



REGIONE SICILIA
COMUNE DI SAN CIPIRELLO
COMUNE DI MONREALE
COMUNE DI PIANA DEGLI ALBANESI

PROGETTO:

Progetto definitivo per la realizzazione di un impianto agrovoltaico denominato "PV San Cipirello" di Pn pari a 50,340 MW e sistema di accumulo di capacità pari a 24 MWh, da realizzarsi nel Comune di San Cipirello (PA)

Progetto Definitivo

PROPONENTE:

DREN SOLARE 11 s.r.l.
SORESINA (CR)
VIA PIETRO TRIBOLDI 4 CAP 26015
PIVA 01785240191



ELABORATO:

Relazione tecnica generale con allegato cronoprogramma

PROGETTISTI:

Ing. Riccardo Cangelosi

Ing. Gaetano Scurto

Scala:

Tavola:

RTG

Data:

31-07-2023

Rev.	Data	Revisione	Descrizione
00	31-07-2023		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	6
1.2.2 INQUADRAMENTO GEO-MORFOLOGICO ED IDROGEOLOGICO	13
2. NORMATIVA E LEGGI DI RIFERIMENTO	15
3. DEFINIZIONI	17
4. DATI DI PROGETTO	17
5. PRODUCIBILITA' DELL'IMPIANTO	21
6. DESCRIZIONE DEL SISTEMA	25
6.1. GENERATORE FOTOVOLTAICO	25
6.1.1. <i>Moduli fotovoltaici in silicio monocristallino</i>	25
6.1.2. <i>String Box</i>	25
6.1.3. <i>Inverter fotovoltaici</i>	26
6.1.4. <i>Power station</i>	28
6.1.5. <i>Sistema di accumulo energy storage</i>	30
6.2. CONNESSIONE ALLA RTN	31
6.2.1. <i>Ubicazione degli impianti</i>	32
6.3. OPERE CIVILI	33
6.3.1. <i>Strutture di supporto dei moduli</i>	33
6.3.2. <i>Recinzione e zone di transito</i>	34
6.3.3. <i>Opere idrauliche</i>	35
6.3.4. <i>Cavidotto</i>	37
6.3.5. <i>Edificio Utente</i>	39
6.3.6. <i>Stazione Elettrica Satellite</i>	40
6.4. SISTEMA DI CONTROLLO	41
7. VERIFICHE DI COLLAUDO	42
8. SICUREZZA DELL'IMPIANTO	44
8.1. PROTEZIONE DA CORTI CIRCUITI SUL LATO C.C. DELL'IMPIANTO	44
8.2. PROTEZIONE DA CONTATTI ACCIDENTALI LATO C.C.....	44
8.3. PROTEZIONE DALLE FULMINAZIONI.....	44
8.4. SICUREZZE SUL LATO C.A. DELL'IMPIANTO	44
8.5. PREVENZIONE DAL FUNZIONAMENTO IN ISOLA.....	45
8.6. IMPIANTO DI MESSA A TERRA	45
9. PROGRAMMA DI REALIZZAZIONE E GESTIONE IMPIANTO	45
9.1. LA FASE DI COSTRUZIONE	45
9.2. LA FASE DI ESERCIZIO	48
9.3. ANALISI DEI POSSIBILI INCIDENTI.....	48
9.4. LA FASE DI DISMISSIONE E RIPRISTINO	48
9.5. POSSIBILI RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE LEGATE ALLA REALIZZAZIONE DEL PROGETTO.....	49
9.6. INCREMENTO OCCUPAZIONE DOVUTO ALLA RICHIESTA DI MANODOPERA (FASE DI CANTIERE E FASE DI	



ESERCIZIO).....	49
10. CONCLUSIONI	50



1. PREMESSA

Il presente documento ha lo scopo di illustrare le caratteristiche dell'impianto nell'ambito del progetto per la realizzazione di un impianto agrovoltaico di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile solare denominato "PV San Cipirello" nel territorio del comune di San Cipirello (PA), con impianti per la connessione alla RTN siti nei comuni di Monreale e Piana degli Albanesi (PA) (di seguito il "Progetto" o "l'Impianto").

Il progetto consiste nella realizzazione di un impianto agrovoltaico, con sistema di accumulo da 24 MWh, una potenza di picco del generatore di 53,52704 MWp e una potenza nominale di 50,340 MW. Si prevede l'installazione di n° 903 inseguitori solari ad un asse (tracker orizzontali monoassiali a linee indipendenti), di tre lunghezze diverse, rispettivamente con 112, con 84 e con 56 moduli fotovoltaici bifacciali tipo "n" di ultima generazione, con tecnologia TOP Con.

L'area di progetto sarà contemporaneamente utilizzata per la produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica e la produzione agricola riuscendo in questo modo ad ottimizzare lo sfruttamento dei terreni presenti.

La scelta di un sistema agrovoltaico, così come meglio specificato degli elaborati del presente progetto, permette di perseguire i seguenti obiettivi:

- contrastare la desertificazione;
- contrastare la riduzione di superficie destinata all'agricoltura a scapito di impianti industriali, con conseguente abbandono del territorio agricolo da parte degli abitanti;
- contrastare l'effetto lago, definito come effetto ottico che potrebbe confondere l'avifauna in cerca di specchi d'acqua per la sosta;
- ridurre il consumo di acqua per l'irrigazione poiché grazie all'ombreggiamento delle strutture di moduli si riduce notevolmente la traspirazione delle piante;
- ridurre l'impatto visivo degli impianti industriali per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e aumentarne la qualità paesaggistica.

L'Impianto è ubicato su aree classificate agricole e sarà infisso al suolo con struttura in acciaio di tipo ad inseguimento mono assiale; l'energia elettrica prodotta verrà convogliata dentro apposite cabine/container, denominate Power Station, distribuite entro il perimetro dell'area di Impianto, all'interno delle quali saranno collocati i gruppi di conversione (inverter) e i trasformatori, che avranno la funzione di convertire, da continua ad alternata, l'energia proveniente dal campo fotovoltaico e trasformarla da BT a MT a 30 kV.

Dagli inverter, tramite cavidotti MT a 30 kV, l'energia prodotta verrà trasportata ad un sistema di accumulo da 24 MWh, per l'immagazzinamento di parte dell'energia elettrica prodotta dal parco agrovoltaico, e successivamente trasportata, tramite cavidotto in parte interrato e in parte aereo, alla stazione di trasformazione utente 30/36 kV (SEU). In questa stazione verranno collocati gli apparati di protezione e misura dell'energia prodotta.



La consegna dell'energia elettrica prodotta dall'impianto avverrà conformemente alla Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG) trasmessa da Terna S.p.A. (di seguito "Terna") al proponente con nota del 14/10/2022 cod. prat. 202201819. Tale STMG elaborata da Terna, prevede 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".

La SE avrà doppio sistema di sbarre e sezioni di utenza, con relativi edifici tecnici adibiti al controllo e alla misura dell'energia prodotta ed immessa in rete. 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 11 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 dei comuni di San Cipirello e 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

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 144 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 350 m. e i 450 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.

Si riporta di seguito una sintesi delle considerazioni geologiche e geomorfologiche riportate nella Relazione Geologica redatta dal Dott. Geol. Gualtiero Bellomo della "VAMIRGEOIND Ambiente geologia e geofisica S.r.l." allegata al presente progetto.

1.2.1 Inquadramento geologico

"I tipi litologici affioranti nell'area studiata sono riferibili ad un ampio periodo di tempo che va dall'Olocene al Messiniano inferiore e che distinguiamo dal più recente al più antico:

- **DEPOSITI ALLUVIONALI** (Olocene): *si tratta prevalentemente di rocce sciolte costituite da limi, silt, ghiaie, sabbie e sabbie limose con inclusi sporadici blocchi con giacitura sub-orizzontale. Le sabbie presentano granulometria variabile da fine a grossolana. Le ghiaie sono caratterizzate da sporadici clasti calcarei arrotondati di dimensioni da millimetriche a decimetriche. Interessano alcuni limitati tratti del cavidotto.*
- **DETRITO DI FALDA** (Olocene): *è costituito da limi e limi sabbiosi di colore bruno-rossiccio, provenienti dalla progressiva alterazione chimico-fisica dei versanti posti a monte, con inclusi elementi lapidei di dimensioni da centimetriche a decimetriche di natura quarzarenitica. Detti terreni interessano una porzione limitata del parco fotovoltaico.*
- **FORMAZIONE CASTELLANA SICULA** (Serravaliano sup.-Tortoniano inf.): *si tratta di argille giallo-rossastre e peliti sabbiose di colore grigio-azzurre e giallastre, con foraminiferi bentonici e rari planctonici, a cui si intercalano lenti di arenarie e sabbie quarzose micacee. Detti terreni interessano tratti del cavidotto e del parco fotovoltaico.*
- **FORMAZIONE TAVERNOLA** (Aquitano sup. - Langhiano): *si tratta di marne e peliti grigio-verdastre. La frazione alterata prevalentemente costituita da limi argillosi si presenta scarsamente consistente e mediamente plastica mentre le marne e marne argillose consistenti costituiscono la frazione inalterata. Si trovano intercalati banchi plurimetrici di arenarie quarzose giallastre e verdastre. Detti terreni interessano una porzione dell'impianto, parte del cavidotto e della sottostazione.*
- **FLYSCH NUMIDICO** (Oligocene sup.-Miocene inf.): *In generale, questa formazione geologica è data, in tutta la sua estensione verticale da un'alternanza di argille e di quarzareniti gradate di colore grigio-giallastre o rossastre. In generale nella parte bassa della formazione predominano le argille brune, nella*



parte mediana le quarzareniti mentre la parte superiore è caratterizzata da argille siltose o marnose grigio-azzurre con intercalazioni di livelli sabbiosi e quarzarenitici. Le argille brune di base sono a struttura scagliosa, con superfici lucide e con striature dovute a sforzi tettonici. La stratificazione non è evidente, la giacitura è caotica e sono presenti intercalazioni di livelli sabbiosi. Le quarzareniti sono, invece, a grana medio-grossolana fortemente cementate da cemento siliceo secondario. Tra i vari banchi si ritrovano intercalazioni di argille siltose grigio scure sottilmente stratificate. Le argille siltose o marnose che costituiscono la parte terminale del deposito sono, generalmente, omogenee, compatte, prive di stratificazione evidente. Nella formazione flyscoida sono, inoltre, presenti estesi fenomeni di slumpings intraformazionali e corrugamenti disarmonici.

