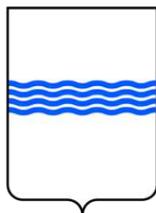


**REGIONE BASILICATA****PROVINCIA DI POTENZA****COMUNE DI BANZI**

Denominazione impianto:

**MASSERIA REGINA**

Ubicazione:

**Comune di Banzi (PZ)**  
**Località "Masseria Regina"**

Foglio: 15/16

Particelle: varie

**PROGETTO DEFINITIVO**

**per la realizzazione di un impianto agrovoltaico da ubicare in agro del comune di Banzi (PZ) in località "Masseria Regina", potenza nominale pari a 19,943 MW in DC e potenza in immissione pari a 18,7 MW AC, e delle relative opere di connessione alla RTN ricadenti nei comuni di Banzi (PZ) e Palazzo San Gervasio (PZ).**

PROPONENTE

**BANZI ENERGIA S.r.l.**

Corso Libertà n. 17

VERCELLI (VC) - 13100

P.IVA 02737570024

PEC: [banzienergia@legalmail.it](mailto:banzienergia@legalmail.it)

ELABORATO

**Relazione Generale**

Tav. n°

**A.1**

Scala

Aggiornamenti	Numero	Data	Motivo	Eseguito	Verificato	Approvato
	Rev 0	Aprile 2022	Istanza per l'avvio del procedimento di rilascio del provvedimento di VIA nell'ambito del Provvedimento Unico in materia Ambientale ai sensi dell'art.27 del D.Lgs.152/2006 e ss.mm.ii.			

PROGETTAZIONE

**GRM GROUP S.R.L.**

Via Tirreno n.63 - 85100 Potenza (Pz)

PEC: [grmgroupsrl@pec.it](mailto:grmgroupsrl@pec.it)

Cell:3286812690



IL TECNICO

**Dott. Ing. SAVERIO GRAMEGNA**

Via Caduti di Nassiriya n. 179 - 70022 Altamura (BA)

Ordine degli Ingegneri di Bari n. 8443

PEC: [saverio.gramegna@ingpec.eu](mailto:saverio.gramegna@ingpec.eu)

Cell: 3286812690



Spazio riservato agli Enti

## SOMMARIO

<b>1</b>	<b>INTRODUZIONE</b>	<b>2</b>
<b>2</b>	<b>IL PANORAMA ENERGETICO</b>	<b>6</b>
2.1	LO SCENARIO MONDIALE	6
2.2	LO SCENARIO EUROPEO	8
2.2.1	LE FONTI RINNOVABILI IN ITALIA	8
2.2.2	LE FONTI ENERGETICHE IN BASILICATA	11
<b>7</b>	<b>DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO</b>	<b>23</b>
7.1	INQUADRAMENTO TERRITORIALE	23
7.1.1	DESCRIZIONE DELLE RETI INFRASTRUTTURALI ESISTENTI	26
7.1.2	DESCRIZIONE DELLA VIABILITÀ DI ACCESSO ALL'AREA	26
<b>8</b>	<b>DESCRIZIONE TECNICA DEL PROGETTO</b>	<b>27</b>
8.1	LINEE GUIDA E CRITERI PROGETTUALI	27
8.1.1	IDENTIFICAZIONE DELL'AREA DI PERTINENZA DELL'IMPIANTO	28
8.2	PARAMETRI DIMENSIONALI E STRUTTURALI	29
<b>9</b>	<b>FASI PROGETTUALI (CANTIERE, ESERCIZIO E DISMISSIONE)</b>	<b>35</b>
9.1	FASE DI CANTIERE	35
9.1.1	IMPIANTO DI PRODUZIONE	35
9.1.2	CAVIDOTTI DI CONNESSIONE	37
9.1.3	SOTTOSTAZIONE ELETTRICA DI TRASFORMAZIONE MT/AT	38
9.1.4	CRONOPROGRAMMA DEI LAVORI DI COSTRUZIONE DELL'IMPIANTO	38
9.2	FASE DI ESERCIZIO	40
9.3	FASE DI DISMISSIONE	40
<b>10</b>	<b>PRODUCIBILITÀ</b>	<b>43</b>

## 1 INTRODUZIONE

Obiettivo dell’iniziativa imprenditoriale è la realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile solare a conversione fotovoltaica nel Comune di BANZI (PZ) in Località “Mass. Regina”, congiuntamente alla coltivazione agricola, con opere di connessione ricadenti nei comuni di BANZI e PALAZZO SAN GERVASIO.

L’ambito territoriale di riferimento interessato dal progetto fotovoltaico è rappresentato nelle seguenti figure.

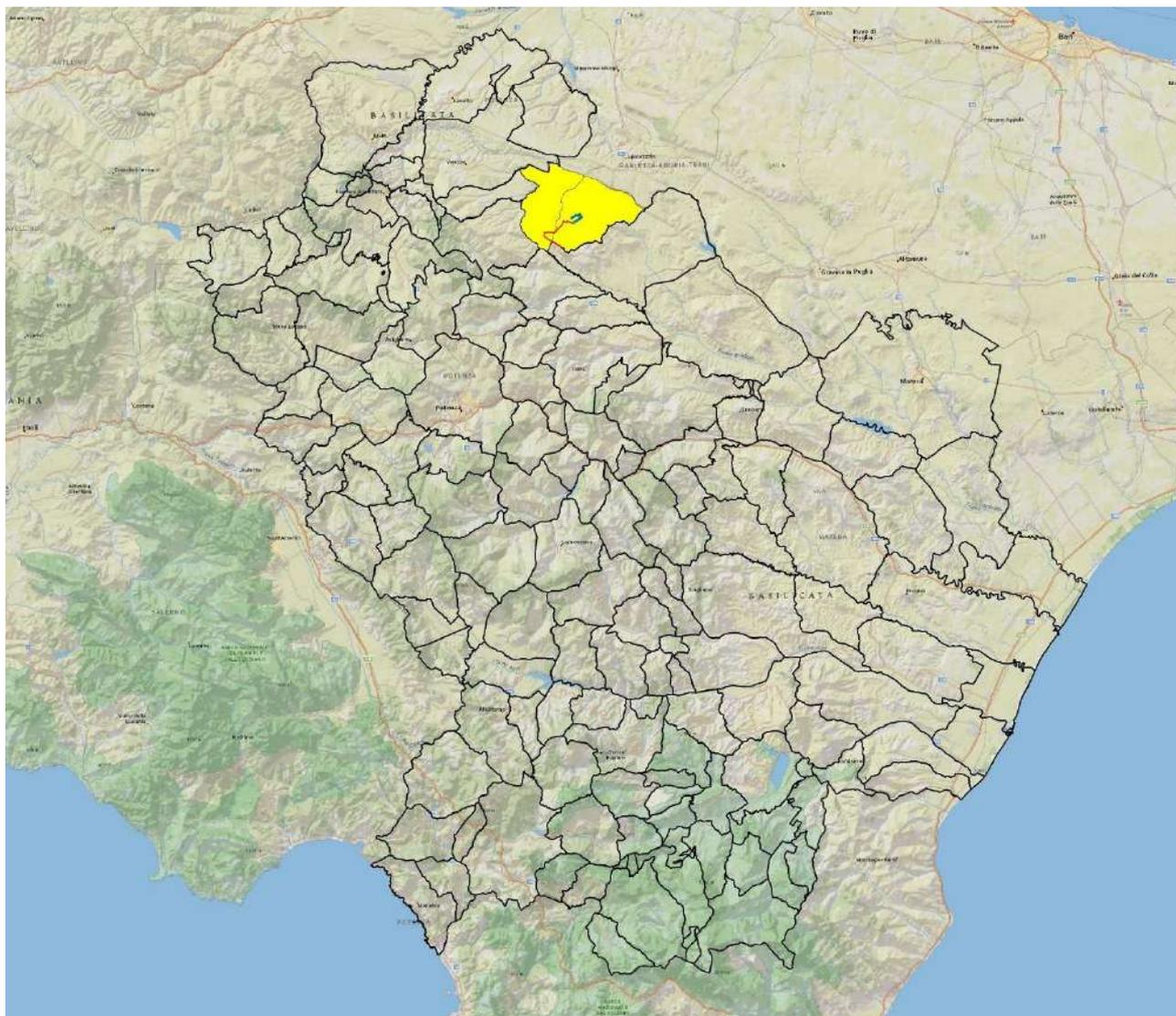


Figura 1.1. – Inquadramento regionale area di progetto.

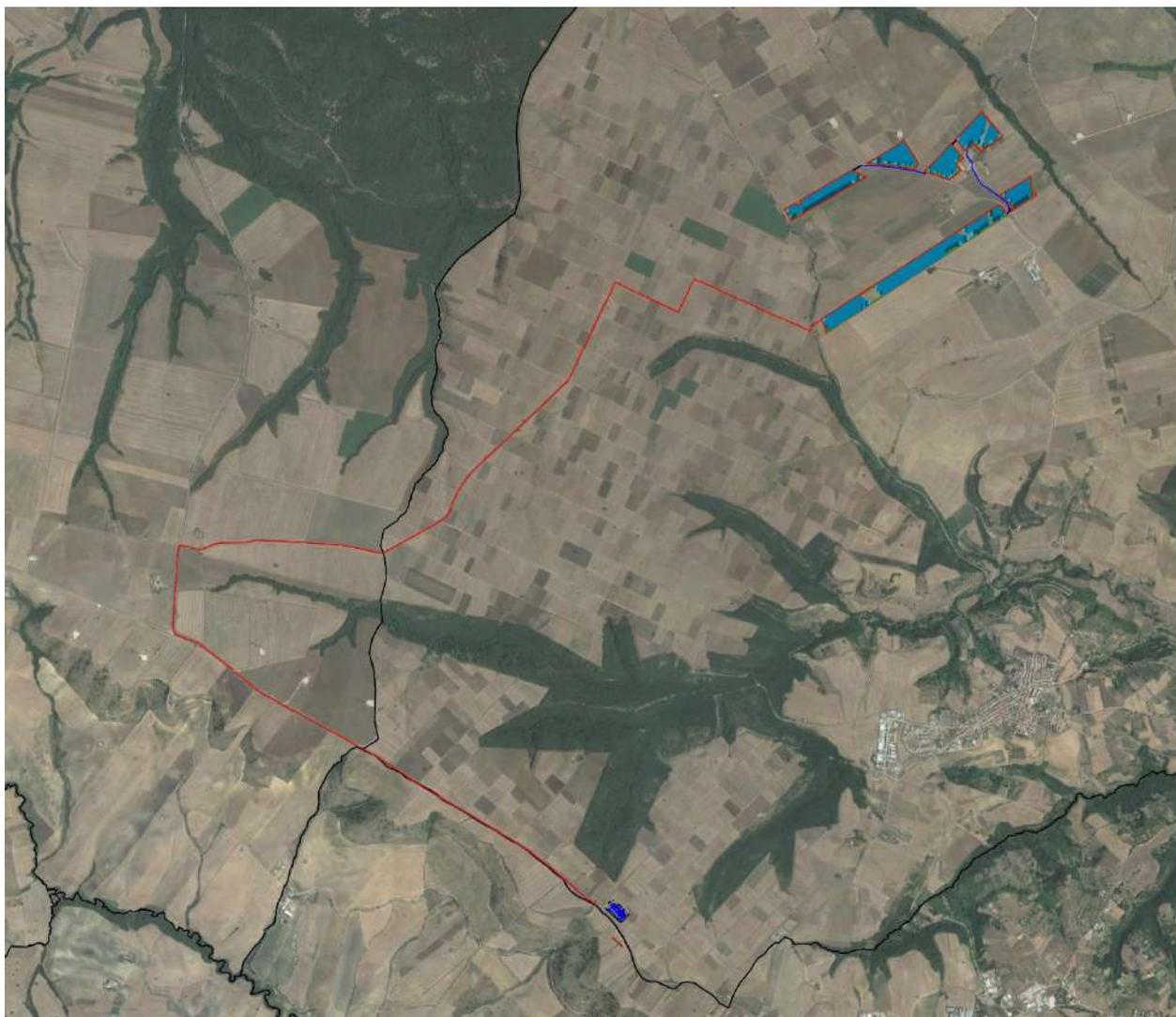


Figura 1.2. – Aree interessate dall’impianto.

L’impianto fotovoltaico sarà installato su un’area che ricade nella porzione ovest del territorio comunale di Banzi (PZ) denominato *Località Mass. Regina* mentre le opere di connessione, in particolare il cavi-dotto, toccherà la parte a sud del comune di Palazzo San Gervasio.

Le distanze dai comuni sono rispettivamente 2,6 km circa in direzione sud dal centro abitato di Banzi e 4,4 km circa in direzione nord dal comune di Palazzo San Gervasio.

L’impianto interessa una superficie complessiva pari a **28, ettari**, nel comune di Banzi, che insiste in una superficie più ampia (31,7 ettari) individuata al NCT al Foglio 15 particelle 81-167-120-80 e Foglio 16 particelle 270-215; la Stazione Terna e la stazione di utenza sono collocate nel comune di Banzi rispettivamente al foglio 42 particelle 81-62-67-49-48-79-80-50.

Il soggetto proponente è:

Ragione Sociale: **BANZI ENERGIA SRL**

Sede Legale: Corso Libertà n. 17- 13100 VERCELLI (VC)

Partita iva: 02737570024

La presente iniziativa si inserisce in un più ampio programma di investimenti atti a contrastare il cambiamento climatico che ha acquisito rilevanza negli ultimi anni fino a diventare uno dei problemi che più preoccupa la popolazione mondiale. A questo riguardo, lo sviluppo delle energie rinnovabili e l'efficienza energetica sono fondamentali per fronteggiare la situazione, a maggior ragione con gli ambiziosi obiettivi stabiliti dal PNIEC per l'anno 2030 e che, dalla loro pubblicazione, hanno determinato un forte aumento dell'interesse per lo sviluppo di progetti rinnovabili, con fotovoltaico ed eolico come principali fonti di generazione elettrica.



Figura 1.3.– impianto integrato nel prosieguo dell'attività agricola

Negli ultimi anni ci sono stati grandi passi in avanti nell'ottica dello sviluppo di progetti rinnovabili, studiando nuove modalità di generazione di energia elettrica con un'integrazione totalmente sostenibile e rispettosa dell'ambiente. È il caso dell'agri-fotovoltaico, attraverso il quale la produzione di energia da fonte fotovoltaica rinnovabile si coniuga con la prosecuzione dell'attività agricola e pastorale nei fondi occupati dai pannelli.

La complessità insita in un progetto agri-fotovoltaico è quella di razionalizzare il più possibile l'uso del suolo. Il progetto ha trovato un'ottima e valida soluzione nell'utilizzo dei tracker mono-assiali; l'installazione dei pannelli sugli inseguitori solari consente di "liberare" il fondo dalla presenza degli ingombranti e tradizionali pannelli "a terra", restituendo, di conseguenza, un fondo in gran parte libero che può continuare ad essere utilizzato per fini agricoli.

Fotovoltaico e agricoltura possono coesistere sullo stesso appezzamento di terreno aumentando l'efficienza complessiva del fondo. Come dimostrato da recenti studi sperimentali sull'energia solare fotovoltaica, la coesistenza delle due attività porta benefici ad entrambe.



Figura 1.4. –Colture agricole tra le file di pannelli fotovoltaici

I pannelli offrono un benefico effetto di ombreggiamento e protezione delle colture sottostanti, garantendo una giusta mitigazione della temperatura tra l'eccessivo surriscaldamento diurno e le repentine riduzioni delle temperature notturne. Inoltre la riduzione di evaporazione del terreno, grazie alla presenza dei pannelli installati, tiene questo più umido permettendo quindi un minor consumo di acqua per uso irriguo. E' stato osservato su alcuni impianti sperimentali che le coltivazioni poste al di sotto dei pannelli fotovoltaici sono aumentate, nel loro picco più alto, del 12% rispetto a coltivazioni di tipo "tradizionale".

La presenza delle colture, al contempo, genera un benefico aumento dell'umidità dell'aria nelle zone sottostanti i moduli: essa favorisce da un lato la crescita di queste e, dall'altro, riduce la temperatura media dei moduli con evidenti vantaggi sulla conversione in energia elettrica dell'energia solare.

L'energia prodotta dal generatore fotovoltaico, verrà convogliata nel punto di connessione identificato dal codice pratica **Terna ID 202001101**.

Il progetto rientra nelle categorie d'opera elencate al punto 2 lettera b) dell'Allegato II alla parte seconda del D. Lgs. 152/2006 "*Impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica con potenza complessiva superiore a 10 MW*". (fattispecie aggiunta dall'art. 31, comma 6, della legge n.108 del 2021)".

