

IMPIANTO AGROVOLTAICO DI PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTE SOLARE DENOMINATO IMPIANTO "SPOT26" DI POTENZA NOMINALE PARI A 10,55 MW, DA REALIZZARSI NEL COMUNE DI GUAGNANO (LE)

CONNESSIONE ALLA RTN TRAMITE REALIZZAZIONE DI UNA NUOVA CABINA DI CONSEGNA COLLEGATA IN ANTENNA DALLA FUTURA CABINA PRIMARIA AT/MT "CELLINO"

PROGETTO DEFINITIVO
Id AU 2V7IYQ2

Tav.:

Titolo:

02

Relazione Tecnica

Scala:

Formato Stampa:

Codice Identificatore Elaborato

-

A4

2V7IYQ2_RelazioneTecnica

Progettazione:

Committente:



Dott. Ing. Fabio CALCARELLA

Via B. Ravenna, 14 - 73100 Lecce
Mob. +39 340 9243575
fabio.calcarella@gmail.com
Pec: fabio.calcarella@ingpec.eu



4IDEA S.r.l.

Via G. Brunetti, 50 - 73019 Trepuzzi
tel +39 0832 760144
pec 4ideasrl@pec.it
info@studioideaassociati.it



HEPV07 S.r.l.

Via Alto Adige, 160 - 38121 Trento
tel +39 0461 1732700 - fax +39 0461 1732799
e.mail: info@hepolopolis.eu - pec: hepv07srl@pec.it

Data	Motivo della revisione:	Redatto:	Controllato:	Approvato:
Marzo 2022	Prima emissione	STC	FC	HEPV07 S.r.l.

Sommario

1. PREMESSA.....	2
2. DATI GENERALI DEL PROPONENTE.....	2
3. Caratteristiche dell'area.....	2
4. CARATTERISTICHE DELLA FONTE UTILIZZATA ED ANALISI DELLA PRODUCIBILITÀ.....	3
4.1 L'energia solare	3
4.2 Energia prodotta dall'impianto.....	4
5. DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO, DELLE FASI, DEI TEMPI E DELLE MODALITÀ DI ESECUZIONE DEI LAVORI.....	6
5.1 Fasi di lavorazione	12
5.2 Cronoprogramma	13
6. OPERE CIVILI E OPERE ELETTRICHE	15
4.1 OPERE CIVILI – IMPIANTO FOTOVOLTAICO	15
6.1.1 Preparazione del sito	15
6.1.2 Area Logistica di Cantiere.....	15
6.1.3 Realizzazione strade interne.....	16
6.1.4 Realizzazione di trincee e cavidotti – rete BT e MT interna.....	17
6.1.5 Realizzazione scavo per cavidotto di vettoriamento.....	17
6.1.6 Realizzazione recinzione perimetrale e cancelli.....	18
6.1.7 Realizzazione del sistema di illuminazione e videosorveglianza	19
4.2 Strutture di supporto dei moduli fotovoltaici	21
6.1.8 Regimazione idraulica.....	23
6.2 OPERE ELETTRICHE IMPIANTO FOTOVOLTAICO	24
6.2.1 Architettura elettrica dell'impianto.....	24
6.2.2 Moduli fotovoltaici – caratteristiche dimensionali e prestazionali.....	27
6.2.3 Gruppi di conversione (Inverter)	27
6.2.4 Trasformatori BT/MT	29
4.3 Cabine di Campo,Smistamento Utente e Consegna ENEL.....	30
6.3.1 Shelter (gruppi conversione/trasformazione)).....	32
6.3.2 Cabina di Smistamento Utente (CdSU)	32
6.3.3 Cabina di Consegna ENEL (CdC)	33
4.4 Cavidotti interni BT e MT.....	34
4.5 Cavidotti MT di Vettoriamento	34
7. Rete di terra dell'impianto Fotovoltaico e delle Cabine di Campo.....	35
8. RIPRISTINO DELLO STATO DEI LUOGHI.....	36
9. PIANO DI DISMISSIONE DELL'IMPIANTO.....	37
9.1 Descrizione delle fasi di dismissione	37
10. Ricadute Economiche e sociali	39

1. PREMESSA

La presente relazione ha lo scopo di illustrare gli aspetti tecnici legati alla progettazione di un impianto Agrovoltaiico per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile (solare) e di tutte le opere ad esso annesse e necessarie per il collegamento dell'impianto alla Rete Elettrica Nazionale gestita da ENEL Distribuzione, ed in particolare per il collegamento alla Futura CP "Cellino".

L'impianto, denominato "SPOT 26" sarà costituito, oltre che dai moduli fotovoltaici e relative strutture di sostegno e movimentazione (inseguitori mono assiali), da tutte le opere annesse.

L'impianto avrà una potenza nominale pari a **10.550 kVA** e potenza installata pari a **13.581,4 kWp**. Sarà costituito da 30.520 pannelli fotovoltaici in monocristallino da 445 W ognuno, raggruppati in 1090 stringhe e montati su strutture metalliche ad inseguitori solari monoassiali "Tracker".

L'energia prodotta dall'impianto sarà convogliata, dopo la trasformazione da bassa tensione a media tensione, mediante due linee MT aeree (relative all'area A e area B) di lunghezza pari a circa 6.150 m ognuna, alla Cabina Primaria CP "Cellino" anch'essa da realizzarsi ed ubicata in agro di Cellino San Marco.

2. DATI GENERALI DEL PROPONENTE

La società proponente l'intervento in oggetto è la HEPV07 S.r.l., con sede in Via Alto Adige, n. 160 – 38121 Trento; PEC: hepv07@pec.it

3. Caratteristiche dell'area

L'impianto fotovoltaico propriamente detto è ubicato a Ovest del Comune di Guagnano (LE). L'impianto è suddiviso in due aree A e B di estensione rispettivamente pari a 14,2 e 8,9 ha, per un totale di 23,1 ha. Le caratteristiche delle aree di impianto sono riportate nelle tabelle seguenti:

Area	Latitudine	Longitudine	Comune
Area A	40°25'11.00"N	17°55'32.00"E	Guagnano (LE)
Area B	40°25'19.42"N	17°54'59.73"E	Guagnano (LE)

Tabella A – Ubicazione geografica delle opere

Estensione (ha)	Potenza (MW)	Rapporto ha / MW	Ubicazione NCT
14,20	8,3	1,7	Foglio 8 (Guagnano)
8,9	5,3	1,7	Foglio 7 (Guagnano)

Tabella B – Estensione e Potenza installata in KW di ciascuna area

4. CARATTERISTICHE DELLA FONTE UTILIZZATA ED ANALISI DELLA PRODUCIBILITÀ

4.1 L'energia solare

In linea generale, quella solare è l'energia derivante dalla radiazione solare. Rappresenta la fonte primaria di energia sulla Terra.

È, infatti, la forma di energia normalmente utilizzata dagli organismi autotrofi, cioè quelli che eseguono la fotosintesi, comunemente indicati come "vegetali" (da cui si originano anche i combustibili fossili); gli altri organismi viventi sfruttano, invece, l'energia chimica ricavata dai vegetali o da altri organismi che a loro volta si nutrono di vegetali e quindi in ultima analisi sfruttano anch'essi l'energia solare, se pur indirettamente.

Da questa energia derivano più o meno direttamente quasi tutte le altre fonti energetiche disponibili all'uomo quali i combustibili fossili, l'energia eolica, l'energia del moto ondoso, l'energia idroelettrica, l'energia da biomassa con le sole eccezioni dell'energia nucleare, dell'energia geotermica e dell'energia delle maree. Può essere utilizzata direttamente a scopi energetici per produrre calore o energia elettrica con varie tipologie di impianto. L'energia solare rappresenta quindi una importante fonte rinnovabile.

Gli impianti fotovoltaici in particolare:

- contribuiscono alla riduzione della dipendenza energetica;
- riducono l'incertezza sui costi futuri dell'energia;
- garantiscono una riduzione dell'impatto ambientale e la sostenibilità dello sviluppo nel lungo periodo;
- costituiscono una opportunità di sviluppo a livello locale.

Le ragioni dell'importanza delle fonti rinnovabili nel panorama energetico mondiale risiedono:

- nel fabbisogno di energia stimato per i prossimi decenni;
- nella necessità di uno sviluppo eco-sostenibile e che garantisca il raggiungimento degli obiettivi di Kyoto;
- nel risparmio energetico: con una riduzione del 20% rispetto al trend attuale;
- nell'energia rinnovabile: il 20% dell'energia prodotta al 2020, deve essere ottenuta da fonte rinnovabile;
- nelle emissioni di gas serra che devono essere ridotte del 20% rispetto al 1990.

Nello scenario Comunitario, l'Europa necessita di energia sicura, sostenibile ed economicamente accessibile. L'energia è di importanza cruciale per i servizi essenziali di tutti i giorni, senza i quali niente può funzionare. Abbiamo bisogno di energia per l'illuminazione, il riscaldamento, i trasporti e la produzione industriale. E una volta soddisfatte le esigenze di base, l'energia ci serve anche

per far funzionare elettrodomestici quali lavatrici, computer, televisori e altri, che utilizziamo quasi senza pensarci. Garantire l'approvvigionamento di tutta l'energia che ci occorre, a un prezzo economicamente accessibile, ora e in futuro, non è però così facile.

4.2 Energia prodotta dall'impianto

In linea generale le perdite di sistema tengono conto di diversi fattori.

In prima analisi si considera l'efficienza percentuale del pannello fotovoltaico.