In particolare, si tratta di peliti ed argilliti brune manganesifere dove si alternano banchi di arenarie quarzose con giaciture canalizzate. Detti terreni interessano tratti del cavidotto e del parco fotovoltaico.

In conclusione, nell'area direttamente interessata dal progetto sono state individuate cinque situazioni geologicamente diverse, dettagliatamente rappresentate nelle colonne stratigrafiche tipo allegate.

In particolare:

- ✓ *Tipo 1 (Area impianto) – Argille a struttura rimaneggiate, plastiche e scarsamente consistenti di spessore pari a 3,5 m che poggiano sulle argille di colore grigio, da mediamente consistenti a consistenti riferibili alla porzione inalterata della Fm. Flysch Numidico.*
- ✓ *Tipo 2 (Area impianto) – Sabbie limose e limi sabbiosi scarsamente addensate afferenti al detrito di falda di spessore pari a 4-5 m che sovrastano la Fm. Castellana. La frazione alterata, di spessore pari a circa 3-4 m, è costituita da argille e peliti sabbiose scarsamente consistenti che diventano consistenti in profondità (frazione inalterata).*
- ✓ *Tipo 3 (Area impianto) – Argille ed argille plastiche e scarsamente consistenti per i primi 4-6 m (frazione alterata) che poggiano sulle argille di colore grigio, da mediamente consistenti a consistenti riferibili alla porzione inalterata della Fm. Flysch Numidico.*
- ✓ *Tipo 4 (Area impianto) – Argille e peliti sabbiose scarsamente consistenti per i primi 3-4 m (frazione alterata) che poggiano sulle argille di colore grigio, da mediamente consistenti a consistenti riferibili alla porzione inalterata della Fm. Castellana.*
- ✓ *Tipo 5 (Sottostazione e stazione di utenza) – Argille alterate scarsamente consistenti di spessore variabile tra 5-7 m che poggiano sulle argille da mediamente consistenti a consistenti riferibili alla porzione inalterata della Fm. Tavernola.*

I terreni sopra descritti sono ricoperti da uno spessore variabile tra 0,50 e 2,00 m di terreno vegetale e sovrastano i litotipi (alterati ed inalterati) dei complessi precedentemente descritti.

Di seguito si riportano le colonne stratigrafiche ricavate dallo studio del Geologo a cui si rimanda per ulteriori approfondimenti.



		COLONNA STRATIGRAFICA TIPO 1 AREA IMPIANTO - DISSESTO FRANOSO	
Stratigrafia	Profondità	Descrizione	
		Terreno vegetale (spessore variabile da 0.50 a 2.00 m)	
		Depositi rimaneggiati - Argille rimaneggiate (Frana) (spessore pari a 3.50-4.00 m) $\varphi' = 17^\circ, C' = 00,0 \text{ kN/m}^2, = 17 \text{ kN/m}^3.$	
		Argille Flysch Numidico - Frazione inalterata $\varphi' = 25^\circ, C' = 20,0 \text{ kN/m}^2, = 20 \text{ kN/m}^3.$	

Immagine 1.3 – Colonna stratigrafica n.1



		COLONNA STRATIGRAFICA TIPO 2 (Area impianto)	
Stratigrafia	Profondità	Descrizione	
		Terreno vegetale (spessore variabile tra 1.00 - 2.00 m)	
		Sabbie limose e limi sabbiosi - Detrito di falda (spessore variabile tra 4-5 m) $\varphi' = 24^\circ, C' = 00,0 \text{ kN/m}^2, = 17 \text{ kN/m}^3$.	
		Argille e peliti sabbiose - Frazione alterata - Fm. Castellana (spessore variabile tra 3-4 m) $\varphi' = 21^\circ, C' = 20,0 \text{ kN/m}^2, = 19 \text{ kN/m}^3$.	
		Argille - Frazione inalterata - Fm. Castellana $\varphi' = 23^\circ, C' = 20,0 \text{ kN/m}^2, = 20 \text{ kN/m}^3$.	

Immagine 1.4 – Colonna stratigrafica n.2

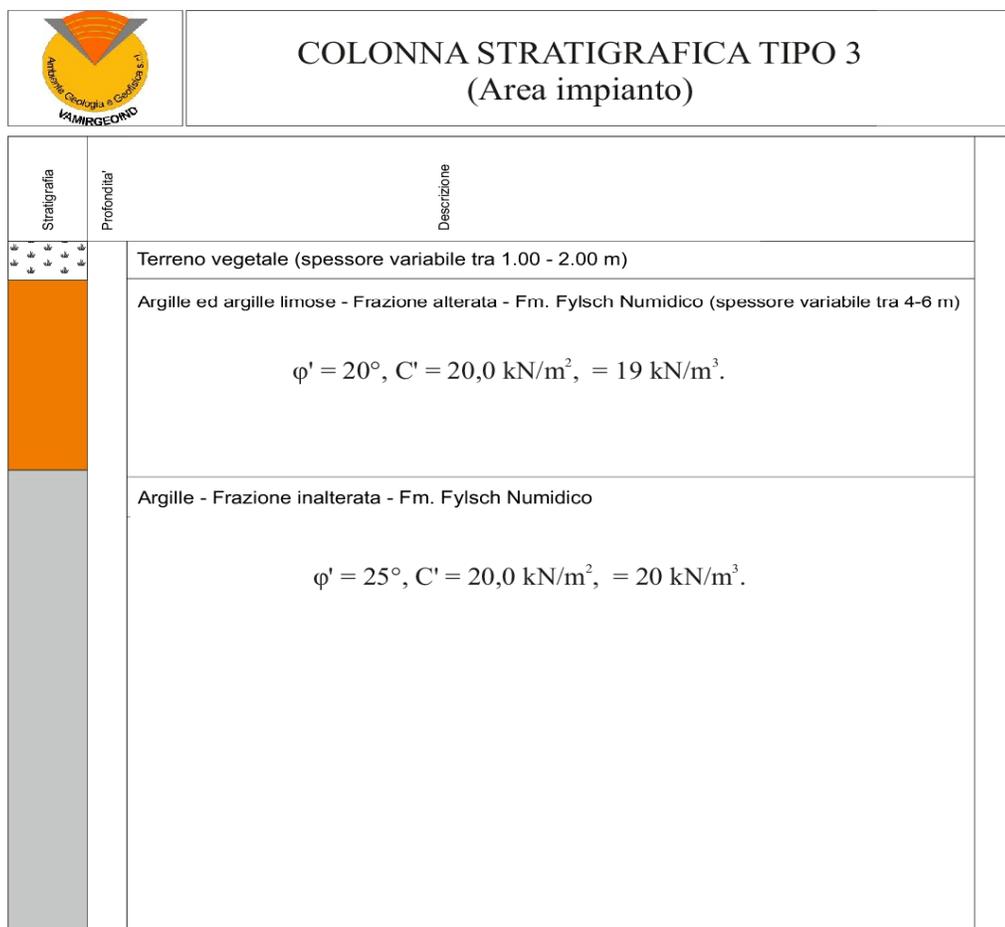


Immagine 1.5 – Colonna stratigrafica n.3



		COLONNA STRATIGRAFICA TIPO 4 (Area impianto)	
Stratigrafia	Profondità	Descrizione	
↓ ↓ ↓ ↓ ↓ ↓ ↓ ↓		Terreno vegetale (spessore variabile tra 1.00 - 2.00 m)	
		Argille e peliti sabbiose - Frazione alterata - Fm. Castellana (spessore variabile tra 3-4 m) $\varphi' = 21^\circ, C' = 20,0 \text{ kN/m}^2, = 19 \text{ kN/m}^3$	
		Argille - Frazione inalterata - Fm. Castellana $\varphi' = 23^\circ, C' = 20,0 \text{ kN/m}^2, = 20 \text{ kN/m}^3$	

