



REGIONE SICILIA

COMUNE DI MONREALE

PROGETTO:

Progetto definitivo per la realizzazione di un impianto agrovoltaico denominato "PV borgo Schirò" di Pn pari a 134,97 MW e sistema di accumulo di capacità pari a 148,608 MWh, da realizzarsi nei comuni di Monreale e Piana degli Albanesi (PA)

Progetto Definitivo

PROPONENTE:

DREN SOLARE 16 s.r.l.
SORESINA (CR)
VIA PIETRO TRIBOLDI 4 CAP 26015
PIVA 01771780192



ELABORATO:

**Relazione tecnica generale
con allegato cronoprogramma**

PROGETTISTI:



Ing. Riccardo Cangelosi

Ing. Gaetano Scurto

Scala:

Tavola:

RTG

Data:

31-05-2024

Rev.	Data	Revisione	Descrizione
00	31-05-2024		emissione



Sommario

SOMMARIO	1
1. PREMESSA	3
1.1. INQUADRAMENTO DEL PROGETTO	4
1.2. CARATTERISTICHE GEOLOGICHE DEL SITO	6
1.2.1 INQUADRAMENTO GEOLOGICO	ERRORE. IL SEGNALIBRO NON È DEFINITO.
1.2.2 INQUADRAMENTO GEO-MORFOLOGICO ED IDROGEOLOGICO	ERRORE. IL SEGNALIBRO NON È DEFINITO.
2. NORMATIVA E LEGGI DI RIFERIMENTO	7
3. DEFINIZIONI	9
4. DATI DI PROGETTO	9
5. PRODUCIBILITA' DELL'IMPIANTO	14
6. DESCRIZIONE DEL SISTEMA	17
6.1. GENERATORE FOTOVOLTAICO	17
6.1.1. <i>Moduli fotovoltaici in silicio monocristallino</i>	17
6.1.2. <i>String Box</i>	18
6.1.3. <i>Inverter fotovoltaici</i>	19
6.1.4. <i>Power station</i>	21
6.1.5. <i>Sistema di accumulo energy storage</i>	24
6.2. CONNESSIONE ALLA RTN	25
6.2.1. <i>Ubicazione degli impianti</i>	25
6.3. OPERE CIVILI	26
6.3.1. <i>Strutture di supporto dei moduli</i>	26
6.3.2. <i>Recinzione e zone di transito</i>	27
6.3.3. <i>Opere idrauliche</i>	28
6.3.4. <i>Cavidotto</i>	30
6.3.5. <i>EDIFICIO UTENTE</i>	33
6.3.6. <i>STAZIONE ELETTRICA SATELLITE</i>	34
6.4. SISTEMA DI CONTROLLO	35
7. VERIFICHE DI COLLAUDO	36
8. SICUREZZA DELL'IMPIANTO	38
8.1. PROTEZIONE DA CORTI CIRCUITI SUL LATO C.C. DELL'IMPIANTO	38
8.2. PROTEZIONE DA CONTATTI ACCIDENTALI LATO C.C.....	38
8.3. PROTEZIONE DALLE FULMINAZIONI.....	39
8.4. SICUREZZE SUL LATO C.A. DELL'IMPIANTO.....	39
8.5. PREVENZIONE DAL FUNZIONAMENTO IN ISOLA.....	39
8.6. IMPIANTO DI MESSA A TERRA	39
9. PROGRAMMA DI REALIZZAZIONE E GESTIONE IMPIANTO	39
9.1. LA FASE DI COSTRUZIONE	40



9.2.	LA FASE DI ESERCIZIO.....	42
9.3.	ANALISI DEI POSSIBILI INCIDENTI.....	42
9.4.	LA FASE DI DISMISSIONE E RIPRISTINO	43
9.5.	POSSIBILI RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE LEGATE ALLA REALIZZAZIONE DEL PROGETTO.....	43
9.6.	INCREMENTO OCCUPAZIONE DOVUTO ALLA RICHIESTA DI MANODOPERA (FASE DI CANTIERE E FASE DI ESERCIZIO).....	43
10.	CONCLUSIONI	44



1. PREMESSA

Il presente documento ha lo scopo di illustrare le caratteristiche dell'impianto nell'ambito del progetto per la realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile solare denominato "PV borgo Schirò" nel territorio del comune di Monreale (PA) (di seguito il "Progetto" o "l'Impianto").

Il progetto consiste nella realizzazione di un impianto agrovoltaiico, con sistema di accumulo di potenza 41,28 MW e capacità di accumulo pari a 148,608 MWh, con una potenza di picco del generatore di 147,43 MWp e potenza nominale di 134,97 MW. Si prevede l'installazione di n° 4.580 inseguitori solari ad un asse (tracker orizzontali monoassiali a linee indipendenti), di quattro tipologie: rispettivamente da 56, 42, 28 e 14 moduli fotovoltaici. L'impianto, di tipo grid-connected in modalità trifase (collegata direttamente alla rete elettrica nazionale), è costituito da 4 lotti.

L'impianto di generazione fotovoltaica in progetto sarà installato direttamente a terra con struttura in acciaio di tipo RETROFIT ad inseguimento monoassiale e l'energia elettrica da essi prodotta verrà convogliata ai gruppi di conversione (inverter) distribuiti all'interno dell'area di impianto. Gli inverter saranno installati all'interno di Power Station che avranno la funzione di convertire, da continua ad alternata, l'energia proveniente dal campo fotovoltaico e trasformarla da bT a AT a 36 kV. Dagli inverter l'energia prodotta, tramite cavidotti interrati AT a 36 kV, verrà trasportata ad un sistema di accumulo da 41,28 MW e capacità di accumulo pari a 148,608 MWh, per l'accumulo di parte dell'energia elettrica prodotta dal parco agrovoltaiico, e successivamente trasportata alla stazione di trasformazione 36/220 kV (SET). In questa stazione verranno collocati gli apparati di protezione e misura dell'energia prodotta.

La consegna dell'energia elettrica prodotta dall'impianto avverrà conformemente alle due Soluzioni Tecniche Minime Generali trasmesse da Terna S.p.a. al proponente cod. prat. 202102712 e cod. prat. 202102360. Entrambe le Soluzioni Tecniche Minime Generali elaborate da Terna, prevedono che il Progetto venga collegato antenna a 36 kV con la sezione a 36 kV di una nuova stazione elettrica (SE) in doppia sbarra a 220/36 kV della RTN, da collegare in entra - esce sulla linea a 220 kV della RTN "Partinico - Ciminna".

Il collegamento tra la stazione di consegna e lo stallo nella nuova stazione elettrica sarà realizzato con cavidotto interrato in AT a 36 kV.

L'iniziativa s'inquadra nel piano di sviluppo di impianti per la produzione d'energia da fonte rinnovabile che la società "DREN SOLARE 16 s.r.l." intende realizzare nella Regione Sicilia per contribuire al soddisfacimento delle esigenze d'energia pulita e sviluppo sostenibile sancite sin dal Protocollo Internazionale di Kyoto del 1997 e ribadite nella "Strategia Energetica Nazionale 2017".



1.1. INQUADRAMENTO DEL PROGETTO

Il sito del costruendo impianto è ubicato all'interno del comune di Monreale (PA), nella parte occidentale della Sicilia, a sud del territorio provinciale di Palermo.

L'area in oggetto ricade all'interno della seguente Cartografia Tecnica Regionale:

CTR n. 607070 – COZZO PERCIANOTTA

CTR n. 607080 – LA MONTAGNOLA

CTR n. 607110 – MONTE GALIELLO

CTR n. 607120 – ROCCHIE DI RAO

Dal punto di vista meteorologico, il sito ricade in un'area a clima tipicamente meso-mediterraneo con inverni miti e poco piovosi ed estati calde ed asciutte. Le temperature minime invernali raramente scendono al di sotto di 10°C mentre le temperature estive massime oscillano tra i 28 °C e i 35 °C. I venti sono a regime di brezza senza una significativa direzione prevalente.

La zona è caratterizzata da un valore medio di 199 kWh/m²mese (fonte JRC - Photovoltaic Geographical Information System), valore che rende il sito particolarmente adatto ad applicazioni di tipo fotovoltaico. L'irraggiamento è, infatti, la quantità di energia solare incidente su una superficie unitaria in un determinato intervallo di tempo, tipicamente un giorno (kWh/m²giorno), questo è influenzato dalle condizioni climatiche locali (nuvolosità, foschia ecc..) e dipende dalla latitudine del luogo: come è noto cresce quanto più ci si avvicina all'equatore.

Il territorio interessato è collinare.

Di seguito si riportano due immagini per una immediata localizzazione del sito interessato dall'impianto, mentre per un più dettagliato inquadramento geografico dell'area in questione si rimanda alle tavole in allegato.



Immagine 1.1 inquadramento geografico sito d'interesse



Immagine 1.2 inquadramento impianto in progetto

1.2. CARATTERISTICHE GEOLOGICHE DEL SITO

Dal punto di vista topografico, l'area si trova in un'area a media - bassa pendenza posta ad una quota variabile tra i 380 m. e i 440 m. s.l.m.

Le caratteristiche geomorfologiche risultano condizionate sia dalla natura litologica dei terreni, e quindi dalla loro consistenza, sia dal loro assetto strutturale.

Le considerazioni geologiche e geomorfologiche sono riportate nella Relazione Geologica redatta dal Dott. Geol. Gualtiero Bellomo della "VAMIRGEOIND Ambiente geologia e geofisica s.r.l." allegata al presente progetto.



2. NORMATIVA E LEGGI DI RIFERIMENTO

La normativa e le leggi di riferimento da rispettare per la progettazione e realizzazione degli impianti fotovoltaici sono:

Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.

DECRETO LEGISLATIVO 9 aprile 2008, n. 81 Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro.

DECRETO 22 Gennaio 2008, n.37, regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11-quaterdecies, comma 13, lettera a) della legge n. 248 del 2 dicembre 2005

D.P.R. 6 giugno 2001, n. 380 Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia edilizia;

D.M 17/01/2018 - Aggiornamento delle Norme Tecniche per le Costruzioni;

MINISTERO DELLE INFRASTRUTTURE E DEI TRASPORTI CIRCOLARE 21 gennaio 2019, n. 7 C.S.LL.PP. Istruzioni per l'applicazione dell'«Aggiornamento delle «Norme tecniche per le costruzioni»» di cui al decreto ministeriale 17 gennaio 2018.