L'efficienza dei pannelli fotovoltaici, al fine di avere dei riferimenti identici per tutti i produttori, viene calcolata alle condizioni **STC (Standard Test Condition)**, ovvero un irraggiamento di 1000 W/mq, temperatura di 25°C, distribuzione spettrale = 1,5.

Il rendimento di un pannello è la quantità di energia solare che un pannello riesce a convertire in energia elettrica per unità di superficie, ed è sempre il massimo rendimento alle condizioni STC di cui sopra.

Il valore dell'efficienza di un pannello fotovoltaico è riportato in genere sul data-sheet del modulo, quindi è fornito dal produttore. È altresì semplice da calcolare conoscendo la potenza di picco e le sue dimensioni (si utilizzano le dimensioni del pannello comprese le cornici, in definitiva l'ingombro massimo del modulo).

La formula per il calcolo del rendimento del pannello è:

$$\text{Rendimento \%} = (\text{Potenza modulo} / \text{Superficie} / 1000) * 100$$

nel caso particolare in esame avremo:

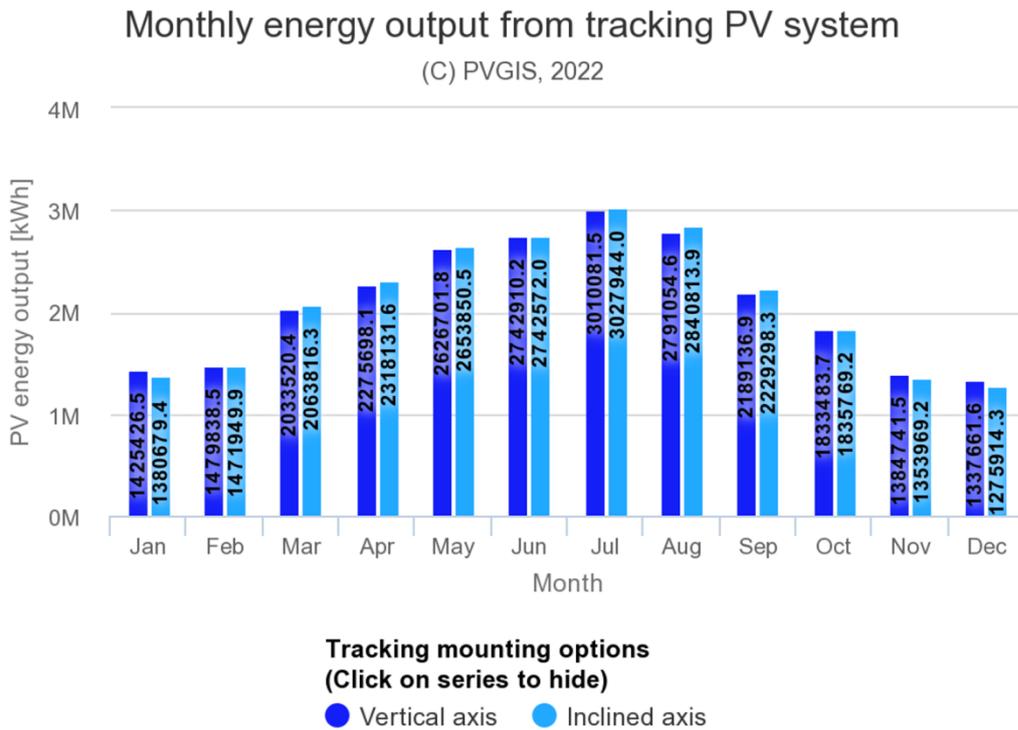
$$\text{Rendimento \%} = (445 / 2,112 * 1,052 / 1000) * 100 = 20,03 \%$$

Altri fattori di perdita che il calcolo prende in considerazione sono:

- Perdita FV causa temperatura;
- Perdita per qualità modulo;
- Perdite ohmiche di cablaggio;
- Perdite nell'inverter;
- Perdite nell'inverter per superamento V_{max} ;

In relazione alle caratteristiche dell'impianto (inseguitori monoassiali), al numero di moduli fotovoltaici (30.520), alla loro potenza unitaria (445 Wp), ed alla potenza totale installata (13.581

kWp) all'irraggiamento previsto nell'area di impianto, dall'analisi condotta in PVGIS si stima una produzione di energia elettrica totale di circa **25,13 GWh/anno**, pari a **1.850 kWh / KW_p / anno**.



Distribuzione della produzione di energia dell'impianto durante l'anno.

5. DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO, DELLE FASI, DEI TEMPI E DELLE MODALITÀ DI ESECUZIONE DEI LAVORI

Come detto, il progetto prevede la realizzazione di un Impianto Agrovoltaiico per la produzione di energia elettrica mediante tecnologia fotovoltaica, per complessivi **13.581,4 MWp** (potenza installata) e di tutte le opere di connessione ed infrastrutture annesse tali da cedere l'energia prodotta alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

I principali componenti e caratteristiche tecniche dell'impianto sono:

- il generatore fotovoltaico (moduli fotovoltaici) installati su strutture di sostegno in acciaio di tipo mobile (inseguitori) con relativi motori elettrici per la movimentazione, ancorate al suolo tramite paletti in acciaio direttamente infissi nel terreno, i moduli avranno potenza unitaria nominale di 445 Wp, su ciascun inseguitore saranno installati 28 moduli. Avremo complessivamente 1090 inseguitori. I moduli fotovoltaici saranno complessivamente 30.520, l'altezza del sistema strutture di sostegno – moduli fotovoltaici, nella posizione di massima inclinazione dei pannelli, non supera i 2,7 m di altezza;
- le linee elettriche interrate di bassa tensione in c.c. dai moduli, suddivisi da un punto di vista elettrico in stringhe, agli inverter di campo;
- gli inverter di campo, posizionati in prossimità degli inseguitori, all'interno di appositi quadri elettrici, con potenza nominale di 250 kVA, 160kVA e 180 kVA;
- le linee elettriche interrate in bassa tensione in c.a. dagli inverter di campo alle Cabine di Campo (locali tecnici), con sviluppo lineare di circa 1200 m e profondità di posa pari a 0,8 m;
- i trasformatori MT/BT e relative apparecchiature elettriche di comando e protezione sia in BT sia in MT, installati all'interno di appositi locali tecnici nell'area di impianto (Cabine di Campo);
- le linee elettriche MT interrate e relative apparecchiature di sezionamento all'interno delle aree in cui sono installati i moduli fotovoltaici, che collegano elettricamente tra loro le 3 Cabine di Campo nell'area A con la Cabina di Smistamento Utente (CdSU A) situata nella stessa area, e le 2 Cabine di Campo ubicate nell'area B con la Cabina di Smistamento Utente (CdSU B) situata nella medesima area. La linea elettrica MT ha uno sviluppo lineare complessivo di circa 1755 m e profondità di posa pari a 1,2 m, nel dettaglio:
 - CdC1 A – CdC2 A = 500 m
 - CdC2 A – CdC 3 A = 285 m
 - CdC3 A – CdSU A = 285 m
 - CdC1 B – CdC2 B = 360 m
 - CdC2 B – CdSU B = 285 m
- Le 5 Cabine di Campo che hanno lunghezza pari a 8 m, larghezza di 2,5 m circa, altezza pari a 2,9 m;

- Le 2 Cabine di Smistamento Utente(CdSU) in cui viene raccolta l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico (proveniente dalle 5 Cabine di Raccolta), di ingombro massimo 8 x 2,9 x 2,5 m;
- Le 2 Cabine di Consegna Enel (CdC enel) in cui arriva l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico (proveniente dalle 2 Cabine di Smistamento Utente), di ingombro massimo 6,7 x 2,5 x 3,26 (lunghezza x larghezza x altezza);
- Il cavidotto MT(**rete di Distribuzione MT a 20 kV**) costituito da tratti interrati e tratti aerei, per il trasferimento dell'energia prodotta dalle 2 CdC Enel allaCP Enel di nuova realizzazione adiacente alla Futura SE Terna di Cellino (CdS).

L'energia prodotta dai moduli fotovoltaici, raggruppati in stringhe (ovvero gruppi da 28 moduli, con tensione massima di stringa pari a circa 1.153 V), viene prima raccolta all'interno degli inverter di campo, qui avviene la conversione della corrente continua in corrente alternata a 800 V – 50 Hz trifase. Da questi, tramite linee in Bassa Tensione, viene trasportata all'interno delle **Cabine di Campo (CdC)**, dove subisce un innalzamento di tensione sino a 20 kV per mezzo di trasformatori MT/BT di opportuna taglia (n.5 trasformatori da 2.500 kVA). Dalle Cabine di Campo, in configurazione entra-esce, l'energia prodotta viene trasportata nella **Cabine di Smistamento Utente (CdSU)**, posizionata all'interno delle aree di impianto A e B e quindi alle rispettive **Cabine di Consegna Enel (CdC enel)** adiacenti alle CdSU.

Da qui l'energia è convogliata, tramite due linee MT a 20 kV partenti rispettivamente dalla CdC Enel A e dalla CdC Enel B (con sostegni a doppia mensola in comune) e costituite da un breve tratto interrato e da un tratto aereo, fino **alla Cabina Primaria Enel (CP Enel Cellino) MT 20 kV** adiacente alla Futura SE Terna di Cellino (CdS) .

L'impianto è suddiviso in due aree recintate:

- **Area A** di superficie pari a 14,2 ha circa
- **Area B** di superficie pari a 8,9 ha circa,

Nelle Area A, saranno installate tre Cabine di Campo: la **CdC 1 A** convoglierà l'energia prodotta verso la **CdC2 A**, da questa verso la **CdC3 A**. Da quest'ultima l'energia prodotta dall'impianto sarà quindi avviata e raccolta nella **Cabina di Smistamento Utente (CdSU A)**.

