

Alta Capital 12 S.r.l.
 Via Ettore De Sonnaz, 19
 10121 Torino (TO)
 P.Iva 12531540016
 PEC altacapital12.pec@maildoc.it

Progettista



Industrial Designers and Architects S.r.l.
 via Cadore, 45
 20038 Seregno (MB)
 p.iva 07242770969
 PEC ideaplan@pec.it mail info@ideaplan.biz



Progetto per la realizzazione dell'Impianto agrivoltaico integrato ecocompatibile "Bordonaro" da 130 MWp a Gangi 90024 (PA).

Elaborati del progetto definitivo

Relazione Illustrativa

Revisione

n.	data	aggiornamenti
1		
2		
3		

nome file
documento in _p.u.a\pua_2\aggiornamento 24_10_22\rs.06.rel.0001.a.0. -relazione illustrativa fv gangi 2 rev..04.doc

Elaborato

RS 06 REL

0001 A 0

	data	nome	firma
redatto	25.10.2022	Ferrigno	
verificato	25.10.2022	Falzone	
approvato	25.10.2022	Speciale	

DATA 25.10.2022

Sommario

1	PARTE PRIMA – Descrizione dell’idea progettuale e del Proponente	3
1.1	PREMESSA	3
1.2	UBICAZIONE DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO	11
1.2	DESCRIZIONE DELL’IMPIANTO: DIMENSIONI E CARATTERISTICHE	12
1.4	RIFERIMENTI LEGISLATIVI	17
1.5	NORME APPLICABILI	18
1.6	STRUMENTO URBANISTICO VIGENTE E RELATIVE NORME DI ATTUAZIONE.....	19
1.7	MATRICE SINTETICA DI COERENZA TRA QUADRO PROGRAMMATICO E PROPOSTA PROGETTUALE	26
2	PARTE SECONDA – Stima producibilità e dimensionamento dell’impianto	28
2.1	SITO D’INSTALLAZIONE.....	28
2.1.1	Disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto agrivoltaico.....	28
2.1.2	Disponibilità della fonte solare.....	28
2.1.3	Criterio di stima dell’energia prodotta.....	28
2.2	DIMENSIONAMENTO DELL’ IMPIANTO.....	30
2.3	MODULI FOTOVOLTAICI.....	30
2.4	IRRAGGIAMENTO SOLARE DEL LUOGO SCELTO, RENDIMENTO E PRODUTTIVITA'	34
2.5	CONFIGURAZIONE DELL’IMPIANTO AGRIVOLTAICO	38
2.6	ANALISI DEI COSTI	41
2.6.1	Costo di realizzazione impianto	41
2.6.2	Costi di esercizio	42
2.7	RISPARMIO SUL COMBUSTIBILE ED EMISSIONI EVITATE IN ATMOSFERA.....	43
2.7.1	Risparmio sul combustibile	43
2.7.2	Emissioni evitate in atmosfera.....	43
3	PARTE TERZA – Servizi ausiliari ed opere civili.....	44
3.1	STRUTTURE DI FISSAGGIO	44
3.2	CABINE ELETTRICHE	45
3.3	ALTRI LOCALI ACCESSORI.....	46
3.4	IMPIANTO GENERALE DI TERRA	46

3.5	CAVIDOTTI INTERRATI E CONNESSIONE ALLA RETE ELETTRICA	46
3.6	STRADA DI ACCESSO AL SITO	47
3.7	RECINZIONE	47
4.	PARTE QUARTA – Componenti dell’impianto agrivoltaico.....	49
4.1	MODULI FOTOVOLTAICI	49
4.2	INVERTER	50
4.3	QUADRO ELETTRICO DI INTERFACCIA PARALLELO RETE LATO C.A.	50
4.4	SPECIFICHE CABINE DI TRASFORMAZIONE	50
4.5	ACCESSORI INTERNI ALLA CABINA E SERVIZI A COMPLETAMENTO:	53
4.6	IMPIANTI ELETTRICI AUSILIARI	53
4.7	IMPIANTO GENERALE DI TERRA	53
4.8	ELETTRODOTTI	53
5.	PARTE QUINTA – Descrizione fonte energetica utilizzata	57
5.1	L’ENERGIA SOLARE	57
5.2	PRINCIPIO DI FUNZIONAMENTO	
6.	PARTE SESTA – Fasi e tempi di realizzazione.....	58
6.1	TEMPISTICA DI REALIZZAZIONE, MODALITA’ DI ESECUZIONE LAVORI.....	59
6.2	PRODUZIONE DI RIFIUTI E DISMISSIONE IMPIANTO	59
6.3	UTILIZZO ENERGIA PRODOTTA	60
7.0	CRONOPROGRAMMA DEI LAVORI	60

1 PARTE PRIMA – Descrizione dell’idea progettuale e del Proponente

1.0 Dati del Proponente

Buckley Lawrence James Armstrong, nato a Pembury (Gran Bretagna) il 27/05/1977, CF BCKLRN77E27Z114T, domiciliato in Torino (TO) in via Ettore de Sonnaz, 19. di Amministratore unico della Società ALTA CAPITAL 12 S.R.L., con sede in TORINO (TO) in via Ettore de Sonnaz, 19, cap 10121 p.i. 12531540016, Iscr. R.E.A. Torino n. 1297042

SEDE Societaria: via Ettore de Sonnaz n. 19 Torino (TO) CAP 10121;
telefono/fax: 0934575585 - cell. 3355354102
pec: altacapital12.pec@maildoc.it - e-mail: info@ideaplan.biz

1.1 PREMESSA

L’impianto, denominato IMPIANTO “BORDONARO”, classificato come “Impianto non integrato” e di tipo agrivoltaico, è di tipo grid-connected e la modalità di connessione è in “Trifase in ALTA TENSIONE 150 kV”.

L’impianto in progetto prevede l’installazione a terra, su più lotti di terreno limitrofi ma non contigui, ricadente nel Comune di Gangi (PA) aventi complessivamente superficie impegnata di 2.294.746 m² attualmente a destinazione agricola, di pannelli fotovoltaici (moduli) in silicio monocristallino della potenza unitaria di 615 Wp. I pannelli, in virtù della particolare conformazione morfologica del territorio, saranno montati sia su strutture ad inseguimento (tracker), in configurazione bifilare, asse di rotazione Nord-Sud con inclinazione Est-Ovest compresa tra +/- 45°, sia su strutture fisse, in configurazione bifilare; ogni struttura alloggerà 2 filari tipicamente da 25 moduli.

Il progetto prevede complessivamente 222.844 moduli occupanti una superficie massima di circa 622.918 m², per una potenza complessiva installata di circa 137,05 MWp lato DC, di moduli fotovoltaici, collegati a n. 743 inverter DC/AC da 175 kW di cui n.1 caricato a 150 kW per avere una potenza nominale di picco complessiva del campo lato AC pari a 130 MWp.

Il totale dei pannelli posizionati sarà pari a n. 222.844, di cui:

- 174.760 posizionati su trackers, con asse N-S e tilt +/- 45°. Il pitch sarà di 8,75 m con un corridoio tra i trackers di 3,78 m per il tilt a 0° - Pot. 107,477 MW;
- 48.084 posizionati su strutture fisse, tilt 25°. Il pitch sarà 7,40 m con un corridoio tra le tavole di 3,00 m Pot. 29,57 MW;

La scelta di sovradimensionare l’impianto agrivoltaico lato DC è motivata dalla volontà di ottimizzare il funzionamento dell’impianto agrivoltaico nelle ore di bassa producibilità (ore mattutine ed ore pomeridiane), in modo da avere una producibilità quasi costante in tutto l’arco della giornata. Inoltre, tenendo conto della riduzione dell’efficienza dei moduli fotovoltaici nel tempo, il sovradimensionamento lato DC ci consente di garantire una potenza lato AC costante nel tempo.

Il parco agrivoltaico, oggetto della presente relazione, sarà costituito da 743 inverter DC/AC da 175 kW suddivisi in:

- n. 36 sottocampi di potenza compresi tra 2000 kWp e 4000 kWp, n.4 cabine MT/BT da 500 kVA per i Servizi Ausiliari (SA), una cabina per il punto di consegna dalla rete del distributore.

I 36 sottocampi sono suddivisi in 3 campi aventi rispettivamente le seguenti potenze: “Campo SSE1” di 46,375 MW; “Campo SSE2” di 41,100 MW e “Campo SSE3” di 42,525 MW.

Gli inverter di ciascun sottocampo, appartenenti alla stessa area, saranno collegati ad un quadro di parallelo posto all’interno di un box cabina di trasformazione al cui interno sarà presente tipicamente un trasformatore in resina da 4.000 kVA 0,8/30 kV/kV che innalzerà la tensione da 800V a 30 kV. Tali sottocampi all’interno di ciascuna area saranno reciprocamente ed elettricamente collegati da un sistema di distribuzione ramificato in MT 30 kV del tipo in entra ed esci.

Ciascun campo, mediante un cavidotto interrato, farà capo ad una propria cabina di raccolta e trasformazione di utenza MT/AT, avremo quindi n. 3 sottostazioni elettriche di trasformazione così suddivise:

- “SSE 1 - MT/AT” con n. 1 trasformatore ONAN/ONAF da 50/63 MVA 30/150 kV/kV per il campo “SSE1”;
- “SSE 2 - MT/AT” con n. 1 trasformatore ONAN/ONAF da 50/63 MVA 30/150 kV/kV per il campo “SSE2”;
- SSE 3 - MT/AT di trasformazione e di parallelo “con n.1 trasformatore ONAN/ONAF da 50/63 MVA 30/150 kV/kV per il campo “SSE3”. A tale sottostazione si collegheranno tramite cavo AT la Sottostazione SSE1 e SSE2.

Dalla SSE3 Stazione di trasformazione e di parallelo Utente si dipartirà una terna di cavi in AT a 150 kV che si andrà ad attestare ad una sottostazione di consegna Utente e da questa collegata in antenna a 150 kV con la sezione a 150 kV di una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) 380/150 kV della RTN, da inserire in entra – esce sul futuro elettrodotto RTN a 380 kV della RTN “Chiaromonte Gulfi - Ciminna”, previsto nel Piano di Sviluppo Terna, cui raccordare la rete AT afferente alla SE RTN di Caltanissetta.

Per le modalità di scambio di energia fra la rete in AT e impianto agrivoltaico, la potenza massima di connessione conferibile in rete pubblica sarà pari a 130 MWp come da STMG.

I terreni oggetto del progetto sono identificati al NCT dei Comuni di Enna nel Foglio 281 e di Gangi nei Fogli di mappa nn. 73-78-79-80, di cui allo stralcio di cartografia (Figura 1). Le particelle interessate sono distinte nella tabella sotto riportata, insieme all’estensione dei terreni indicata in m²:

Numero d'ordine	DATI CATASTALI			Superficie Totale Catastale in m ²
	Comune	Foglio	Particella	
1	Enna (EN)	281	149	48858

ALTA CAPITAL 12 s.r.l.

2		281	34	9750	
3		281	35	10673	
4		281	39	8290	
5		281	53	2780	
6		281	57	2094	
7		281	98	33360	
8	Gangi (PA)	73	92	15031 4609	
9		73	93	16957 3953	
10		73	292	10042 9941	
11		73	43	679 64 1497	
12		73	46	735 2470 6945	
13		73	84	10741 64	
14		73	86	8790	
15		73	87	9911 9809	
16		Gangi (PA)	78	61	8335 16545
17			78	62	26190
18			78	63	9765
19			78	68	6000 20000 2680
20			78	70	26000
21			78	65	26730
22			78	116	6480
23	78		122	6550	
24	78		121	9765	
25	78		128	1810	
26	78		155	7054	
27	78		156	6639	
28	78		157	6227	
29	78		158	633	
30	78		159	868	
31	78	160	259 1200		
32	78	186	10817		
33	78	187	14783		
34	78	188	6323		
35	78	189	1257		

ALTA CAPITAL 12 s.r.l.

				1100
36	Gangi (PA)	79	40	7206
				3234
37		79	41	6546
				120
38		79	42	290
39		79	44	1210
40		79	45	924
				156
41		79	76	2735
				665
42		79	77	9320
43		79	78	3365
				275
44		79	86	9322
				838
45		79	87	13158
				1652
46		79	88	10610
47		79	89	5086
				2894
48		79	159	15244
49		79	68	13619
				331
50		79	71	5346
51		79	198	3470
52		79	199	17462
53		79	65	25580
54		79	46	10300
55	79	79	7097	
			6453	
56	79	90	23382	
			2128	
57	79	32	77640	
58	79	31	98278	
			21522	
59	79	119	5191	
			999	
60	79	243	37351	
			3000	
61	79	116	16075	
			7985	
62	79	111	29293	
			1077	
63	79	115	27460	
64	79	84	11850	
65	79	98	10581	
			2209	
66	79	99	9730	
67	79	104	53780	
			22900	
68	79	82	2246	

ALTA CAPITAL 12 s.r.l.

				1723
69	79	81	3502	418
70	79	80	4109	1591
71	79	91	6516	2324
72	79	92	4315	1235
73	79	93	4272	1008
74	79	47	6825	345
75	79	48	4970	
76	79	49	4479	661
77	79	112	51774	468
78	79	83	4758	9899
79	79	94	8707	2021
80	79	139	723	32888
81	79	140	46681	17102
82	79	141	2289	51434

ALTA CAPITAL 12 s.r.l.

				1636
83		79	27	40596
				39244
84		79	129	15840
				26750
85		79	200	14932
86		79	8	78480
87		79	162	23418
88		79	188	21250
89		79	37	10
90		80	78	1143
				107
91		80	79	19970
				7680
92		80	81	43000
				9500
93		80	18	158685
				29985
94		80	14	40413
				1677
95		80	16	46489
				1486
96		80	15	46145
				7235
97		80	6	52340
98		80	8	14942
				17828
99		80	20	2620
100		80	65	39712
				5838
101		80	67	48090
102		80	72	4400
103		80	69	50650
104		80	73	3260
105		80	12	1120
Superficie totale Catastale in m²				2.294.746

Per effettuare una localizzazione univoca dei terreni sui quali insiste il campo agrivoltaico, di seguito si riportano le cartografie riguardanti:

- Sovrapposizione del campo agrivoltaico su ortofoto (figura 1);
- Sovrapposizione del campo agrivoltaico su catastale (figura 2);
- Sovrapposizione del campo agrivoltaico su CTR (figura 3).