Decreto Legislativo 22 gennaio 2004, n. 42 Codice dei beni culturali e del paesaggio, ai sensi dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137

CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;

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 61000-3-2: 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 assiemate di protezione e manovra per b.t.;

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 81-10: Protezione delle strutture contro i fulmini e valutazione del rischio dovuto a fulmine;

CEI 81-3: Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato;

CEI 82-25: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione;

CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;

UNI 10349: Riscaldamento e rinfrescamento 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;

CEI 11-17 Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo;

CEI 20-11 Caratteristiche tecniche e specifiche e requisiti di prova delle mescole per isolanti e guaine per cavi energia e segnalamento;



CEI 20-13 Cavi con isolamento estruso ingomma per tensioni nominali tra 1-30KV

CEI 20-21 Calcolo delle portate dei cavi;

CEI 20-43 Ottimizzazione economica delle sezioni di condutture dei cavi elettrici per l'energia

3. DEFINIZIONI

- a) Impianto o sistema fotovoltaico è un impianto di produzione di energia elettrica mediante conversione diretta della radiazione solare, tramite l'effetto fotovoltaico; esso è composto principalmente da un insieme di moduli fotovoltaici, uno o più convertitori della corrente continua in corrente alternata e altri componenti minori;
- b) potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) dell'impianto fotovoltaico e' la potenza elettrica dell'impianto, determinata dalla somma delle singole potenze nominali (o massime, o di picco, o di targa) di ciascun modulo fotovoltaico facente parte del medesimo impianto, misurate alle condizioni nominali, come definite alla lettera d). Nel caso di generatori fotovoltaici, la potenza attiva massima erogabile è limitata dalla potenza nominale dell'inverter, qualora questa sia minore della somma delle potenze STC dei moduli FV;
- c) energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico è l'energia elettrica misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, resa disponibile alle utenze elettriche del soggetto responsabile e/o immessa nella rete elettrica;
- d) condizioni nominali sono le condizioni di temperatura e di irraggiamento solare, nelle quali sono rilevate le prestazioni dei moduli fotovoltaici, come definite nelle norme CEI EN 60904-1 di cui all'allegato 1;
- e) punto di connessione è il punto della rete elettrica, di competenza del gestore di rete, nel quale l'impianto fotovoltaico viene collegato alla rete elettrica.

4. DATI DI PROGETTO

Il sito individuato per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico si trova nel comune di Monreale in provincia di Palermo, presso le c/de Torre dei fiori e Patria con quote variabili tra 380 e i 440 metri sul livello del mare.



Il progetto di parco agrovoltaico prevede 4 lotti, che insistono su zona agricola, per un'area totale di circa 214,91 ha comprensivi di:

- Area occupazione trackers 63,85 ha ca. pari a circa il 29,71% circa della superficie disponibile;
- Area fascia arborata di 10 m. di separazione e protezione: 12,76 ha ca.;
- Area fasce di 10 m contermini agli impluvi: 11,03 ha ca.;
- Superficie coltivata come da Relazione Agrovoltaico.

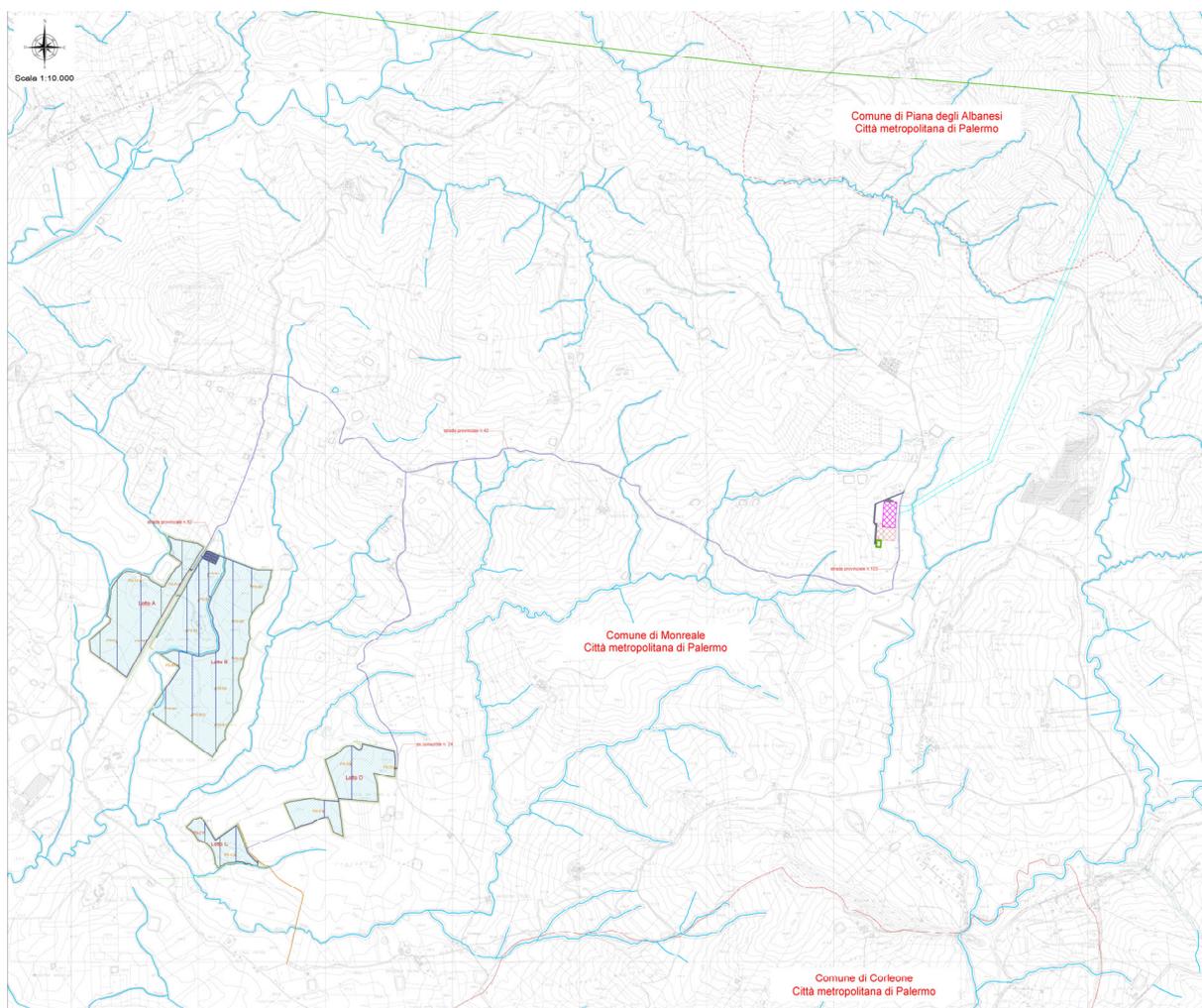


Figura 4.1 Layout impianto fotovoltaico su CTR

Nell'area di installazione delle strutture di sostegno dei pannelli fotovoltaici si prevede di realizzare aree coltivate. Per un approfondimento si rimanda alla relazione agronomica allegata al progetto redatta dal Dottore Agronomo Fabio Interrante.

L'impianto agro-voltaico in oggetto sarà composto da un totale di 237.790 moduli fotovoltaici, suddivisi in 20 sottocampi, in silicio monocristallino con tecnologia bifacciale di potenza nominale di 620 W ciascuno.



L'inclinazione e l'orientamento dei moduli variano in modo che il piano della superficie captante sia costantemente perpendicolare ai raggi solari. Ciò avviene grazie all'utilizzo della struttura mobile di tipo monoassiale che consente una movimentazione giornaliera da Est a Ovest. Il movimento in tilt è ottenuto tramite motoriduttori auto-alimentati con corrente continua prelevata dagli stessi pannelli montati sull'inseguitore. L'orientazione base dei trackers sarà nord/sud. La distanza tra due strutture vicine sarà tale da evitare fenomeni di ombreggiamento ed è pari a 5,00 m, tenuto conto delle posizioni assunte dai pannelli nell'arco delle ore diurne per inclinazione del sole sull'orizzonte pari o superiore a quella che si verifica a mezzogiorno del solstizio d'inverno nella particolare località.

I moduli saranno collegati in serie per formare una stringa, che, a sua volta sarà collegata in parallelo con altre stringhe all'interno delle string-box, Da qui l'energia sarà trasmessa tramite cavi in bT alle power station.

Queste ultime, accolgono gli inverter che permettono la conversione dell'energia da corrente continua in corrente alternata, ed i trasformatori bT/AT che eseguiranno la trasformazione in alta tensione a 36.000 V dell'energia prodotta.

L'impianto è costituito da 20 sottocampi ognuno dei quali avrà una power station.

Da qui verrà adottata all'area dove è ubicato un sistema di accumulo da 41,28 MW e capacità di accumulo pari a 148,608 MWh, per lo stoccaggio di parte dell'energia prodotta. L'area conterrà 72 batterie di accumulo, 6 inverter posti all'interno di container prefabbricati in acciaio delle dimensioni standard di 20' piedi, 12 trasformatori, 36 DC box e un locale quadri di controllo, quest'ultimo posto all'interno di container prefabbricati in acciaio delle dimensioni standard di 40' piedi.

Successivamente l'energia verrà convogliata alla Stazione Utente di collegamento in antenna a 36kV e con un cavo interrato AT a 36 kV con la sezione a 36 kV di una nuova stazione elettrica (SE) in progetto.

Il tracciato segue, fin dove possibile, la viabilità a servizio del parco fotovoltaico.

Tra le soluzioni possibili è stato individuato il tracciato più funzionale, che tiene conto di tutte le esigenze e delle possibili ripercussioni sull'ambiente, con riferimento alla legislazione nazionale e regionale vigente in materia. La lunghezza complessiva del cavidotto, sino alla cabina di trasformazione, è di circa 8,706 km suddiviso in 5 linee separate che collegheranno in serie le cabine seguendo lo schema riportato nell'elaborato "07 - Schemi elettrici impianto fv".

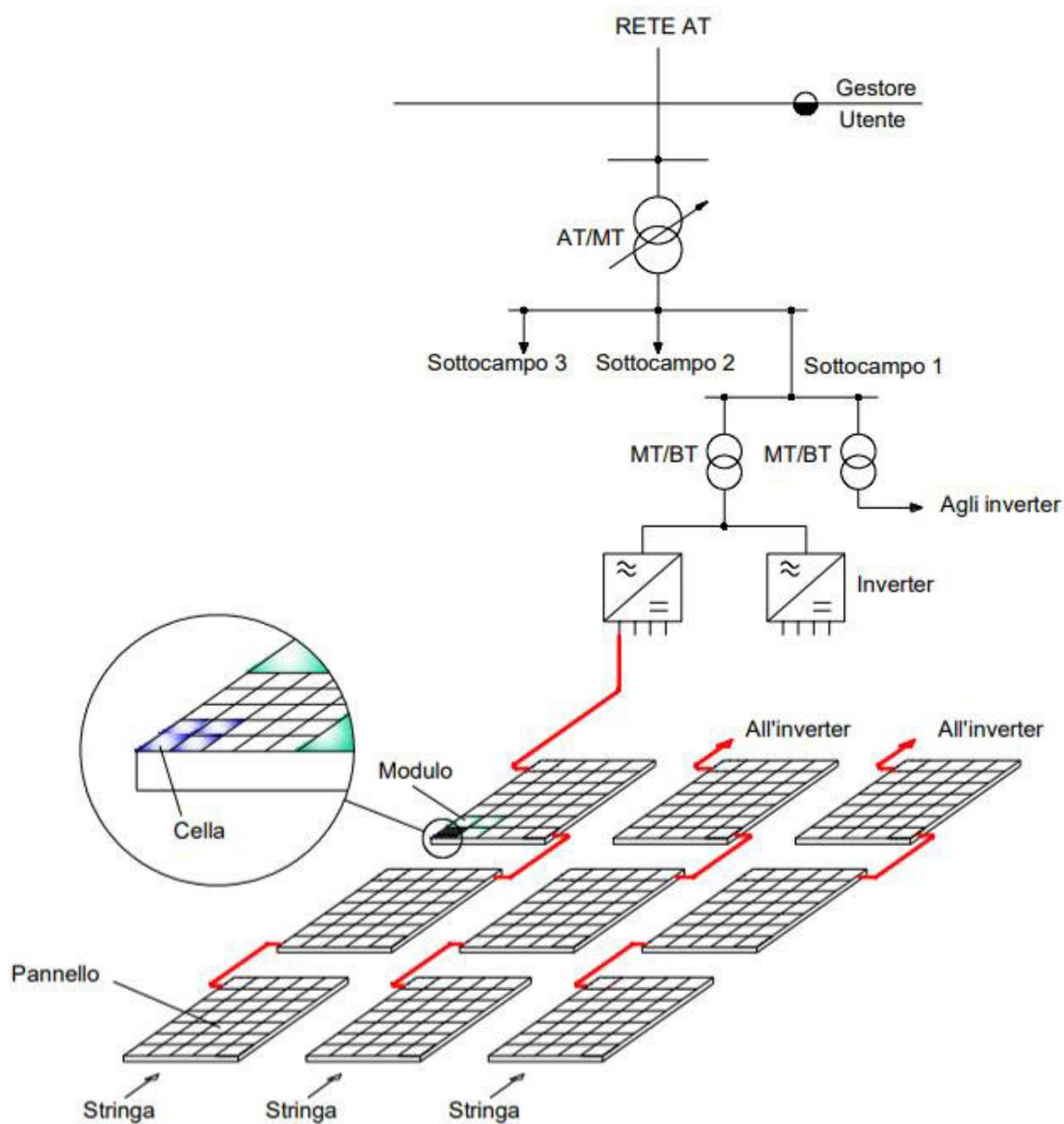


Figura 4.2 schema funzionale dell'impianto fotovoltaico
Nella tabella seguente si riportano i dati principali dell'impianto.