Nell'Area B avremo due saranno installate tre Cabine di Campo: la **CdC1 B** convoglierà l'energia prodotta verso la **CdC2 B** e da questa verso la **CdSU B**, dove sarà raccolta tutta l'energia prodotta dai moduli posizionati nella suddetta area.

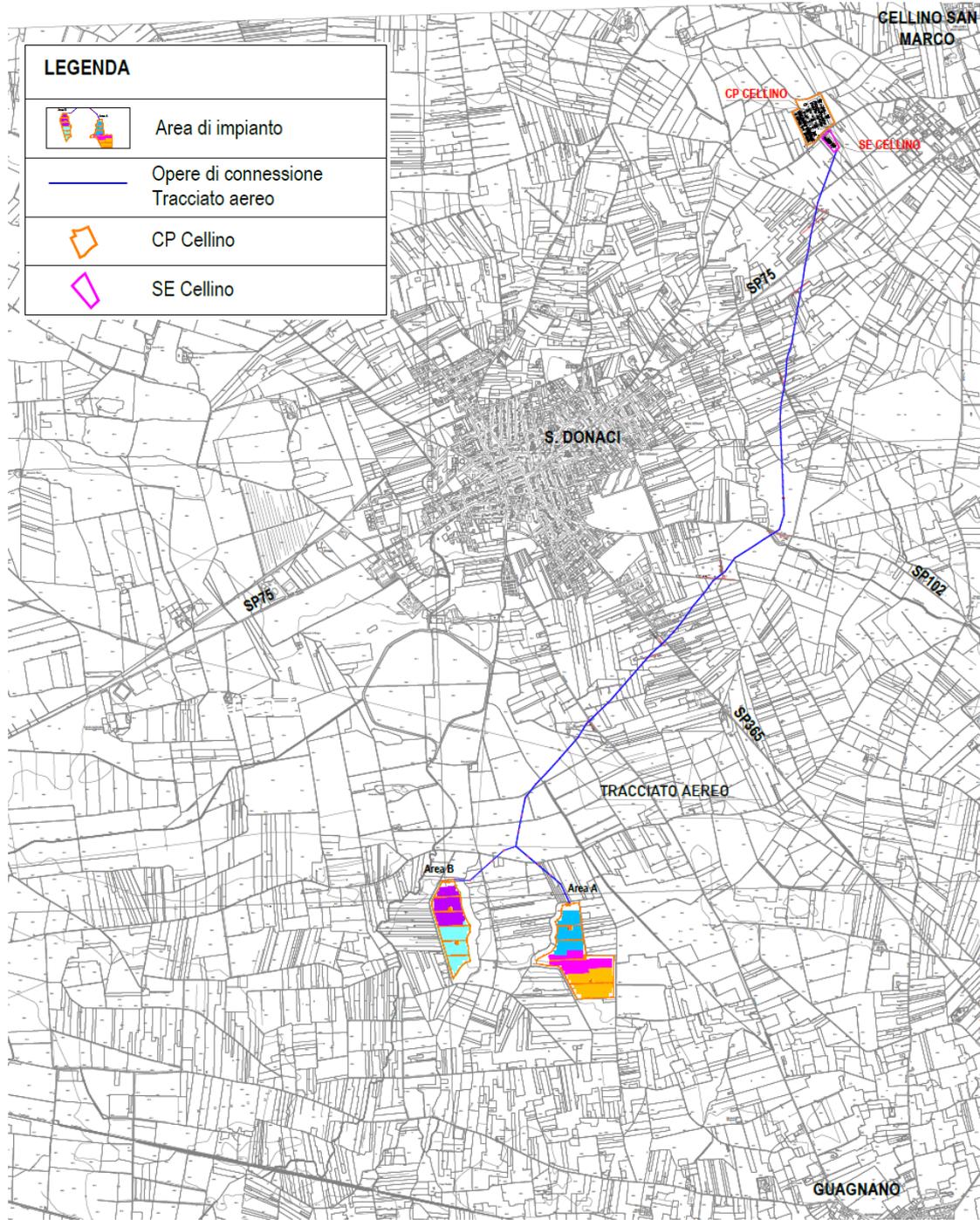
Da un punto di vista catastale

- **Area A** nelle particelle 476, 477, 478, 479, 480, 481 nel Foglio 8 di Guagnano.

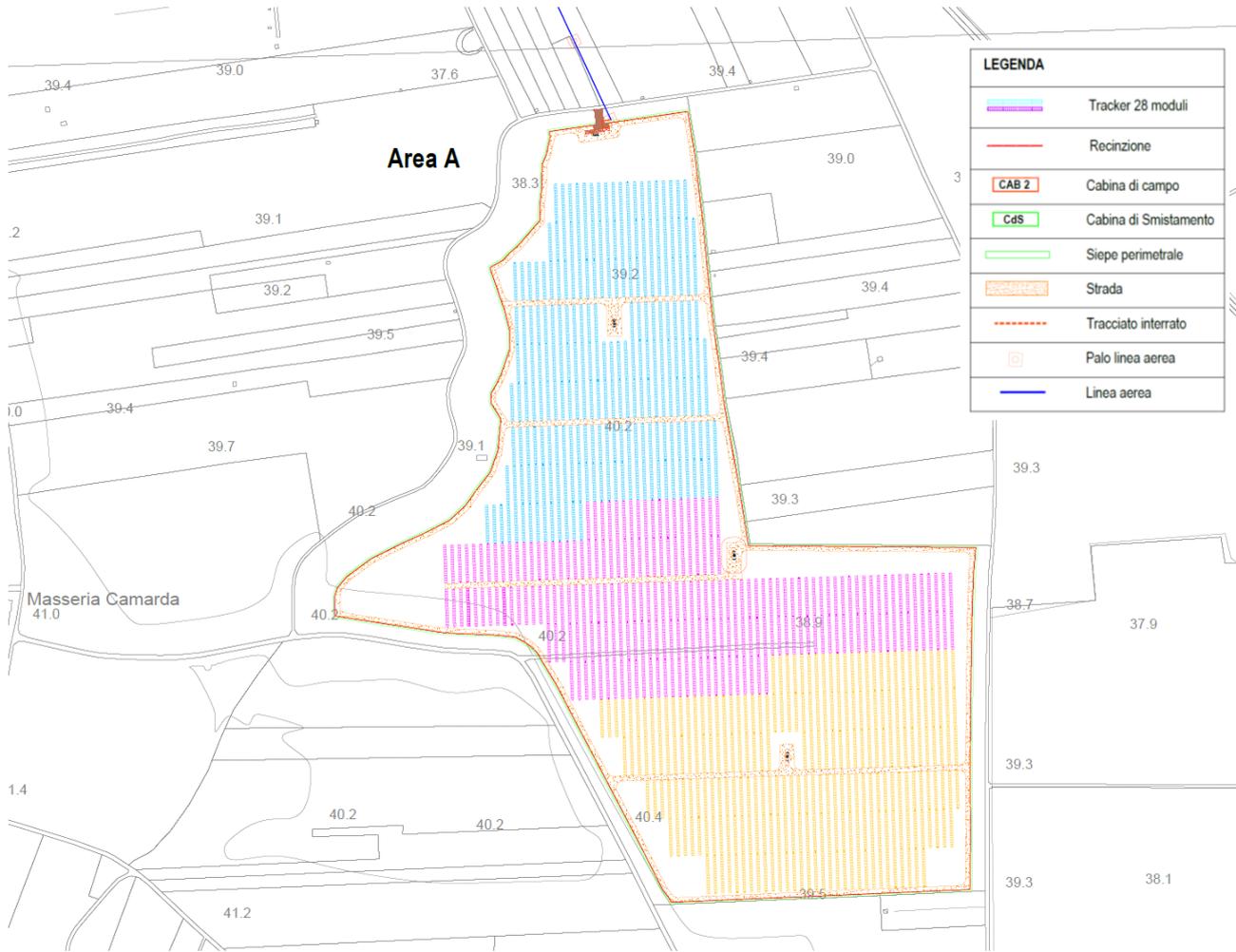
- **Area B** nelle particelle 466, 467, 468, 469 del Foglio 7 di Guagnano.

La morfologia del territorio è Pianeggiante.