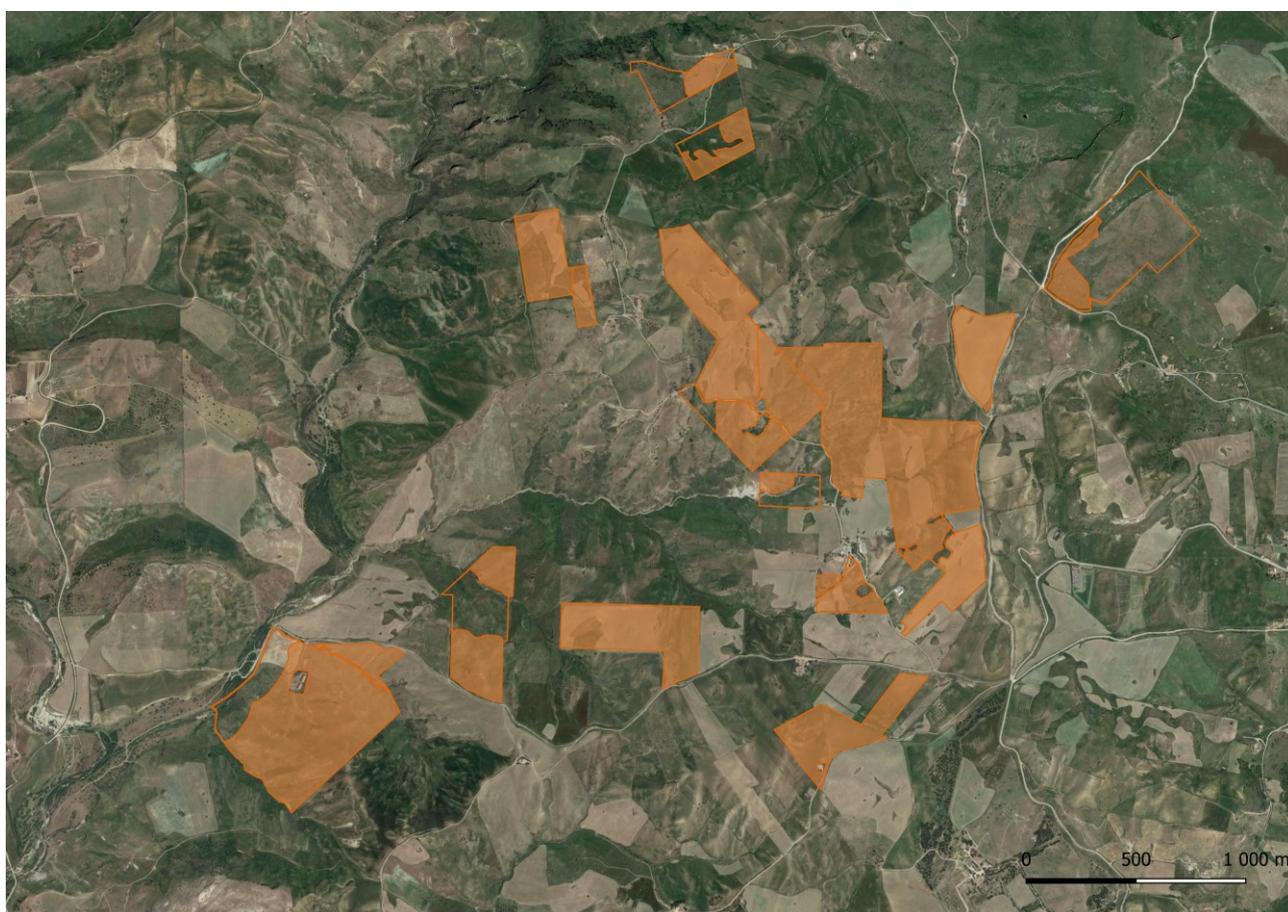


Figura 1- Inquadramento dell'area dell'impianto su Foto Satellitare

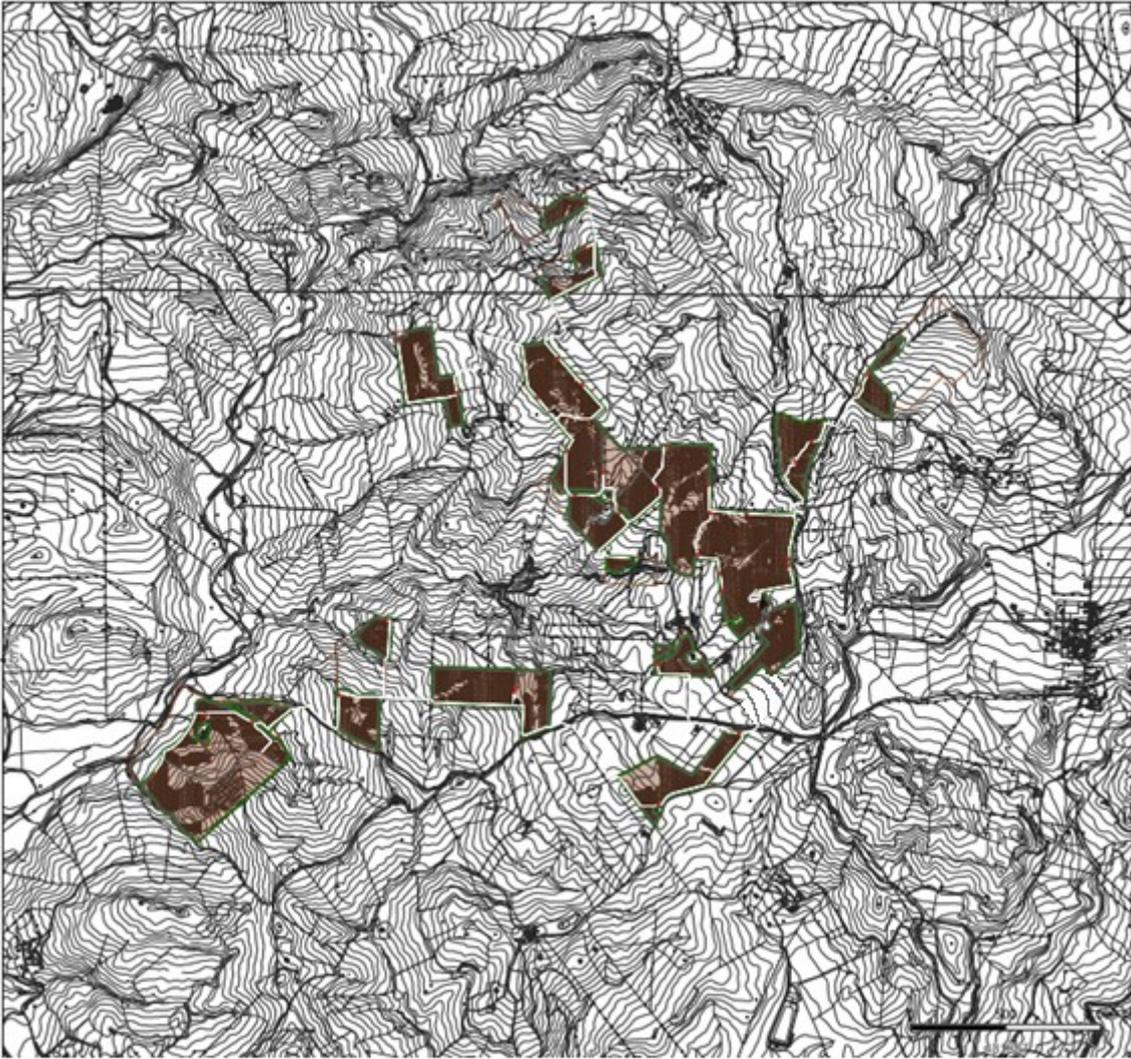


Figura 2- Inquadramento dell'area dell'impianto su CTR

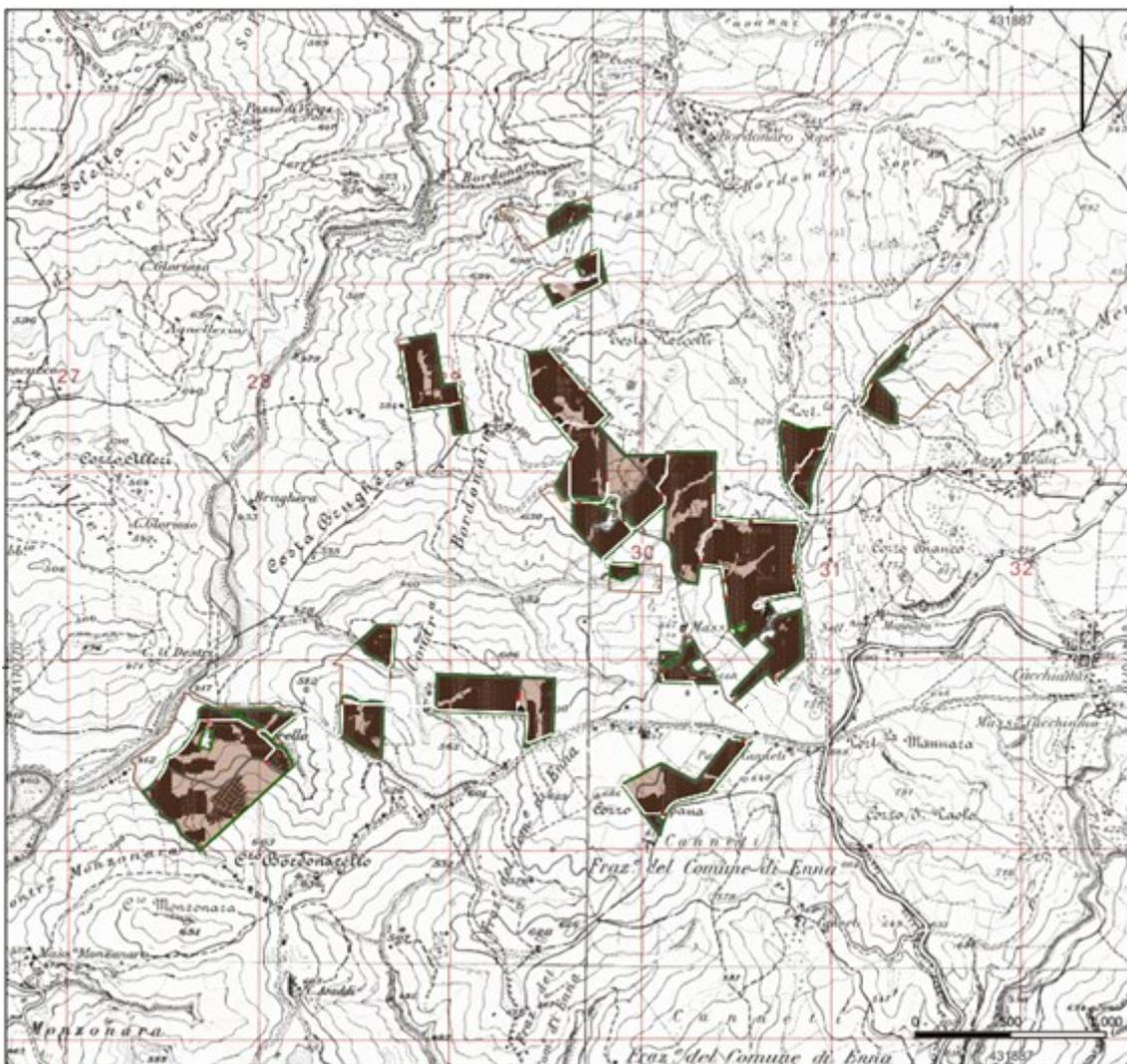


Figura 3- Inquadramento dell'area dell'impianto su IGM

1.2 UBICAZIONE DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO

I terreni, sui quali sarà costruito l'impianto agrivoltaico in progetto, ricadono nel territorio comunale di Gangi (PA) e per un'esigua parte del territorio di Enna (EN), a circa 11,7 km a Sud del centro abitato di Gangi (PA), in una zona occupata da terreni agricoli e distante da agglomerati residenziali e case sparse.

Il sito è ubicato a circa 16,9 km a Sud-Est di Petralia Soprana (PA), a 7,9 km ad Est di Alimena (PA), a 4 km ad Ovest di Villadoro (EN) e a 17,5 km a Sud-Ovest di Nicosia (EN). Il sito risulta accessibile dalla viabilità locale, costituita da strade statali, provinciali, comunali e vicinali. Nello specifico l'area destinata al futuro campo agrivoltaico si trova ad Est della Strada Statale 290 e a Nord-Ovest della Strada Provinciale 32.

Nella Cartografia del Catasto Terreni l'area di impianto è compresa nei Fogli di Mappa Catastale nn. 73, 78, 79, 80 di Gangi (PA) e nel Foglio n. 281 di Enna (EN).

I terreni interessati dal progetto sono iscritti in un rettangolo che, nel sistema di coordinate UTM (Universale Trasversa di Mercatore), è indicato con precisione dai vertici superiore sinistro ed inferiore

destro, mentre, nel sistema di coordinate geografiche, è individuato da uno span di latitudine e di longitudine:

UPPER LEFT X= 426201.09 m E	UPPER LEFT Y=4174015.76 m N
LOWER RIGHT X= 432303.39 m E	LOWER RIGHT Y= 4169272.08 m N
UPPER LEFT LONGITUDE = 14° 9'45.82"E	UPPER LEFT LATITUDE = 37°42'37.47"N
LOWER RIGHT LONGITUDE = 14°13'56.63"E	LOWER RIGHT LATITUDE = 37°40'5.29"N

Tali terreni non sono oggetto di vincolo naturalistico poiché non ricadono né in zona SIC/ZSC né in zona ZPS, secondo quanto si rileva dal Piano di Gestione Siti di Importanza comunitaria, Rete Natura 2000, Regione Sicilia.

1.2 DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO: DIMENSIONI E CARATTERISTICHE

L'impianto, denominato “Impianto Agrivoltaico Integrato Ecocompatibile BORDONARO”, classificato come “Impianto non integrato” e di tipo agrivoltaico integrato ecocompatibile, verrà realizzato a terra nel territorio comunale di al Comune di Gangi (PA) e, per un'esigua porzione, nel territorio afferente al Comune di Enna (EN) nei terreni regolarmente censiti al Catasto, come si evince da Piano Particellare allegato. L'impianto è di tipo grid-connected e la modalità di connessione è in “Trifase in ALTA TENSIONE 150kV”.

La produzione, stimata di 238.994,1 MWh di energia annua, deriva da 222.844 moduli occupanti una superficie massima di circa 622.918 m² su una superficie catastale pari a 2.294.746 m².

Il parco agrivoltaico, oggetto della presente relazione, sarà costituito da:

- n. 36 sottocampi di potenza compresi tra 2000 kWp e 4000 kWp, (identificati con un numero nell'intervallo da 1 a 36 nel layout generale). I 36 sottocampi sono suddivisi in 3 campi aventi rispettivamente le seguenti potenze:
- “Campo SSE1” di 46,375 MW;
- “Campo SSE2” di 41,100 MW
- “Campo SSE3” di 42,525 MW

Il sottocampo tipo da sarà realizzato da n. 23 inverters da 175 kWac effettivi collegati in parallelo; a ciascun inverter verranno collegati n. 12 stringhe in parallelo da 26 moduli; tutti i moduli saranno da 615 Wp in monocristallino. Gli inverters di ciascun sottocampo, appartenenti alla stessa area, saranno collegati ad un quadro di parallelo posto all'interno di un box cabina di trasformazione, in cui sarà presente un trasformatore in resina (tipicamente da 4000 kVA) 0,8/30 kV/kV che innalzerà la tensione da 800 V a 30 kV.

Tali sottocampi saranno reciprocamente ed elettricamente collegati da un sistema di distribuzione ramificato in MT 30kV in entra ed esci tali da formare due gruppi distinti che si attesteranno ad un proprio trasformatore MT/AT mediante un cavidotto interrato.

Ciascun campo, mediante un cavidotto interrato, farà capo ad una propria cabina di raccolta e trasformazione di utenza MT/AT, avremo quindi n. 2 sottostazioni elettriche di trasformazione così suddivise:

- “SSE 1 - MT/AT” con n. 1 trasformatore ONAN/ONAF da 50/63 MVA 30/150 kV/kV per il campo “SSE1”;
- “SSE 2 - MT/AT” con n. 1 trasformatore ONAN/ONAF da 50/63 MVA 30/150 kV/kV per il campo “SSE2”;
- SSE 3 - MT/AT di trasformazione e di parallelo “con n.1 trasformatore ONAN/ONAF da 50/63 MVA 30/150 kV/kV per il campo “SSE3”. A tale sottostazione si collegheranno tramite cavo AT la Sottostazione SSE1 e SSE2.

Dalla SSE 3 Stazione di trasformazione e di parallelo Utente si dipartirà una terna di cavi in AT a 150 kV che si andrà ad attestare ad una sottostazione di consegna Utente e da questa collegata in antenna a 150 kV con la sezione a 150 kV di una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) 380/150 kV della RTN, da inserire in entra – esce sul futuro elettrodotto RTN a 380 kV della RTN “Chiaromonte Gulfi - Ciminna”, previsto nel Piano di Sviluppo Terna, cui raccordare la rete AT afferente alla SE RTN di Caltanissetta.

Per le modalità di scambio di energia fra la rete in AT e l’impianto agrivoltaico la potenza massima di progetto conferibile in rete pubblica richiesta è pari a 130 MW.

Gli impianti e le opere elettriche da eseguire sono quelli sinteticamente sotto raggruppati:

- Impianto elettrico di ciascun sottocampo agrivoltaico per la produzione di energia elettrica;
- Rete di distribuzione MT in cavo per la connessione dei sottocampi costituenti il parco agrivoltaico;
- Collegamento elettrico MT tra il parco agrivoltaico e la stazione di raccolta, trasformazione e parallelo;
- Collegamento in AT tra Sottostazione Elettrica 1 e la Sottostazione elettrica di trasformazione e parallelo SSE3;
- Collegamento in AT tra Sottostazione Elettrica 2 e la Sottostazione elettrica di trasformazione e parallelo SSE3;
- Collegamento elettrico AT tra la SSE 3 e la sottostazione di consegna utente;
- Collegamento elettrico AT tra la sottostazione Utente e la sottostazione di Terna benestariata.



Figura 4-Esempio di impianto realizzato al suolo, fisso, con pannelli in configurazione bifilare

L'impianto agrivoltaico in progetto prevede l'installazione a terra, su terreno di estensione pari a 2.294.746 m² attualmente a destinazione agricola, di pannelli fotovoltaici (moduli) in silicio monocristallino della potenza unitaria di 615Wp.

I pannelli fotovoltaici hanno dimensioni 2.465 x 1.134 mm, incapsulati in una cornice di alluminio anodizzato dello spessore di 35 mm, per un peso totale di 30,6 kg ognuno.

I trackers, su cui sono montati i pannelli, sono realizzati in acciaio al carbonio galvanizzato, resistente alla corrosione, e sono mossi da un motorino magnetico passo-passo. Le strutture dei trackers sono costituite da pali verticali infissi al suolo e collegati da una trave orizzontale diretta secondo l'asse nord-sud (mozzo) inserita all'interno di cuscinetti appositamente progettati per consentirne la rotazione lungo l'arco solare (asse est-ovest). Ogni tracker è dotato di un motorino a vite senza fine, che trasmette il moto rotazionale al mozzo. L'altezza al mozzo delle strutture è di 2,26 m dal suolo; l'angolo di rotazione del mozzo è di $\pm 45^\circ$ rispetto all'orizzontale. La motorizzazione del mozzo è alimentata da un kit integrato comprendente un piccolo modulo fotovoltaico dedicato, una batteria di accumulo e non necessita di alimentazione esterna.

Le strutture fisse saranno realizzate con pali in acciaio zincato infissi nel terreno con passo e mutua distanza costanti. La lunghezza dei pali infissi è commisurata alle condizioni di carico specifiche dell'impianto (carichi di neve e vento) e alle caratteristiche di portanza del terreno interessato dall'infissione. La lunghezza del tratto infisso dei pali è stata assunta pari a circa 1,50-1,80 metri.

Ciascun palo sarà equipaggiato con un ritto verticale in acciaio zincato di lunghezza adeguata al fine di consentire la posa di profili metallici diagonali, inclinati sull'orizzontale dell'angolo di tilt di 25° , sui quali posare i binari metallici longitudinali di supporto dei pannelli fotovoltaici. I pannelli saranno ancorati ai binari tramite opportuni morsetti di fissaggio.

Le strutture fisse di supporto dei moduli rispettano le disposizioni prescritte dalle Norme CNR-UNI, circolari ministeriali, etc. riguardanti le azioni dei fenomeni atmosferici e le Norme vigenti riguardanti le sollecitazioni sismiche.

Le strutture fisse che sostengono i moduli fotovoltaici saranno posizionate in file contigue, compatibilmente con le caratteristiche plano-altimetriche puntuali del terreno.

Le strutture fisse a terra, del tipo bifilare, sono inclinate tipicamente a sud con tilt di 25°.

Gli inverters, ABB PVS-175-TL, hanno dimensioni approssimativamente pari a 867 x 1086 x 419 mm e saranno collocati al di sotto dei tavoli dei pannelli su basamento a terra.

Le cabine MT hanno dimensioni approssimate per eccesso di 18,00 x 2,50 x 2,55 m, e sono costituite da moduli prefabbricati per l'alloggiamento degli arredi di cabina (interruttori, quadri, inverter, trasformatori BT/MT, cavedi).

All'interno del campo agrivoltaico sono presenti tre sottostazioni di trasformazione la SSE 1 – lotto sud che occupa un'area di circa 1500 m², SSE 2 – lotto sud che occupa un'area di circa 2000 m² e la SSE 3 – Lotto Nord di trasformazione e parallelo che occupa un'area di 3600m².

Ai fini dello stoccaggio dei materiali di consumo, ricambi, attrezzi e mezzi d'opera, si è previsto un deposito di 320 mq di forma rettangolare con una tettoia esterna adiacente di 96 mq, attiguo alla *control room* e alloggio custode per complessivi 80 mq.

L'energia prodotta dall'impianto sarà veicolata in uscita dalla stazione utente SSE 3 MT/AT, mediante un cavidotto AT interrato, alla futura sottostazione di trasformazione (SE) 380/150 kV della RTN, da inserire in entra – esce sul futuro elettrodotto RTN a 380 kV della RTN “Chiaromonte Gulfi - Ciminna”, previsto nel Piano di Sviluppo Terna, cui raccordare la rete AT afferente alla SE RTN di Caltanissetta.

Dal punto di vista elettrico, l'impianto nel suo complesso è funzionalmente diviso in n.36 blocchi da 2 MWp a 4 MWp di potenza installata.

Ogni blocco, costituito da diversi moduli costituenti le stringhe, è collegato ad un inverter con la funzione di trasformare la corrente continua prodotta dai moduli fotovoltaici in corrente alternata.

I quadri di parallelo in BT di campo sono interni alle cabine MT, nelle quali avviene la trasformazione della corrente alternata da bassa tensione (BT) a media tensione (MT).

Le cabine MT sono a loro volta collegate alla cabina di raccolta di ciascuna stazione di trasformazione e poi ai trasformatori posizionati nelle stazioni utente; trasformatori che ricevono la corrente alternata in MT prodotta dall'impianto agrivoltaico e la trasforma in alta tensione (AT) per essere poi veicolata sulla RTN in altissima tensione (AAT).

I cavidotti delle linee BT e MT e AT sono tutti interni all'impianto agrivoltaico.

I cavidotti BT prevedono delle sezioni di scavo per l'alloggiamento tipicamente di 80 cm di profondità per 40 cm di larghezza.

I cavidotti MT prevedono delle sezioni di scavo per l'alloggiamento di 110 cm di profondità per 70 cm di larghezza.

Il cavidotto AT ha una sezione di scavo di 160 cm per 70 cm.