Il presente progetto sarà sottoposto a Studio di Impatto Ambientale ai sensi del D. Lgs. 152/2006 art 22 Titolo III Parte seconda (così come modificato dall'art. 11 del D. Lgs 104/2017); Allegato VII alla Parte Seconda (come sostituito dall'art. 22 D. Lgs 104/2017) e della Legge Regionale 14 dicembre 1998 n. 47 della Regione Basilicata, denominata "*Disciplina della Valutazione di Impatto Ambientale e norme per la Tutela dell'Ambiente*" che ordina a scala regionale la materia "*al fine di tutelare e migliorare la salute umana, la qualità della vita dei cittadini, della flora e della fauna, salvaguardare il patrimonio naturale e culturale, la capacità di riproduzione dell'ecosistema, delle risorse e la molteplicità delle specie*", come riportato testualmente all'art. 1 delle Norme Generali; nonché seguendo le linee guida SNPA 28/2020 "*Norme tecniche per la redazione degli Studi di Impatto Ambientale*".

## 2 IL PANORAMA ENERGETICO

### 2.1 LO SCENARIO MONDIALE

La pandemia di Covid-19 seguita dai recenti eventi che hanno interessato Russia e Ucraina, e di conseguenza gli equilibri politici, economici ed energetici mondiali, hanno causato più sconvolgimenti nel settore energetico di qualsiasi altro evento della storia recente, lasciando un impatto che si farà sentire per gli anni a venire.

Per prevenire carenze energetiche, dati i recenti avvenimenti causati dalla guerra, si punta all'indipendenza energetica dei paesi. L'utilizzo di fonti rinnovabili, come quella solare, eolica, termica ecc, è un primo passo per un'indipendenza energetica a 0 emissioni.

Le energie rinnovabili crescono rapidamente in tutti i gli scenari, con il solare al centro di questa nuova costellazione di tecnologie per la generazione di elettricità. Politiche di sostegno e tecnologie mature consentono un accesso economico a capitali nei principali mercati per il finanziamento. Con le nette riduzioni dei costi nell'ultimo decennio, il solare fotovoltaico continua ad essere più economico delle nuove centrali elettriche a carbone o a gas nella maggior parte dei paesi e i progetti solari ora offrono l'elettricità al costo più basso di sempre. Nello scenario STEPS, le rinnovabili soddisfano l'80% della crescita della domanda globale di elettricità fino al 2030. L'energia idroelettrica rimane la più grande fonte rinnovabile di elettricità, ma il solare è il principale motore della crescita poiché stabilisce nuovi record di capacità installata ogni anno dopo il 2022, seguito dall'eolico onshore e offshore.

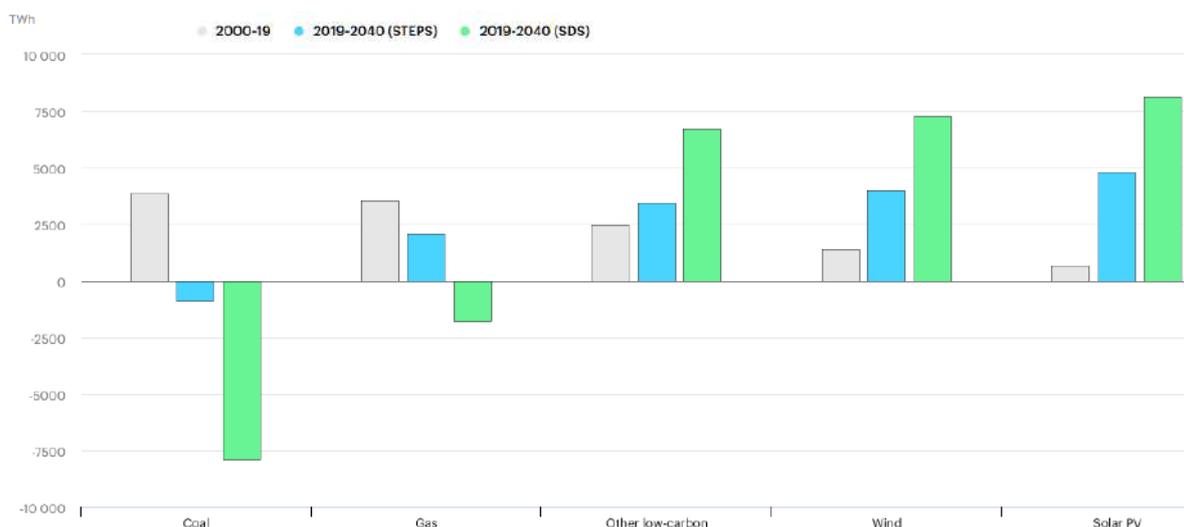


Figura 3.4. – Variazione della produzione globale di elettricità per fonte e scenario - Fonte IEA

L'avanzamento delle fonti rinnovabili di generazione, e dell'energia solare in particolare, così come il contributo dell'energia nucleare, è molto più forte nello scenario SDS e nel caso NZE2050. La velocità del cambiamento del settore elettrico attribuisce un'ulteriore importanza a reti robuste e ad altre fonti di flessi-

bilità, nonché a fornire affidabili di minerali e metalli importanti che sono vitali per la transizione energetica. I sistemi di accumulo giocano un ruolo sempre più vitale nel garantire il funzionamento flessibile dei sistemi di alimentazione, con l'India che diventa il più grande mercato di batterie su scala industriale.

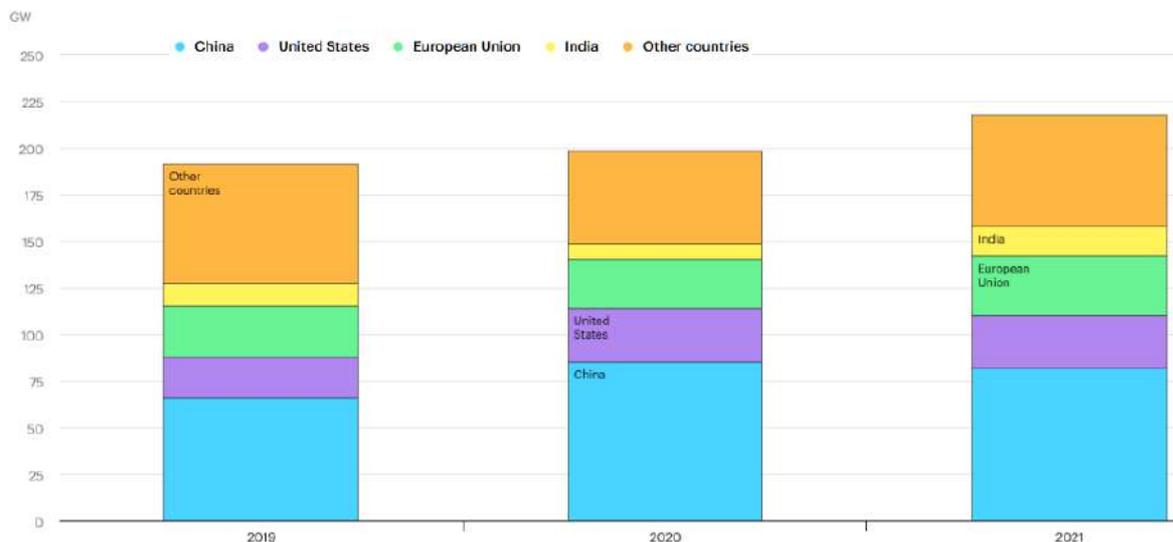


Figura 3.5. – Aumento capacità energia rinnovabile per paese/regione 2019-2021 – Fonte IEA

La domanda di carbone non torna ai livelli pre-crisi nello scenario STEPS e la sua quota nel mix energetico 2040 scende al di sotto del 20% per la prima volta dalla rivoluzione industriale. L'utilizzo del carbone per la produzione di energia elettrica è fortemente influenzato dalle revisioni al ribasso della domanda di elettricità e il suo utilizzo nell'industria è mitigato dalla minore attività economica.

Le politiche di eliminazione graduale del carbone, l'aumento delle energie rinnovabili e la concorrenza del gas naturale portano al ritiro di 275 gigawatt (GW) di capacità a carbone in tutto il mondo entro il 2025 (13% del totale 2019), di cui 100 GW negli Stati Uniti e 75 GW nell'Unione Europea. Gli aumenti previsti nella domanda di carbone nelle economie in via di sviluppo in Asia sono nettamente inferiori rispetto alle precedenti edizioni del WEO: la quota di carbone nel mix globale di generazione elettrica scende dal 37% nel 2019 al 28% nel 2030 nello scenario STEPS e al 15% nello scenario SDS.

Una delle opzioni identificate per evitare l'emissione di CO<sub>2</sub> legata all'utilizzo di combustibili fossili è il Carbon Capture and Storage (CCS). Con questa tecnologia, la CO<sub>2</sub> emessa con la combustione di fossili viene catturata, compressa e stoccata permanentemente in reservoir sotterranei.

L'OPEC pronostica altresì che nel 2040 il contributo del petrolio al mix energetico diminuirà dall'attuale 31 al 28%.

Secondo l'IEA, la domanda di petrolio per i paesi OPEC+ verrà ridotta passando dal 53% dello scorso decennio al 47% nel 2030. In ogni caso, tali paesi continueranno a fornire quasi la metà del fabbisogno petrolifero globale. Il ruolo dell'OPEC+ e in particolare della Russia e dell'Arabia Saudita rimarrà quindi fonda-

mentale nel panorama energetico dei prossimi decenni. Si può quindi concludere che i tre cambiamenti energetici strutturali dell'ultimo decennio, cioè lotta al cambiamento climatico, shale oil and gas revolutions e la nascita dell'OPEC+, continueranno a essere fondamentali nei prossimi anni.

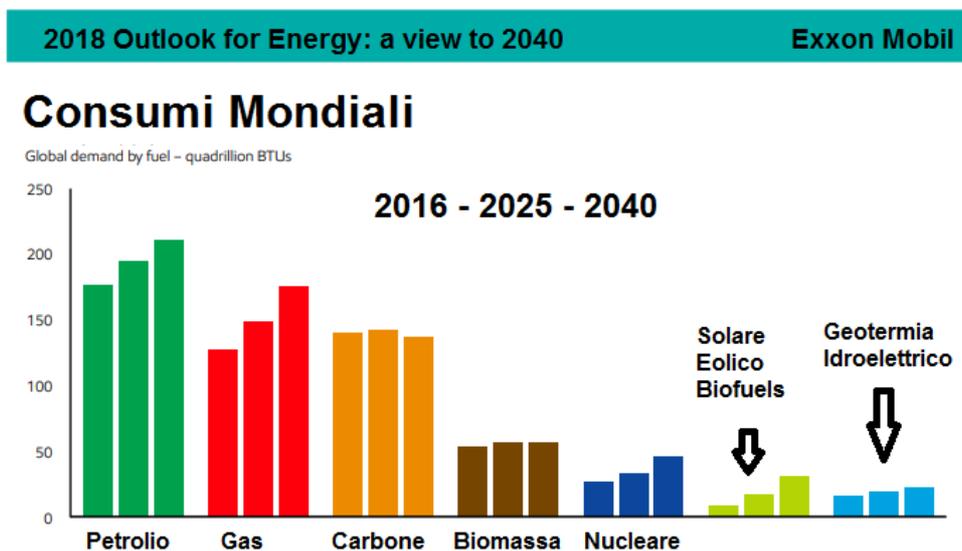


Figura 3.6. – Consumi mondiali di energia.

## 2.2 LO SCENARIO EUROPEO

Nel 2021, l'Unione Europea ha importato dalla Russia 155 miliardi di metri cubi di gas naturale, pari a circa il 45% delle importazioni di gas dell'UE e vicino al 40% del suo consumo totale di gas. I progressi verso le ambizioni di zero netto dell'Europa ridurranno nel tempo l'uso e le importazioni di gas, ma la crisi odierna solleva la domanda specifica sulle importazioni dalla Russia e su cosa si può fare di più nell'immediato futuro per ridurle. Le azioni chiave raccomandate dell'AIE includono la non firma di nuovi contratti per il gas con la Russia; massimizzare le forniture di gas da altre fonti; accelerare la diffusione di energia **solare ed eolica**; sfruttare al meglio le fonti energetiche a basse emissioni esistenti, come il nucleare e **le rinnovabili**; e intensificare le misure di efficienza energetica nelle case e nelle imprese.

### 2.2.1 Le fonti rinnovabili in Italia

Nei 15 anni compresi tra il 2004 e il 2018 la potenza efficiente lorda degli impianti FER installati in Italia è aumentata da 20.091 MW a 54.301 MW, con una variazione complessiva di 34.210 MW e un tasso di crescita medio annuo pari al 7%; gli anni caratterizzati da incrementi maggiori di potenza sono il 2011 e il 2012. La potenza installata complessiva degli impianti entrati in esercizio nel corso del 2018 è pari a 1.042 MW; si tratta di un incremento poco superiore a quello registrato nel 2017 rispetto al 2016 (+1.001 MW).

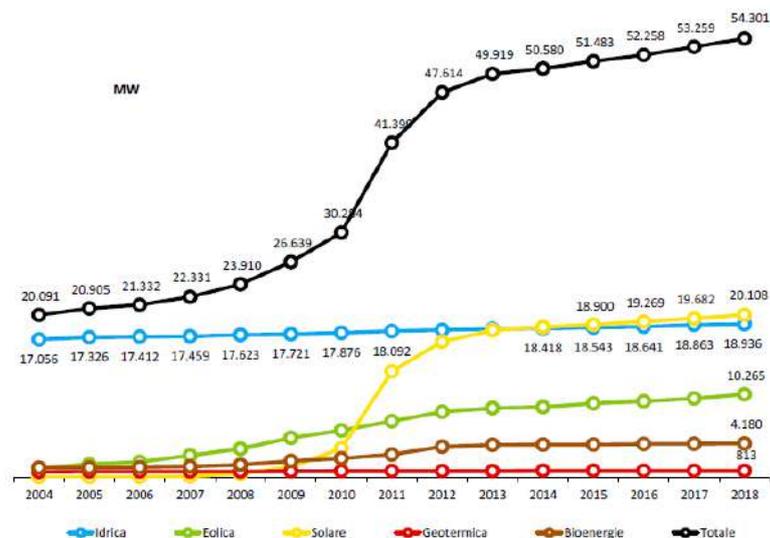


Figura 3.19 – Potenza installata degli impianti di produzione elettrica alimentati da FER – Fonte: elaborazioni GSE su dati Terna e GSE.

Ammonta a 114,6 miliardi di chilowattora la generazione da fonti rinnovabili elettriche nel 2019 in Italia, a fronte di una domanda elettrica nazionale di 316,6 TWh. Si tratta appena di 1,4 TWh verdi in più rispetto al 2018 (+1,3%), anche se, in termini assoluti, è il massimo di sempre. Con una domanda sul 2018 in leggerissima discesa (-0,6%), nel 2019 le rinnovabili hanno coperto il 35,9% della richiesta di elettricità nazionale, mentre hanno costituito il 40,4% della produzione elettrica interna, esattamente come nel 2018. Nel grafico la quota delle rinnovabili sulla domanda elettrica dal 2014 al 2019: il dato del 2019 è inferiore solo al 2014.

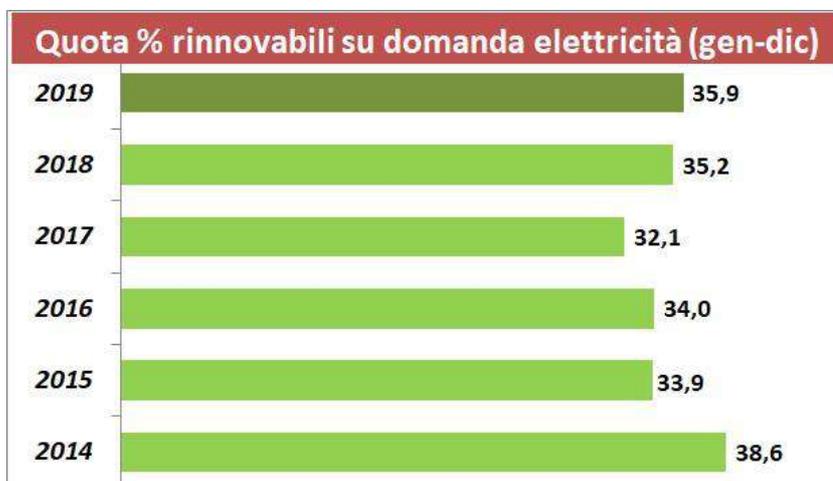


Figura 3.20. – Quota Energie Rinnovabili sulla domanda elettrica.

Tra le rinnovabili si registra un calo dell'idroelettrico del 5,9%, rispetto al 2018 (-2,9 TWh), più che compensato dalla crescita di eolico (+14,3%) e fotovoltaico (+9,3%) che insieme generano 4,5 TWh in più rispetto al 2018. Insieme eolico e fotovoltaico producono nel 2019 quasi 44,4 TWh, contro i 39,8 TWh del 2018. Nel 2019 l'eolico soddisfa il 6,3% della domanda elettrica italiana, mentre il FV arriva al 7,6%. Per entrambe le fonti è il livello più alto di sempre. Insieme coprono così il 13,9% della domanda (nel 2018 erano, insieme, al 12,4%). Qui l'andamento della generazione da eolico e FV dal 2014; da allora la produzione delle fonti è cresciuta di 7,5 TWh/anno.

