



REGIONE SICILIA

COMUNE DI CALATAFIMI SEGESTA

COMUNE DI MONREALE

PROGETTO:

Progetto definitivo per la realizzazione di un impianto agrovoltaico denominato "PV Gallitello" di Pn pari a 99,026 MW e sistema di accumulo di capacità pari a 45 MWh, da realizzarsi nei Comuni di Calatafimi-Segesta (TP) e Monreale (PA)

Progetto Definitivo

PROPONENTE:

DREN SOLARE 4 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:

21-12-2022

Rev.	Data	Revisione	Descrizione
00	21-02-2023		emissione
01	19-02-2024		Integrazioni MASE



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	10
2. NORMATIVA E LEGGI DI RIFERIMENTO	11
3. DEFINIZIONI	13
4. DATI DI PROGETTO	14
5. PRODUCIBILITA' DELL'IMPIANTO	19
6. DESCRIZIONE DEL SISTEMA	22
6.1. GENERATORE FOTOVOLTAICO	22
6.1.1. <i>Moduli fotovoltaici in silicio monocristallino</i>	22
6.1.2. <i>String Box</i>	23
6.1.3. <i>Inverter fotovoltaici</i>	24
6.1.4. <i>Power station</i>	26
6.1.5. <i>Sistema di accumulo energy storage</i>	29
6.2. CONNESSIONE ALLA RTN	29
6.2.1. <i>Ubicazione degli impianti</i>	30
6.3. OPERE CIVILI	30
6.3.1. <i>Strutture di supporto dei moduli</i>	30
6.3.2. <i>Recinzione e zone di transito</i>	31
6.3.3. <i>Opere idrauliche</i>	32
6.3.4. <i>Cavidotto</i>	34
6.3.5. <i>EDIFICIO UTENTE</i>	37
6.3.6. <i>STAZIONE ELETTRICA SATELLITE</i>	38
6.4. SISTEMA DI CONTROLLO	42
7. VERIFICHE DI COLLAUDO	43
8. SICUREZZA DELL'IMPIANTO	45
8.1. PROTEZIONE DA CORTI CIRCUITI SUL LATO C.C. DELL'IMPIANTO	45
8.2. PROTEZIONE DA CONTATTI ACCIDENTALI LATO C.C.	45
8.3. PROTEZIONE DALLE FULMINAZIONI.....	46
8.4. SICUREZZE SUL LATO C.A. DELL'IMPIANTO.....	46
8.5. PREVENZIONE DAL FUNZIONAMENTO IN ISOLA.....	46
8.6. IMPIANTO DI MESSA A TERRA	46
9. PROGRAMMA DI REALIZZAZIONE E GESTIONE IMPIANTO	46
9.1. LA FASE DI COSTRUZIONE	47
9.2. LA FASE DI ESERCIZIO.....	49



9.3.	ANALISI DEI POSSIBILI INCIDENTI.....	49
9.4.	LA FASE DI DISMISSIONE E RIPRISTINO	50
9.5.	POSSIBILI RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE LEGATE ALLA REALIZZAZIONE DEL PROGETTO.....	50
9.6.	INCREMENTO OCCUPAZIONE DOVUTO ALLA RICHIESTA DI MANODOPERA (FASE DI CANTIERE E FASE DI ESERCIZIO).....	50
10.	RISPOSTE A RICHIESTE INTEGRAZIONI MASE	51
10.1.	1.1.A. ASPETTI GENERALI.....	51
10.2.	1.2. AI FINI DELLA COMPLETA VALUTAZIONE DEGLI IMPATTI, SI RICHIEDE DI:.....	62
10.3.	1.3. RELATIVAMENTE ALLE RICADUTE OCCUPAZIONALI, CON PARTICOLARE RIFERIMENTO ALL'IMPIEGO DI FORZA LAVORO LOCALE, SI RICHIEDE DI FORNIRE:	63
10.4.	4. USO DEL SUOLO	65
10.5.	8. IMPATTO Elettromagnetico.....	66
10.6.	10. VULNERABILITÀ PER RISCHIO DI GRAVI INCIDENTI O CALAMITÀ.....	67
11.	CONCLUSIONI	72



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 Gallitello" nel territorio del comune di Calatafimi - Segesta (TP) e Monreale (PA) (di seguito il "Progetto" o "l'Impianto").

Il progetto consiste nella realizzazione di un impianto agrovoltaico, con sistema di accumulo da 45 MWh, con una potenza di picco del generatore di 106,77 MWp e potenza nominale di 97,653 MW. Si prevede l'installazione di n° 3.954 inseguitori solari ad un asse (tracker orizzontali monoassiali a linee indipendenti), di quattro tipologie rispettivamente con 56, con 42, con 28 e con 14 moduli fotovoltaici. L'impianto, di tipo grid-connected in modalità trifase (collegata direttamente alla rete elettrica nazionale), è costituito da 16 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 (inverters) distribuiti all'interno dell'area di impianto. Gli inverters 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 AT a 36 kV, verrà trasportata ad un sistema di accumulo da 45 MWh, per l'accumulo di parte dell'energia elettrica prodotta dal parco agrovoltaico, 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 alla Soluzione Tecnica Minima Generale trasmessa da Terna S.p.a. al proponente con nota del 12/04/2023 cod. prat. 202200811. 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) 220/150/36 kV (sezione a 220 kV da realizzare già in classe di isolamento 380 kV) della RTN, da inserire in entra - esce su entrambe le terne della linea 220 kV RTN "Partanna – Partinico". In sede di discussione in seno al tavolo tecnico con Terna, si è optato per una soluzione che prevede la realizzazione di una nuova sottostazione elettrica satellite a 220/36 kV, sita in c.da Volta di Falce Comune di Monreale, in luogo di una semplice connessione in antenna.

La SE satellite 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 4 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 Calatafimi – Segesta (TP) e Monreale (PA), nella parte occidentale della Sicilia, a est del territorio provinciale di Trapani, e a sudovest del territorio provinciale di Palermo.

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

CTR n. 606110 – MONTE BARONIA

CTR n. 606120 - SIRIGNANO

CTR n. 606150 – STAZIONE DI SALEMI

CTR n. 606160 – COSTA DI RAJA

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.

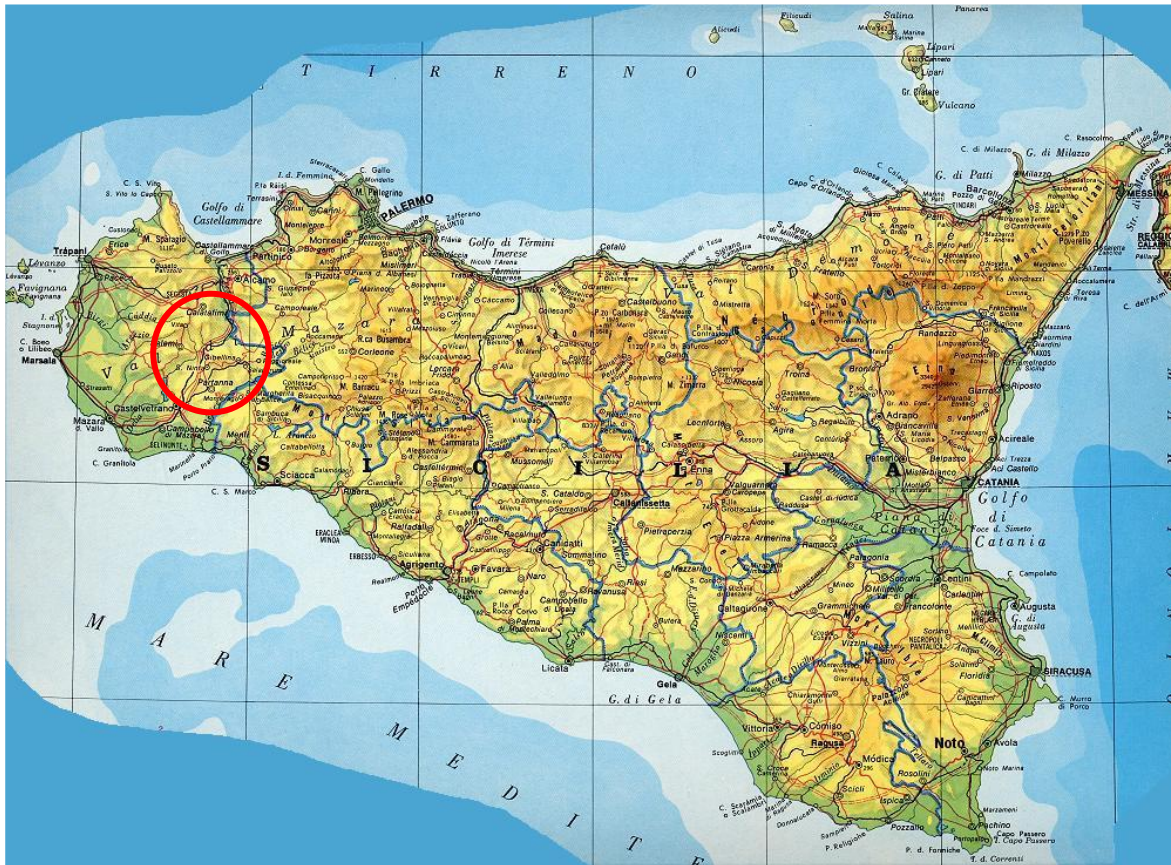


Immagine 1.1 inquadramento geografico sito d'interesse



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 155 m. e i 300 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.

- **DEPOSITI ALLUVIONALI TERRAZZATI (Olocene):** Sono prevalentemente costituito da ghiaie, sabbie, sabbie limose e limi sabbiosi con intercalazioni di strati e banchi calcarenitici. Interessano alcuni tratti del cavidotto.
- **FM. TERRAVECCHIA (Tortoniano-Messiniano inf.):** Questa formazione è stata introdotta da Schmidt di Friedberg nel 1962 e prende il nome dalla località tipo: il fianco settentrionale di Cozzo Terravecchia, circa 2 km a nord di S. Caterina Villaerosa. I depositi sono costituiti in basso da una sequenza conglomeratica più o meno potente, passante verso l'alto a sabbie, arenarie, molasse calcaree, molasse dolomitiche, quindi ad argille ed argille marnose, spesso siltose, ricche di livelli sabbiosi di potenza variabile, talora anche con lenti conglomeratiche. Si distinguono due litofacies tipiche:
 1. **Litofacies conglomeratica:** comprende le sequenze prevalentemente conglomeratiche presenti nella formazione. I conglomerati sono costituiti da conglomerati poligenici e ghiaie con elementi a spigoli arrotondati di natura arenacea e quarzarenitica.
 2. **Litofacies sabbiosa:** comprende le sequenze prevalentemente sabbiose, arenacee presenti nella formazione. Si tratta di sabbie e/o arenarie in cui si distinguono sabbie, sabbie limose ed arenarie, di colore da giallastro al tabacco, limi sabbiosi e sabbie limose. In particolare si rinvencono sabbie quarzose da bruno giallastre a rossastre, in genere incoerenti o debolmente cementate, cui si alternano banchi di arenarie quarzose e sottili livelli conglomeratici con ciottoli appiattiti.
 3. **Litofacies argilloso-marnosa:** Si tratta di argille ed argille sabbiose, di colore grigio e tabacco, con intercalati sottili livelli sabbiosi che ne marcano la stratificazione e da marne e marne argillose con tenori variabili di sabbie quarzose con foraminiferi planctonici passanti verso l'alto a marne e marne sabbiose brune a foraminiferi. Dal punto di vista mineralogico sono costituite da un abbondante scheletro sabbioso in cui prevalgono quarzo, gesso, calcite, tracce di dolomite, feldspati, pirite, ossidi di ferro, mentre la frazione argillosa è costituita da kaolinite, illite e scarsa clorite, cui si aggiungono in minori quantità interlaminazioni illitiche-montmorillonitiche. La tessitura è brecciata e talora a scaglie; la stratificazione è marcata dai sottili livelli sabbiosi intercalati. Le argille spesso si presentano piuttosto tettonizzate con giunti variamente orientati con superfici lucide.”

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

In particolare:

- **Tipo 1 (Area impianto)** – Sabbie e sabbie limose di spessore pari a 5-6 m che ricoprono le argille ed argille limose che si presentano alterate per i primi 4-6 m di spessore. Detti terreni appartengono alla Fm. Terravecchia;
- **Tipo 2 (Area impianto)** – Argille ed argille limose della Fm. Terravecchia che si presentano alterate per



uno spessore pari a 4-6 m;

- **Tipo 3 (Sottostazione)** – Sabbie e sabbie limose di spessore pari a circa 10 m che ricoprono le argille ed argille limose che si presentano alterate per i primi 4-6 m di spessore. Detti terreni appartengono alla Fm. Terravecchia.

I terreni sopra descritti sono ricoperti da uno spessore variabile tra 1,00 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)	
Stratigrafia	Profondità	Descrizione	
		Terreno vegetale (spessore variabile tra 1.00-2.00 m)	
		Sabbie e sabbie limose (Frazione alterata e rimaneggiata) - Fm. Terravecchia (spessore variabile tra 3-4 m)	
		Sabbie e sabbie limose - Fm. Terravecchia (spessore pari a circa 7 m) $\varphi' = 30^\circ, C' = 00,0 \text{ kN/m}^2, = 1,8 \text{ kN/m}^3$.	
		Argille ed argille limose - Frazione alterata - Fm. Terravecchia (spessore variabile tra 4-5 m) $\varphi' = 20^\circ, C' = 20,0 \text{ kN/m}^2, = 1,9 \text{ kN/m}^3$.	
		Argille - Frazione inalterata - Fm. Terravecchia $\varphi' = 25^\circ, C' = 20,0 \text{ kN/m}^2, = 2,0 \text{ kN/m}^3$.	

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)	
		Argille ed argille limose - Frazione alterata - Fm. Terravecchia (spessore variabile tra 4-6 m) $\varphi' = 20^\circ, C' = 20,0 \text{ kN/m}^2, = 1,9 \text{ kN/m}^3.$	
		Argille - Frazione inalterata - Fm. Terravecchia $\varphi' = 25^\circ, C' = 20,0 \text{ kN/m}^2, = 2,0 \text{ kN/m}^3.$	

Immagine 1.4 – Colonna stratigrafica n.2




 IAMIERGEONDI		COLONNA STRATIGRAFICA TIPO (Sottostazione)	
Stratigrafia	Profondità	Descrizione	
↓ ↓ ↓ ↓ ↓ ↓ ↓ ↓ ↓ ↓		Terreno vegetale (spessore variabile tra 1.00 - 2.00 m)	
		Sabbie e sabbie limose - Fm. Terravecchia (spessore variabile tra 7-8 m) $\varphi' = 30^\circ, C' = 00,0 \text{ kN/m}^2, = 1,8 \text{ kN/m}^3.$	
		Argille ed argille limose - Frazione alterata - Fm. Terravecchia (spessore variabile tra 4-5 m) $\varphi' = 20^\circ, C' = 20,0 \text{ kN/m}^2, = 1,9 \text{ kN/m}^3.$	
		Argille - Frazione inalterata - Fm. Terravecchia $\varphi' = 25^\circ, C' = 20,0 \text{ kN/m}^2, = 2,0 \text{ kN/m}^3.$	

Immagine 1.5 – Colonna stratigrafica n.3

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 esplicitato 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.

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 Calatafimi - Segesta in provincia di Trapani, presso le c/de Finocchiaro, Pietrarenosa, Garozzo e Pisamante con quote variabili tra 155 e i 300 metri sul livello del mare.

Il progetto di parco agrovoltaico prevede 16 lotti, che insistono su zona agricola, per un'area totale di circa 174,30 ha comprensivi di:

- Area occupazione trackers 50,36 ha ca. pari a circa il 28,89% circa della superficie disponibile;
- Area fascia arborata di 10 m. di separazione e protezione: 20,91 ha ca.;
- Area fasce di 10 m contermini agli impluvi: 14,88 ha ca.;
- Superficie coltivata come da Relazione Agrovoltaico.