L'impianto sarà dotato di viabilità interna e perimetrale, accessi carrabili, recinzione perimetrale, sistema di illuminazione e videosorveglianza.

Gli accessi carrabili saranno costituiti da cancelli a due ante in pannellature metalliche, larghi 6 m e montati su pali in acciaio fissati al suolo con plinti di fondazione in cls armato collegati da cordolo.

La recinzione perimetrale sarà realizzata con rete in acciaio zincato plastificata verde alta 1,8 m e sormontata da filo spinato, collegata a pali di acciaio preverniciato verde alti 3,0 m infissi direttamente nel suolo per una profondità di 0,60 m. Al fine di permettere alla piccola fauna presente nella zona di utilizzare l'area di impianto la recinzione perimetrale sarà posta ad un'altezza di 20 cm dal suolo.

La viabilità perimetrale sarà larga circa 3 m, quella interna sarà larga 5 m; entrambi i tipi di viabilità saranno realizzate in battuto e ghiaia (materiale inerte di cava a diversa granulometria). La viabilità di accesso esterno alla stazione utente avrà le stesse caratteristiche di quella perimetrale e interna dell'impianto.

Il sistema di illuminazione e videosorveglianza sarà montato su pali in acciaio zincato fissati al suolo con plinto di fondazione in cls armato. I pali avranno una altezza massima di 3,5 m, saranno dislocati ogni 40 m circa di recinzione e su di essi saranno montati i corpi illuminanti (che si attiveranno in caso di allarme/intrusione) e le videocamere del sistema di sorveglianza. I cavi di collegamento del sistema saranno alloggiati nello scavo perimetrale già previsto per il passaggio dei cavidotti dell'impianto agrivoltaico.

Nella fase di funzionamento dell'impianto non sono previsti consumi di energia, eccezion fatta per il sistema di illuminazione e videosorveglianza che avrà una sua linea di alimentazione elettrica tradizionale.

Le apparecchiature di conversione dell'energia generata dai moduli (inverter e trasformatori), nonché i moduli stessi, non richiedono fonti di alimentazione elettrica.

Il funzionamento dell'impianto agrivoltaico non richiede ausilio o presenza di personale addetto, tranne per le eventuali operazioni di riparazione guasti o manutenzioni ordinarie e straordinarie.

Con cadenza programmatica sarà necessario provvedere alla pulizia dell'impianto, che consiste in due operazioni essenziali:

- lavaggio dei pannelli fotovoltaici per rimuovere lo sporco naturalmente accumulatosi sulle superfici captanti (trasporto eolico e meteorico);
- gestione della vegetazione presente all'interno dell'area del parco agrivoltaico.

La gestione della vegetazione del campo si articolerà in diverse fasi per garantire indiscutibili benefici ecologici, grazie all'adozione di un approccio sistematico ed impostato su basi agronomiche, secondo criteri di natura agrotecnica, paesaggistica ed ecologica. Inoltre attraverso partnership con affidamento ad aziende zootecniche locali che si occuperanno di coltivare foraggi in regime biologico, cioè senza l'ausilio di fertilizzanti minerali, di diserbanti e di prodotti fitosanitari, in associazione al pascolo, come in avanti descritto.

Nel periodo autunnale si procederà con la semina di essenze foraggere leguminose, eventualmente in associazione con graminacee, relativamente a tutto il terreno tra le file dei pannelli fotovoltaici con dimensioni, altezza da terra dei moduli e distanze tra i pali di sostegno infissi nel terreno, compatibili con la lavorazione delle macchine agricole già disponibili oggi in commercio.

Le leguminose sono in grado di fissare l'azoto atmosferico (N₂) in N ammoniacale (NH₄⁺) utilizzabile dalle piante; tale caratteristica permette di conferire sostanze minerali nutritive utili allo sviluppo delle piante senza apporto esterno di fertilizzanti di sintesi.

Nel periodo gennaio/marzo, in relazione alle condizioni pedoclimatiche, il prato potrà essere adibito al pascolo senza comprometterne la futura ricrescita, conferendo al contempo un ulteriore supporto di fertilizzante organico naturale proveniente dalle deiezioni animali.

Nel periodo primaverile/estivo, dopo qualche settimana dalla fioritura, attraverso l'ausilio di una falcia condizionatrice frontale, si effettuerà lo sfalcio del cotico erboso e, attraverso l'utilizzo della rotoimballatrice, si provvederà al raccolto del foraggio.

Lo sfalcio successivo alla fioritura, in combinazione all'uso di essenze *pollinator-friendly*, che comprendono la maggior parte delle colture, consente di creare dei corridoi ecologici per gli impollinatori naturali, quali sono le api.

Le operazioni di lavaggio dei pannelli, invece, saranno effettuate con un trattore di piccole dimensioni equipaggiato con una lancia in pressione e una cisterna di acqua demineralizzata. Il trattore passerà sulla viabilità di impianto e laverà i pannelli all'occorrenza. L'azione combinata di acqua demineralizzata e pressione assicurerà una pulizia ottimale delle superfici captanti evitando così sprechi di acqua potabile nonché il ricorso a detersivi e sgrassanti. Tali operazioni di lavaggio costituiranno anche irrigazione dei terreni e grazie alla parziale ombreggiatura durante l'evoluzione solare nella giornata, contribuiranno a una valida lotta alla desertificazione delle aree sin oggi in essere.

Tutte le operazioni di manutenzione e riparazione di natura elettrica saranno effettuate da ditte specializzate, con proprio personale e mezzi, con cadenze programmate o su chiamata del gestore dell'impianto.

1.4 RIFERIMENTI LEGISLATIVI

Dovranno essere rispettate le prescrizioni imposte dalla D.M. 37-2008: Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11, comma 13, lettera a) della legge n. 248 del 2 dicembre 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici.

Devono essere altresì rispettate le prescrizioni dettate dalle seguenti disposizioni legislative: Legge n. 186/1968: “Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni ed impianti elettrici ed elettronici”;

D.Lgs. n.81 del 9/04/2008: “Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro” Legge 791/77: “attuazione della direttiva europea n°73/23/CEE - Direttiva Bassa Tensione” D.Lgs. 14/08/96 n°493: “Segnaletica di sicurezza e/o salute sul luogo del lavoro”; D.Lgs. 12/11/96 n°615: “Attuazione della direttiva 89/336/CEE del Consiglio del 03/05/1989 in materia di riavvicinamento delle legislazioni degli stati membri relative alla compatibilità elettromagnetica, modificata ed integrata dalla direttiva 92/31/CEE del Consiglio del 28/04/1992, dalla direttiva 93/68/CEE del Consiglio del 22/07/1993 e dalla direttiva 93/97/CEE del Consiglio del 29/10/1993”. D.G.R. 5/1 del 28/01/2016.

1.5 NORME APPLICABILI

In base alla destinazione finale d'uso degli ambienti interessati, dovranno essere rispettate le prescrizioni normative dettate da:

CEI 64-8: “Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in C.A. e a 1500 V in C.C.”; CEI 17-13/1: “Apparecchiature assiegate di protezione e di manovra per Bassa Tensione. Parte 1: Apparecchiature di serie soggette a prove di tipo (AS) ed apparecchiature non di serie parzialmente soggette a prove di tipo (ANS)”;

CEI 23-51: “Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare.” Si sottolinea come, in conformità a quanto prescritto dalla Normativa CEI 23-51, i quadri di distribuzione con corrente nominale maggiore di 32A (e minore di 125A), sono sottoposti a verifiche analitiche dei limiti di sovratemperatura, secondo le modalità illustrate dalla stessa CEI 11-17 “Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo”;

CEI 20-22: “Prova dei cavi non propaganti l'incendio”;

CEI 20-38: “Cavi isolati con gomma non propaganti l'incendio ed a basso sviluppo di fumi e gas tossici e corrosivi”;

ISO 3684: “Segnali di sicurezza, colori”

CEI 81-3: “Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato nei comuni d'Italia, in ordine alfabetico”;

CEI 81-10/1: “Protezione contro i fulmini” Principi generali CEI 81-10/2: “Protezione contro i fulmini” Valutazione del rischio

CEI 81-10/3: “Protezione contro i fulmini” Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone

CEI 81-10/4: “Protezione contro i fulmini” Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture

CEI 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;

CEI EN 60904-1: Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente;

CEI EN 60904-2: Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento;

CEI EN 60904-3: Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento;

CEI EN 61727: Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete;

CEI EN 61215: Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;

CEI EN 61646 (82-12): Moduli fotovoltaici a film sottile per usi terrestri – Qualifica del progetto e approvazione di tipo; CEI EN 56500-3-2: Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso = 16 A per fase);

CEI EN 60555-1: Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili-Parte 1: Definizioni;

CEI EN 60439-1-2-3: Apparecchiature assiegate di protezione e manovra per bassa tensione;

CEI EN 60445: Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;

CEI EN 60529: Gradi di protezione degli involucri (codice IP);

CEI EN 60099-1-2: Scaricatori;

CEI 20-19: Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V;

CEI 20-20: Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
CEI 0-3: Guida per la compilazione della documentazione per la legge n. 46/1990;
UNI 10349: Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici;
CEI EN 61724: Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici. Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;
IEC 60364-7-712 Electrical installations of buildings - Part 7-712: Requirements for special installations or locations Solar photovoltaic (PV) power supply systems. Sono inoltre considerate le raccomandazioni contenute all'interno delle seguenti Guide:
CEI 82-25 Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione.
CEI 11-35: Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale.
CEI 11-25 “Correnti di corto circuito nei sistemi trifasi in corrente alternata. Parte 0. Calcolo delle correnti”;
CEI 11-28 “Guida d'applicazione per il calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti radiali a bassa tensione”;
CEI 64-50 “Guida per l'integrazione nell'edificio degli impianti elettrici utilizzatori e per la predisposizione per impianti ausiliari, telefonici e di trasmissione dati. Criteri generali.”
CEI 64-53: “Guida per l'integrazione nell'edificio degli impianti elettrici utilizzatori e per la predisposizione per impianti ausiliari, telefonici e di trasmissione dati. Criteri particolari per edifici ad uso prevalentemente residenziale.
“CEI 0-16; V2:” Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica”.
CEI 0-21: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica.

1.6 STRUMENTO URBANISTICO VIGENTE E RELATIVE NORME DI ATTUAZIONE

Si specifichi che i terreni su cui insiste il progetto hanno una destinazione d'uso agricola “E”, secondo quanto è rilevato dall'esame del Piano Regolatore Generale (PRG) del Comune di Gangi (PA), che è stato approvato con Dec. Dir. n. 938 del 31/07/2003 e dal cui esame risulta che tali terreni destinati al futuro impianto:

- **non ricadono** in aree di interesse archeologico;
- **rientrano** in parte in aree soggette a vincolo boschivo, secondo quanto si rileva dall'esame della *Carta forestale D.Lgs. 227_2001* e della *Carta forestale L.R. 16_1996*;
- **non rientrano** in aree con tutela paesistico-ambientale (Legge 431/85-Legge 1497/39), fatta eccezione per le porzioni di territorio del campo agrivoltaico nei pressi del *Fiume Gangi* che sono sottoposte al Vincolo Galasso, benché le strutture del campo agrivoltaico in progetto saranno posizionate ad una distanza di 150 m dalle sponde del fiume nel rispetto delle prescrizioni vincolistiche;
- **sono soggetti** a Vincolo Idrogeologico (R.D. 3267/23).

In merito all'esigua porzione dell'impianto agrivoltaico appartenente al territorio comunale di Enna (EN), sempre dall'esame del Piano Regolatore Generale (PRG), relativo al Comune di Enna (EN), con Adeguamento alla Delibera di adozione del Commissario ad Acta n.108 del 05/12/2017, **non si**

rilevano aree soggette a vincoli né a tutele di carattere paesistico-ambientale (Legge 431/85-Legge 1497/39).

Nella seguente figura è riportata la Sovrapposizione del campo agrivoltaico su **PRG del Comune di Gangi (PA)** e del **Comune di Enna (EN)**.

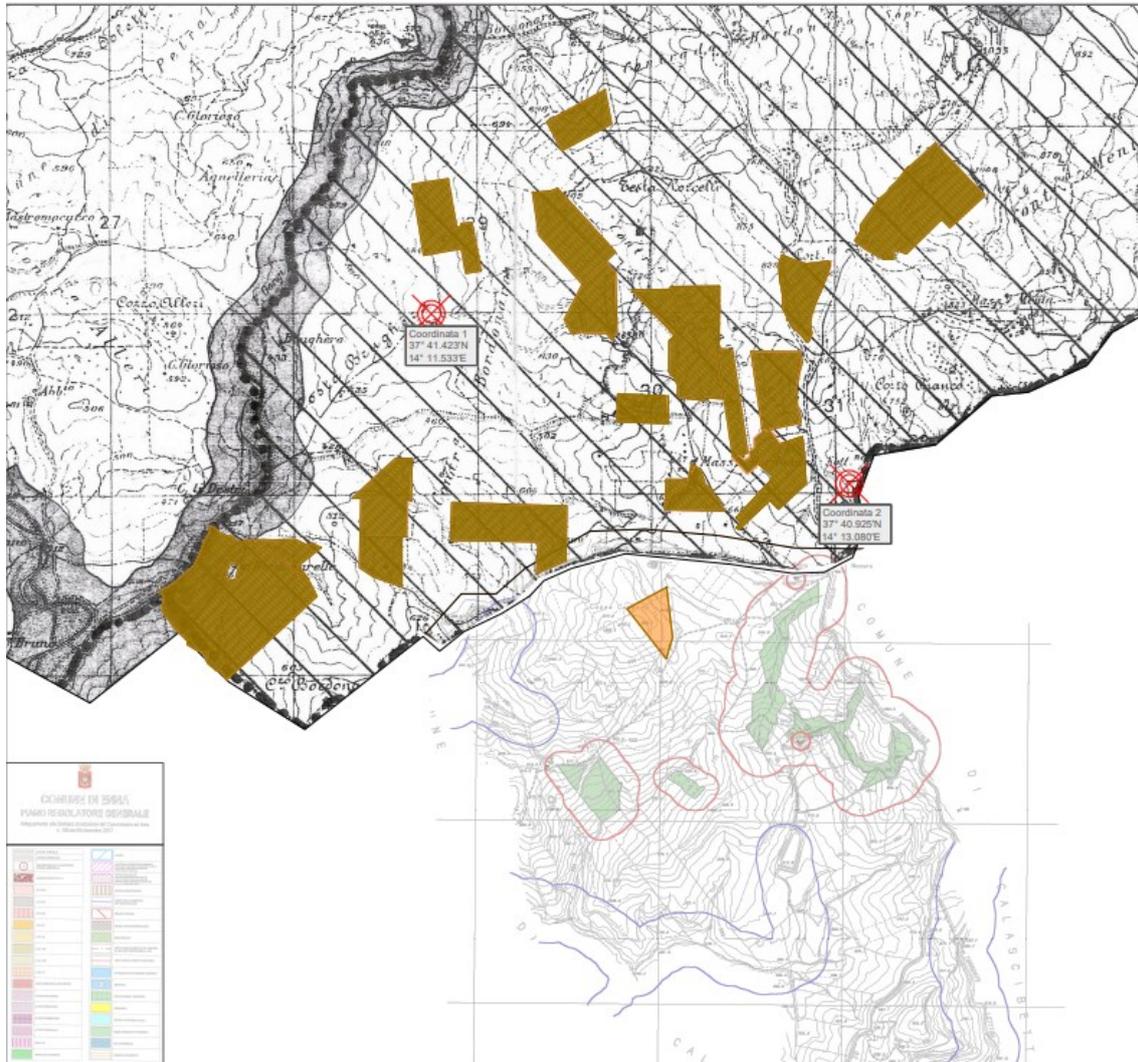


Figura 5-Sovrapposizione del campo agrivoltaico su PRG

Riguardo alla Carta Forestale della Regione Sicilia, questa è redatta secondo la definizione di bosco così come individuata dalla FAO FRA 200/2010 e dalle norme di legge D. Lgs 227/01 art. 2 comma 6 e art. 4 L.R. n. 16/96.

Secondo quanto si rileva dall'esame della *Carta forestale D.Lgs. 227_2001* e della *Carta forestale L.R. 16_1996*, disponibile sul sito internet del SITR, Regione Sicilia, il territorio adibito alla realizzazione del futuro campo agrivoltaico è omogeneamente classificato come zona “E” e in esso non si individuano aree boschive, ad eccezione di alcune porzioni presenti all'interno del campo, tutte appartenenti al territorio di Gangi (PA). Si puntualizzi che tali porzioni non saranno coinvolte nella costruzione dell'impianto agrivoltaico; altresì saranno preservate ed interessate da opere di rimboschimento.

Gli interventi di riforestazione, previsti nell’area boschiva e nelle aree soggette al Vincolo Galasso all’interno del campo agrivoltaico in progetto, sono indirizzati ai più moderni principi relativi alla gestione sostenibile del patrimonio forestale, secondo le vocazioni del territorio forestale.

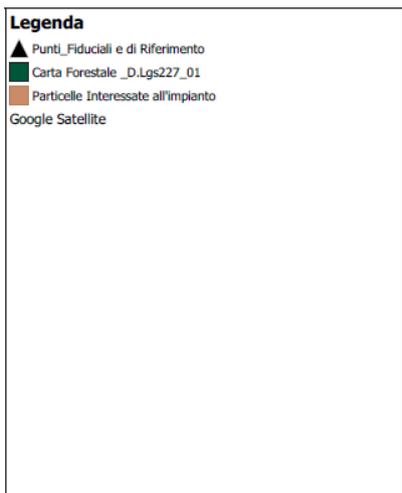


Figura 6- Sovrapposizione del campo agrivoltaico *Bordonaro* su Carta forestale D.Lgs. 227_2001

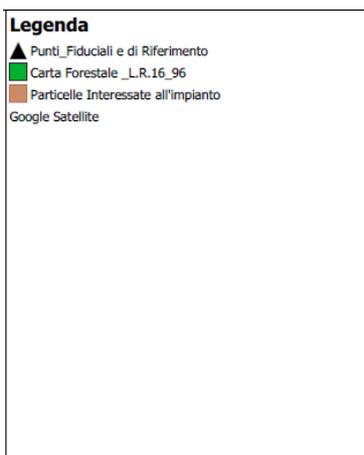


Figura 7- Sovrapposizione del campo agrivoltaico *Bordonaro* su Carta forestale L.R. 16_1996

Per la caratterizzazione dell’area in oggetto dal punto di vista geomorfologico, si è fatto riferimento ai dati ed alle informazioni ricavate dallo studio della Carta della Geomorfologia e del Piano di Assetto Idrogeologico (PAI) della Regione Sicilia - Carta dei Dissesti. In particolare, sono state interpretate le carte tematiche del PAI in scala 1:10000. Di seguito si riportano le cartografie analizzate dal PAI.