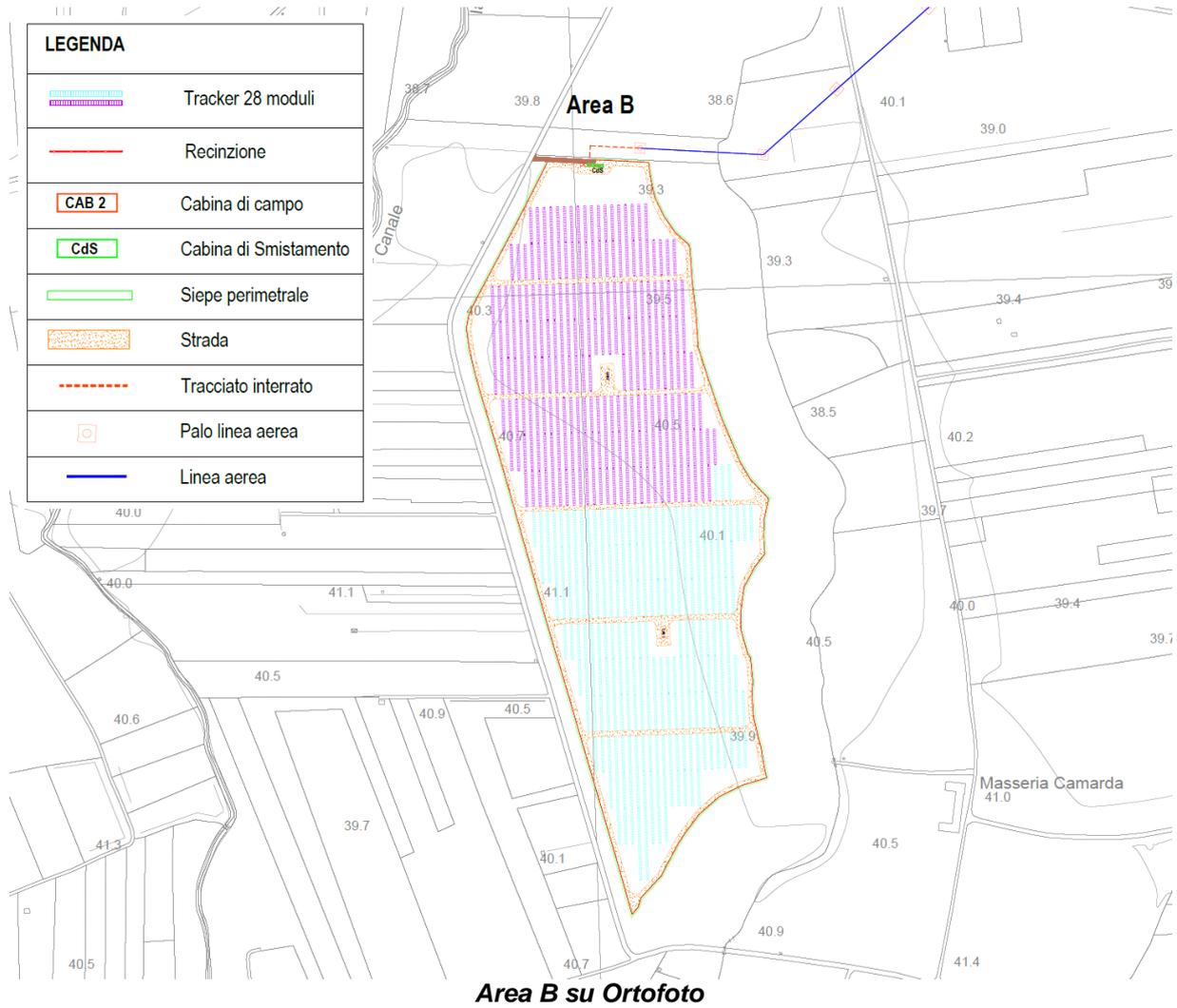
All'interno di tutte le aree di impianto è prevista la realizzazione di una viabilità necessaria alla costruzione ed esercizio dell'impianto. In particolare saranno realizzate piste lungo il perimetro delle aree recintate, utilizzando materiale di origine naturale proveniente da cave di prestito. Le piste avranno larghezza di 5 m, e sviluppo lineare (complessivo) di circa 2.111 m.



Aree di impianto su Ortofoto



Area A su Ortofoto



5.1 Fasi di lavorazione

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

1°fase - Riguarda la "predisposizione" del cantiere attraverso i rilievi sull'area e la realizzazione delle piste d'accesso alle aree del campo fotovoltaico. Segue a breve l'allestimento dell'area di cantiere recintata, ed il posizionamento dei moduli di cantiere. In detta area sarà garantita una fornitura di energia elettrica e di acqua.

2°fase – Realizzazione delle strade interne all'impianto (perimetrali e trasversali alla direzione N-S) e piazzole antistanti le cabine elettriche;

3°fase – Scavi per le platee di fondazione delle cabine elettriche;

4°fase – Trasporto dei componenti di impianto (moduli fotovoltaici, strutture di sostegno, cabine elettriche prefabbricate) posa in opera ed assemblaggio componenti interni;

5°fase – Tracciamento della posizione dei pali di sostegno delle strutture metalliche dei moduli fotovoltaici (tracker);

6°fase – Montaggio strutture metalliche di sostegno dei moduli fotovoltaici mediante l'infissione diretta dei pali di sostegno delle stesse, a mezzo di idoneo mezzo battipalo;

7°fase – Realizzazione dei cavidotti interrati sia di Media Tensione che di bassa tensione;

8° fase - Montaggio moduli fotovoltaici e collegamenti elettrico;

9°fase – Collaudi elettrici e start up dell'impianto;

10°fase – Opere di ripristino e mitigazione ambientale: il trasporto a rifiuto degli inerti utilizzati per la realizzazione del fondo delle aree di lavoro e posa di terreno vegetale allo scopo di favorire l'inerbimento e comunque il ripristino delle condizioni *ex ante*

5.2 Cronoprogramma

Per la realizzazione dell'opera è previsto il seguente cronoprogramma di massima. In definitiva è previsto che la costruzione dell'impianto abbia una durata di 24 settimane, cioè 6 mesi, comprendendo il *commissioning* ovvero collaudi e prove abbiano una durata di circa 4 mesi, prima della connessione alla CP Enel Cellino.

6. OPERE CIVILI E OPERE ELETTRICHE

4.1 OPERE CIVILI – IMPIANTO FOTOVOLTAICO

6.1.1 Preparazione del sito

Sarà necessaria una pulizia propedeutica del terreno dalle graminacee e dalle piante selvatiche preesistenti o qualsiasi altro tipo di coltura arborea.

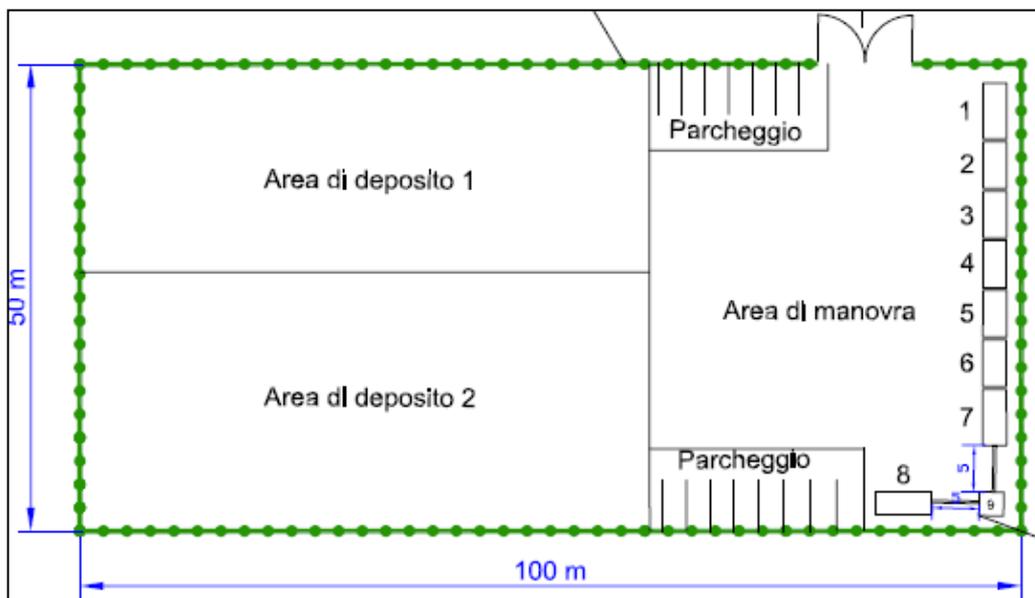
6.1.2 Area Logistica di Cantiere

L'area Logistica di cantiere avrà una estensione di 5.000 m² (50 m x 100 m). Ospiterà moduli prefabbricati per (vedi immagine e tabella sotto riportata):

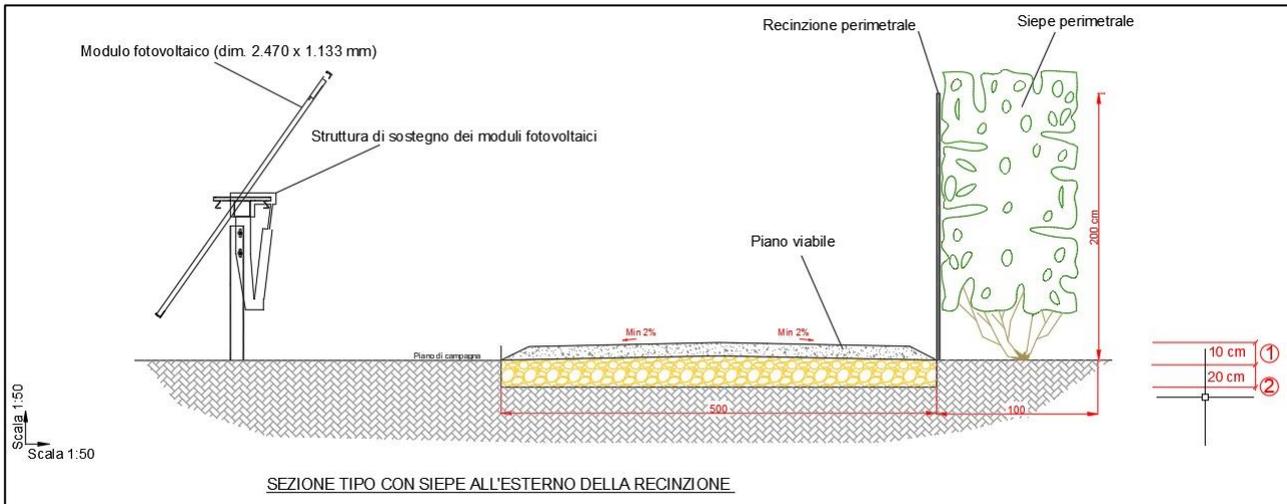
1	Modulo prefabbricato adibito a sala riunioni (6x2.5x2.5m)
2-3-4	Moduli prefabbricati adibiti ad uffici (5x2.5x2.5m)
5	Modulo prefabbricato adibito a spogliatoio (5x2.5x2.5m)
6	Modulo prefabbricato adibito a refettorio (5x2.5x2.5m)
7	Modulo bagno attrezzato con 4 docce, 2 lavabi e 3 WC (6x2.5x2.5m)
8	Modulo bagno attrezzato con 4 docce, 2 lavabi e 3 WC (6x2.5x2.5m)
9	Pozzo nero

N.B.