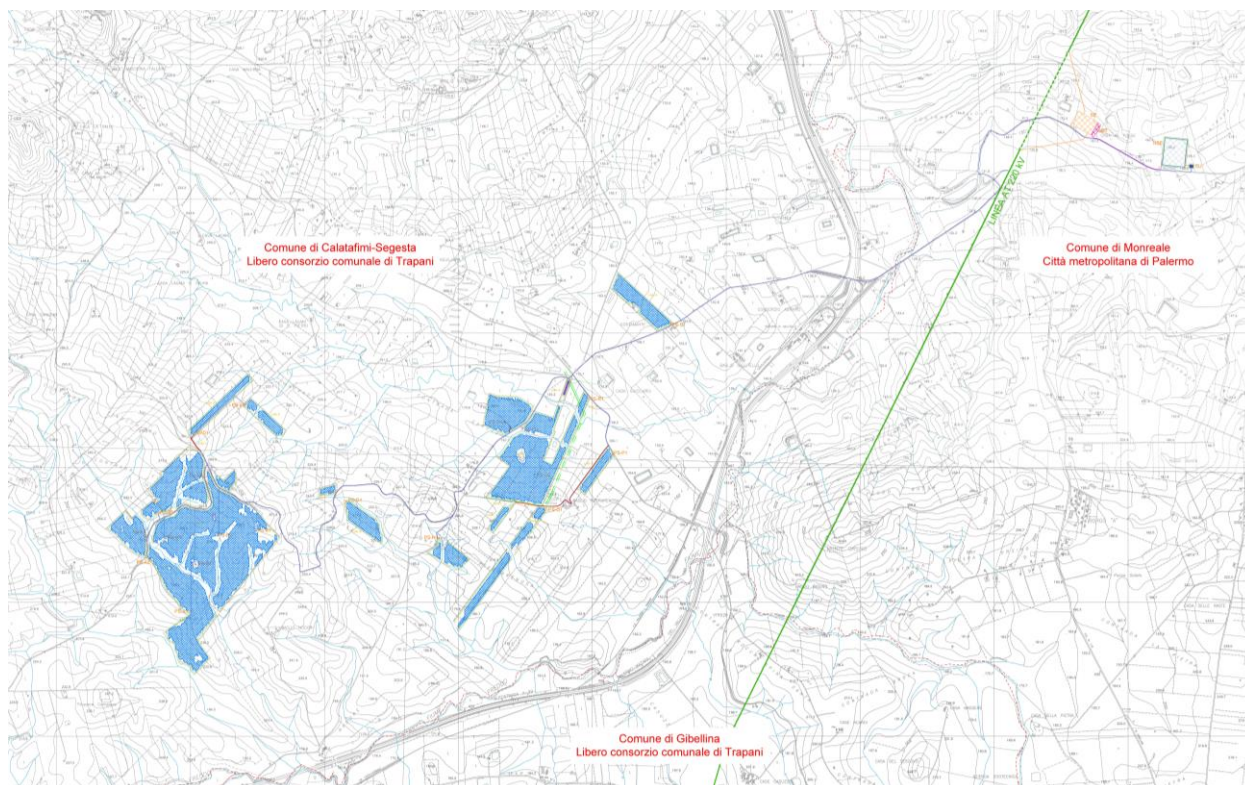


Figura 4.1 Layout impianto fotovoltaico su CTR

Nell'area di installazione delle strutture di sostegno dei pannelli fotovoltaici si prevede di realizzare aree coltivate con Ortaggi a pieno campo (Carciofo e Melone) e fieno (Sulla, Erba medica, Borrachine, Veccia). Per un approfondimento si rimanda alla relazione agronomica allegata al progetto redatta dal Dottore Agronomo Fabio Interrante.

L'impianto fotovoltaico in oggetto sarà composto da un totale di 187.320 moduli fotovoltaici, suddivisi in 20 sottocampi, in silicio monocristallino con tecnologia bifacciale di potenza nominale di 570 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 di accumulo della capacità di 45 MW/h, per l'accumulo di parte dell'energia prodotta. L'area conterrà 15 batterie di accumulo, 8 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 di collegamento in antenna a 36kV e con un cavo interrato AT a 36 kV ad uno stallo posto all'interno di una nuova alla Stazione di elettrica satellite di trasformazione della RTN 220/36 kV 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 13,700 km suddiviso in 4 linee separate che collegheranno in serie le cabine seguendo lo schema riportato nell'elaborato "07 - Schemi elettrici impianto fv".

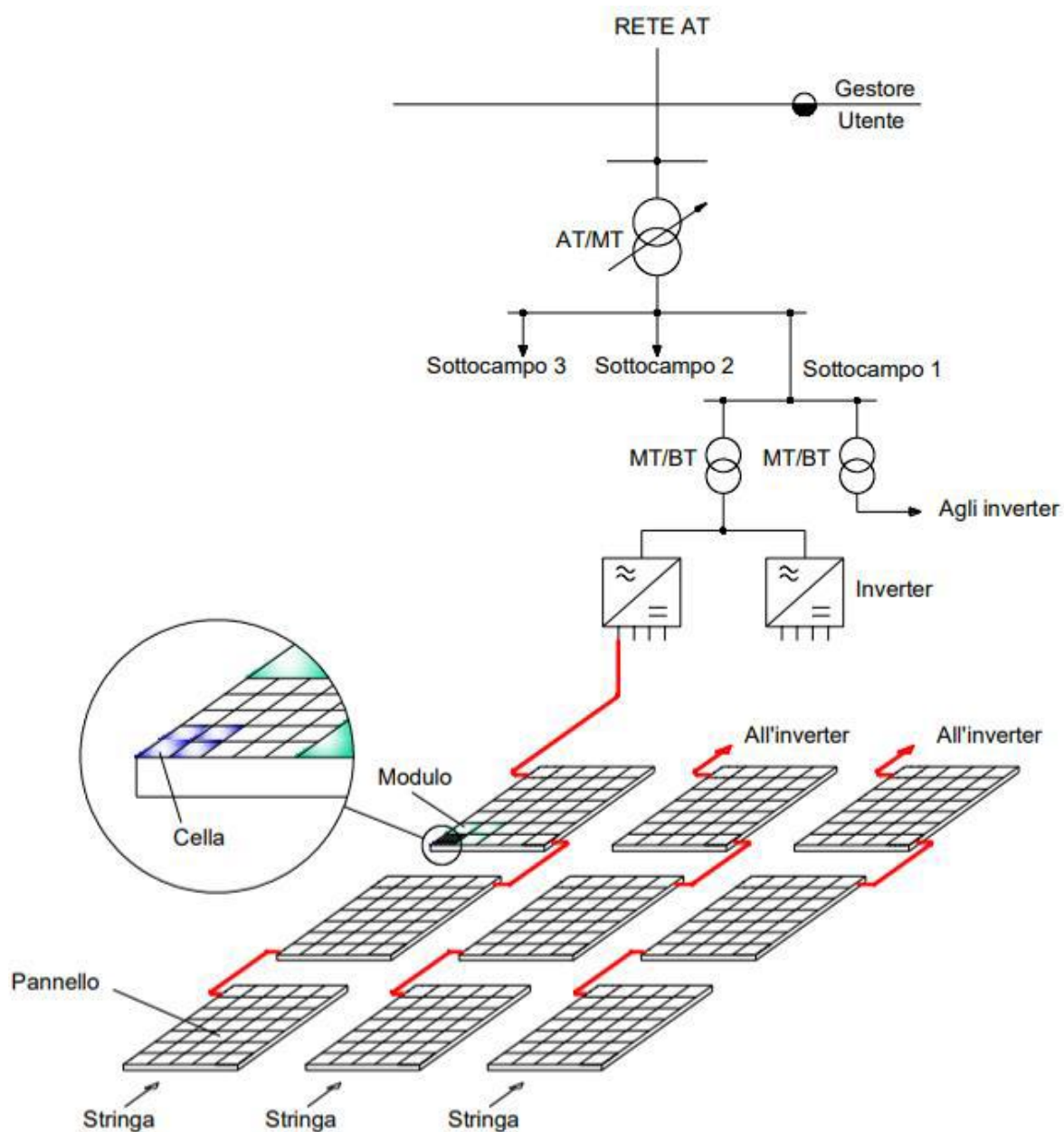


Figura 4.2 schema funzionale dell'impianto fotovoltaico
Nella tabella seguente si riportano i dati principali dell'impianto.



DATI DI PROGETTO			
Strutture di sostegno n.56 moduli fv		Inverter 500	
Tipologia strutture	Inseguimento monoassiale	Tipologia	centralizzati
numero strutture isolate	2.710	Numero in progetto	1
Inclinazione falda	da -55° a +55°	Potenza max AC	550 KW
Interasse	5,00 m	Tensione max DC	1.000 V
		Tensione in AC nominale	270 V
Strutture di sostegno n.42 moduli fv		Power station 8.190 kVA	
Tipologia strutture	Inseguimento monoassiale	Tipologia power station	centralizzato
numero strutture isolate	427	numero in progetto	4
Inclinazione falda	da -55° a +55°	Taglie di potenza	8.190 KVA
Interasse	5,00 m	Installazione	in container prefabbricato
Strutture di sostegno n.28 moduli fv		Power station 4.095 kVA	
Tipologia strutture	Inseguimento monoassiale	Tipologia power station	centralizzato
numero strutture isolate	442	numero in progetto	6
Inclinazione falda	da -55° a +55°	Taglie di potenza	4.095 KVA
Interasse	5,00 m	Installazione	in container prefabbricato
Strutture di sostegno n.14 moduli fv		Power station 9.008 kVA	
Tipologia strutture	Inseguimento monoassiale	Tipologia power station	centralizzato
numero strutture isolate	375	numero in progetto	3
Inclinazione falda	da -55° a +55°	Taglie di potenza	9.008 KVA
Interasse	5,00 m	Installazione	in container prefabbricato
Pannelli		Power station 4.504 kVA	
Tipologia pannelli	monocristallino	Tipologia power station	centralizzato
Numero in progetto	187.320	numero in progetto	2
Potenza di picco pannello	570 Wp	Taglie di potenza	4.504 KVA
Tolleranza potenza	0/+5%	Installazione	in container prefabbricato
Efficienza modulo	22,10%		
Inverter 4100		Power station 2.200 kVA	
Tipologia	centralizzati	Tipologia power station	centralizzato
Numero in progetto	10	numero in progetto	2
Potenza max AC	4.095 KW	Taglie di potenza	2.200 KVA
Tensione max DC	1.500 V	Installazione	in container prefabbricato
Tensione in AC nominale	600 V		
Inverter 4500		Power station 1.100 kVA	
Tipologia	centralizzati	Tipologia power station	centralizzato
Numero in progetto	5	numero in progetto	2
Potenza max AC	4.504 KW	Taglie di potenza	1.100 KVA
Tensione max DC	1.500 V	Installazione	in container prefabbricato
Tensione in AC nominale	660 V		
Inverter 2200		Power station 500 kVA	
Tipologia	centralizzati	Tipologia power station	centralizzato
Numero in progetto	2	numero in progetto	1
Potenza max AC	2.200 KW	Taglie di potenza	500 KVA
Tensione max DC	1.100 V	Installazione	in container prefabbricato
Tensione in AC nominale	385 V		
Inverter 1100		Dati impianto	
Tipologia	centralizzati	Potenza di picco generatore FV	106,77 MWp
Numero in progetto	2	Potenza nominale impianto AC	97,653 MW
Potenza max AC	1.100 KW		
Tensione max DC	1,000 V		
Tensione in AC nominale	405 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 somma delle potenze nominali degli inverter installati è 97,653 MW e il fattore DC/AC medio di impianto è pari all' 87,02%.

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.

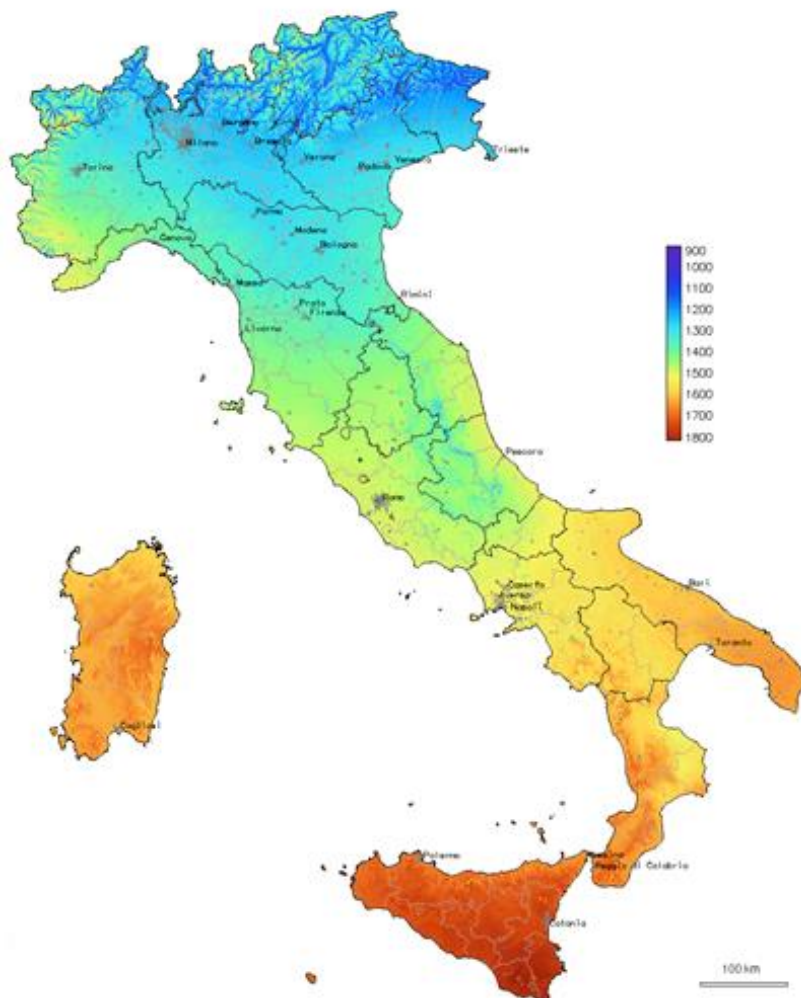


Fig. 5.1 Irraggiamento medio annuo in Italia

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 pannello W	potenza di Picco sottocampo MWp	potenza power station
A	A1	PS_A1	193	21	32	22	12.894	570	7.349,58	8.190,00
	A2	PS_A2	214	15	35	21	13.888	570	7.916,16	8.190,00
	A3	PS_A3	106	15	16	6	7.098	570	4.045,86	4.095,00
B	B1	PS_B1	235	36	34	9	15.750	570	8.977,50	9.008,00
	B2	PS_B2	290	17	15	10	17.514	570	9.982,98	9.008,00
	B3	PS_B3	149	19	14	5	9.604	570	5.474,28	4.504,00
	B4	PS_B4	266	34	39	26	17.780	570	10.134,60	9.008,00
	B5	PS_B5	130	10	22	7	8.414	570	4.795,98	4.095,00
	B6	PS_B6	77	16	33	16	6.132	570	3.495,24	4.095,00
D	D1	PS_D1	0	84	3	0	3.612	570	2.058,84	2.200,00
E	E1	PS_E1	34	12	4	23	2.842	570	1.619,94	1.100,00
F - G	G1	PS_G1	84	14	20	6	5.936	570	3.383,52	4.095,00
H	H1	PS_H1	40	20	12	12	3.584	570	2.042,88	2.200,00
I-L-M-N-O	O1	PS_O1	129	24	32	97	10.486	570	5.977,02	4.504,00
	O2	PS_O2	247	21	46	35	16.492	570	9.400,44	8.190,00
	O3	PS_O3	244	17	37	9	15.540	570	8.857,80	8.190,00
	O4	PS_O4	110	35	16	23	8.400	570	4.788,00	4.095,00
P	P1	PS_P1	39	1	3	39	2.856	570	1.627,92	1.100,00
Q-R	R1	PS_R1	9	3	8	1	868	570	494,76	500,00
S	S1	PS_S1	114	13	21	8	7.630	570	4.349,10	4.095,00
Somma			2.710	427	442	375	187.320		106.772,400	100.462,00

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 182,61 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 570 Wp, Tipo Suntech Ultra V pro STP570S.C72/Nsh+.

- MAX POWER $P_m(W)$: 570W
- MAX-POWER VOLTAGE $V_m(W)$: 434,6W
- MAX-POWER CURRENT $I_m(A)$: 13,43 A
- MAX SYSTEM VOLTAGE (VDC) : 1500 V



- MODULES DIMENSIONS : 1134x2278x30 mm

- WEIGHT : 312,0 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 da 21 o da 28 moduli in serie permettendo in questo modo di ridurre i cavi in DC utilizzati.