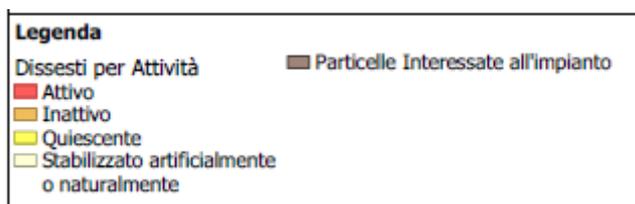
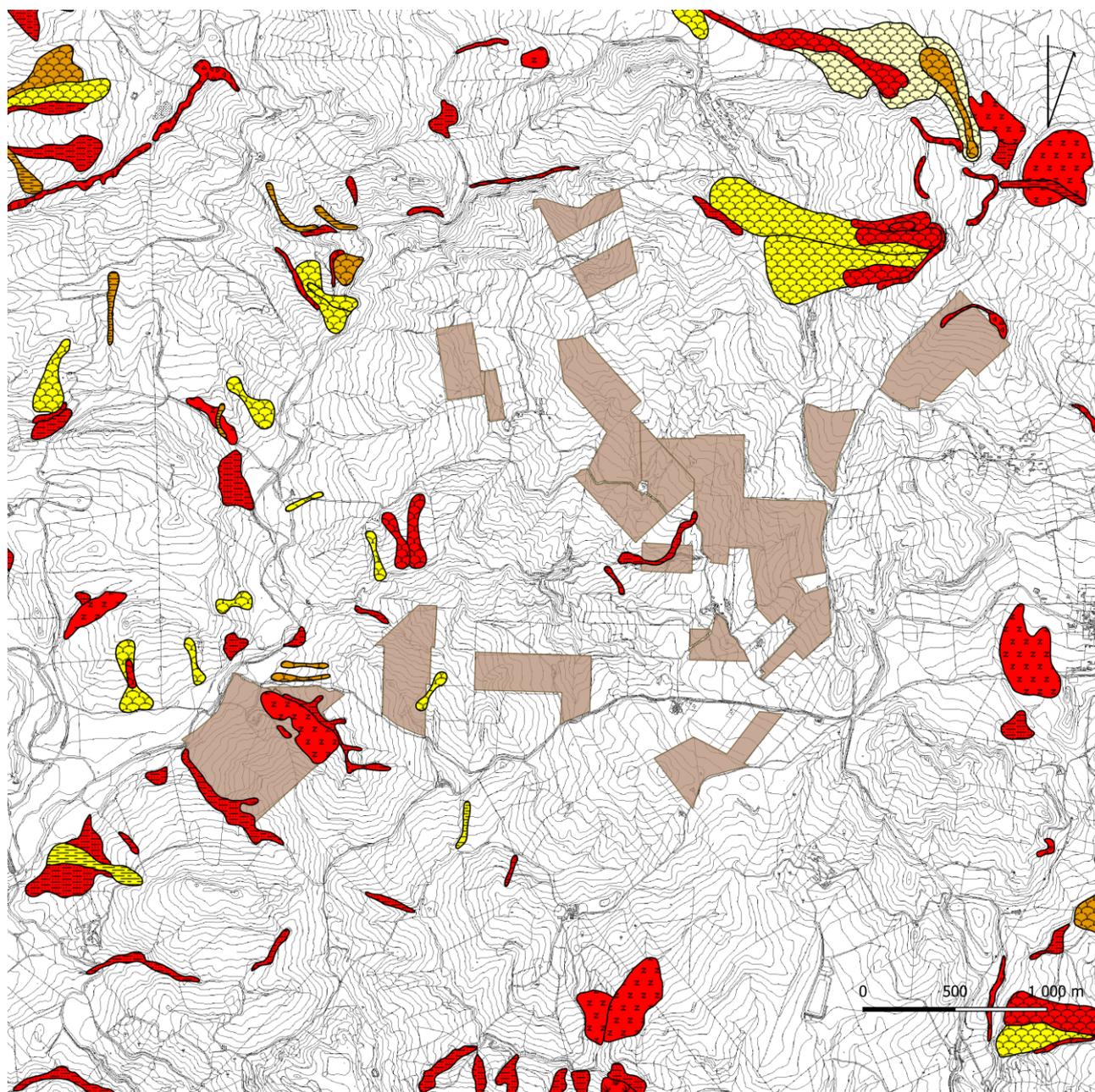


Figura 8- Carta dei Dissesti_ Piano Stralcio di Bacino per l'Assetto Idrogeologico



Legenda	
Rischio geomorfologico	Pericolosità geomorfologica
1	1
2	2
3	3
4	4
	Particelle Interessate all'impianto

Figura 9- PAI della Regione Sicilia - Carta della Pericolosità e del Rischio Geomorfologico

Dallo studio della Cartografia del Piano Regionale di Tutela delle Acque, si evince che il sito non rientra in: aree sensibili, aree vulnerabili ai nitrati di origine agricola, zone di protezione e/o rispetto delle sorgenti ed aree critiche.

Dall’analisi degli strumenti di pianificazione e programmazione territoriale ed ambientale esaminati, si può ragionevolmente concludere che il progetto dell’impianto agrivoltaico in studio sia compatibile con i vincoli, le tutele, i piani ed i programmi attualmente vigenti sui terreni e sulle aree coinvolte.

Le superfici di impronta e i volumi da edificare sono riportati nelle tabelle seguenti:

RIEPILOGO SUPERFICI COPERTE			
NPF	Moduli fotovoltaici	222.844	-
NTR1	Cabine di trasformazione BT/MT	36	-
NCCD	Numero di cabine di consegna del distributore	1	
NTR2	Cabine di trasformazione servizi ausiliari	4	-
NSSE	SSE 50 MVA	2	
SSE	SSE 50 MVA e di Parallelo	1	
APF	Area Singolo modulo (massima)	2,73	mq
ATR1	Area Cabine MT	1.305	mq
ATR2	Area Cabine servizi ausiliari	107	mq
SM	Superficie totale di impronta dei moduli	622.918	mq
SC-NSSE	Superficie impronta SE 50 MVA	1.066	mq
SC-SSE	Superficie impronta SE 50 MVA e di Parallelo	2.132	mq
SS	Superficie deposito	320	mq
STD	superficie tettoia deposito	96	mq
SCR	superficie control room	80	mq
SV	Viabilità	63.042	mq
SCOP	Superficie totale coperta	691.066	mq
SCOM	Superficie totale comparto	1.623.413,11	mq
AV	Aree vincolate	304.928	mq
SCOMN	Superficie comparto netta	1.318.484,70	mq
IC	indice di copertura	52,41%	-

RIEPILOGO VOLUMI VANI TECNICI			
ATR	Volumi Cabine BT/MT	3671	mc
S.SSE	SE Trasformazione	0	mc
ED1	Cabine Quadri MT	90	mc
ED2	Cabina TLC	38	mc
TVTe	Totale volumi vani tecnici	3799	mc

RIEPILOGO VOLUMI EDIFICI			
VD	Volume deposito	2880	mc
SCR	Volume control room	320	mc
TVD	Totale volumi depositi e macchinari	3200	mc

INDICI DI EDIFICABILITÀ			
If-vt	Indice edificabilità fondiaria vani tecnici	0,00272	mc/mq
If-dm	Indice edificabilità fondiaria depositi e macchinari	0,00229	mc/mq
If	Indice edificabilità fondiaria equivalente	0,00502	mc/mq

1.7 MATRICE SINTETICA DI COERENZA TRA QUADRO PROGRAMMATICO E PROPOSTA PROGETTUALE

Rapporti di coerenza e compatibilità del progetto con gli strumenti di pianificazione e programmazione a livello Internazionale, Europeo, Nazionale e Regionale, la X indica la piena compatibilità e coerenza:

Strumenti di Pianificazione e Programmazione Internazionali ed Europei	Coerenza	Compatibilità
Strategie dell'Unione Europea, incluse nelle tre comunicazioni n. 80, 81 e 82 del 2015 e nel nuovo pacchetto approvato il 16/2/2016 a seguito della firma dell'Accordo di Parigi (COP 21) il 12/12/2015	X	X
Pacchetto Clima-Energia 20-20-20, approvato il 17 dicembre 2008	X	X
Protocollo di Kyoto	X	X
Direttiva Energie Rinnovabili, adottata mediante codecisione il 23 aprile 2009 (Direttiva 2009/28/CE, recante abrogazione delle Direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE)	X	X

Strumenti di Pianificazione e Programmazione Nazionali:	Coerenza	Compatibilità
Piano Energetico Nazionale, approvato dal Consiglio dei Ministri il 10 agosto 1988	X	X
Conferenza Nazionale sull'Energia e l'Ambiente del 1998	X	X
Legge n. 239 del 23 agosto 2004, sulla riorganizzazione del settore dell'energia e la delega al governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia	X	X
Recepimento della Direttiva 2009/28/CE	X	X
D.M. 15 marzo 2012 “Definizione e qualificazione degli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili (c.d. Burden Sharing)”	X	X
Incentivazione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili	X	X
Strategia Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile	X	X
Strategia Energetica Nazionale (SEN)	X	X
Piano di Azione Nazionale per le Fonti Rinnovabili	X	X
Programma operativo Nazionale (PON) 2014-2020	X	X
Piano di Azione Nazionale per le Fonti Rinnovabili	X	X
Piano di Azione per l'Efficienza Energetica (PAEE)	X	X
Piano Nazionale di riduzione delle emissioni di gas serra	X	X
Piano di Azione Nazionale per le Fonti Rinnovabili	X	X

Strumenti di Pianificazione e Programmazione Regionali:	Coerenza	Compatibilità
Piano Regionale di Coordinamento per la Tutela della Qualità dell'Aria Ambiente della	X	X

Regione Siciliana		
Piano Regionale dei Trasporti e Piano Integrato delle Infrastrutture e della Mobilità	X	X
Piano di Tutela delle Acque	X	X
Piano di Gestione delle acque del Distretto Idrografico della Sicilia-Regione Sicilia	X	X
Piano delle Bonifiche delle aree inquinate	X	X
Pianificazione e Programmazione in Materia di Rifiuti e Scarichi Idrici e Aggiornamento del piano regionale per la gestione dei rifiuti speciali in Sicilia	X	X
Piano Regionale dei Materiali di cava e dei materiali lapidei di pregio	X	X
Piano Faunistico Venatorio	X	X
Piano Forestale Regionale	X	X
Piano di Gestione del Rischio di Alluvioni	X	X
Piano di Gestione delle Acque	X	X
Piano Regionale dei Parchi e Riserve Naturali	X	X
Piano di Tutela del Patrimonio (Geositi)	X	X
Piano Regionale di Tutela della Qualità dell’Aria	X	X
Piano Regionale per la programmazione delle attività di prevenzione, prevenzione e lotta attiva per la difesa della vegetazione contro gli incendi boschivi	X	X

La verifica di compatibilità e coerenza con gli strumenti di pianificazione e programmazione mondiali (Kyoto), Europei e Nazionali è stata condotta direttamente nella redazione dello Studio di Impatto Ambientale, in tutti i suoi capitoli di analisi e pre-valutazione, utili per la Valutazione di Impatto Ambientale degli Enti preposti; nello stesso elaborato è stata analizzata nel dettaglio, in quanto il progetto del parco agrivoltaico insiste nella Regione Siciliana, la compatibilità e coerenza con gli strumenti di pianificazione e programmazione regionale, che analizza ad una scala più di dettaglio i fattori ambientali, la loro evoluzione, le loro criticità e le azioni correttive da porre in essere, focalizzando criticità locali che ad una disamina a larga scala non verrebbero attenzionate, per la mancanza di definizione dell’osservazione stessa.

2 PARTE SECONDA–Stima producibilità e dimensionamento dell'impianto

2.1 SITO D'INSTALLAZIONE

Il dimensionamento energetico dell'impianto agrivoltaico connesso alla rete del distributore è stato effettuato tenendo conto, oltre che della disponibilità economica, di:

- disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto agrivoltaico;
- disponibilità della fonte solare;
- fattori morfologici ed ambientali (ombreggiamento e albedo).

2.1.1 Disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto agrivoltaico

La descrizione del sito in cui verrà installato l'impianto agrivoltaico è la seguente:

L'impianto, oggetto del presente documento, è posizionato a terra su strutture di supporto sia ad inseguimento solare, asse di rotazione Nord-Sud, rotazione Est-Ovest +/- 45°, sia su strutture su strutture fisse orientati a sud con tilt 25°. La zona in cui è ubicato l'impianto ha destinazione agricola e non è soggetta a vincolo paesaggistico.

La superficie dell'area di progetto è 2.294.746 m²; la superficie massima occupata dai moduli è 622.918 m², pari al 26,8% dell'area disponibile. La superficie totale coperta (moduli, cabine etc. etc) è stimata pari a 691.066m² per un indice di copertura pari a 52,41%.

2.1.2 Disponibilità della fonte solare

Criterio generale di progetto

Il principio progettuale normalmente utilizzato per un impianto agrivoltaico è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile.

Nella generalità dei casi, il generatore fotovoltaico deve essere esposto alla luce solare in modo ottimale, scegliendo prioritariamente l'orientamento a Sud ed evitando fenomeni di ombreggiamento. In funzione della particolare conformazione dell'area su cui è installato, sono comunque adottati orientamenti diversi e sono ammessi fenomeni di ombreggiamento, purché adeguatamente valutati.

Perdite d'energia dovute a tali fenomeni incidono sul costo del kWh prodotto e sul tempo di ritorno dell'investimento.

I valori dell'irradiazione solare annua sul piano orizzontale sono pari a 1 642,5 kWh/m², mentre il valore di irradiazione Globale Effettiva sul piano (tenendo conto della radiazione diffusa, delle perdite medie per ombreggiamento e IAM) è pari a 2.004,9 kWh/m² (Fonte dati: Meteonorm 7.8).

2.1.3 Criterio di stima dell'energia prodotta

L'energia generata dipende:

- dal sito di installazione (latitudine, radiazione solare disponibile, temperatura, riflettanza della superficie antistante i moduli);

- dall’esposizione dei moduli;
- da eventuali ombreggiamenti o insudiciamenti del generatore fotovoltaico;
- dalle caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura, perdite per disaccoppiamento o *mismatch*;
- dalle caratteristiche del BOS (Balance Of System).

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

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

per i seguenti valori:

- a Perdite per riflessione.
- b Perdite per ombreggiamento.
- c Perdite per *mismatching*.
- d Perdite per effetto della temperatura.
- e Perdite nei circuiti in continua.
- f Perdite negli inverter.
- g Perdite nei circuiti in alternata.

2.2 DIMENSIONAMENTO DELL' IMPIANTO

In riferimento alle tecnologie fotovoltaiche per impianti di taglia industriale, nel progetto della Alta Capital 12 S.R.L. sono state scelte ed implementate le migliori e più convenienti tecnologie attualmente disponibili e consolidate nel loro utilizzo, che consentono al contempo di massimizzare la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile ed ottimizzare l'occupazione di suolo e l'utilizzo di risorse naturali.

Gli impianti fotovoltaici sono sistemi in grado di captare e trasformare l'energia solare in energia elettrica, impianti connessi ad una rete elettrica di distribuzione (*grid-connected*): l'energia viene convertita in corrente elettrica alternata per alimentare il carico-utente e/o immessa nella rete, con la quale lavora in regime di interscambio.

Un impianto agrivoltaico è costituito da un insieme di componenti meccanici, elettrici ed elettronici che captano l'energia solare, la trasformano in energia elettrica, sino a renderla disponibile all'utilizzazione da parte dell'utenza.

Esso sarà quindi costituito dal generatore fotovoltaico (o da un campo fotovoltaico nel caso di impianti di una certa consistenza come quello di progetto), e da un sistema di controllo e condizionamento della potenza.

Il rendimento di conversione complessivo di un impianto è il risultato di una serie di rendimenti, che a partire da quello della cella, passando per quello del modulo, del sistema di controllo della potenza e di quello di conversione, permette di ricavare la percentuale di energia incidente che è possibile trovare all'uscita dell'impianto, sotto forma di energia elettrica, resa al carico utilizzatore.

Nel seguito del paragrafo si descriveranno le tecniche e le tecnologie scelte per l'impianto di Gangi (PA), con indicazioni sulle maggiori prestazioni sia elettriche che ambientali rispetto a quelle tradizionalmente usate nella progettazione di impianti fotovoltaici, nonché sulle soluzioni progettuali ed operative adottate per minimizzare le emissioni e il consumo di risorse naturali.

2.3 MODULI FOTOVOLTAICI

Allo stato attuale, le tecnologie disponibili per la realizzazione di moduli fotovoltaici si dividono in quattro categorie, elencate in ordine decrescente di rendimento:

- Moduli ad eterogiunzione
- Moduli in silicio monocristallino
- Moduli in silicio policristallino
- Moduli in silicio amorfo.

Per completezza, vanno citati anche i moduli fotovoltaici costruiti con tecnologie aerospaziali, che hanno rendimenti doppi rispetto alle tecnologie sopra elencate, ma hanno costi proibitivi e vengono prodotti solo per applicazioni aerospaziali e non esiste produzione industriale per applicazioni tradizionali.

Il rendimento, o efficienza, di un modulo fotovoltaico è definito come il rapporto espresso in percentuale tra l'energia captata e trasformata in elettricità, rispetto all'energia totale incidente sul modulo stesso.

L'efficienza dei pannelli fotovoltaici è proporzionale al rapporto tra watt erogati e superficie occupata, a parità di tutte le altre condizioni (irraggiamento, radiazione solare, temperatura, spettro della luce solare, risposta spettrale, etc.).

L'efficienza di un pannello fotovoltaico diminuisce costantemente nel tempo, a causa di fenomeni di degradazione sia meccanica che elettrica, a scala macroscopica e microscopica (degradazione delle giunzioni, deriva elettronica, degradazione della struttura cristallina del silicio, etc.). Di fatto, la vita utile di un modulo fotovoltaico viene considerata tra i 20 e i 25 anni, oltre i quali si impone una sostituzione del modulo per via della bassa efficienza raggiunta.

Facendo riferimento alla attuale offerta di mercato dei produttori a scala industriale, si possono assumere i seguenti dati medi di rendimento per pannelli reperibili in commercio (si specifica che i dati riguardano pannelli fotovoltaici assemblati e prodotti in serie, e non riguardano la potenza complessiva del pannello. A livello di singolo modulo fotovoltaico, o cella, i produttori dichiarano valori massimi raggiunti in condizioni di laboratorio anche superiori a quelli relativi ai pannelli):

- Moduli a eterogiunzione – 21,5%
- Moduli in silicio monocristallino – 20%
- Moduli in silicio policristallino – 16,7%
- Moduli in silicio amorfo – 8,5%.

Lo stesso ordine decrescente si può assumere anche per la diminuzione di rendimento dei moduli al crescere della temperatura di esercizio.

Il modulo fotovoltaico scelto per la realizzazione dell'impianto di Gangi è realizzato da JINKO SOLAR, in silicio monocristallino, ed ha una potenza di picco di 615 Wp (serie JKM615N-78HL4-V).

La scelta è motivata dalla elevata potenza specifica del modulo e dalle migliori caratteristiche di rendimento in diverse condizioni ambientali e nel tempo rispetto alle offerte delle altre maggiori case produttrici a livello mondiale.

