

REGIONE SARDEGNA
 COMUNE DI GUSPINI e SAN NICOLO' D'ARCIDANO
 Provincia Del Sud Sardegna e Oristano



Titolo del Progetto

PROGETTO DEFINITIVO

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DEL CLUSTER AGRIVOLTAICO -INDUSTRIALE
 "GREEN AND BLUE SU SOI ABC" di complessivi 152 745.000 kWp
 Lotti A,C Agrivoltaico Innovativo per 106 035.000 kWp, STMG CP202301521
 Lotto B Industriale, Cava per 46 710.000 kWp STMG CP202300614
 NEI COMUNI DI GUSPINI E SAN NICOLO' D'ARCIDANO

Identificativo Documento

01_ACB

ID Progetto	GBSS	Tipologia	R	Formato	A4	Disciplina	AMB
-------------	------	-----------	---	---------	----	------------	-----

ANALISI COSTI E BENEFICI

FILE: 01_ACB.pdf

IL PROGETTISTA
 Arch. Andrea Casula



GRUPPO DI PROGETTAZIONE
 Arch. Andrea Casula
 Geom. Fernando Porcu
 Dott. in Arch. J. Alessia Manunza
 Geom. Vanessa Porcu
 Dott. Agronomo Giuseppe Vacca
 Archeologo Marco Cabras
 Geol. Marta Camba
 Ing. Antonio Dedoni

COMMITTENTE

SF GRID PARITY I srl

Rev.	Data Revisione	Descrizione Revisione	Redatto	Controllato	Approvato
Rev.	Marzo 2024	Prima Emissione	Green Island Energy SaS	SF Grid Parity I srl	SF Grid Parity I srl

PROCEDURA

Valutazione di Impatto Ambientale ai sensi dell'art.23 del D.Lgs.152/2006

GREEN ISLAND ENERGY SAS
 Via S.Mele, N 12 - 09170 Oristano
 tel&fax(+39) 0783 211692-3932619836
 email: greenislandenergysas@gmail.com

NOTA LEGALE: Il presente documento non può
 tassativamente essere diffuso o copiato
 su qualsiasi formato e tramite qualsiasi
 mezzo senza preventiva autorizzazione
 formale da parte di Green Island Energy SaS



Provincia di Oristano e Sud Sardegna

COMUNE DI GUSPINI E SAN NICOLÒ D'ARCIDANO

*PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DEL CLUSTER AGRIVOLTAICO -
INDUSTRIALE "**GREEN AND BLUE SU SOI ABC**" di complessivi
152 745.000 kWp, composto dall'IMPIANTO AGRIVOLTAICO CON
SISTEMA INNOVATIVO DI CUI ALLE LINEE GUIDA DEL M.A.S.E
"**GREEN AND BLUE SU SOI AC**" sui lotti A e C, STMG
CP202301521 di complessivi **106 035.000 kWp**, e dell' IMPIANTO
IN AREA INDUSTRIALE E DI CAVA DENOMINATO "**GREEN AND
BLUE SU SOI B**", sul lotto B, DELLA POTENZA di **46 710.000
kWp**, STMG CP202300614, da collegarsi alla sezione 150kV della
nuova SE Terna "Guspini" da realizzare e inserire in entra - esce
alla linea RTN 220 kV "Sulcis - Oristano*

ANALISI COSTI BENEFICI

INDICE

1	PREMESSA	3
2	CARATTERISTICHE PROGETTUALI.....	3
3	DETTAGLI TECNICI DEI MODULI FOTOVOLTAICI (IN CONDIZIONI STANDARD)	5
4	RADIAZIONE SOLARE MEDIA ANNUA SU BASE GIORNALIERA	8
5	STUDIO DEI BENEFICI ENERGETICI.....	8
6	IL FOTOVOLTAICO COME FONTE DI ENERGIA	16
7	RISPARMIO DI ENERGIA PRIMARIA E RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI GAS SERRA	17
8	RISPARMIO COMBUSTIBILE.....	18
	8.1 EMISSIONI EVITATE IN ATMOSFERA.....	19
9	ATTENUAZIONE DEI PICCHI DI PRODUZIONE ENERGETICA CONVENZIONAL.....	19
10	ANALISI DELLE INTERFERENZE	20
	10.1 ANALISI DELLE INTERFERENZE IN FASE DI CANTIERE E DISMISSIONE	20
	10.2 ANALISI DELLE INTERFERENZE IN FASE DI ESERCIZIO	21
11	CONCLUSIONI	22

1 PREMESSA

Di seguito si riporta l'analisi dei costi e dei benefici energetici ed ambientali, derivanti dalla realizzazione di un impianto costituito da tre corpi denominati agli elaborati grafici A, B, C; Di cui il corpo A e C sono di tipo agro-fotovoltaico innovativo mentre il corpo B è di tipo industriale. Il progetto denominato "Green and Blue Su Soi ABC" di produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica della potenza di 152 MW ricade rispettivamente: Corpo A nel territorio del Comune di Guspini (SU) e Corpo B e C nel territorio del Comune di San Nicolò d'Arcidano (OR), e delle relative opere connessione alla rete elettrica nazionale ricadenti nei Comuni sopra menzionati.

2 CARATTERISTICHE PROGETTUALI

La quota di energia luminosa costituisce all'incirca il 75% dell'energia complessiva emessa dal sole. La realizzazione di un impianto fotovoltaico permette di trasformare questa energia radiante in elettricità senza produrre emissioni (CO₂).

La componente base di un impianto fotovoltaico è la cella fotovoltaica, che è in grado di produrre circa 1,5 Watt di potenza in condizioni standard, ovvero quando si trova ad una temperatura di 25 °C ed è sottoposta ad una potenza della radiazione pari a 1.000 W/m².

La potenza in uscita da un dispositivo fotovoltaico, quando lavora in condizioni standard, prende il nome di potenza di picco (Wp) ed è il valore che viene usato come riferimento teorico. L'output elettrico reale in esercizio è minore del valore di picco, a causa delle diverse condizioni di temperatura e di radiazione solare.

La componente principale di un impianto fotovoltaico è il modulo o pannello fotovoltaico; più moduli possono essere collegati in serie a formare una "stringa".

Le stringhe sono collegate tra loro per formare un sottocampo a cui è sotteso un inverter. Il generatore fotovoltaico, o campo fotovoltaico, produce energia elettrica in corrente continua, che per poter essere normalmente utilizzata deve essere trasformata in corrente alternata tramite un'apparecchiatura denominata "inverter". I sottocampi compongono l'impianto e generano la potenza di picco.

I moduli producono corrente in bassa tensione, pertanto, per allacciare l'impianto alla rete, la corrente viene innalzata in media tensione mediante un trasformatore.

L'impianto di progetto sarà costituito da:

- pannelli fotovoltaici in serie, per formare le stringhe connesse tra di loro in parallelo;
 - inverter (gruppi di conversione), per trasformare l'energia elettrica da corrente continua;
 - prodotta dai moduli fotovoltaici, in corrente alternata per poter essere immessa nella rete elettrica di distribuzione;
 - trasformatori, per innalzare la bassa tensione alla media tensione;
 - quadri elettrici;
 - unità di misurazione, per il computo dell'energia prodotta e conferita in rete;
 - cablaggi ed altri componenti minori.
-
- **L'impianto Corpo A proposto prevede complessivamente una potenza d'installazione nominale pari a 74 235.000 kW e una produzione di energia annua pari a 132 842 062.36 kWh (equivalente a 1 789.48 kWh/kW), derivante da 98 980 moduli che occupano una superficie di 307 431.88 m².**
 - **L'impianto Corpo C proposto prevede complessivamente una potenza d'installazione nominale pari a 31 800.000 kW e una produzione di energia annua pari a 57 080 240.40 kWh (equivalente a 1 794.98 kWh/kW), derivante da 42 400 moduli che occupano una superficie di 131 694.40 m².**
 - **L'impianto Corpo B proposto prevede complessivamente una potenza d'installazione nominale pari a 46 710.000 kW e una produzione di energia annua pari a 86 333 447.76 kWh (equivalente a 1 848.29 kWh/kW), derivante da 62 280 moduli che occupano una superficie di 193 441.68 m².**

L'impianto sarà costituito da **203660 moduli** in silicio monocristallino da **750 W**, per un totale di **152 745.000 kW**. La disposizione dei moduli fotovoltaici è prevista in file ordinate parallele con andamento Nord Sud, atto a massimizzare l'efficienza energetica degli impianti.