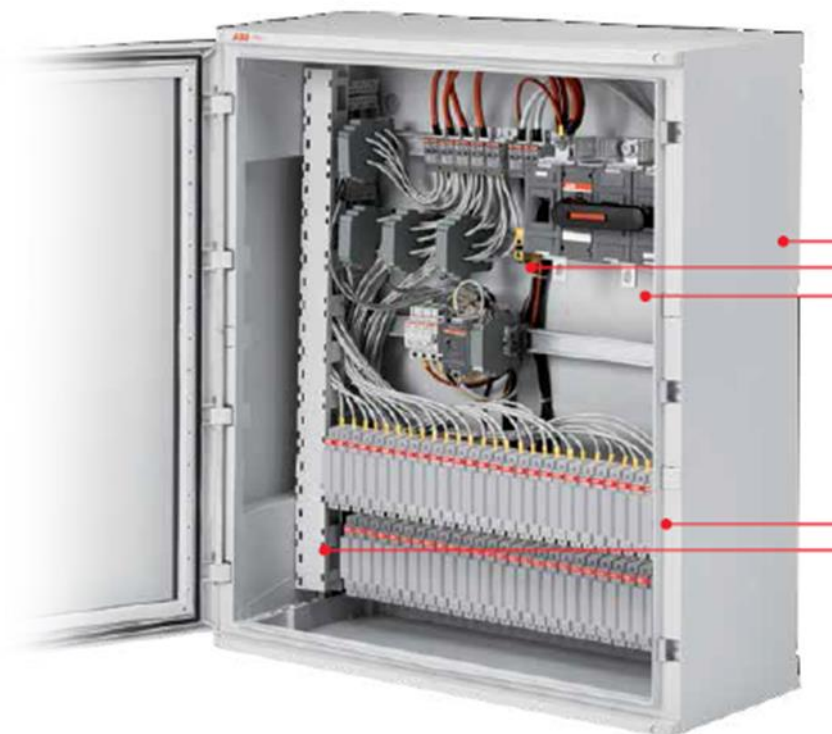


Figura 6.1 String box tipo



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 4.095 kVA, 4.504 kVA e SMA MV Sunny central con le seguenti potenze nominali 500 kVA, 1.100 kVA e 2.200 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	500 HE	1.100 CP-KR	2.200
Potenza nominale AC	4.095 kVA	4.504 kVA	500 kVA	1.100 kVA	2.200 kVA
Tensione max. (VDC)	1.500 V	1.500 V	1.000 V	1.000 V	1.100 V
Tensione AC	600 V	630 V	270 V	405 V	385 V
Frequenza di rete nominale	50 Hz	50 Hz	50 Hz	50 Hz	50 Hz
Grado protezione quadro	IP65	IP65	IP65	IP65	IP65
Dimensioni mm.	4.325x2.250x1.022	4.325x2.250x1.022	1.439x2.545x1.021	2.562x2.272x956	2.780x2.318x1.588

Il progetto prevede, come già detto, venti sottocampi. Ogni sottocampo comprende una power station in cui sono installati 1 o 2 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 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/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/AT e delle apparecchiature di campo. In particolare si sono scelte power station tipo GAMESA ELECTRIC PV STATION, delle seguenti potenze nominali n. 6 di 4.095 kVA, n. 2 di 4.504 KVA, n. 4 di 8.190 kVA e n. 3 di 9.008 kVA, e SMA MV Sunny central con le seguenti potenze nominali n.1 di 500 kVA, n.2 di 1.100 kVA e n.2 di 2.200 kVA.

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

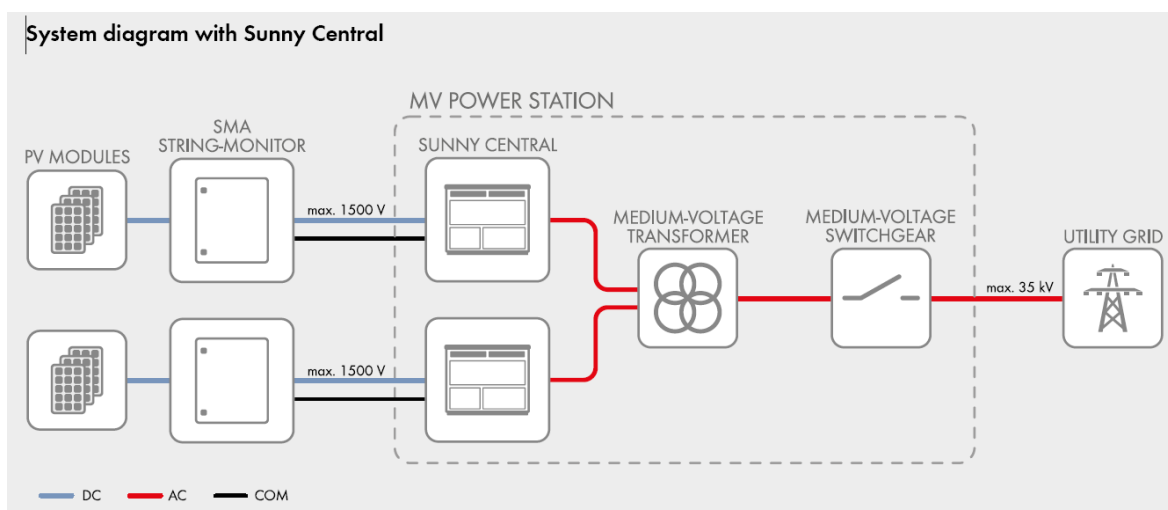


Figura 6.3 – Schema impianto fotovoltaico con power station

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	1xProteus PV 4.500	2xProteus PV 4.100	2xProteus PV 4.500	MV Power station 500	MV Power station 1100	MV Power station 2200
Potenza nominale AC	4.095 kVA	4.504 kVA	8.190 kVA	9.008 kVA	500 kVA	1.100 kVA	2.200 kVA
Tensione lato bT	600 V	660 V	2x600 V	2x660 V	270 V	405 V	385 V
Tensione lato AT	36 kV	36 kV	36 kV	36 kV	36 kV	36 kV	36 kV
Tipologia trasformatore	ONAN	ONAN	ONAN	ONAN	ONAN	ONAN	ONAN
Potenza trasformatore kVA	4250	4750	8250	9250	750	1250	2500
Materiale spire	alluminio	alluminio	alluminio	alluminio	alluminio	alluminio	alluminio
Tensione nominale interruttori AT	40,5 kV	40,5 kV	40,5 kV	40,5 kV	40,5 kV	40,5 kV	40,5 kV
Corrente nominale interruttori AT	630 A	630 A	630 A	630 A	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 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	Nome power station	Tracker 56 pannelli	Tracker 42 pannelli	Tracker 28 pannelli	Tracker 14 pannelli	n. moduli FV	potenza pannello W	potenza di Picco sottocampo MWp	potenza power station	potenza nominale impianto	Produzione stimata annuale MWh
A	A1	PS_A1	193	21	32	22	12.894	570	7.349,58	8.190,00	7.349,58	13.743,71
	A2	PS_A2	214	15	35	21	13.888	570	7.916,16	8.190,00	7.916,16	14.803,22
	A3	PS_A3	106	15	16	6	7.098	570	4.045,86	4.095,00	4.045,86	7.565,76
B	B1	PS_B1	235	36	34	9	15.750	570	8.977,50	9.008,00	8.977,50	16.787,93
	B2	PS_B2	290	17	15	10	17.514	570	9.982,98	9.008,00	9.008,00	16.844,96
	B3	PS_B3	149	19	14	5	9.604	570	5.474,28	4.504,00	4.504,00	8.422,48
	B4	PS_B4	266	34	39	26	17.780	570	10.134,60	9.008,00	9.008,00	16.844,96
	B5	PS_B5	130	10	22	7	8.414	570	4.795,98	4.095,00	4.095,00	7.657,65
	B6	PS_B6	77	16	33	16	6.132	570	3.495,24	4.095,00	3.495,24	6.536,10
D	D1	PS_D1	0	84	3	0	3.612	570	2.058,84	2.200,00	2.058,84	3.850,03
E	E1	PS_E1	34	12	4	23	2.842	570	1.619,94	1.100,00	1.100,00	2.057,00
F - G	G1	PS_G1	84	14	20	6	5.936	570	3.383,52	4.095,00	3.383,52	6.327,18
H	H1	PS_H1	40	20	12	12	3.584	570	2.042,88	2.200,00	2.042,88	3.820,19
I-L-M-N-O	O1	PS_O1	129	24	32	97	10.486	570	5.977,02	4.504,00	4.504,00	8.422,48
	O2	PS_O2	247	21	46	35	16.492	570	9.400,44	8.190,00	8.190,00	15.315,30
	O3	PS_O3	244	17	37	9	15.540	570	8.857,80	8.190,00	8.190,00	15.315,30
	O4	PS_O4	110	35	16	23	8.400	570	4.788,00	4.095,00	4.095,00	7.657,65
P	P1	PS_P1	39	1	3	39	2.856	570	1.627,92	1.100,00	1.100,00	2.057,00
Q-R	R1	PS_R1	9	3	8	1	868	570	494,76	500,00	494,76	925,20
S	S1	PS_S1	114	13	21	8	7.630	570	4.349,10	4.095,00	4.095,00	7.657,65
Somma			2.710	427	442	375	187.320		106.772,400	100.462,00	97.653	182.611,75

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 sono degli inverter per batterie tipo GAMESA Proteus PCS-E con potenza nominale 4180/4910/5150 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 45 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) 220/150/36 kV (sezione a 220 kV da realizzare già in classe di isolamento 380 kV) della RTN, da inserire in entra - esce su entrambe le terne della linea 220 kV RTN "Partanna – Partinico". In sede di discussione in seno al tavolo tecnico con Terna, si è optato per una soluzione che prevede la realizzazione di una nuova sottostazione elettrica satellite a 220/36 kV, in luogo di una semplice connessione in antenna.

La SE satellite 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 satellite 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:

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 in Stazione Elettrica satellite ;

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

- Nuova Stazione Elettrica satellite (NSE) di Trasformazione a 220/36 kV, che conterrà lo stallo di arrivo produttore a 36 KV;
- Ampliamento stazione di trasformazione (ASE) " Monreale" della RTN 220 kV in progetto;
- Raccordi interrati AT 220 kV in progetto.

6.2.1. Ubicazione degli impianti

Le aree interessate dalla realizzazione della Stazione Elettrica ricadono in c.da Volta di Falce all'interno del territorio Comunale di Monreale, in provincia di Palermo, in adiacenza alla strada provinciale n° 46e prossima all'elettrodotto 220kV "Partinico-Partanna".

Tale area è ubicata a Sud-Ovest del territorio comunale di Monreale. Essa ricade, topograficamente, nella tavola 258 IV S.O della Carta d'Italia serie 25V edita dall'IGM in scala 1:25.000 e nella sezione n° 606120 – "Sirignano" 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:

- n° 155 del Comune di Monreale (PA) p.lle 666, 667, 668, 888, 889, 487, 653, 656, 662, 663, 669, 670, 671, 673, per la Stazione elettrica e l'inserimento in entra-esce su entrambe le terne della linea RTN a 220 kV "Partinico-Partanna".
- n° 155 del Comune di Monreale (PA) p.lle 647 per la stazione di connessione utente e il cavo AT di connessione alla stazione elettrica.

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.



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 superficiale, o profonda mediante pali trivellati e gettati in opera.

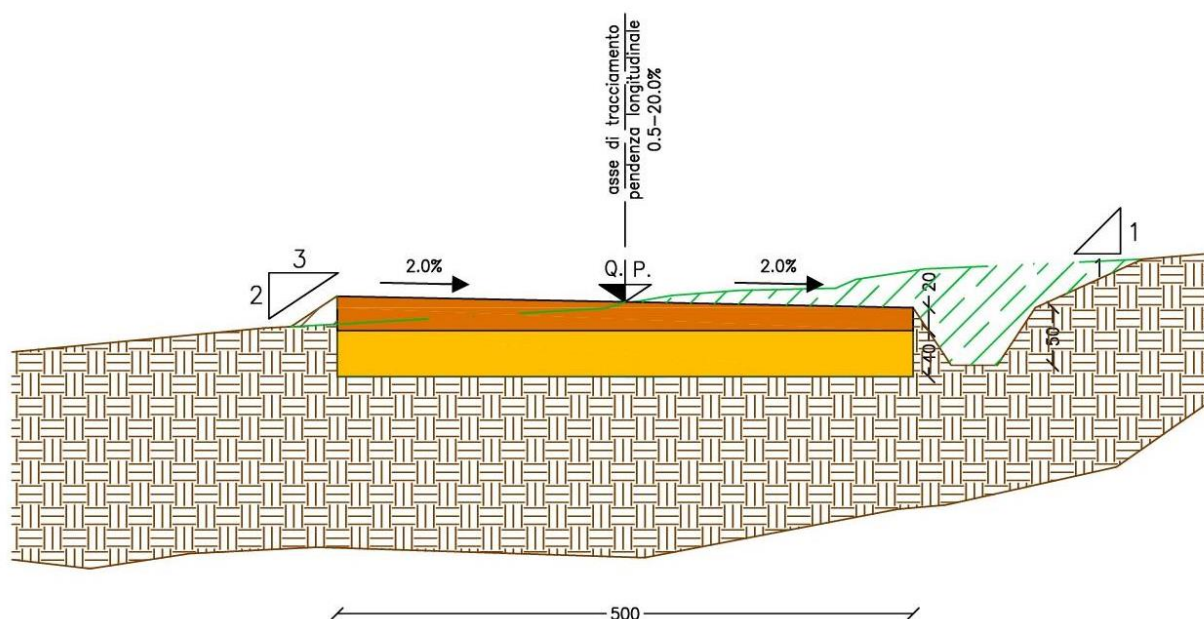
6.3.2. Recinzione e zone di transito

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 cls armato.



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 5 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.



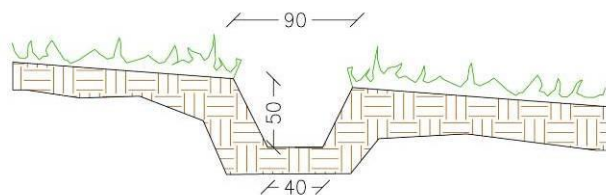
Per quanto riguarda la viabilità esterna, si prevede di realizzare, ove mancante, o risistemare, ove presente, le strade di accesso ai lotti, formate da uno strato inferiore di tout-venant e di uno superiore di misto granulometrico compatto permeabile.

6.3.3. Opere idrauliche

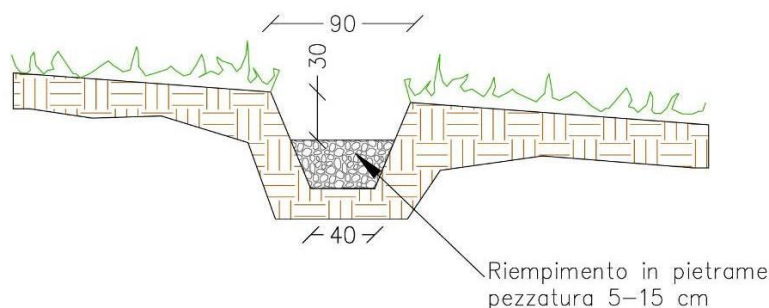
Dove necessario, al fine di consentire un corretto smaltimento e deflusso delle acque meteoriche, verranno realizzate delle opere idrauliche, consistenti in cunette, tombini e tubi drenanti.