I moduli della serie JKM615N-78HL4 di JINKO SOLAR sono realizzati con la tecnologia proprietaria con celle in silicio monocristallino, con:

- tecnologia TR con mezza cella che mira a eliminare il gap tra le celle per aumentare l'efficienza del modulo (fino al 22,00%),
- tecnologia MBB che riduce la distanza tra le sbarre del bus e la linea della griglia a vantaggio della di potenza erogata,
- maggiore rendimento energetico nel corso della vita con il 2% di degradazione nel primo anno e 0,55% di degradazione lineare;
- Altamente affidabile grazie ai rigorosi controlli di qualità.

CERTIFICAZIONI:

- Test standard: IEC 61215/ IEC 61730;

- *Quality Management System*: ISO 9001;
- *Environmental Management System*: ISO 14001;
- *Occupational Health and Safety Management System*: ISO45001.

Nello specifico, il modulo adottato consente di:

- Ridurre drasticamente il calo intrinseco di rendimento alle alte temperature
- Ridurre la intrinseca degradazione dei moduli indotta dalla prolungata esposizione alla luce
- Aumentare l'efficienza di conversione in condizioni di irraggiamento non ottimale come scarsa luminosità o luminosità diffusa e non diretta
- Ridurre la percentuale di energia incidente che viene persa per riflessione
- Ridurre il calo intrinseco di rendimento nell'arco di vita utile dei moduli
- Massimizzare la produzione di energia durante tutta la vita utile del pannello
- Massimizzare la stabilità di rendimento del pannello nel tempo.

L'efficienza di tali moduli, certificata dal produttore è del 22,00%.

Ciò significa maggiore potenza e maggiore risparmio a parità di spazio disponibile.

La stabilità di rendimento delle celle permette di avere una maggiore potenza garantita dal costruttore nel tempo. I moduli hanno una garanzia di 25 anni sulla potenza e 12 anni di garanzia sul prodotto.

Pertanto, allo stato attuale e rispetto alle altre tecnologie disponibili, i moduli fotovoltaici scelti per il presente progetto consentono di avere:

- una maggiore potenza installata a parità di superficie occupata
- una maggiore efficienza a parità di irraggiamento del sito di installazione

- una maggiore produzione di energia rinnovabile nel tempo a parità di tutte le altre condizioni.

www.jinkosolar.com



Tiger Neo N-type 78HL4-(V)

595-615 Watt

MONO-FACIAL MODULE

N-Type

Positive power tolerance of 0~+3%

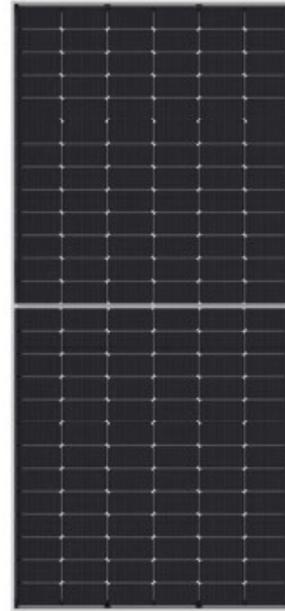
IEC61215(2016), IEC61730(2016)

ISO9001:2015: Quality Management System

ISO14001:2015: Environment Management System

ISO45001:2018

Occupational health and safety management systems



SPECIFICATIONS

Module Type	JKM595N-78HL4 JKM595N-78HL4-V		JKM600N-78HL4 JKM600N-78HL4-V		JKM605N-78HL4 JKM605N-78HL4-V		JKM610N-78HL4 JKM610N-78HL4-V		JKM615N-78HL4 JKM615N-78HL4-V	
	STC	NOCT								
Maximum Power (Pmax)	595Wp	447Wp	600Wp	451Wp	605Wp	455Wp	610Wp	459Wp	615Wp	462Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	45.29V	41.93V	45.39V	42.05V	45.49V	42.16V	45.59V	42.28V	45.69V	42.39V
Maximum Power Current (Imp)	13.14A	10.67A	13.22A	10.73A	13.30A	10.79A	13.38A	10.85A	13.46A	10.91A
Open-circuit Voltage (Voc)	54.80V	52.05V	54.95V	52.20V	55.10V	52.34V	55.25V	52.48V	55.40V	52.62V
Short-circuit Current (Isc)	13.90A	11.22A	13.97A	11.28A	14.04A	11.34A	14.11A	11.39A	14.18A	11.45A
Module Efficiency STC (%)	21.29%		21.46%		21.64%		21.82%		22.00%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	30A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.30%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.25%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.046%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

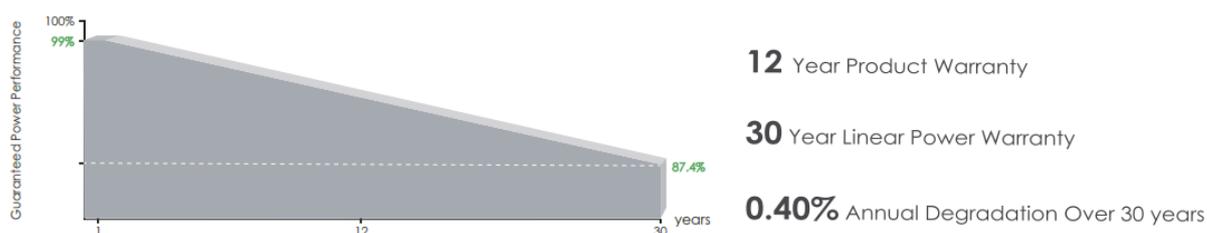


Figura 10- Caratteristiche elettriche modulo JINKO SOLAR serie JKM615N-78HL4

2.4 IRRAGGIAMENTO SOLARE DEL LUOGO SCELTO, RENDIMENTO E PRODUTTIVITA'

Il rendimento e la produttività di un impianto agrivoltaico dipendono da numerosi fattori, non soltanto dalla potenza nominale e dall'efficienza dei pannelli installati.

La resa complessiva dell'impianto dipende anche dal posizionamento dei pannelli, dalla struttura elettrica del loro collegamento in stringhe e sottocampi, dalla tipologia e dalle prestazioni dei componenti di raccolta e conversione dell'energia prodotta, dalla tipologia e dalla lunghezza dei cablaggi e dei cavi utilizzati per il trasporto dell'energia.

Oltre al posizionamento dei pannelli in configurazione fissa, che consente di massimizzare la captazione di energia radiante del sole nelle fasce orarie centrali della giornata, esistono anche tecnologie di inseguimento solare, che possono essere ad un asse o a due assi.

Tali tecnologie prevedono il montaggio dei pannelli su strutture dotate di motorizzazione che, opportunamente sincronizzata e comandata a seconda della latitudine del sito di installazione, modificano l'inclinazione dei pannelli durante l'intera giornata per far sì che questi si trovino sempre nella posizione ottimale rispetto all'incidenza dei raggi solari.

L'inseguimento monoassiale prevede che i pannelli siano montati con esposizione a sud, e oscillino lungo l'asse est-ovest durante il giorno; l'inseguimento biassiale fa invece muovere i pannelli lungo i due assi nord-sud ed est-ovest.

A parità di potenza installata, e rispetto alla configurazione fissa classica, l'inseguimento biassiale garantisce ovviamente la massima producibilità dell'impianto, ma richiede spazi di installazione notevolmente superiori rispetto all'inseguimento monoassiale, in quanto le strutture hanno bisogno di maggior spazio libero per evitare ombreggiamenti reciproci.

Per l'impianto in progetto si è optato per una tecnologia ad inseguimento monoassiale, che permette di avere, con ingombri praticamente simili a quelli richiesti da una configurazione fissa, una producibilità superiore di almeno il 25% durante l'anno.

Tale soluzione permette di ottimizzare l'occupazione di territorio massimizzando al contempo la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile.

L'inclinazione e l'orientamento dei moduli sono stati scelti per ottimizzare la radiazione solare incidente: i moduli saranno orientati a Sud con inclinazione variabile da +45° a -45°(Est-Ovest), in modo da consentire la massima raccolta di energia nell'arco dell'anno unitamente ad una ridotta superficie di esposizione al vento con la tecnologia ad inseguimento ad un asse.

I moduli sono disposti secondo file parallele; la distanza tra le file è calcolata in modo che l'ombra della fila antistante non interessi la fila retrostante per inclinazione del sole sull'orizzonte pari o superiore a quella che si verifica a mezzogiorno del solstizio d'inverno nella particolare località. Come si può facilmente verificare tale angolo limite è dato da:

$$\alpha = 90^\circ - Lat - 23,5^\circ$$

Per una località situata alla latitudine di 37,76° Nord, detta h l'altezza dei moduli fotovoltaici rispetto al piano di appoggio, la distanza tra le file deve essere almeno pari a:

$$d = \frac{h}{\tan \alpha}$$

La conformazione morfologica di alcune porzioni di terreno adibito al campo agrivoltaico presenta pendenze dell'ordine del 10-20% che non consentono l'installazione di pannelli ad inseguimento solare, pertanto limitatamente a queste porzioni si è scelta l'installazione di pannelli fissi.

Nel posizionamento dei pannelli fissi si è optato per un angolo di inclinazione rispetto all'orizzontale pari a 25°, che permette di avere una producibilità di almeno il 20,9% durante l'anno. L'inclinazione e l'orientamento dei moduli fissi sono stati scelti per ottimizzare la radiazione solare incidente: i moduli saranno orientati a Sud con inclinazione a +25°, in modo da consentire la massima raccolta di energia nell'arco dell'anno unitamente ad una ridotta superficie di esposizione al vento.

Sia i moduli fissi che quelli ad inseguimento solare sono disposti secondo file parallele; la distanza tra le stringhe è calcolata in entrambi i casi in modo che l'ombra della fila antistante non interessi la fila retrostante per inclinazione del sole sull'orizzonte pari o superiore a quella che si verifica a mezzogiorno del solstizio d'inverno nella particolare località.

L'utilizzo di entrambe le configurazioni (fissa e ad inseguimento monoassiale) permette di ottimizzare l'occupazione di territorio massimizzando al contempo la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile.

La disponibilità della fonte solare per il sito di installazione è verificata utilizzando il software “PVSYST 7.2.3” relativamente ai valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare sul piano orizzontale.

Per la località sede dell'intervento, ricadente nel Comune di Gangi (PA) avente circa latitudine 37,76° N, longitudine 13,67° E e altitudine 383 m s.l.m si considerano i valori medi mensili e i valori globali giornalieri dell'irradiazione solare sul piano orizzontale stimati.

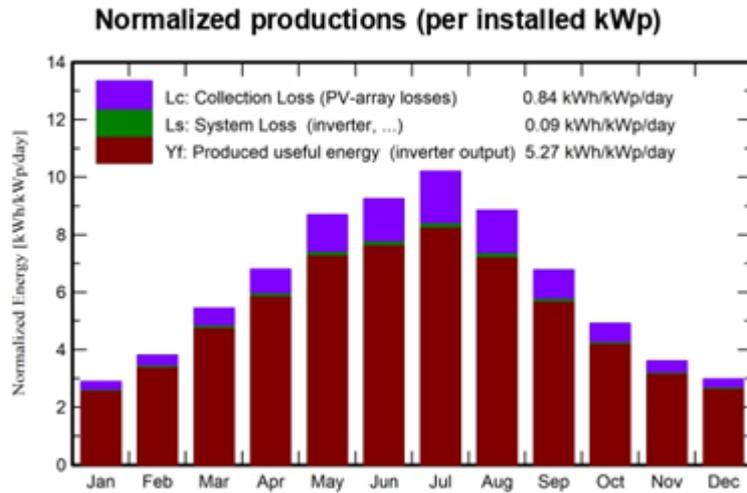


Figura 8: Normalized productions (per installed kWp)

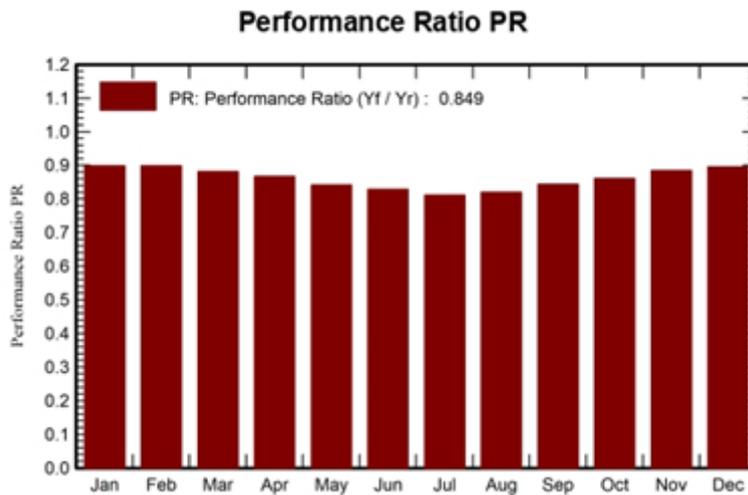


Figura 11-Performance Ratio PR

Monthly Meteo Values

Source Meteonorm 7.3 (1986-2005), Sat=100%

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
Horizontal global	67.0	81.7	133.2	166.9	217.4	225.4	251.1	219.3	161.1	116.9	78.0	64.7	1782.7	kWh/m²
Horizontal diffuse	32.6	36.1	54.4	67.8	63.3	71.8	53.2	50.8	54.5	41.2	32.5	26.7	584.9	kWh/m²
Extraterrestrial	144.5	172.6	246.6	294.4	343.1	347.5	351.9	320.9	261.1	210.7	152.2	131.2	2976.8	kWh/m²
Cleanness Index	0.464	0.473	0.540	0.567	0.634	0.649	0.714	0.683	0.617	0.555	0.512	0.493	0.599	ratio
Ambient Temper.	6.9	6.8	9.1	11.3	16.0	20.0	23.2	23.4	19.4	16.2	11.7	8.4	14.4	°C
Wind Velocity	3.7	4.1	4.1	4.0	3.8	3.8	3.9	3.8	3.6	3.2	3.6	3.7	3.8	m/s

Figura 12- IRRADIAZIONE MENSILE SUL PIANO ORIZZONTALE [kWh/m²] - Fonte dati: Meteonorm 7.3

Quindi, i valori della irradiazione solare annua sul piano orizzontale sono pari a **1 782,7 kWh/m²**, mentre il valore medio (ponderato tra strutture a inseguitore e fissi con pendenze mediate per macro-aree) di

irradiazione Globale Effettiva sul piano orizzontale (tenendo conto della radiazione diffusa, delle perdite medie per ombreggiamento e IAM) è pari a **1946,7 kWh/m²** per i fissi e **2217,4 kWh/m²** per i tracker (Fonte dati: Meteonorm 7.3) come riportato nella relazione “AC12.R_TE.ELETTRICA.001-Relazione Tecnica Elettrica”

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	67.0	32.57	6.92	97.8	94.4	16.81	16.52	0.878
February	81.7	36.06	6.82	108.6	105.5	18.72	18.39	0.881
March	133.2	54.41	9.14	160.0	155.6	27.35	26.86	0.874
April	166.9	67.78	11.29	179.8	174.2	30.35	29.82	0.863
May	217.4	63.31	15.95	216.3	209.9	35.94	35.26	0.849
June	225.4	71.76	19.96	215.8	209.4	35.32	34.67	0.836
July	251.1	53.17	23.20	244.5	237.7	39.48	38.73	0.824
August	219.3	50.82	23.37	231.6	225.2	37.42	36.71	0.825
September	161.1	54.49	19.36	187.4	182.0	30.82	30.27	0.841
October	116.9	41.22	16.24	151.3	147.0	25.16	24.70	0.850
November	78.0	32.55	11.65	112.9	109.2	19.08	18.75	0.864
December	64.7	26.69	8.35	100.1	96.7	17.13	16.82	0.875
Year	1782.7	584.82	14.40	2006.0	1946.7	333.56	327.52	0.850

Legends

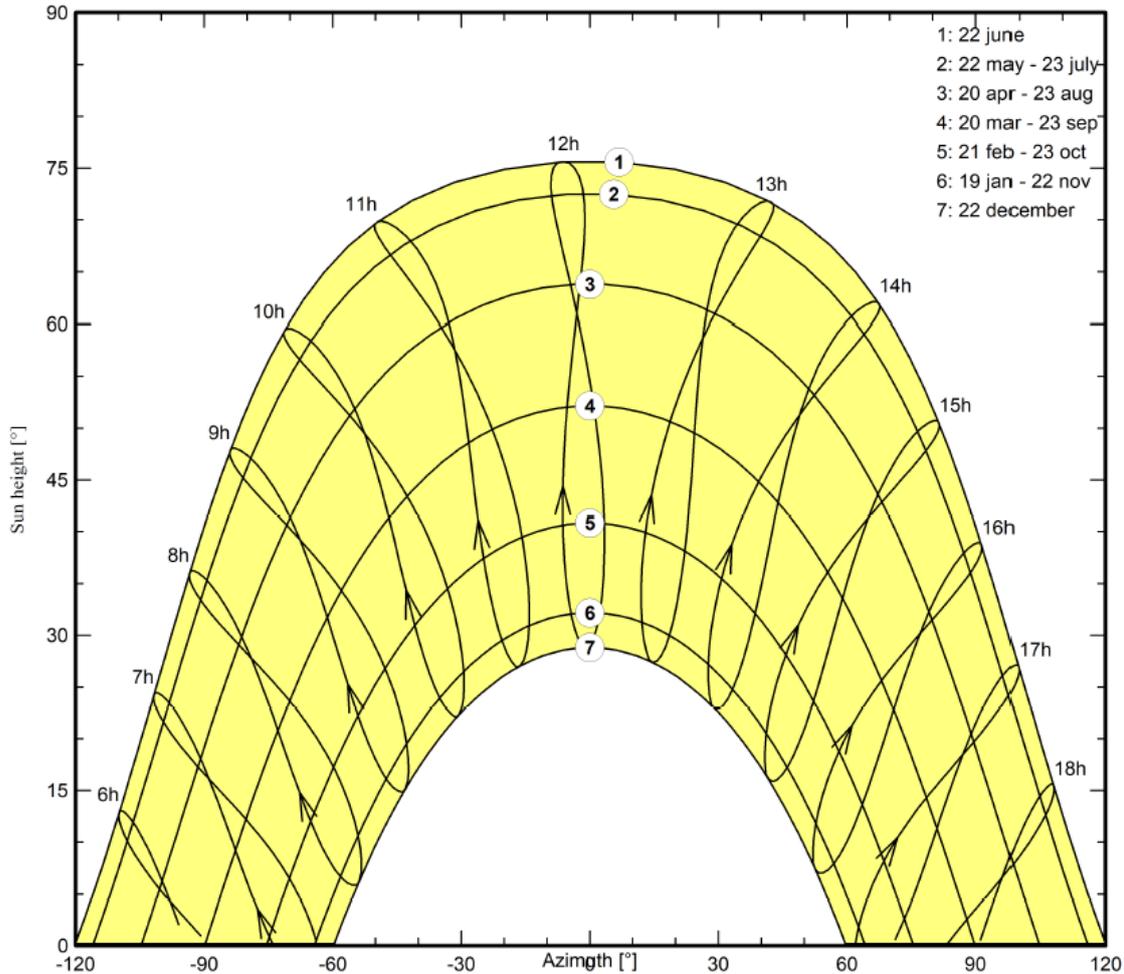
GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

Figura 13- IRRADIAZIONE GLOBALE [kWh/m²]- trackers- Fonte dati Meteonorm 7.3

Gli effetti di schermatura da parte di volumi all’orizzonte, dovuti ad elementi naturali (rilievi, alberi) o artificiali (edifici), determinano la riduzione degli apporti solari e il tempo di ritorno dell’investimento.