3 DETTAGLI TECNICI DEI MODULI FOTOVOLTAICI (IN CONDIZIONI STANDARD)

DATI GENERALI

Marca	Yangtze Solar Power Co., Ltd.
Serie	YS750M-132 -
Modello	YS750M-132 -
Tipo materiale	Si monocristallino

CARATTERISTICHE ELETTRICHE IN CONDIZIONI STC

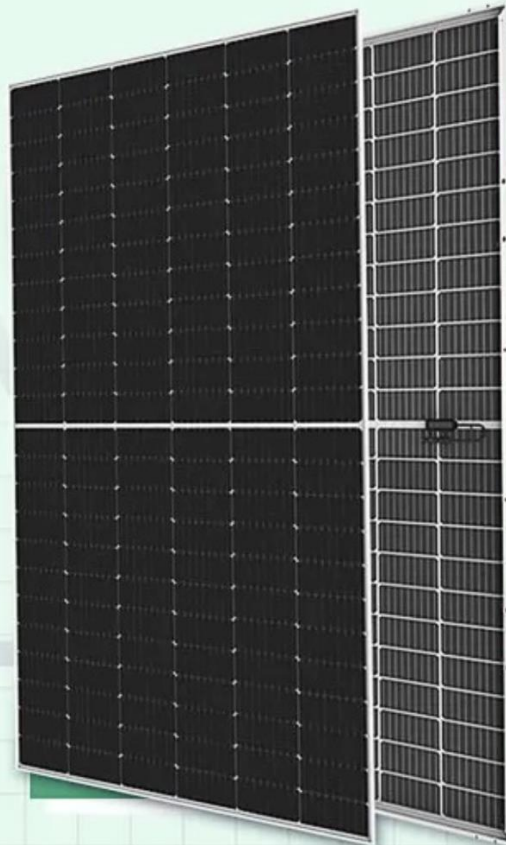
Potenza di picco	750.0 W
Im	18.06 A
Isc	18.92 A
Efficienza	24.14 %
Vm	41.52 V
Voc	46.75 V

CARATTERISTICHE MECCANICHE

Lunghezza	2 384 mm
Larghezza	1 303 mm
Superficie	3.106 m²
Spessore	35 mm
Peso	26.00 kg

YANGTZE SOLAR

N-Type **750W** (Topcon/HJT)

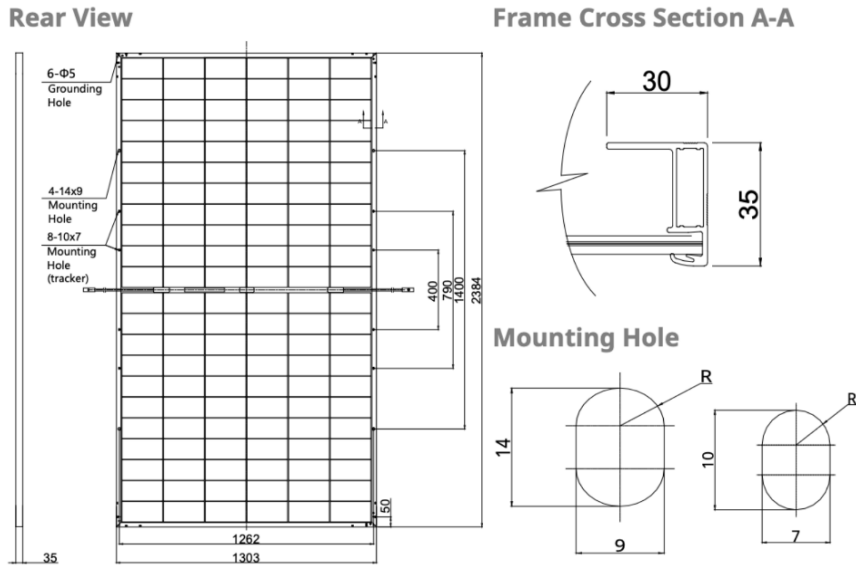


- PID Resistance
- N-type solar cell without LID caused by B-O



- Most stable Power Temperature Coefficient
- Bifacial technology enables additional energy harvest from rear side

Engineering Drawings



Module Type	YS710M-132	YS720M-132	YS730M-132	YS740M-132	YS750M-132
Maximum power STC: P_{max} [W]	710	720	730	740	750
Voltage at maximum power: V_{mp} [V]	40.48	40.86	41.04	41.34	41.52
Current at maximum power: I_{mp} [A]	17.54	17.62	17.78	17.90	18.06
Open Circuit Voltage: V_{oc} [V]	45.55	45.85	46.15	46.45	46.75
Short Circuit Current: I_{sc} [A]	18.45	18.54	18.66	18.79	18.92
Module Efficiency [%]	22.85	23.17	23.50	23.82	24.14
MAXIMUM RATINGS					
Operational temperature	-40 °C ÷ +85 °C				
Maximum System Voltage	1500 V DC				
Maximum series fuse rating	25A				
Power Output tolerance	0 ÷ +5W				
TEMPERATURE PARAMETERS					
Temperature Coefficient (P_{max})	-0.35 % /°C				
Temperature Coefficient (V_{oc})	-0.29 % /°C				
Temperature Coefficient (I_{sc})	+0.048 % /°C				
DIMENSIONS:	2384 x 1303 x 35 mm				

Fig. 1-2: Scheda Tecnica Moduli Impiegati

La disposizione dei moduli fotovoltaici è prevista in file ordinate parallele con andamento Nord Sud, atto a massimizzare l'efficienza energetica degli impianti.

4 RADIAZIONE SOLARE MEDIA ANNUA SU BASE GIORNALIERA

Il sito di installazione appartiene all'area sarda, che dispone di dati climatici storici riportati in diversi database. Tra questi, il database internazionale MeteoNorm rende disponibili i dati meteorologici per la località di progetto la cui l'attendibilità dei dati contenuti nel database è internazionalmente riconosciuta, pertanto in questa sede possono essere utilizzati per l'elaborazione statistica relativa alla stima della radiazione solare per il sito oggetto di interesse.

5 STUDIO DEI BENEFICI ENERGETICI

- **Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale Corpo A_Agro**

La disponibilità della fonte solare per il sito di installazione è verificata utilizzando i dati "Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)" relativi a valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare sul piano orizzontale.

Per la località sede dell'intervento, ovvero il comune di Guspini (SU) avente latitudine 39°.5414 N, longitudine 8°.6258 E e altitudine di 130 m.s.l.m.m., i valori dell'irradiazione solare sul piano orizzontale sono pari a:

Irradiazione oraria media mensile (diretta) [MJ/m²]

Mese	h 05	h 06	h 07	h 08	h 09	h 10	h 11	h 12	h 13	h 14	h 15	h 16	h 17	h 18	h 19
Gen				0.118	0.329	0.548	0.711	0.771	0.711	0.548	0.329	0.118			
Feb			0.038	0.240	0.500	0.753	0.937	1.003	0.937	0.753	0.500	0.240	0.038		
Mar			0.203	0.532	0.906	1.250	1.491	1.578	1.491	1.250	0.906	0.532	0.203		
Apr		0.099	0.366	0.707	1.072	1.396	1.620	1.700	1.620	1.396	1.072	0.707	0.366	0.099	
Mag	0.017	0.263	0.600	0.995	1.397	1.745	1.981	2.065	1.981	1.745	1.397	0.995	0.600	0.263	0.017
Giu	0.092	0.406	0.808	1.262	1.713	2.097	2.355	2.446	2.355	2.097	1.713	1.262	0.808	0.406	0.092
Lug	0.063	0.387	0.806	1.282	1.756	2.161	2.434	2.530	2.434	2.161	1.756	1.282	0.806	0.387	0.063
Ago		0.238	0.653	1.143	1.644	2.079	2.375	2.479	2.375	2.079	1.644	1.143	0.653	0.238	
Set		0.028	0.329	0.729	1.163	1.553	1.824	1.921	1.824	1.553	1.163	0.729	0.329	0.028	
Ott			0.091	0.364	0.694	1.008	1.232	1.313	1.232	1.008	0.694	0.364	0.091		
Nov				0.169	0.420	0.673	0.858	0.926	0.858	0.673	0.420	0.169			
Dic				0.114	0.353	0.600	0.784	0.851	0.784	0.600	0.353	0.114			