Le cunette saranno di tre tipi:

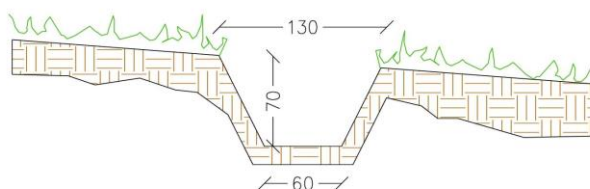
- tipo C1: a sezione trapezia di dimensioni 0,40x0,90x0,50 m.;



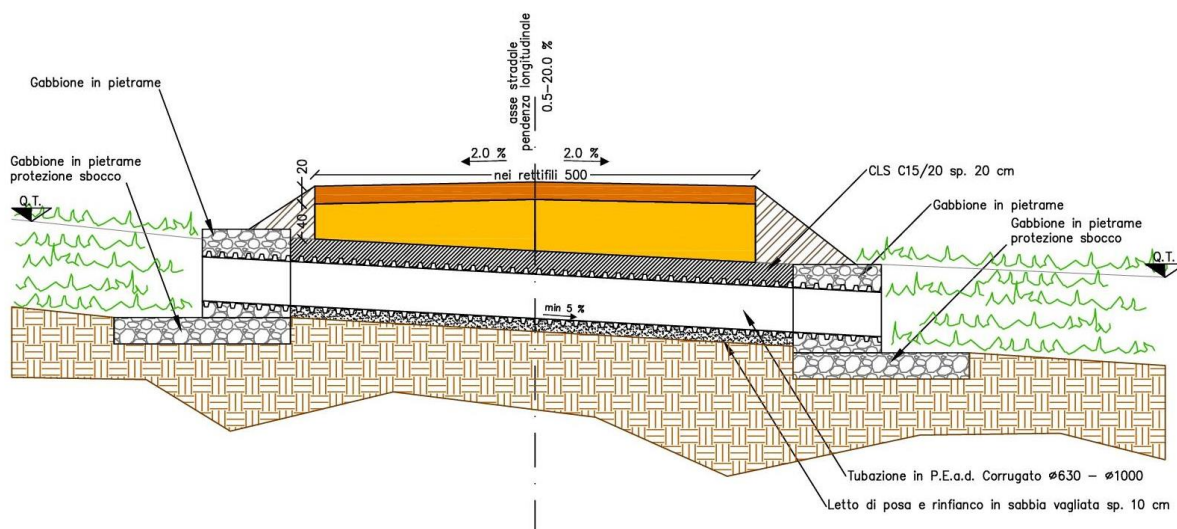
- tipo C2: a sezione trapezia di dimensioni 0,40x0,90x0,50 m., con un riempimento di 0,20 m. in pietrame;



- 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 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 10,300 km suddiviso in 4 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 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.

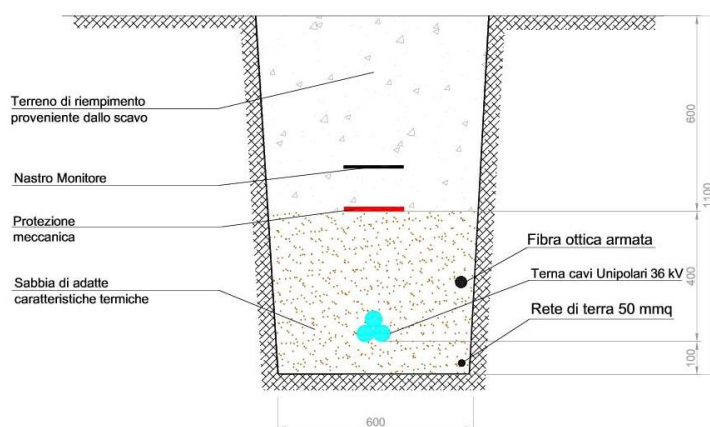
La larghezza dello scavo su strada asfaltata sarà compreso tra i 60 e i 120 cm secondo il numero di terne che variano da 1 a 6, così come meglio specificato nell'elaborato grafico "03.D - Tipici sezioni cavidotto".

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



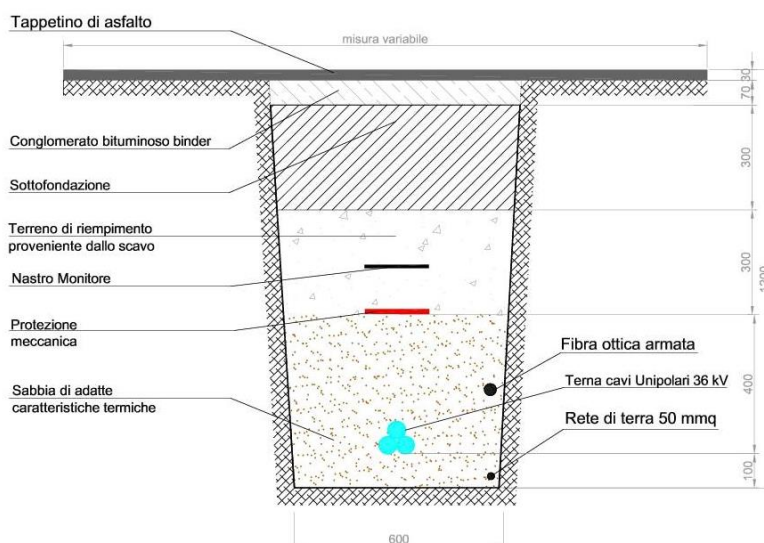
TRINCEA PER UN CAVO SU STRADA STERRATA O TERRENO AGRICOLO

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 4 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 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 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:

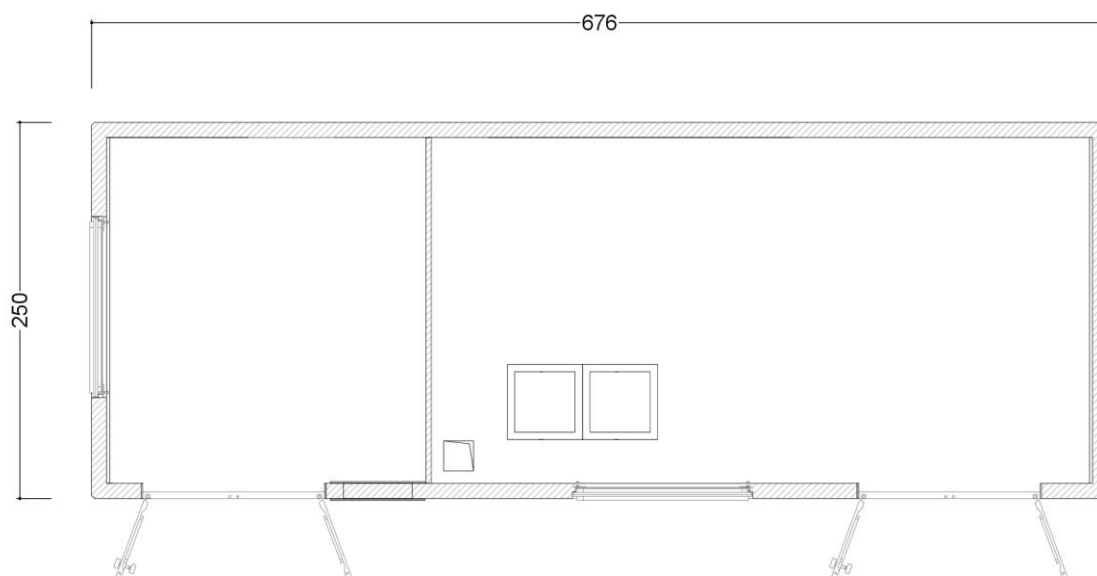


Figura 5.2.8.1.1 – locale utente a servizio degli impianti di utenza per la connessione

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

6.3.6. STAZIONE ELETTRICA SATELLITE

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) 220/150/36 kV (sezione a 220 kV da realizzare già in classe di isolamento 380 kV) della RTN, da inserire in entra - esce su entrambe le terne della linea 220 kV RTN "Partanna – Partinico". In sede di discussione in seno al tavolo tecnico con Terna, si è optato per una soluzione che prevede la realizzazione di una nuova sottostazione elettrica satellite a 220/36 kV, in luogo di una semplice connessione in antenna.

La SE satellite 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.

La viabilità di nuova formazione all'interno della nuova SE satellite sarà progettata e realizzata nel rispetto dell'ambiente fisico in cui verrà inserita; sarà di norma realizzata previo scorticamento del terreno vegetale esistente per circa uno spessore di 40-50 cm, con successiva realizzazione di un sottofondo di ghiaia a gradazione variabile, e posa di uno strato in misto granulare stabilizzato opportunamente compattato.

In nessun caso è prevista la posa di conglomerato bituminoso.

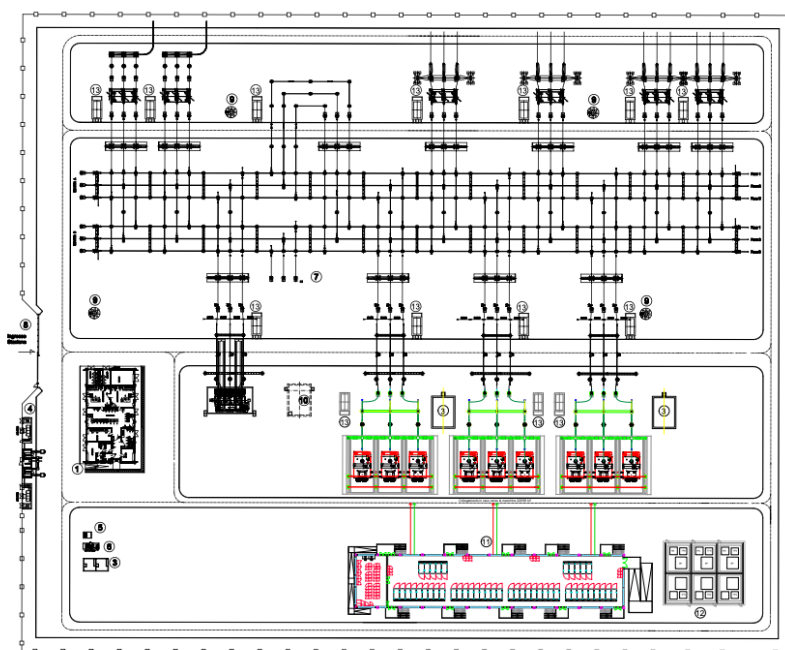


Le principali apparecchiature AT, costituenti l'ampliamento funzionale alla realizzazione del collegamento in satellite, saranno le seguenti: trasformatori di potenza, interruttori tripolari, sezionatori tripolari orizzontali con lame di messa a terra, trasformatori di corrente e di tensione (induttivi e capacitivi) per misure e protezione, scaricatori di sovratensione. Dette apparecchiature saranno rispondenti alle Norme tecniche CEI ed avranno le seguenti caratteristiche nominali principali:

- Tensione nominale: 220 kV;
- Sezione di sbarre a 220 kV;
- Trasformatori di potenza: 250.000 kVA con rapporto di trasformazione AT/AT: 220+/-10x1,25% / 36 kV; Potenza di targa: 250 MVA; Tipo di raffreddamento: ONAN/ONAF;
- Interruttori tripolari in SF6;
- Sezionatori orizzontali con lame di messa a terra;
- Trasformatori di corrente per misura e protezione;
- Trasformatori di tensione capacitivi;
- Scaricatori di sovratensione;
- Trasformatori di tensione induttivi.

Le prestazioni verranno definite in sede di progetto esecutivo ed in base al piano tecnico delle opere benestariato da Terna.

Il quadro di raccolta a 36 kV è adibito alla raccolta dell'energia prodotta ed afferisce al trasformatore di potenza 36/220 kV; è inoltre prevista una sezione per il prelievo di energia per i servizi ausiliari di montante e una sezione per un eventuale





rifasamento. Tale quadro sarà alloggiato in un apposito edificio, nel quale troveranno alloggiamento anche le seguenti apparecchiature:

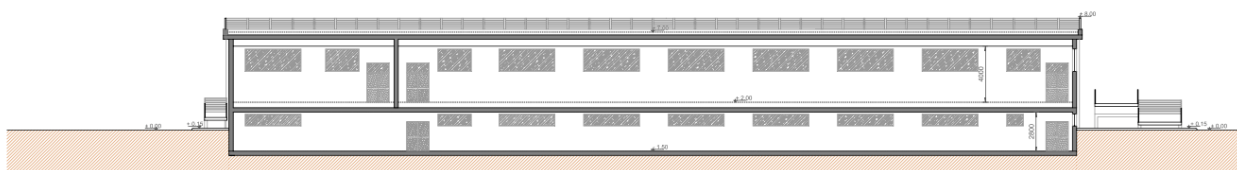
- Quadri MT e BT;
- Comando e controllo;
- Magazzini;
- I servizi di telecomunicazione;
- Il locale misure;
- I servizi ausiliari;
- Depositi e locali igienici.

I fabbricati verranno ubicati lungo le mura perimetrali della stazione di Trasformazione di consegna, ad una distanza minima di 10 metri da ogni parte in tensione. La struttura portante degli stessi sarà in c.a. con muri di tamponamento in mattoni forati, con successiva applicazione di intonaco. L'isolamento termico sarà garantito per effetto dell'applicazione di uno strato isolato, nel rispetto della funzione della cabina e delle condizioni climatiche al contorno, garantendone la dovuta inerzia termica.

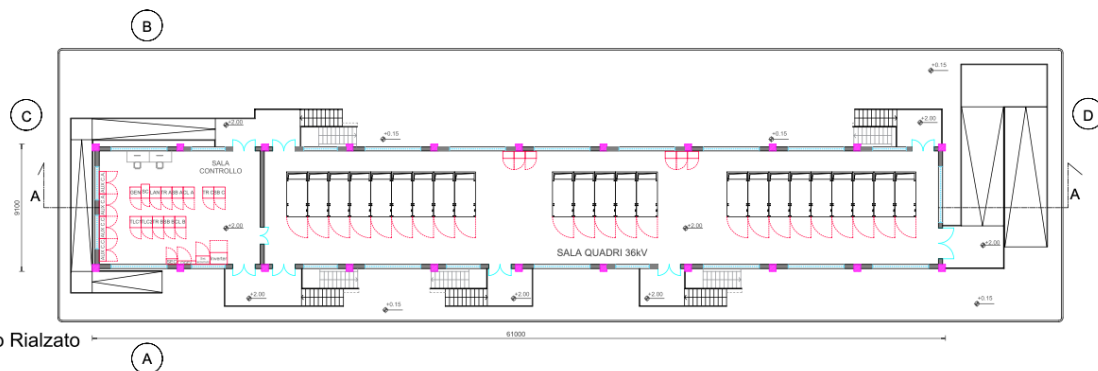
Le chiusure verticali, in particolare per i serramenti, saranno costituite di materiale metallico tenendo conto delle necessità tecnologiche di protezione dei ponti termici.

La chiusura orizzontale, in particolar modo la copertura, verrà realizzata con un tetto piano: il modello tecnologico terrà conto degli agenti atmosferici per cui verranno installate guaine impermeabili di resine elastomeriche.

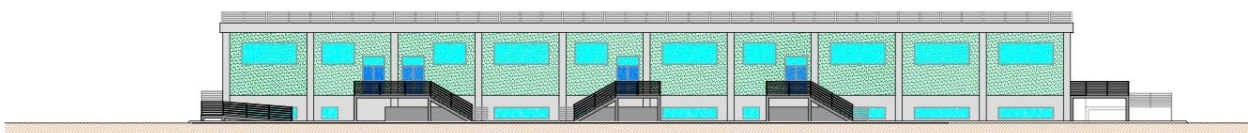
La pianta si presenterà in forma rettangolare con altezza fuori terra di circa 8,00 m, necessaria a contenere i quadri di protezione e controllo, i servizi ausiliari, i telecomandi, il locale misura, deposito e servizi igienici e il quadro 36kV, come da tavola EG 20 0103 del progetto unificato di Terna.



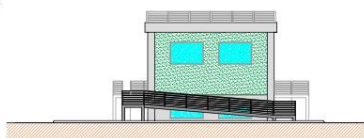
Sez. AA



PIANTA Piano Rialzato



Prospetto A



Prospetto C



Prospetto D

I gruppi di misura dell'impianto Agro-Fotovoltaico (collegato in parallelo con la rete) consentono di determinare:

L'energia prelevata/immessa in rete;

L'energia fotovoltaica prodotta.

Il gruppo di misura dell'energia prelevata/immessa in rete, ad inserzione indiretta con TA e TV, sarà ubicato nel locale di misura della cabina di consegna a valle del Dispositivo Generale.

I sistemi di misura dell'energia elettrica saranno in grado di rilevare, registrare e trasmettere dati di lettura, per ciascuna ora, dell'energia elettrica immessa/prelevata o prodotta in rete nel punto di installazione del contatore stesso.



I sistemi di misura saranno conformi alle disposizioni di ARERA e alle norme CEI; l'ambiente sarà accessibile soltanto da personale strettamente autorizzato; inoltre, i sistemi di misura saranno suggellati dall'Agenzia delle Dogane, al fine di evitare manomissioni e/o alterazioni dei dati di misura.

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 analogia 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.