- n.3 turche da cantiere saranno di volta in volta ubicate in posizione diverse a seconda delle esigenze
- n.2 moduli prefabbricati (5x2.5x2.5m) saranno posizionati in prossimità dell'area di costruzione della SSE ed adibiti uno ad ufficio e l'altro a refettorio / riposo
- n. 1 turca da cantiere sarà posizionata in prossimità dell'area di costruzione della SSE



6.1.3 Realizzazione strade interne



La viabilità interna all'impianto fotovoltaico, come indicato negli elaborati di progetto, sarà costituita da una strada perimetrale interna alla recinzione e da una strada che attraversa trasversalmente l'area sud dell'impianto. Avrà una larghezza pari a 5 metri. Dal punto di vista strutturale, tale strada consisterà in una massicciata tipo "**MACADAM**". Si prevede quindi:

- scoticamento superficiale per una profondità massima di 20 cm;
- posa di strato di base costituito da materiale lapideo proveniente da cave di prestito o scavi di cantiere, per uno spessore di 20 cm – pezzatura 70-100 mm;
- posa di uno strato superiore a formare il piano viabile, in misto di cava per uno spessore di 10 – pezzatura 0-20 mm.

In base alla tipologia del terreno di sottofondo riscontrato, potrebbe essere necessario l'utilizzo di telo di geo-tessuto ad ulteriore rinforzo del sottofondo, così da evitare cedimenti al passaggio dei mezzi di servizio, e crescita di erbe infestanti durante la fase di esercizio dell'impianto.

Il materiale di cui ai punti a) e b), potrà essere rinvenuto direttamente in sito durante le fasi di scavo per la posa delle Cabine di Campo. La natura del terreno su cui sorgerà il sito infatti, presenta una elevata percentuale a componente rocciosa, costituita in alcune zone oltre che da roccia "sciolta", anche da banchi di roccia affiorante.

Tale materiale potrà quindi essere riutilizzato, previa caratterizzazione, per la costituzione delle fondazioni stradali.

Ciò consentirà di ridurre notevolmente l'apporto di materiale da cave di prestito, riducendo così anche i costi dell'intero progetto.

Le strade perimetrali e quelle interne, seguiranno l'andamento orografico attuale, che di per se risulta pressoché pianeggiante. Avranno uno sviluppo totale di 3.742 m.

6.1.4 Realizzazione di trincee e cavidotti – rete BT e MT interna

Gli scavi (trincee) a sezione ristretta necessari per la posa dei cavi avranno ampiezza variabile in relazione al numero di terne di cavi che dovranno essere posate (da 40 a 60 cm), avranno profondità variabile in relazione alla tipologia di cavi che si andranno a posare. Per i cavi BT la profondità di posa sarà di 1 m, per i cavi MT sarà di 1,2 m.

Il percorso dei cavidotti sarà tale da minimizzare i movimenti di materia. La posa dei cavi MT interni dalle **CdC** (che raccolgono l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico) alla **CdSU** sarà ottimizzata in termini di impatto ambientale, intendendo con questo che i cavidotti saranno realizzati, per quanto più possibile, al lato di strade esistenti ovvero delle piste di nuova realizzazione all'interno dell'area di impianto.

In particolare avremo scavi per:

- Rete BT: circa 1200 m;
- Rete MT interna: circa 1760 m.

6.1.5 Realizzazione scavo per cavidotto di vettoriamento

I due cavidotti di vettoriamento per il collegamento della **CdC ENEL (Cabina di Consegna Enel)** di impianto alla **cabina Primaria di Cellino CP Enel**, saranno in posa a 1,2 m rispetto al livello del suolo. In particolare percorreranno entrambi terreno vegetale per una lunghezza pari a 150 m, mentre il resto del percorso, pari a 5600 m, sarà in linea aerea.

La trincea di posa avrà le caratteristiche riportate in figura secondo le specifiche di e-distribuzione.

La larghezza della trincea di posa sarà di:

- 0,4 m nel caso di posa di una sola terna di cavi (in tubazione);
- 0,6 m nel caso di posa di due terne affiancate di cavi (in tubazione);
- 0,8 m nel caso di posa di tre terne affiancate di cavi (in tubazione)

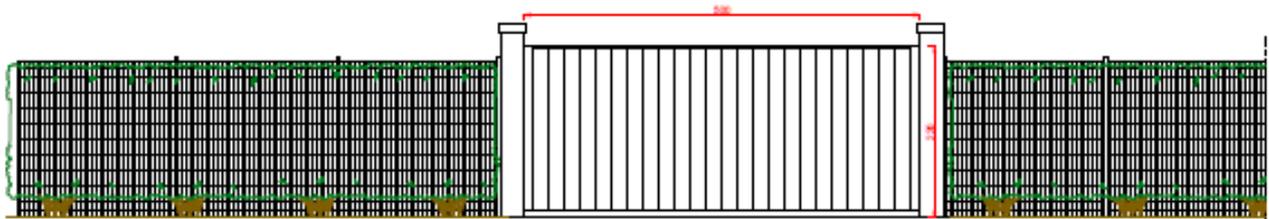
La terna di cavi sarà posata direttamente sul fondo dello scavo, poiché i cavi sono del tipo "*AirBag*", cioè dotati di fabbrica protezione meccanica contro lo schiacciamento. Il riempimento della trincea sarà effettuato con lo stesso materiale rinveniente dagli scavi, precedentemente accantonato sul bordo dello stesso scavo.

6.1.6 Realizzazione recinzione perimetrale e cancelli

La recinzione dell'impianto sarà realizzata con pannelli di rete metallica a maglia sciolta 50x200 mm, di lunghezza pari a 2 m ed altezza di 2 m, per assicurare un'adeguata protezione dalla corrosione il materiale sarà zincato e rivestito con PVC di colore verde, per una lunghezza di 1.953 m per l'area A e di 1.432 m per l'area B. I pannelli saranno fissati a paletti di acciaio anche essi con colorazione verde. I paletti saranno infissi nel terreno e bloccati da piccoli plinti in cemento (dimensioni di riferimento 40x40x40 cm) completamente annegati nel terreno e coperti con terreno vegetale. Alcuni paletti saranno poi opportunamente controventati.

Alcuni dei moduli elettrosaldati saranno rialzati in modo da lasciare uno spazio verticale di 30 cm circa tra terreno e recinzione, per permettere il movimento interno-esterno (rispetto l'area di impianto) della piccola fauna.

I cancelli saranno realizzati in acciaio zincato anch'essi grigliati e sostenuti da paletti in tubolare di acciaio.



Recinzione e cancello

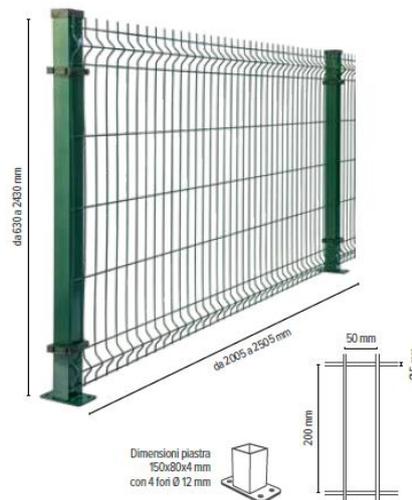


Fig.2- Tipologico di pannello per recinzione perimetrale

La recinzione tipo presenta le seguenti caratteristiche tecniche:

- **DIMENSIONI**

- Maglia 50x200 mm;
- Tondo diametro 5 mm;
- Larghezza mm 2000;
- Maglie mm 150 x 50;
- Diametro dei fili verticali mm 5 e orizzontali mm 6.

- **MATERIALE**

- Acciaio S235Jr EN 10025 – zincato secondo la Norma EN 10244-2;

- **RIVESTIMENTO**

- Verniciatura con poliestere;

- **COLORE**

- Verde RAL 6005.

In fase di progettazione esecutiva le caratteristiche della recinzione potrebbero subire modifiche.

L'impianto sarà dotato di un totale di 5 cancelli. Il cancello sarà costituito da 2 pilastri in acciaio zincato a sostegno della struttura. I pilastri saranno ancorati ad una trave di fondazione sulla quale sarà anche posizionato il binario per lo scorrimento dello stesso cancello.

Al di fuori della recinzione sarà installata una siepe perimetrale di altezza pari a quella della stessa recinzione, il cui scopo è quello di mitigare l'impatto visivo. Nei punti in cui è presente vegetazione spontanea esistente, la siepe potrebbe essere non installata.