Irradiazione oraria media mensile (diffusa) [MJ/m²]

Mese	h 05	h 06	h 07	h 08	h 09	h 10	h 11	h 12	h 13	h 14	h 15	h 16	h 17	h 18	h 19
Gen				0.134	0.284	0.399	0.471	0.496	0.471	0.399	0.284	0.134			
Feb			0.051	0.231	0.385	0.503	0.578	0.603	0.578	0.503	0.385	0.231	0.051		
Mar			0.177	0.368	0.532	0.657	0.736	0.763	0.736	0.657	0.532	0.368	0.177		
Apr		0.106	0.307	0.494	0.654	0.777	0.855	0.881	0.855	0.777	0.654	0.494	0.307	0.106	
Mag	0.016	0.199	0.383	0.554	0.701	0.814	0.885	0.909	0.885	0.814	0.701	0.554	0.383	0.199	0.016
Giu	0.059	0.223	0.386	0.539	0.670	0.771	0.834	0.856	0.834	0.771	0.670	0.539	0.386	0.223	0.059
Lug	0.038	0.199	0.361	0.511	0.640	0.739	0.801	0.822	0.801	0.739	0.640	0.511	0.361	0.199	0.038
Ago		0.127	0.294	0.449	0.582	0.685	0.749	0.771	0.749	0.685	0.582	0.449	0.294	0.127	
Set		0.024	0.215	0.393	0.545	0.663	0.736	0.761	0.736	0.663	0.545	0.393	0.215	0.024	
Ott			0.094	0.283	0.445	0.570	0.648	0.675	0.648	0.570	0.445	0.283	0.094		
Nov				0.156	0.305	0.420	0.492	0.516	0.492	0.420	0.305	0.156			
Dic				0.103	0.247	0.357	0.427	0.450	0.427	0.357	0.247	0.103			

Irradiazione oraria media mensile (totale) [MJ/m²]

Mese	h 05	h 06	h 07	h 08	h 09	h 10	h 11	h 12	h 13	h 14	h 15	h 16	h 17	h 18	h 19
Gen				0.252	0.613	0.947	1.182	1.267	1.182	0.947	0.613	0.252			
Feb			0.089	0.471	0.885	1.256	1.515	1.606	1.515	1.256	0.885	0.471	0.089		
Mar			0.380	0.900	1.438	1.907	2.227	2.341	2.227	1.907	1.438	0.900	0.380		
Apr		0.205	0.673	1.201	1.726	2.173	2.475	2.581	2.475	2.173	1.726	1.201	0.673	0.205	
Mag	0.033	0.462	0.983	1.549	2.098	2.559	2.866	2.974	2.866	2.559	2.098	1.549	0.983	0.462	0.033
Giu	0.151	0.629	1.194	1.801	2.383	2.868	3.189	3.302	3.189	2.868	2.383	1.801	1.194	0.629	0.151
Lug	0.101	0.586	1.167	1.793	2.396	2.900	3.235	3.352	3.235	2.900	2.396	1.793	1.167	0.586	0.101
Ago		0.365	0.947	1.592	2.226	2.764	3.124	3.250	3.124	2.764	2.226	1.592	0.947	0.365	
Set		0.052	0.544	1.122	1.708	2.216	2.560	2.682	2.560	2.216	1.708	1.122	0.544	0.052	
Ott			0.185	0.647	1.139	1.578	1.880	1.988	1.880	1.578	1.139	0.647	0.185		
Nov				0.325	0.725	1.093	1.350	1.442	1.350	1.093	0.725	0.325			
Dic				0.217	0.600	0.957	1.211	1.301	1.211	0.957	0.600	0.217			

Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [MJ/m²]

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
7.25	10.04	16.05	19.49	24.08	27.73	27.71	25.29	19.09	12.84	8.43	7.27

Fonte dati: Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)

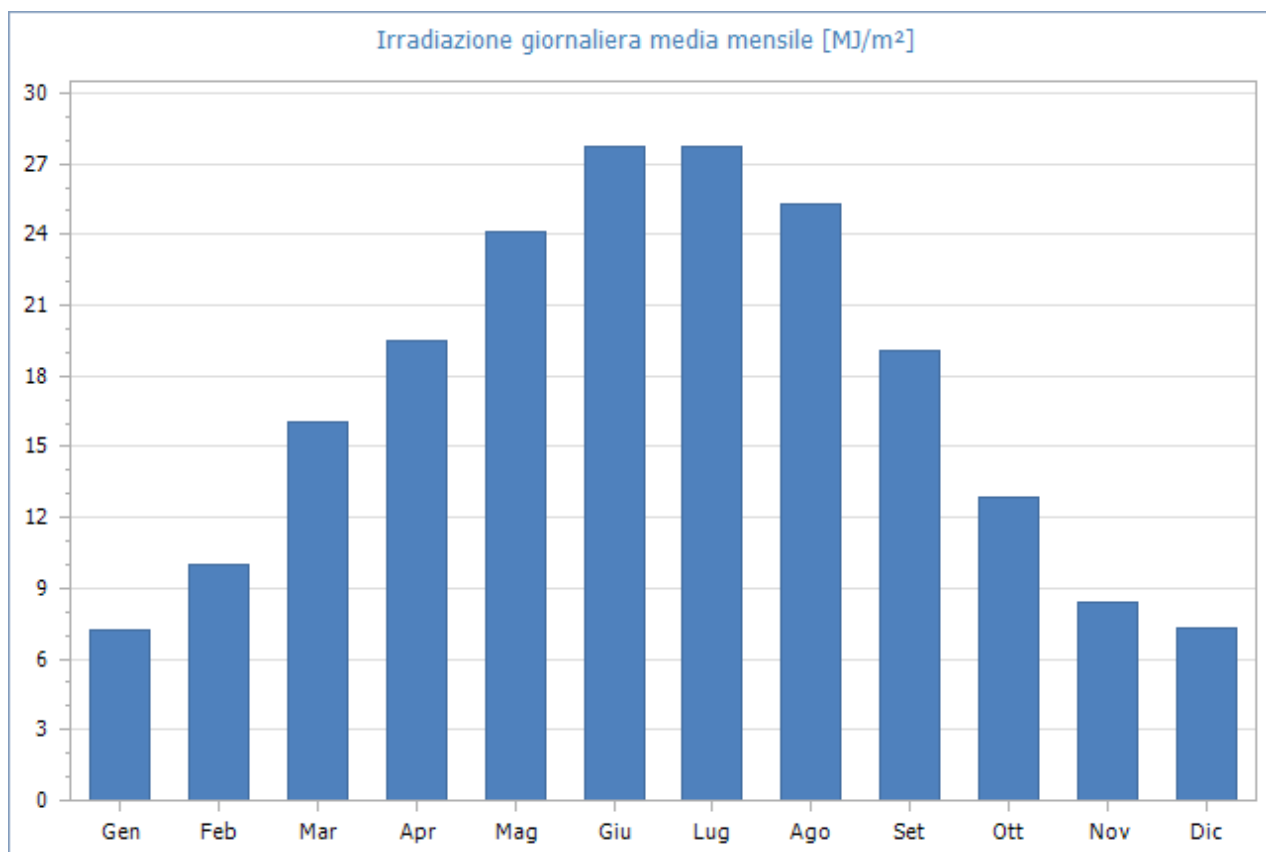


Fig. 3: Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [MJ/m²]- Fonte dati: Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)

Quindi, i valori della irradiazione solare annua sul piano orizzontale sono pari a **6 258.27 MJ/m² (Fonte dati: Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)).**

- **Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale Corpo B_ Industriale**

La disponibilità della fonte solare per il sito di installazione è verificata utilizzando i dati “Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)” relativi a valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare sul piano orizzontale.