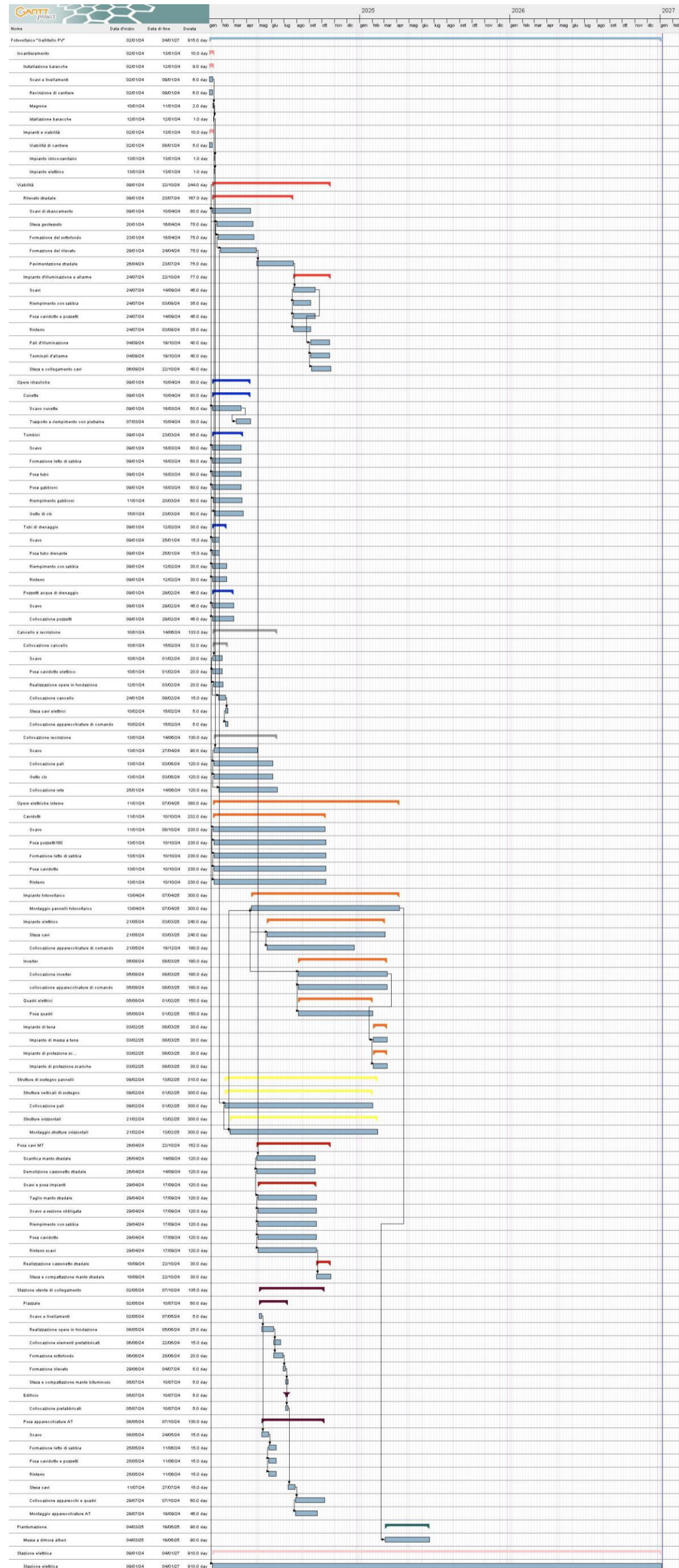
Il trasporto verrà effettuato in stretto coordinamento con la sequenza di montaggio dei singoli lotti. Le operazioni saranno effettuate con camion articolati standard, lo scarico e movimentazione in cantiere avverrà tramite caricatori telescopici gommati.

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. RISPOSTE A RICHIESTE INTEGRAZIONI MASE

10.1. 1.1.a. Aspetti generali

...Inserire una sezione relativa alla valutazione con cui la generazione da energia solare possa essere pienamente compatibile con i vincoli dell'aviazione civile, in particolar modo per le problematiche di safety derivanti dal fenomeno dell'abbagliamento (rif. ENAC - LG-2022/002-APT – VALUTAZIONE DEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI NEI DINTORNI AEROPORTUALI Ed. n. 1 del 26 aprile 2022) ...

Come riportato nelle **LG-2022/002-APT** – “Valutazione degli impianti fotovoltaici nei dintorni aeroportuali “Ed. n. 1 del 26 aprile 2022, l'abbagliamento è la sensazione negativa percepita da chi guarda, generata dalla presenza di una zona significativamente più luminosa con valori eccessivi di luminanza nel contesto del campo visivo.

In medicina, l'abbagliamento è considerato un disturbo transitorio della vista, percepibile come una sensazione eccessiva di luce, causato da un'alterazione delle vie oculari o nervose, ovvero un turbamento o una soppressione momentanea della vista per l'azione di un corpo luminoso sugli occhi. La radiazione luminosa ha la potenzialità di consumare il pigmento presente nei bastoncelli della retina e, se l'organismo non fa in tempo a risintetizzarlo, l'occhio perde la capacità di vedere nitidamente.

La risposta dell'occhio alle variazioni di intensità luminosa dell'ambiente, tramite i riflessi pupillari e meccanismi fotochimici retinici, può portare alla riduzione delle prestazioni visive (acuità visiva, percezione del contrasto, velocità di percezione) e disturbi astenopeici (affaticamento, stanchezza, disagio).

L'abbagliamento si può classificare a seconda dell'incidenza del raggio proveniente dalla fonte luminosa:

- **diretto**, raggio luminoso che colpisce direttamente la fovea;
- **indiretto**, che incide su zone più periferiche.

La stessa terminologia si usa a seconda se il fascio colpisce l'osservatore direttamente o indirettamente, quindi riflesso da una superficie, come nel caso di grandi superfici complanari riflettenti quali i campi



fotovoltaici o le facciate specchiate degli edifici.

La conseguenza dell'abbagliamento, in termini fisiologici, può essere:

- **debilitante**, quando vi è un peggioramento istantaneo, temporaneo, ma reversibile delle funzioni visive (quello notturno deriva dal fatto che la rodopsina dei bastoncelli, una volta inattivata dalla luce, richiede tempo per la riattivazione).
- **infastidite**, quando provoca un senso di disagio che non determina inabilità visiva, ma disturbi astenopeici e difficoltà di concentrazione, riduzione della capacità di attenzione, aumento delle probabilità di errore, riduzione del rendimento.

Per evitare affaticamento, errori, ma soprattutto incidenti, è importante eliminare, o almeno ridurre ad un livello accettabile, questi fenomeni.

Per descrivere le conseguenze della riflessione solare sulle superfici riflettenti, la letteratura americana, ripresa dalle linee guida FAA, introduce i concetti di "Bagliore" e di "Luccichio", definendoli come segue:

- **glint** (luccichio): momentaneo lampo di luce
- **glare** (bagliore): sorgente continua di luminosità eccessiva

Il "luccichio" (*glint*) è un improvviso ed intenso lampo di luce che può derivare da un riflesso diretto del sole nel pannello solare. Lo scintillio improvviso potrebbe causare disturbo ad un osservatore che dovesse passare nei pressi di un pannello solare/campo fotovoltaico ad una certa velocità.

Gli effetti del luccichio improvviso non sono limitati ai soli pannelli solari ma possono verificarsi da qualsiasi superficie riflettente, comprese le facciate degli edifici.

L'abbagliamento continuativo (*glare*) è invece una fonte continua di eccessiva luminosità. Potrebbe essere sperimentato ad esempio da un osservatore stazionario situato nel percorso della luce solare riflessa dalla faccia del pannello.

L'impatto dell'abbagliamento è legato all'interazione tra la posizione del sole, la posizione e l'elevazione dei moduli solari, la riflettività della superficie dei moduli, le dimensioni dell'installazione, nonché la posizione dell'osservatore e qualsiasi potenziale barriera tra essi interposta.

È importante sottolineare che l'impatto dell'abbagliamento sulla persona è ancora poco compreso a livello scientifico e dipende anche dalla percezione soggettiva dell'osservatore.

Alcuni fattori di influenza sono:

- la posizione della fonte di abbagliamento nel campo visivo dell'osservatore
- la complessità del compito visivo richiesto all'osservatore
- l'età dell'osservatore ed il suo stato di salute generale
- la stagionalità (tipicamente più sensibile durante l'autunno rispetto all'estate)
- la luminosità dell'ambiente circostante

Il modo in cui tali fattori si influenzano a vicenda è ancora poco noto, cosa che rende spesso necessari dei test in campo per valutare situazioni e configurazioni particolarmente complesse.

Analisi del fenomeno ottico dell'immagine residua

Gli effetti dell'abbagliamento si possono quantificare attraverso il concetto di "immagine residua". L'*after-image*, o immagine residua, è un'illusione ottica che crea un'immagine che continua a comparire nella visione anche quando l'esposizione dell'immagine originale è cessata.

Chiamata anche immagine fantasma, un'immagine residua è in genere il risultato dell'esposizione visiva



a luci intense o a un'immagine creata per fungere da illusione ottica. Quando qualcuno fissa una luce intensa, come una lampadina accesa o il sole e poi distoglie lo sguardo da quella fonte di luce, in genere continuerà a vedere la luce. L'esposizione visiva diretta alla luce intensa, come il sole o gli effetti di una superficie riflettente, può causare danni permanenti agli occhi o cecità temporanea. La persistenza dell'immagine residua è direttamente proporzionale al tempo di esposizione alla sorgente.

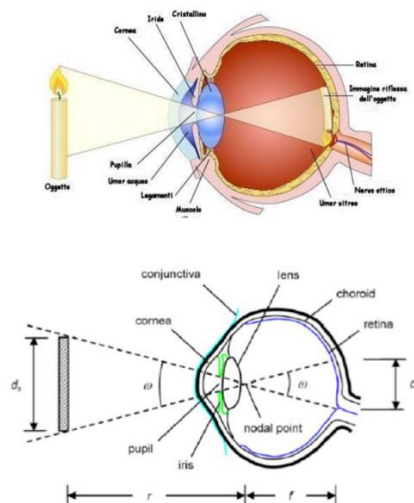
Per la valutazione degli effetti di un'immagine residua sull'impatto visivo possono essere considerati i riferimenti reperibili in letteratura in materia di metriche di sicurezza oculare, tenendo conto dei seguenti parametri:

- posizione dell'osservatore e tipo di visione interessata;
- intensità e collocazione della sorgente luminosa riflettente;
- valutazione globale del contesto visivo in cui la fonte è collocata;
- valutazione dell'irraggiamento retinale;
- analisi del potenziale di impatto dei differenti irraggiamenti retinali in funzione degli angoli sottesi delle sorgenti.

Due variabili sono necessarie per la valutazione dell'impatto oculare: l'irraggiamento retinale e la misura dell'angolo sotteso della sorgente di abbagliamento.

L'irraggiamento retinale viene calcolato utilizzando l'area totale dell'immagine retinica e la potenza che entra nella pupilla. Può essere quantificato calcolando la potenza totale in ingresso nella pupilla e dall'area dell'immagine retinica. Il diametro, d_r , dell'immagine proiettata sulla retina (supponendo delle immagini circolari) può essere determinato dall'angolo sotteso della sorgente (ω), che può essere calcolato dalla sorgente di grandezza (d_s), dalla distanza radiale (r) tra l'occhio e la sorgente, e la lunghezza focale dell'occhio ($f \cong 0.017$ m), da quanto segue:

$$d_r = f\omega \quad \text{dove} \quad \omega = d_s / r$$



Se si conosce l'irraggiamento sul piano di fronte alla cornea, E_c (W/m^2), la potenza in ingresso nella pupilla può essere calcolata come il prodotto dell'irraggiamento corneale con l'area della pupilla (il diametro modificato per la luce diurna, d_p , è ~ 2 mm). La potenza è quindi divisa per l'area retinale e moltiplicata per un coefficiente di trasmissione, τ (~ 0.5), del mezzo oculare (in cui si tiene conto dell'assorbimento della radiazione all'interno dell'occhio prima che essa raggiunga la retina) e fornisce la seguente espressione dell'irraggiamento retinale:



$$E_r = E_c \left(\frac{d_p^2}{d_r^2} \right) \tau$$

Come esempio, l'irraggiamento retinale causato dalla visione diretta della luce solare può essere calcolato usando le equazioni (1) e (2) con $E_c = 0.1 \text{ W/cm}^2$, $d_p = 0.002 \text{ m}$, $f = 0.017 \text{ m}$, $\omega = 0.0094 \text{ rad}$ e $\tau = 0.5$, ciò fornisce un irraggiamento retinale, E_r , pari a $\sim 8 \text{ W/cm}^2$.

Nella figura seguente è possibile vedere il rapporto tra il **potenziale di impatto** dei differenti irraggiamenti retinali in funzione degli angoli sottesi delle sorgenti per esposizioni di breve durata. Il diagramma è stato ricavato dai principali riferimenti presenti in letteratura reperibili in bibliografia.

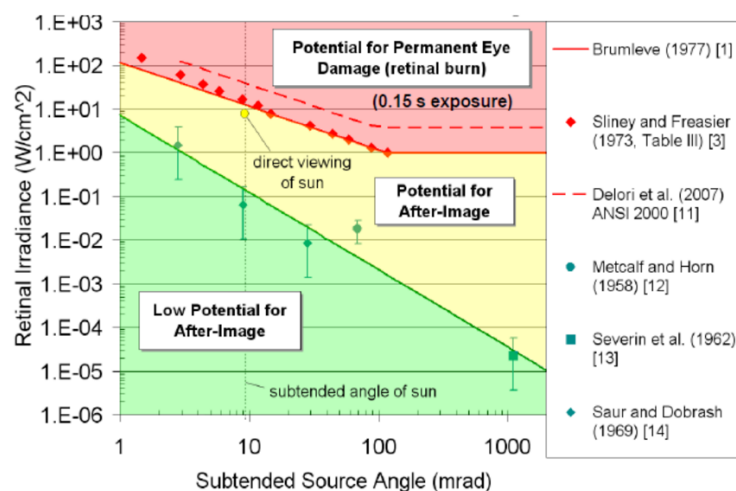


Figura 5 - Impatto potenziale dell'irraggiamento retinale in funzione dell'angolo sotteso della fonte (Fonte immagine sito <https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-01648733>)

Si notano tre regioni:

- regione rossa: potenziale di danno oculare permanente (ustione retinale)
- regione gialla: potenziale per immagine residua temporanea (cecità da flash)
- regione verde: basso potenziale di immagine residua temporanea

La grandezza e l'impatto dell'immagine residua sul campo visivo dipendono dalla dimensione dell'angolo sotteso della sorgente. Per un dato irraggiamento retinale un angolo minore della sorgente produce un'immagine residua minore ed anche un impatto potenziale più basso. Se l'irraggiamento retinale è abbastanza forte per un dato angolo sotteso della sorgente, si potrebbe produrre un danno oculare permanente da ustione retinale. Si noti che, mentre l'angolo sotteso della sorgente aumenta, la soglia dell'irraggiamento retinale sicura diminuisce. Per un dato irraggiamento, un angolo sotteso maggiore comporta pertanto un'immagine retinale maggiore e fornisce una potenza maggiore alla retina che non può essere facilmente dissipata dal perimetro dell'immagine retinale "calda" come invece accadrebbe nel caso di un'area retinale minore.

Al di sotto della soglia di ustione retinale, esiste una regione dove un irraggiamento abbastanza elevato può causare un'immagine residua o cecità da flash temporanei, questa regione è generata dallo sbiancamento (sovrassaturazione) dei pigmenti visivi della retina. Quando ciò accade, un'immagine residua temporanea si produce nel campo visivo (es. lo stesso effetto prodotto dopo l'esposizione ad un flash fotografico in una stanza con bassa luminosità).

Gli effetti dell'impatto potenziale dell'irraggiamento dipendono infine dal tempo di esposizione. I dati sui



danni oculari permanenti sono considerati convenzionalmente per un tempo di esposizione pari a 0.15s (tempo di risposta di chiusura della palpebra dell'occhio).

Riflettività dei moduli fotovoltaici

La quantità di luce riflessa dalla superficie di un pannello solare dipende dalla quantità di luce solare che colpisce la superficie, dalla sua riflettività superficiale, dalla posizione geografica, dal periodo dell'anno, dalla copertura nuvolosa e dall'orientamento del pannello solare.

Le celle solari che costituiscono i moduli fotovoltaici di ultima generazione sono costruite con materiali scuri che assorbono la luce e sono frontalmente protette da un vetro temperato anti-riflesso ad alta trasmittanza, progettato per massimizzare l'assorbimento e ridurre al minimo la riflessione, che dona al modulo un aspetto opaco. In aggiunta, al fine di minimizzare la quantità di radiazioni luminose riflesse, le singole celle in silicio monocristallino sono coperte esteriormente da un rivestimento trasparente anti-riflesso grazie al quale trattengono più luce rispetto (ca. 30%) a quelle che ne sono prive.