DATI DI PROGETTO			
Strutture di sostegno n.56 moduli fv		Power station 9.008 kVA	
Tipologia strutture	Inseguimento monoassiale	Tipologia power station	centralizzato
numero strutture isolate	3.918	numero in progetto	11
Inclinazione falda	da -55° a +55°	Taglie di potenza	2x4.500 KVA
Interasse	5,00 m	Installazione	in container prefabbricato
Strutture di sostegno n.42 moduli fv		Power station 4.100 kVA	
Tipologia strutture	Inseguimento monoassiale	Tipologia power station	centralizzato
numero strutture isolate	204	numero in progetto	8
Inclinazione falda	da -55° a +55°	Taglie di potenza	4.095 KVA
Interasse	5,00 m	Installazione	in container prefabbricato
Strutture di sostegno n.28 moduli fv		Power station 3.125 kVA	
Tipologia strutture	Inseguimento monoassiale	Tipologia power station	centralizzato
numero strutture isolate	243	numero in progetto	1
Inclinazione falda	da -55° a +55°	Taglie di potenza	3.125 KVA
Interasse	5,00 m	Installazione	in container prefabbricato
Strutture di sostegno n.14 moduli fv		Modulo fotovoltaico	
Tipologia strutture	Inseguimento monoassiale	Tipologia pannello	bifacciale
numero strutture isolate	215	Numero in progetto	237.790
Inclinazione falda	da -55° a +55°	Potenza di picco pannello	620 W
Interasse	5,00 m	Tolleranza potenza	0 - 3%
		Efficienza modulo	23%
Inverter 4.500		Dati impianto	
Tipologia	centralizzati	Potenza di picco generatore FV	147,429 MWp
Numero in progetto	11	Potenza nominale impianto AC	134, 973 MW
Potenza max AC	4.504 KW		
Tensione max DC	1.500 V		
Tensione in AC nominale	690 V		
Inverter 4.100			
Tipologia	centralizzati		
Numero in progetto	8		
Potenza max AC	4.095 KW		
Tensione max DC	1.500 V		
Tensione in AC nominale	600 V		
Inverter 3.125			
Tipologia	centralizzati		
Numero in progetto	1		
Potenza max AC	3.125 KW		
Tensione max DC	1.500 V		
Tensione in AC nominale	600 V		

Tabella 4.1 Dati principali dell'impianto



5. PRODUCIBILITA' DELL'IMPIANTO

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.

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

In particolare verranno adottati criteri di selezione dei moduli per garantire la migliore uniformità delle loro prestazioni elettriche e quindi ottimizzare il rendimento delle stringhe; verranno inoltre utilizzati componenti selezionati e cavi di sezioni adeguate per ridurre le perdite sul lato in corrente continua. In generale verranno esaminate con i fornitori dei componenti tutte le caratteristiche dei componenti stessi che hanno impatto con il rendimento del sistema, verranno individuati tutti gli accorgimenti volti a migliorarlo e verranno adottate le misure conseguenti.

Uno dei fattori che incide sulla produzione annua è il rapporto tra la potenza installata in DC e la potenza massima erogabile in AC.

La potenza di picco del generatore è pari a 147,429 MW e la somma delle potenze nominali degli inverter installati è 134,973 MW e il fattore DC/AC medio di impianto è pari all' 1,092

Il calcolo della produzione è stato effettuato sulla base del database solare PVGIS-SARAH che permette, in base ai dati locali medi di irraggiamento solare, ed in base alle caratteristiche dell'impianto, di ricavare la produzione attesa mensile ed annuale dell'impianto.

Si riporta di seguito una figura che rappresenta l'irraggiamento medio in KWh/mq relativa all'intera nazione. Da qui si rende evidente come le zone scelte per l'installazione dell'impianto sono quelle che offrono le condizioni ottimali di producibilità rispetto a tutto il territorio nazionale.

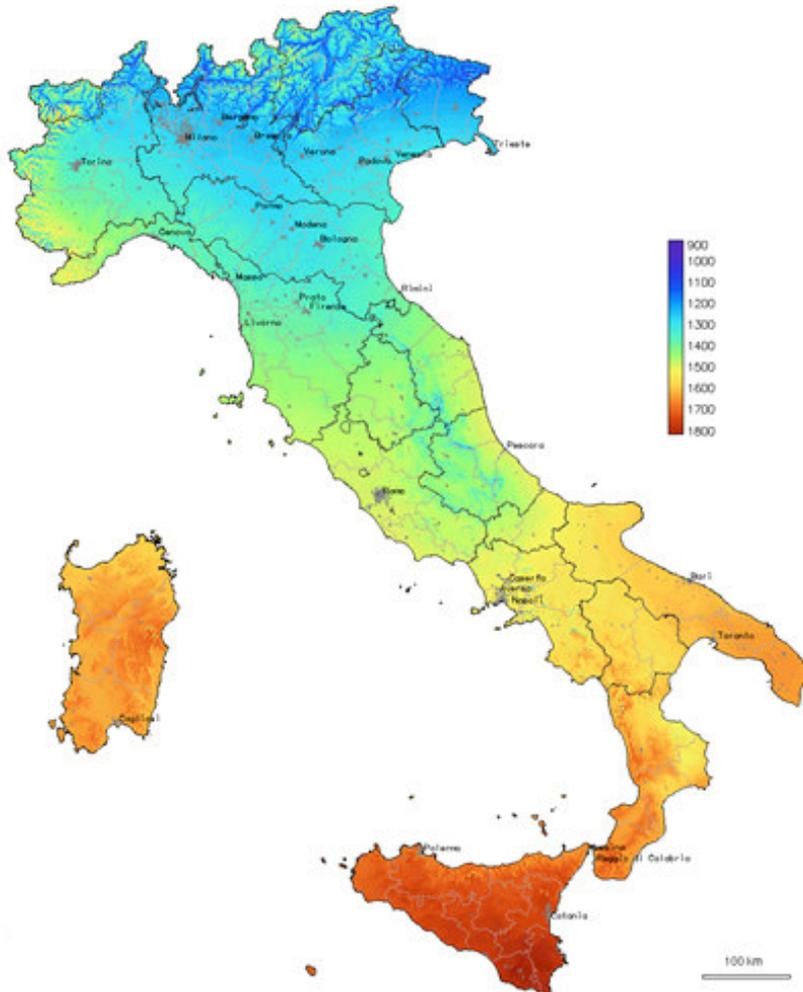


Fig. 5.1 Irraggiamento medio annuo in Italia

A partire da questi dati, e sulla base delle caratteristiche fisiche ed elettriche dell'impianto, si è calcolato il valore della produzione stimata per ogni sottocampo dell'impianto.

Nella tabella seguente si riporta la stima effettuata.



Produzione stimata												
Lotto	Sottocampo	Nome power station	Tracker 56 pannelli	Tracker 42 pannelli	Tracker 28 pannelli	Tracker 14 pannelli	n. moduli FV	potenza pannelli o W	potenza di Picco sottocampo MWp	potenza power station	potenza nominale impianto	Produzione stimata annuale MWh
A	A2	PS_A2	277	6	3	2	15.876	620	9.843,12	9.008	9.008,00	16.844,96
	A3	PS_A3	259	16	16	15	15.834	620	9.817,08	9.008	9.008,00	16.844,96
	A4	PS_A4	112	9	12	10	7.126	620	4.418,12	4.095	4.095,00	7.657,65
A	A1	PS_A1	256	9	32	22	15.918	620	9.869,16	9.008	9.008,00	16.844,96
B	B1	PS_B1	115	2	10	5	6.874	620	4.261,88	4.095	4.095,00	7.657,65
	B2	PS_B2	127	0	0	0	7.112	620	4.409,44	4.095	4.095,00	7.657,65
	B3	PS_B3	251	27	22	23	16.128	620	9.999,36	9.008	9.008,00	16.844,96
	B4	PS_B4	284	7	2	4	16.310	620	10.112,20	9.008	9.008,00	16.844,96
	B5	PS_B5	268	7	6	8	15.582	620	9.660,84	9.008	9.008,00	16.844,96
	B6	PS_B6	275	6	6	12	15.988	620	9.912,56	9.008	9.008,00	16.844,96
	B7	PS_B7	120	5	10	8	7.322	620	4.539,64	4.095	4.095,00	7.657,65
	B8	PS_B8	280	0	3	1	15.778	620	9.782,36	9.008	9.008,00	16.844,96
	B9	PS_B9	112	9	16	14	7.294	620	4.522,28	4.095	4.095,00	7.657,65
	B10	PS_B10	121	8	4	1	7.238	620	4.487,56	4.095	4.095,00	7.657,65
	B11	PS_B11	262	16	17	16	16.044	620	9.947,28	9.008	9.008,00	16.844,96
C	C1	PS_C1	73	10	20	13	5.250	620	3.255,00	3.125	3.125,00	5.843,75
	C2	PS_C2	93	11	32	30	6.986	620	4.331,32	4.095	4.095,00	7.657,65
D	D1	PS_D1	242	44	21	13	16.170	620	10.025,40	9.008	9.008,00	16.844,96
	D2	PS_D2	273	6	11	18	16.100	620	9.982,00	9.008	9.008,00	16.844,96
	D3	PS_D3	118	6	0	0	6.860	620	4.253,20	4.095	4.095,00	7.657,65
			3.918	204	243	215	237.790		147.429,80	134.973	134.973,00	252.399,51

Tabella 5.1 Produzione stimata suddivisa per sottocampi

Il totale stimato di energia prodotta e immessa in rete per l'intero impianto è pari a 252,40 GWh all'anno.



6. DESCRIZIONE DEL SISTEMA

6.1. GENERATORE FOTOVOLTAICO

6.1.1. Moduli fotovoltaici in silicio monocristallino

Il modulo fotovoltaico trasforma la radiazione solare incidente sulla sua superficie in corrente continua che sarà poi convertita in corrente alternata dal gruppo di conversione. Esso risulta costituito dai seguenti componenti principali:

- Celle di silicio cristallino;
- diodi di by-pass e diodi di blocco;
- vetri antiriflesso contenitori delle celle
- cornice di supporto in alluminio anodizzato;
- cavi di collegamento con connettori.