Per la località sede dell’intervento, ovvero il comune di San Nicolo' d'Arcidano (OR) avente latitudine 39°.6850 N, longitudine 8°.6444 E e altitudine di 13 m.s.l.m.m., i valori dell’irradiazione solare sul piano orizzontale sono pari a:

Irradiazione oraria media mensile (diretta) [MJ/m²]

Mese	h 05	h 06	h 07	h 08	h 09	h 10	h 11	h 12	h 13	h 14	h 15	h 16	h 17	h 18
Gen			0.027	0.244	0.470	0.647	0.740	0.722	0.592	0.400	0.194	0.013		
Feb			0.107	0.385	0.620	0.819	0.950	0.933	0.812	0.593	0.377	0.116		
Mar		0.055	0.315	0.665	0.986	1.180	1.330	1.240	1.108	0.911	0.610	0.288	0.034	
Apr	0.017	0.242	0.595	1.026	1.393	1.625	1.712	1.658	1.475	1.179	0.820	0.434	0.122	
Mag	0.119	0.471	0.927	1.375	1.791	2.042	2.115	2.045	1.847	1.459	1.102	0.622	0.270	0.021
Giu	0.184	0.586	1.073	1.584	1.915	2.324	2.440	2.423	2.227	1.894	1.426	0.906	0.440	0.082
Lug	0.141	0.577	1.137	1.668	2.148	2.459	2.624	2.598	2.374	2.028	1.541	1.004	0.480	0.087
Ago	0.040	0.410	0.952	1.462	1.977	2.292	2.432	2.426	2.152	1.774	1.327	0.793	0.297	0.005
Set		0.200	0.606	1.057	1.507	1.733	1.824	1.766	1.507	1.178	0.802	0.364	0.046	
Ott		0.056	0.365	0.768	1.046	1.258	1.291	1.193	1.048	0.725	0.405	0.082		
Nov			0.146	0.412	0.653	0.812	0.884	0.782	0.614	0.379	0.159			
Dic			0.036	0.260	0.479	0.609	0.680	0.610	0.524	0.311	0.108			

Irradiazione oraria media mensile (diffusa) [MJ/m²]

Mese	h 05	h 06	h 07	h 08	h 09	h 10	h 11	h 12	h 13	h 14	h 15	h 16	h 17	h 18
Gen			0.055	0.265	0.416	0.501	0.534	0.522	0.483	0.382	0.236	0.023		
Feb			0.166	0.373	0.533	0.606	0.684	0.676	0.633	0.549	0.373	0.175		
Mar		0.095	0.342	0.532	0.664	0.748	0.785	0.802	0.744	0.657	0.513	0.309	0.060	
Apr	0.046	0.296	0.522	0.674	0.760	0.828	0.899	0.862	0.821	0.750	0.599	0.426	0.198	
Mag	0.193	0.418	0.581	0.688	0.775	0.823	0.846	0.843	0.795	0.729	0.627	0.499	0.295	0.047
Giu	0.240	0.439	0.587	0.682	0.790	0.775	0.800	0.778	0.748	0.694	0.627	0.512	0.357	0.145
Lug	0.197	0.394	0.520	0.610	0.645	0.691	0.698	0.694	0.683	0.631	0.572	0.482	0.344	0.136
Ago	0.088	0.320	0.464	0.571	0.617	0.662	0.679	0.684	0.658	0.615	0.538	0.430	0.260	0.017
Set		0.232	0.427	0.572	0.640	0.716	0.745	0.728	0.688	0.595	0.479	0.323	0.078	
Ott		0.100	0.329	0.465	0.579	0.642	0.671	0.669	0.593	0.478	0.336	0.124		
Nov			0.184	0.366	0.483	0.548	0.579	0.564	0.491	0.380	0.207	0.002		
Dic			0.069	0.273	0.396	0.477	0.513	0.507	0.434	0.327	0.165			

Irradiazione oraria media mensile (totale) [MJ/m²]

Mese	h 05	h 06	h 07	h 08	h 09	h 10	h 11	h 12	h 13	h 14	h 15	h 16	h 17	h 18
Gen			0.082	0.509	0.886	1.148	1.274	1.244	1.075	0.782	0.430	0.036		
Feb			0.273	0.758	1.153	1.425	1.634	1.609	1.445	1.142	0.750	0.291		
Mar		0.150	0.657	1.197	1.650	1.928	2.115	2.042	1.852	1.568	1.123	0.597	0.094	
Apr	0.063	0.538	1.117	1.700	2.153	2.453	2.611	2.520	2.296	1.929	1.419	0.860	0.320	
Mag	0.312	0.889	1.508	2.063	2.566	2.865	2.961	2.888	2.642	2.188	1.729	1.121	0.565	0.068
Giu	0.424	1.025	1.660	2.266	2.705	3.099	3.240	3.201	2.975	2.588	2.053	1.418	0.797	0.227
Lug	0.338	0.971	1.657	2.278	2.793	3.150	3.322	3.292	3.057	2.659	2.113	1.486	0.824	0.223
Ago	0.128	0.730	1.416	2.033	2.594	2.954	3.111	3.110	2.810	2.389	1.865	1.223	0.557	0.022
Set		0.432	1.033	1.629	2.147	2.449	2.569	2.494	2.195	1.773	1.281	0.687	0.124	
Ott		0.156	0.694	1.233	1.625	1.900	1.962	1.862	1.641	1.203	0.741	0.206		
Nov			0.330	0.778	1.136	1.360	1.463	1.346	1.105	0.759	0.366	0.002		
Dic			0.105	0.533	0.875	1.086	1.193	1.117	0.958	0.638	0.273			

Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [MJ/m²]

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
7.47	10.48	14.97	19.98	24.37	27.68	28.16	24.94	18.81	13.22	8.65	6.78

Fonte dati: Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)

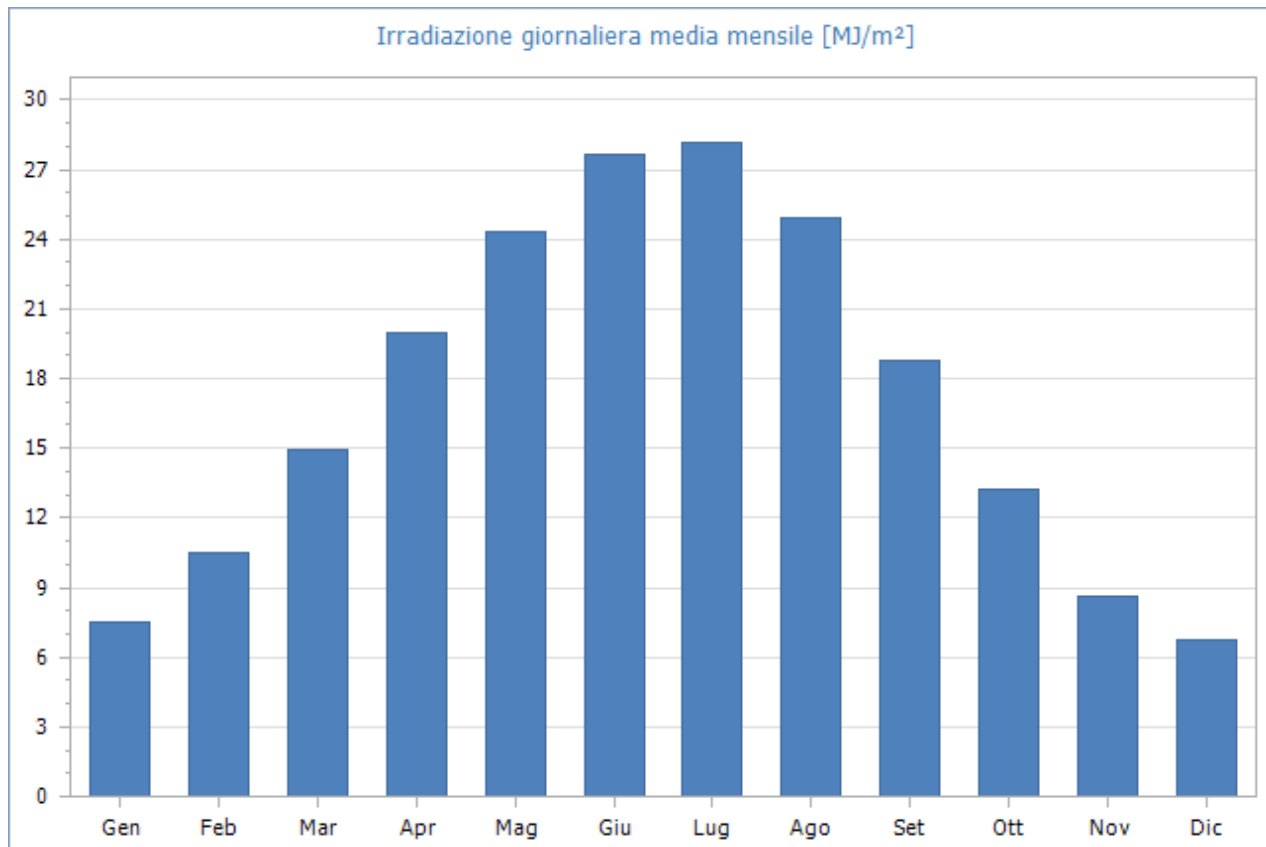


Fig. 4: Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [MJ/m²]- Fonte dati: Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)