Immagine 1.6 – Colonna stratigrafica n.4



		COLONNA STRATIGRAFICA TIPO 5 SOTTOSTAZIONE	
Stratigrafia	Profondità	Descrizione	
		Terreno vegetale (spessore variabile da 0.50 a 2.00 m)	
		Argille alterate - Fm. Tavernola (spessore variabile tra 5.00 - 7.00 m) $\varphi' = 28^\circ, c' = 25 \text{ kN/m}^2, \gamma = 19,0 \text{ kN/m}^3.$	
		Argille inalterate - Fm. Tavernola $\varphi' = 30^\circ, c' = 30 \text{ kN/m}^2, \gamma = 20,0 \text{ kN/m}^3.$	

Immagine 1.7 – Colonna stratigrafica n.5



1.2.2 Inquadramento geo-morfologico ed idrogeologico

“Da un punto di vista geomorfologico, l’area vasta in cui sono ubicate le opere in progetto può essere divisa in tre settori:

- *un settore occidentale caratterizzato da un habitus geomorfologico piuttosto irregolare e contraddistinto dall’affioramento dei terreni riferibili alla frazione conglomeratica della Fm. Terravecchia,*
- *un settore ad habitus geomorfologico regolare, caratterizzato da rilievi dolci e mammellonati dove prevalgono i litotipi argillosi e sabbiosi della stessa formazione con frequenti fenomeni geodinamici sia attivi che quiescenti anche di notevoli proporzioni,*
- *una zona di fondovalle stabile dove affiorano i termini alluvionali recenti e terrazzati caratterizzati dalla presenza di limi sabbiosi, sabbie e ghiaie.*

Questa marcata differenziazione di origine “strutturale” viene ulteriormente accentuata dalla cosiddetta “erosione selettiva”, ossia dalla differente risposta dei terreni agli agenti morfogenetici, che nel sistema morfoclimatico attuale sono dati essenzialmente dalle acque di precipitazione meteorica e da quelle di scorrimento superficiale.

Le litologie più coerenti vengono erose in misura più ridotta e tendono, quindi, a risaltare nei confronti delle circostanti litologie pseudo-coerenti o incoerenti.

I processi morfodinamici prevalenti nel sistema morfoclimatico attuale vedono, infatti, come agente dominante l’acqua, sia per quanto riguarda i processi legati all’azione del ruscellamento ad opera delle acque selvagge, che per i processi di erosione e/o sedimentazione operati dalle acque incanalate.

Sono essenzialmente i processi fluviali quelli che hanno esplicato e tutt’ora esplicano un ruolo fondamentale nell’evoluzione geomorfologica dell’area.

Per quanto riguarda i processi fluviali, il reticolato idrografico risulta organizzato in maniera abbastanza indipendente da discontinuità iniziali, con un pattern molto articolato dove affiorano i materiali fini da poco permeabili ad impermeabili, mentre diventa poco articolato in corrispondenza delle aree caratterizzate dalla presenza di litologie conglomeratiche permeabili, come desumibile dal rilievo aereo fotogeologico.

Per quanto concerne le forme di dissesto legate ai movimenti franosi eventualmente presenti nei versanti interessati dalle opere in progetto, si mette in evidenza che tramite i rilievi di superficie, integrati dallo studio delle fotografie aeree del territorio e dall’analisi del PAI, non sono state individuate aree di progetto coinvolte da fenomeni geodinamici eccetto che una area ubicata settore centrale dell’impianto e una limitata area nel sottocampo posto a sud (come visibile nella carta geomorfologica di dettaglio allegata a fine capitolo).

In particolare, si tratta di dissesti riferibili a “Scivolamenti” inattivi e quiescenti con grado di pericolosità P2



(Livello medio) – Rischio R2 (Rischio medio).

Si mette in evidenza che l'area limitrofa al sottocampo posto a sud dell'impianto, ma che interferisce con l'area in studio, è interessata da un dissesto riferibile a franosità diffusa, attiva con grado di pericolosità medio (P2).

Nelle aree limitrofe a nord all'impianto si rinvennero n. 4 dissesti, così come cartografate dal P.A.I. e presenti nella "Carta dei dissesti" allegata fuori testo" classificati come:

- a) n. 3 scivolamenti, inattivo con pericolosità media (P2);*
- b) n. 1 colata lenta, inattiva con pericolosità modesta (P1);*

Detti dissesti non possono interessare le aree dell'impianto in quanto le prime sono localizzate sul versante opposto separato dallo spartiacque e la seconda appare stabilizzata e confluisce sull'impluvio limitrofo.

Dal rilievo geomorfologico di dettaglio eseguito lungo il tracciato del cavidotto scelto durante la prima ipotesi di progetto, sono state individuate n. 4 frane cartografate dal P.A.I. e riconducibili a:

- 1) Colamenti lenti, attivi con pericolosità media (P2);*
- 2) Frana complessa, quiescente con pericolosità moderata (P1);*
- 3) Scivolamento, attivo con pericolosità elevata (P3);*
- 4) Area a franosità diffusa, attiva con pericolosità media (P2).*

Inoltre, sono stati mappati n. 9 dissesti di cui alcuni di una certa entità riferibili a scivolamenti, scorrimenti, deformazioni superficiali attivi come visibile dallo stralcio e dalle foto allegate.

Sulla base di questi dati il Committente ha deciso di cambiare il tracciato del cavidotto non interessando in alcun modo aree in dissesto.

Detti dissesti sopra descritti, sono legati esclusivamente all'azione delle acque ed alla pendenza medio-bassa dei versanti in quanto la coltre superficiale si imbibisce durante i periodi di piogge prolungate e tende a muoversi sia pure con movimenti di massa lenti.

Per quanto riguarda gli "Scivolamenti" inattivi e quiescenti con grado di pericolosità P2 (Livello medio) – Rischio R2 (Rischio medio) si rappresenta che tale classificazione non è ostativa alla realizzazione dell'impianto in progetto come meglio specificato dalle Norme Tecniche di Attuazione del PAI - Capitolo 11 all'Articoli 22 e 23.

Si rimanda alla relazione geologica per le valutazioni di intervento relative alle aree predette.



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 San Cipirello in provincia di Palermo, presso la c/da Percianotta con quote variabili tra 350 e i 470 metri sul livello del mare.

Il progetto di parco agrovoltaiico prevede 6 lotti, che insistono su zona agricola, per un'area totale di circa 77,84 ha comprensivi di:

- Area occupazione tracker 23,84 ha ca. pari a circa il 30,68% circa della superficie disponibile;
- Area fascia arborata di 10 m. di separazione e protezione: 9,96 ha ca.;
- Area fasce di 10 m contermini agli impluvi: 1,93 ha ca.;
- Superficie coltivata come da Relazione Agrovoltaiico.

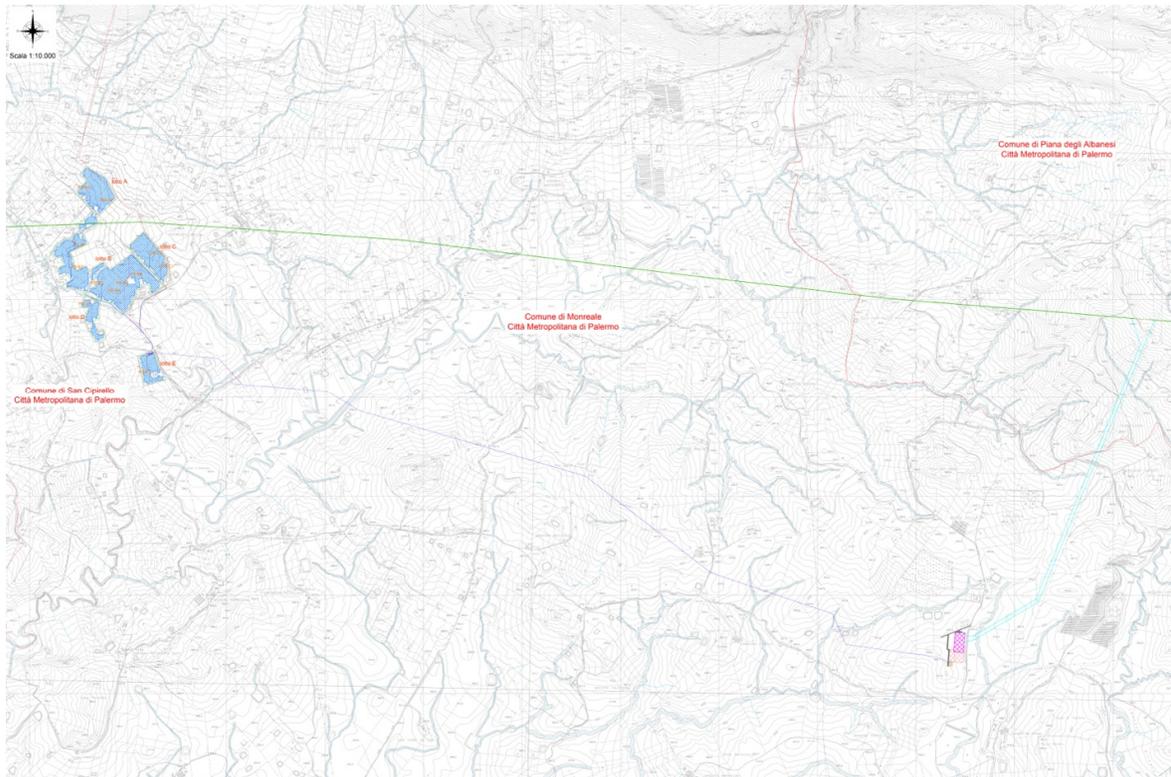


Figura 4.1 Layout impianto fotovoltaico su CTR

Nell'area di installazione delle strutture di sostegno dei pannelli fotovoltaici si prevede un piano di rotazione colturale che vede l'avvicinarsi sulle medesime superfici colture ortive a pieno campo (carciofo, pomodoro, melone, zucca) ed erbai mediante la semina di un mix di specie miglioratrici quali le leguminose da granella e da foraggio (Sulla, Veccia, Trifoglio, Erba medica).