Ciononostante, le superfici in vetro dei sistemi solari fotovoltaici riflettono comunque una piccola parte della luce solare in misura diversa durante il giorno e l'anno. La quantità di luce solare riflessa si basa sull'angolo di incidenza del sole rispetto al recettore sensibile alla luce) ed aumenta con angoli di incidenza inferiori, ma è molto limitata ed è al massimo pari al 4- 5 % della luce incidente.

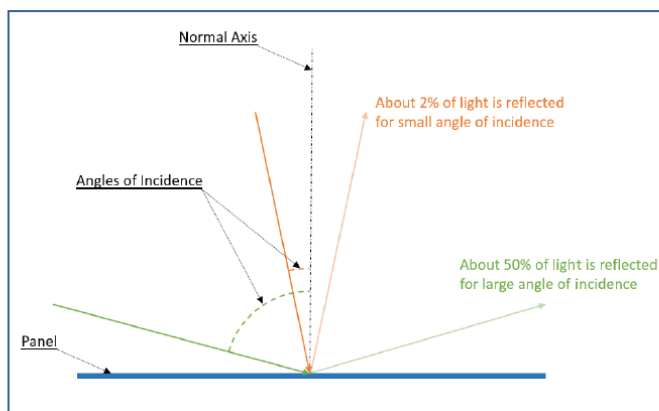


Figura 6 - Impatto dell'angolo di incidenza sui raggi riflessi da un modulo fotovoltaico (Fonte immagine Solas, Colton, 2014)

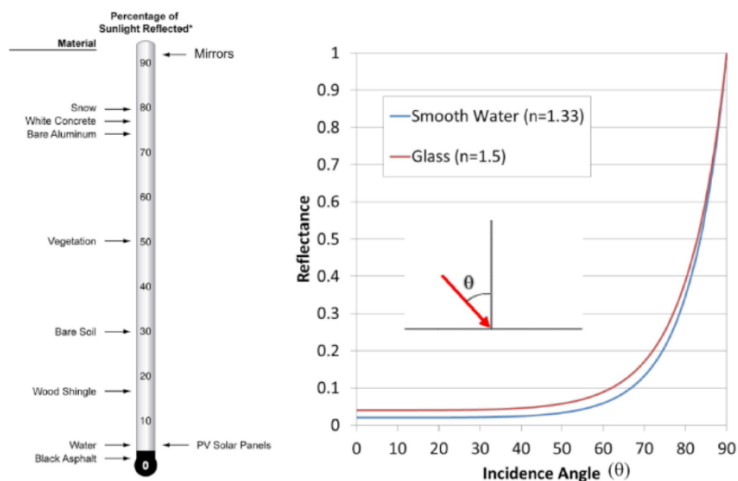


Figura 7 - Riflettività dei moduli fotovoltaici rispetto agli altri materiali (Fonte immagine ACRP Synthesis 28 "Investigating Safety Impacts of Energy Technologies on Airports and Aviation)



L'intensità della luce riflessa dal pannello solare diminuisce con l'aumentare della distanza, pertanto una domanda appropriata è quanto sia necessario essere lontani da una superficie riflessa dal sole per evitare la cecità da flash. A livello scientifico è noto che tale distanza è direttamente proporzionale alla dimensione dell'array in questione, ma in letteratura ancora non risulta presente un metodo consolidato di valutazione.

Valutazione del tipo di visione interessata e dell'intensità dell'abbagliamento

Le analisi geometriche espone ai punti precedenti forniscono il potenziale impatto di raggi riflessi a carattere infastidite rispetto alle coordinate spaziali della Torre di Controllo e/o della cabina di pilotaggio.

Al fine di rendere l'analisi consistente è necessario caratterizzare la posizione dell'osservatore ed il tipo di visione interessata, distinguendo le aree di visione, da quelle più "nobili" a quelle più marginali (visione primaria, riconoscimento dei simboli, distinzione dei colori dei colori, visione monoculare).

Tali indicazioni sono sintetizzate secondo schemi diagrammatici (azimutali, zenitali) del tipo sotto riportato.

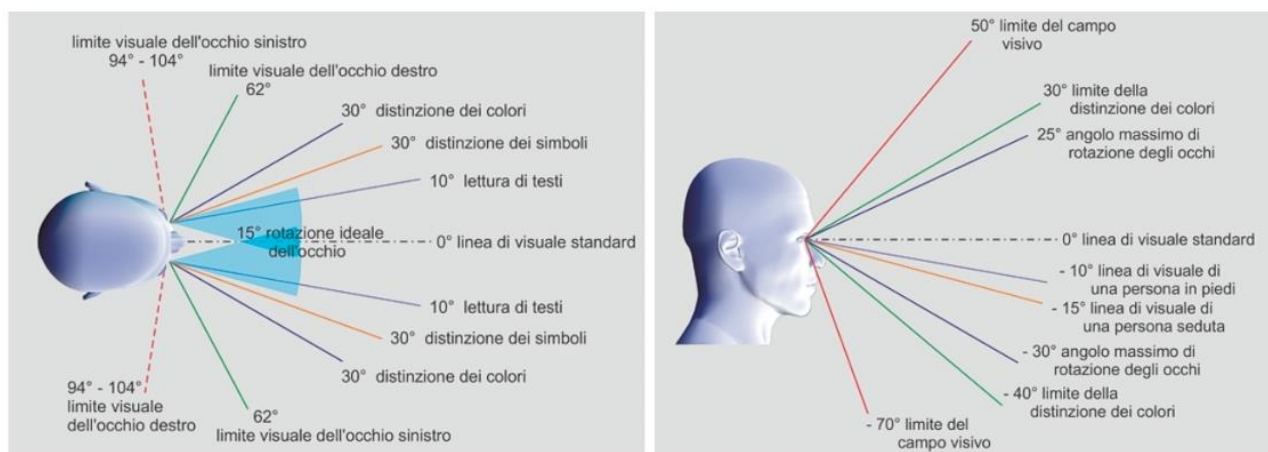


Figura 8 - Tipi di visione

(Fonte immagini sito <http://www.archeryweb.eu/archeryweb%20-%20occhio%20vista%20percezione.html>)

La collocazione della sorgente luminosa nell'ambito di una rappresentazione prospettica da parte dell'osservatore fornisce una indicazione qualificata del tipo di visione coinvolta.

Secondo gli standard reperibili in letteratura in materia di metriche di sicurezza oculare, l'abbagliamento oltre i 50-60 gradi dalla linea di vista di un individuo, non è considerato un pericolo per la sicurezza (Ho et al., 2015) in quanto posto al di fuori del cosiddetto "campo visivo utile".

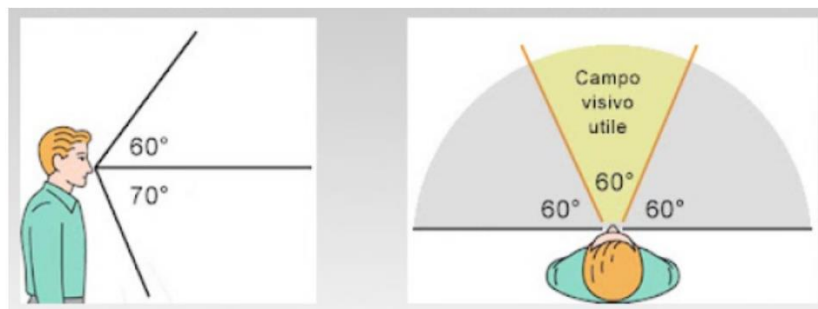


Figura 9 - Campo visivo utile

(Fonte immagini sito <http://www.archeryweb.eu/archeryweb%20-%20occhio%20vista%20percezione.html>)

Analisi dell'impatto del progetto

Per quanto detto, il fenomeno di abbagliamento può essere pericoloso nel caso in cui l'inclinazione dei pannelli (*tilt*) e l'orientamento (*azimuth*) provochino la riflessione ad altezza uomo in direzione di strade provinciali e/statali o dove sono presenti attività antropiche. In fase di esercizio, in considerazione dell'altezza dei moduli fotovoltaici compresa tra 0,50 e 4,75 m e del loro angolo di inclinazione che varia da -55° a $+55^\circ$ rispetto al piano orizzontale, il verificarsi di fenomeni di riflessione ad altezza uomo sono pressochè impossibili ed in ogni caso sarebbero tali da non colpire, né le eventuali abitazioni circostanti, né, tantomeno, un eventuale osservatore posto nelle immediate vicinanze.

Le rotte aeree che solcano i cieli della Sicilia a bassa quota risultano essere molto distanti dalla zona di intervento, pertanto si possono escludere fenomeni di abbagliamento sugli aeromobili

È stata inoltre svolta l'analisi preliminare con il tool di pre analisi di ENAC/ENAV inserendo i dati aggiornati del progetto revisionato.

...Inserire una sezione in cui riportare l'inquinamento ottico secondo le specifiche richiamate al punto 3.2.2.4.2 delle "LINEE GUIDA - SNPA 28/2020"...

Secondo le Linee guida SNPA 28/2020 le analisi relative all'inquinamento ottico devono tenere conto di tutti i potenziali ricettori impattati dalla realizzazione dell'intervento, con particolare riguardo alla salvaguardia della salute umana e agli eventuali effetti sulla fauna terrestre e marina, sull'avifauna, nonché sulle specie vegetali.

L'inquinamento ottico è un tipo di inquinamento luminoso, con questo termine si intende l'indebita diffusione di luce artificiale in aree di accesso della popolazione.

Nella letteratura scientifica è possibile individuare numerosi effetti di tipo ambientale, riguardanti soprattutto il regno animale e quello vegetale, legati all'inquinamento luminoso, in quanto possibile fonte di alterazione dell'equilibrio tra giorno e notte. Nel caso del progetto in esame, gli impatti con l'ambiente circostante potrebbero determinare il fenomeno di inquinamento ottico scaturente dagli impianti di illuminazione del campo.

FASE DI CANTIERE

In fase di cantiere, si avrà cura di ridurre, ove possibile, l'emissione di luce nelle ore crepuscolari



invernali, nelle fasi in cui tale misura non comprometta la sicurezza dei lavoratori ed in ogni caso eventuali lampade presenti nell'area cantiere, vanno orientate verso il basso e tenute spente qualora non utilizzate.

FASE DI ESERCIZIO

Il progetto prevede l'installazione di apparecchi illuminanti lungo il perimetro e sulle cabine elettriche il cui utilizzo è previsto solo in caso di emergenza e di necessità (intrusione notturna di persone non autorizzate o guasti elettrici). Tali apparecchi utilizzeranno la tecnologia LED di ultima generazione, e saranno, tra l'altro, orientati in modo tale che la configurazione escluda la dispersione della luce verso l'alto e verso le aree esterne limitrofe. Inoltre, dato che l'altezza dei pali di supporto dei corpi illuminanti (2,80 m) è inferiore a quella degli alberi costituenti la fascia di mitigazione, è estremamente improbabile che la luce prodotta durante la loro accensione possa raggiungere punti sensibili all'esterno dell'area di progetto.

Per tali motivi, dato lo sporadico utilizzo e la breve durata di accensione (limitata allo stretto necessario) degli apparecchi illuminanti, il fenomeno dell'inquinamento luminoso è da considerarsi nullo.

...Chiarire in maniera esplicita la durata della fase di cantiere, esercizio e dismissione dell'impianto (in relazione alla dismissione puntualizzare il destino della parte agricola dell'impianto)...

Fase	Durata	Destino parte agricola
Cantiere	18 Mesi	
Esercizio	25-30 Anni	Sarà garantita la destinazione agricola, come da progetto Agrivoltaico
Dismissione	8 Mesi	Sarà garantita la destinazione agricola, anche dopo la dismissione dell'impianto

...Prevedere un paragrafo di approfondimento relativo agli impatti sulla viabilità pubblica in tema di traffico attesi durante la realizzazione dell'impianto agrivoltaico, del cavidotto per il quale dovrà essere chiarito quali strade saranno interessate se pubbliche/private. A tal proposito evidenziare anche soluzioni che minimizzino l'impatto dovuto all'attraversamento di centri/urbani, prevedendo percorsi alternativi...

Il traffico di mezzi terrestri, in ingresso e in uscita dall'area di cantiere durante la costruzione dell'impianto, è imputabile essenzialmente a:

- trasporti di acqua per necessità di cantiere;



- trasporti per conferimento a discarica di rifiuti (materiali da demolizione, reflui di origine civile e terreni non riutilizzati in sito). I camion destinati allo smaltimento dei reflui di origine civile sono quantificabili in circa 8 mezzi/mese.
- trasporto di materiali da costruzione;
- movimentazione degli addetti alle attività di costruzione.

La tabella seguente riporta il numero indicativo dei mezzi in transito presso le aree di cantiere:

Tipologia mezzo	Motivazione	Numero
Autobotte	Trasporto acque	2/giorno
Camion	trasporto materiale	5/giorno
Camion	trasporto terre e rocce	5/giorno
Vetture	trasporto personale	8/giorno

La viabilità e gli accessi all'area di cantiere principale sono assicurati dalle strade esistenti che sono in grado di far fronte alle esigenze del cantiere in considerazione della vicinanza dalle principali direttrici di traffico dell'area (SS 119 ed A29).

...Individuare il fabbisogno idrico necessario per la realizzazione dell'impianto, nelle diverse fasi di costruzione, esercizio e dismissione e le fonti di approvvigionamento per sopperire a eventuali deficit idrici...

Le interazioni tra il progetto e la componente possono essere così riassunte:

- fase di cantiere:

- prelievi idrici per le necessità del cantiere:

umidificazione delle aree di cantiere per limitare le emissioni di polveri dovute alle attività di movimento terra;

usi civili connessi alla presenza del personale addetto alla costruzione;

Nella tabella seguente sono riportati i consumi idrici previsti durante la realizzazione dell'opera:

Uso	Modalità di approvvigionamento	Quantità	Totale
Acqua per usi civili	Autobotte con prelievo da acquedotto	60 operatori * per 3 mesi	3,6 m3/giorno (1 atb ogni settimana lavorativa per 12 settimane)
Acqua per attività di cantiere	Riuso meteoriche	irrigazione antipolvere di 10 giorni al mese	400 m3/mese

*Presenza massima di addetti nel periodo di sovrapposizione delle attività di costruzione delle opere



- fase di esercizio:
- prelievi idrici per necessità di lavaggio pannelli

Uso	Modalità di approvvigionamento	Quantità	Totale
Lavaggio pannelli	Autobotte di acqua demineralizzata con prelievo da impianto autorizzato	0,5 l/m ² su 138.000 moduli	215 m ³ a lavaggio esclusi eventi straordinari (corrispondenti a 10 atb anno)

- fase di dismissione:
- prelievi idrici per le necessità del cantiere:

umidificazione delle aree di cantiere per limitare le emissioni di polveri dovute alle attività di movimento terra;

usi civili connessi alla presenza del personale addetto alla costruzione;

Nella tabella seguente sono riportati i consumi idrici previsti durante la realizzazione dell'opera:

Uso	Modalità di approvvigionamento	Quantità	Totale
Acqua per usi civili	Autobotte con prelievo da acquedotto	30 operatori * per 3 mesi	1,8 m ³ /giorno (1 atb ogni 2 settimane lavorative per 12 settimane)
Acqua per attività di cantiere	Autobotte con prelievo da acquedotto	irrigazione antipolvere di 10 giorni al mese	400 m ³ /mese

*Presenza massima di addetti nel periodo di sovrapposizione delle attività di costruzione delle opere

...Chiarire la frequenza e modalità di pulizia dei moduli se utilizzando acqua demineralizzata ovvero additivata con soluzioni chimiche e la gestione della stessa...

L'attività di pulizia dei moduli fotovoltaici sarà effettuata attraverso l'utilizzo di acqua calda demineralizzata - priva di detersivi - e spazzole rotanti a pressione, che creano un effetto di pressione/depressione sul pannello, che rimuove completamente lo sporco nell'alveolo del vetro.

L'approvvigionamento idrico per la pulizia dei moduli fotovoltaici verrà effettuato mediante autobotti, pertanto, la pulizia dei moduli fotovoltaici non impatterà sulle risorse idriche locali, mentre la gestione della pulizia dei moduli sarà affidata ad una ditta specializzata.