Il Coefficiente di Ombreggiamento, funzione della morfologia del luogo, è pari a 1.00.

Solar paths at Alia_Scalo Ferroviario rev02, (Lat. 37.7627° N, long. 13.6715° E, alt. 383 m) - Legal Time



Per tener conto del plus di radiazione dovuta alla riflettanza delle superfici della zona in cui è inserito l’impianto, si sono stimati i valori medi mensili di albedo, considerando anche i valori presenti nella norma UNI/TR 11328-1:

Valori di albedo medio mensile

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

L’albedo medio annuo è pari a 0.20.

2.5 CONFIGURAZIONE DELL’IMPIANTO AGRIVOLTAICO

Nel complesso, l’impianto agrivoltaico di Gangi (PA) è stato progettato per avere un’alta efficienza e minimizzare le perdite intrinseche dovute ai processi di conversione e vettoriamento dell’energia elettrica prodotta dai pannelli.

La progettazione elettrica dei componenti utilizzati e delle loro connessioni è stata eseguita tenendo conto delle migliori soluzioni disponibili in termini di impatto sull’ambiente e stabilità del sistema.

L'energia massima producibile teoricamente in un anno dall'impianto è data dal prodotto della radiazione media annua incidente sul piano dei moduli per la potenza nominale dell'impianto, in base al calcolo di irraggiamento dai dati della Norma UNI 10349.

L'energia effettivamente producibile va poi calcolata tenendo conto dei rendimenti delle diverse sezioni dell'impianto, in particolare il Decreto Ministeriale del 28 luglio 2005 fissa i seguenti requisiti minimi da dimostrare in fase di collaudo:

- $P_{cc} > 0,85 P_{nom} \times I / I_{stc}$
- $P_{ca} > 0,9 P_{cc}$ (tale condizione deve essere verificata per $P_{ca} > 90\%$ della potenza di targa del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata)

dove:

- P_{cc} = Potenza in corrente continua misurata all'uscita del generatore fotovoltaico con precisione migliore del $\pm 2\%$.
- P_{nom} = Potenza nominale del generatore fotovoltaico.
- I = Irraggiamento in W/m^2 misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del $\pm 3\%$.
- I_{stc} = $1000 W/m^2$ è l'irraggiamento in condizioni di prova standard.
- P_{ca} = Potenza attiva in corrente alternata misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, con precisione migliore del $\pm 2\%$.

Già a livello preliminare, i componenti dell'impianto sono stati selezionati per minimizzare le perdite nel processo di conversione; in sede di progetto definitivo verranno presi ulteriori accorgimenti volti ad ottimizzare le prestazioni del sistema, in termini di energia prodotta.

In particolare sono stati adottati criteri di selezione dei moduli per garantire la migliore uniformità delle loro prestazioni elettriche e quindi ottimizzare il rendimento delle stringhe; vengono inoltre utilizzati componenti selezionati e cavi di sezione adeguate per ridurre le perdite sul lato corrente continua.

Alla luce di quanto sopra, il bilancio esteso delle perdite nelle varie sezioni del sistema è riportato nello schema seguente:

- perdite per scostamento delle condizioni di targa (temperatura) 7,8%
- perdite per *mismatching* tra le stringhe 2,1%
- perdite in corrente continua 5%
- perdite sul sistema di conversione CC/CA 1,6%
- perdite per basso soleggiamento e per ombreggiamento reciproco 3%
- perdite per polluzione sui moduli 1%

i valori sopra riportati vanno intesi come valori massimi statistici, va inoltre considerato che, tali valori, non sono indipendenti tra di loro con relazioni spesso non facilmente ricavabili, pertanto si ci affida a programmi di riconosciuta affidabilità a livello internazionale per il calcolo del rendimento; con questa metodologia il rendimento stimato del sistema, tenendo conto degli inevitabili fermi di impianto, può essere assunto pari al 84,32%.

Nel campo agrivoltaico sono presenti 36 sottocampi, ognuno dei quali è dotato di cabina di trasformazione.

Il collegamento tra gli inverter e i quadri di parallelo è realizzato con cavi adatti alla posa interrata e sono protetti con tubazioni. La sezione dei cavi per i vari collegamenti è tale da assicurare una durata di vita soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente elettrica per periodi prolungati e in condizioni ordinarie di esercizio.

Vi sono due tipologie di controllo dell’impianto:

- Controllo locale: monitoraggi tramite PC centrale, posto in prossimità dell’impianto (control room), tramite software apposito in grado di monitorare e controllare i cento inverter;
- Controllo remoto: gestione a distanza dell’impianto tramite modem GPRS con scheda di rete Data- Logger montata a bordo degli inverter.

Il controllo in remoto avviene da centrale (servizio e assistenza) con medesimo software del controllo locale.

Le grandezze controllate da sistema sono:

- Potenza dell’inverter;
- Tensione di campo dell’inverter;
- Corrente di campo dell’inverter;
- Radiazioni solari;
- Temperatura ambiente;
- Velocità del vento;
- Letture dell’energia attiva e reattiva prodotte.

2.6 ANALISI DEI COSTI

2.6.1 Costo di realizzazione impianto

Il costo stimato per la realizzazione dell’impianto, è riportato nel quadro economico di seguito riportato:

Stima sintetica dei costi di costruzione e servizi		
Voce	Descrizione	Costi
1	Opere provvisoriale	
1.1.	Opere di cantierizzazione	
1.1.1	Containers, W.C., opere di sicurezza lavoratori e cantiere, viabilità di cantiere, internet	€ 195.203,27
2	Preparazione dell'area	
2.1	Modellazione del terreno, estirpazioni, tagli e sfalci, livellamenti	€ 1.586.817,53
2.2	Recinzioni e cancelli	€ 925.643,65
2.3	Videosorveglianza, TVCC e allarmi	€ 464.657,92
2.4	Sistema di monitoraggio e controllo	€ 312.850,76
2.5	Viabilità interna perimetrale	€ 793.409,32
3	Moduli fotovoltaici e strutture di sostegno	€ 28.650.043,27
4.1	Inverters e protezioni/sezionamenti AC/DC	€ 5.506.467,00
5	Cabine elettriche di trasformazione e parallelo (4 MVA x 26 + 3,15 MVA x 1 + 2,0 MVA x1 + 1,25 MVA x1)	€ 5.186.695,00
6	Opere di connessione a 150 kV Stazione RTN	€ 1.900.000,00
7	Sottostazione Elettrica di Utente (SSE) 60/75 MVA	€ 2.500.000,00

ALTA CAPITAL 12 s.r.l.

7.1	Sottostazione Elettrica di Utente (SSE) 50 MVA	€ 1.000.000,00
8	Opere di mitigazione	
8.1	Fascia arborea di contorno	€ 92.564,70
9	Edifici di servizio	€ 249.000,00
10	Commissioning	€ 906.753,19
	Totale costruzione parco agrivoltaico	€ 50.270.105,36
	IVA 10% su Parco agrivoltaico (circolare n. 46/E del 2007 Agenzia delle Entrate)	€ 5.027.010,54
11	Competenze tecniche	
11.1	Progetto preliminare	€ 150.810,32
11.2	Progetto definitivo	€ 226.215,47
11.3	Studio di impatto ambientale	€ 271.458,57
11.4	Progettazione esecutiva, costruttiva e di dettaglio	€ 301.620,63
11.5	Coordinamento della sicurezza in progettazione	€ 75.405,16
11.6	Direzione dei lavori	€ 226.215,47
11.7	Direzione di cantiere	€ 45.243,09
11.8	Coordinamento della sicurezza in esecuzione	€ 75.405,16
11.9	Collaudi e prove	€ 135.729,28
	Totale competenze tecniche	€ 1.508.103,16
	IVA 22% sulle competenze tecniche	€ 331.782,70
12	Dismissione impianto e ripristini	
12.1	Smantellamento	€ 708.053,86
12.2	Demolizioni	€ 124.826,02
12.3	Ripristini	€ 39.567,72
	Totale dismissioni	€ 872.447,60
	IVA 10% su dismissione del Parco agrivoltaico (circolare n. 46/E del 2007 Agenzia delle Entrate)	€ 87.244,76
	Totale generale	€ 58.096.694,11
	Totale IVA	€ 5.446.037,99
	Totale Quadro Economico al netto dell'IVA	€ 52.650.656,12

2.6.2 Costi di esercizio

Costi una tantum

Sono da considerarsi i seguenti costi di natura tecnologica, necessari per una corretta valutazione economica dell'impianto:

Descrizione	Anno	[%]	[€/kW]	[€]
Manutenzione straordinaria	10	10,00	150,00	16.616.250
Sostituzione inverter	10	5,00	75,00	8.308.125

Costi periodici

I seguenti costi, periodici, si rendono necessari per un corretto esercizio dell'impianto:

Descrizione	Periodo	Durata	[%]	[€/kW]	[€]
Manutenzione	1	20		10,00	1.107.750
Assicurazione	1	20		3,00	332.325

2.7 RISPARMIO SUL COMBUSTIBILE ED EMISSIONI EVITATE IN ATMOSFERA**2.7.1 Risparmio sul combustibile**

Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh].

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

Risparmio di combustibile

Risparmio di combustibile in	TEP
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0,23*
TEP risparmiate in un anno	46.545,29
TEP risparmiate in 20 anni	930.905,87

*Fonte dei dati: Gazzetta Ufficiale 2014-04-07 serie generale n. 81 Allegato A

2.7.2 Emissioni evitate in atmosfera

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

Emissioni evitate in atmosfera di	CO ₂	SO ₂	NO _x	Polveri
Emissioni specifiche in atmosfera [g/kWh]	474,0*	0,373	0,427	0,014
Emissioni evitate in un anno [kg]	95.923.778	75.484	86.412	2.833
Emissioni evitate in 20 anni [kg]	1.918.475.579	1.509.686	1.728.247	56.664

*Fonte dei dati: Rapporto ISPRES 2017 “Fattori di missione atmosferica di CO₂ e altri gas a effetto serra nel settore elettrico”

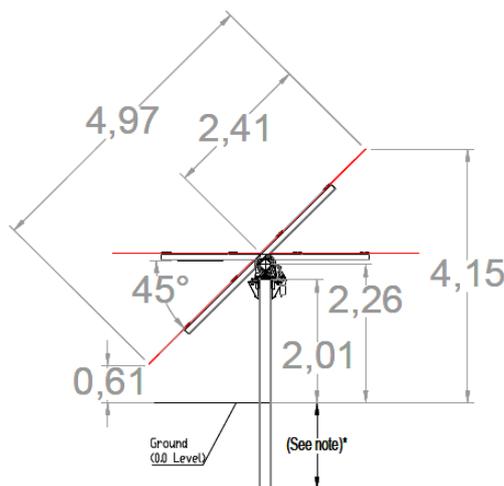
3 PARTE TERZA – Servizi ausiliari ed opere civili

3.1 STRUTTURE DI FISSAGGIO

Per quanto riguarda la sistemazione e l'ancoraggio dei moduli costituenti il generatore fotovoltaico, è previsto l'utilizzo di un sistema di supporto modulare, sviluppato al fine di ottenere un'alta integrazione estetica ad elevata facilità di impiego e di montaggio dei moduli fotovoltaici incorniciati, realizzati in profilati di alluminio e bulloneria in acciaio.

Strutture monoassiali ad inseguimento

Le strutture di sostegno ipotizzate hanno la caratteristica di poter essere infisse nel terreno senza bisogno di alcun tipo di fondazione in CLS, compatibilmente alle caratteristiche geotecniche del terreno e alle prove penetrometriche che verranno effettuate in fase esecutiva; inoltre, come certificato dal costruttore, le strutture sono in grado di supportare il peso dei moduli anche in presenza di raffiche di vento di elevata velocità, di neve e altri carichi accidentali. Il supporto del pannello è costituito da un unico piede alto 2,26 metri al mozzo, inclinato verso sud di 1° , mentre l'asse orizzontale nord-sud ruota durante l'arco del giorno da -45° a $+45^\circ$ in modo tale che, alla massima inclinazione, il punto più basso del pannello disti 61 cm da terra e viceversa 415cm nel punto più alto.



Struttura di supporto dei pannelli fotovoltaici

Ciascuna delle file di moduli fotovoltaici risulterà sorretta da quattro profili trasversali in alluminio i quali, a loro volta, saranno vincolati al telaio sottostante per mezzo di opportuni ganci.

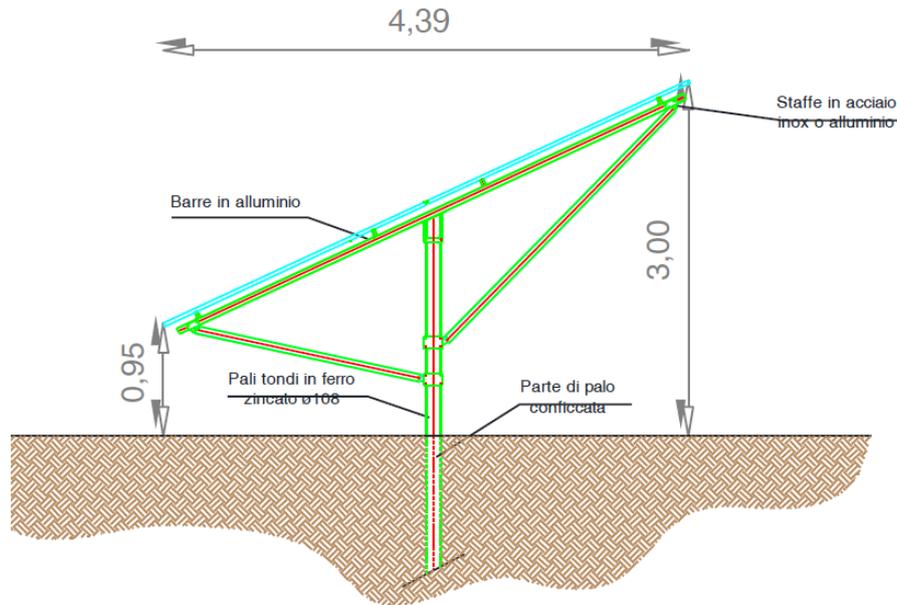
Le strutture che sostengono i moduli fotovoltaici verranno posizionate in file contigue, compatibilmente con le caratteristiche plano-altimetriche puntuali del terreno; la distanza tra le file è stata valutata, al fine di evitare mutui ombreggiamenti tra i moduli, di circa 8,75 m agli assi.

Strutture fisse

Le strutture di sostegno ipotizzate hanno la caratteristica di poter essere infisse nel terreno senza bisogno di alcun tipo di fondazione in CLS, compatibilmente alle caratteristiche geotecniche del terreno e alle prove penetrometriche che verranno effettuate in fase esecutiva; inoltre le strutture,

per come dimensionate nei calcoli effettuati, sono in grado di supportare il peso dei moduli anche in presenza di raffiche di vento di elevata velocità, di neve e altri carichi accidentali.

Il supporto del pannello, di cui viene riportato il prospetto laterale nella figura sottostante, è costituito da una struttura con due appoggi infissi nel terreno collegati da traversi. Questi sono collegati da quattro profili trasversali (arcarecci), opportunamente fissati, che hanno anche il compito di sorreggere i pannelli



Struttura di supporto dei pannelli fotovoltaici

La struttura così realizzata è inclinata verso sud di 25°, in modo tale che il punto più basso del pannello disti 95 cm da terra e viceversa 300cm nel punto più alto.

Le strutture di supporto dei moduli rispettano le disposizioni prescritte dalle Norme CNR-UNI, circolari ministeriali, etc. riguardanti le azioni dei fenomeni atmosferici e le Norme vigenti riguardanti le sollecitazioni sismiche.

Le strutture che sostengono i moduli fotovoltaici verranno posizionate in file contigue, compatibilmente con le caratteristiche plano altimetriche puntuali del terreno; la distanza tra le file è stata valutata, al fine di evitare mutui ombreggiamenti tra i moduli, di circa 7,40 m agli assi; un'area del parco, caratterizzata da una pendenza Nord superiore al 15%, presenta strutture fisse con distanza tra le file di circa 8,40 m.

3.2 CABINE ELETTRICHE

Nel campo agrivoltaico sono presenti 36 cabine di trasformazione BT/MT con dimensioni 18,00x 2,50 m, n.1 cabine di 6,76x2,50 m atta ad ospitare i locali per la realizzazione dell'allacciamento del cliente alla rete Enel Distribuzione in MT per i servizi ausiliari, n. 4

cabine BT/MT per la distribuzione in bassa tensione ai servizi ausiliari di dimensioni 7,5 x 2,5 m.

3.3 ALTRI LOCALI ACCESSORI

Oltre alle cabine elettriche, sono previsti una control room di dimensioni 10,00 x 8,00 m contenente un piccolo locale con wc chimico di dimensioni 2,00 x 1,20 m.

3.4 IMPIANTO GENERALE DI TERRA

Il sito verrà provvisto di un impianto generale di terra di protezione costituito da un sistema di dispersori a picchetto tra loro interconnessi mediante conduttore di terra in rame di colore giallo-verde posato all'interno di un tubo in PVC. L'impianto sarà collegato ad un collettore generale dal quale verranno poi derivati tutti i collegamenti secondari.

3.5 CAVIDOTTI INTERRATI E CONNESSIONE ALLA RETE ELETTRICA

L'elettrodotto verrà realizzato interamente nel sottosuolo ad una profondità rispetto al piano stradale o di campagna di 1,60 m dalla generatrice superiore del cavidotto per quanto riguarda la linea AT, di 1,10 m per quanto riguarda le linee MT e 0,8 m per le linee BT.

Si prevede la realizzazione di uno scavo a sezione obbligata. Le lunghezze e i volumi di scavo dei diversi tratti sono riportati nelle tabelle sottostanti:

RIEPILOGO TOTALE CAVIDOTTI AT			
VAT	Volume sezione di scavo cavidotto AT	12443	mc
VRMR	Volume rinterro materiale di risulta	12070	mc
VRNU	Volume materiale di risulta non utilizzato	372	mc

RIEPILOGO TOTALE CAVIDOTTI MT			
VMT	Volume sezione di scavo cavidotto MT	5748,90	mc
VRMR	Volume rinterro materiale di risulta	5370,54	mc
VRIC	Volume materiale di risulta non utilizzato	378,36	mc

RIEPILOGO TOTALE CAVIDOTTI BT			
VBT	Volume sezione di scavo cavidotto BT	7.162,85	mc
VRMR	Volume rinterro materiale di risulta	6.813,87	mc
VRNU	Volume materiale di risulta non utilizzato	348,98	mc

La connessione alla rete avverrà attraverso la stazione SSE 2 di trasformazione MT/AT e parallelo dalla quale si dipartirà una terna di cavi in AT a 150 kV che si andrà ad attestare ad una sottostazione di consegna Utente e da questa collegata in antenna a 150 kV con la sezione a 150 kV di una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) 380/150 kV della RTN, da inserire in entrata – esce sul futuro elettrodotto RTN a 380 kV della RTN “Chiamonte Gulfi - Ciminna”, previsto nel Piano di Sviluppo Terna, e sulla linea RTN 150 kV “Vicari – Cammarata”.