I moduli fotovoltaici garantiranno una idonea resistenza al vento, alla neve, agli sbalzi di temperatura, in modo da assicurare un tempo di vita di almeno 30 anni. Ogni modulo sarà inoltre dotato di scatola di giunzione stagna, con grado di protezione IP 65, contenente i diodi di by-pass ed i morsetti di connessione. I moduli fotovoltaici avranno una garanzia sul decadimento delle prestazioni che sarà non superiore al 10% nell'arco di almeno 20 anni.

Per il progetto si prevede di utilizzare dei moduli monocristallini bifacciali da 620 Wp, Tipo Hi-MO7 LR7-72HGD

- MAX POWER $P_m(W)$: 620W
- MAX-POWER VOLTAGE $V_m(W)$: 472,0 W
- MAX-POWER CURRENT $I_m(A)$: 11,15 A
- MAX SYSTEM VOLTAGE (VDC) : 1500 V



- MODULES DIMENSIONS : 1134x2382x30 mm

- WEIGHT : 33,5kg

6.1.2. String Box

In un impianto fotovoltaico i moduli sono disposti in stringhe e campi a seconda del tipo di inverter utilizzato, della potenza totale e della tecnica caratteristiche dei moduli. La connessione dei moduli in serie è realizzata sui moduli stessi mediante le scatole di giunzione e i cavi solari. Al fine di poter effettuare le necessarie manutenzioni sulle stringhe e proteggere il sistema da eventuali sovratensioni e sovracorrenti vengono installate le string box che ospitano, insieme ai sistemi di interconnessione, anche i dispositivi di protezione da sovracorrente, sezionatori e dispositivi di protezione da sovratensioni.

Le stringhe previste sono da 14 o da 28 moduli in serie permettendo in questo modo di ridurre i cavi in DC utilizzati.



Figura 6.1 String box tipo



Il progetto prevede l'installazione delle string box aventi almeno le seguenti caratteristiche:

Tensione massima (VDC): 1500 V

Numero di stringhe parallele: fino a 32

Protezioni SPD: Tipo 2

Fusibili: 20 A

Sezionatori: presenti

Grado protezione quadro: IP 66

Corrente massima output: 320 A

6.1.3. Inverter fotovoltaici

L'energia prodotta dai pannelli in corrente continua sarà convertita dagli inverter in corrente alternata.

Il gruppo di conversione o inverter sarà idoneo al trasferimento della potenza dal generatore fotovoltaico alla rete, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. L'autoconsumo degli inverter sarà minimo, massimizzando pertanto il rendimento di conversione e sarà assorbito dalla rete elettrica nel caso in cui il generatore solare non sia in grado di fornire sufficiente energia elettrica. L'inverter non solo regolerà la potenza in uscita del sistema fotovoltaico ma servirà anche come controllo del sistema e come mezzo di ingresso dell'energia elettrica prodotta dal sistema FV dentro la rete in bassa tensione della centrale.

Si è optato per un sistema a 1500V in corrente continua che massimizzando il numero di pannelli collegabili nella medesima stringa riduce i collegamenti elettrici da realizzare.

Il progetto prevede l'installazione di 20 inverter distribuiti all'interno dei campi fotovoltaici per poter minimizzare le lunghezze dei cavi utilizzati.

Gli inverter scelti sono GAMESA ELECTRIC PV STATION, delle seguenti potenze nominali 9.008 kVA, 4.504 kVA e SUNGROW SG3125HV – 20 con la seguente potenza nominale 3.125 kVA





Figura 6.2 – Viste inverter

I valori della tensione e della corrente di ingresso del gruppo di conversione sono stati dimensionati in modo da essere compatibili con quelli del generatore fotovoltaico.

Caratteristiche degli inverter:

- Ottimo per tutte le tensioni di rete delle centrali fotovoltaiche;
- Soluzione di piattaforma per una progettazione flessibile delle centrali fotovoltaiche;
- Pronta per condizioni ambientali complesse;
- Componenti testati prefiniti;
- Completamente omologato;

Il progetto prevede l'installazione di inverter aventi almeno le seguenti caratteristiche:

Inverter	PV 4.100	PV 4.500	SG3125HV-20
Potenza nominale AC	4.095 kVA	4.504 kVA	3.125 kVA
Tensione max (VDC)	1.500 V	1.500 V	1.500 V
Tensione AC	600 V	600 V	600 V
Frequenza di rete nominale	50 Hz	50 Hz	50 Hz
Grado di protezione quadro	IP65	IP65	IP55
Dimensioni mm.	4.325x2.250x1.022	4.325x2.250x1.022	2991x2591x2438

Il progetto prevede, come già detto, venti sottocampi. Ogni sottocampo comprende una power station in cui è installato 1 inverter.

Si è provveduto alla configurazione delle stringhe in modo da rispettare i requisiti di dimensionamento fissati dal produttore e nello stesso tempo ottimizzare le stringhe stesse. Le stringhe saranno tutte composte da 14 o 28 pannelli in serie.

6.1.4. Power station

All'interno dell'impianto sono previste 20 power station, una per ogni sottocampo con la funzione di raccogliere le linee elettriche provenienti dalle stringbox convertire l'energia da corrente continua a corrente alternata tramite gli inverter, innalzare la tensione da BT a AT 36 kV e convogliare l'energia su una linea unica. La cabina conterrà il quadro di gestione delle linee bT, gli inverter, il trasformatore



bT/AT e il quadro AT per la gestione delle linee di trasmissione dell'energia o allo storage o direttamente alla stazione elettrica di consegna.

Per l'impianto in oggetto si è previsto di impiegare delle soluzioni preassemblate per l'alloggio dei trasformatori bT/AT e delle apparecchiature di campo. In particolare si sono scelte power station tipo GAMESA ELECTRIC PV STATION, delle seguenti potenze nominali n. 8 di 4.095 kVA, n. 11 di 9.008 KVA e una SUNGROW SG3125HV – 20 con la potenza nominale di 3.125 kVA

Di seguito si riporta uno schema esplicativo della composizione dell'impianto fotovoltaico con l'indicazione della Power station.

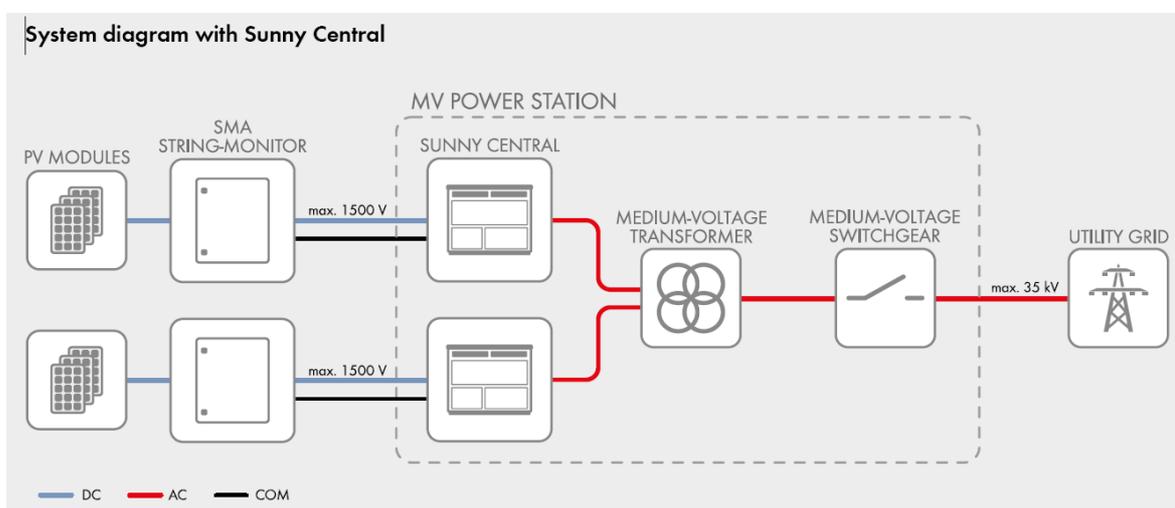


Figura 6.3 – Schema impianto fotovoltaico con power station

Questa cabina pre-assemblata contiene tutte le apparecchiature necessarie per la gestione delle linee in corrente continua, degli inverter, la trasformazione da 550 V a 36.000 V della tensione e la gestione delle linee AT. La potenza nominale di ogni trasformatore installato, a seconda della porzione dell'impianto servito, sarà di:

Power station	1xProteus PV 4.100	2xProteus PV 4.500	SG3125HV-MV-30
Potenza nominale AC	4.095 kVA	9.008 kVA	3.125 kVA
Tensione lato bT	600 V	2x660 V	600 V
Tensione lato AT	36 kV	36 kV	35 kV
Tipologia trasformatore	ONAN	ONAN	ONAN
Potenza trasformatore	4.250 kVA	9.250 kVA	3.437kVA
Materiale spire	alluminio	alluminio	alluminio
Tensione nominale interruttori AT	40,5 kV	40,5 kV	40,5 kV
Corrente nominale interruttori AT	630 A	630 A	630 A
Standard costruttivi	IEC 60076, IEC 61439-1, IEC 62271-200, IEC 62271-202		

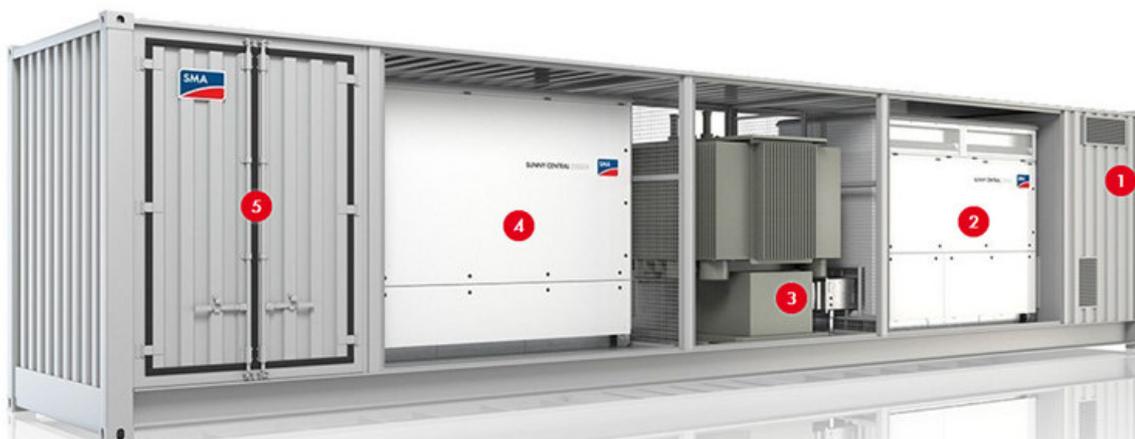


Figura 6.4 – Vista Power station tipo

Il progetto prevede, come già detto, venti sottocampi. Ogni campo comprende una power station a cui sono collegati gli inverter.

Si è provveduto alla configurazione delle stringhe in modo da rispettare i requisiti di dimensionamento fissati dal produttore e nello stesso tempo ottimizzare le stringhe stesse. Le stringhe saranno tutte composte da 14 o 28 pannelli in serie.

Nella tabella seguente sono riportate la suddivisione dei pannelli e delle string-box per ogni power station e sottocampo.