Per quanto concerne la frequenza della pulizia dell'impianto, questa dipende da svariati fattori, tra cui la posizione dell'impianto, dalle esigenze indicate nella garanzia del produttore, la vicinanza di alberi che



possono rilasciare resine e dalla polverosità dell'area.

Solitamente si prevede la pulizia una volta l'anno, ma la frequenza dei lavaggi potrà essere aumentata o diminuita in funzione delle effettive condizioni di sporcizia dei moduli. Il fabbisogno idrico medio è di circa 1 l/m², il che significa che ogni pulizia richiede circa 843 m³ di acqua demineralizzata per ogni lavaggio.

In futuro, la pulizia dei moduli potrebbe diventare molto più sostenibile: alcuni ricercatori del *Massachusetts Institute of Technology (MIT)* hanno individuato un metodo innovativo per pulire i pannelli solari senza toccare il sistema e senza utilizzare acqua. Tale sistema, ancora sperimentale, utilizza la repulsione elettrostatica per staccare le particelle di polvere e rimuoverle dalla superficie del pannello.

Il meccanismo è molto semplice: un elettrodo passa sopra la superficie del pannello solare, conferendo una carica elettrica alle particelle di polvere, che vengono poi respinte da una carica di uguale segno applicata al pannello stesso. Calcolando la giusta tensione da applicare, i ricercatori sono stati in grado di trovare un intervallo di tensione sufficiente per superare l'attrazione della gravità e delle forze di adesione, provocando il sollevamento della polvere. Il sistema può essere azionato tramite un semplice motore elettrico e l'intero processo può essere automatizzato o controllato da remoto.

Una volta che la tecnologia sarà messa a punto, sarà quindi possibile ridurre drasticamente il consumo idrico legato alla pulizia dei moduli.

...Chiarire se allo stato risultano presenti nelle aree cavidotti aerei MT/AT, le conseguenti azioni che si intendono intraprendere (per esempio lo stralcio dei pannelli fotovoltaici entro una data fascia di rispetto dalla proiezione in pianta dei succitati cavidotti aerei)...

Non sono presenti linee aeree AT che attraversano l'area dell'impianto. Per i brevi tratti di linee aeree MT si prevede la deviazione all'esterno dell'area interessata dall'impianto.

...Presentare un nuovo layout impiantistico stralciando i moduli dalle aree nelle quali, allo stato, per esempio, risulta la sovrapposizione con fabbricati esistenti, in altri casi la sovrapposizione con strade (anche di collegamento di fabbricati a viabilità esterna determinando l'isolamento di questi ultimi), in altri l'isolamento di un insieme di fabbricati dall'ambiente circostante per effetto di accerchiamento di moduli fotovoltaici, in altri la sovrapposizione su luoghi ad evidente dissesto agrario, in altri la sovrapposizione su un aspro rilievo morfologico dovuto ad una parete rocciosa di grandi dimensioni, in altri ancora il proseguo senza soluzione di continuità con impianti fotovoltaici esistenti. In relazione a quanto sopra si chiede di procedere al conseguente aggiornamento dei vari elaborati tecnici...

Nel Layout di progetto sono stati stralciati i moduli dalle aree nelle quali, allo stato, risulta la



sovrapposizione con:

- fabbricati esistenti,
- strade, anche di collegamento di fabbricati a viabilità esterna, evitando in questo modo l'isolamento di singoli o gruppi di fabbricati dall'ambiente circostante per effetto di accerchiamento di moduli fotovoltaici,
- luoghi ad evidente dissesto agrario,
- aspri rilievi morfologici dovuti a pareti rocciose di grandi dimensioni.

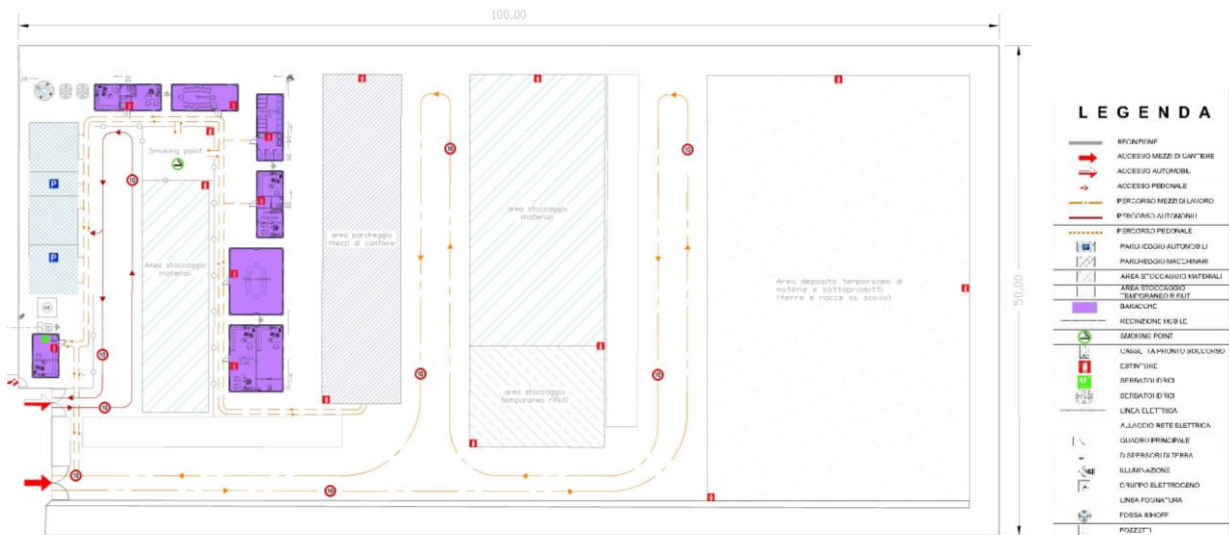
Si specifica che, gli edifici agricoli presenti all'interno dei lotti dell'impianto, sono di proprietà della ditta proponente che si impegna a richiedere un piano di demolizione degli stessi agli enti competenti.

Non sono presenti aree dell'impianto senza soluzione di continuità con impianti fotovoltaici esistenti.

10.2. 1.2. Ai fini della completa valutazione degli impatti, si richiede di:

1.2.a. fornire per ciascuna delle fasi di vita del Progetto (cantierizzazione, esercizio e dismissione) la descrizione delle aree occupate e la relativa planimetria. In particolare individuare in maniera chiara su planimetria adeguata l'esatta ubicazione dei moduli utilizzati, delle colture lavorate nell'impianto agrivoltaico (con relativa rotazione), delle arnie (evidenziando criterio che ne determina il numero e la scelta localizzativa nell'impianto) e delle zone riservate al pascolo all'interno del parco agrivoltaico (chiarendo anche in quest'ultimo caso il criterio che ne determina il numero e la scelta localizzativa nell'impianto)....

Durante la cantierizzazione e la fase di dismissione dell'impianto si prevede l'occupazione temporanea di un'area di cantiere come da layout di seguito



10.3. 1.3. Relativamente alle ricadute occupazionali, con particolare riferimento all'impiego di forza lavoro locale, si richiede di fornire:

1.3.a. la quantificazione del personale impiegato in fase di cantiere, suddiviso per tutti gli ambiti (impianto agrivoltaico e dorsali MT, impianto di utenza, impianto di rete) e per le seguenti attività: progettazione esecutiva ed analisi in campo; acquisti ed appalti; Project Management, Direzione lavori e supervisione; sicurezza; lavori civili; lavori meccanici; lavori elettrici; lavori agricoli;



	Impianto Agrivoltaico e dorsali MT	Impianto di utenza	Impianto di rete
Progettazione esecutiva ed analisi in campo	4	2	2
Acquisti ed appalti	2	1	1
Project Management	2	1	1
Direzione lavori e supervisione	4	2	2
Sicurezza	4	2	2
Lavori civili	30	10	10
Lavori meccanici	30	10	10
Lavori elettrici	30	10	10
Lavori agricoli	5	0	0

1.3.b. la quantificazione del personale impiegato in fase di esercizio, suddiviso per tutti gli ambiti (impianto agrivoltaico e dorsali MT, impianto di utenza) e per le seguenti attività: monitoraggio impianto da remoto, lavaggio moduli, controlli e manutenzioni opere civili e meccaniche, verifiche elettriche, attività agricole;

	Impianto Agrivoltaico e dorsali MT	Impianto di utenza
Monitoraggio impianto da remoto	2	1
Lavaggio moduli	15	0
Controlli e manutenzioni opere civili e meccaniche	8	2
Verifiche elettriche	4	2
Attività agricole	4	2

1.3.c. la quantificazione del personale impiegato in fase di dismissione, suddiviso per tutti gli ambiti (impianto agrivoltaico e dorsali MT, impianto di utenza) e per le seguenti attività: appalti, Project Management, Direzione lavori e supervisione; sicurezza; lavori di demolizione civili; lavori di smontaggio strutture metalliche; lavori di rimozione apparecchiature elettriche; lavori agricoli.

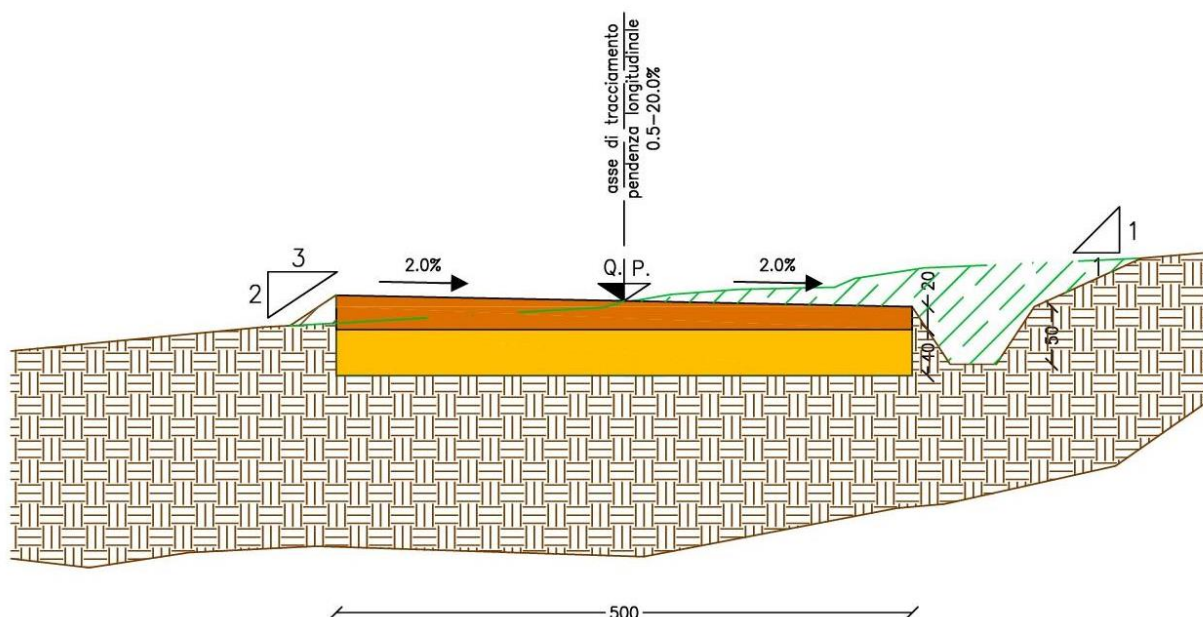


	Impianto Agrivoltaico e dorsali MT	Impianto di utenza
Appalti	2	1
Project Management	2	1
Direzione lavori e supervisione	4	2
Sicurezza	4	2
Lavori di demolizione civili	10	5
Lavori di smontaggio strutture metalliche	30	0
Lavori di rimozione apparecchiature elettriche	30	10
Lavori agricoli	5	0

10.4. 4. Uso del Suolo

4.b Il valore del consumo di suolo non risulta adeguatamente e puntualmente contabilizzato, in quanto devono essere inclusi viabilità e le stazioni elettriche, e il loro effetto di disturbo (senza limitarsi al semplice sedime), contando sia la fase di cantiere temporanea che quella di esercizio e considerando le alternative. Si ricorda altresì di contabilizzare anche la quota di suolo interessata dalla realizzazione della sottostazione elettrica/di smistamento.

La viabilità dell'impianto agrovoltaico Gallitello è costituita da 18.550 m² di strade non asfaltate e non impermeabilizzate, si riporta di seguito tipico costruzione strada:

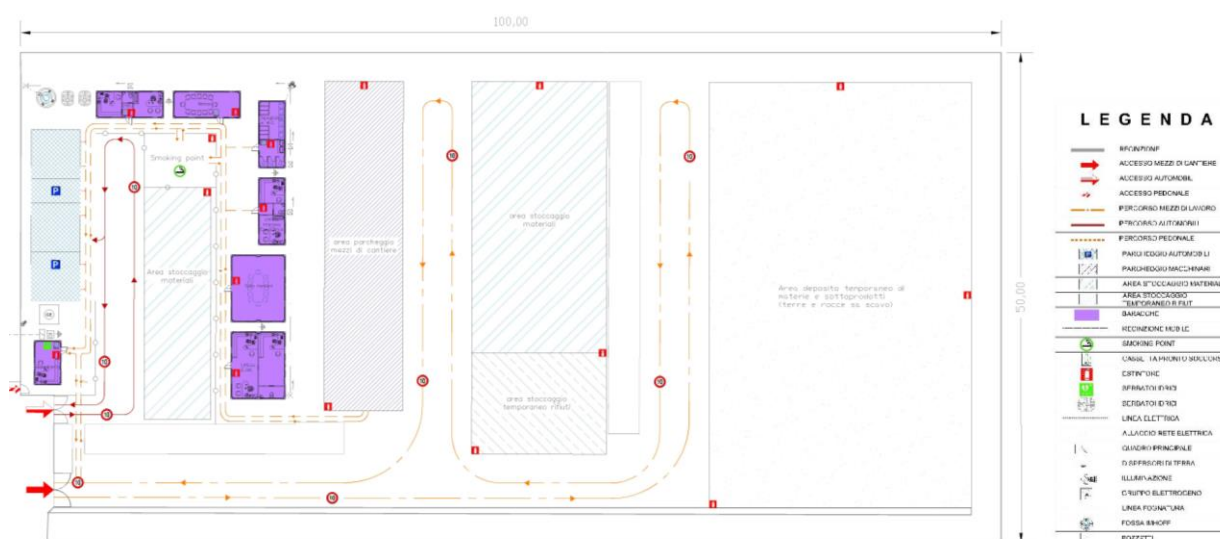




Le cabine di campo e l'area di storage vengono costruite su platee in CLS armato ed occupano totalmente 2041 m² di suolo, ovvero il 0,11% della superficie totale. Il consumo di suolo risulta quindi trascurabile nel bilancio dell'opera.

I dati sul consumo di suolo della sottostazione elettrica non sono attualmente nella disponibilità del proponente, i dati verranno integrati non appena condivisi dal Gestore di Rete.

In fase di cantiere saranno occupate dai container ad uso ufficio e magazzino le aree come da figura, per un periodo inferiore a 18 mesi:



10.5. 8. Impatto Elettromagnetico

8.e Al fine di minimizzare l'impatto ambientale e sanitario (relativo ai campi elettromagnetici) si chiede di verificare la possibilità di utilizzare percorsi dei cavidotti comuni agli altri impianti presenti o in progetto al fine di valutare la possibilità di procedere ove possibile a effettuare scavi congiunti e ove possibile utilizzare cavi comuni. Estendere e puntualizzare la valutazione dell'impatto elettromagnetico nella sottostazione elettrica.

Non si hanno informazioni in merito ad altri impianti presenti o in progetto al fine di valutare la possibilità di utilizzo di cavidotti comuni, scavi congiunti e/o comuni.

8.f Puntualizzare in merito alla SE TERNA chi ne è il costruttore avendo cura di fornire ogni informazione utile, se disponibile, per una compiuta valutazione del relativo impatto ambientale.



Non si hanno informazioni in merito al costruttore della SE TERNA.

10.6. 10. Vulnerabilità per rischio di gravi incidenti o calamità

10.a Va analizzato il rischio di incendio, di distacchi pannelli anche in relazione alla caduta di pala eolica da eventuali vicini impianti (sulla base del calcolo della gittata) anche in fase di istruttoria e gli aspetti di sicurezza impiantistica.

Gli impianti fotovoltaici non rientrano nell'elenco delle attività soggette al controllo VV.F. (vedasi D.P.R. 1 agosto 2011, n. 151), è tuttavia importante esaminare attentamente e considerare i rischi di incendio.