Quindi, i valori della irradiazione solare annua sul piano orizzontale sono pari a **6 264.10 MJ/m² (Fonte dati: Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)).**

- **Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale Corpo C_Agro**

La disponibilità della fonte solare per il sito di installazione è verificata utilizzando i dati "Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)" relativi a valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare sul piano orizzontale. Per la località sede dell'intervento, ovvero il comune di San Nicolò d'Arcidano (OR) avente latitudine 39°.6850 N, longitudine

8°.6444 E e altitudine di 13 m.s.l.m.m., i valori dell'irradiazione solare sul piano orizzontale sono pari a:

Irradiazione oraria media mensile (diretta) [MJ/m²]

Mese	h 05	h 06	h 07	h 08	h 09	h 10	h 11	h 12	h 13	h 14	h 15	h 16	h 17	h 18	h 19
Gen				0.112	0.317	0.529	0.688	0.746	0.688	0.529	0.317	0.112			
Feb			0.039	0.246	0.512	0.770	0.957	1.025	0.957	0.770	0.512	0.246	0.039		
Mar			0.202	0.529	0.901	1.243	1.484	1.570	1.484	1.243	0.901	0.529	0.202		
Apr		0.100	0.368	0.710	1.075	1.400	1.624	1.704	1.624	1.400	1.075	0.710	0.368	0.100	
Mag	0.018	0.266	0.605	1.002	1.405	1.754	1.990	2.074	1.990	1.754	1.405	1.002	0.605	0.266	0.018
Giu	0.094	0.412	0.817	1.274	1.728	2.114	2.373	2.465	2.373	2.114	1.728	1.274	0.817	0.412	0.094
Lug	0.065	0.393	0.815	1.294	1.771	2.179	2.453	2.550	2.453	2.179	1.771	1.294	0.815	0.393	0.065
Ago		0.236	0.646	1.131	1.627	2.057	2.350	2.454	2.350	2.057	1.627	1.131	0.646	0.236	
Set		0.029	0.333	0.735	1.172	1.564	1.837	1.934	1.837	1.564	1.172	0.735	0.333	0.029	
Ott			0.090	0.362	0.691	1.004	1.227	1.308	1.227	1.004	0.691	0.362	0.090		
Nov				0.178	0.442	0.706	0.900	0.970	0.900	0.706	0.442	0.178			
Dic				0.113	0.351	0.597	0.780	0.848	0.780	0.597	0.351	0.113			

Irradiazione oraria media mensile (diffusa) [MJ/m²]

Mese	h 05	h 06	h 07	h 08	h 09	h 10	h 11	h 12	h 13	h 14	h 15	h 16	h 17	h 18	h 19
Gen				0.132	0.282	0.398	0.470	0.495	0.470	0.398	0.282	0.132			
Feb			0.050	0.229	0.382	0.500	0.574	0.599	0.574	0.500	0.382	0.229	0.050		
Mar			0.177	0.367	0.531	0.656	0.735	0.762	0.735	0.656	0.531	0.367	0.177		
Apr		0.106	0.306	0.493	0.653	0.776	0.853	0.879	0.853	0.776	0.653	0.493	0.306	0.106	
Mag	0.017	0.200	0.383	0.553	0.699	0.812	0.882	0.907	0.882	0.812	0.699	0.553	0.383	0.200	0.017
Giu	0.060	0.222	0.385	0.536	0.666	0.766	0.829	0.850	0.829	0.766	0.666	0.536	0.385	0.222	0.060
Lug	0.039	0.199	0.359	0.508	0.635	0.734	0.795	0.816	0.795	0.734	0.635	0.508	0.359	0.199	0.039
Ago		0.128	0.296	0.452	0.586	0.689	0.754	0.776	0.754	0.689	0.586	0.452	0.296	0.128	
Set		0.024	0.213	0.390	0.542	0.659	0.732	0.757	0.732	0.659	0.542	0.390	0.213	0.024	
Ott			0.093	0.282	0.444	0.568	0.646	0.673	0.646	0.568	0.444	0.282	0.093		
Nov				0.154	0.301	0.414	0.485	0.510	0.485	0.414	0.301	0.154			
Dic				0.102	0.245	0.355	0.425	0.448	0.425	0.355	0.245	0.102			

Irradiazione oraria media mensile (totale) [MJ/m²]

Mese	h 05	h 06	h 07	h 08	h 09	h 10	h 11	h 12	h 13	h 14	h 15	h 16	h 17	h 18	h 19
Gen				0.244	0.599	0.927	1.158	1.241	1.158	0.927	0.599	0.244			
Feb			0.089	0.475	0.894	1.270	1.531	1.624	1.531	1.270	0.894	0.475	0.089		
Mar			0.379	0.896	1.432	1.899	2.219	2.332	2.219	1.899	1.432	0.896	0.379		
Apr		0.206	0.674	1.203	1.728	2.176	2.477	2.583	2.477	2.176	1.728	1.203	0.674	0.206	
Mag	0.035	0.466	0.988	1.555	2.104	2.566	2.872	2.981	2.872	2.566	2.104	1.555	0.988	0.466	0.035
Giu	0.154	0.634	1.202	1.810	2.394	2.880	3.202	3.315	3.202	2.880	2.394	1.810	1.202	0.634	0.154
Lug	0.104	0.592	1.174	1.802	2.406	2.913	3.248	3.366	3.248	2.913	2.406	1.802	1.174	0.592	0.104
Ago		0.364	0.942	1.583	2.213	2.746	3.104	3.230	3.104	2.746	2.213	1.583	0.942	0.364	
Set		0.053	0.546	1.125	1.714	2.223	2.569	2.691	2.569	2.223	1.714	1.125	0.546	0.053	
Ott			0.183	0.644	1.135	1.572	1.873	1.981	1.873	1.572	1.135	0.644	0.183		
Nov				0.332	0.743	1.120	1.385	1.480	1.385	1.120	0.743	0.332			
Dic				0.215	0.596	0.952	1.205	1.296	1.205	0.952	0.596	0.215			

Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [MJ/m²]

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
7.10	10.14	15.98	19.51	24.15	27.87	27.84	25.13	19.15	12.80	8.64	7.23

Fonte dati: Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)