L'impianto fotovoltaico in oggetto sarà composto da un totale di 92.288 moduli fotovoltaici, suddivisi in 12 sottocampi, in silicio monocristallino di tipo "n", bifacciali, con tecnologia TOP Con di potenza nominale di 580 W ciascuno.

L'inclinazione e l'orientamento dei moduli variano in modo che il piano della superficie captante sia il più possibile perpendicolare ai raggi solari durante il moto apparente del sole nell'arco della giornata. Ciò avviene grazie all'utilizzo di una struttura porta moduli montata su un asse disposto orizzontalmente lungo una direttrice nord-sud, che esegue una rotazione giornaliera da Est a Ovest in base alla posizione del sole (inseguitori di rotolio). Il movimento è ottenuto tramite motoriduttori auto-alimentati in corrente continua prelevata dagli stessi pannelli montati sull'inseguitore. La distanza tra due strutture contigue è tale da evitare fenomeni di ombreggiamento ed è pari a 9,50 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. Per evitare il problema degli ombreggiamenti reciproci che con file di questi inseguitori si verificerebbero all'alba e al tramonto, viene impiegata la cosiddetta tecnica del *backtracking*: i moduli seguono il movimento del Sole solo nelle ore centrali del giorno, invertendo il movimento a ridosso dell'alba e del tramonto, quando raggiungono un allineamento perfettamente orizzontale.

Per raggiungere le tensioni e le correnti di innesco degli inverter, i moduli saranno collegati in serie per formare una stringa, che, a sua volta sarà collegata in parallelo con altre stringhe all'interno di quadri elettrici di campo chiamati *string-box*, che hanno funzioni anche di sezionamento e protezione. Da qui l'energia viene 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 media tensione a 30.000 V dell'energia prodotta.

L'impianto è costituito da 12 sottocampi collegati in anello in media tensione, ognuno dei quali avrà una power station.

Da qui verrà addotta all'area di accumulo della capacità di 24 MW/h, per l'accumulo di parte dell'energia prodotta. L'area conterrà 8 container che alloggeranno le batterie di accumulo, 4 container per gli inverter e un locale di controllo, tutti posti all'interno di container prefabbricati in acciaio delle dimensioni standard di 12,15x2,44 m.

Successivamente l'energia verrà convogliata alla Stazione Utente 30/36 kV di collegamento in antenna alla RTN, con un cavo interrato AT a 36 kV ad uno stallo posto all'interno dell'ampliamento a 36 kV della nuova stazione RTN "Monreale 3".

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. L'energia prodotta verrà convogliata in parte per mezzo di un cavidotto interrato, fino al sistema di accumulo, e in parte con un elettrodotto aereo in doppia terna di cavi, sino alla cabina di trasformazione posta all'interno della Stazione Utente, per una lunghezza di circa 9,000 km, come riportato nell'elaborato "07 - Schemi elettrici impianto FV". Tale soluzione si è resa necessaria per garantire il più possibile la continuità di servizio di una linea elettrica di pubblica utilità, come quella in progetto, lungo un percorso caratterizzato da numerosi fronti di frana, lungo i quali una soluzione interrata sarebbe di difficile applicazione.

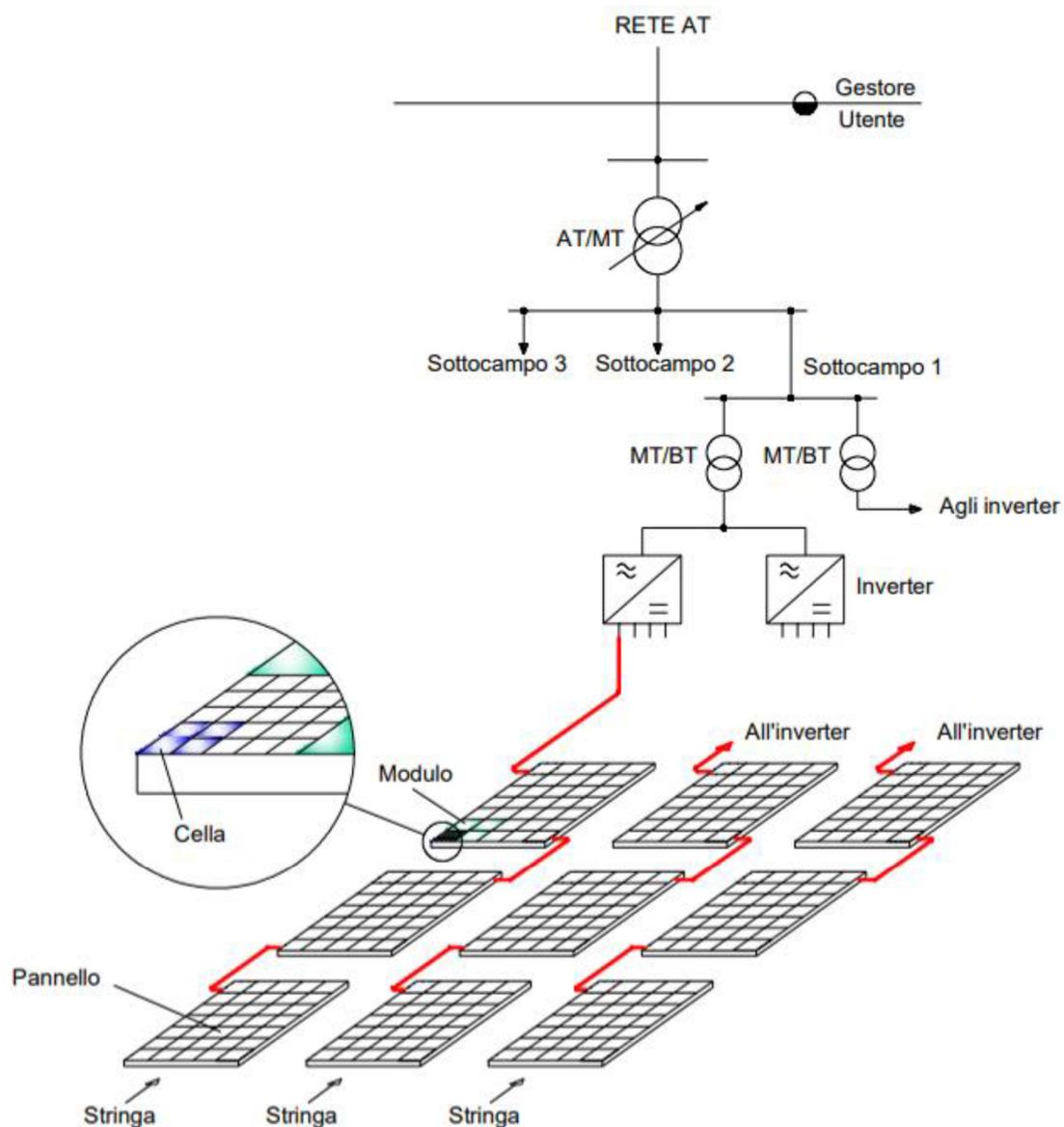


Figura 4.2 schema funzionale dell'impianto fotovoltaico

Nella tabella seguente si riportano i dati principali dell'impianto.



DATI DI PROGETTO			
Strutture di sostegno n.112 moduli fv		Inverter 4300	
Tipologia strutture	Inseguimento monoassiale	Tipologia	centralizzati
numero strutture isolate	709	Numero in progetto	4
Inclinazione falda	da -55° a +55°	Potenza max AC	4.299 KW
Interasse	9,50 m	Tensione max DC	1.500 V
		Tensione in AC nominale	630 V
Strutture di sostegno n.84 moduli fv		Inverter 4700	
Tipologia strutture	Inseguimento monoassiale	Tipologia	centralizzati
numero strutture isolate	72	Numero in progetto	1
Inclinazione falda	da -55° a +55°	Potenza max AC	4.709 KW
Interasse	9,50 m	Tensione max DC	1.500 V
		Tensione in AC nominale	690 V
Strutture di sostegno n.56 moduli fv		Power station 4.100 kVA	
Tipologia strutture	Inseguimento monoassiale	Tipologia power station	centralizzato
numero strutture isolate	122	numero in progetto	7
Inclinazione falda	da -55° a +55°	Taglie di potenza	4.095 KVA
Interasse	9,50 m	Installazione	in container prefabbricato
Pannelli		Power station 4.300 kVA	
Tipologia pannelli	silicio monocristallino	Tipologia power station	centralizzato
Numero in progetto	92.288	numero in progetto	4
Potenza di picco pannello	580 Wp	Taglie di potenza	4.299 KVA
Tolleranza potenza	0/+5%	Installazione	in container prefabbricato
Efficienza modulo	22,50%		
Inverter 4100		Power station 4.700 kVA	
Tipologia	centralizzati	Tipologia power station	centralizzato
Numero in progetto	7	numero in progetto	1
Potenza max AC	4.095 KW	Taglie di potenza	4.709 KVA
Tensione max DC	1.500 V	Installazione	in container prefabbricato
Tensione in AC nominale	600 V		
		Dati impianto	
		Potenza di picco generatore FV	53,527 MWp
		Potenza nominale impianto AC	50,340 MW

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 somma delle potenze nominali degli inverter installati è 50,57 MW e il fattore DC/AC medio di impianto è pari a 1,06.