Produzione stimata									
Lotto	Sottocampo	Tracker 56 pannelli	Tracker 42 pannelli	Tracker 28 pannelli	Tracker 14 pannelli	n. pannelli	potenza pannello	potenza sottocampo	potenza power station
A	A2	277	6	3	2	15.876	620	9.843,12	9.008
	A3	259	16	16	15	15.834	620	9.817,08	9.008
	A4	112	9	12	10	7.126	620	4.418,12	4.095
A	A1	256	9	32	22	15.918	620	9.869,16	9.008
B	B1	115	2	10	5	6.874	620	4.261,88	4.095
	B2	127	0	0	0	7.112	620	4.409,44	4.095
	B3	251	27	22	23	16.128	620	9.999,36	9.008
	B4	284	7	2	4	16.310	620	10.112,20	9.008
	B5	268	7	6	8	15.582	620	9.660,84	9.008
	B6	275	6	6	12	15.988	620	9.912,56	9.008
	B7	120	5	10	8	7.322	620	4.539,64	4.095
	B8	280	0	3	1	15.778	620	9.782,36	9.008
	B9	112	9	16	14	7.294	620	4.522,28	4.095
	B10	121	8	4	1	7.238	620	4.487,56	4.095
	B11	262	16	17	16	16.044	620	9.947,28	9.008
C	C1	73	10	20	13	5.250	620	3.255,00	3.125
	C2	93	11	32	30	6.986	620	4.331,32	4.095
D	D1	242	44	21	13	16.170	620	10.025,40	9.008
	D2	273	6	11	18	16.100	620	9.982,00	9.008
	D3	118	6	0	0	6.860	620	4.253,20	4.095
		3.918	204	243	215	237.790		147.429,80	134.973

Tabella 6.1 Suddivisione stringhe per sottocampo

6.1.5. Sistema di accumulo energy storage

Sarà previsto un sistema di accumulo dell'energia prodotta dall'impianto inserito tra le power station e la cabina AT. L'energy storage permetterà l'accumulo di energia prodotta da fonti rinnovabili, resa poi fruibile, in un secondo momento, anche quando gli impianti non sono in funzione. Tramite degli inverter, adatti per i sistemi storage, verrà convogliata l'energia in appositi accumulatori. Le apparecchiature previste per la trasformazione dell'energia AC/DC sono 30 inverter per batterie della Huawei modello Luna 2000-200KTL-H0 disposti in serie con potenza nominale 200 KVA ciascuno. La trasformazione 36.000/800 avverrà con 6 stazioni di trasformazione Huawei Smart Transformer Station STS-6000K-H1 da 6,88 MW ciascuno per un totale di 41,28 MW, mentre i sistemi previsti per l'accumulo dell'energia sono 72 Storage Libess in container da 20 piedi da 2,064MWh ciascuno. La capacità nominale di accumulo dello storage sarà di 148,608 MWh con potenza di 41,28 MW.



6.2. CONNESSIONE ALLA RTN

La connessione alla RTN avverrà secondo le indicazioni contenute in due Soluzioni Tecniche Minime Generali elaborate da Terna: la prima con nota del 14/10/2022 cod. prat. 202102712, la seconda con nota del 28/06/2022 cod. prat. 202102360. Entrambe le Soluzioni Tecniche Minime Generali elaborate da Terna, prevedono che il Progetto venga collegato antenna a 36 kV con la sezione a 36 kV di una nuova stazione elettrica (SE) in doppia sbarra a 220/36 kV della RTN, da collegare in entra - esce sulla linea a 220 kV della RTN "Partinico - Ciminna".

Gli impianti di connessione alla RTN sono stati progettati in conformità ai suddetti Preventivi di Connessione. La tipologia di inserimento in antenna prevista consiste nell'utilizzo di un elettrodotto a 36 kV interrato da collegare tra la stazione utente di collegamento da un lato e lo stallo dedicato nella sezione a 36 kV della una nuova stazione elettrica (SE).

Le opere di connessione dell'impianto alla rete comprendono impianti di rete e di utenza per la connessione.

L'impianto di Utenza per la Connessione (IUC) sarà costituito da:

Cavidotto AT interrato a tensione di 36 KV di connessione tra l'impianto di produzione e la stazione di consegna del produttore;

Stazione di consegna produttore a tensione di 36 KV;

Cavidotto AT interrato a tensione di 36 KV di connessione tra la stazione di consegna del produttore e lo stallo di arrivo produttore nella sezione a 36 kV della una nuova stazione elettrica (SE);

L'impianto di Rete per la Connessione (IRC) sarà costituito da:

Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione a 220/36 kV;

Ampliamento sezione a 36 kV della Stazione Elettrica;

Raccordi AT 220 kV in progetto alla linea a 220 kV della RTN "Partinico - Ciminna".

6.2.1. Ubicazione degli impianti

Le aree interessate dalla realizzazione della Stazione Elettrica ricadono in c.da Aquila all'interno del territorio Comunale di Monreale, in provincia di Palermo, in adiacenza alla strada provinciale n° 103.



Tale area è ubicata a Est del territorio comunale di Monreale. Essa ricade, topograficamente, nella tavola 258 I S.O della Carta d'Italia serie 25V edita dall'IGM in scala 1:25.000 e nella sezione n° 607080 – “Montagnola” della Carta Tecnica Regionale in scala 1:10.000.

Gli impianti di utenza per la connessione del presente impianto fotovoltaico sono previsti nei pressi della suddetta nuova stazione RTN.

L'area è individuata al N.C.T. del Comune di Monreale (PA) ai seguenti:

- Stazione utente di consegna da realizzare in c.da Aquila - Monreale (PA)
FOGLIO 128 Monreale (PA)
PARTICELLA 342

- Stazione elettrica e sezione a 36 kV da realizzare in c.da Aquila - Monreale (PA)
FOGLIO 128 Monreale (PA)
PARTICELLE 342

- Collegamento in entra - esce sulla linea 220 kV della RTN “Partinico-Ciminna”
FOGLIO 128 Monreale (PA)
PARTICELLE 342, 333, 334, 512,262, 10
FOGLIO 129 Monreale (PA)
PARTICELLE 7, 149, 148, 46, 67, 81, 82, 80, 91, 90, 89
FOGLIO 22 Piana degli Albanesi (PA)
PARTICELLE 33, 183, 185, 132, 131, 86
FOGLIO 23 Piana degli Albanesi (PA)
PARTICELLE 69, 67, 66, 213, 211, 209, 208, 96, 162, 68

6.3. OPERE CIVILI

6.3.1. Strutture di supporto dei moduli

Come detto le strutture di sostegno dei pannelli saranno del tipo ad inseguimento monoassiale.



Questa caratteristica comporta che le strutture di sostegno dei pannelli avranno un sistema meccanico che permetterà la rotazione del piano dei pannelli nella direzione est-ovest.

Si prevede di utilizzare quattro tipologie di tracker, rispettivamente da 56, 42, 28 e 14 moduli fotovoltaici. Ogni tracker sarà indipendente e verrà movimentato mediante un unico motore elettrico.

I tracker avranno un interasse in direzione est-ovest 5,00 m.

La dimensione massima delle strutture in direzione nord-sud sarà rispettivamente di circa 67,12 m. per quelli da 56 moduli, di circa 48,69 m. per quelli da 42 moduli, di circa 32,58 m. per quelli da 28 moduli e di circa 16,47 m. per quelli da 14 moduli.

I pilastri saranno in acciaio tipo S355, le travi principali e secondarie in acciaio S235.

Le fondazioni saranno realizzate mediante pali infissi in acciaio e profondità di 3.80 m.

Tutte le opere saranno realizzate in accordo alle prescrizioni contenute nella Legge n. 1086 del 5/11/1971 e susseguenti D.M. emanati dal Ministero dei LL.PP e conformi alle NTC 2018.

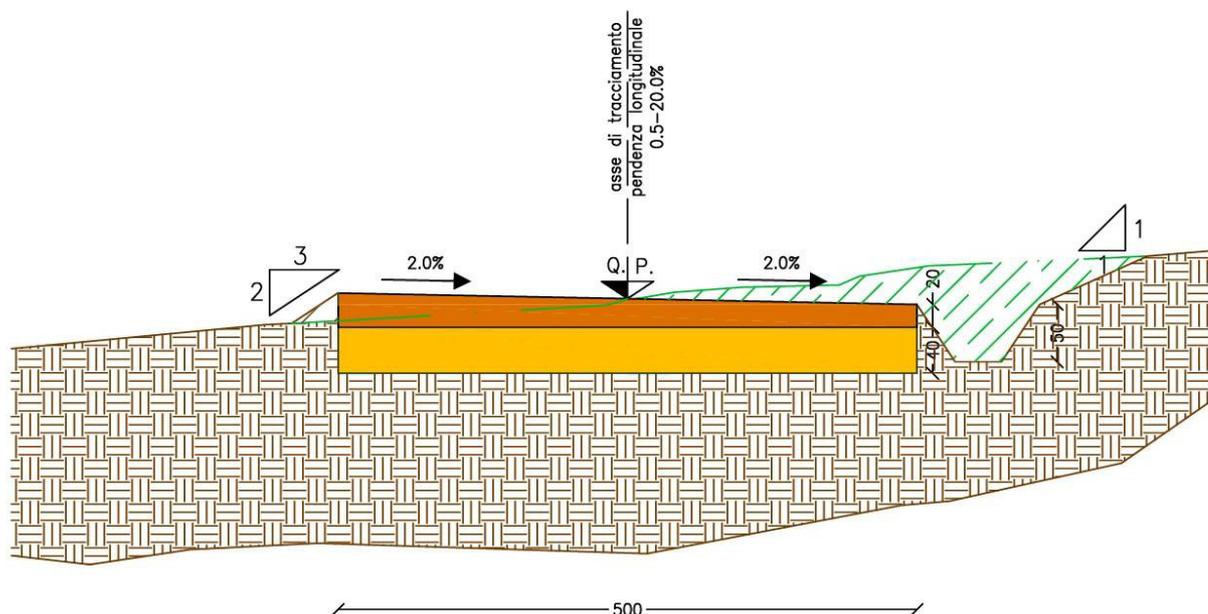
In fase esecutiva, a seguito di approfondimento geologico, si potrà optare per una fondazione superficiale, o profonda mediante pali trivellati e gettati in opera.

6.3.2. Recinzione e zone di transito

Il lotto sarà dotato di una recinzione in pali e rete metallica, di circa 2,00 m di altezza, con aperture a livello del terreno da 0,50x0,20 m ogni 50 metri, per consentire il passaggio alla piccola fauna locale e di cancelli carrabili di circa 10 m in ferro, scorrevoli, con travi e pilastri in acciaio.

Sarà inoltre dotato di un sistema d'illuminazione e di video sorveglianza e sarà circondato da una fascia piantumata, della larghezza di 10 m., al fine di armonizzare il parco fotovoltaico al paesaggio circostante.

All'interno di ogni lotto verranno realizzate delle strade carrabili di 4 m, formate da uno strato inferiore di tout-venant di circa 0,40 m. e di uno superiore di misto granulometrico compatto permeabile di circa 0,20 m., al fine di favorire l'accesso dei mezzi, sia in fase di costruzione che di successiva manutenzione.



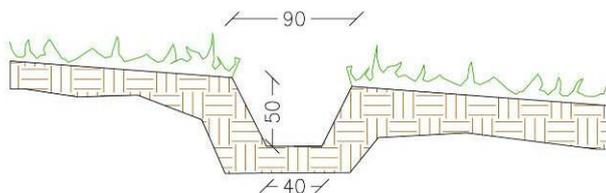
Per quanto riguarda la viabilità esterna, si prevede di realizzare, ove mancante, o risistemare, ove presente, le strade di accesso ai lotti, formate da uno strato inferiore di tout-venant e di uno superiore di misto granulometrico compattato permeabile.