Un impianto fotovoltaico, pur se progettato e installato correttamente, può comunque essere causa di incendi. I moduli fotovoltaici raramente sono loro soli causa diretta di incendi, i potenziali pericoli derivano spesso anche dai componenti dell'impianto d'insieme (cavi, connettori, morsettiere, scatole di derivazione, quadri di campo, inverter, ecc.). Analizzare i rischi noti, significa cautelarsi spesso con semplici azioni e contromisure che, se ben ipotizzate fin dalle fasi progettuali, non incidono sui costi, bensì permettono di meglio garantire l'impiantistica in campo, salvaguardando nel tempo, persone, cose e l'investimento stesso. Il rischio d'incendio di impianti fotovoltaici è genericamente associabile all'invecchiamento dei materiali dei moduli ed alle caratteristiche dei componenti e parti d'impianto correlate, quali componenti di bassa qualità e/o mal assemblati in fabbrica o danneggiatisi nel trasporto; fenomeni metereologici, carenze manutentive ed altre varie cause esterne, possono infine incidere ulteriormente nel degrado latente che porta ad aumentare esponenzialmente la probabilità di incidenti vari.

I materiali utilizzati sono di per sé ignifughi e non propaganti l'incendio, tuttavia in caso di corto circuito, si possono verificare archi elettrici in grado di sviluppare temperature molto elevate, tali da fondere persino l'acciaio. In caso di incendio è quindi fondamentale circoscrivere la sezione di impianto interessata isolandola completamente dal punto di vista elettrico ed usare mezzi di spegnimento adeguati (estintori a polvere o al limite a CO₂), tenendo presente il fatto che, in presenza di soleggiamento, la sezione di impianto interessata potrebbe rimanere comunque soggetta a tensioni elevate in corrente continua, dato che la corrente potrebbe trovare percorsi alternativi (ad esempio la rete di terra), risultando potenzialmente molto pericolosa per personale di pronto intervento sprovvisto di adeguati DPI ed anche possibile causa di improvvisi re-inneschi di incendio.

Una corretta installazione (con propedeutica precisa progettazione, che tenga conto anche delle giuste distanze per effettuare la manutenzione), seguita da piani di manutenzione ben programmati, possono ridurre esponenzialmente i rischi d'innesco e le probabilità di un principio d'incendio, fino a limitarne l'evolversi e la propagazione, agevolando allo stesso tempo attraverso precise azioni di messa in sicurezza elettrica, la facilità dei soccorsi.

Rischio distacchi di parti di aerogeneratori



Per il progetto in esame, l'unico potenziale rischio è legato alla presenza di un impianto eolico nelle vicinanze: tale impianto è situato 200 metri più in alto e dista 5200 metri rispetto al sito considerato nel progetto. La caduta di parti di aerogeneratori sarebbe conseguente ad un effetto accidentale, ossia alla rottura di un elemento rotante (la pala o un frammento della stessa) di un aerogeneratore. Va considerato che, in primo luogo, questo effetto viene tenuto conto da chi progetta tale impianto, in quanto ne costituisce un aspetto fondamentale anche in fase di esercizio.

Per quanto riguarda il quesito sulla valutazione del rischio per il progetto, si consideri che:

- 1- non si conosce la velocità di rotazione, in quanto strettamente correlata con le caratteristiche tecniche dell'aerogeneratore e della relativa curva di Weibull;
- 2- non si conosce l'entità e la presenza di eventuali sistemi di controllo che ridurrebbero la velocità di rotazione;
- 3- non si riesce a determinare, per l'impianto eolico non di nostra competenza, il range della resistenza aerodinamica massima/minima della connessa traiettoria a giavellotto e nemmeno gli assi principali di eventuali frammenti a cui si sarebbe fatto riferimento;
- 4- non è noto se siano stati considerati o meno eventuali fattori a margine di sicurezza, quali la resistenza dell'aria e la dissipazione di energia.

non è possibile determinare la gittata di eventuali frammenti e valutare dunque correttamente la probabilità di accadimento in maniera analitica.

Per quanto riguarda i possibili danni conseguenti alla caduta di parti di aerogeneratore, per i frammenti più piccoli, si possono ipotizzare danni paragonabili a quelli di una grandinata. I moduli fotovoltaici sono sottoposti a severi test per la resistenza alla grandine (vengono sparate sul pannello sfere di ghiaccio del diametro di 25 mm alla velocità di 140 m/s per simulare una forte grandinata, e alcuni produttori applicano test ancora più severi). I danni che possono subire i moduli vanno dalla scheggiatura del vetro, fino allo sfondamento del modulo nel caso in cui le parti distaccate dell'aerogeneratore siano particolarmente grosse pesanti.

In ogni caso, in considerazione delle tecnologie utilizzate per i moduli fotovoltaici utilizzati nel progetto (silicio monocristallino), anche la totale distruzione del modulo non comporta alcun tipo di rischio ambientale, in quanto i materiali utilizzati sono inerti e non tossici (vetro, alluminio, silicio).

Assenza di sostanze o materiali pericolosi

I materiali utilizzati non sono propaganti l'incendio e durante la fase di esercizio non sono presenti sostanze combustibili di alcun tipo; non sono inoltre presenti sostanze inquinanti o nocive per la salute.

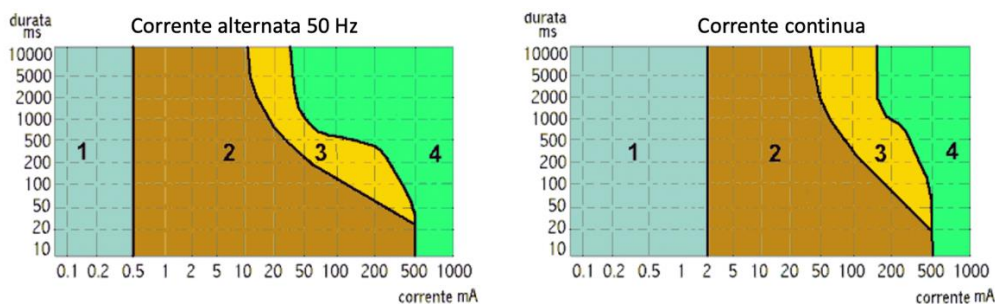
Rischi elettrici connessi all'impianto fotovoltaico

Un impianto fotovoltaico ha delle caratteristiche peculiari rispetto ad un normale impianto elettrico. La prima differenza sostanziale è che (almeno durante il giorno) non è possibile mettere fuori tensione il generatore, la seconda (non meno importante ai fini della sicurezza) è che a differenza di un impianto elettrico tradizionale (che lavora in corrente alternata a 230/400 volt) un impianto fotovoltaico "lavora" in corrente continua a tensioni nominali di oltre 1000 volt.



Effetti della corrente sul corpo umano

Lo studio degli effetti della corrente sul corpo umano ha prodotto per via sperimentale (e analitica), le "curve di pericolosità tempo/corrente". Queste curve definiscono le reazioni del corpo umano quando viene sollecitato dal passaggio di corrente, individuando 4 zone di pericolosità crescente. Gli effetti del passaggio di corrente variano al variare della frequenza della corrente. Il caso peggiore è la fascia 20 – 100 Hz (il picco di pericolosità si ha in corrispondenza della frequenza 50-60 Hz, la frequenza utilizzata normalmente nei sistemi elettrici di tutto il mondo), mentre la pericolosità è minore con corrente continua e ad alta frequenza.



Zona 1: delimitata dalla retta verticale: fino a tale valore non c'è nessun limite di tempo e normalmente non vi sono reazioni al passaggio della corrente, qualunque sia la sua durata.

Zona 2: corrisponde alla soglia di tetanizzazione¹. Quando le coordinate del contatto (corrente e tempo) individuano un punto di questa zona, non si ha di solito alcun effetto fisiopatologico pericoloso. Dai grafici si nota che quando la durata del contatto tende a tempo infinito, l'intensità tende a 10 mA (corrente alternata) o 48 mA (corrente continua). Questo significa che tali valori di corrente risultano convenzionalmente non pericolosi qualunque sia la durata. Superando tale valore la durata deve diminuire, per evitare effetti pericolosi.

Zona 3: In questa zona possono verificarsi effetti fisiopatologici, generalmente reversibili, come contrazione muscolare, difficoltà di respirazione, disturbi cardiaci. Essa è da ritenersi pericolosa: infatti la tetanizzazione, impedendo il rilascio del contatto, ne fa aumentare la durata e, se si supera il tempo limite, si entra nella zona della fibrillazione ventricolare².

Zona 4: In essa si innesca la fibrillazione ventricolare. Effetti fisiopatologici, come arresto cardiaco, arresto respiratorio e gravi ustioni, possono presentarsi all'aumentare della corrente e del tempo.

La maggior parte dei decessi per folgorazione avviene per fibrillazione ventricolare.

Nella valutazione del rischio elettrico, anche il verso del percorso della corrente continua attraverso il corpo umano ha un suo peso. Per innescare la fibrillazione ventricolare si è scoperto che è necessaria una corrente discendente doppia, rispetto a quella ascendente e, per tempi inferiori a 300 ms, la corrente continua ascendente è più pericolosa della corrente alternata. A tal proposito, nei sistemi con un polo a terra, è opportuno collegare a terra il polo negativo del generatore, poichè, in tale caso, la corrente di

¹ Contrazione muscolare indotta dal passaggio della corrente

² una condizione nella quale avviene una contrazione non coordinata del muscolo cardiaco dei ventricoli nel cuore: il risultato è che la gittata cardiaca cessa completamente



guasto nella persona è discendente, mentre con il polo positivo a sarebbe ascendente (più pericolosa).

Si sottolinea che a parità di tensione, in caso di contatto diretto, un sistema isolato da terra risulta meno pericoloso rispetto ad un sistema con un polo a terra, ma a causa delle correnti di dispersione, rimane sempre pericoloso.

Protezione da corto-circuiti sul lato in corrente continua dell'impianto

Il progetto prevede l'installazione di quadri elettrici di campo, in ciascuno dei quali trovano alloggiamento due fusibili per ogni stringa (uno per il polo positivo ed uno per quello negativo), gli scaricatori di sovratensione a protezione dei fulmini e un interruttore in corrente continua.

Protezione da contatti accidentali lato D-C dell'impianto

I principi su cui si basa la protezione contro i contatti diretti ed indiretti sono gli stessi di qualunque altro impianto elettrico. Come accennato precedentemente, per ridurre il rischio di contatti pericolosi, il campo Agro-Fotovoltaico lato DC è assimilabile ad un sistema IT, cioè flottante da terra. Infatti, la presenza del trasformatore di isolamento all'interno dell'inverter, permette la separazione galvanica tra il lato corrente continua (DC) e quello di corrente alternata (AC). In tal modo, affinché un contatto 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 provoca nella pratica alcuna conseguenza, a meno che, una delle polarità non sia casualmente in contatto con la massa. Per prevenire tale eventualità, gli inverter sono muniti di un opportuno dispositivo di rilevazione degli squilibri verso massa, che ne provoca l'immediato spegnimento e l'emissione di una segnalazione di allarme.

Protezione scariche atmosferiche

In un tipo di impianto, così complesso, come una centrale solare, è necessario valutare il rischio dei danni da fulminazione in conformità alla CEI EN 62305-2 (CEI 81-10/2) e di rispettare le conclusioni risultanti nella progettazione. La protezione di una centrale solare ha lo scopo di proteggere sia gli edifici operativi, che il campo dei pannelli contro i danni da incendio (fulminazione diretta) e i sistemi elettrici ed elettronici (inverter, sistema di supervisione, condotta principale del generatore) contro l'effetto dell'impulso elettromagnetico del fulmine (LEMP).

La prima misura di protezione che sarà adottata, suggerita congiuntamente dalla Norma CEI 82-4:1998 (CEI EN 61173) e dalla Norma CEI 81-10/4:2006 (CEI EN 62305-4), consiste nel ridurre i fenomeni induttivi su entrambi i circuiti (quello DC e quello AC) del sistema fotovoltaico. Per ottenere tale riduzione è necessario adottare cavi di lunghezza più breve possibile. Ad esempio, nel lato DC dell'impianto si può cercare di ridurre la lunghezza dei cavi dei poli positivo e negativo, che dovrebbero anche essere avvolti insieme per ridurre la superficie delle spire; mentre nel lato AC si possono ridurre le lunghezze del conduttore di protezione PE e dei conduttori di fase e neutro, che dovrebbero a loro volta, essere avvolti insieme in modo da evitare inutili spire di grande superficie nel sistema. Una simile misura di protezione viene definita precauzione di posa dalla Norma CEI 81-10/2:2006 (CEI EN 62305-2). Per ottenere una precauzione di posa più efficace, è necessario che l'area delle spire dovute ai cavi di interconnessione (lato DC) e di potenza (lato AC) non ecceda complessivamente $0,5 \text{ m}^2$, secondo la Norma CEI 81-



10/2:2006 (CEI EN 62305-2); sfortunatamente tale valore non sembra facile da raggiungere, principalmente a causa della scatola di giunzione dei pannelli solari (denominata Junction-Box) con cavi di interconnessione (poli positivo e negativo) che distano 10 cm tra di loro e sono lunghi ciascuno circa 1m.

Invece l'adozione di precauzioni di posa nel lato AC, tra l'inverter e il trasformatore, è più semplice da ottenere. Il fatto che l'area delle spire dal lato DC sia difficilmente riducibile al di sotto di certi valori pone l'inverter, dal lato DC del sistema, a rischio di guasti dovuti a sovratensioni. Usando le formule per valutare la tensione indotta (U_i), come suggerito dall'Allegato A della Norma CEI 81-10/4:2006 (CEI EN 62305-4), è possibile calcolare il numero di moduli connessi in serie/parallelo che formano una spira di area sufficiente ad avere una U_i maggiore di 1,5 kV causata da un fulmine vicino (distanza 250 m; $IMAX = 30$ kA; $T1=0,25$ μ s).

Per un numero elevato di moduli, come nel nostro caso, o si utilizzano cavi schermati oppure si ricorre all'utilizzo di idonei SPD (Surge Protection Device), progettati per un *Lightning Protection Level* (LPL) di tipo I, in modo da ridurre al minimo la componente di molto la componente di rischio.

L'installazione degli SPD avverrà all'ingresso degli inverter e di ciascun quadro elettrico.

Anche i quadri di campo saranno muniti di scaricatori di sovratensione (SPD) su entrambe le polarità di uscita. Tali SPD, al fine di prevenire eventuali incendi, sono inseriti in appositi scomparti anti-deflagranti.

Impianto di messa a terra

L'impianto di terra, conforme alle normative vigenti, è composto da un anello esterno in treccia rame nuda collegata a dispersori posti ai vertici degli angoli del campo Agro-Fotovoltaico e connessa ad un anello interno alla cabina e alle linee di terra afferenti dalle cabine di trasformazione. Le strutture di sostegno sono collegate alla rete di terra realizzata in prossimità delle strutture stesse.

Conclusioni

Fatte queste valutazioni e tenuto conto delle direttive della comunità Europea, particolarmente alla direttiva 2012/18/UE, ed alla normativa nazionale, ossia:

- **D.M. n. 148 del 1° luglio 2016**, recante «Regolamento recante criteri e procedure per la valutazione dei pericoli di incidente rilevante di una particolare sostanza pericolosa, ai fini della comunicazione alla Commissione europea, di cui all'articolo 4 del D.Lgs. n. 105/2015», che ha sostituito l'allegato A.
- **D.M. n. 138 del 6 giugno 2016**, recante «Regolamento recante la disciplina delle forme di consultazione, sui piani di emergenza interna (PEI), del personale che lavora nello stabilimento, ai sensi dell'articolo 20, comma 5, del D.Lgs. n. 105/2015», che ha sostituito l'allegato F.
- **D.M. 29 settembre 2016, n. 200**, recante «Regolamento recante la disciplina per la consultazione della popolazione sui piani di emergenza esterna, ai sensi dell'articolo 21, comma 10, del D.Lgs. n. 105/2015», che ha sostituito l'allegato G.

si può concludere che l'area e gli elementi di cui al seguente progetto non sono sottoposti a particolari



soglie di rischio incendio e/o di impiantistica e che sono state adottate tutte le misure preventive e protettive a tal fine.

11. CONCLUSIONI

Le opere in progetto permetteranno di perseguire gli obiettivi di produzione d'energia da fonte rinnovabile che la società "DREN SOLARE 4 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.