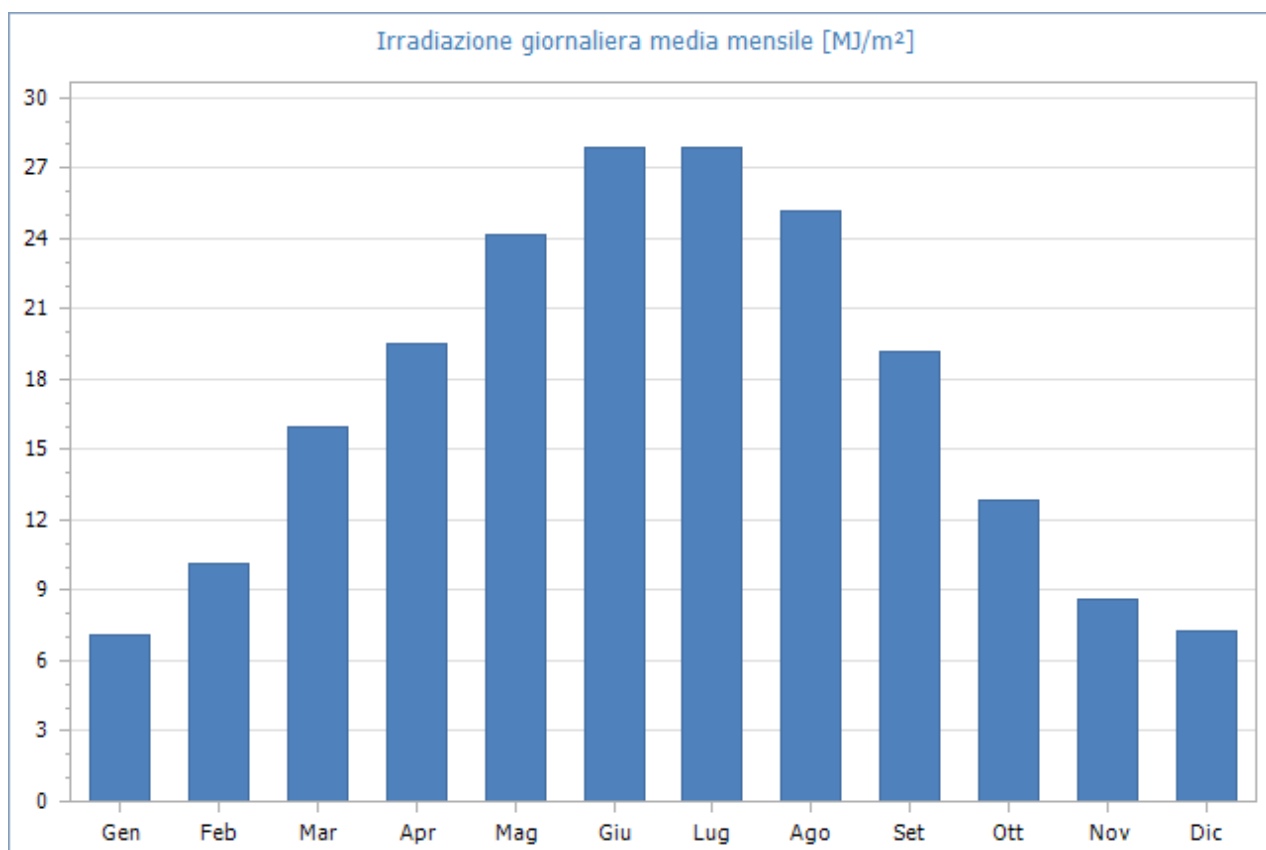


Fig. 5: Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [MJ/m²]- Fonte dati: Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)

Quindi, i valori della irradiazione solare annua sul piano orizzontale sono pari a **6 266.51 MJ/m²** (Fonte dati: Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)).

OMBREGGIAMENTO

Gli effetti di schermatura da parte di volumi all'orizzonte, dovuti ad elementi naturali (rilievi, alberi) o artificiali (edifici), determinano la riduzione degli apporti solari e il tempo di ritorno dell'investimento. Il Coefficiente di Ombreggiamento, funzione della morfologia del luogo, è pari a **1.00**. Di seguito il diagramma solare per il Comune di Guspini e San Nicolò d'Arcidano:

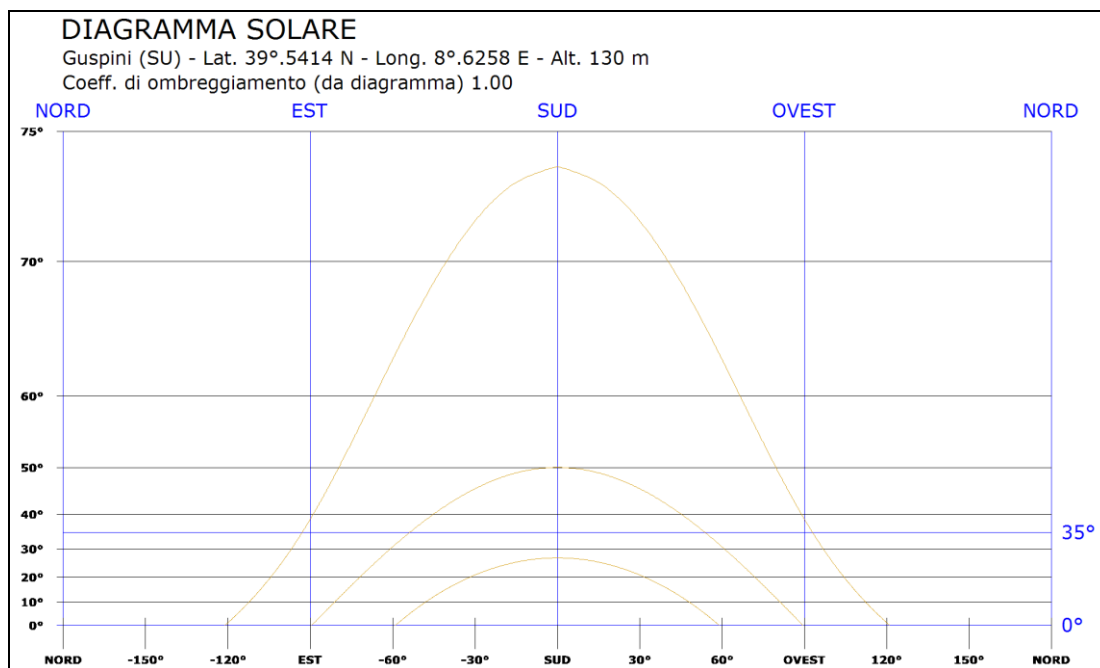


Fig. 6: Diagramma solare Corpo A Guspini

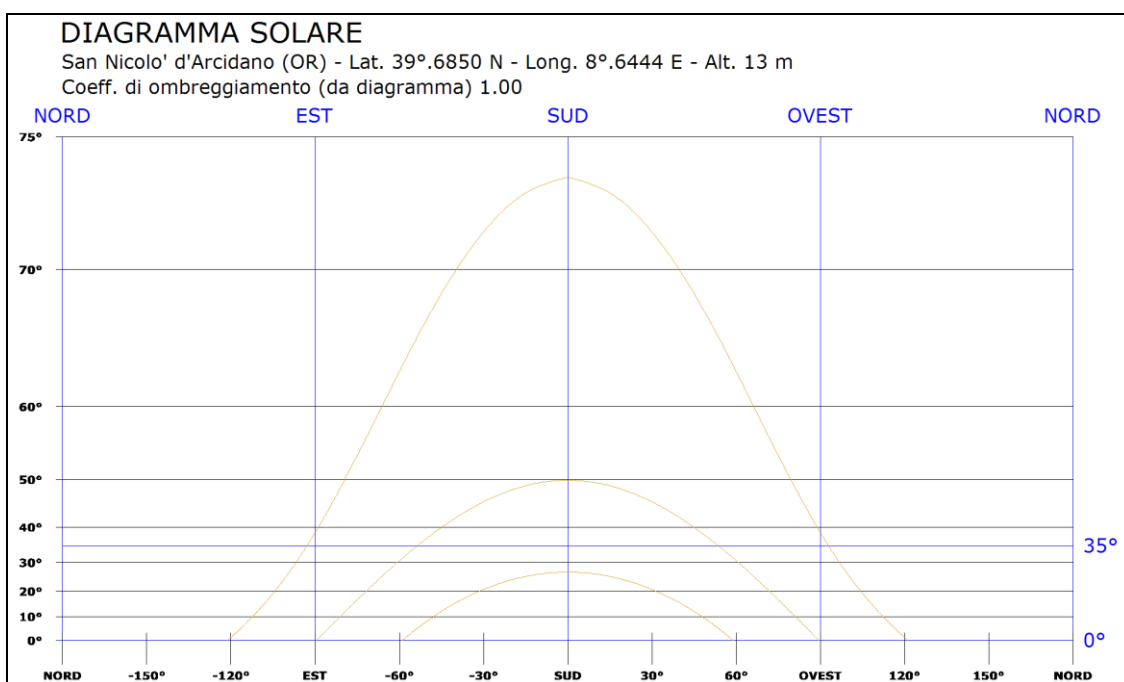


Fig. 7: Diagramma solare Corpo B e C San Nicolò d'Arcidano

RIFLETTANZA

Per tener conto del plus di radiazione dovuta alla riflettanza delle superfici della zona in cui è inserito l'impianto, si sono stimati i valori medi mensili, considerando anche i valori presenti nella norma UNI 10349:

Valori di riflettanza media mensile

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20

La riflettanza media annua è pari a **0.20**.

6 IL FOTOVOLTAICO COME FONTE DI ENERGIA

L'impianto impiega la tecnologia fotovoltaica per convertire l'energia solare in energia elettrica. In quanto fonte di energia rinnovabile (FER), l'energia solare presenta vantaggi fondamentali in termini di benefici energetici, primi tra tutti la sua inesauribilità e la completa assenza di emissioni inquinanti durante il periodo di funzionamento degli impianti. L'incentivazione della produzione di energia elettrica da FER è contemplata da accordi internazionali (COP 21) e nella legislazione nazionale (D.lgs. 79/1999, D.lgs. 387/2003 Decreti MAP Conto Energia 28/07/2005, 6/2/2006 e Decreto Ministeriale 19/02/2007) e si inserisce nelle politiche nazionali e regionali di programmazione energetica in integrazione con risparmio energetico e uso razionale dell'energia.