6.3.3. Opere idrauliche

Dove necessario, al fine di consentire un corretto smaltimento e deflusso delle acque meteoriche, verranno realizzate delle opere idrauliche, consistenti in cunette, tombini e tubi drenanti.

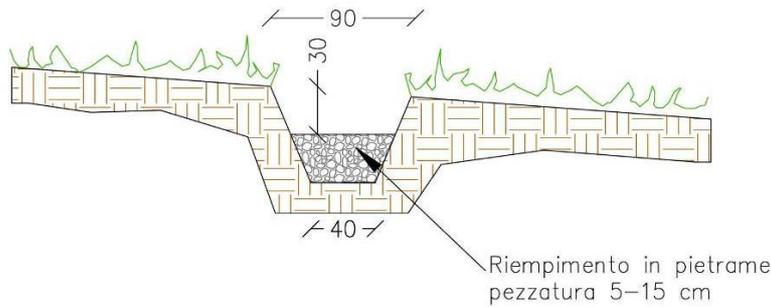
Le cunette saranno di tre tipi:

- tipo C1: a sezione trapezia di dimensioni 0,40x0,90x0,50 m.;

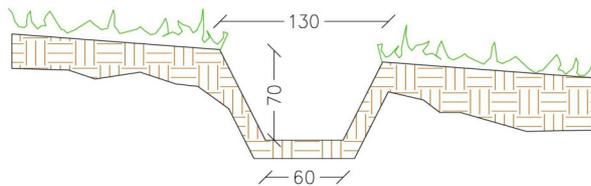




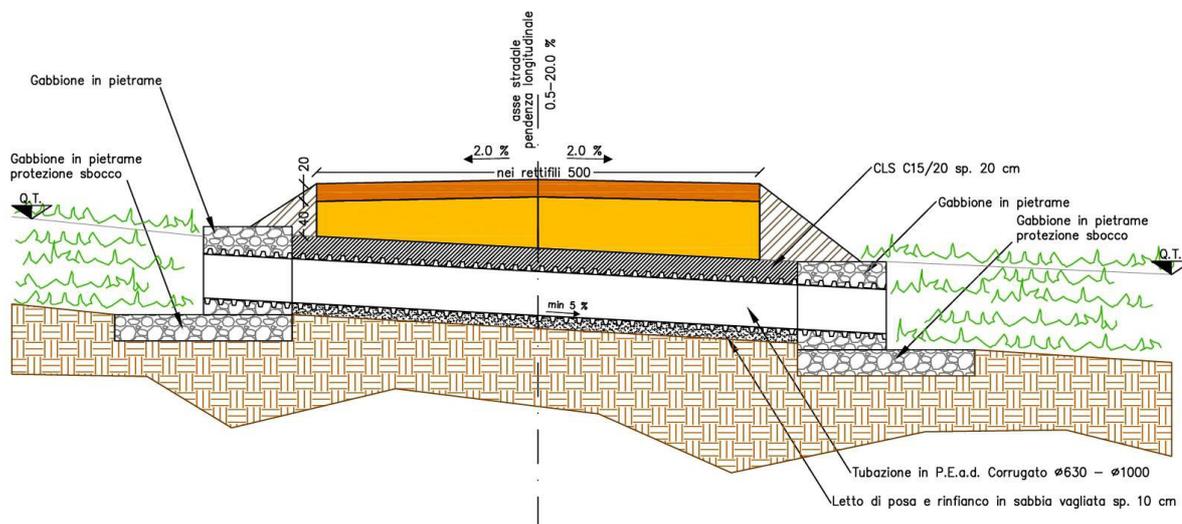
- tipo C2: a sezione trapezia di dimensioni 0,40x0,90x0,50 m., con un riempimento di 0,20 m. in pietrame;



- tipo C3:a sezione trapezia di dimensioni 0,60x1,30x0,70 m..



Dove necessario, in corrispondenza dell'attraversamento delle strade di circolazione interna, verranno realizzati dei tombini, così composti: un letto di posa in sabbia vagliata di 0,10 m., un tubo di adeguato diametro in PEAD, ricoperto da un getto in cls dello spessore di 0,20 m., con alle estremità dei gabbioni metallici riempiti di pietrame di dimensione 1,00x1,50x1,00 m., e due materassi Reno a protezione dello sbocco delle dimensioni di 2,00x1,50x0,30 m..



I tubi drenanti saranno costituiti da tubi in PEAD di adeguate dimensioni, forati e ricoperti da geotessuto.

6.3.4. Cavidotto

La rete elettrica di raccolta dell'energia prodotta è prevista in alta tensione con una tensione di esercizio a 36 kV che consente di minimizzare le perdite elettriche e di ridurre la fascia di rispetto per i campi elettromagnetici, determinata ai sensi della L.36/01 e D.M. 29.05.2008.

I cavi prescelti sono del tipo tripolare, con conduttori in alluminio, schermo metallico e guaina in PVC.

I cavi utilizzati per i cavidotti AT saranno del tipo ARE4H5EE cordati ad elica per minimizzare l'impatto elettromagnetico degli stessi. La lunghezza complessiva del cavidotto, sino alla cabina di trasformazione, è di circa 8.706 km suddiviso in 5 linee separate che collegheranno in serie le cabine seguendo lo schema riportato nell'elaborato 07 "schemi elettrici impianto FV".

L'installazione dei cavi dovrà soddisfare tutti i requisiti imposti dalla normativa vigente e dalle norme tecniche dei singoli enti proprietari delle infrastrutture attraversate ed in particolare dalle norme CEI 11-17 e 11-1.

All'interno dello scavo del cavidotto troverà posto anche la corda di rame nuda dell'impianto equipotenziale. La sezione tipo del cavidotto prevede accorgimenti tipici in questo ambito di lavori (allettamento dei cavi su sabbia, coppone di protezione e nastro di segnalazione al di sopra dei cavi, a guardia da possibili scavi incauti).



Sarà inoltre prevista la posa della fibra ottica necessaria per la trasmissione dati e relativo controllo dell'impianto.

Il cavidotto AT è posato prevalentemente lungo la viabilità esistente, entro scavi a sezione obbligata a profondità stabilita dalle norme CEI 11/17 e dal codice della strada.

Le sezioni tipo di scavo saranno diverse a seconda se la posa dovrà avvenire su terreno agricolo/strada sterrata o su strada asfaltata.

Nel caso posa su strada sterrata la profondità di scavo sarà di 1.10 m, prima della posa del cavo AT sarà realizzato un letto di posa con idoneo materiale sabbioso di spessore di circa 10 cm. Il cavo sarà rinfiancato e ricoperto con lo stesso materiale sabbioso per uno spessore complessivo di 50 cm. Al di sopra della sabbia verrà ripristinato il materiale originario dello scavo. Sul fondo dello scavo sarà posata la rete di terra realizzata con corda in rame nudo di 50 mmq di sezione. All'interno dello strato sabbioso sarà posato, inoltre, il cavo di fibra ottica. Tra lo strato di sabbia ed il ricoprimento sarà collocato una protezione meccanica formata da una coppella in pvc. Nello strato di ricoprimento sarà posto il nastro monitore in numero di file pari alle terne presenti nello scavo.

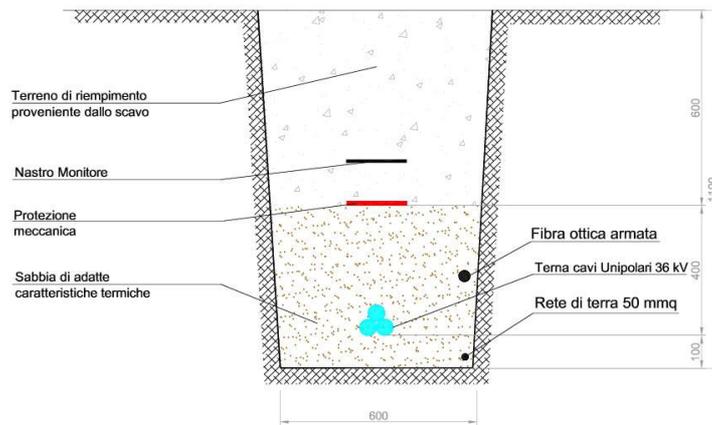
Nel caso di posa su strada asfaltata il ricoprimento sarà eseguito in parte con materiale da cava a formare la sottofondazione stradale. La chiusura dello scavo avverrà con uno strato di binder di spessore di 7 cm e lo strato finale di usura di spessore di 3 cm.

La larghezza dello scavo su strada asfaltata sarà compresa tra i 60 e i 120 cm secondo il numero di terne che variano da 1 a 6, così come meglio specificato nell'elaborato grafico "03.D - Tipici sezioni cavidotto".

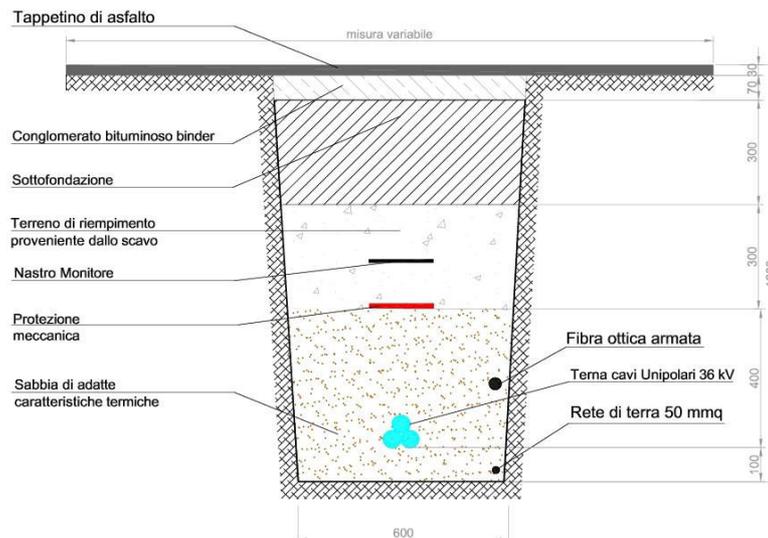
Di seguito si riporta un esempio di sezione tipo su strada sterrata/terreno agricolo ed uno per un cavo su strada asfaltata.



TRINCEA PER UN CAVO SU STRADA STERRATA O TERRENO AGRICOLO
Sezione tipo 1B



TRINCEA PER UN CAVO SU STRADA ASFALTATA
Sezione tipo 1A





6.3.5. EDIFICIO UTENTE

All'interno della stazione utente di collegamento saranno ubicati tre edifici prefabbricati della "DREN SOLARE 16 s.r.l." destinati alle apparecchiature:

1. Cabina quadri AT che conterrà il trasformatore e i quadri AT;
2. Cabina quadri di monitoraggio e controllo che conterrà il gruppo elettrogeno e i quadri di monitoraggio e controllo;
3. Cabina di misura che conterrà il contatore e quadri elettrici di gestione.

Gli edifici saranno a struttura portante in c.a. e tamponamento in muratura rivestito con intonaco civile od eventualmente in prefabbricato. La copertura sarà a tetto piano, opportunamente coibentata ed impermeabilizzata. Il pavimento dei locali apparati è previsto del tipo modulare flottante sopraelevato.