Il materiale da scavo prodotto sarà in pareggio con quanto necessario per il rinterro dei cavidotti.

Eventuali piccole quantità in eccesso verranno riutilizzate per il lieve rimodellamento delle superfici.

3.6 STRADA DI ACCESSO AL SITO

L'accesso al sito potrà avvenire dalla SP22, svoltando a sinistra dalla strada SS 121 a partire dal Comune di Gangi.

Le strade di accesso alle parti del campo, considerata la scarsa infrastrutturazione della zona, saranno quelle presenti praticamente lungo i confini del lotto interessato ed è prevista la realizzazione di una viabilità interna di raccordo dei filari di pannelli, esclusa al traffico civile, comunque percorribile anche da autovetture ed utilizzata anche per la fase di cantiere.

Si prevedrà la predisposizione di una strada la cui circolazione sarà possibile anche in caso di maltempo (salvo neve e/o ghiaccio); a questo scopo il fondo della carreggiata avrà sufficiente portanza, ottenibile mediante la formazione di una massicciata o inghiaatura (l'asfaltatura è da escludere) ed attraverso il costipamento dello strato costituito da granulare misto stabilizzato con macchine idonee.

Data la debole intensità del traffico, la velocità modesta dello stesso e la quasi unidirezionalità dei flussi, la strada in progetto sarà ad un'unica carreggiata, la cui larghezza (massima 5 metri) va contenuta nel minimo necessario ad assicurare il transito in sicurezza dei veicoli e sarà assicurata la loro continua manutenzione. Tale disponibilità di una rete viabile adeguata alle necessità dei lavori costituisce premessa irrinunciabile per lo svolgimento degli stessi e per le successive opere di manutenzione ordinaria che dovranno effettuarsi negli anni successivi alla realizzazione dell'investimento.

3.7 RECINZIONE

Contestualmente all'installazione dell'impianto agrivoltaico in progetto si prevede la realizzazione di una recinzione lungo il perimetro di confine allo scopo di proteggere l'impianto. Tale recinzione non presenterà cordoli di fondazione posti alla base, ma si procederà solo con la sola infissione dei pali a sostegno, ad eccezione dell'area di accesso in cui sono presenti dei pilastri a sostegno della cancellata.

Le opere di recinzione e mitigazione a verde saranno particolarmente curate.

La recinzione verrà realizzata al confine del lotto, lasciando circa 13 metri di franco dal confine al primo pannello; in ampia parte di questa striscia, per un'ampiezza di 10 metri dal confine, verrà realizzata una cortina alberata di schermatura così come riportato negli elaborati grafici allegati.

In questo modo si potrà perseguire l'obiettivo di costituire una barriera visiva per un miglior inserimento paesaggistico dell'impianto.

Come sostegni alla recinzione verranno utilizzati pali verniciati in verde scuro, che garantiscono una maggiore integrazione con l'ambiente circostante. I pali, alti 3,0 m, verranno conficcati nel terreno per una profondità pari 0,6 m. Questi presenteranno giunti di fissaggio laterale della rete sul palo e giunti in metallo per il fissaggio di angoli retti e ottusi. La rete metallica che verrà utilizzata sarà di tipo “a maglia romboidale” rivestita in guaina verde.

Il tipo di recinzione sopra descritto è rappresentato nella foto seguente.

ALTA CAPITAL 12 s.r.l.



Figura 14- Tipologia di recinzione utilizzata

Al fine di permettere alla piccola fauna presente nella zona di utilizzare l'area di impianto la recinzione perimetrale sarà posta ad un'altezza di 20 cm dal suolo.

4. PARTE QUARTA – Componenti dell’impianto agrivoltaico.

Di seguito verranno analizzate le varie componenti dell’impianto e le loro caratteristiche tecniche.

4.1 MODULI FOTOVOLTAICI

- CAMPI: 36
- N° MODULI FOTOVOLTAICI: 222.844
- I moduli utilizzati per il progetto sono in silicio monocristallino, Jinko Solar della serie JKM615N-78HL-4 da 615 Wp, aventi le seguenti caratteristiche tecniche:

SPECIFICATIONS										
Module Type	JKM595N-78HL4 JKM595N-78HL4-V		JKM600N-78HL4 JKM600N-78HL4-V		JKM605N-78HL4 JKM605N-78HL4-V		JKM610N-78HL4 JKM610N-78HL4-V		JKM615N-78HL4 JKM615N-78HL4-V	
	STC	NOCT								
Maximum Power (Pmax)	595Wp	447Wp	600Wp	451Wp	605Wp	455Wp	610Wp	459Wp	615Wp	462Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	45.29V	41.93V	45.39V	42.05V	45.49V	42.16V	45.59V	42.28V	45.69V	42.39V
Maximum Power Current (Imp)	13.14A	10.67A	13.22A	10.73A	13.30A	10.79A	13.38A	10.85A	13.46A	10.91A
Open-circuit Voltage (Voc)	54.80V	52.05V	54.95V	52.20V	55.10V	52.34V	55.25V	52.48V	55.40V	52.62V
Short-circuit Current (Isc)	13.90A	11.22A	13.97A	11.28A	14.04A	11.34A	14.11A	11.39A	14.18A	11.45A
Module Efficiency STC (%)	21.29%		21.46%		21.64%		21.82%		22.00%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	30A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.30%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.25%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.046%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

Mechanical Characteristics

Cell Type	N type Mono-crystalline
No. of cells	156 (2×78)
Dimensions	2465×1134×35mm (97.05×44.65×1.38 inch)
Weight	30.6 kg (67.46 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm' (+): 400mm , (-): 200mm or Customized Length

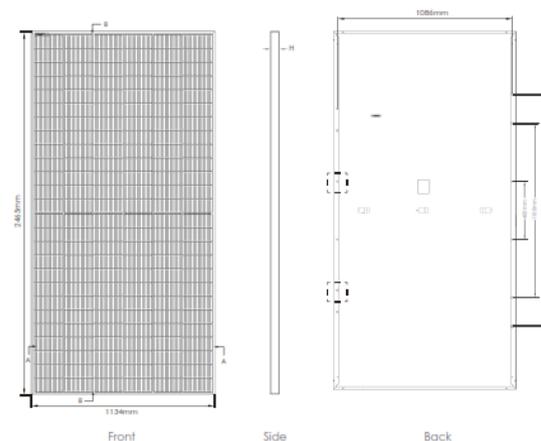


Figura 15- Dati Caratteristici pannelli Jinko Solar serie JKM615N-78HL-4

4.2 INVERTER

Il gruppo di conversione è composto dal componente principale “inverter” e da un insieme di componenti, quali filtri e dispositivi di sezionamento, protezione e controllo che rendono il sistema idoneo al trasferimento della potenza dal generatore alla rete, in conformità ai requisiti normativi, tecnici e di sicurezza applicabili. Nel caso specifico, verranno installati 743 inverter (in numero variabile per campo) prodotti da FIMER/ABB (società attiva nella produzione di inverter fotovoltaici, ha finalizzato l'acquisizione dell'attività relativa agli inverter solari di ABB) aventi le seguenti caratteristiche:

Modello	PVS-175-TL
Ingresso	
Massima tensione assoluta DC in ingresso ($V_{max,dc}$)	1500 V
Tensione di attivazione DC di ingresso (V_{start})	750 V (650...1000 V)
Intervallo operativo di tensione DC in ingresso ($V_{min,dc}...V_{max,dc}$)	0.7 x $V_{start}...1500$ V (min 600 V)
Tensione nominale DC in ingresso (V_{dc})	1100 Vdc
Tensione nominale DC in ingresso (P_{dc})	188 000 W @ 30°C - 177 000 kW @ 40°C
Numero di MPPT Independenti	12
Intervallo MPPT di tensione DC ($V_{MPPTmin}...V_{MPPTmax}$) a P_{dc}	850...1350 V
Corrente massima DC di ingresso per ogni MPPT ($I_{MPPT,max}$)	22 A
Massima corrente DC in ingresso ($I_{dc,max}$) per ogni MPPT	30 A
Numero di coppie di collegamento DC in ingresso per ogni MPPT	2 ingressi DC per MPPT
Tipo di connessione DC	Connettore PV ad innesto rapido ²⁾
Uscita	
Tipo di connessione AC alla rete	Trifase 3W+PE
Potenza nominale AC di uscita (P_{ac} @ $\cos\phi=1$)	175 000 W @ 40°C
Potenza massima AC di uscita ($P_{ac,max}$ @ $\cos\phi=1$)	185 000 W @ $\leq 30^\circ\text{C}$
Potenza apparente massima (S_{max})	185 000 VA
Tensione nominale AC di uscita (V_{ac})	800 V
Intervallo di tensione AC di uscita	(552...960) ²⁾
Massima corrente AC di uscita ($I_{ac,max}$)	134 A
Frequenza nominale di uscita (f)	50 Hz/60 Hz
Intervallo di frequenza di uscita ($f_{min}...f_{max}$)	45...55 Hz/55...65 Hz ²⁾
Fattore di potenza nominale e Intervallo di aggiustabilità	> 0.995, 0...1 Induttivo/capacitivo con massima S_{max}
Distorsione armonica totale di corrente	< 3%
Massima iniezione di corrente DC (% di In)	< 0.5%*In
Diametro esterno massimo cavo AC/polo multiplo	1 x 53 mm (1 x pressacavo M63)
Diametro esterno massimo cavo AC/polo singolo	3 x 32 mm (3 x pressacavo M40)
Tipo di connessioni AC ⁴⁾	Barra prevista per la connessione di ponticelli con dadi M10

Figura 16- Dati caratteristici Inverter FIMER Inverter Solari PVS-175-TL

4.3 QUADRO ELETTRICO DI INTERFACCIA PARALLELO RETE LATO C.A.

Il quadro elettrico di parallelo in BT lato AC, a valle degli inverter sarà costituito da un armadio metallico avente grado di protezione minimo IP55, completo di telai di fissaggio degli apparecchi, portella, morsettiera, guide DIN, accessori di montaggio, etichette di identificazione degli apparecchi e quant'altro per realizzare il quadro a regola d'arte completi della dichiarazione di conformità del costruttore alle norme CEI 17-13.

4.4 SPECIFICHE CABINE DI TRASFORMAZIONE

Nel campo agrivoltaico sono presenti 36 cabine di trasformazione con dimensioni P 2,50xL 18,00xH 2,55 metri, n.1 cabina di consegna lato MT Enel per i servizi ausiliari da 2 MVA avente dimensioni 6,70x2,50m atta ad ospitare i locali per la realizzazione dell'allacciamento del cliente

alla rete Enel MT e n.4 cabine MT/BT per servizi ausiliari aventi dimensioni 7,5x2,5 m che, allacciate al punto di consegna, alimentano i servizi ausiliari del campo.

La cabina deve garantire:

- Grado di sismicità S = 6min
- Grado di protezione IP = 33 (standard)

In particolare la struttura prefabbricata in cemento armato vibrato dovrà rispondere alle seguenti normative di riferimento:

Legge 5 novembre 1971 N° 1086 (La nuova disciplina per le opere in conglomerato cementizio armato)

D.M. 09 Gennaio 1996 (Norme tecniche per il calcolo l'esecuzione ed il collaudo delle strutture in c.a. normale....)

Circolare M.LL.PP. 15 Ottobre 1996 n. 252 (Istruzioni per l'applicazione delle Norme tecniche per il calcolo.....) legge 2 febbraio 1974 N° 64 (Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche)

D.M. 16 gennaio 1996 (Norme tecniche per le costruzioni in zone sismiche)

Circolare M.LL.PP. 10 Aprile 1997 n.65 (Istruzioni per l'applicazione delle Norme tecniche in zone sismiche)

D.M. 16 Gennaio 1996 (Norme tecniche per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi)

Circolare M.LL.PP. 4 Luglio 1996 n.156 (Istruzioni per l'applicazione delle Norme tecniche per carichi e sovraccarichi).

EN 206-1 Calcestruzzo Parte 1 – Specificazione, prestazione, produzione e conformità.

D.M. 14/01/2008 – Norme tecniche per le costruzioni.

D.M. n. 39 del 03/12/1987 – Norme tecniche per la progettazione, esecuzione e collaudo delle costruzioni prefabbricate.

D.M. LL.PP. 14/02/1992 – Norme tecniche per l'esecuzione delle opere in cemento armato normale e precompresso e per le strutture metalliche.

Legge n. 1086 del 05/11/1971 – Norme per la disciplina delle opere in conglomerato cementizio, normale e precompresso ed a struttura metallica.

In particolare le strutture in c.a.v. a pannelli e/o monoblocco che si devono interfacciare con il distributore devono essere conformi alle norme ENEL di riferimento: DG2061 e DG2092.

La cabina monoblocco tipo è costituita da:

- Struttura scatolare composta dalle quattro pareti laterali e dal pannello pavimento realizzate con un unico getto di calcestruzzo aventi spessore minimo 80 mm
- Pannello di copertura della struttura aventi spessore 80 mm
- Eventuali pannelli di divisione interna, spessore 80 mm, a delimitazione dei locali Ente Pubblico Misure con le seguenti caratteristiche costruttive.
- Calcestruzzo avente classe RcK 350 Kg/cm² opportunamente additivato con superfluidificante e con impermeabilizzante idonei a garantire una adeguata protezione contro le infiltrazioni di acqua per capillarità.
- Armatura metallica interna a tutti i pannelli costituita da doppia rete elettrosaldata e ferro nervato, entrambi in FeB44 K controllato.

- Collegamento mediante saldatura di tutte le armature metalliche in modo da realizzare e garantire una maglia equipotenziale di terra uniformemente distribuita in tutta la cabina onde consentire il collegamento elettrico all' impianto di terra esterno.
- Pannello di copertura avente spessore minimo in gronda di cm 8.00 e dimensionato in modo da supportare sovraccarichi accidentali di 400 Kg/mq.
- Pannello di pavimentazione avente spessore minimo di 80 mm e dimensionato in modo da supportare un carico permanente di 500 Kg/mq e i carichi concentrati dei trasformatori di tensione.
- Predisposizione del pannello pavimento di appositi cavetti, per il passaggio dei cavi MT/BT in entrata ed in uscita dalla cabina, e di inserti filettati per il fissaggio delle apparecchiature elettromeccaniche.
- Impermeabilizzazione della copertura mediante l'applicazione a caldo di una guaina bituminosa di mm 4.00 di spessore dopo aver trattato il sottofondo con una mano di Primer.
- Pareti interne, lisce e senza nervature, tinteggiate con pitture al quarzo di colore bianco.
- Pareti esterne, tinteggiate con pitture al quarzo ad effetto bucciato, idonee a resistere agli agenti atmosferici anche in ambiente marino, montano, industriale altamente inquinato.
- La struttura portante dovrà essere dimensionata e calcolata per consentire lo spostamento del monoblocco completo delle apparecchiature elettromeccaniche, trasformatore compreso.

A completamento della cabina sono fornite ove necessario:

- Porte di accesso al locale riservati a Ente Pubblico e Misure lato Ente Pubblico, in vetroresina, conformi alla specifica ENEL DS 919, con serrature unificate ENEL DS 988.
- Porte di accesso al locale Misure lato Utente, in lamiera zincata e preverniciata, munite di serratura.
- Porte di accesso al locale riservati agli in verter, in lamiera zincata e preverniciata, munite di serratura.
- Porte di accesso al locale riservati al trasformatore, in lamiera zincata e preverniciata, munite di serratura.
- Griglie di aerazione in vetroresina, conformi alla specifica ENEL DS 927, così suddivise:
 - Locale Consegna Ente Pubblico in posizione bassa
 - Locale Inverter in posizione bassa
 - Locale Inverter in posizione alta
 - Locale Trasformatore in posizione bassa

Estrattore per ventilazione forzata nel locale inverter

Il costruttore dovrà inoltre essere in possesso di:

- UNI EN ISO 9002
- Certificazione delle Prove eseguite come da Norma CEI EN 6133.

4.5 ACCESSORI INTERNI ALLA CABINA E SERVIZI A COMPLEMENTO:

Telaio portante con lamiera forata / rete, IP20 per segregazione trasformatore in resina o olio (dimensioni a seconda delle varie disposizioni).

Accessori antinfortunistici: Estintore a polvere, Lampada emergenza ricaricabile, Guanti isolanti, Pedana isolante, cartelli ammonitori vari, schema elettrico di cabina.

4.6 IMPIANTI ELETTRICI AUSILIARI

Per i servizi ausiliari è prevista una cabina consegna con annesso locale misure, dispositivo generale di protezione e quadro MT e n.4 cabine di trasformazione MT/BT per l'alimentazione di tutti i servizi asserviti all'impianto quali:

- linea luce e forza motrice, locali cabina;
- predisposizione per eventuale illuminazione esterna, cancelli automatici, etc.

4.7 IMPIANTO GENERALE DI TERRA

Il sito verrà provvisto di un impianto generale di terra di protezione costituito da un sistema di dispersori a picchetto tra loro interconnessi mediante conduttore di terra in rame di colore giallo-verde posato all'interno di un tubo in PVC. L'impianto sarà collegato ad un collettore generale dal quale verranno poi derivati tutti i collegamenti secondari.

Per la realizzazione dell'impianto agrivoltaico verranno utilizzati componenti con isolamento verso l'esterno di classe I; per tali componenti la Norma CEI 64-8/4 richiede la connessione delle masse all'impianto di terra esistente. Il collegamento a terra dell'impianto agrivoltaico avverrà portando il conduttore equipotenziale dell'impianto, di colore giallo verde, al collettore EQP di terra. Essendo l'impianto agrivoltaico ubicato all'aperto e sorretto da una struttura metallica sarà necessario un collegamento a terra realizzato per mezzo di un conduttore di terra collegato direttamente al nodo equipotenziale fotovoltaico.

L'impianto agrivoltaico sarà in ogni caso dotato di opportuni limitatori di sovratensione SPD sul circuito in continua in grado di scongiurare l'insorgenza di tensioni pericolose sia in caso di fulminazione diretta che indiretta; in tali impianti è buona norma salvaguardare sempre l'ingresso lato cc degli inverter, che rappresentano dal punto di vista delle sovratensioni il componente più delicato di tutto il sistema, per mezzo di SPD di classe II o III. In tale impianto quindi sono previsti degli SPD di classe II installati nel quadro elettrico sezionamento stringhe QCC.

Infine per quanto riguarda il funzionamento della sezione in corrente continua verrà adottato il sistema a potenziale flottante, cioè isolato rispetto al potenziale del terreno.

4.8 ELETTRODOTTI

L'elettrodotto in MT verrà realizzato interamente nel sottosuolo in uno scavo di profondità, rispetto al piano stradale o di campagna, di circa 1,10 m.

Il cavidotto verrà posato su un letto di sabbia di almeno 10 cm e il successivo riempimento dello scavo sarà effettuato con modalità differenti a seconda del tratto di strada interessata.