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.

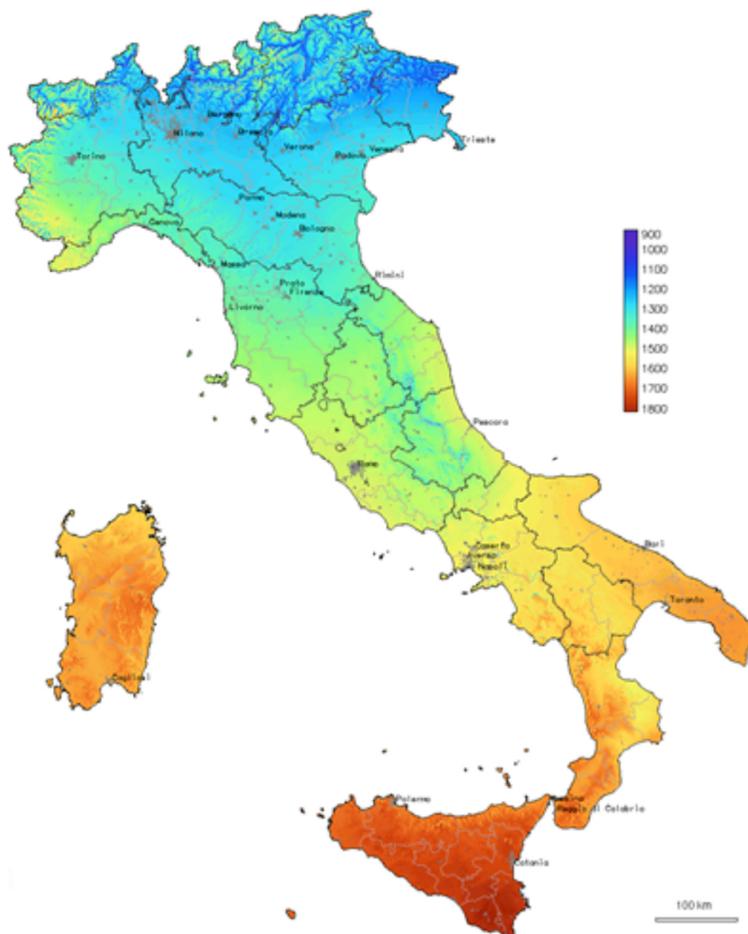


Fig. 5.1 Irraggiamento medio annuo in Italia

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.



Impianto Fotovoltaico "PV San Cipirello"									
Lotto	Sottocampo	Tracker 112 pannelli	Tracker 84 pannelli	Tracker 56 pannelli	n. pannelli	potenza pannello (W)	potenza di picco (KW)	potenza power station	Stima produzione sttcampo (MWh)
A	A1	62	5	10	7.924	580	4.595,92	4.299	7.996
	A2	64	5	5	7.868	580	4.563,44	4.299	7.996
B - C	B1	50	7	25	7.588	580	4.401,04	4.095	7.617
	B2	58	7	8	7.532	580	4.368,56	4.095	7.617
	B3	59	9	9	7.868	580	4.563,44	4.299	7.996
	B4	60	8	6	7.728	580	4.482,24	4.095	7.617
	B5	69	2	1	7.952	580	4.612,16	4.299	7.996
	B6	62	1	9	7.532	580	4.368,56	4.095	7.617
	C1	59	6	6	7.448	580	4.319,84	4.095	7.617
C	C2	70	4	8	8.624	580	5.001,92	4.709	8.759
D	D1	49	10	22	7.560	580	4.384,80	4.095	7.617
E	E1	47	8	13	6.664	580	3.865,12	4.095	7.189
		709	72	122	92.288		53.527,04	50.570	93.632,62

Tabella 5.1 Produzione stimata suddivisa per sottocampo

Il totale stimato di energia prodotta e immessa in rete per l'intero impianto è pari a 93,632 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 580 Wp, Tipo Suntech Ultra V pro STP580S.C72/Nsh+.

- MAX POWER $P_m(W)$: 580W
- MAX-POWER VOLTAGE $V_m(V)$: 42,68V
- MAX-POWER CURRENT $I_m(A)$: 13,59 A
- MAX SYSTEM VOLTAGE (VDC) : 1500 V
- MODULES DIMENSIONS : 1134x2278x30 mm
- WEIGHT : 32,0 kg

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 di 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 in cc: 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.

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 e le perdite di sistema.

Il progetto prevede l'installazione di 12 inverter distribuiti all'interno dei campi fotovoltaici per poter minimizzare le lunghezze dei cavi utilizzati e connessi tra di loro in una rete interna di media tensione.

Gli inverter scelti sono GAMESA ELECTRIC PV STATION, modello Proteus, delle seguenti potenze nominali 4.095 kVA, 4.299 kVA e 4.709 kVA.



Figura 6.2 – Vista 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	Proteus PV 4.100	Proteus PV 4.300	Proteus PV 4.700
Potenza nominale AC	4095 kVA	4299 kVA	4709 kVA
Tensione max (VDC)	1500 V	1500 V	1500 V
Tensione AC	600 V	630 V	690 V
Frequenza di rete nominale	50 Hz	50 Hz	50 Hz
Grado protezione quadro	IP 55 class 1	IP 55 class 1	IP 55 class 1
Dimensione (mm.)	4.325x2.250x1.022	4.325x2.250x1.022	4.325x2.250x1.022

Il progetto prevede, come già detto, 12 sottocampi. Ogni sottocampo comprende una power station in cui è installato n.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 28 moduli fotovoltaici in serie.

6.1.4. Power station

All'interno dell'impianto sono previste 12 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 MT 30 kV e convogliare l'energia su una linea unica. La cabina conterrà il quadro di gestione delle linee bT, gli inverter, il trasformatore bT/MT e il quadro MT per la gestione delle linee di trasmissione dell'energia alla stazione elettrica di consegna.

Per l'impianto in oggetto si è previsto di impiegare delle soluzioni preassemblate per l'alloggio dei trasformatori bT/MT e delle apparecchiature di campo. In particolare, si sono scelte power station tipo GAMESA ELECTRIC PV STATION, delle seguenti potenze nominali n. 7 di 4.095 kVA, n. 4 di 4.299KVA, n. 1 di 4.709 kVA.

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

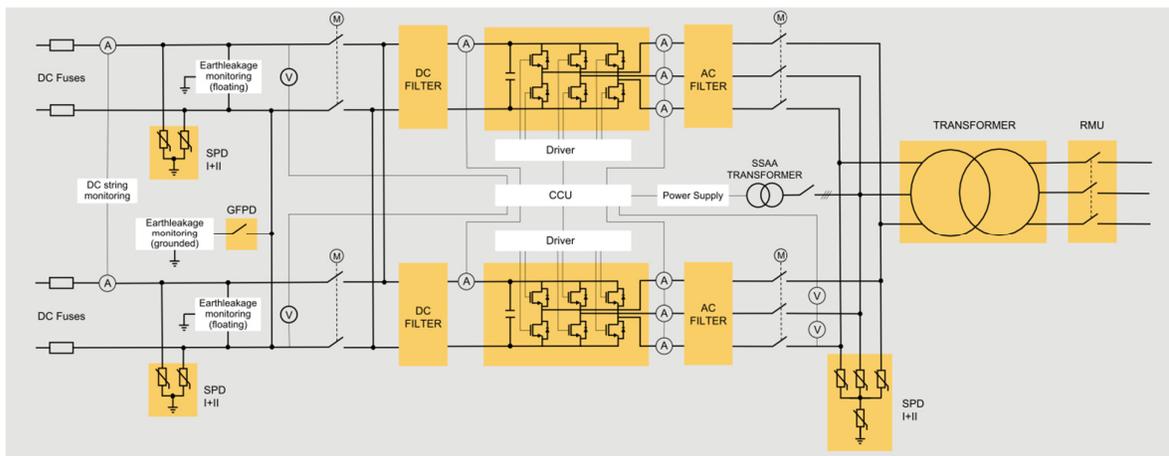


Figura 6.3 – Schema impianto fotovoltaico con power station

Questa cabina pre-assemblata contiene tutte le apparecchiature necessarie per la gestione delle linee in corrente continua, degli inverter, la trasformazione da 600/690 V a 30.000 V della tensione e la gestione delle linee MT. La potenza nominale di ogni trasformatore installato, a seconda della porzione dell'impianto servito, sarà di:

Power station	1xProteus PV 4.100	1xProteus PV 4.300	1xProteus PV 4.700
Potenza nominale AC	4095 kVA	4299 kVA	4709 kVA
Tensione lato bT	600 V	630 V	690 V
Tensione lato MT	< 34,5 kV	< 34,5 kV	< 34,5 kV
Tipologia trasformatore	ONAN	ONAN	ONAN
Potenza trasformatore	4200 kVA	4500 kVA	4900 kVA
Materiale spire	alluminio	alluminio	alluminio
Tensione nominale interruttori MT	36,0 kV	36,0 kV	36,0 kV
Corrente nominale interruttori MT	600 A	630 A	690 A
Standard costruttivi	IEC 60076, IEC 61439-1, IEC 62271-200, IEC 62271-202		

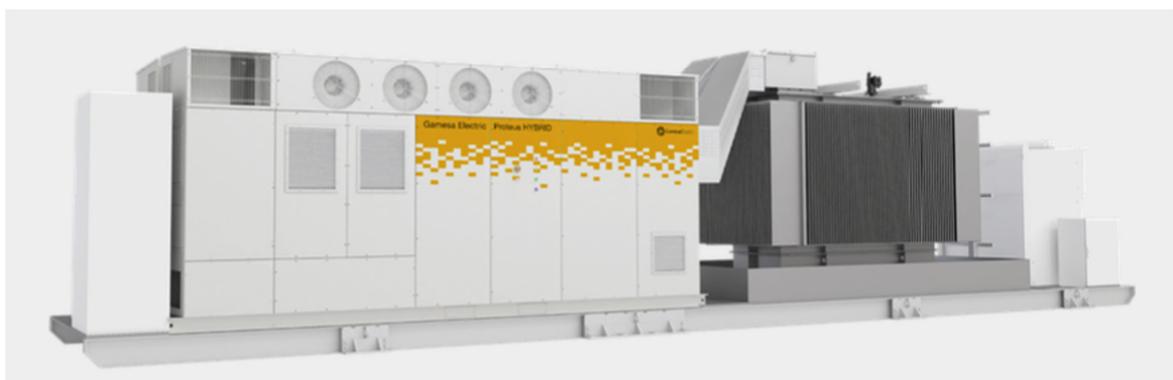


Figura 6.4 – Vista Power station tipo

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

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



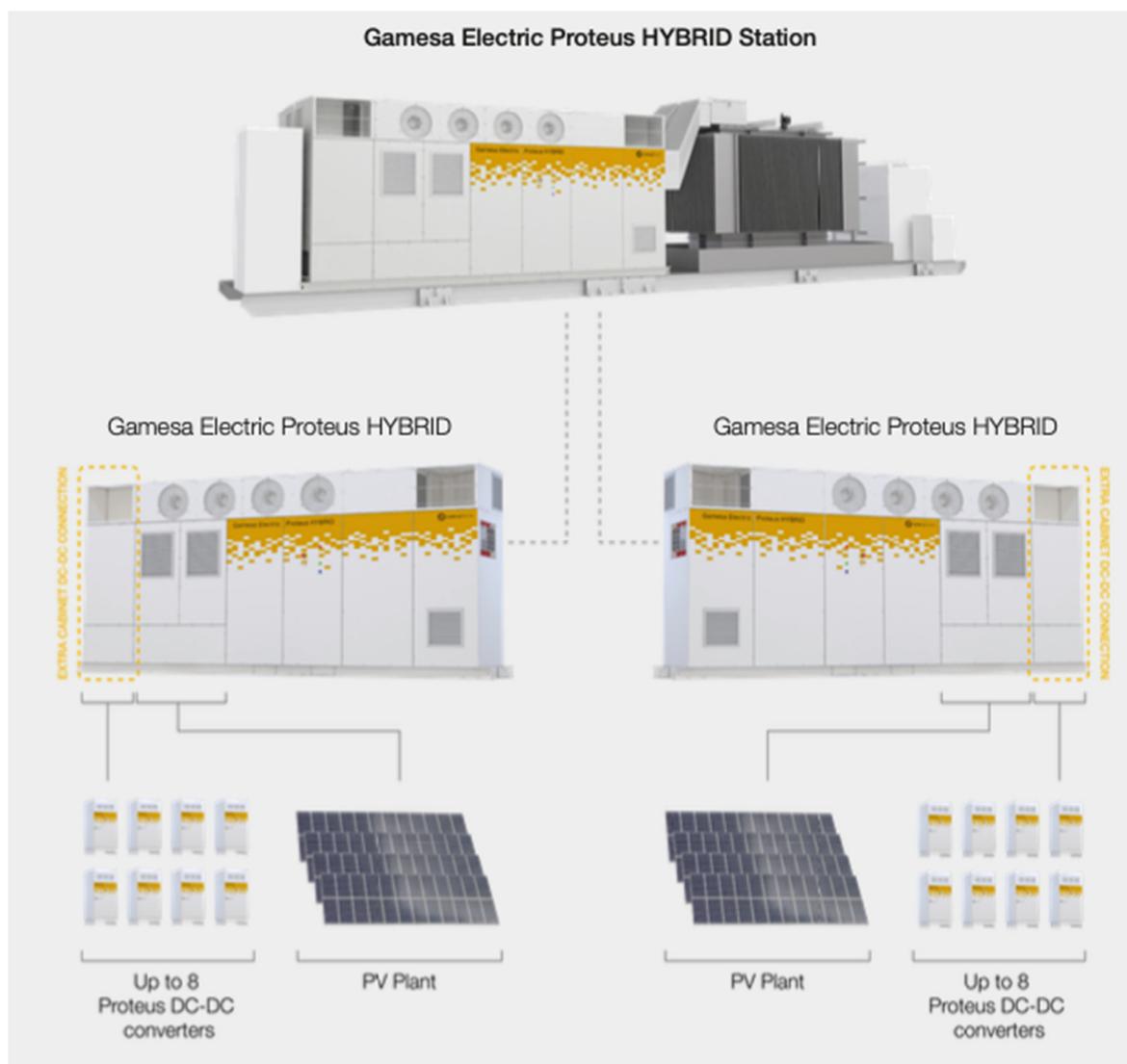
e sottocampo.

Impianto Fotovoltaico "PV San Cipirello"														
Lotto	Sottocampo	Tracker 112 pannelli	Tracker 84 pannelli	Tracker 56 pannelli	n. pannelli	potenza pannello (W)	potenza di picco (KW)	potenza power station	Numero stringhe	Numero pannelli per stringa	Numero string box Tipo A	Numero stringhe nella stringbox tipo A	Numero string box Tipo B	Numero stringhe nella stringbox tipo B
A	A1	62	5	10	7.924	580	4.595,92	4.299	283	28	18	15	1	13
	A2	64	5	5	7.868	580	4.563,44	4.299	281	28	18	15	1	11
B - C	B1	50	7	25	7.588	580	4.401,04	4.095	271	28	16	16	1	15
	B2	58	7	8	7.532	580	4.368,56	4.095	269	28	17	15	1	14
	B3	59	9	9	7.868	580	4.563,44	4.299	281	28	18	15	1	11
	B4	60	8	6	7.728	580	4.482,24	4.095	276	28	18	15	1	6
	B5	69	2	1	7.952	580	4.612,16	4.299	284	28	18	15	1	14
	B6	62	1	9	7.532	580	4.368,56	4.095	269	28	17	15	1	14
	C1	59	6	6	7.448	580	4.319,84	4.095	266	28	17	15	1	11
C	C2	70	4	8	8.624	580	5.001,92	4.709	308	28	20	15	1	8
D	D1	49	10	22	7.560	580	4.384,80	4.095	270	28	18	15	0	0
E	E1	47	8	13	6.664	580	3.865,12	4.095	238	28	15	15	1	13
		709	72	122	92.288		53.527,04	50.570	3.296		210		11	

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 ibridi, adatti per i sistemi storage, verrà convogliata l'energia in appositi accumulatori. Le apparecchiature previste per la trasformazione dell'energia sono degli inverter per batterie tipo GAMESA Proteus PCS-E con potenza nominale 4180 KVA. I sistemi previsti per l'accumulo dell'energia sono degli Storage Libess Container 40 Piedi 3Mwh. La capacità nominale di accumulo dello storage sarà di 24 MWh.



6.2. CONNESSIONE ALLA RTN

La Soluzione Tecnica Minima Generale elaborata da Terna, prevede che il Progetto venga collegato antenna a 36 kV con una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) 220/36 kV della RTN, da inserire in entra - esce sulla linea 220 kV RTN "Partinico - Ciminna".

La SE avrà doppio sistema di sbarre e sezioni di utenza, con relativi edifici tecnici adibiti al controllo e alla misura dell'energia prodotta ed immessa in rete.

Gli impianti di connessione alla RTN sono stati progettati in conformità al suddetto Preventivo 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 in Stazione Elettrica dall'altro.

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 MT aereo a tensione di 30 kV di connessione tra l'impianto di produzione e la stazione di consegna del produttore;
- Stazione di trasformazione e consegna produttore 30/36 kV;
- Cavidotto AT interrato a tensione di 36 KV di connessione tra la stazione di consegna del produttore e lo stallo di arrivo produttore in Stazione Elettrica;

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

- Nuova Stazione Elettrica (NSE) di Trasformazione a 220/36 kV, che conterrà lo stallo di arrivo produttore a 36 KV;
- Raccordi AT 220 kV alla linea "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.