Per garantire un adeguato isolamento termico è previsto l'uso di materiali isolanti idonei, in funzione della zona climatica, nel rispetto delle Norme di cui alla legge n. 373 del 4.4.75 e successivi aggiornamenti nonché alla legge n. 10 del 9.1.91 e s.m.i.

I cunicoli per la cavetteria sono realizzati con prefabbricati; le coperture, sono del tipo in PRFV e sono carrabili per 2000 kg.

Le tubazioni per cavi AT e bt sono in PVC serie pesante e rinfiancate con calcestruzzo. Lungo il percorso ed in corrispondenza di deviazioni, sono inseriti pozzetti ispezionabili realizzati in calcestruzzo armato gettato in opera, con copertura in PRFV.

Di seguito si riporta la pianta dell'edificio tipo:

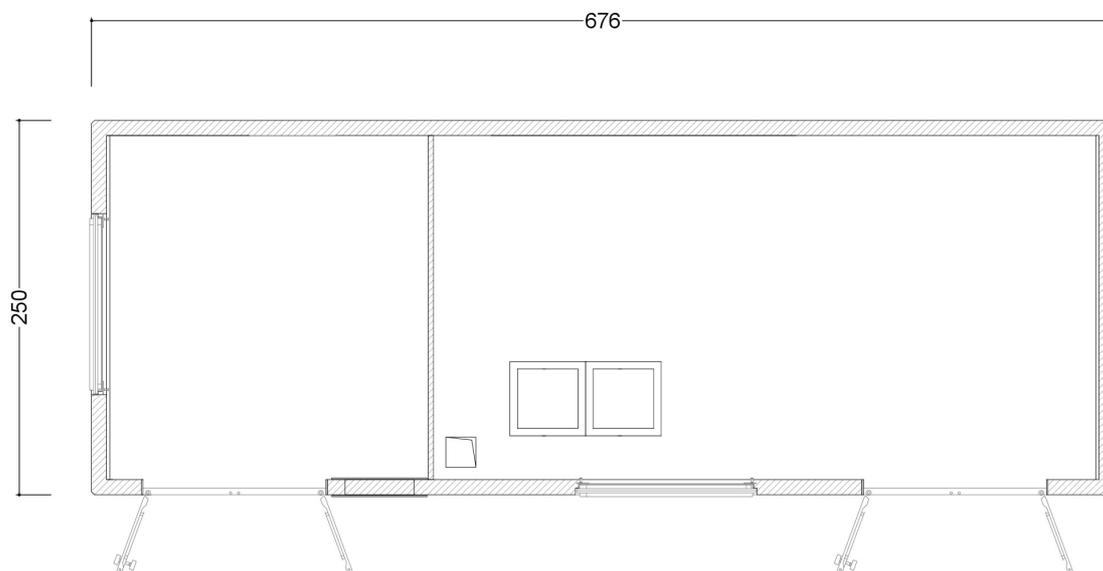


Figura 5.2.8.1.1 – locale utente a servizio degli impianti di utenza per la connessione

La disposizione elettromeccanica delle apparecchiature AT è descritta negli allegati al presente progetto.

6.3.6. STAZIONE ELETTRICA SATELLITE

Le due Soluzioni Tecniche Minime Generali elaborate da Terna, prevedono che il Progetto venga collegato antenna a 36 kV con una la sezione a 36 kV di una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) in doppia sbarra a 220/36 kV, da collegare in entra - esce sulla linea 220 kV della RTN “Partinico-Ciminna”.

Sia la nuova stazione di trasformazione che la sezione a 36 kV di ampliamento saranno situate nel comune di Monreale in c/da Aquila su terreno censito in catasto al foglio 128 particella 342

Il collegamento della nuova stazione elettrica alla linea esistente AT sarà realizzato mediante una nuova linea a 220 KV con un elettrodotto aereo a 220 KV in entra-esce per collegare la nuova stazione di smistamento alla linea AT 220 KV esistente “Partinico-Ciminna”.

La linea di collegamento sarà realizzata su terreno censito in catasto al F.M. 128 particelle 342, 333, 334, 512, 262, 10 del comune di Monreale, F.M. 22 particelle 33, 183, 185, 132, 131, 86 e F.M. 23 particelle 69, 67, 66, 213, 211, 209, 208, 96, 162, 68 del comune di Piana degli Albanesi.

Per la progettazione della nuova stazione TERNA e della linea di connessione AT è stato instaurato un tavolo tecnico di coordinamento di tutti i produttori che devono consegnare l'energia prodotta alla



stazione di trasformazione.

Si rimanda al progetto predisposto nell'ambito del tavolo tecnico suddetto per l'esplicitazione dei particolari di progetto, i layout e le apparecchiature previste.

6.4. SISTEMA DI CONTROLLO

Il sistema di controllo dell'impianto avviene tramite due tipologie: controllo locale e controllo remoto.

- a) Controllo locale: monitoraggi tramite PC centrale, posto in prossimità dell'impianto, tramite software apposito in grado di monitorare e controllare gli inverter e le altre sezioni di impianto;
- b) 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 assistenza) con il medesimo software del controllo locale.

Le grandezze controllate dal sistema sono:

- Potenze 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.

La connessione tra gli inverter e il PC avviene tramite un box acquisizione (convertitore USB/RS485 MODBUS). Sullo stesso BUS si inserisce la scheda di acquisizione ambientale per la misura della temperatura ambientale, l'irraggiamento e la velocità del vento.



7. VERIFICHE DI COLLAUDO

L'impianto fotovoltaico e relativi componenti saranno realizzati nel rispetto delle norme tecniche applicabili.

Le verifiche e le prove di collaudo dell'impianto saranno in parte effettuate durante l'esecuzione dei lavori, in parte appena ultimato l'impianto.

La verifica tecnico-funzionale dell'impianto consiste nell'effettuare i controlli secondo la normativa ENEA, riassunta nella seguente tabella:

COMPONENTE	CONTROLLO
Disposizione componenti	<ul style="list-style-type: none">• Disposizione componenti come riportate nel progetto esecutivo
Strutture di sostegno	<ul style="list-style-type: none">• Serraggio delle connessioni bullonate• integrità della geometria• Stato della zincatura sui profili in acciaio
Generatore fotovoltaico	<ul style="list-style-type: none">• Integrità della superficie captante dei moduli• Controllo di un campione di cassette di terminazione• Uniformità di tensioni, correnti e resistenza di isolamento delle stringhe fotovoltaiche
Quadro/i elettrici	<ul style="list-style-type: none">• Integrità dell'armadio• Efficacia dei diodi di blocco• Prova a sfilamento dei cablaggi in ingresso ed in uscita
Rete di terra	<ul style="list-style-type: none">• Continuità dell'impianto di terra
Collegamenti elettrici	<ul style="list-style-type: none">• Verifica, attraverso la battitura dei cavi, la correttezza della polarità e marcatura secondo gli schemi elettrici di progetto



Prove funzionali	<ul style="list-style-type: none">• Corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza e nelle varie modalità previste dal convertitore c.c/c.a
Prove di prestazione elettrica del sistema	<ul style="list-style-type: none">• Prestazioni in corrente continua $P_{cc} > 0.85P_{nom} I/I_{stc}$• Prestazione sezione conversione statica $P_{ca} > 0.9P_{CC}$ Dove: P_{cc} = Potenza in kW misurata all'uscita del generatore con precisione migliore del 2% P_{nom} = Potenza in kW somma delle potenze di targa dei moduli installati I = Irraggiamento in W/m^2 misurato sul piano dei moduli con precisione migliore del 3% I_{stc} = valore di riferimento in W/m^2 pari a 1000 P_{ca} = Potenza attiva in kW all'uscita del convertitore con precisione migliore del 2%

Le verifiche tecniche di cui sopra saranno eseguite da un tecnico abilitato che utilizzerà la strumentazione riportata nella scheda tecnica di impianto.

Con questi controlli si garantisce che il rendimento della sezione in continua sia maggiore dell'85%, quello della sezione di conversione sia maggiore del 90%.



Al termine delle prove verrà rilasciata opportuna certificazione che attesti l'esito delle verifiche.

Le prestazioni dell'impianto a regime verranno monitorate in continuo dal sistema di controllo.

8. SICUREZZA DELL'IMPIANTO

8.1. Protezione da corti circuiti sul lato c.c. dell'impianto

Gli impianti FV sono realizzati attraverso il collegamento in serie/parallelo di un determinato numero di moduli FV, a loro volta realizzati attraverso il collegamento in serie/parallelo di celle FV inglobate e sigillate in un unico pannello d'insieme. Pertanto gli impianti FV di qualsiasi dimensione conservano le caratteristiche elettriche della singola cella, semplicemente a livelli di tensione e correnti superiori, a seconda del numero di celle connesse in serie (per ottenere tensioni maggiori) oppure in parallelo (per ottenere correnti maggiori).

Negli impianti fotovoltaici la corrente di corto circuito dell'impianto non può superare la somma delle correnti di corto circuito delle singole stringhe.

Essendo le stringhe composte da una serie di generatori di corrente (i moduli fotovoltaici) la loro corrente di corto è di poco superiore alla corrente nel punto di massima potenza.

8.2. Protezione da contatti accidentali lato c.c.

Per ridurre il rischio di contatti pericolosi il campo fotovoltaico lato corrente continua è assimilabile ad un sistema IT cioè flottante da terra. La separazione galvanica tra il lato corrente continua e il lato corrente alternata è garantita dalla presenza del trasformatore bT/AT.

In tal modo perché un contatto accidentale sia realmente pericoloso occorre che si entri in contatto contemporaneamente con entrambe le polarità del campo. Il contatto accidentale con una sola delle polarità non ha praticamente conseguenze, a meno che una delle polarità del campo non sia casualmente a contatto con la massa.

Per prevenire tale eventualità gli inverter sono muniti di un opportuno dispositivo di rivelazione degli squilibri verso massa, che ne provoca l'immediato spegnimento e l'emissione di una segnalazione di allarme.



8.3. Protezione dalle fulminazioni

Un campo fotovoltaico correttamente collegato a massa, non altera in alcun modo l'indice ceraunico della località di montaggio, e quindi la probabilità di essere colpito da un fulmine.

I moduli fotovoltaici sono in alto grado insensibili alle sovratensioni atmosferiche, che invece possono risultare pericolose per le apparecchiature elettroniche di condizionamento della potenza. Per ridurre i danni dovuti ad eventuali sovratensioni i quadri di parallelo sottocampi sono muniti di varistori su entrambe le polarità dei cavi d'uscita. I varistori, per prevenire eventuali incendi, saranno segregati in appositi scomparti antideflagranti.

In caso di sovratensioni i varistori collegano una od entrambe le polarità dei cavi a massa e provocano l'immediato spegnimento degli inverter e l'emissione di un segnale d'allarme.

8.4. Sicurezze sul lato c.a. dell'impianto

La limitazione delle correnti del campo fotovoltaico comporta analoga limitazione anche nelle correnti in uscita dagli inverter. Cortocircuiti sul lato alternata dell'impianto sono tuttavia pericolosi perché possono provocare ritorni da rete di intensità non limitata. L'inverter è equipaggiato con una protezione generale di massima corrente e una protezione contro i guasti a terra.

8.5. Prevenzione dal funzionamento in isola

In accordo a quanto prescritto dalla normativa italiana sarà previsto, incorporato nell'inverter, un dispositivo per prevenire il funzionamento in isola dell'impianto.

8.6. Impianto di messa a terra

La cabina elettrica è dotata di una rete di messa a terra realizzata secondo la vigente normativa. Le strutture di sostegno dei moduli sono collegate ad una rete di terra realizzata in prossimità delle strutture stesse.

