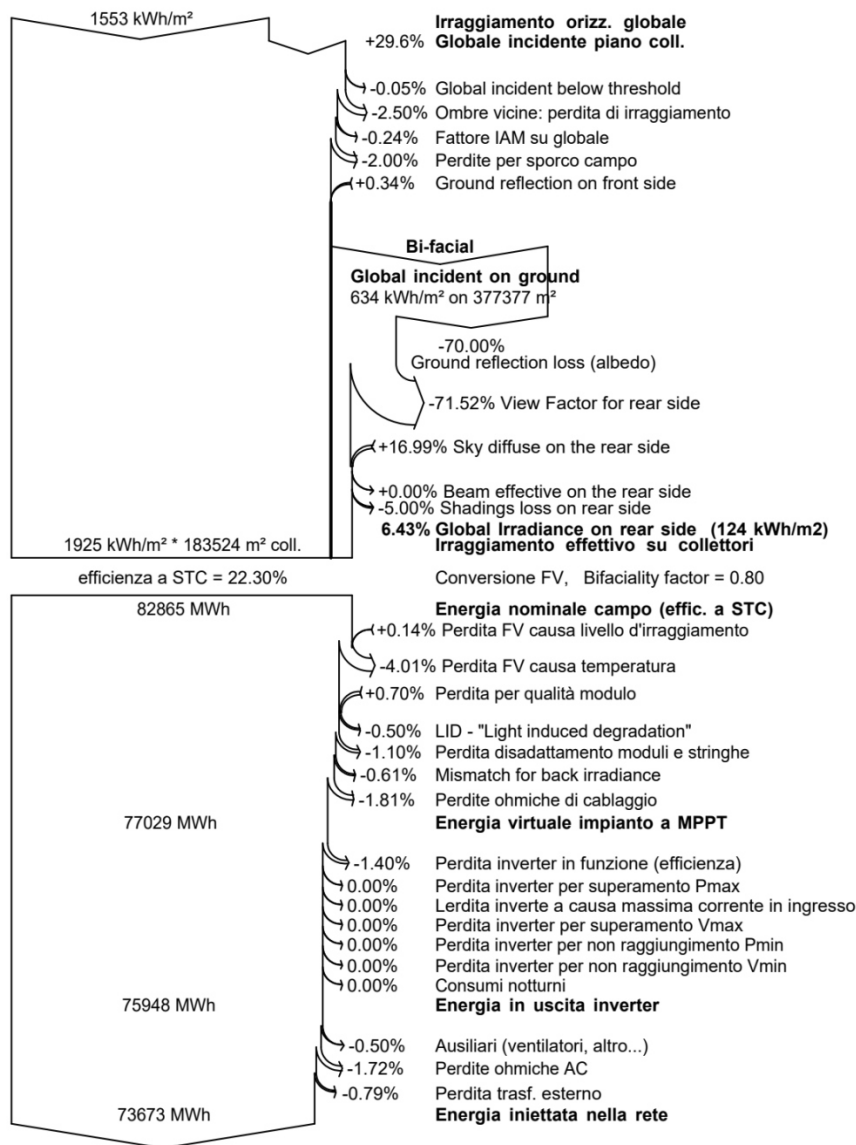
SR international (Italy)

21/12/21

Pagina 5/5

Sistema connesso in rete: Diagramma perdite
Progetto : Viterbo e Bagnoregio
Variante di simulazione : longi 570-huawei 215

Parametri principali del sistema	Tipo di sistema	Eliostati illimitati con indetreggiamento	
Orientamento campo FV	inclinazione		
Moduli FV	Modello	LR5-72HND-570M	Pnom 570 Wp
Campo FV	Numero di moduli	71800	Pnom totale 40926 kWp
Inverter	SUN2000-215KTL-H3-Preliminary V0.4-20201126		Pnom 200 kW ac
Gruppo di inverter	Numero di unità	208.0	Pnom totale 41600 kW ac
Bisogni dell'utente	Carico illimitato (rete)		

Diagramma perdite sull'anno intero


La produzione di energia elettrica annua dell'impianto fotovoltaico, risultato della simulazione, risulta essere pari a circa 73,673 [GWh/a] mentre le ore di funzionamento equivalenti sono circa 1.800 [kWh/kWp/anno].

Per valutare il più possibile in modo realistico la produzione attesa, nel rispetto del funzionamento effettivo dell'impianto, è necessario considerare:

- un fermo per manutenzione, stimato in tre giorni all'anno: pertanto l'energia fornita dal sistema risulterà essere pari a circa 73.076,5 MWh/a, come riportato di seguito:

$$E_{sist} = E_{prod} - (3 \times E_{prod}/365) = 73.067,5 [MWh/a]$$

- l'energia eventualmente prelevata per alimentare i motori elettrici degli inseguitori solari monoassiali ($\approx 9,5$ Wh/day), che è pari a circa 5,1 [MWh/a]

$$E_{sist_Fin} = 73.067,5 - 5,1 = 73.062,4 [MWh/a]$$

Le ore di funzionamento equivalenti annue dell'impianto fotovoltaico in progetto sono dunque pari a circa 1.785 come di seguito indicato:

$$h_{equiv} = E_{sist}/P_{imp} = 73.062,4 [MWh/a] /40,93 [MW] = 1.785 [kWh/kWp/anno].$$

3. RISPARMIO DI COMBUSTIBILE ED EMISSIONI EVITATE IN ATMOSFERA

Considerando l'intero ciclo di vita (LCA) dei materiali per realizzare i moduli e gli impianti fino allo smaltimento dei rifiuti in discarica al termine dell'operatività, il carico totale delle emissioni è di almeno un ordine di grandezza più basso della quantità di emissioni specifiche che accompagnano la produzione dei kWh convenzionali.