6.1.7 Realizzazione del sistema di illuminazione e videosorveglianza

Video sorveglianza

L'accesso all'area recintata sarà sorvegliato automaticamente da un sistema di Sistema integrato Anti-intrusione composto da:

- N. 100 telecamere TVCC tipo fisso Day-Night, per visione diurna e notturna, con illuminatore a IR, ogni 40 m circa così suddivisi:

Queste saranno installate su pali in acciaio zincato di altezza pari a m 3,50 ed ancorati su opportuno pozzetto di fondazione porta palo e cavi;

- cavo *alfa* con anime magnetiche, collegato a sensori microfonic, aggraffato alle recinzioni a media altezza, e collegato alla centralina d'allarme in cabina;
- barriere a microonde sistemate in prossimità della muratura di cabina e del cancello di ingresso;
- N.1 badge di sicurezza a tastierino, per accesso alla cabina;
- N.1 centralina di sicurezza integrata installata in cabina.

I sistemi appena elencati funzioneranno in modo integrato.

Il cavo *alfa* sarà in grado di rilevare le vibrazioni trasmesse alla recinzione esterna in caso di tentativo di scavalco o danneggiamento.

Le barriere a microonde rileveranno l'accesso in caso di scavalco o effrazione nelle aree del cancello e/o della cabina. Le telecamere saranno in grado di registrare oggetti in movimento all'interno del campo, anche di notte; la centralina manterrà in memoria le registrazioni.

I badges impediranno l'accesso alla cabina elettrica e alla centralina di controllo ai non autorizzati. Al rilevamento di un'intrusione, da parte di qualsiasi sensore in campo, la centralina di controllo, alla quale saranno collegati tutti i sopradetti sistemi, invierà una chiamata alla più vicina stazione di polizia e al responsabile di impianto tramite un combinatore telefonico automatico e trasmissione via antenna *gsm*.

Illuminazione

L'impianto di illuminazione sarà costituito da 2 sistemi:

- Illuminazione perimetrale
- Illuminazione esterno cabina

Tali sistemi sono di seguito brevemente descritti.

Illuminazione perimetrale

- Tipo lampada: Proiettori LED, Pn = 250W
- Tipo armatura: proiettore direzionabile
- Numero lampade: 200;
- Numero palificazioni: 100;
- Funzione: illuminazione stradale notturna e anti-intrusione;
- Distanza tra i pali: circa 40 m.

Illuminazione esterno cabine

- Tipo lampade: Proiettori LED - 40W;

- Tipo armatura: corpo Al pressofuso, forma ogivale;
- Numero lampade: 4;
- Modalità di posa: sostegno su tubolare ricurvo aggraffato alla parete. Posizione agli angoli di cabina;
- Funzione: illuminazione piazzole per manovre e sosta.

Il suo funzionamento sarà esclusivamente legato alla sicurezza dell'impianto. Ciò significa che qualora dovesse verificarsi un'intrusione durante le ore notturne, il campo verrà automaticamente illuminato a giorno dai proiettori a led, installati sugli stessi pali montanti le telecamere dell'impianto di videosorveglianza. Quindi sarà a funzionamento discontinuo ed eccezionale. Inoltre la direzione di proiezione del raggio luminoso, sarà verso il basso, senza quindi oltrepassare la linea dell'orizzonte o proiettare la luce verso l'altro.

Da quanto appena esposto si può evincere che detto impianto di illuminazione è conforme a quanto riportato all'art.6 della L.R. N.15/05 "Misure urgenti per il contenimento dell'inquinamento luminoso e per il risparmio energetico", ed in particolare al comma 1, lettere a), b), e) ed f).

4.2 Strutture di supporto dei moduli fotovoltaici

Le strutture di supporto dei moduli fotovoltaici saranno costituite da inseguitori (tracker) monoassiali, ovvero strutture di sostegno mobili che nell'arco della giornata "inseguono" il movimento del sole orientando i moduli fotovoltaici su di essi installati da est a ovest, con range di rotazione completo del tracker da est a ovest è pari a 110° (-55°/+55°), come indicato in figura.

I moduli fotovoltaici saranno installati sull'inseguitore su una sola fila con configurazione *portrait* (verticale rispetto l'asse di rotazione del tracker).

Il numero dei moduli posizionati su un inseguitore è variabile. Nell'impianto in progetto avremo:

Tracker	Pot. Mod. (kWp)	N° moduli	Pot. Tracker (kWp)
<i>Tracker 28 mod.</i>	445	28	12,46

Ciascun tracker monofila si muove in maniera indipendente rispetto agli altri poiché ognuno è dotato di un proprio motore. La movimentazione dei tracker nell'impianto fotovoltaico è controllata da un software che include un algoritmo di backtracking per evitare ombre reciproche tra file adiacenti. Quando l'altezza del sole è bassa, i pannelli ruotano dalla loro posizione ideale di inseguimento per evitare l'ombreggiamento reciproco, che ridurrebbe la potenza elettrica delle stringhe. L'inclinazione non ideale riduce la radiazione solare disponibile ai pannelli fotovoltaici, ma

aumenta l'output complessivo dell'impianto, in quanto globalmente le stringhe fotovoltaiche sono esposte in maniera più uniforme all'irraggiamento solare.

Da un punto di vista strutturale il tracker è realizzato in acciaio da costruzione in conformità agli Eurocodici, con maggior parte dei componenti zincati a caldo. I tracker possono resistere fino a velocità del vento di 55 km/h, ed avviano la procedura di sicurezza (ruotando fin all'angolo di sicurezza) quando le raffiche di vento hanno velocità superiore a 50 km/h. L'angolo di sicurezza non è zero (posizione orizzontale) ma un angolo diverso da zero, per evitare instabilità dinamico ovvero particolari oscillazioni che potrebbero danneggiare i moduli ed il tracker stesso.

Per quanto attiene le fondazioni i tracker saranno fissati al terreno tramite pali infissi direttamente "battuti" nel terreno. La profondità standard di infissione è di 1,5 m, tuttavia in fase esecutiva in base alle caratteristiche del terreno ed ai calcoli strutturali tale valore potrebbe subire modifiche che tuttavia si prevede siano non eccessive. La scelta di questo tipo di inseguitore evita l'utilizzo di cemento e minimizza i movimenti terra per la loro installazione.



Palo del tracker infisso nel terreno



Esempio file di Tracker

6.1.8 Regimazione idraulica

Per la realizzazione dell'impianto:

- 1) non saranno realizzati movimenti del terreno (scavi o riempimenti);
- 2) le strade perimetrali ed interne saranno realizzate con materiale inerte semi permeabile e saranno mantenute alla stessa altezza del piano di campagna esistente;
- 3) la recinzione sarà modulare con pannelli a maglia elettrosaldata, alcuni moduli saranno rialzati di circa 30 cm rispetto al piano di campagna.

Questi accorgimenti progettuali non genereranno alterazioni plano altimetrici e permetteranno il naturale deflusso delle acque meteoriche. Ad ogni modo, qualora in alcuni punti lo si ritenga necessario la regimazione delle acque meteoriche verrà garantita attraverso la realizzazione di fossi di guardia lungo le strade o di altre opere quali canalizzazioni passanti sotto il piano stradale. Le cabine saranno leggermente rialzate rispetto al piano di campagna, tuttavia occupano una superficie piccola 60 mq e pertanto si ritiene che non possano in alcun modo ostacolare il naturale deflusso delle acque.

6.2 OPERE ELETTRICHE IMPIANTO FOTOVOLTAICO

6.2.1 Architettura elettrica dell'impianto

Da un punto di vista elettrico il generatore fotovoltaico è costituito da stringhe. Una stringa è formata da 28 moduli collegati in serie, pertanto la tensione di stringa è data dalla somma delle tensioni a vuoto dei singoli moduli, mentre la corrente di stringa coincide con la corrente del singolo modulo.

Moduli per stringa	V_{mp} (V)	I_{mp} (A) - STC	Tensione stringa (V)
28	41,21	10,80	1.153,8

L'energia prodotta dalle stringhe afferrisce negli inverter di campo. Ciascun inverter ha 12 ingressi e per ciascun ingresso è possibile collegare 2 stringhe in parallelo per un massimo di 24 stringhe. Ciascun inverter ha una massima tensione di ingresso pari a 1.500 V maggiore della tensione massima di stringa pari a 1.153,8 V L'inverter effettua la conversione della corrente continua in corrente alternata a 800 V trifase con frequenza di 50 Hz.

Gli inverter saranno installati in campo in prossimità dei moduli, ad esempio, in testa ai tracker da 28 moduli.