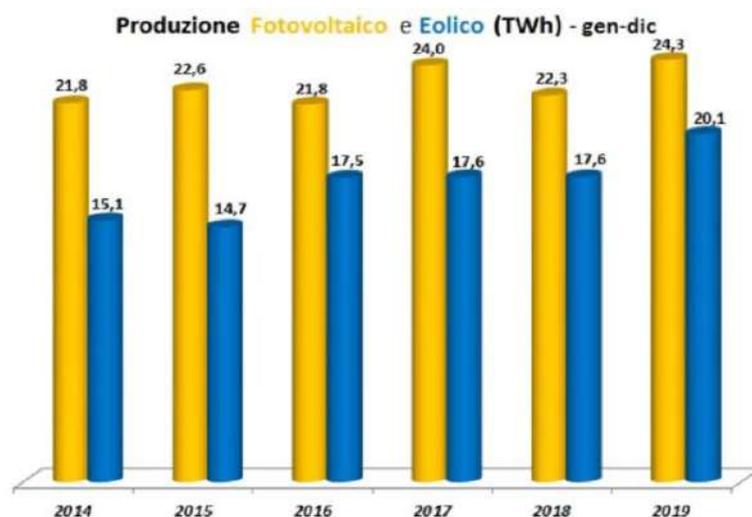


Figura 3.21. – Andamento della produzione di Fotovoltaico ed Eolico.

In leggero aumento nel 2019 la generazione da termoelettrico (+1,3%), con poco più di 2,4 TWh in più generati sul 2018. Le importazioni si riducono del 6,8%, con un saldo con l'estero di poco più di 38 TWh (-13,1% sul 2018). Nel 2019 la massima richiesta di elettricità mensile si è avuta a luglio con 31,2 TWh. Su base territoriale lo scorso anno la variazione percentuale del fabbisogno di elettricità è stata pari a -1,9% complessivamente nella zona Nord, a +0,3% al Centro, +2,1% al Sud e -0,8% nelle Isole. Nel 2019 la percentuale dell'idroelettrico sul totale della generazione da rinnovabili è risultata pari al 41% (grafico seguente), mentre era al 44,1% nel 2018.

Seguono il fotovoltaico (21,2% contro il 19,7% del 2018), l'eolico con il 17,5% (era al 15,5% nel 2018), la bioenergia (15,3%) e la geotermia (5%).

**Quota di ciascuna fonte sul totale rinnovabili (gen-dic 2019)**

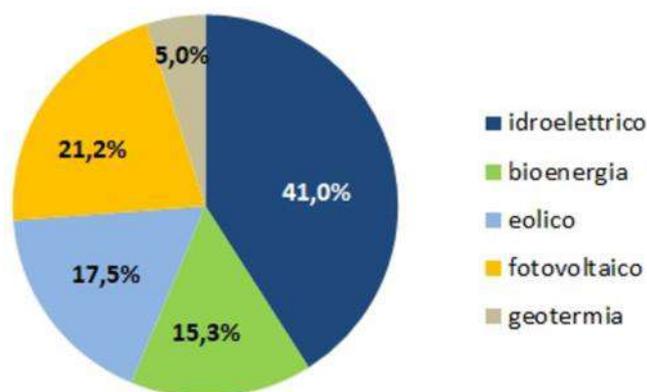


Figura 3.22 – Quota Fonti Energetiche sul totale.

## **2.2.2 Le fonti energetiche in Basilicata**

Sulla base delle potenzialità offerte dal proprio territorio, la Regione Basilicata intende puntare al soddisfacimento dei fabbisogni interni di energia elettrica quasi esclusivamente attraverso il ricorso ad impianti alimentati da fonti rinnovabili.

Più nel dettaglio, con l'approvazione del PIEAR, la Regione Basilicata si propone di colmare il deficit tra produzione e fabbisogno di energia elettrica stimato al 2020, indirizzando significativamente verso le rinnovabili il mix di fonti utilizzato.

Ammonta a 1435 megawatt la potenza netta da fonti rinnovabili, un dato impressionante considerando che ciò rappresenta il 91% della potenza a disposizione nella regione: al primo posto, tra le tecnologie con la maggior potenza installata, troviamo l'eolico (861 megawatt), poi il fotovoltaico (364 megawatt), l'idroelettrico (130 megawatt) e infine gli impianti a biomasse. La produzione di energia eolica (1560 gigawatt l'anno) e, insieme al fotovoltaico (440 gigawatt prodotti l'anno), contribuiscono alla produzione totale di energia elettrica da fonti rinnovabili per l'82%.

Biomasse e impianti idroelettrici ricoprono la restante parte. È nella provincia di Potenza che si trova la maggior potenza da FER installata e, in particolare, è l'eolico che gioca un ruolo di primo piano con 1229 gigawatt l'anno.

Il Decreto 15 marzo 2012 del Ministero dello Sviluppo economico (c.d. decreto Burden sharing) individua gli obiettivi intermedi e finali che ciascuna Regione e Provincia autonoma deve conseguire entro il 2020 ai fini del raggiungimento dell'obiettivo nazionale in termini di quota dei consumi finali lordi di energia coperta da fonti rinnovabili. Rispetto all'obiettivo nazionale, per il calcolo degli obiettivi regionali non sono considerati i consumi di biocarburanti per i trasporti - essendo questi ultimi, in genere, regolati e pianificati a livello centrale - né le importazioni di energia rinnovabile da Stati membri e da Paesi terzi. L'obiettivo regionale oggetto di monitoraggio è costituito dal rapporto tra consumi finali lordi di energia da fonti rinnovabili e consumi finali lordi complessivi di energia.

Nel 2018 la quota dei consumi complessivi di energia coperta da fonti rinnovabili è pari al 47,8%; il dato è superiore sia alla previsione del DM 15 marzo 2012 per lo stesso 2018 (27,8%) sia all'obiettivo da raggiungere al 2020 (33,1%).

	CFL FER (ktep)		CFL (ktep)		CFL FER / CFL (%)	
	Consuntivo	Obiettivo	Consuntivo	Obiettivo	Consuntivo	Obiettivo
2012	301	179	963	1.115	31,3%	16,1%
2013	313		953		32,8%	
2014	312	219	890	1.118	35,0%	19,6%
2015	350		1.039		33,7%	
2016	366	263	925	1.120	39,6%	23,4%
2017	418		931		45,0%	
2018	436	312	913	1.123	47,8%	27,8%
2019						
2020		372		1.126		33,1%

Figura 3.23. – Quota consumi finali lordi (CFL) di energia coperta da fonti rinnovabili (%).



Figura 3.24. – Quota consumi finali lordi (CFL) di energia coperta da fonti rinnovabili (%).

Dagli ultimi dati forniti da TERNA relativi all'anno 2018 sulle fonti rinnovabili è possibile osservare l'andamento dell'intero settore energetico e quello delle FER.

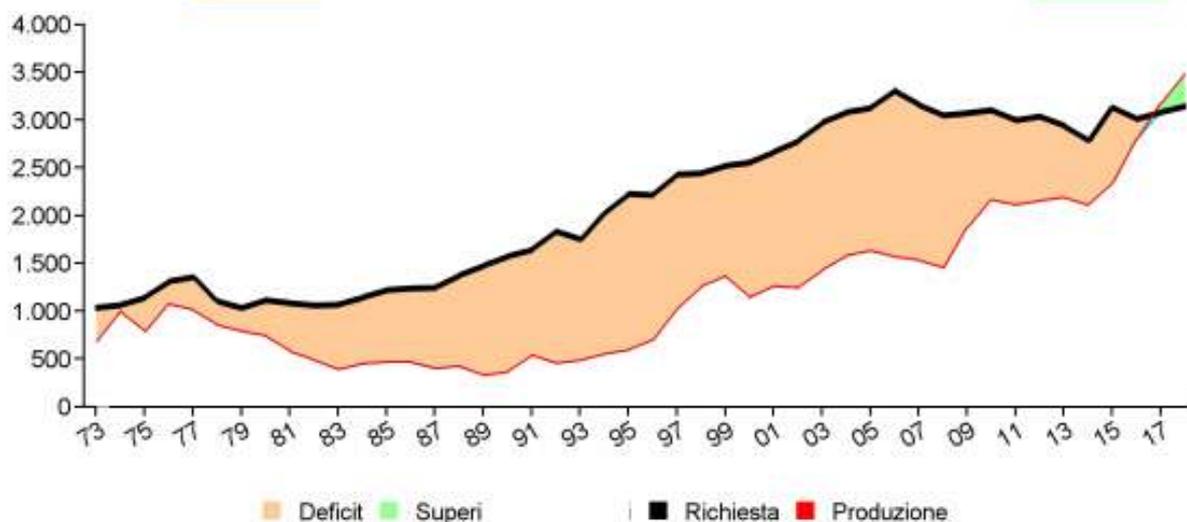
		Produttori	Autoproduttori	Basilicata
<b>Impianti idroelettrici</b>				
Impianti	n.	15	-	15
Potenza efficiente lorda	MW	133,8	-	133,8
Potenza efficiente netta	MW	131,2	-	131,2
Producibilità media annua	GWh	325,1	-	325,1
<b>Impianti termoelettrici</b>				
Impianti	n.	40	7	47
Sezioni	n.	51	10	61
Potenza efficiente lorda	MW	164,4	84,5	248,9
Potenza efficiente netta	MW	159,4	79,8	239,2
<b>Impianti eolici</b>				
Impianti	n.	1.412	-	1.412
Potenza efficiente lorda	MW	1.293,0	-	1.293,0
<b>Impianti fotovoltaici</b>				
Impianti	n.	8.087	-	8.087
Potenza efficiente lorda	MW	364,0	-	364,0

### Energia richiesta

Energia richiesta in Basilicata	GWh	3.148,0	
Deficit (-) Superi (+) della produzione rispetto alla richiesta	GWh	+334,9	(+10,6%)

Deficit 1973 = -348,0

Supero 2018 = +334,9



Consumi: complessivi 2.711,1 GWh; per abitante 4.797 kWh

### Consumi per categoria di utilizzatori e provincia

GWh	Agricoltura	Industria	Terziario <sup>1</sup>	Domestico	Totale <sup>1</sup>
Matera	28,8	224,1	239,8	178,1	670,7
Potenza	30,6	1.273,3	403,8	315,9	2.023,7
<b>Totale</b>	<b>59,4</b>	<b>1.497,5</b>	<b>643,6</b>	<b>494,0</b>	<b>2.694,4</b>

Figura 3.25. – Situazione impianti, energia richiesta e consumi per categoria (Anno 2018).

**Bilancio dell'energia elettrica**

GWh		2018		
	Operatori del mercato elettrico <sup>2</sup>	Autoproduttori	Basilicata	
<b>Produzione lorda</b>				
- idroelettrica	288,9	-	288,9	
- termoelettrica tradizionale	224,7	445,5	670,1	
- geotermoelettrica	-	-	-	
- eolica	2.140,2	-	2.140,2	
- fotovoltaica	445,3	-	445,3	
<b>Totale produzione lorda</b>	<b>3.099,1</b>	<b>445,5</b>	<b>3.544,6</b>	
	-	-	-	
<b>Servizi ausiliari della Produzione</b>	<b>37,2</b>	<b>24,5</b>	<b>61,7</b>	
	=	=	=	
<b>Produzione netta</b>				
- idroelettrica	288,0	-	288,0	
- termoelettrica tradizionale	212,0	421,0	632,9	
- geotermoelettrica	-	-	-	
- eolica	2.124,3	-	2.124,3	
- fotovoltaica	437,6	-	437,6	
<b>Totale produzione netta</b>	<b>3.061,9</b>	<b>421,0</b>	<b>3.482,9</b>	
	-	-	-	
<b>Energia destinata ai pompaggi</b>	-	-	-	
	=	=	=	
<b>Produzione destinata al consumo</b>	<b>3.061,9</b>	<b>421,0</b>	<b>3.482,9</b>	
	+	+	+	
<b>Cessioni degli Autoproduttori agli Operatori</b>	<b>+31,8</b>	<b>-31,8</b>	-	
	+	+	+	
<b>Saldo import/export con l'estero</b>	-	-	-	
	+	+	+	
<b>Saldo con le altre regioni</b>	<b>-334,9</b>	-	<b>-334,9</b>	
	=	=	=	
<b>Energia richiesta</b>	<b>2.758,8</b>	<b>389,2</b>	<b>3.148,0</b>	
	-	-	-	
<b>Perdite</b>	<b>436,9</b>	..	<b>436,9</b>	
	=	=	=	
<b>Consumi</b>	Autoconsumo	389,2	451,9	
	Mercato libero <sup>3</sup>	1.870,7	1.870,7	
	Mercato tutelato	388,4	388,4	
	<b>Totale Consumi</b>	<b>2.321,9</b>	<b>389,2</b>	<b>2.711,1</b>

Figura 3.26 – Bilancio dell'energia elettrica in Basilicata (Anno 2018).

### 3 CONTESTO VINCOLISTICO AMBIENTALE/NATURALISTICO

Il progetto presente ha considerato, con la modalità ricordata, il P.I.E.A.R. approvato ed in particolare ha fatto riferimento alla appendice A recante “principi generali per la progettazione, la costruzione, l’esercizio e la dismissione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili” e il Disciplinare per l’autorizzazione alla costruzione e all’esercizio di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, approvato con Determinazione della Giunta Regionale n. 2260 del 29 dicembre 2010 e pubblicato sul Bollettino Ufficiale della Regione Basilicata n. 51 in data 31 dicembre 2010.

Il punto 1 della Appendice A regola gli impianti fotovoltaici definendo di grande generazione quelli che hanno una potenza nominale superiore ad 1 MW. Tale Appendice definisce le aree non idonee alla realizzazione degli impianti fotovoltaici come ad esempio le Riserve Naturali regionali e statali; le aree SIC e quelle pSIC; le aree ZPS e quelle pZPS; le Oasi WWF; i siti archeologici e storico-monumentali con fascia di rispetto di 300 m; le aree comprese nei Piani Paesistici di Area vasta soggette a vincolo di conservazione A1 e A2, escluso quelle interessate dall’elettrodotto dell’impianto quali opere considerate secondarie; le superfici boscate governate a fustaia; le aree boscate ed a pascolo percorse da incendio da meno di 10 anni dalla data di presentazione dell’istanza di autorizzazione; le fasce costiere per una profondità di almeno 1.000 m; le aree fluviali, umide, lacuali e le dighe artificiali con fascia di rispetto di 150 m dalle sponde (ex D. Lgs. n. 42/2004) ed in ogni caso compatibile con le previsioni dei Piani di Stralcio per l’Assetto Idrogeologico; i centri urbani (a tal fine è necessario considerare la zona all’interno del limite dell’ambito urbano previsto dai regolamenti urbanistici redatti ai sensi della L.R. n. 23/99); le aree dei Parchi Regionali esistenti, ove non espressamente consentiti dai rispettivi regolamenti; le aree comprese nei Piani Paesistici di Area Vasta soggette a verifica di ammissibilità; le aree sopra i 1.200 m di altitudine dal livello del mare e le aree di crinale individuati dai Piani Paesistici di Area Vasta come elementi lineari di valore elevato.

Vengono, inoltre, disciplinate le aree e siti idonei; i requisiti tecnici minimi fra cui ad esempio la potenza massima fissata in 10 MWp (raddoppiabile in abbinamento a progetti di sviluppo locale).

È regolamentata, infine, sia la fase di progettazione, che quelle di costruzione, di esercizio e di dismissione, nonché la documentazione a corredo della domanda di autorizzazione che include, fra le altre cose, il progetto di gestione e manutenzione dell’impianto, il progetto di dismissione, il progetto definitivo dell’impianto, delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili e la documentazione da presentare prima del rilascio dell’autorizzazione e include, fra le altre cose, il progetto di gestione e manutenzione dell’impianto, il progetto di dismissione, il progetto definitivo dell’impianto, delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili.

Riferimento normativo	Compatibile e/o da non assoggettare a verifica	Non compatibile e/o da assoggettare a verifica
Vincolo idrogeologico R.D.Lgs. 30 dicembre 1923, n. 3267	X	
Aree percorse da fuoco Legge 21 novembre 2000, n. 353, Legge Regionale 25 maggio 2004, n. 11	X	
Piano stralcio per la Difesa del Rischio Idrogeologico - Vigente	X	
Beni monumentali BENI CULTURALI art. 10 D.Lgs. n°42/2004	X	
Beni di interesse archeologico BENI CULTURALI art. 10 e BENI AMBIENTALI art.142 let. M d.lgs. N°42/2004		X
Aree di notevole interesse pubblico art.136 D.Lgs. n°42/2004	X	
Territori contermini ai laghi compresi in una fascia della profondità di 300 metri dalla linea di battigia BENI PAESAGGISTICI let. b art.142 D.Lgs. n°42/2004	X	
Fiumi, torrenti, corsi d'acqua iscritti negli elenchi previsti dal testo unico delle disposizioni di legge sulle acque ed impianti elettrici e le relative sponde o piedi degli argini per una fascia di 150 metri ciascuna BENI PAESAGGISTICI let. c art.142 D.Lgs. n°42/2004		X
Parchi e riserve nazionali o regionali, nonché i territori di protezione esterna dei parchi BENI PAESAGGISTICI let. f art.142 D.Lgs. n°42/2004	X	
Fiumi, torrenti e corsi d'acqua per una fascia di 500 metri Beni di interesse archeologico per una fascia di 300 metri Legge Regionale 54/2015		X
Zone A ai sensi del D.M 1444/68 di Banzi e Palazzo San Gervasio. Legge Regionale 54/2015		X
Piano Strutturale della Provincia di Potenza	X	
Centri Urbani Legge Regionale 54/2015		X
Habitat, ZPS, ZSC Rete Natura 2000	X	
IBA	X	

Tabella 5.1. – Sintesi dei vincoli e della coerenza del progetto con i principali strumenti di pianificazione

## 4 STRUMENTO URBANISTICO DI BANZI

Nel comune di Banzi è attualmente vigente il Regolamento Urbanistico approvato con D.P.G.R. n.479 del 02-06-1993 classifica le aree interessate dall'impianto come Ambito esterno all'ambito urbano, zona agricola.