Gli impianti per la connessione del presente impianto fotovoltaico sono previsti sulle particelle riportate di seguito:

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, 65, 152, 11, 68, 162

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, lungo un asse orizzontale disposto in direzione nord-sud.

Si prevede di utilizzare tracker di diverse lunghezze, rispettivamente da 112, 84 e 56 moduli fotovoltaici. Ogni tracker sarà indipendente e verrà movimentato mediante un unico motore elettrico.

I tracker avranno un interasse in direzione est-ovest 9,50 m.

La dimensione massima delle strutture in direzione nord-sud sarà rispettivamente di circa 67,12 m. per quelli da 112 moduli, di circa 48,70 m. per quelli da 84 moduli e di circa 32,60 m. per quelli da 56 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.



Immagine 4.1 Tipologia di struttura di sostegno moduli

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.

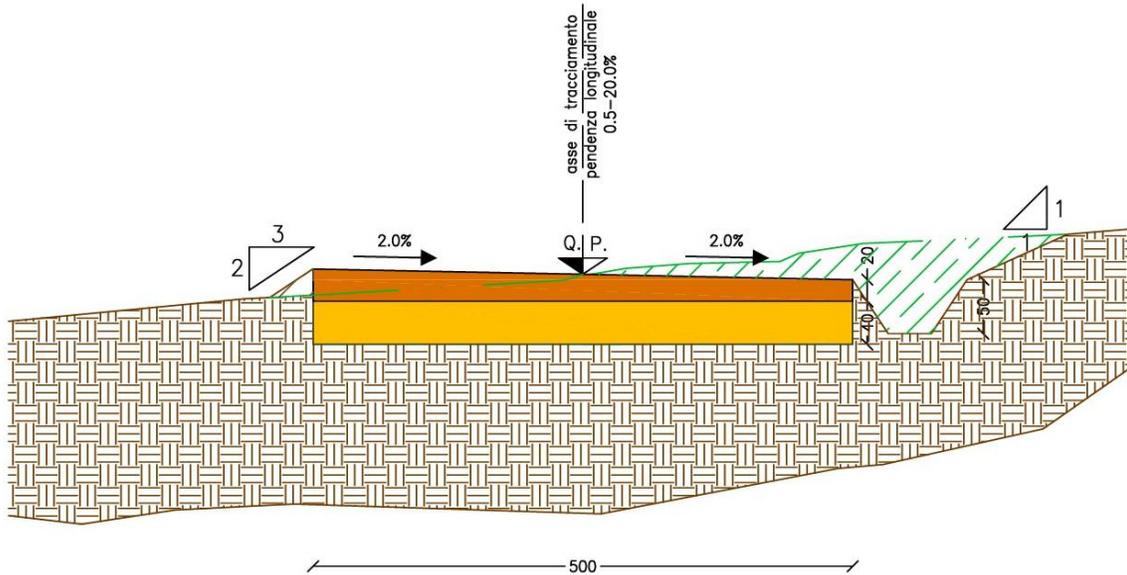
In fase esecutiva, a seguito di approfondimento geologico, si potrà optare per una fondazione più superficiale o più profonda, con eventuale pre-foro.

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 acciaio zincato, scorrevoli, con travi e pilastri in acciaio zincato.

Sarà inoltre dotato di un sistema d'illuminazione e di video sorveglianza perimetrale, nonché di un sistema di barriere a microonde perimetrali 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 5 m, formate da uno strato inferiore di tout-venant di circa 0,40 m. e di uno superiore di misto granulometrico compattato permeabile di circa 0,20 m., al fine di favorire l'accesso dei mezzi, sia in fase di costruzione che di successiva manutenzione.



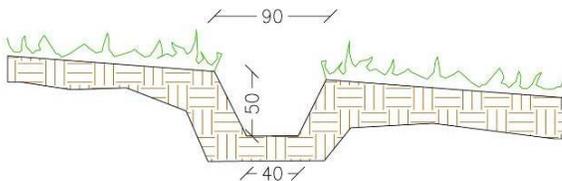
Per quanto riguarda la viabilità esterna, si prevede di realizzare, ove mancante, o risistemare, ove presente, le strade di accesso ai lotti, formate da uno strato inferiore di tout-venant e di uno superiore di misto granulometrico compattato permeabile.

6.3.3. Opere idrauliche

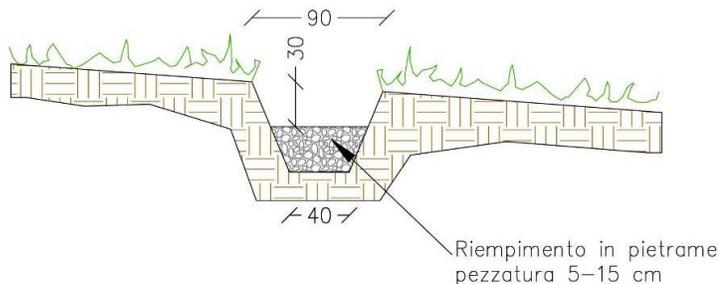
Dove necessario, al fine di consentire un corretto smaltimento e deflusso delle acque meteoriche, verranno realizzate delle opere idrauliche, consistenti in cunette, tombini e tubi drenanti.

Le cunette saranno di tre tipi:

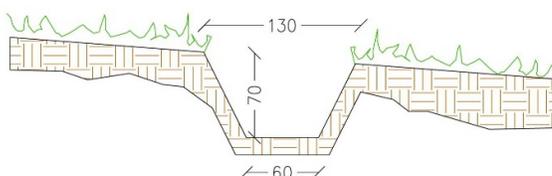
- tipo C1: a sezione trapezia di dimensioni 0,40x0,90x0,50 m.;



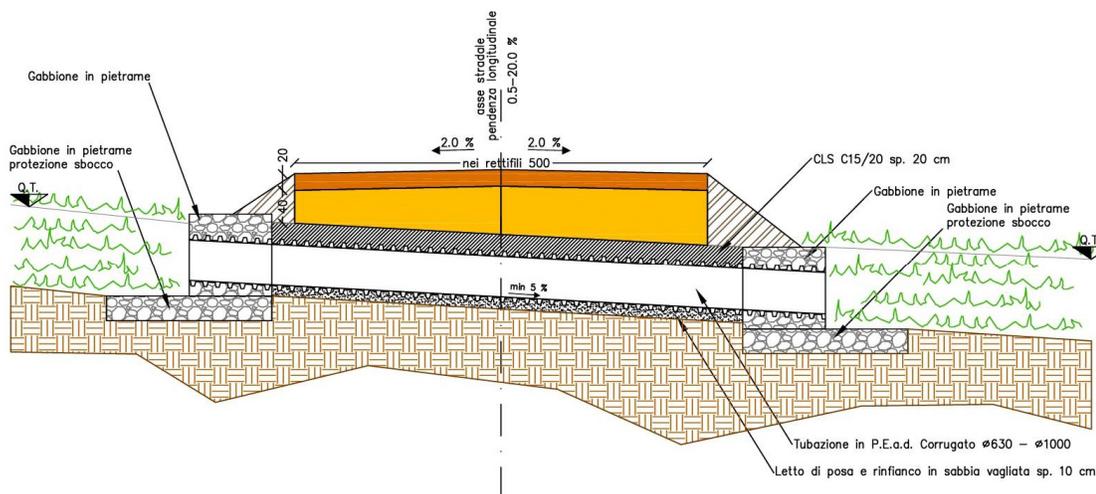
- tipo C2: a sezione trapezia di dimensioni 0,40x0,90x0,50 m., con un riempimento di 0,20 m. in pietrame;



- 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 media tensione con una tensione di esercizio a 30 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.

Il cavidotto MT sarà posato interrato nei tratti di collegamento delle power station con la cabina di smistamento. Da tale cabina si realizzerà un cavidotto aereo di collegamento con la stazione produttore.

La sezione dei cavi di collegamento tra l'impianto di produzione e la stazione produttore è stata calcolata in modo da essere adeguata alla corrente transitante nelle condizioni di funzionamento alla potenza nominale degli impianti.

I cavi prescelti, per i tratti interrati, sono del tipo unipolare, con conduttori in alluminio, schermo metallico e guaina in PVC. Si riportano di seguito le caratteristiche tecniche del cavo tipo ARE4H1RX 18/30 KV scelto.

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 MT 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.

La lunghezza del cavidotto interrato sarà di circa 5.700 ml.

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 MT 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 collocata 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



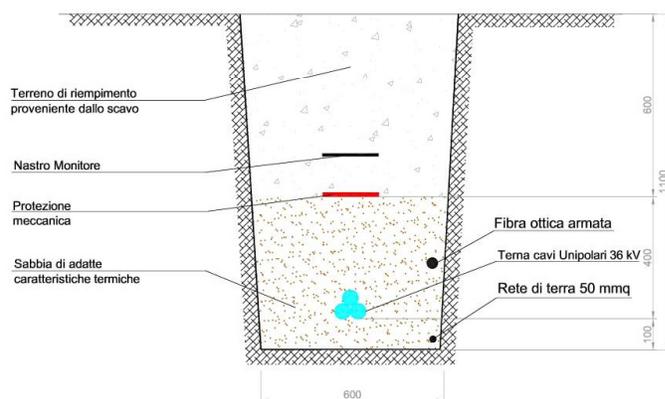
la sottofondazione stradale. La chiusura dello scavo avverrà con uno strato di binder di spessore di 7 cm e lo strato finale di usura di spessore di 3 cm.