Gli obiettivi di queste politiche prevedono:

- la riduzione della dipendenza dai combustibili fossili;
- il contenimento delle emissioni di gas serra e quindi degli impatti dei sistemi energetici sui cambiamenti climatici;
- l'abbattimento dei tassi di emissione di inquinanti nocivi per la salute umana e dell'ambiente;
- la diversificazione del mix energetico.

Il recente pacchetto clima-energia è finalizzato a conseguire gli obiettivi che l'UE si è fissata per il 2030, ovvero

- una riduzione almeno del 40% delle emissioni di gas a effetto serra (rispetto ai livelli del 1990)
- una quota almeno del 32% di energia rinnovabile
- un miglioramento almeno del 32,5% dell'efficienza energetica.

L'obiettivo della riduzione del 40% dei gas serra è attuato mediante il sistema di scambio di quote di emissione dell'UE, il regolamento sulla condivisione degli sforzi con gli obiettivi di riduzione delle emissioni degli Stati membri, e il regolamento sull'uso del suolo, il cambiamento di uso del suolo e la silvicoltura. In tal modo tutti i settori contribuiranno al conseguimento dell'obiettivo del 40% riducendo le emissioni e aumentando gli assorbimenti. Il fotovoltaico risponde a tutti gli obiettivi menzionati: l'energia elettrica prodotta dal sole sostituisce l'energia altrimenti prodotta attraverso fonti convenzionali non rinnovabili ed inquinanti e contribuisce alla diversificazione delle fonti, a favore della linea di sviluppo della generazione energetica distribuita. Infine, lo stesso Piano Energetico Regionale (Regione Sardegna), recependo gli indirizzi internazionali e nazionali, promuove lo sviluppo di fonti rinnovabili.

7 RISPARMIO DI ENERGIA PRIMARIA E RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI GAS SERRA

È possibile valutare le quantità di combustibili fossili necessaria a generare la stessa energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico e stimare quindi l'energia primaria risparmiata e le emissioni di gas serra evitate.

Per procedere in questa stima, si ipotizza inizialmente che l'energia elettrica che sarà sostituita da quella fotovoltaica, sia ora prodotta da un mix rappresentativo dei combustibili fossili mediamente utilizzati in Italia per la produzione di energia elettrica.

Tenuto conto dell'efficienza media degli impianti termoelettrici funzionanti attualmente in Italia si calcola che sono necessari 2,56 kWh di energia primaria (fossile) per produrre 1 kWh di energia elettrica (dati ISES Italia).

Il fattore di emissione medio del mix di combustibili considerato è invece pari a 0,53 kg CO₂/kWhE (dati ISES Italia).

La produzione di energia elettrica in corrente alternata dell'impianto fotovoltaico in studio, di potenza **152 745 000 kW** viene calcolata a partire dai dati di producibilità annua, considerando la durata dell'impianto pari a 30 anni e ipotizzando un tasso di decadimento delle prestazioni in funzione delle garanzie dichiarate dei moduli. Ad oggi, la produzione di energia elettrica è per la quasi totalità proveniente da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili sostanzialmente di origine fossile. Quindi, considerando l'energia stimata

come produzione del primo anno, **132 842 062.36 kWh Corpo A**, **57 080 240.40 kWh Corpo C**, **86 333 447.76 kWh Corpo B** e la perdita di efficienza annuale, 0.90 %, le considerazioni successive valgono per il tempo di vita dell'impianto pari a 30 anni.

8 RISPARMIO 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 [TEP/MWh].

Questo coefficiente individua le TEP (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) necessarie per la realizzazione di 1 MWh di energia, ovvero le TEP risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica.

CORPO A

Risparmio di combustibile

Risparmio di combustibile in	TEP
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0.187
TEP risparmiate in un anno	24 841.47
TEP risparmiate in 20 anni	456 559.00

Fonte dati: Delibera EEN 3/08, art. 2

CORPO C

Risparmio di combustibile

Risparmio di combustibile in	TEP
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0.187
TEP risparmiate in un anno	10 674.00
TEP risparmiate in 20 anni	196 176.55

Fonte dati: Delibera EEN 3/08, art. 2

CORPO B

Risparmio di combustibile

Risparmio di combustibile in	TEP
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0.187
TEP risparmiate in un anno	16 144.35
TEP risparmiate in 20 anni	296 715.60

Fonte dati: Delibera EEN 3/08, art. 2

8.1 EMISSIONI EVITATE IN ATMOSFERA

Inoltre, l'impianto fotovoltaico consente la riduzione di emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra.

CORPO A

Emissioni evitate in atmosfera

Emissioni evitate in atmosfera di	CO ₂	SO ₂	NO _x	Polveri
Emissioni specifiche in atmosfera [g/kWh]	474.0	0.373	0.427	0.014
Emissioni evitate in un anno [kg]	62 967 137.56	49 550.09	56 723.56	1 859.79
Emissioni evitate in 20 anni [kg]	1 157 267 194.75	910 676.51	1 042 517.07	34 180.89

Fonte dati: Rapporto ambientale ENEL 2013

CORPO C

Emissioni evitate in atmosfera

Emissioni evitate in atmosfera di	CO ₂	SO ₂	NO _x	Polveri
Emissioni specifiche in atmosfera [g/kWh]	474.0	0.373	0.427	0.014
Emissioni evitate in un anno [kg]	27 056 033.95	21 290.93	24 373.26	799.12
Emissioni evitate in 20 anni [kg]	497 260 344.43	391 304.03	447 953.94	14 687.01

Fonte dati: Rapporto ambientale ENEL 201

CORPO B

Emissioni evitate in atmosfera

Emissioni evitate in atmosfera di	CO ₂	SO ₂	NO _x	Polveri
Emissioni specifiche in atmosfera [g/kWh]	474.0	0.373	0.427	0.014
Emissioni evitate in un anno [kg]	40 922 054.24	32 202.38	36 864.38	1 208.67
Emissioni evitate in 20 anni [kg]	752 102 648.27	591 844.49	677 527.07	22 214.00

Fonte dati: Rapporto ambientale ENEL 2013

9 ATTENUAZIONE DEI PICCHI DI PRODUZIONE ENERGETICA CONVENZIONALE

L'impianto fotovoltaico raggiunge i picchi di produzione durante gli intervalli temporali costituiti dalle ore centrali dei giorni del periodo estivo. All'interno di questi stessi intervalli temporali si verificano anche i picchi massimi di fabbisogno elettrico nazionale. Questo fenomeno, dovuto soprattutto all'utilizzo sempre più intenso e diffuso degli impianti di raffrescamento degli edifici nella realtà italiana, ha registrato una crescita costante negli ultimi anni. Il dimensionamento della potenza totale installata nonché della capacità totale di trasporto della rete, per il Paese, è determinato dai picchi massimi di fabbisogno.

È inoltre da considerare che l'energia di picco viene tipicamente fornita da centrali termoelettriche alimentate a combustibili fossili, per via della programmabilità del loro

funzionamento. La riduzione dei picchi comporta quindi una riduzione della necessità strutturale di impianti termoelettrici e infrastrutture di trasporto, insieme ad una maggiore sicurezza della rete.

La sovrapposizione temporale tra picchi di produzione dell'impianto fotovoltaico e picchi di fabbisogno nazionale comporta un effettivo smorzamento di questi ultimi. L'impianto, quindi, persegue pienamente i benefici energetici, in termini di investimenti su opere e infrastrutture, appena menzionati.

10 ANALISI DELLE INTERFERENZE

Di seguito si riporta una breve sintesi non esaustiva delle potenziali interferenze dell'impianto, durante le diverse fasi di progetto. Per la trattazione completa delle interferenze e degli impatti si rimanda allo Studio di Impatto Ambientale.

10.1 ANALISI DELLE INTERFERENZE IN FASE DI CANTIERE E DISMISSIONE

Vengono di seguito analizzate le differenti azioni di progetto che si verificano sia in fase di cantiere (considerato sia come realizzazione che come dismissione) che di esercizio. Esse sono, in ogni caso, dettagliate all'interno del SIA.