Ai sensi del D.Lgs. 387/2003 art.12 co.7 "gli impianti alimentati da fonti rinnovabili possono essere ubicati anche in zone classificate agricole dai piani urbanistici".



Figura 5.26. – Regolamento Urbanistico del Comune di Banzi

Secondo quanto riportato dal Regolamento Urbanistico del Comune di Banzi, le aree dell'impianto ricadono in aree agricole.

## **5 ELENCO DELLE AUTORIZZAZIONI, NULLA OSTA, PARERI COMUNQUE DENOMINATI E DEGLI ENTI COMPETENTI PER IL RILASCIO COMPRESI I SOGGETTI GESTORI DELLE RETI INFRASTRUTTURALI**

Si riporta di seguito l'elenco dei soggetti competenti al rilascio degli assensi occorrenti per la realizzazione dell'opera e l'ottenimento dell'autorizzazione, cui è soggetta l'area di ubicazione dell'impianto e delle opere connesse:

### ***Comune di Banzi***

Via Municipio, 1

85010 Banzi (PZ)

### ***Comune di Genzano di Lucania***

Via Risorgimento 1

85013 Genzano di Lucania (PZ)

### ***Provincia di Potenza***

Piazza delle Regioni, 1 85100 Potenza

### ***Regione Basilicata***

Dipartimento Ambiente ed Energia

Ufficio Energia

Ufficio Compatibilità

Ufficio Urbanistica

Via Vincenzo Verrastro, 8

85100 Potenza

### ***Regione Basilicata***

Dipartimento Politiche Agricole e Forestali Ufficio Foreste

Ufficio Usi civici

Via Vincenzo Verrastro, 10

85100 Potenza

### ***Regione Basilicata***

Dipartimento Infrastrutture Opere Pubbliche e Mobilità

Ufficio Infrastrutture

C.so Garibaldi,139

85100 Potenza

***Segretariato Regionale MIBAC ed Archeologia per la Basilicata***

C.so XVIII Agosto 1860, 84

85100 Potenza

***Autorità di Bacino della Puglia c/o Tecnopolis Csata***

Strada Provinciale per Casamassima Km 3

70010 Valenzano (BA)

***Comando marittimo Sud (MARSUD)***

Comando Militare Regionale Basilicata

Via Ciccotti E., 32/C

85100 Potenza

***Ministero Della Difesa***

Comando Scuole A.M. – 3° Regione Aerea

Lungomare Nazario Sauro, 39

70121 Bari

***Ministero Della Difesa***

Centro Informazioni Geotopografiche Aeronautiche (C.I.G.A.)

Strada Provinciale 104b, 52

00040 Pomezia RM

***Ministero delle Comunicazioni Ispettorato Territoriale Puglia e Basilicata***

Via Amendola, 116

70100 Bari (BA)

***Ente Nazionale per l'Aviazione Civile (ENAC)***

Direzione Operatività e Certificazione Aeroporti Viale Castro Pretorio, 118

00185 Roma

***Terna S.p.A. - Rete Elettrica Nazionale***

Roma - Viale Egidio Galbani, 70 – 00156

**Ministero Dello Sviluppo Economico**

Ispettorato Territoriale Puglia; Basilicata e Molise

Via G. Amendola, 116,

70126 BARI

**Direzione Generale Sicurezza Anche Ambientale Delle Attività Minerarie Ed Energetiche**

Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e le Georisorse Divisione IV

Sezione UNMIG di Napoli P.zza Giovanni Bovio, 22

80133 Napoli

**ENAV-AOT**

Via Salaria, 716

00138 Roma

## **6   NORMATIVA TECNICA DI RIFERIMENTO**

*Per la sicurezza e la prevenzione degli infortuni:*

- D.Lgs 81/2008 Testo Unico della Sicurezza
- D.M. 37/08 Norme per la sicurezza degli impianti

*Per la progettazione e realizzazione degli impianti fotovoltaici:*

- D.M. Infrastrutture 14/1/2008 – “Norme Tecniche per le costruzioni” – pubblicato su S.O. n°30 alla G.U. 4/2/2008, n°29.
- Circolare 2/2/2009 n°617 C.S.LL.PP. – “Nuova Circolare delle Norme Tecniche per le costruzioni” – pubblicato su S.O. n°27 della G.U. 26/2/2009 n°47.
- ENV 1993-1-3 – Eurocodice 2.
- Ministero delle Infrastrutture, D.M. 05/11/2001 n°6792 e s.m.i. – “Norme funzionali e geometriche per la costruzione delle strade”.
- Legge 186/68: Disposizione concernente la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni e impianti elettrici ed elettronici.

- CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici.
- CEI 0-3: Guida per la compilazione della dichiarazione di conformità e relativi allegati per la legge n. 46/90.
- CEI 0-16: Regole Tecniche di Connessione (RTC) per Utenti attivi ed Utenti passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica.
- CEI 11-1: Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a.
- CEI 11-17: Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica. Linee in cavo.
- CEI 88-1: Parte 1: Prescrizioni di progettazione.
- CEI 88-4: Guida per l'approvvigionamento di apparecchiature destinate a centrali per la produzione dell'energia elettrica.
- CEI EN 60099-1 (CEI 37-1): Scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata.
- CEI EN 60439 (CEI 17-13): Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT).
- CEI EN 60439-1 (CEI 17-13/1): Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS).
- CEI EN 60439-2 (CEI 17-13/2): Prescrizioni particolari per i condotti sbarre
- CEI EN 60439-3 (CEI 17-13/3): Prescrizioni particolari per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro uso - Quadri di distribuzione (ASD).
- CEI EN 60445 (CEI 16-2): Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico.
- CEI EN 60529 (CEI 70-1): Gradi di protezione degli involucri (codice IP).
- CEI EN 60909-0 (CEI 11-25): Correnti di cortocircuito nei sistemi trifasi in corrente alternata Parte 0: Calcolo delle correnti.

- CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31): Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 3: Limiti Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso  $\leq 16$  A per fase).
- CEI EN 62053-21 (CEI 13-43): Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2).
- CEI EN 62053-23 (CEI 13-45): Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3).
- CEI EN 62271-200 (CEI 17-6): Apparecchiatura prefabbricata con involucro metallico per tensioni da 1 kV a 52 kV.
- CEI EN 62305 (CEI 81-10): Protezione contro i fulmini.
- CEI EN 62305-1 (CEI 81-10/1): Principi generali.
- CEI EN 62305-2 (CEI 81-10/2): Valutazione del rischio.
- CEI EN 62305-3 (CEI 81-10/3): Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone.
- CEI EN 62305-4 (CEI 81-10/4): Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture.

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia anche se non espressamente richiamate, si considerano applicabili.

## 7 DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO

### 7.1 INQUADRAMENTO TERRITORIALE

L'ambito territoriale di riferimento interessato dal progetto fotovoltaico è rappresentato nelle seguenti figure.



Figura 6.1. – Aree interessate dall'impianto.

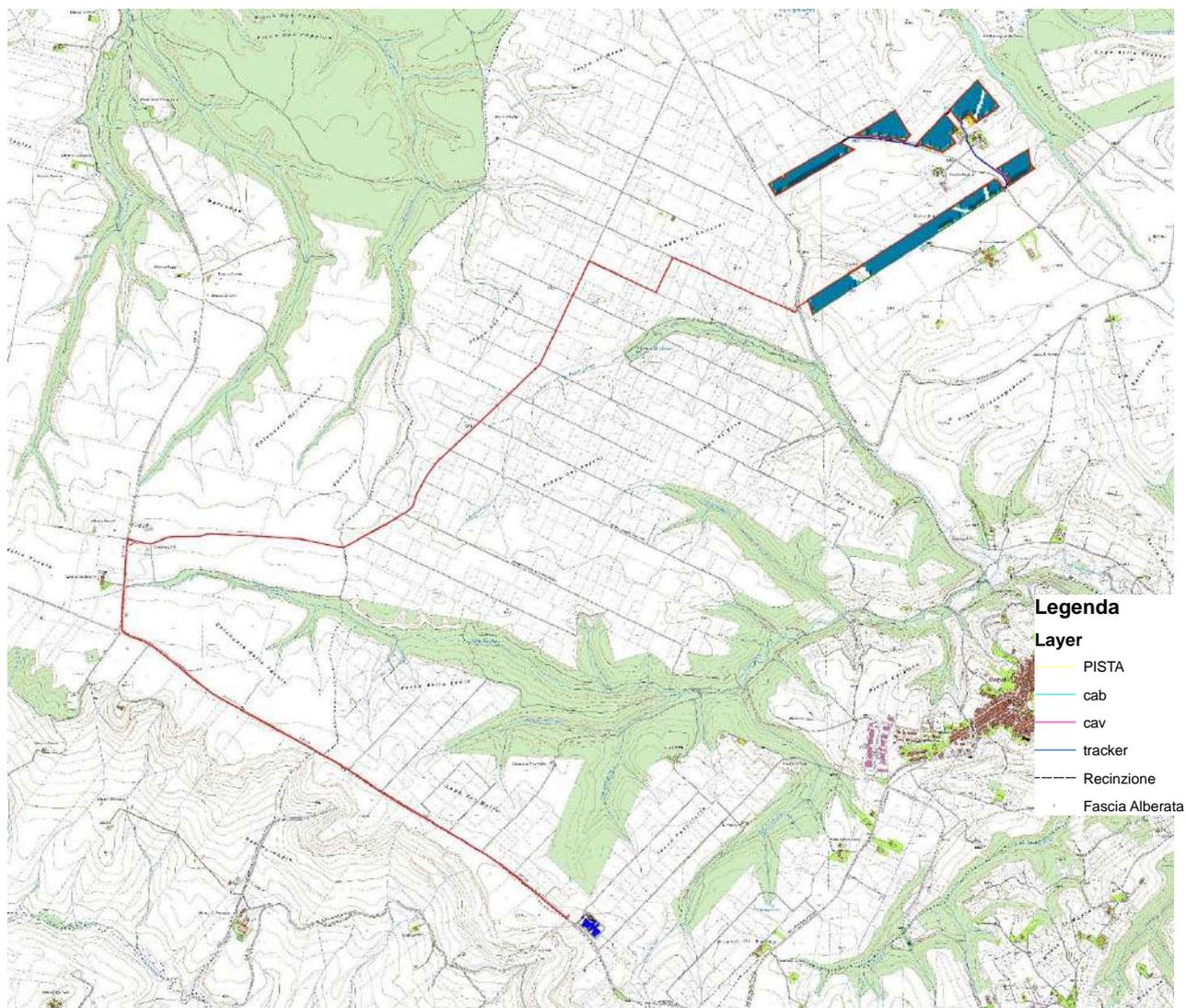


Figura 6.2 – Inquadramento dell'area di progetto su base CTR.

L'impianto fotovoltaico, sarà installato su un'area che ricade nella porzione nord del territorio comunale di Banzi, a circa 2,8 km in direzione nord dal centro abitato, in una zona occupata da terreni agricoli.



Figura 6.3 – Inquadramento dell'area di progetto su catastale.

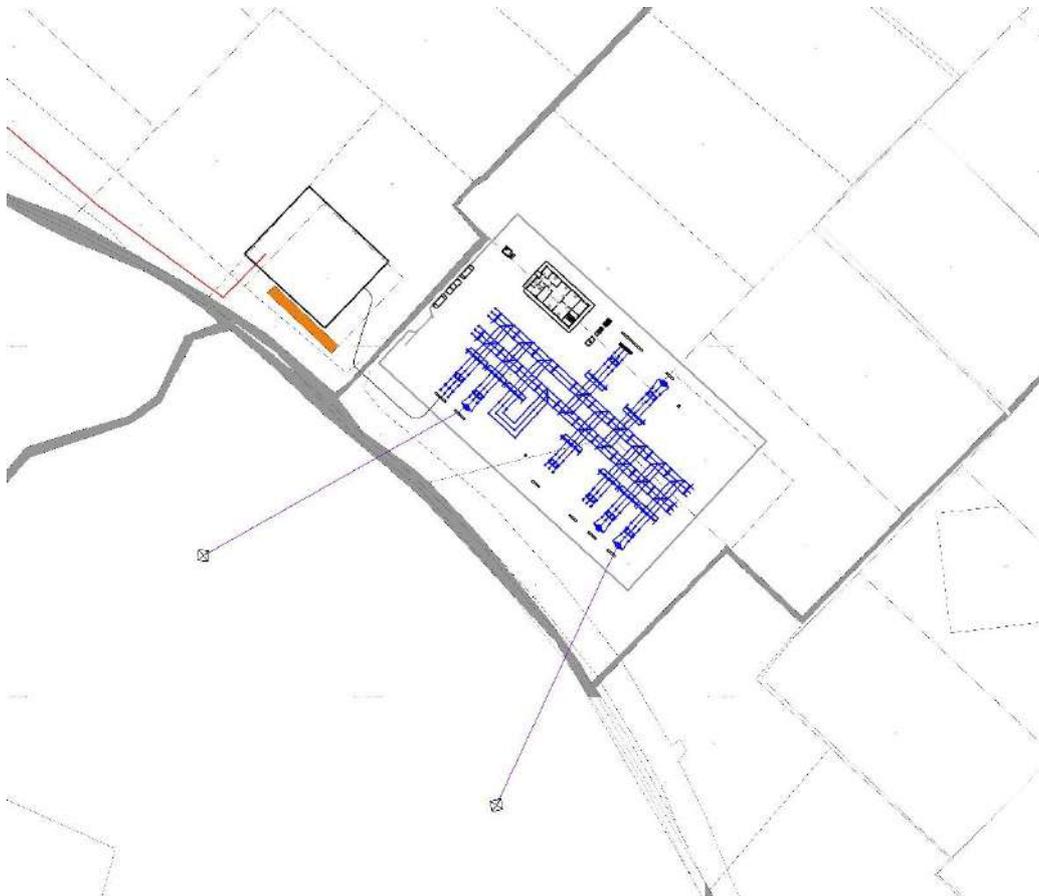


Figura 6.4 – Inquadramento dell'area di progetto e punto di connessione su catastale- dettaglio

### **7.1.1 Descrizione delle reti infrastrutturali esistenti**

Il principale collegamento del territorio di Banzi è rappresentato dalla SS169 che collega San Nicola, Pietragalla, Oppido Lucano, Genzano di Lucania e in fine a Spinazzola. Il centro urbano invece è attraversato dalla SP6, strada che costeggia anche parte dell'impianto.

### **7.1.2 Descrizione della viabilità di accesso all'area**

L'impianto sarà raggiungibile tramite la strada interpodereale denominata Carrera della Regina, strada che collega direttamente la SP6 e la SP81. La viabilità comunale presente nell'area risulta sufficiente alle finalità dell'intervento, pertanto non sarà necessario realizzare nuove viabilità ma solo due brevi piste in misto per il collegamento locale dei cancelli di ingresso dei vari campi alla viabilità esistente (strada interpodereale denominata Carrera della Regina).