La larghezza dello scavo su strada asfaltata sarà compresa tra i 60 e i 80 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.

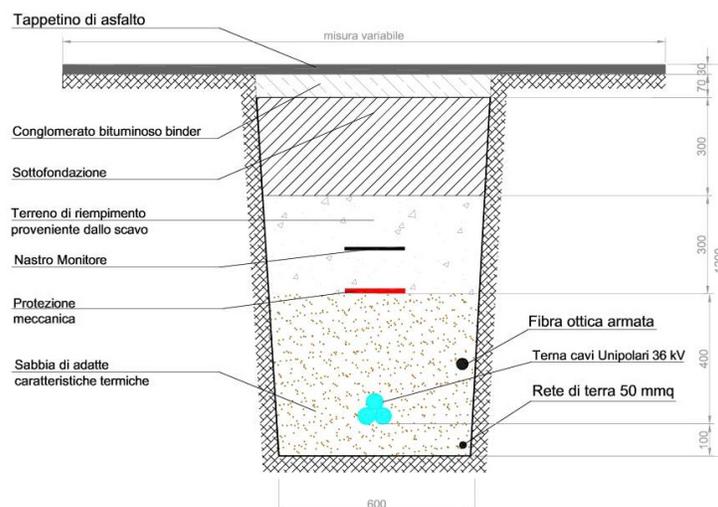
TRINCEA PER UN CAVO SU STRADA STERRATA O TERRENO AGRICOLO

Sezione tipo 1B





TRINCEA PER UN CAVO SU STRADA ASFALTATA Sezione tipo 1A



I cavi scelti, per il collegamento dalla cabina di smistamento con la cabina di consegna, saranno terne di cavi unipolari, con conduttori in alluminio e acciaio nudi. La tipologia sarà ACSR fi 31,5 mm.

La linea aerea composta da una doppia terna di cavi sarà posata su tralicci in acciaio di altezza dal suolo di 20 m.

I tralicci avranno le fondazioni in c.a. a plinto isolato. La struttura in elevazione sarà intelaiata con barre collegate mediante bulloni.

Le 2 terne avranno la configurazione a fasi sovrapposte e posate sui due lati del traliccio.

6.3.5. Edificio Utente

All'interno della stazione utente di collegamento saranno ubicati tre edifici prefabbricati della "DREN SOLARE 11 s.r.l." destinati alle apparecchiature:

1. Cabina quadri MT/AT che conterrà il trasformatore e i quadri MT e 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 apparsi 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 cassetteria 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 rinfiacate 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:

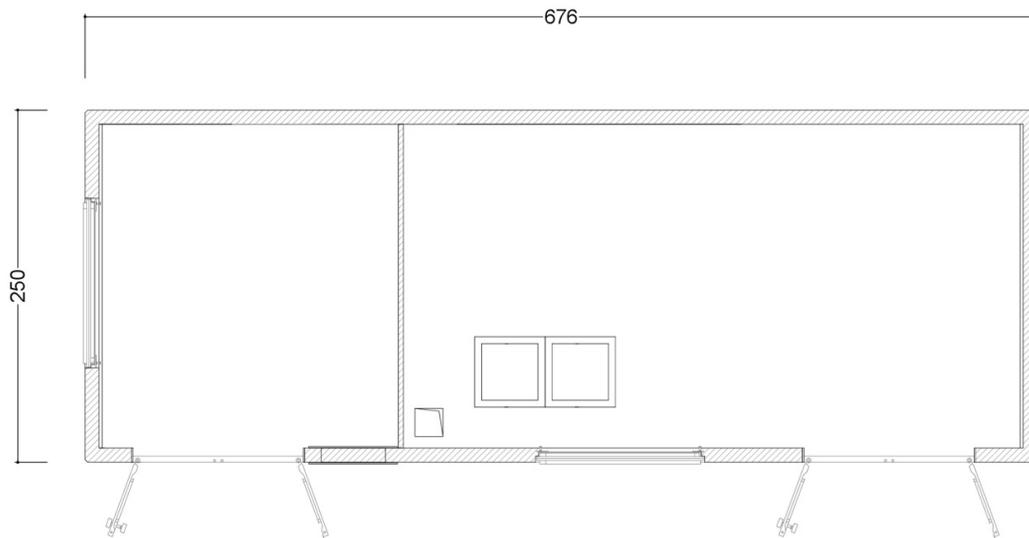


Figura 5.2.8.1.1 – locale utente a servizio degli impianti di utenza per la connessione

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

6.3.6. Stazione Elettrica Satellite

La Soluzione Tecnica Minima Generale elaborata da Terna, prevede 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 Ducotto 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, 65, 152, 11, 194, 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 $P_{cc} > 0.85P_{nom} I_{Istc}$• Prestazione sezione conversione statica $P_{ca} > 0.9P_{CC}$ <p>Dove:</p> <p>P_{cc} = Potenza in kW misurata all'uscita del generatore con precisione migliore del 2%</p> <p>P_{nom} = Potenza in kW somma delle potenze di targa dei moduli installati</p> <p>I = Irraggiamento in W/m^2 misurato sul piano dei moduli con precisione migliore del 3%</p> <p>I_{Istc} = valore di riferimento in W/m^2 pari a 1000</p> <p>P_{ca} = Potenza attiva in kW all'uscita del convertitore con precisione migliore del 2%</p>

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 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/MT.

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 analogo 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.

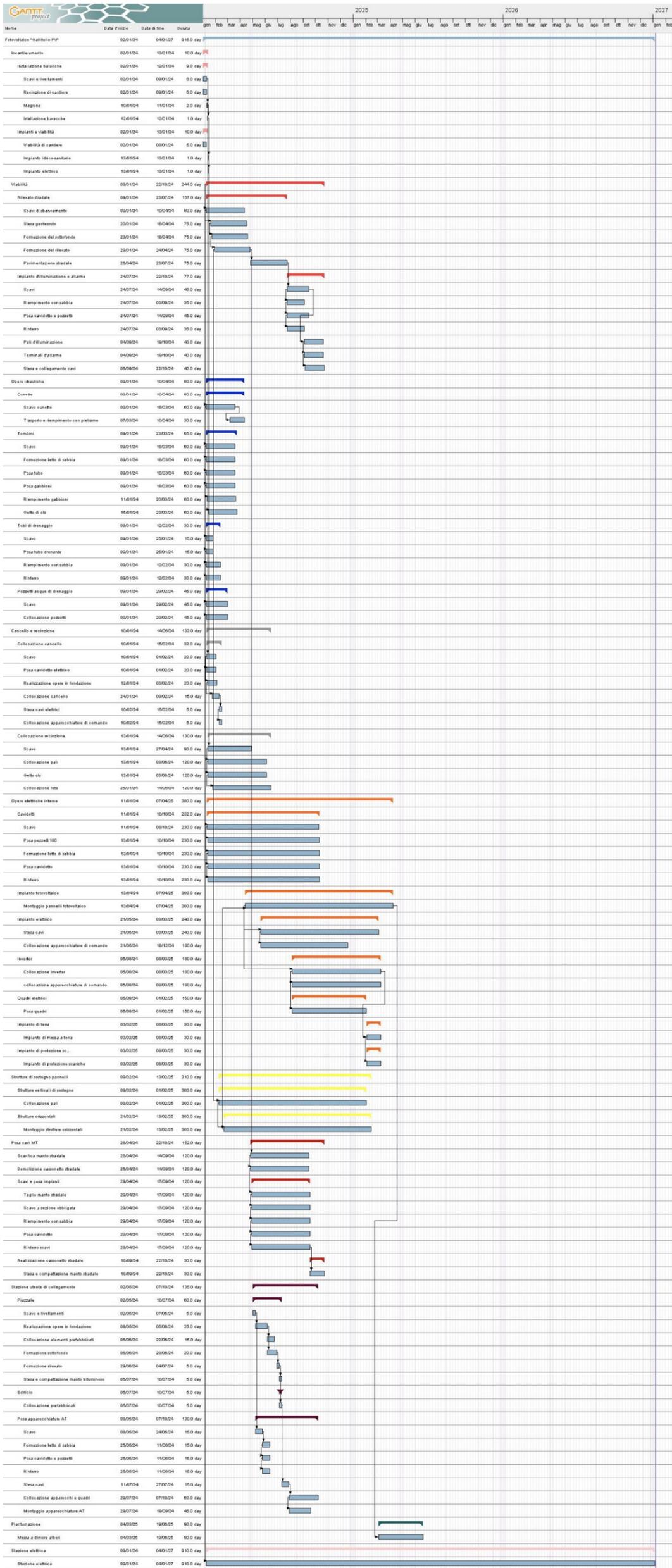
La costruzione del cavidotto comporta un impatto minimo per via della scelta del tracciato (prevalentemente in fregio alla viabilità già realizzata), per il tipo di mezzo impiegato (un escavatore con benna stretta) e per la minima quantità di terreno da portare a discarica, potendo essere in gran parte 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 11 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.