Per quanto concerne le emissioni, durante le fasi di cantiere per l'allestimento del parco fotovoltaico e di dismissione dello stesso, le emissioni gassose in atmosfera sono imputabili al traffico veicolare e prevedono l'utilizzo di circa 120 mezzi lungo tutta la durata del cantiere, per il trasporto delle strutture, dei moduli e delle altre utilities.

Il rumore prodotto è relativo alla preparazione del terreno, al montaggio delle strutture e ai mezzi meccanici utilizzati. Il consumo di risorse si verifica come occupazione di suolo per l'installazione del parco fotovoltaico. L'occupazione di suolo in fase di installazione dell'impianto sarà dovuta sia allo stoccaggio dei materiali quali tubazioni, moduli, cavi e materiali da costruzione che dei rifiuti prodotti (imballaggi). In fase di dismissione dell'impianto saranno rimosse tutte le strutture facendo attenzione a non asportare il suolo e verranno ripristinate le condizioni esistenti. I rifiuti prodotti in fase di cantiere, dovuti agli imballaggi, saranno essenzialmente costituiti da cartone, legno, plastica e polistirolo che verranno inviati al recupero.

In fase di dismissione le principali componenti dei rifiuti risulteranno: pali in acciaio zincato (TRACKERS), profili in alluminio, viti, dadi, morsetti, cavi in rame, moduli fotovoltaici, cabine, inverter e trasformatori, materiale elettrico e materiale inerte; anch'essi verranno inviati a recupero. Le componenti metalliche posseggono di fatto un grosso valore di mercato e i moduli fotovoltaici solitamente vengono ritirate dalla ditta produttrice. Sia durante la fase di cantiere che di dismissione dell'impianto non si richiederà la fornitura di servizi quali trattamento acque reflue e raccolta rifiuti particolari. Le interferenze con la componente vegetazione sono riconducibili all'occupazione del sito, che modifica parzialmente le condizioni ecologiche per l'accrescimento della vegetazione, tuttavia non considerabile di pregio, essendo il sito caratterizzato da sviluppo della vegetazione arbustiva rado e disomogeneo a seconda del settore dell'impianto. Le interferenze con la fauna sono imputabili al disturbo generato in fase di cantiere ed alla limitata sottrazione di habitat non di pregio.

10.2 ANALISI DELLE INTERFERENZE IN FASE DI ESERCIZIO

La durata di vita di un impianto fotovoltaico si aggira in media intorno ai 30 anni. Le potenziali interferenze durante la fase di esercizio sono relative esclusivamente alla manutenzione dell'impianto, peraltro di minima entità data la tipologia dello stesso, ed alla sua presenza come elemento sul territorio.

Durante la fase di esercizio non si genereranno rumore ed emissioni in atmosfera poiché non vi sono sorgenti significative. Al contrario, la realizzazione di un impianto per lo sfruttamento fotovoltaico dell'energia solare dal punto di vista ambientale ha un'interferenza positiva in atmosfera, contribuendo alla diminuzione dei consumi di combustibili non rinnovabili (petrolio e gas) e delle relative emissioni inquinanti e di gas serra, in sintonia con le richieste del Protocollo di Kyoto redatto e sottoscritto nel 1997 dall'Italia (ogni kWh prodotto dal sistema FV evita l'emissione di circa 0,53 kg di anidride carbonica).

Interferenze dell'impianto con la componente di paesaggio si manifesta nell'occupazione di suolo dovuta alla presenza stessa del parco fotovoltaico.

Il consumo di risorse in fase di esercizio prevede lo sfruttamento di risorse idriche per la pulizia dei pannelli. A tale scopo sarà utilizzata solamente acqua senza detersivi. La

quantità di acqua necessaria dipende dalle condizioni climatiche e dal livello di inquinamento dei luoghi. In particolare, ipotizzando che i fenomeni piovosi all'anno siano scarsi e che lo strato erbaceo sotto i moduli eviti l'ulteriore movimentazione di polveri, si prevede l'utilizzo di circa 350 m³ all'anno di acqua per la pulizia dei pannelli. La stessa acqua utilizzata per la pulizia, poiché priva di detergenti, sarà usata per irrigare qualora necessario le aree erbacee e arbustive previste nel progetto.

La produzione di rifiuti in questa fase è nulla o limitata esclusivamente alla manutenzione dell'impianto, come nel caso di sostituzione delle apparecchiature (imballaggi, ecc.).

Le interferenze potenziali sul paesaggio derivano dalla presenza sul territorio della struttura tecnologica che crea parziali alterazioni visive, in particolare dai recettori lineari dai quali si avrà la percezione maggiore, che tuttavia verranno ampiamente limitate grazie all'inserimento delle fasce di mitigazione, mentre non sarà visibile da nessuno dei centri abitati perché risultano molto distanti dall'area di progetto. L'impianto prevede inoltre una riqualifica ambientale (mascheratura vegetale) con la piantumazione di elementi arborei ed arbustivi allo scopo di realizzare una barriera verde ed armonizzare l'inserimento dell'impianto.

Per quanto concerne le radiazioni non ionizzanti l'interferenza sarà dovuta ai soli campi elettromagnetici correlati alla trasmissione dell'energia elettrica, che avviene mediante:

- linee di bassa tensione continua che collegheranno i moduli ai quadri e all'inverter;
- il cavo di media tensione alternata che collega l'inverter alla cabina di consegna;
- il cavo di collegamento della cabina di consegna al primo palo di linea aerea;
- l'elettrodotto di collegamento alla linea aerea esistente.

I campi elettromagnetici prodotti dai cavi in canaletta fuori terra e quelli prodotti dalle cabine di trasformazione sono da considerarsi poco significativi, in particolare questi ultimi si mantengono solo entro qualche metro di distanza dal perimetro della cabina stessa.

11 CONCLUSIONI

L'area identificata per il Progetto di realizzazione dell'impianto agro-fotovoltaico denominato **"Green and Blue SU SOI ABC"** di produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica della potenza di **152 MW ricadente nel territorio del Comune di Guspini e San Nicolò d'Arcidano** e delle relative opere di connessione.

Sulla base dell'analisi condotta nei capitoli precedenti, il progetto in esame si caratterizza per il fatto che molte delle interferenze sono a carattere temporaneo, principalmente legate alle attività di cantiere necessarie alle fasi di costruzione e successiva dismissione dell'impianto fotovoltaico. Le restanti interferenze sono quelle legate alla fase di esercizio, ovvero alla "vita" dell'impianto, e sono legate ad azioni relative esclusivamente alla manutenzione, peraltro di minima entità, ed alla presenza dell'impianto come elemento sul territorio.

Relativamente al beneficio energetico immediato, nel corso del primo anno di vita si ravvisa un risparmio di **TEP 24 841.47 Corpo A, TEP 10 674.00 Corpo C, TEP 16 144.35 Corpo B**, di energia primaria e la conseguente mancata emissione annua di CO₂ pari a **Corpo A: 62 967 137.56 kg, Corpo C: 27 056 033.95 kg, Corpo B: 40 922 054.24 kg**.

Le valutazioni effettuate sono conservative e sottostimano i benefici energetici, in quanto non sono stati considerati gli aggravii energetici ed emissivi connessi all'approvvigionamento (ricerca, estrazione, raffinazione, trasporto) dei combustibili fossili. Deve essere considerato, per raffronto, che l'approvvigionamento dell'energia solare è invece, per sua natura, a costo zero.

Sulla base di quanto riportato nei paragrafi precedenti, l'area interessata dallo sviluppo dell'impianto fotovoltaico risulta particolarmente idonea a questo tipo di utilizzo in quanto caratterizzata da un irraggiamento solare tra le più alte del Paese, la quasi totale assenza di rischi legati a fenomeni quali calamità naturali e la valorizzazione di un suolo che, anche in ragione delle attività pregresse, risulta attualmente di scarsa appetibilità.

Focalizzando l'attenzione sulla sola scala locale, le considerazioni precedentemente riportate mostrano come l'iniziativa proposta non presenti significative ricadute negative sull'ambiente e il territorio, altresì permetta una rivalutazione in termini di utilizzo maggiormente sostenibile di un'area che altrimenti avrebbe un potenziale di ripristino molto limitato.