L'energia prodotta dai moduli fotovoltaici, raggruppati in stringhe (ovvero gruppi di 28 moduli collegati in serie tra loro, con tensione massima di stringa pari a circa 1.153,8 V), viene prima raccolta all'interno degli inverter di campo, qui avviene la conversione della corrente continua in corrente alternata a 800 V – 50 Hz trifase. Da questi, tramite linee in Bassa Tensione, viene trasportata all'interno delle **Cabine di Campo (CdC)**, dove subisce un innalzamento di tensione sino a 20 kV per mezzo di trasformatori MT/BT di opportuna taglia (n.4 trasformatori da 2.500 KVA). Dalle Cabine di Raccolta, in configurazione entra-esce, l'energia prodotta viene trasportata nella **Cabinedi Smistamento Utente (CdSU)** e quindi alle **Cabine di Consegna ENEL (CdCENEL)**, posizionate all'interno delle aree di impianto per poi essere convogliata tramite linea in cavo interrato e aeree sempre a 20 kV, **alla Cabina Primaria di Cellino**. Le tabelle a seguire riportano un riepilogo delle potenze installate:

IMPIANTO "SPOT26"							
Tracker Type	N° Strings/Tracker	N° PV Panels/Tracker	Treacker quantity	Total N° strings	Total N° Inverter	Total N° PV Panels	Peak Power (kWp)
SPOT 26 A	1	28	666	666	26	18.648	8.298,36
SPOT 26 A	1	28	424	424	16	11.872	5.283,04
Total			1.090	1.090	42	30.520	13.581,40

SPOT 26 A

CdC 1A							
Tracker Type	N° Strings/Tracker	N° PV Panels/Tracker	Treacker quantity	Total N° strings	Total N° Inverter	Total N° PV Panels	Peak Power (kWp)
Trck 28 PV M	1	28	234	234		6.552	2.915.640,00
Total			234	234	10	6.552	2.915.640,00

CdC 2A

Tracker Type	N° Strings/Tracker	N° PV Panels/Tracker	Treacker quantity	Total N° strings	Total N° Inverter	Total N° PV Panels	Peak Power (kWp)
Trck 28 PV M	1	28	216	216		6.048	2.691.360,00
Total			216	216	8	6.048	2.691.360,00

CdC 3A

Tracker Type	N° Strings/Tracker	N° PV Panels/Tracker	Treacker quantity	Total N° strings	Total N° Inverter	Total N° PV Panels	Peak Power (kWp)
Trck 28 PV M	1	28	216	216		6.048	2.691.360,00
Total			216	216	8	6.048	2.691.360,00

SPOT 26B

CdC 1B							
Tracker Type	N° Strings/Tracker	N° PV Panels/Tracker	Treacker quantity	Total N° strings	Total N° Inverter	Total N° PV Panels	Peak Power (kWp)
Trck 28 PV M	1	28	208	208		5.824	2.591.680,00
Total			208	208	8	5.824	2.591.680,00

CdC 2B

Tracker Type	N° Strings/Tracker	N° PV Panels/Tracker	Treacker quantity	Total N° strings	Total N° Inverter	Total N° PV Panels	Peak Power (kWp)
Trck 28 PV M	1	28	216	216		6.048	2.691.360,00
Total			216	216	8	6.048	2.691.360,00

In estrema sintesi l'Impianto sarà composto da:

- a. **30.520 moduli fotovoltaici** in silicio monocristallino (collettori solari) di potenza massima unitaria pari a 445 Wp, installati su inseguitori monoassiali da 28 moduli;
- b. N°Stringhe:1090 stringhe.
- c. **42 Inverter di campo** con potenza nominale pari a da 250 kVA, a cui afferiranno un massimo di 27 stringhe (in parallelo);
- d. **5 Cabine di Campo (CdC)** contenenti i quadri MT (celle arrivo e partenza linee MT), ed i trasformatori per l'innalzamento della tensione sino a 20 kV. Le CdC sono collegate fra loro con configurazione entra-esce, tramite linee in cavo MT interrato;
- e. **2 Cabina di Smistamento Utente (CdSU)**, in cui viene raccolta tutta l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico proveniente dalle 5 Cabine di Raccolta MT/BT;
- f. **2 Cabina di Consegna Enel (CdC Enel)**, in cui viene la consegna di tutta l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico.
- g. **2 cavidotti MT in cavo interrato e aereo**, per il trasporto dell'energia dalla Cabina di Consegna Enel sino alla **cabina Primaria di Collemeto CP Enel MT 20 kV**.
- h. Gruppi di Misura (GdM) dell'energia prodotta, a loro volta costituiti dagli Apparecchi di Misura (AdM) e dai trasduttori di tensione (TV) e di corrente (TA). Particolare rilievo assumono a tal proposito il punto di installazione degli AdM, il punto e le modalità di

prelievo di tensione e corrente dei relativi TA e TV, la classe di precisione dei singoli componenti del GdM;

- i. Apparecchiature elettriche di protezione e controllo BT, MT, ed altri impianti e sistemi che rendono possibile il sicuro funzionamento dell'intera installazione e le comunicazioni al suo interno e verso il mondo esterno, installati all'interno delle CdR, della CdC e della CdS;
- j. Apparecchiature di protezione e controllo dell'intera rete MT;

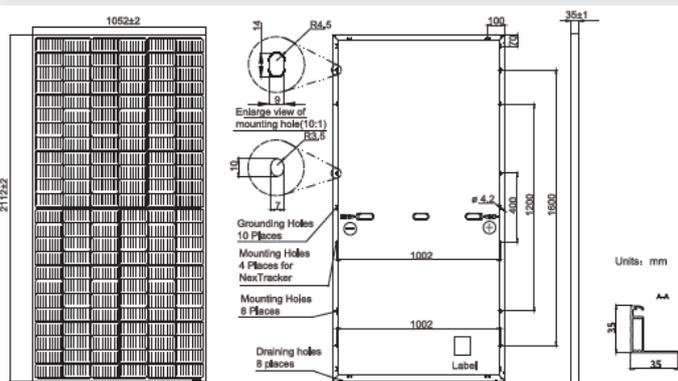
6.2.2 Moduli fotovoltaici – caratteristiche dimensionali e prestazionali

I moduli fotovoltaici che si prevede utilizzare, saranno in silicio monocristallino di potenza pari a 445 Wp. Avranno dimensioni pari a 2.112x1.052x35 mm.



JAM72S20 445-470/MR Series

MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	24,7kg±3%
Dimensions	2112±2mm×1052±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm² (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	144 (6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10(1000V) QC 4.10-35(1500V)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1200mm(+)/1200mm(-)
Packaging Configuration	31pcs/pallet 682pcs/40ft Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	JAM72S20 -460/MR	JAM72S20 -465/MR	JAM72S20 -470/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	445	450	455	460	465	470
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49.56	49.70	49.85	50.01	50.15	50.31
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	41.21	41.52	41.82	42.13	42.43	42.69
Short Circuit Current(Isc) [A]	11.32	11.36	11.41	11.45	11.49	11.53
Maximum Power Current(Imp) [A]	10.80	10.84	10.88	10.92	10.96	11.01
Module Efficiency [%]	20,0	20,3	20,5	20,7	20,9	21,2
Power Tolerance	0→+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α _{Isc})	+0,044%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β _{Voc})	-0,272%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp})	-0,350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m², cell temperature 25°C, AM1.5G					

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

OPERATING CONDITIONS

Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Operating Temperature	-40 °C → +85 °C
Maximum Series Fuse Rating	20A
Maximum Static Load, Front*	5400Pa(112 lb/ft²)
Maximum Static Load, Back*	2400Pa(50 lb/ft²)
NOCT	45±2 °C
Safety Class	Class II
Fire Performance	UL Type 1

*For NexTracker installations, Maximum Static Load, Front is 1800Pa while Maximum Static Load, Back is 1800Pa.

caratteristiche elettriche dei moduli fotovoltaici

6.2.3 Gruppi di conversione (Inverter)

Il gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata (o inverter) attua il condizionamento e il controllo della potenza trasferita. Esso deve essere idoneo al trasferimento della potenza dal generatore fotovoltaico alla rete del distributore, in conformità ai requisiti

Cell. +39 3409243575
studiocalcarella@gmail.com - fabio.calcarella@gmail.com

27

normativi tecnici e di sicurezza applicabili. In particolare il gruppo deve essere rispondente alle norme su EMC e alla Direttiva Bassa Tensione (73/23/CEE e successiva modifica 93/68/CEE).

I valori della tensione e della corrente di ingresso di questa apparecchiatura devono essere compatibili con quelli del campo fotovoltaico cui è connesso, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita devono essere compatibili con quelli della rete del distributore alla quale viene connesso. Il convertitore deve, preferibilmente, essere basato su inverter a commutazione forzata (con tecnica PWM) ed essere in grado di operare in modo completamente automatico, inseguendo il punto di massima potenza (MPPT) del campo fotovoltaico. Tra i dati di targa deve figurare la potenza nominale dell'inverter in c.c e in c.a, nonché quella massima erogabile continuamente dal convertitore e il campo di temperatura ambiente alla quale tale potenza può essere erogata.

Tra i dati di targa dovrebbero figurare inoltre l'efficienza, la distorsione e il fattore di potenza. L'inverter deve essere progettato in modo da evitare, così come nei quadri elettrici, che la condensa si formi nell'involucro IP65; questo in genere è garantito da una corretta progettazione delle distanze fra le schede elettroniche. Un'ultima nota riguarda le possibili interferenze prodotte. I convertitori per fotovoltaico sono, come tutti gli inverter, costruiti con dispositivi a semiconduttore che commutano (si accendono e si spengono) ad alta frequenza (fino a 20kHz); durante queste commutazioni si generano dei transitori veloci di tensione che possono propagarsi ai circuiti elettrici ed alle apparecchiature vicine dando luogo ad interferenze. Le interferenze possono essere condotte (trasmesse dai collegamenti elettrici) o irradiate (trasmesse come onde elettromagnetiche).

Gli inverter devono essere dotati di marcatura CE, ciò vuol dire che si presume che rispettino le norme che limitano queste interferenze ai valori prescritti, senza necessariamente annullarle. Inoltre le verifiche di laboratorio sono eseguite in condizioni standard che non sono necessariamente ripetute sui luoghi di installazione, dove peraltro possono essere presenti dispositivi particolarmente sensibili.

Quindi, per ridurre al minimo le interferenze è bene evitare di installare il convertitore vicino a apparecchi sensibili e seguire le prescrizioni del costruttore, ponendo attenzione alla messa a terra dell'inverter e collegandolo il più a monte possibile nell'impianto dell'utente utilizzando cavidotti separati (sia per l'ingresso dal campo fotovoltaico che per l'uscita in ca).