9. PROGRAMMA DI REALIZZAZIONE E GESTIONE IMPIANTO

Il programma di realizzazione del parco fotovoltaico in oggetto, dal conseguimento della cantierabilità, alla messa in esercizio, fino alla dismissione dello stesso, è schematicamente descritto di seguito. Nella descrizione delle attività previste si porrà in particolare l'attenzione sugli aspetti che maggiormente comportano ripercussioni a livello ambientale.



9.1. LA FASE DI COSTRUZIONE

Con l'avvio del cantiere si procederà dapprima con l'apertura della viabilità di cantiere.

L'adeguamento dei passaggi agricoli e della viabilità minore produrrà le condizioni per l'effettiva esecuzione delle operazioni in condizioni di sicurezza.

Successivamente si passerà alla costruzione delle strutture di sostegno pannelli.

La posa delle fondazioni dei Tracker, che interesseranno strati superficiali di terreno non darà luogo alla generazione di materiale di risulta e, viste le caratteristiche puntuali delle stesse non avrà ricadute sulla circolazione superficiale e profonda delle acque in situ.

La fase di installazione dei pannelli prende avvio con il trasporto sul sito dei pezzi da assemblare.

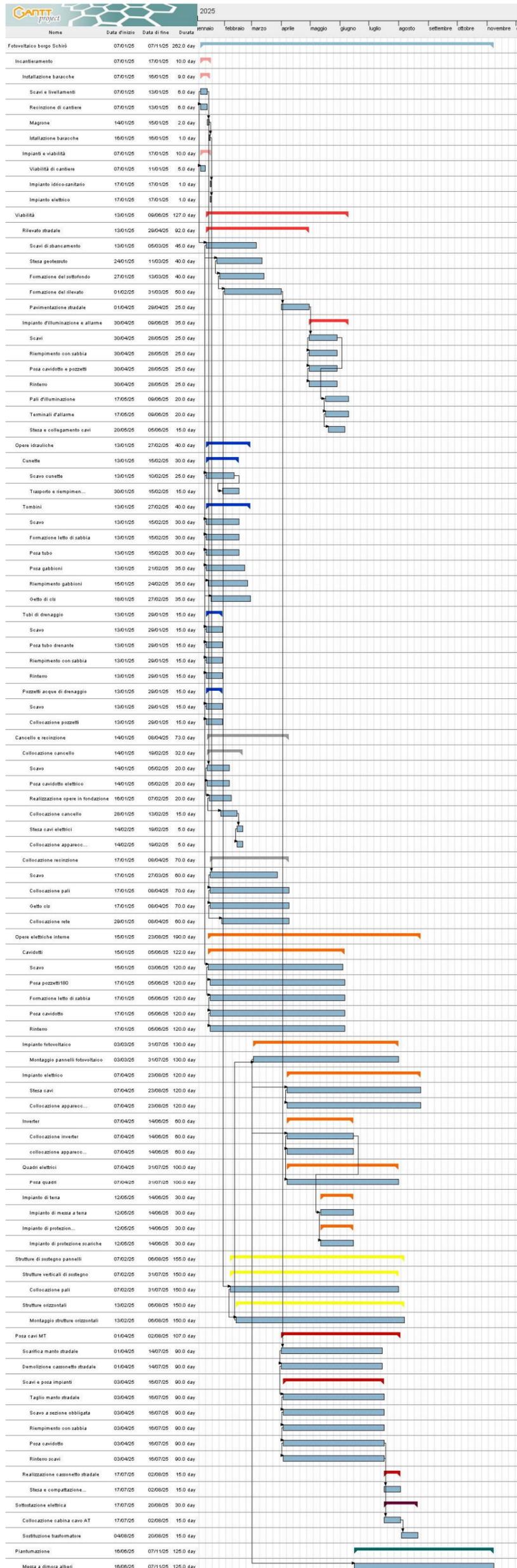
Il trasporto verrà effettuato in stretto coordinamento con la sequenza di montaggio dei singoli lotti. Le operazioni saranno effettuate con camion articolati standard, lo scarico e movimentazione in cantiere avverrà tramite caricatori telescopici gommati.

La costruzione del cavidotto comporta un impatto minimo per via della scelta del tracciato (prevalentemente in fregio alla viabilità già realizzata), per il tipo di mezzo impiegato (un escavatore con benna stretta) e per la minima quantità di terreno da portare a discarica, potendo essere in gran parte riutilizzato per il rinterro dello scavo a posa dei cavi avvenuta.

Si passerà quindi al completamento definitivo della viabilità e delle piazzole di servizio.

Il collegamento alla rete e le necessarie operazioni di collaudo precedono immediatamente la messa in esercizio commerciale dell'impianto.

Si riporta di seguito il cronoprogramma relativo ai lavori di costruzione del parco.





9.2. LA FASE DI ESERCIZIO

L'esercizio di un impianto fotovoltaico si caratterizza per l'assenza di qualsiasi utilizzo di combustibile e per la totale mancanza di emissioni chimiche di qualsiasi natura.

Il suo funzionamento richiede semplicemente il collegamento alla rete elettrica nazionale di alta tensione per immettere l'energia prodotta in rete e per consentire l'alimentazione dei sistemi ausiliari di stazione in assenza di produzione.

Attraverso il sistema di telecontrollo, le funzioni vitali dell'intero impianto sono tenute costantemente monitorate e opportunamente regolate per garantire la massima efficienza in condizioni di sicurezza.

Normali esigenze di manutenzione richiedono infine che la viabilità a servizio dell'impianto sia tenuta in un buono stato di conservazione in modo da permettere il transito degli automezzi.

9.3. ANALISI DEI POSSIBILI INCIDENTI

Nella scelta dei tracker si terrà conto dell'idoneità delle caratteristiche delle macchine, in relazione alle condizioni meteorologiche estreme del sito.

In tal senso:

- Sarà scelto, in fase esecutiva, un Tracker conforme alla Direttiva Macchine, e tutti i calcoli strutturali delle strutture e delle fondazioni saranno condotti in osservanza della normativa sismica vigente (DM 17/01/2018);
- Sarà assicurata la protezione dell'impianto in caso di incendio sia in fase di cantiere che di esercizio anche con l'utilizzo di dispositivi portatili (estintori). Ogni cabina sarà dotata di almeno due estintori, idonei allo spegnimento di eventuali incendi che si possano verificare durante tutta la vita utile delle stesse
- Sarà assicurato un adeguato trattamento e smaltimento degli olii derivanti dal funzionamento a regime del parco fotovoltaico (D.Lgs. n. 95 del 27 gennaio 1992, Attuazione delle Direttive 75/439/CEE e 87/101/CEE relative alla eliminazione degli olii usati).

In particolare il trasformatore della stazione elettrica sarà dotato di una fondazione che permetterà la raccolta dell'olio in caso di perdite dallo stesso trasformatore. L'olio raccolto sarà addotto ad una vasca impermeabile idonea a contenere il liquido ed a trattenerlo fino al corretto smaltimento.



9.4. LA FASE DI DISMISSIONE E RIPRISTINO

Terminata la vita utile dell'impianto fotovoltaico si procederà al recupero dell'area interessata. La dismissione dell'impianto è operazione semplice e può consentire un ripristino dei luoghi praticamente alle condizioni ante-opera.

I tracker ed i pannelli sono facilmente rimovibili senza necessità di alcun intervento strutturale e dimensionale sulle aree a disposizione; le linee elettriche, comunque smantellabili, sono tutte interrato. Questa fase pertanto comprende lo smantellamento ed il prelievo dei componenti dalla zona ed il recupero dei tracciati di accesso, i quali potranno essere riconvertiti così da apportare qualche beneficio alla popolazione locale, avendo sempre cura alla integrazione nel contesto paesaggistico.

Inevitabilmente permarranno nella zona altre installazioni costruttive, l'edificio della cabina di trasformazione, il quale verrà riconvertito ad un uso coerente al proprio contesto naturale e sociale.

Si evidenzia che l'esercizio dell'impianto non avrà prodotto alcuna scoria o rifiuto da smaltire.

9.5. POSSIBILI RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE LEGATE ALLA REALIZZAZIONE DEL PROGETTO

La realizzazione del progetto determina sicure ricadute sul territorio sia dal punto di vista economico che dal punto di vista sociale-occupazionale:

- incremento di occupazione conseguente alle opportunità di lavoro connesse alle attività di costruzione, all'esercizio e alle attività di manutenzione e gestione del parco fotovoltaico;
- richiesta di servizi per il soddisfacimento delle necessità del personale coinvolto.

9.6. INCREMENTO OCCUPAZIONE DOVUTO ALLA RICHIESTA DI MANODOPERA (FASE DI CANTIERE E FASE DI ESERCIZIO)

La realizzazione del progetto della Parco fotovoltaico comporta una richiesta di manodopera essenzialmente ricollegabile a:

- attività di costruzione dell'impianto: le attività dureranno 12 mesi circa e il personale presente in sito varierà da alcune unità nelle prime fasi costruttive (primi mesi) ad un massimo di 60 unità nel periodo di punta;
- attività di esercizio: sono previsti complessivamente circa 8 tecnici impiegati per attività legate al processo produttivo e tecnologico e come manodopera coinvolta nell'indotto.

Sia in fase di realizzazione sia durante la fase di esercizio, incluse le necessarie attività di manutenzione, a parità di costi e qualità, si privilegeranno le imprese locali che intendessero concorrere agli appalti che saranno indetti dalla Proponente.

Per quanto riguarda la fase di cantiere si segnala che, considerando che per le attività di realizzazione è stimato un impegno di circa 60.000 ore/uomo, si prevede un significativo ricorso alla manodopera locale.

Per quanto riguarda la fase di esercizio si segnala che il progetto porterà vantaggi occupazionali derivanti dall'impiego continuativo di operatori preferibilmente locali che verranno preventivamente addestrati e



che si occuperanno della gestione degli impianti e delle attività di “primo intervento” durante la fase di funzionamento della centrale o di vigilanza.

La realizzazione del progetto pertanto potrà indurre in generale un impatto di valenza positiva sull'assetto economico e produttivo dell'area, trattandosi di una attività che produrrà reddito diretto e indotto e con caratteri peculiari all'interno di un ampio bacino d'utenza. Infatti, come avviene per qualunque iniziativa industriale, le attività connesse alla realizzazione ed esercizio dell'impianto comporteranno una domanda di servizi e attività collaterali che instaureranno una catena di rapporti, anche a carattere economico, con le imprese locali.

L'importanza economica dell'iniziativa associata all'elevato contenuto tecnologico dell'opera rende l'iniziativa estremamente interessante per i risvolti socio economici che determina.

10. CONCLUSIONI

Le opere in progetto permetteranno di perseguire gli obiettivi di produzione d'energia da fonte rinnovabile che la società “DREN SOLARE 16 s.r.l.” intende realizzare nella Regione Sicilia per contribuire al soddisfacimento delle esigenze d'energia pulita e sviluppo sostenibile sancite sin dal Protocollo Internazionale di Kyoto del 1997 e ribadite nella “Strategia Energetica Nazionale 2017”.

Le opere che saranno realizzate avranno un impatto positivo sul territorio e sulla cittadinanza locale e nazionale permettendo di produrre energia elettrica da fonte rinnovabile avendo un impatto minimo sull'ambiente circostante.

Tutte le opere sono progettate e saranno realizzate nel pieno rispetto della normativa applicabile.