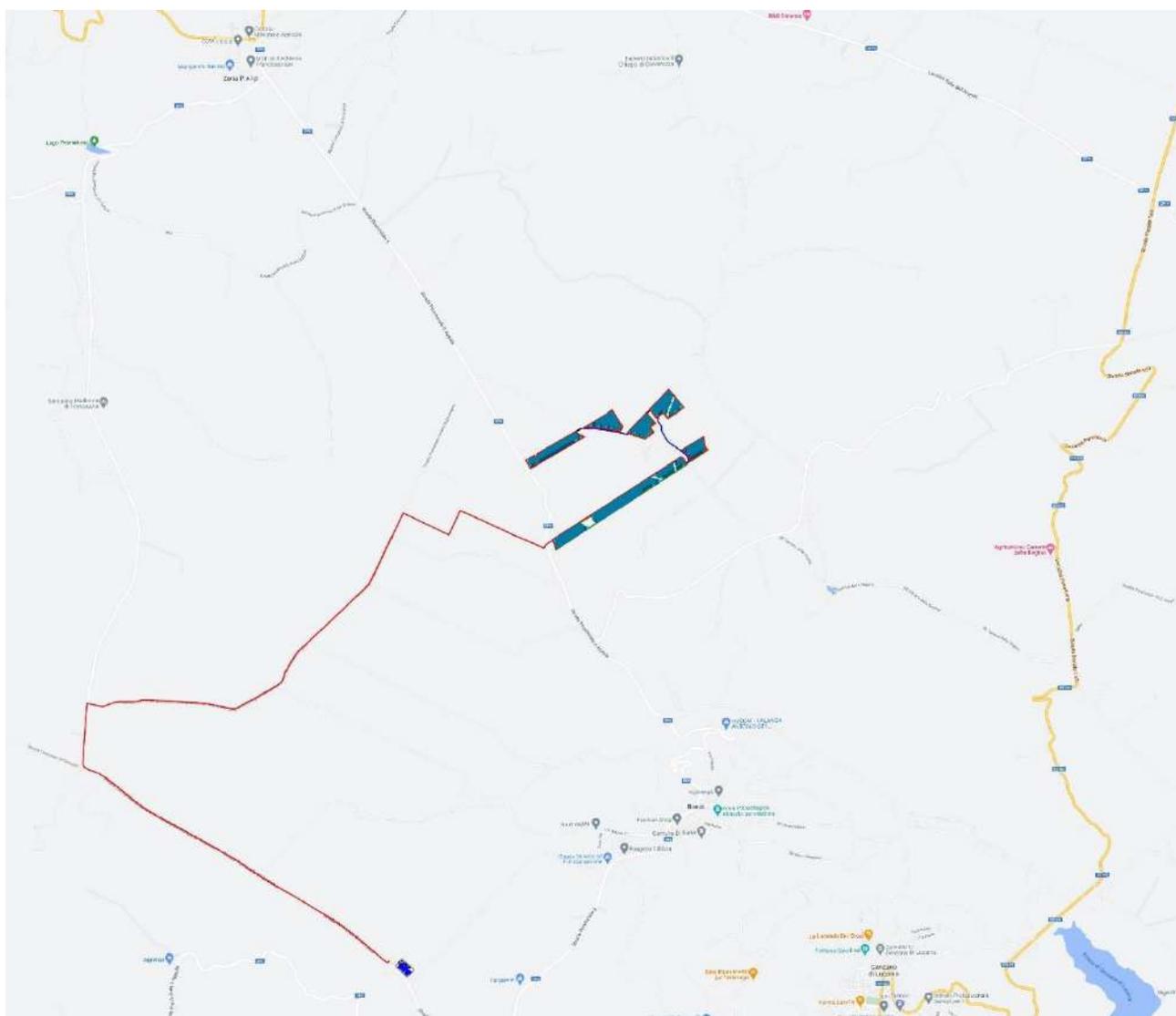


Figura 6.5. – Viabilità di accesso area sede impianto fotovoltaico

## 8 DESCRIZIONE TECNICA DEL PROGETTO

### 8.1 LINEE GUIDA E CRITERI PROGETTUALI

Il progetto della società proponente “**BANZI ENERGIA SRL**” consiste nella realizzazione di un impianto tecnologico per la produzione di energia elettrica di potenza complessiva pari a 19,943 MWp sito in agro del comune di Banzi (PZ).

Tale impianto, di superficie complessiva pari a **28,50 ettari**, verrà allacciato alla Rete di Trasmissione Nazionale Terna su una futura Stazione Elettrica (SE) di Smistamento a 150 kV della RTN da inserire in entrata – esce alla linea 150 kV “Genzano – Palazzo San Gervasio – Forenza Maschito”.

Il progetto in esame, finalizzato alla produzione della cosiddetta energia elettrica “pulita”, bene si inquadra nel disegno nazionale di incremento delle risorse energetiche utilizzando fonti alternative a quelle di sfruttamento dei combustibili fossili, ormai reputate spesso dannose per gli ecosistemi e per la salvaguardia ambientale. La crescente domanda di energia elettrica impone un incremento della produzione che non può non essere rivolta a tale forma alternativa di comprovata efficacia, stante le strutture già esistenti che ne confermano l’utilità, non solo in Italia ma nel mondo. Il sito scelto, in tale contesto, viene a ricadere in aree naturalmente predisposte a tale utilizzo. L’area risulta idonea e quindi ottimale per un razionale sviluppo di impianti fotovoltaici.

La realizzazione di questi ultimi viene ritenuta una corretta strada per la realizzazione di fonti energetiche alternative principalmente in relazione ai suoi requisiti di rinnovabilità e inesauribilità, in assenza di emissioni inquinanti, legati al vantaggio di non necessitare di opere imponenti per gli impianti che, tra l’altro, possono essere rimossi, al termine della loro vita produttiva, senza avere apportato al sito variazioni significative del pregresso stato naturale. Lo sviluppo di tali fonti di approvvigionamento energetico favorisce, inoltre, l’occupazione e il coinvolgimento delle realtà locali riducendo l’impatto sull’ambiente legato al classico ciclo di produzione energetica.

Le centrali fotovoltaiche, alla luce del continuo sviluppo di nuove tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili, rappresentano oggi una realtà concreta in termini di disponibilità di energia elettrica in aree geografiche come quelle interessate dal presente progetto. Questo tipo di installazioni, infatti, possono garantire una sensibile diminuzione delle centrali termoelettriche funzionanti con combustibile di tipo tradizionale (gasolio o combustibili fossili) col duplice vantaggio di eliminare l’emissione di anidride carbonica nell’atmosfera e di un cospicuo risparmio energetico. Pertanto, la possibilità di sfruttare l’energia ricavata dalla radiazione solare è senza dubbio, per la comunità, un’occasione di sviluppo dal punto di vista dell’occupazione e della salvaguardia dell’ambiente, poiché trattasi di energia pulita.

Il progetto dell’impianto fotovoltaico e delle opere connesse è stato sviluppato avendo cura di minimizzarne l’impatto ambientale, nel pieno rispetto del punto 16.1.C della Parte IV “Inserimento degli impianti nel paesaggio e sul territorio” del DM 10.09.2010, che prescrive il ricorso a criteri progettuali volti ad ottenere

il minor consumo possibile del territorio, sfruttando al meglio le risorse energetiche disponibili, adottando le seguenti soluzioni:

- a) Minimizzare l'impatto sull'ambiente nelle varie fasi (cantiere, costruzione, esercizio, manutenzione e dismissione).
- b) Prevedere azioni di mitigazione degli impatti relativi alla componente naturalistica, flora, fauna ed ecosistema, con particolare attenzione a impatto visivo, paesaggistico ed elettromagnetico.
- c) Realizzare una recinzione che consenta il passaggio della fauna
- d) Realizzare file di moduli con una distanza tale da consentire il passaggio di mezzi e persone per la costruzione, gestione e manutenzione dell'impianto,
- e) Realizzare una viabilità interna che tenga conto di eventuali strade già esistenti,
- f) Contenere al massimo scavi e sbancamenti, nonché opere in cls,
- g) Prevedere opere tali che possano consentire il ripristino dei luoghi in fase di dismissione.

### **8.1.1 Identificazione dell'area di pertinenza dell'impianto**

Si riportano nella seguente tabella e figura, le coordinate, nel sistema di riferimento WGS84, dei punti con cui individuare l'impianto.



Figura 7.1. – Individuazione dei vertici in WGS 84.

COORDINATE PIANE RIF. UTM WGS 84 - FUSO 33N		
PUNTO	Coordinata Est	Coordinata Nord
IMPIANTO FOTOVOLTAICO		
1	584117.09	4527126.98
2	584590.91	4527373.98
3	584891.13	4527318.94
4	585112.44	4527521.09
5	585363.48	4527133.05
6	584720.52	4526679.15

## 8.2 PARAMETRI DIMENSIONALI E STRUTTURALI

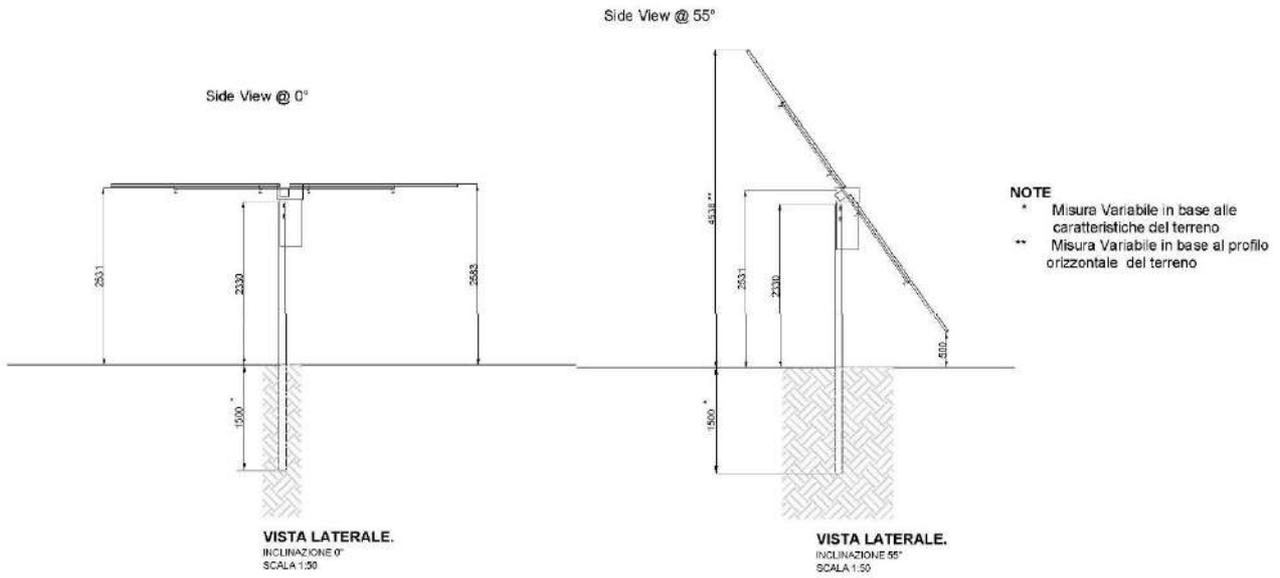
L'impianto fotovoltaico prevede l'installazione a terra, di pannelli fotovoltaici (moduli) in silicio cristallino, montati su strutture ad asse orizzontale in acciaio a sistema ad inseguimento auto configurante, con GPS integrato e controllo da remoto in tempo reale. Il sistema è stato ideato con lo scopo di massimizzare l'efficienza in termini energetici ed economici.

Il progetto prevede la posa in opera di 542 strutture in acciaio ad inseguimento solare (tracker) comandate da un azionamento lineare controllato da un programma astronomico per il supporto dei moduli, alloggiante 26 o 52 o 78 moduli fotovoltaici disposti in orizzontale su due file; ciascuna struttura ad inseguimento (tracker) costituisce una stringa elettrica o un multiplo intero della stessa;

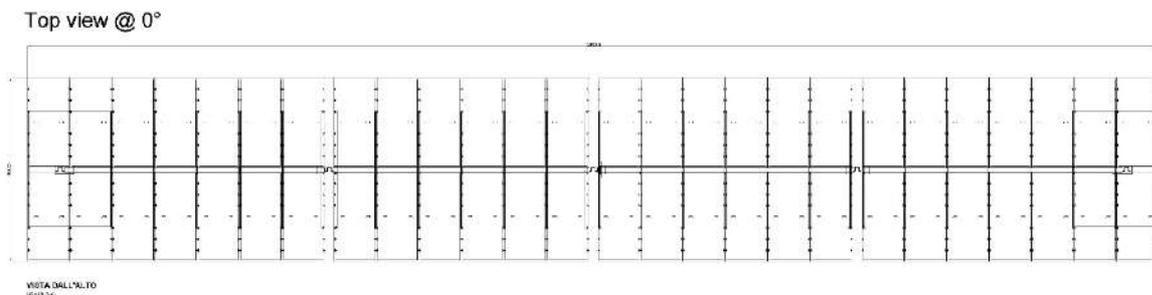
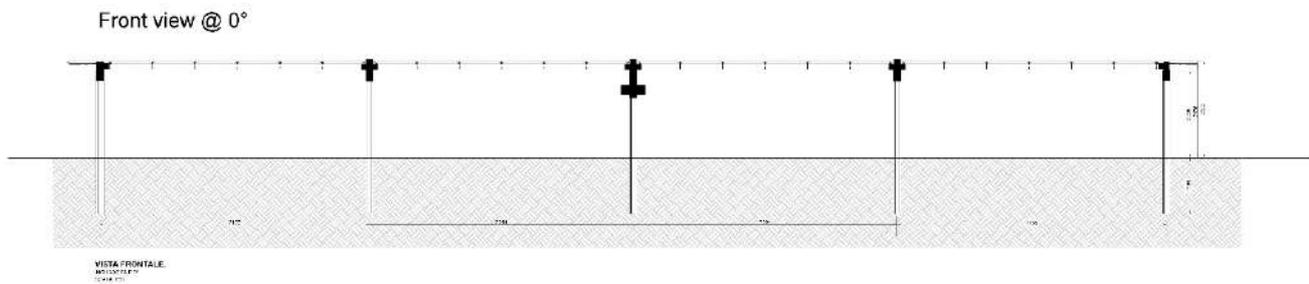
L'impianto sarà costituito da:

- 34 684 moduli in mono policristallino della Jinkosolar, JKM575M-7RL4-V da 575 Wp per una potenza complessiva in corrente continua di 19.943 KWp;
- 542 Tracker alloggiante 26 o 52 o 78 moduli fotovoltaici di fornitura della **Convert Italia s.p.a.**
- - 5 cabine di campo contenenti gli inverter inverter (2 x 2750/1 x 4000/2 x 4600 kW – SMA) e trasformatori MT/BT ;
- - 1 cabina di impianto (sezionamento), che svolge anche le funzioni di cabina ausiliari;
- - 1 cabina di consegna;
- - viabilità interna al parco per le operazioni di costruzione e manutenzione dell'impianto e per il passaggio dei cavidotti interrati in MT e BT;
- - cavidotto interrato in MT (30kV) di collegamento tra le cabine di campo e la cabina d'impianto e da quest'ultima fino alla SE – Stazione di Utenza, costituita da due cabine DG 2092;
- - SSE - Stazione di Utenza per l'elevazione della tensione di consegna da 30 kV a 150kV ubicata di fianco alla nuova Stazione Elettrica di smistamento Terna a 150kV

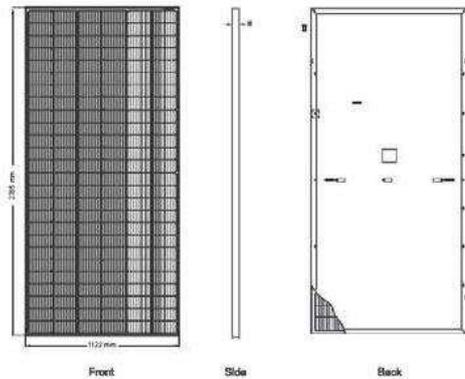
Per maggiori dettagli si rimanda agli elaborati di progetto e alle schede qui di seguito.



Le stringhe del campo fotovoltaico saranno composte da n.26 moduli montati su strutture pronte ad ospitare da 1 a 3 stringhe.