I conduttori impiegati, con tensione nominale di 30kV del tipo ARG7H1R 18/30 kV in alluminio evarie sezioni, verranno infilati entro appositi cavidotti aventi diametro 90-200mm e con idonee caratteristiche meccaniche di resistenza allo schiacciamento e agli urti, previa predisposizione dello scavo e con successivo rinterro e ripristino della pavimentazione ove necessario e come descritto nei relativi elaborati.

L'elettrodotto in AT che collegherà il Parco agrivoltaico alla SE 380/150 kV in interruzione della futura linea aerea “Chiaromonte Gulfi – Ciminna” previsto nel Piano di Sviluppo Terna, cui raccordare la rete AT afferente alla SE RTN di Caltanissetta sarà costituito da una terna di cavi unipolari, con isolamento in XLPE, costituiti da un conduttore in alluminio con sezione 1600 mm² a 150kV con isolamento XLPE. Lo schermo metallico è costituito da un tubo metallico di piombo o alluminio o a fili di rame ricotto non stagnati, di sezione complessiva adeguata ad assicurare la protezione meccanica del cavo, la tenuta ermetica radiale, il sopportare la corrente di guasto a terra. Sopra lo schermo viene applicata la guaina protettiva di polietilene nera e grafitata avente funzione di protezione anticorrosiva, ed infine la protezione esterne meccanica.

Il cavidotto in AT sarà interrato ed installato normalmente in una trincea della profondità di 1,6 m e della larghezza di 0,7 m, con disposizione delle fasi a trifoglio. Nello stesso scavo, a distanza di almeno 0,3 m dai cavi di energia, saranno posati cavi con fibre ottiche e/o telefoniche per trasmissione dati. I cavi verranno posati in trincea dentro corrugati per usi industriali di sezione adeguata e sovrastati da una gettata in cemento, o un tegolo, come ulteriore protezione meccanica. Al fine di segnalare il cavidotto, verrà posata una rete ed un nastro in PVC: la restante parte superiore della trincea verrà ricoperta con materiale inerte o altro materiale idoneo. Gli eventuali attraversamenti delle opere interferenti saranno eseguiti in accordo a quanto previsto dalla Norma CEI 11-17.

Precisamente, nei tratti in cui si procederà al taglio della sezione stradale comunale, lo scavo andrà riempito con magrone dosato con 70kg di calcestruzzo per mc per un'altezza di circa 80cm. Si procederà quindi con la posa di uno strato di 20cm di calcestruzzo Rck 250 e con il ripristino del tappetino bituminoso previa fresatura dei fianchi superiori dello scavo, per una larghezza complessiva pari a 3L, essendo L la larghezza dello scavo, così come da prescrizioni della Provincia, settore viabilità.

Nei casi in cui lo scavo non interesserà la sede stradale, si potrà procedere al riempimento con terreno adeguatamente compattato con mezzi meccanici.

ALTA CAPITAL 12 s.r.l.

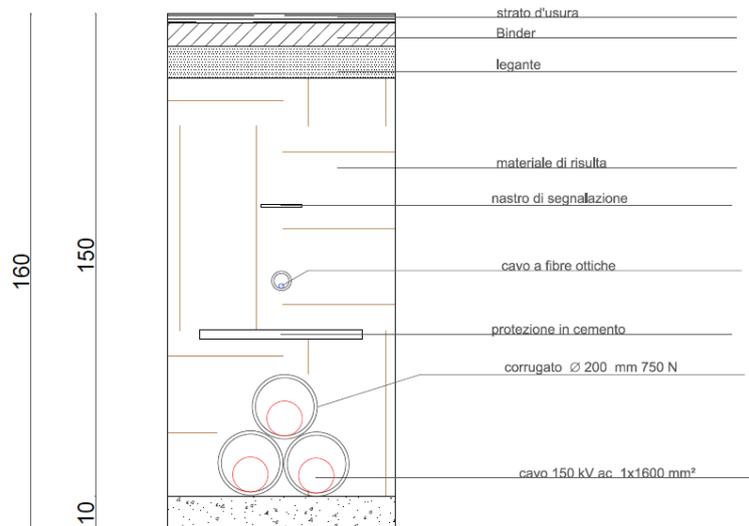


Figura 17- Sezione tipo su piano stradale

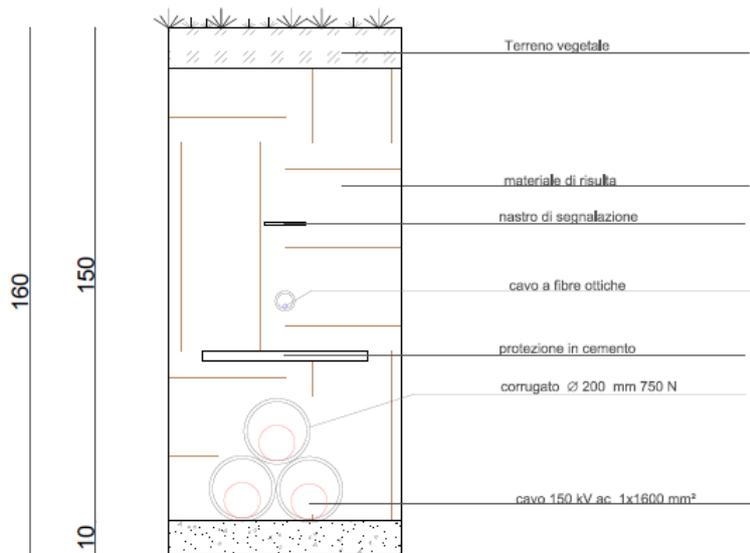


Figura 18- Sezione tipo su piano di campagna

I giunti unipolari saranno posizionati lungo il percorso del cavo, a circa 500-800 m l’uno dall’altro, ed ubicati all’interno di opportune buche giunti che avranno una configurazione come descritto nella figura sotto riportata. Il posizionamento dei giunti sarà determinato in sede di progetto esecutivo in funzione delle interferenze sotto il piano di campagna e della possibilità di trasporto.

DIMENSIONI DI MASSIMA DELLE BUCHE GIUNTI

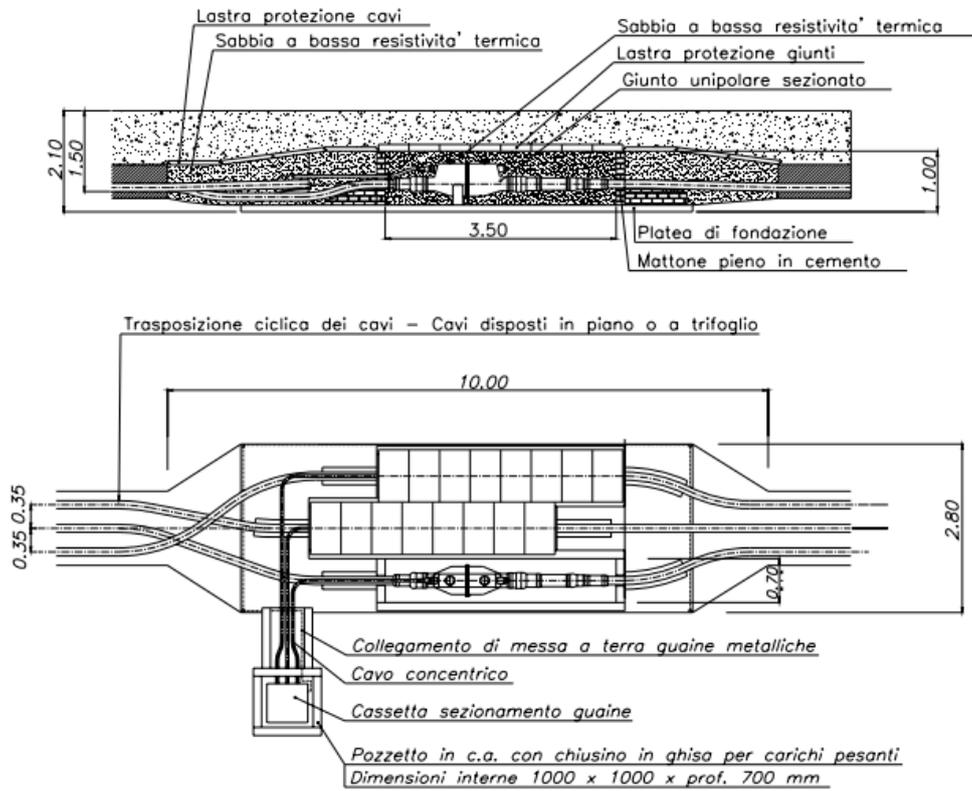


Figura 19- raccordo tipo

5. PARTE QUINTA – Descrizione fonte energetica utilizzata

5.1 L'ENERGIA SOLARE

In tempi in cui il fabbisogno di energia elettrica non cessa ad invertire il suo trend sempre crescente, la necessità di svincolarsi dalle fonti energetiche tradizionali, legate ad alti costi e problematiche ambientali, risulta di fondamentale importanza.

Con queste premesse, nell'ambito della produzione d'energia pulita, si sta affermando in maniera sempre più consistente la conversione fotovoltaica, ovvero la tecnologia che permette di convertire l'energia presente nella radiazione solare in energia elettrica.

Per energia solare si intende l'energia, termica o elettrica, prodotta sfruttando direttamente l'energia irradiata dal Sole.

È noto come in ogni istante il Sole trasmetta sulla Terra circa 1,367 kW per m².

Quindi si può affermare che il quantitativo di energia che arriva sul suolo terrestre è enorme, potrebbe soddisfare tranquillamente tutto il fabbisogno di energia del mondo, ma nel suo complesso è poco sfruttabile a causa dell'atmosfera che ne attenua l'entità, ed è per questo che servono aree molto vaste per raccoglierne quantitativi soddisfacenti.

L'energia solare però non raggiunge la superficie terrestre in maniera costante, la sua quantità varia durante il giorno, da stagione a stagione e dipende dalla nuvolosità, dall'angolo di incidenza e dalla riflettanza delle superfici.

Si ha quindi una radiazione diretta, propriamente i raggi solari, una radiazione diffusa, per esempio dovuta alle nuvole e al cielo, e una radiazione riflessa, dipendente dalle superfici circostanti la zona di studio. La radiazione globale è la somma delle tre e, in Italia, in una bella giornata, può raggiungere un'intensità di 1000-1500 W/m². La media annuale degli apporti solari è di 4,7 kWh/giorno/m², ma gli apporti variano molto con le stagioni, si può infatti passare da un valore di 2,0 kWh/giorno/m² in Sicilia nel mese di dicembre, fino a 7,2 kWh/giorno/m² in luglio.

Gli impianti per la produzione di energia elettrica che sfruttano la tecnologia fotovoltaica hanno, come accennato, sì bisogno di vaste aree, ma apportano anche numerosi vantaggi:

- assenza di qualsiasi tipo di emissioni inquinanti;
- risparmio dei combustibili fossili;
- estrema affidabilità poiché non esistono parti in movimento (vita utile superiore a 25 anni);
- costi di manutenzione ridotti al minimo;
- modularità del sistema

I benefici ambientali ottenibili dall'adozione di sistemi fotovoltaici sono proporzionali alla quantità di energia prodotta, supponendo che questa vada a sostituire dell'energia altrimenti fornita da fonti convenzionali. Per produrre un kWh elettrico vengono bruciati mediamente l'equivalente di 2,56 kWh sotto forma di combustibili fossili e di conseguenza emessi nell'aria circa 0,53 kg di anidride carbonica (CO₂), (fattore di emissione del mix elettrico italiano alla distribuzione).

Si può dire quindi che ogni kWh prodotto dal sistema fotovoltaico evita l'emissione di 0,53 kg di anidride carbonica.

Di seguito si elencano i valori delle emissioni associate alla generazione elettrica da combustibili tradizionali:

- CO₂ (anidride carbonica): tra 474 e 530 g/kWh
- SO₂ (anidride solforosa): tra 0,373 e 1,4 g/kWh
- NO₂(ossidi di azoto): tra 0,427 e 1,9 g/kWh

Si può stimare l'emissione evitata di questi gas nell'arco di vita dell'impianto, circa 30 anni, e notare subito come risulti evidente il gran quantitativo di CO₂, principale gas serra, non immesso nell'atmosfera.

Altri benefici imputabili al fotovoltaico sono: la riduzione della dipendenza dall'estero, la capillarità della produzione, svincolandosi dalle grandi centrali termoelettriche, e la diversificazione delle fonti energetiche.

Quindi si può affermare che un incremento dell'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili per la produzione di energia possa aiutare a colmare il sempre crescente fabbisogno energetico mondiale.

5.2 PRINCIPIO DI FUNZIONAMENTO E PRODUCIBILITÀ

Il principio che sta alla base di questi impianti è l'effetto fotovoltaico. Esso è un fenomeno fisico di interazione radiazione-materia che si realizza quando un elettrone presente nella banda di valenza di un materiale (generalmente semiconduttore, tra cui il silicio opportunamente trattato) passa alla banda di conduzione a causa dell'assorbimento di un fotone sufficientemente energetico incidente sul materiale.

Il dispositivo in grado di convertire l'energia solare è propriamente detto modulo fotovoltaico, il cui elemento costruttivo di base è la cella fotovoltaica, luogo in cui si ha la vera e propria generazione di corrente.

I moduli fotovoltaici possono avere differenti caratteristiche sia dal punto di vista fisico che energetico, possono generare più o meno corrente, secondo il semiconduttore che li costituisce, ed avere rendimenti di conversione più o meno alti a seconda della qualità del materiale costruttivo.

Tale rendimento si attesta, oggi, intorno al 20%; ciò sta ad indicare come per 100 Watt di potenza solare che investono il modulo 20 Watt si trasformano in potenza elettrica.

La producibilità teorica di un modulo fotovoltaico si ricava dal prodotto della radiazione solare incidente sul piano del modulo moltiplicato per il rendimento del modulo stesso.

In una giornata tersa del mese di luglio, in Sicilia, si ha una potenza incidente massima sul piano orizzontale tipicamente pari a 1.050 W/m² che, moltiplicato per la superficie del pannello di 2,73 m², porta ad una potenza risultante di 2.870,8 We, con un rendimento pari al 22%, permette di ottenere una potenza in uscita teorica massima di 614 W picco. Tale valore è in linea con la potenza dichiarata per il modulo scelto (615 Wp) essendo quest'ultima ricavata da misurazioni in condizioni standard (STC) corrispondenti a:

- 1000 W/m² di irraggiamento;

- una temperatura della cella di 25°C;
- assenza di vento.

6. PARTE SESTA – Fasi e tempi di realizzazione.

6.1 TEMPISTICA DI REALIZZAZIONE, MODALITA' DI ESECUZIONE LAVORI

Ricevute tutte le autorizzazioni e le concessioni relative al nuovo impianto, si valutano come brevi i tempi di realizzazione delle opere, presumibilmente dell'ordine di 12 mesi.

Tali tempi sono condizionati dalla posa in opera delle strutture portanti dei moduli.

Per quanto concerne la movimentazione dei materiali e l'accesso al sito, verrà utilizzata la viabilità esistente, così da limitare i costi e rendere minimo l'impatto con l'ambiente circostante.

Sarà comunque stilato un programma cronologico delle operazioni prima dell'inizio dei lavori, dove saranno rese chiare le operazioni prioritarie e le responsabilità della direzione degli stessi.

6.2 PRODUZIONE DI RIFIUTI E DISMISSIONE IMPIANTO

La tipologia dell'intervento nelle fasi d'esercizio è tale da non comportare, sostanzialmente, produzione di rifiuti. Gli unici rifiuti prodotti riguarderanno la fase d'installazione (1° fase) e di dismissione dell'impianto (ultima fase).

Per quanto concerne la fase di installazione si dichiara che verranno prodotte le seguenti tipologie di rifiuti, ciascuna con relativo avvio a smaltimento:

1. imballaggi dei moduli fotovoltaici e degli altri dispositivi ed apparati dell'impianto: la ditta esecutrice dei lavori avrà in carico il relativo conferimento ai consorzi di recupero ove previsti, ovvero, laddove ciò non ricorresse, avrà in carico il relativo conferimento al servizio pubblico di raccolta conformemente alle modalità (quantità, tipologia ed orari) previsti dal relativo regolamento comunale;
2. rifiuti derivanti dalle tipiche opere di impiantistica elettrica (spezzoni di cavi elettrici, di canaline e/o passacavi ecc.): la ditta esecutrice dei lavori avrà in carico il relativo conferimento al servizio pubblico di raccolta conformemente alle modalità (quantità, tipologia ed orari) previsti dal relativo regolamento comunale, essendo tali rifiuti, in virtù del regolamento comunale per la gestione dei RSU, assimilati per quantità (quantitativi di modesto volume) e qualità a questi ultimi;
3. altri rifiuti derivanti dalle opere edili accessorie (materiale di risulta ricavato dagli scavi, ecc.): la ditta esecutrice dei lavori avrà in carico l'eventuale conferimento conformemente alle modalità previste dal relativo regolamento comunale, ovvero provvederà ad idonea redistribuzione nel medesimo sito di intervento.

Per la determinazione delle quantità di rifiuti prodotti nella prima fase, considerata la dimensione dell'impianto di circa 120,750 MWp, sulla scorta delle informazioni ricevute dalle ditte produttrici di pannelli fotovoltaici, si può sostenere quanto segue:

- Rifiuti solidi urbani prodotti da mediamente 140 persone per 12 mesi di cantiere;

- 7.000 m³ di cartone;
- 90 m³ di polistirolo;
- 24 m³ di scarti di tubi di PVC;
- 13.000 bancali in pallet recuperati dalla ditta di trasporto.

Il calcestruzzo per le opere di fondazioni continue della cabina di trasformazione verrà approvvigionato da centrali di betonaggio esterne all'area di lavorazione e, perciò, non ci saranno sfridi in cantiere. Stesso discorso vale per gli eventuali elementi prefabbricati in calcestruzzo aventi funzioni di zavorra.

Per la fase di smantellamento dell'impianto, si può fare la seguente considerazione:

imateriali che costituiscono i moduli fotovoltaici sono il silicio (componente delle celle), quantità trascurabili di elementi chimici non tossici inseriti nel silicio stesso, vetro (protezione frontale), fogli di materiale plastico (protezione posteriore) ed alluminio (cornice).

In generale gli elementi che costituiscono i moduli fotovoltaici non sono tossici e sono facilmente riciclabili. Alla fine della produzione si procederà dunque al ripristino dello stato ex ante, semplicemente smantellando i pannelli e i loro supporti.

6.3 UTILIZZO ENERGIA PRODOTTA

La produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica, oltre ad essere un processo a zero emissioni nocive permette, grazie alla riduzione dei costi di realizzazione, di immettere energia elettrica nel mercato libero con margini ridotti ma costanti per l'intera vita utile dell'impianto. La marginalità prevista è dell'ordine del 7,2% che, data la ragionevole certezza e costanza di produzione, risulta interessante per i fondi di investimento o per investitori industriali o istituzionali.

7.0 CRONOPROGRAMMA DEI LAVORI

Il Cronoprogramma è riportato nell'allegato RS.06.EPD.0026.A.O.