Le emissioni prodotte sono essenzialmente concentrate nella fase di realizzazione industriale (realizzazione dei materiali, lavorazione, assemblaggio) ed in quella di montaggio (montaggio dei pannelli, opere civili ed elettriche).

Durante le fasi di costruzione e di smantellamento si realizzeranno movimenti di terra per l'apertura di percorsi, depositi, spianamenti, ecc. Ciò implicherà un aumento della polvere sospesa che comunque rimarrà confinata nella zona circostante in cui è stata emessa, situata lontano dalla popolazione. Il traffico di macchinari e veicoli pesanti comporterà inoltre l'emissione in atmosfera di particelle inquinanti (CO₂, CO, NO_x e composti organici volatili) ma il numero di camion utilizzati sarà esiguo e, comunque, limitato nel tempo. Durante la vita operativa dell'impianto non si avrà alcuna emissione di inquinanti, salvo quella che potrà derivare dall'occasionale transito di veicoli per le operazioni di manutenzione o da incidenti straordinari.

Si considera pertanto che ciascun kWh fotovoltaico sia accompagnato da una quantità di emissioni di inquinanti così piccola da poter essere trascurata, se confrontata con la situazione del kWh convenzionale e quindi delle emissioni di contaminanti in atmosfera evitate. È infatti noto che la produzione di energia elettrica mediante l'utilizzo di combustibili fossili comporta l'emissione di gas serra e di sostanze inquinanti in quantità variabili in funzione del combustibile, della tecnologia di combustione e del controllo dei

fumi. Tra queste sostanze la più rilevante è la CO₂, il cui progressivo aumento in atmosfera contribuisce all'estendersi dell'effetto serra. Altri gas dannosi sia per la salute umana che per il patrimonio storico e naturale sono la SO₂ (anidride solforosa) e gli NO_x (ossidi di azoto).

Nel caso specifico dell'impianto fotovoltaico in progetto, avente una potenza massima di circa 40,93 MWp e funzionante per circa 1.785 ore/anno (fermi impianti già considerati), possono essere calcolate le emissioni evitate in termini di gas inquinanti che verrebbero rilasciati in atmosfera in conseguenza del processo di produzione del medesimo quantitativo di energia utilizzando fonti convenzionali, quali i derivati del petrolio o gas naturali.

In Tabella un riepilogo sui dati dell'impianto per la determinazione dell'inquinamento evitato (la produzione cumulata al 25° anno è calcolata considerando le perdite di efficienza annuali dell'impianto dovute ai fattori di invecchiamento e sporcamento):

Dati di impianto	
Potenza nominale dell'impianto (MW)	40,926
Ore di funzionamento medie equivalenti	1.785,0
Produzione stimata del 1° anno (kWh)	73.052.350,0
Produzione cumulata al 25° anno (kWh)	1.826.308.750,0

Tabella 1 - Riepilogo dei dati di impianto

3.1 Risparmio di combustibile

Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria, stabilito pari a 0,187 TEP/MWh_e (ai sensi della delibera EEN 3/08).

Questo coefficiente individua le T.E.P. (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) necessarie per la realizzazione di 1 MWh di energia, ovvero le TEP risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica.

Risparmio di combustibile	
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0,187
TEP risparmiate in 1 anno	13.660,79
TEP risparmiate in 25 anni	341.519,74

Tabella 2 - Risparmio di combustibile in TEP

3.2 Emissioni evitate in atmosfera

L'impianto fotovoltaico, sostituendo col proprio contributo la produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili di origine fossile, consente la riduzione delle emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra.

I dati riguardanti i Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra e altri gas nel settore elettrico sono tratti dal relativo Rapporto R303/2019 dell'ISPRA per l'SNPA sulle Emissioni del Settore Elettrico.

Emissioni evitate in atmosfera	CO ₂	CO	SO _x	
Fattori di emissione della produzione elettrica nazionale [g/kWh]	491,00	0,0977	0,0636	
Emissioni evitate in 1 anno [kg]	35.868.703,85	7.137,21	4.646,13	
Emissioni evitate in 25 anni [kg]	896.717.596,25	178.430,36	116.153,24	
Emissioni evitate in atmosfera	NO _x	NH ₃	PM ₁₀	COVNM
Fattori di emissione della produzione elettrica nazionale [g/kWh]	0,2274	0,0005	0,0054	0,0838
Emissioni evitate in 1 anno [kg]	16.612,10	36,53	394,48	6.121,79
Emissioni evitate in 25 anni [kg]	415.302,61	913,15	9.862,07	153.044,67

Tabella 3 - Emissioni evitate in atmosfera