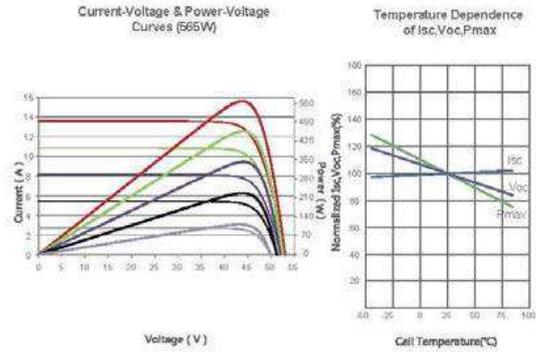


## Engineering Drawings



Length  $\pm 2$ mm  
Width  $\pm 2$ mm  
Height  $\pm 1$ mm  
Row Pitch  $\pm 2$ mm

## Electrical Performance & Temperature Dependence



## Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	156 (2x78)
Dimensions	2385x1122x35mm (93.90x44.17x1.38 inch)
Weight	30.3 kg (66.8 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TUV 1x4.0mm <sup>2</sup> (+): 290mm, (-): 145 mm or Customized Length

## Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

31 pcs/pallets, 62 pcs/stack, 496 pcs/ 40' HQ Container

## SPECIFICATIONS

Module Type	JKM555M-7RL4-V		JKM560M-7RL4-V		JKM565M-7RL4-V		JKM570M-7RL4-V		JKM575M-7RL4-V	
	STC	NOCT								
Maximum Power (Pmax)	555Wp	413Wp	560Wp	417Wp	565Wp	420Wp	570Wp	424Wp	575Wp	428Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	44.19V	40.55V	44.31V	40.63V	44.43V	40.72V	44.55V	40.80V	44.67V	40.89V
Maximum Power Current (Imp)	12.56A	10.18A	12.64A	10.25A	12.72A	10.32A	12.80A	10.39A	12.88A	10.46A
Open-circuit Voltage (Voc)	52.80V	49.84V	52.90V	49.93V	53.00V	50.03V	53.10V	50.12V	53.20V	50.21V
Short-circuit Current (Isc)	13.42A	10.84A	13.50A	10.90A	13.58A	10.97A	13.66A	11.03A	13.74A	11.10A
Module Efficiency STC (%)	20.74%		20.93%		21.11%		21.30%		21.49%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+66°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

\* STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup> Cell Temperature 25°C AM=1.5  
NOCT: Irradiance 800W/m<sup>2</sup> Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s  
\* Power measurement tolerance: ± 3%

# SUNNY CENTRAL 1500 V

Technical Data	Sunny Central 2500-EV	Sunny Central 2750-EV	Sunny Central 3000-EV
<b>Input (DC)</b>			
MPP voltage range $V_{DC}$ (at 25°C / at 35°C / at 50°C)	850 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V	875 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V	956 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V
Min. input voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, start}$	778 V / 928 V	849 V / 999 V	927 V / 1077 V
Max. input voltage $V_{DC, max}$	1500 V	1500 V	1500 V
Max. input current $I_{DC, max}$ (at 35°C / at 50°C)	3200 A / 2956 A	3200 A / 2956 A	3200 A / 2970 A
Max. short-circuit current rating	6400 A	6400 A	6400 A
Number of DC inputs	24 double pole fused (32 single pole fused) for PV		
Number of DC inputs with optional DC coupled storage	18 double pole fused (36 single pole fused) for PV and 6 double pole fused for batteries		
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm <sup>2</sup>		
Integrated zone monitoring	○		
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A		
<b>Output (AC)</b>			
Nominal AC power at $\cos \varphi = 1$ (at 35°C / at 50°C)	2500 kVA / 2250 kVA	2750 kVA / 2500 kVA	3000 kVA / 2700 kVA
Nominal AC power at $\cos \varphi = 0.8$ (at 35°C / at 50°C)	2000 kW / 1800 kW	2200 kW / 2000 kW	2400 kW / 2160 kW
Nominal AC current $I_{AC, nom}$ = Max. output current $I_{AC, max}$	2624 A	2646 A	2646 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	< 3% at nominal power	< 3% at nominal power
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range <sup>1)</sup>	550 V / 440 V to 660 V	600 V / 480 V to 720 V	655 V / 524 V to 721 V <sup>2)</sup>
AC power frequency	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz		
Min. short-circuit ratio at the AC terminals <sup>10)</sup>	> 2		
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable <sup>11)</sup>	● 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited ○ 1 / 0.0 overexcited to 0.0 underexcited		
<b>Efficiency</b>			
Max. efficiency <sup>2)</sup> / European efficiency <sup>2)</sup> / CEC efficiency <sup>2)</sup>	98.6% / 98.3% / 98.0%	98.7% / 98.5% / 98.5%	98.8% / 98.6% / 98.5%
<b>Protective Devices</b>			
Input-side disconnection point	DC load-break switch		
Output-side disconnection point	AC circuit breaker		
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I & II		
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I & II		
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III		
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	○ / ○		
Insulation monitoring	○		
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)	IP65 / IP34 / IP34		
<b>General Data</b>			
Dimensions (W / H / D)	2780 / 2318 / 1588 mm (109.4 / 91.3 / 62.5 inch)		
Weight	< 3400 kg / < 7496 lb		
Self-consumption (max. <sup>4)</sup> / partial load <sup>5)</sup> / average <sup>6)</sup> )	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W		
Self-consumption (standby)	< 370 W		
Internal auxiliary power supply	Integrated 8.4 kVA transformer		
Operating temperature range <sup>7)</sup>	-25 to 60°C / -13 to 140°F		
Noise emission <sup>7)</sup>	67.8 dB(A)		
Temperature range (standby)	-40 to 60°C / -40 to 140°F		
Temperature range (storage)	-40 to 70°C / -40 to 158°F		
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month / year) / 0% to 95%		
Maximum operating altitude above MSL <sup>1)</sup> 1000 m / 2000 m <sup>12)</sup> / 3000 m <sup>12)</sup>	● / ○ / -	● / ○ / -	● / ○ / -
Fresh air consumption	6500 m <sup>3</sup> /h		
<b>Features</b>			
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)		
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)		
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave		
Communication with SMA string monitor (transmission medium)	Modbus TCP / Ethernet (FO MM, Cat-5)		
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004		
Supply transformer for external loads	○ (2.5 kVA)		
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, BDEW-MsRL, IEEE 1547, Arrêté du 23/04/08		
EMC standards	EN 55011:2017, IEC/EN 61000-6-2, FCC Part 15 Class A		
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001		
● Standard features ○ Optional – not available			
Type designation	SC2500.EV-10	SC2750.EV-10	SC3000.EV-10
<p>1) At nominal AC voltage, nominal AC power decreases in the same proportion</p> <p>2) Efficiency measured without internal power supply</p> <p>3) Efficiency measured with internal power supply</p> <p>4) Self-consumption at rated operation</p> <p>5) Self-consumption at &lt; 75% P<sub>n</sub> at 25°C</p> <p>6) Self-consumption averaged out from 5% to 100% P<sub>n</sub> at 35°C</p> <p>7) Sound pressure level at a distance of 10 m</p> <p>8) Values apply only to inverters. Permissible values for SMA MV solutions from SMA can be found in the corresponding data sheets.</p> <p>9) AC voltage range can be extended to 753V for 50Hz grids only (option „Aux power supply: external“ must be selected, option “housekeeping“ not combinable).</p> <p>10) A short-circuit ratio of &lt; 2 requires a special approval from SMA.</p> <p>11) Depending on the DC voltage</p> <p>12) Available as a special version, earlier temperature-dependent derating and reduction of DC open-circuit voltage</p>			

- 1) La potenza nominale CA si riduce in caso di una tensione nominale CA nella stessa relazione  
 2) Grado di rendimento misurato senza autoalimentazione  
 3) Grado di rendimento misurato con autoalimentazione  
 4) Autoconsumo in funzionamento nominale  
 5) Autoconsumo < 75% Pn a 25 °C  
 6) Autoconsumo mediato per 5% fino a 100% Pn a 25 °C  
 7) Livello di pressione acustica a una distanza di 10 m  
 8) Valori valgono solo per gli inverter. Il valore consentito per soluzioni MV di SMA sono riportate nelle schede tecniche relative.  
 9) Un rapporto min di cortocircuito < 2 richiede una autorizzazione separata di SMA  
 10) Dipende della tensione d'ingresso  
 11) Derating in temperatura anticipato e riduzione della tensione a vuoto CC  
 12) Potenza nominale CA a 35 °C raggiungibile fino a max. 1050 V<sub>CC</sub>  
 13) Potenza nominale CA a 35 °C raggiungibile fino a max. 1000 V<sub>CC</sub>  
 14) Potenza nominale CA a 35 °C raggiungibile fino a max. 1025 V<sub>CC</sub>  
 15) Il valore indicato è ai capi dell'inverter. In relazione al calcolo di load flow specifico di impianto tale valore può essere modificato agendo sui parametri del plant controller.

Dati tecnici	Sunny Central 4400 UP	Sunny Central 4600 UP
<b>Lato CC</b>		
Range di tensione V <sub>CC</sub> (a 25 °C / a 50 °C)	da 962 a 1325 V / 1000 V	da 1003 a 1325 V / 1040 V
Tensione CC min. V <sub>CC min</sub> / Tensione d'avviamento V <sub>CC start</sub>	934 V / 1112 V	976 V / 1153 V
Tensione CC max. V <sub>CC max</sub>	1500 V	1500 V
Corrente CC max I <sub>CC max</sub>	4750 A	4750 A
Corrente di cortocircuito max I <sub>CC sc</sub>	8400 A	8400 A
Numero ingressi CC	Sbarra collettiva con 26 collegamenti per polo, 24 fusibili su entrambi i poli (32 fusibili su polo singolo)	
Numero di ingressi CC con l'opzione di batteria connessa su lato CC	18 fusibili su entrambi i poli (36 su polo singolo) per FV e 6 fusibili su entrambi i poli per batterie	
Numero max di cavi CC per ogni ingresso CC (per ciascuna polarità)	2x 800 kcmil, 2x 400 mm <sup>2</sup>	
Zone Monitoring integrato	○	
Dimensioni di fusibili FV disponibili (per ingresso)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
La massima dimensione del fusibile di batteria disponibile (per ingresso)	750 A	
<b>Lato CA</b>		
Potenza nominale CA con cos φ = 1 (a 35 °C / a 50 °C)	4400 kVA <sup>(1)</sup> / 3960 kVA	4600 kVA <sup>(2)</sup> / 4140 kVA
Potenza nominale CA con cos φ = 0,9 (configurazione standard A68) (a 35 °C / a 50 °C) <sup>(3)</sup>	3960 kW <sup>(1)</sup> / 3564 kW	4140 kW <sup>(2)</sup> / 3726 kW
Potenza attiva nominale CA con cos φ = 0,8 (a 35 °C / a 50 °C)	3520 kW <sup>(1)</sup> / 3168 kW	3680 kW <sup>(2)</sup> / 3312 kW
Corrente nominale CA I <sub>CA nom</sub> (a 35 °C / a 50 °C)	3850 A / 3465 A	3850 A / 3465 A
Fattore massimo di distorsione	< 3 % alla potenza nominale	< 3 % alla potenza nominale
Tensione nominale CA / Range di tensione nominale CA <sup>(1)(2)</sup>	660 V / 528 V a 759 V	690 V / 552 V a 759 V
Frequenza di rete CA / Range	50 Hz / 47 Hz a 53 Hz 60 Hz / 57 Hz a 63 Hz	
Rapporto min di cortocircuito ai morsetti <sup>(2)</sup>	> 2	
Fattore di potenza a potenza nominale / Fattore di sfasamento regolabile <sup>(1)(2)</sup>	1 / 0,8 induttivo fino a 0,8 capacitivo	
<b>Grado di rendimento europeo</b>		
Efficienza max <sup>(1)</sup> / efficienza europea <sup>(1)</sup> / efficienza CEC <sup>(1)</sup>	98,8 % / 98,7 % / 98,5 %	98,9 % / 98,7 % / 98,5 %
<b>Dispositivi di protezione</b>		
Dispositivo di disinserzione lato ingresso	Sezionatore di carico CC	
Dispositivo di sgancio lato uscita	Interruttore di potenza CA	
Protezione contro sovratensioni CC	Scaricatore di sovratensioni, tipo I e II	
Protezione da sovratensioni CA (opzionale)	Scaricatore di sovratensioni, classe I e II	
Protezione antifulmine (secondo IEC 62305-1)	Classe di protezione antifulmine III	
Monitoraggio dispersione a terra / Monitoraggio dispersione a terra remoto	○ / ○	
Monitoraggio dell'isolamento	○	
Classe di protezione del sistema elettronico / canale d'aria / campo di collegamento (secondo IEC 60529)	IP54 / IP34 / IP34	
<b>Dati generali</b>		
Dimensioni (L / A / P)	2815 / 2318 / 1588 mm (110,8 / 91,3 / 62,5 pollici)	
Peso	< 3700 kg / < 8158 lb	
Autoconsumo (max. <sup>(1)</sup> / carico parziale <sup>(1)</sup> / medio <sup>(2)</sup> )	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Autoconsumo (stand-by)	< 370 W	
Alimentazione ausiliaria	Trasformatore integrato da 8,4 kVA	
Range di temperature di funzionamento <sup>(1)</sup>	-25 a 60 °C / -13 °F a 140 °F	
Rumorosità <sup>(1)</sup>	63,0 dB(A)*	
Range di temperature (stand-by)	-40 °C a 60 °C / -40 °F a 140 °F	
Range di temperature (in magazzino)	-40 °C a 70 °C / -40 °F a 158 °F	
Valore massimo ammissibile per l'umidità relativa (condensante / non condensante)	95% a 100% (2 mesi/anno) / 0% a 95%	
Altitudine operativa massima s.l.m. <sup>(1)</sup> 1000 m / 2000 m <sup>(1)</sup> / 3000 m <sup>(1)</sup>	● / ○ / -	
Fabbisogno d'aria fresca	6500 m <sup>3</sup> /h	
<b>Dotazione</b>		
Collegamento CC	Capocorda a ogni ingresso (senza fusibile)	
Collegamento CA	sistema di sbarre (3 sbarre collettive, una per ciascuna fase)	
Comunicazione	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Farbe involucro / Dach	RAL 9016 / RAL 7004	
Approvvigionamento per utilizzatori esterni rispetta le norme e direttive	○ (2,5 kVA) CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, AR-N 4110, IEEE 1547, UL 840 Car. IV, Arrêté du 23/04/08	
Norme CEM	IEC 55011, IEC 61000-6-2, FCC Part 15 Class A	
Rispetta direttive e standard di qualità	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	
● Dotazione di serie ○ Opzionale – Non disponibile		
Denominazione del tipo	SC 4400 UP	SC 4600 UP

# SUNNY CENTRAL UP

Dati tecnici	Sunny Central 4000 UP	Sunny Central 4200 UP
<b>Lato CC</b>		
Range di tensione $V_{CC}$ (a 25 °C / a 50 °C)	da 880 a 1325 V / 1100 V	da 921 a 1325 V / 1050 V
Tensione CC min. $V_{CC, min}$ / Tensione d'avviamento $V_{CC, start}$	849 V / 1030 V	891 V / 1071 V
Tensione CC max. $V_{CC, max}$	1500 V	1500 V
Corrente CC max. $I_{CC, max}$	4750 A	4750 A
Corrente di cortocircuito max. $I_{CC, sc}$	8400 A	8400 A
Numero ingressi CC	Sbarra collettiva con 26 collegamenti per polo, 24 fusibili su entrambi i poli (32 fusibili su polo singolo)	
Numero di ingressi CC con l'opzione di batteria connessa su lato CC	18 fusibili su entrambi i poli (36 su polo singolo) per FV e 6 fusibili su entrambi i poli per batterie	
Numero max di cavi CC per ogni ingresso CC (per ciascuna polarità)	2x 800 kcmil, 2x 400 mm <sup>2</sup>	
Zone Monitoring integrato	○	
Dimensioni di fusibili FV disponibili (per ingresso)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
La massima dimensione del fusibile di batteria disponibile (per ingresso)	750 A	
<b>Lato CA</b>		
Potenza nominale CA con $\cos \varphi = 1$ (a 35 °C / a 50 °C)	4000 kVA <sup>(1)</sup> / 3600 kVA	4200 kVA <sup>(1)</sup> / 3780 kVA
Potenza nominale CA con $\cos \varphi = 0,9$ (configurazione standard A68) (a 35 °C/a 50 °C) <sup>(1)</sup>	3600 kW <sup>(1)</sup> / 3240 kW	3780 kW <sup>(1)</sup> / 3402 kW
Potenza attiva nominale CA con $\cos \varphi = 0,8$ (a 35 °C / a 50 °C)	3200 kW <sup>(1)</sup> / 2880 kW	3360 kW <sup>(1)</sup> / 3024 kW
Corrente nominale CA $I_{CA, nom}$ (a 35 °C / a 50 °C)	3850 A / 3465 A	3850 A / 3465 A
Fattore massimo di distorsione	< 3 % alla potenza nominale	< 3 % alla potenza nominale
Tensione nominale CA / Range di tensione nominale CA <sup>(1)</sup>	600 V / 480 V a 720 V	630 V / 504 V a 756 V
Frequenza di rete CA / Range	50 Hz / 47 Hz a 53 Hz 60 Hz / 57 Hz a 63 Hz	
Rapporto min di cortocircuito ai morsetti <sup>(2)</sup>	> 2	
Fattore di potenza a potenza nominale / Fattore di sfasamento regolabile <sup>(1)(3)</sup>	1 / 0,8 induttivo fino a 0,8 capacitivo	
<b>Grado di rendimento europeo</b>		
Efficienza max <sup>(1)</sup> / efficienza efficienza <sup>(1)</sup> / efficienza CEC <sup>(1)</sup>	98,8 % / 98,6 % / 98,5 %	98,8 % / 98,7 % / 98,5 %
<b>Dispositivi di protezione</b>		
Dispositivo di disinserimento lato ingresso	Sezionatore di carico CC	
Dispositivo di sgancio lato uscita	Interruttore di potenza CA	
Protezione contro sovratensioni CC	Scaricatore di sovratensioni, tipo I e II	
Protezione da sovratensioni CA (opzionale)	Scaricatore di sovratensioni, classe I e II	
Protezione antifulmine (secondo IEC 62305-1)	Classe di protezione antifulmine III	
Monitoraggio dispersione a terra / Monitoraggio dispersione a terra remoto	○ / ○	
Monitoraggio dell'isolamento	○	
Classe di protezione del sistema elettronico / canale d'aria / campo di collegamento (secondo IEC 60529)	IP54 / IP34 / IP34	
<b>Dati generali</b>		
Dimensioni (L / A / P)	2815 / 2318 / 1588 mm (110,8 / 91,3 / 62,5 pollici)	
Peso	< 3700 kg / < 8158 lb	
Autoconsumo (max. <sup>(4)</sup> / carico parziale <sup>(5)</sup> / medio <sup>(6)</sup> )	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Autoconsumo (stand-by)	< 370 W	
Alimentazione ausiliaria	Trasformatore integrato da 8,4 kVA	
Range di temperature di funzionamento <sup>(8)</sup>	-25 a 60 °C / -13 °F a 140 °F	
Rumorosità <sup>(7)</sup>	63,0 dB(A)*	
Range di temperature (stand-by)	-40 °C a 60 °C / -40 °F a 140 °F	
Range di temperature (in magazzino)	-40 °C a 70 °C / -40 °F a 158 °F	
Valore massimo ammissibile per l'umidità relativa (condensante / non condensante)	95% a 100% (2 mesi/anno) / 0% a 95%	
Altitudine operativa massima s.l.m. <sup>(9)</sup> 1000 m / 2000 m <sup>(10)</sup> / 3000 m <sup>(11)</sup>	● / ○ / ○ ● / ○ / -	
Fabbisogno d'aria fresca	6500 m <sup>3</sup> /h	
<b>Dotazione</b>		
Collegamento CC	Capacorda a ogni ingresso (senza fusibile)	
Collegamento CA	sistema di sbarre (3 sbarre collettive, una per ciascuna fase)	
Comunicazione	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Farbe involucro / Dach	RAL 9016 / RAL 7004	
Approvvigionamento per utilizzatori esterni	○ (2,5 kVA)	
rispetta le norme e direttive	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, AR-N 4110, IEEE 1547, UL 840 Car. IV, Arrêté du 23/04/08	
Norme CEM	IEC 55011, IEC 61000-6-2, FCC Part 15 Class A	
Rispetta direttive e standard di qualità	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	
● Dotazione di serie ○ Opzionale - Non disponibile		
Denominazione del tipo	SC 4000 UP	SC 4200 UP

## 9 FASI PROGETTUALI (CANTIERE, ESERCIZIO E DISMISSIONE)

### 9.1 FASE DI CANTIERE

L'impianto in progetto può essere suddiviso schematicamente in tre blocchi funzionali:

- Area Impianto di produzione (dove insisteranno i moduli fotovoltaici);
- Cavidotti di connessione interni ed esterni al parco (questi ultimi realizzati lungo la viabilità esistente);
- Area Sottostazione Elettrica di trasformazione MT/AT.

Pertanto il cantiere per la sua realizzazione può essere suddiviso in più "sottocantieri" dove le attività lavorative potranno essere svolte in parallelo, provvedendo a coordinare e pianificare le eventuali sovrapposizioni spaziali e temporali delle varie fasi nei diversi "sottocantieri".

Durante la realizzazione dell'opera vari tipi di automezzi avranno accesso alle aree di cantiere:

- automezzi per il trasporto delle strutture di sostegno ed i moduli fotovoltaici;
- betoniere per il trasporto del cemento;
- camion per il trasporto dei trasformatori elettrici e di altri componenti dell'impianto di distribuzione elettrica;
- altri mezzi per il trasporto di attrezzature e maestranze.

A regime si prevedono i seguenti arrivi in cantiere:

- arrivi per il trasporto delle strutture di sostegno e dei moduli fotovoltaici;
- arrivo di autobetoniere nei giorni in cui si realizzeranno le colate di cemento per fondazioni delle cabine di impianto;
- altri arrivi quotidiani di mezzi più piccoli.

#### **9.1.1 Impianto di produzione**

La realizzazione dell'impianto di produzione prevede una serie articolata di lavorazioni complementari tra di loro che possono essere sintetizzate mediante una sequenza di otto fasi determinata dall'evoluzione logica ma non necessariamente temporale.

- 1°fase - Riguarda la "predisposizione" del cantiere attraverso i rilievi sull'area e la realizzazione delle piste d'accesso alle aree del proposto campo fotovoltaico. Segue a breve l'allestimento dell'area di cantiere recintata ed il posizionamento dei materiali e dei macchinari eventualmente necessari. In detta area sarà garantita una fornitura di energia elettrica.
- 2°fase – Realizzazione delle viabilità interna e della recinzione lungo il perimetro dell'area impianto, del tipo a rete elettrosaldato, completa di cancelli di ingresso come da progetto

con stessa tipologia della recinzione;

- 3°fase – Realizzazione dei cavidotti interrati per la posa in opera dei cavi degli elettrodotti;
- 4°fase – Realizzazione dei basamenti delle cabine elettriche, e posa in opera delle cabine elettriche;
- 5°fase - Trasporto dei componenti di impianto (strutture di sostegno, moduli fotovoltaici, quadri elettrici di parallelo, apparecchiature elettriche);
- 6°fase – infissione nel terreno a mezzo macchina battipalo delle strutture di supporto pannelli, montaggio e cablaggio pannelli, connessioni elettriche lato impianto (moduli, quadri inverter) e lato rete di distribuzione;
- 7°fase – Collaudi elettrici, meccanici e strutturali;
- 8°fase – Opere di ripristino e mitigazione ambientale al termine dei lavori, smobilitazione cantiere.

Prima dell'inizio dell'installazione dei moduli fotovoltaici saranno tracciate le piste necessarie al movimento dei mezzi di cantiere (betoniere, gru, pale meccaniche) oltre che dei mezzi utilizzati per il trasporto delle apparecchiature elettriche. Tali piste permetteranno l'accesso all'area di intervento e la movimentazione e distribuzione dei materiali di cantiere e delle componenti di impianto. Avranno larghezza massima pari a circa 4 metri e non saranno asfaltate. Nelle tavole di progetto è riportato il tracciato delle strade in questione che coincideranno con quelle definitive di viabilità interna.

Il montaggio dei moduli fotovoltaici consisterà essenzialmente nelle seguenti fasi:

- trasporto e scarico dei materiali;
- verifica delle caratteristiche del terreno;
- infissione dei pali di supporto della struttura a mezzo battipalo;
- montaggio strutture di sostegno;
- controllo planarità / inclinazioni di progetto;
- montaggio dei moduli FV e relativo cablaggio in serie (stringhe);
- installazione e cablaggio dei quadri elettrici di parallelo;
- posa di tubazioni e cavi nei cavidotti;
- collegamenti di parallelo nei quadri elettrici di sottocampo, cablaggio delle attrezzature elettriche nelle cabine e dei cavi di collegamento alla rete elettrica;
- messa in esercizio dell'impianto.

Le strutture in elevazione sono limitate alle strutture di sostegno dei moduli (di altezza massima pari a 2,5m) ed alle cabine (di altezza massima 2,90 m).

Al termine dei lavori civili ed elettromeccanici sarà effettuato il collaudo di tutte le opere.

### **9.1.2 Cavidotti di connessione**

Gli interventi previsti per l'esecuzione dei cavidotti interrati per i cablaggi interni al Parco e di collegamento delle cabine d'impianto alla stazione d'utenza, in funzione della lunghezza dei collegamenti previsti nei vari tratti di impianto, avverranno per fasi sequenziali di lavoro che permettano di contenere le operazioni in un tratto limitato della linea in progetto, avanzando progressivamente sul territorio, in particolar modo quando le attività riguarderanno le viabilità pubbliche.

In linea di principio le operazioni si articoleranno secondo le seguenti fasi:

- realizzazione delle infrastrutture temporanee di cantiere (lungo le strade pubbliche esistenti);
- apertura della fascia di lavoro e scavo della trincea;
- posa dei cavi e realizzazione delle giunzioni;
- ricopertura della linea e ripristini;

In casi particolari e comunque dove si renderà necessario, in particolare in corrispondenza di attraversamenti, si potrà procedere anche con modalità diverse da quelle sopra esposte. A titolo di esempio si evidenzia che in alcuni casi specifici potrebbe essere necessario procedere alla posa del cavo con:

- Perforazione teleguidata;
- Posa del cavo in tubo interrato.

Gli scavi saranno effettuati con l'utilizzo di pale meccaniche evitando scoscendimenti, franamenti in modo tale che le acque scorrenti sulla superficie del terreno non si riversino sui cavi. Effettuato lo scavo si provvederà alla pulizia del fondo al fine di garantire l'appianamento della superficie. Gli scavi per la posa dei cavi saranno realizzati in corrispondenza delle strade realizzate precedentemente e/o in corrispondenza delle file di stringhe.

La posa interrata dei cavi avverrà a una profondità di almeno un metro e una adeguata protezione meccanica sarà garantita da appositi tubi per cavi in conformità alle modalità di posa della Norma C.E.I 11-17. Lo scavo sarà profondo poco più di un metro e avrà larghezza variabile a seconda del numero delle terne dei cavi da posare.

Prima della posa dei cavi verrà ricoperto il fondo dello scavo (letto di posa) con uno strato (3-4 cm di spessore) di sabbia avente proprietà dielettriche.

I cavi potranno essere posati:

- direttamente nello scavo e quindi ricoperti da uno strato di sabbia dielettrica (circa 25 cm) sul quale verrà posizionato il tegolo di protezione,
- all'interno di tubazioni che saranno ricoperte solo da sabbia dielettrica per uno spessore di 25 cm.

In tutti gli scavi, prima del completo rinterro, sarà posato un nastro monitore codificato atto a segnalare la presenza sottostante di cavi elettrici in tensione come previsto per legge.

### **9.1.3 Sottostazione Elettrica di Trasformazione MT/AT**

Nella stazione di utenza saranno svolte tutte le attività lavorative atte alla installazione delle apparecchiature elettromeccaniche e del trasformatore MT/AT comprensivo del relativo basamento, munito, quest'ultimo, di vasca di contenimento atta ad evitare che eventuali sversamenti accidentali del liquido di raffreddamento si possano disperdere nel sottosuolo.

Le piazzole per l'installazione delle apparecchiature saranno ricoperte con adeguato strato di ghiaione stabilizzato; tali finiture superficiali contribuiranno a ridurre i valori di tensione di contatto e di passo effettive in caso di guasto a terra sul sistema AT.

Si provvederà inoltre a realizzare due edifici prefabbricati in cls (edificio quadri ed edificio comando e controllo) a pianta rettangolare di dimensioni esterne cadauno pari 4 x 2,5m e il secondo 12 x 2,5 m circa, con altezza fuori terra di ca. 4 m. La superficie coperta sarà di ca. 50m<sup>2</sup> e la cubatura totale di ca. 200m<sup>3</sup>.

Lungo il perimetro della Sottostazione sarà realizzata una recinzione metallica di altezza pari a 2,50 metri con un cancello di ingresso di larghezza indicativa pari a 7 metri.

### **9.1.4 Cronoprogramma dei lavori di costruzione dell'impianto**

La durata del cantiere per la costruzione dell'intero impianto è stimata in circa 9/12 mesi secondo il seguente cronoprogramma di massima.

MACRO ATTIVITÀ	SETTIMANE																																															
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38										
Allestimento cantiere, picchettamento e sondaggi	■	■	■	■																																												
Posa in opere recinzione e realizzazione varchi di accesso				■	■	■	■																																									
Realizzazione di viabilità interna al lotto, scavi per cavidotti e basamenti cabine.								■	■	■																																						
Trasporto strutture di sostegno moduli e montaggio a mezzo macchina battipalo											■	■	■	■	■	■																																
Posa in opera cavidotti MT, cablaggio impianti illuminazione e antifurto.																	■	■	■	■																												
Realizzazione sottostazione								■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■																								
Trasporto e installazione moduli fotovoltaici																	■	■	■	■	■	■	■	■	■																							
Trasporto e installazione inverter, trasformatori e quadri elettrici.																							■	■	■	■	■	■																				
Cablaggio stringhe, collegamenti a sottocampi, collegamenti a inverter, trafo e quadri di controllo																																																
Allaccio alla rete di E-DISTRIBUZIONE																																									■	■	■					
Test, collaudi e messa in esercizio																																												■	■	■		

Cronoprogramma dei lavori di costruzione dell'impianto

## **9.2 FASE DI ESERCIZIO**

Durante la fase di esercizio l'impianto assolve alle sue funzioni autonomamente, senza richiedere, di per sé, il presidio da parte di personale preposto. L'impianto, infatti, verrà esercito, a regime, mediante il sistema di supervisione che consentirà di rilevare le condizioni di funzionamento e di effettuare comandi sulle macchine ed apparecchiature da remoto, o, in caso di necessità, di rilevare eventi che richiedano l'intervento di squadre specialistiche. Nel periodo di esercizio dell'impianto, la cui durata è indicativamente di almeno 25/30 anni, non sono previsti ulteriori interventi, fatta eccezione per quelli di controllo e manutenzione dell'impianto, riconducibili alla verifica periodica del corretto funzionamento, con visite preventive od interventi di sostituzione delle eventuali parti danneggiate e con verifica dei dati registrati.

Le visite di manutenzione preventiva sono finalizzate a verificare le impostazioni e prestazioni standard dei dispositivi e si provvederà, nel caso di eventuali guasti, a riparare gli stessi nel corso della visita od in un momento successivo quando è necessario reperire le componenti dell'impianto da sostituire. Dette attività garantiranno un costante controllo su tutte le componenti dell'impianto al fine di garantirne sempre la massima efficienza in modo da massimizzare la vita utile di tutte le componenti, ottenendo benefici effetti sia in termini economici che ambientali. Produrranno inoltre benefici effetti in termini di ricadute socio occupazionali.

L'impianto previsto in progetto è di tipo agrovoltaiico e pertanto il terreno, per la parte non occupata da viabilità e piazzali, potrà continuare ad essere utilizzato per fini agricoli nelle fasce libere tra le file dei moduli fotovoltaici ed anche sotto a questi garantendo un uso più razionale del suolo, in un'ottica sempre più "green". In tal modo, oltre a contribuire al processo di riconversione energetica verso le fonti rinnovabili, si può provare contrastare il sempre più frequente fenomeno di abbandono dei campi. Infatti, aumentando la redditività complessiva del fondo grazie agli introiti derivanti dai contratti sui diritti di superficie sottoscritti per l'installazione dell'impianto (e/o dalla gestione diretta della conduzione del fondo agricolo da parte del produttore energetico), si potrà garantire e rendere sostenibile la coltivazione del fondo, anche senza necessità di incentivi PAC. Le attività agricole che rimarranno pressoché invariate rispetto a quelle già in essere allo stato attuale.

## **9.3 FASE DI DISMISSIONE**

Questa ultima fase è assimilabile alla fase di cantiere iniziale, di cui rappresenta un'estensione temporale. Le attività previste riguardano essenzialmente le rimozioni di tutte le componenti dell'impianto precedentemente installate.

Lo smantellamento dell'impianto alla fine della sua vita utile avverrà nel rispetto delle norme di sicurezza presenti e future, attraverso una sequenza di fasi operative che sinteticamente sono riportate di seguito. Per la dismissione si prevede:

- Distacco elettrico dei moduli e loro copertura per lo sganciamento e messa in sicurezza dei contatti elettrici;
- Distacco elettrico dei quadri di sottocampo e dei quadri di campo con sganciamento della componentistica interna dalla barra din;
- Distacco delle linee elettriche dai moduli verso i quadri di sottocampo;
- Distacco delle strutture di sostegno dei moduli, a partire dalle traverse orizzontali e verticali in alluminio, ai bulloni, ai puntoni, ai pali infissi nel terreno;
- Rimozione dei cavi di media tensione dalle linee corrugate interrate;
- Rimozione dei pozzetti;
- Rimozione delle linee corrugate interrate.

Per quanto riguarda il sistema di videosorveglianza e l'illuminazione si prevede rimozione delle linee elettriche, dei pozzetti e delle linee corrugate.

La recinzione del sito ed i cancelli di ingresso saranno rimosse a meno di diversa richiesta da parte del proprietario dei suoli.

Per quanto concerne invece la rimozione delle cabine elettriche si prevede:

- Distacco elettrico delle apparecchiature e loro messa in sicurezza;
- Smontaggio di tutti i contatti elettrici;
- Smontaggio di tutti i quadri elettrici presenti;
- Rimozione e trasporto delle apparecchiature elettriche (Inverter, Trasformatori, Quadri elettrici, Lampade, Elementi di Misura...);
- Rimozione dei cavi elettrici e dei corrugati presenti sotto la pavimentazione delle cabine.

Dalla dismissione dei quadri e delle linee elettriche, sarà possibile recuperare componenti elettrici (separatori, varistori, interruttori, ...) che possono essere riutilizzati (se non deteriorati) per altre applicazioni. Tutti i cavi elettrici saranno raccolti separatamente e smaltiti insieme ai cavi esterni con un unico processo.

Le operazioni previste per la demolizione e successivo recupero/smaltimento dei pannelli fotovoltaici consisteranno nello smontaggio dei moduli ed invio degli stessi ad idonea piattaforma che effettuerà le seguenti operazioni di recupero:

- recupero cornice di alluminio;
- recupero vetro;

- recupero integrale della cella di silicio o recupero del solo wafer;
- invio a discarica delle modeste quantità di polimero di rivestimento della cella.

Del modulo fotovoltaico possono essere recuperati almeno il vetro di protezione, le celle al silicio la cornice in alluminio ed il rame dei cavi, pari a circa il 95% del suo peso.

Le strutture di sostegno dei pannelli saranno rimosse tramite smontaggio meccanico, per quanto riguarda la parte aerea, e tramite estrazione dal terreno dei pali di fondazione infissi. I materiali ferrosi ricavati verranno inviati ad appositi centri di recupero e riciclaggio istituiti a norma di legge. Per quanto attiene al ripristino del terreno non sarà necessario procedere a nessuna demolizione di fondazioni in quanto non si utilizzano elementi in calcestruzzo gettati in opera.

Le linee elettriche e gli apparati elettrici e meccanici delle cabine di trasformazione saranno rimosse, conferendo il materiale di risulta agli impianti all'uopo deputati dalla normativa di settore.

Per quanto attiene alle strutture prefabbricate si procede alla demolizione ed allo smaltimento dei materiali presso impianti di recupero e riciclaggio inerti da demolizione (rifiuti speciali non pericolosi). Per le platee delle cabine elettriche previste in calcestruzzo si prevede la loro frantumazione, con asportazione e conferimento dei detriti a ditte specializzate per il recupero degli inerti.

La recinzione in maglia metallica di perimetrazione del sito compresi i paletti di sostegno e i cancelli di accesso, qualora si decida per la rimozione, sarà smontata ed inviata a centri di recupero per il riciclaggio delle componenti metalliche.

La pavimentazione in pietrisco o altro materiale inerte, incoerente e permeabile, della strada perimetrale è rimossa tramite scavo superficiale e successivo smaltimento del materiale rimosso presso impianti di recupero e riciclaggio inerti da demolizione. La superficie dello scavo viene raccordata e livellata col terreno circostante, e lasciata rinverdire naturalmente.

Nel cantiere di dismissione dell'impianto fotovoltaico, verranno predisposte aree temporanee di stoccaggio per materiali e componenti separati. Tali componenti potranno essere avviati a:

- ulteriore smontaggio per il recupero dei materiali riciclabili;
- filiere di recupero dei materiali;
- discariche autorizzate per i materiali non recuperabili.

Al termine della procedura di dismissione dell'impianto, nelle aree temporanee di fine cantiere saranno presenti i seguenti gruppi di materiali, indicandone i principali elementi di cui essi sono composti:

- Moduli fotovoltaici in film sottile;
- Telai in alluminio (supporto dei pannelli);
- Pali ad infissione (acciaio);

- Traverse di sostegno moduli (alluminio);

## **10 PRODUCIBILITÀ**

Opportuni rilievi effettuati sul sito non hanno evidenziato importanti ombreggiamenti dei moduli che possano influire sulla producibilità annua dell'impianto. Quelli residui saranno valutati ed evitati in sede esecutiva.

I dati di radiazione solare sul piano dei moduli sono riportati nelle tabelle successive, distinte per ciascun campo fotovoltaico.

Per determinare la producibilità di massima del sistema fotovoltaico sul lato BT è plausibile, in via preliminare, stimare un'efficienza complessiva minima del sistema del 76% rispetto all'energia producibile nominalmente dal sistema ai morsetti dei moduli in condizionistandard di funzionamento.

Per la simulazione di producibilità si è usato il programma PVSYST 7.2.14.

**L'impianto in oggetto, di potenza nominale pari a circa 19,943 kWp produrrà circa 32000 MWh/anno.**



Version 7.2.14

# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

Project: BANZI

Variant: Nuova variante di simulazione

No 3D scene defined, no shadings

System power: 19.94 MWp

Banzi - Italy

**Author**

Greenlab Srl (Italy)



**PVsyst V7.2.14**

VCO, Simulation date:  
04/05/22 11.43  
with v7.2.14

## Project: BANZI

Variant: Nuova variante di simulazione

Greenlab Srl (Italy)

### Project summary

<b>Geographical Site</b> Banzi Italy	<b>Situation</b> Latitude 40.89 °N Longitude 16.01 °E Altitude 524 m Time zone UTC+1	<b>Project settings</b> Albedo 0.20
<b>Meteo data</b> Banzi PVGIS TMY: SARAH, COSMO or NSRDB - Sintetico		

### System summary

<b>Grid-Connected System</b>	<b>No 3D scene defined, no shadings</b>		
<b>PV Field Orientation</b> Fixed plane Tilt/Azimuth 30 / 20 °	<b>Near Shadings</b> No Shadings	<b>User's needs</b> Unlimited load (grid)	
<b>System information</b> <b>PV Array</b> Nb. of modules 34684 units Pnom total 19.94 MWp	<b>Inverters</b> Nb. of units 5 units Pnom total 18.70 MWac Pnom ratio 1.066		

### Results summary

Produced Energy 32 GWh/year	Specific production 1616 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 87.55 %
-----------------------------	---------------------------------------	------------------------

### Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	6
Loss diagram	7
Special graphs	8



**PVsyst V7.2.14**  
 VCO, Simulation date:  
 04/05/22 11.43  
 with v7.2.14

## Project: BANZI

Variant: Nuova variante di simulazione

Greenlab Srl (Italy)

### General parameters

<b>Grid-Connected System</b>	<b>No 3D scene defined, no shadings</b>	
<b>PV Field Orientation</b>	<b>Sheds configuration</b>	<b>Models used</b>
<b>Orientation</b>		Transposition Perez
Fixed plane		Diffuse Perez, Meteonom
Tilt/Azimuth 30 / 20 °		Circumsolar separate
<b>Horizon</b>	<b>Near Shadings</b>	<b>User's needs</b>
Free Horizon	No Shadings	Unlimited load (grid)

### PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Jinkosolar	Manufacturer	SMA
Model	JKM575M-7RL4-V	Model	Sunny Central 2750-EV
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	575 Wp	Unit Nom. Power	2750 kWac
Number of PV modules	9620 units	Number of inverters	2 units
Nominal (STC)	5532 kWp	Total power	5500 kWac
<b>Array #1 - Sottocampo 1</b>		<b>Array #1 - Sottocampo 1</b>	
Number of PV modules	4784 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2751 kWp	Total power	2750 kWac
Modules	184 Strings x 26 In series	Operating voltage	875-1425 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Pnom ratio (DC:AC)	1.00
Pmpp	2510 kWp		
U mpp	1042 V		
I mpp	2408 A		
<b>Array #2 - Sottocampo 2</b>		<b>Array #2 - Sottocampo 2</b>	
Number of PV modules	4836 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2781 kWp	Total power	2750 kWac
Modules	186 Strings x 26 In series	Operating voltage	875-1425 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Pnom ratio (DC:AC)	1.01
Pmpp	2537 kWp		
U mpp	1042 V		
I mpp	2434 A		
<b>Array #3 - Sottocampo #3</b>		<b>Array #3 - Sottocampo #3</b>	
<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	Jinkosolar	Manufacturer	SMA
Model	JKM575M-7RL4-V	Model	Sunny Central 4000 UP
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	575 Wp	Unit Nom. Power	4000 kWac
Number of PV modules	7488 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	4306 kWp	Total power	4000 kWac
Modules	288 Strings x 26 In series	Operating voltage	880-1325 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Pnom ratio (DC:AC)	1.08
Pmpp	3929 kWp		
U mpp	1042 V		
I mpp	3769 A		



**PVsyst V7.2.14**  
 VCO, Simulation date:  
 04/05/22 11.43  
 with v7.2.14

## Project: BANZI

Variant: Nuova variante di simulazione

Greenlab Srl (Italy)

### PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Jinkosolar	Manufacturer	SMA
Model	JKM575M-7RL4-V	Model	Sunny Central 4600 UP
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	575 Wp	Unit Nom. Power	4600 kWac
Number of PV modules	17576 units	Number of inverters	2 units
Nominal (STC)	10.11 MWp	Total power	9200 kWac
<b>Array #4 - Sottocampo #4</b>		<b>Array #5 - Sottocampo #5</b>	
Number of PV modules	8788 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	5053 kWp	Total power	4600 kWac
Modules	338 Strings x 26 In series	Operating voltage	1003-1325 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Phom ratio (DC:AC)	1.10
Pmpp	4611 kWp		
U mpp	1042 V		
I mpp	4424 A		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		<b>At operating cond. (50°C)</b>	
Pmpp	4611 kWp	Operating voltage	1003-1325 V
U mpp	1042 V	Phom ratio (DC:AC)	1.10
I mpp	4424 A		
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	19943 kWp	Total power	18700 kWac
Total	34684 modules	Number of inverters	5 units
Module area	94829 m <sup>2</sup>	Phom ratio	1.07

### Array losses

Thermal Loss factor		Module Quality Loss		Module mismatch losses				
Module temperature according to irradiance		Loss Fraction	-0.8 %	Loss Fraction	2.0 % at MPP			
Uc (const)	20.0 W/m <sup>2</sup> K							
Uv (wind)	0.0 W/m <sup>2</sup> K/m/s							
<b>Strings Mismatch loss</b>								
Loss Fraction	0.1 %							
<b>IAM loss factor</b>								
Incidence effect (IAM): Fresnel AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

### DC wiring losses

Global wiring resistance	0.99 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC



**PVsyst V7.2.14**  
VC0, Simulation date:  
04/05/22 11:43  
with v7.2.14

**Project: BANZI**

Variant: Nuova variante di simulazione

Greenlab Srl (Italy)

**DC wiring losses**

<b>Array #1 - Sottocampo 1</b>		<b>Array #2 - Sottocampo 2</b>	
Global array res.	7.2 mΩ	Global array res.	7.1 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #3 - Sottocampo #3</b>		<b>Array #4 - Sottocampo #4</b>	
Global array res.	4.6 mΩ	Global array res.	3.9 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #5 - Sottocampo #5</b>			
Global array res.	3.9 mΩ		
Loss Fraction	1.5 % at STC		



**PVsyst V7.2.14**  
 VCO, Simulation date:  
 04/05/22 11.43  
 with v7.2.14

**Project: BANZI**  
 Variant: Nuova variante di simulazione

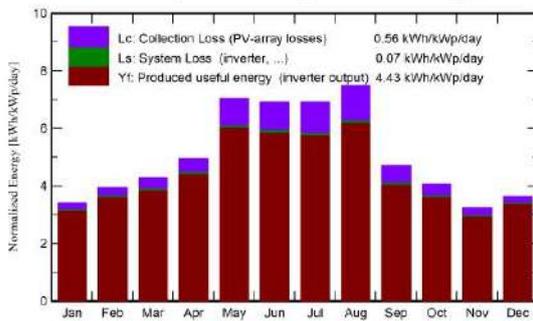
Greenlab Srl (Italy)

**Main results**

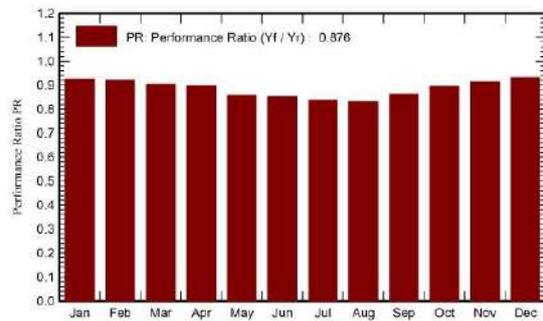
**System Production**

Produced Energy **32 GWh/year**      Specific production **1616 kWh/kWp/year**  
 Performance Ratio PR **87.55 %**

**Normalized productions (per installed kWp)**



**Performance Ratio PR**



**Balances and main results**

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	65.3	26.70	6.39	105.7	103.7	1.984	1.952	0.927
February	79.2	34.60	5.30	110.5	108.4	2.062	2.028	0.921
March	112.9	54.20	7.51	132.5	129.7	2.431	2.392	0.905
April	137.3	67.10	11.91	148.6	145.4	2.697	2.655	0.896
May	218.7	69.80	18.10	218.2	213.2	3.791	3.733	0.858
June	216.1	72.80	20.57	207.2	202.1	3.571	3.517	0.851
July	220.5	66.50	23.14	214.0	208.8	3.629	3.574	0.837
August	216.3	56.40	24.82	232.0	227.6	3.896	3.837	0.829
September	125.0	57.70	18.97	141.5	138.5	2.474	2.435	0.863
October	93.3	39.10	13.39	125.9	123.5	2.280	2.244	0.894
November	64.4	30.00	8.16	97.3	95.3	1.801	1.772	0.913
December	64.2	24.30	6.12	112.7	110.7	2.126	2.093	0.931
<b>Year</b>	<b>1613.2</b>	<b>599.19</b>	<b>13.75</b>	<b>1846.0</b>	<b>1806.8</b>	<b>32.743</b>	<b>32.231</b>	<b>0.876</b>

**Legends**

- |         |  |        |   |
|---------|--|--------|---|
| GlobHor | Global horizontal irradiation                | EArray | Effective energy at the output of the array |
| DiffHor | Horizontal diffuse irradiation               | E_Grid | Energy injected into grid                   |
| T_Amb   | Ambient Temperature                          | PR     | Performance Ratio                           |
| GlobInc | Global incident in coll. plane               |        |   |
| GlobEff | Effective Global, corr. for IAM and shadings |        |   |



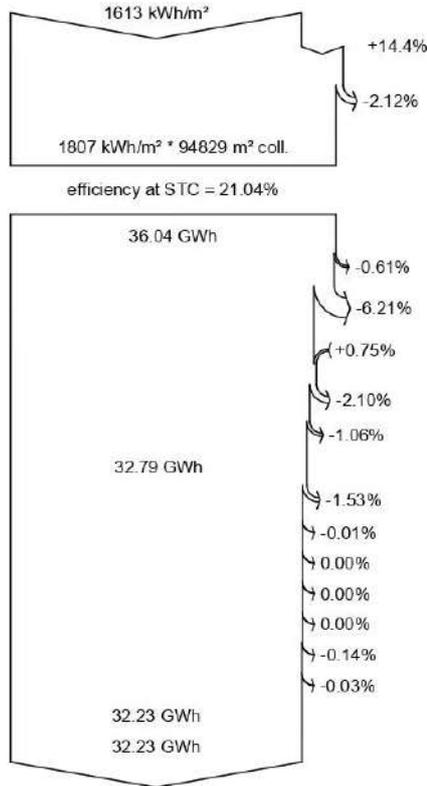
**PVsyst V7.2.14**  
VC0, Simulation date:  
04/05/22 11.43  
with v7.2.14

## Project: BANZI

Variant: Nuova variante di simulazione

Greenlab Srl (Italy)

### Loss diagram



**Global horizontal irradiation**  
**Global incident in coll. plane**

IAM factor on global

**Effective irradiation on collectors**  
PV conversion

**Array nominal energy (at STC effic.)**  
PV loss due to irradiance level  
PV loss due to temperature  
Module quality loss  
Mismatch loss, modules and strings  
Ohmic wiring loss

**Array virtual energy at MPP**  
Inverter Loss during operation (efficiency)  
Inverter Loss over nominal inv. power  
Inverter Loss due to max. input current  
Inverter Loss over nominal inv. voltage  
Inverter Loss due to power threshold  
Inverter Loss due to voltage threshold  
Night consumption

**Available Energy at Inverter Output**  
**Energy injected into grid**



**PVsyst V7.2.14**  
VC0, Simulation date:  
04/05/22 11.43  
with v7.2.14

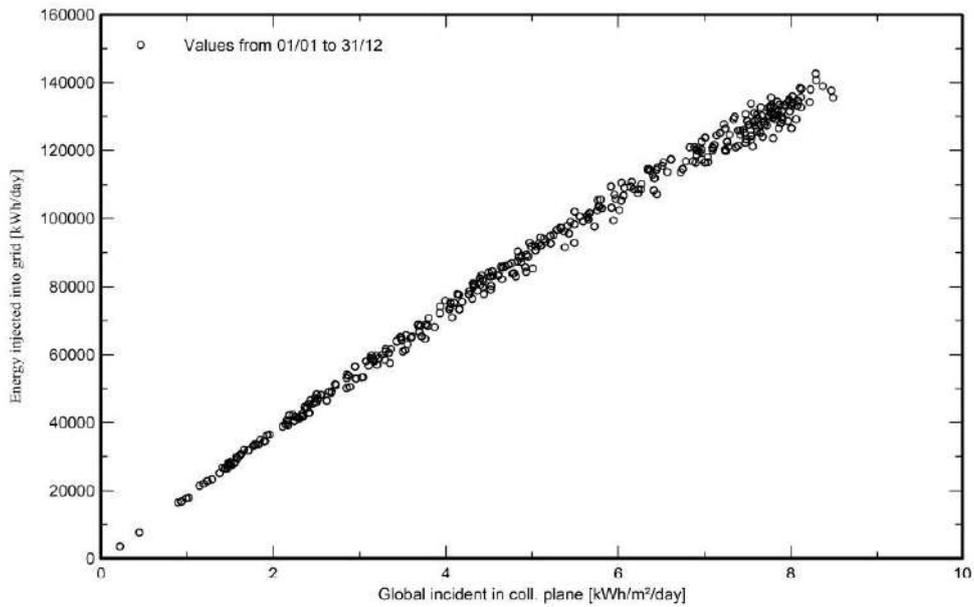
Project: BANZI

Variant: Nuova variante di simulazione

Greenlab Srl (Italy)

**Special graphs**

**Diagramma giornaliero entrata/uscita**



**Distribuzione potenza in uscita sistema**