In particolare, in prossimità degli inseguitori saranno installati degli inverter di campo o di stringa, ovvero inverter contenuti all'interno di quadri da esterno con grado di protezione IP 65 e IP 54 per la sezione di raffreddamento, che avviene con aria forzata. Saranno tipicamente installati "In testa" agli inseguitori. Gli inverter provvederanno alla conversione della corrente continua proveniente dalle stringhe di moduli in corrente alternata, che poi sarà trasmessa, tramite apposite linee in cavo, al relativo quadro BT della Cabina di Campo.

Nel caso in esame è prevista l'installazione di 42 inverter da 250, 180 e 160 kVA con una potenza nominale pari a 10.550 kVA. Ad ogni inverter afferiranno un massimo di 27 stringhe. Ogni stringa ha una potenza pari a 12,3 kWp (445 Wp x 28 moduli), per una potenza massima in ingresso, lato DC di ogni inverter, pari a massimo 336 kW.

6.2.4 Trasformatori BT/MT

La funzione del Trasformatore è quella di elevare la Tensione in uscita dagli Inverter, a 800 V in c.a., sino a 20.000 V (20 kV), idonea per essere trasportata sino alla CP Enel Collemeto senza eccessive perdite.

Come detto in precedenza, saranno installati 4 trasformatori da 2.500 kVA tutti con kit supplementare di ventilazione per aumento potenza del 10%.



Tipico Trasformatore BT/MT in olio

Potenza	Perdite a vuoto	Perdite a carico	Vcc %	Rendimento (pieno carico)		Caduta di tensione		Dimensioni				Pesi		Lato bt
				cosfi 1	cosfi 0,9	cosfi 1	cosfi 0,9	A	B	H	I	Olio	TOT	
KVA	W	W	%	%	%	%	%	mm	mm	mm	mm	kg	kg	Tipo
100	180	1250	4	98,59	98,44	1,32	2,82	1020	700	1350	slitte	180	800	A
160	260	1700	4	98,79	98,66	1,14	2,68	1040	740	1380	520	210	990	A
250	360	2350	4	98,93	98,81	1,02	2,59	1130	770	1420	520	260	1270	B
400	520	3250	4	99,07	98,96	0,89	2,49	1250	820	1580	670	330	1750	B
500	610	3900	4	99,11	99,01	0,86	2,46	1350	850	1620	670	370	1900	C
630	680	4800	6	99,14	99,04	0,94	3,41	1500	910	1680	670	425	2300	C
800	800	6000	6	99,16	99,06	0,93	3,40	1600	940	1730	670	490	2700	C
1000	940	7600	6	99,15	99,06	0,94	3,40	1700	990	1750	820	550	2900	D
1250	1150	9500	6	99,16	99,06	0,94	3,40	1850	1170	1820	820	640	3350	D
1600	1450	12000	6	99,32	99,25	0,77	3,27	1900	1250	2000	820	800	3950	E
2000	1800	15000	6	99,17	99,08	0,93	3,40	2000	1280	2100	1070	1150	5100	E
2500	2150	18500	6	99,18	99,09	0,92	3,39	2250	1300	2400	1070	1400	6350	F
3150	2550	23000	6	99,20	99,11	0,91	3,38	2400	1400	2500	1070	1650	6950	F

Principali caratteristiche elettriche per Trasformatori BT/MT in olio

4.3 Cabine di Campo, Smistamento Utente e Consegna ENEL.

In linea generale le cabine elettriche svolgono la funzione di edifici tecnici adibiti a locali per la posa dei quadri, degli inverter, del trasformatore, delle apparecchiature di telecontrollo, di consegna e misura.

Nel particolare caso oggetto della presente relazione, le *Cabine di Trasformazione* saranno a struttura monoblocco del tipo prefabbricato. Ciascuna sarà composta da n°2 vani a contenere le apparecchiature elettriche: il quadro generale in BT, il trasformatore elevatore di tensione BT/MT, il Quadro MT per l'arrivo e la partenza delle linee in cavo e gli organi di comando e protezione MT contenuti negli appositi scomparti, come rappresentato negli elaborati grafici costituenti il progetto. La cabina come accennato, sarà a struttura prefabbricata (tuttavia in fase di progettazione esecutiva si potrà optare per una struttura gettata in opera), che pertanto non necessita di fondazioni in cemento, fatta eccezione per la base di supporto della cabina stessa che sarà costituita da una platea in cemento dello spessore di 30 cm ed armata con rete elettrosaldata 20x20 ϕ 10.

La cabina sarà dotata di impianto di illuminazione ordinario e di emergenza, forza motrice, alimentate da apposito quadro BT installato in loco, nonché di accessori normalmente richiesti dalle normative vigenti (schema del quadro, cartelli comportamentali, tappeti isolanti 20kV, guanti di protezione 20kV, estintore ecc.). Il sostegno dei circuiti ausiliari dei quadri per la sicurezza e per il funzionamento continuativo dei sistemi di protezione elettrica avverrà da gruppi di continuità (UPS) installati in loco.

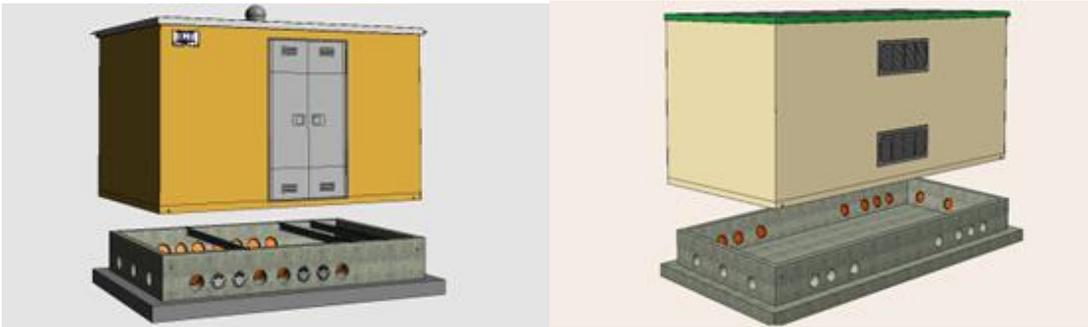


figura 7 – Tipico Cabina di Trasformazione prefabbricata monoblocco

Il linea generale il box viene realizzato ad elementi componibili (il che consente anche in fase esecutiva di modificare le dimensioni della Cabina prevista, semplicemente accoppiando altri elementi ma sempre rimanendo nella sagoma volumetrica del presente progetto) prefabbricati in cemento armato vibrato, materiale a bassa infiammabilità (come previsto dalla norma CEI 11-1 al punto 6.5.2 e CEI 17-63 al punto 5.5) e prodotto in modo tale da garantire pareti interne lisce e senza nervature e una superficie interna costante lungo tutte le sezioni orizzontali come indicato nelle tavole allegate.

Il calcestruzzo utilizzato per la realizzazione degli elementi costituenti il box viene additivato con idonei fluidificanti-impermeabilizzanti al fine di ottenere adeguata protezione contro le infiltrazioni d'acqua per capillarità secondo quanto previsto dalla norma CEI 11-1 al punto 6.5.2.1.

Le dimensioni e le armature metalliche delle pareti sono sovrabbondanti rispetto a quelle occorrenti per la stabilità della struttura in opera, in quanto le sollecitazioni indotte nei vari elementi durante le diverse fasi di sollevamento e di posa in opera sono superiori a quelle che si generano durante l'esercizio.

Come appena detto, nelle cabine è prevista una fondazione prefabbricata in c.a.v. interrata, costituita da una o più vasche in c.a. unite e di dimensioni uguali a quelle esterne del box e di altezza variabile da 60 cm fino a 100cm a seconda della tipologia impiegata.

Per l'entrata e l'uscita dei cavi vengono predisposti nella parete della vasca dei fori a frattura prestabilita, idonei ad accogliere le tubazioni in PVC contenenti i cavi; gli stessi fori appositamente flangiati possono ospitare dei passa cavi a tenuta stagna; entrambe le soluzioni garantiscono comunque un grado di protezione contro le infiltrazioni anche in presenza di falde acquifere.

L'accesso alla vasca avviene tramite una botola ricavata nel pavimento interno del box; sotto le apparecchiature vengono predisposti nel pavimento dei fori per permettere il cablaggio delle stesse.

Come già detto, il posizionamento delle Cabine di Campo nonché di quella di Consegna, prevede la realizzazione di uno scavo a sezione ampia di profondità che varia dai 65 cm ai 100cm a

seconda delle dimensioni della cabina. Lo sbancamento sarà eseguito per un'area di 1m oltre l'ingombro massimo della cabina in tutti i lati, questo per consentire la realizzazione dell'impianto di terra esterno secondo quanto previsto dalle specifiche Enel DG10061 ed. V, che a sua volta sarà collegato all'anello perimetrale di terra dell'impianto.

Il materiale di risulta dello scavo, sarà destinato al riutilizzo o al conferimento in idonea discarica.

Nel particolare caso del presente progetto è prevista l'installazione di n°5 Cabine di Campo di dimensioni pari a (L, H, p) 10 x 3,10 x 2,50 m, 3 nell'area A e 2 nell'area B, dove troveranno alloggiamento gli armadi MT costituenti le celle di arrivo e partenza delle linee MT in configurazione entra-esce.

6.3.1 gruppi conversione/trasformazione

Come detto, il progetto prevede l'installazione di Inverter di stringa posizionati in prossimità delle strutture. Tuttavia in fase esecutiva si potrà decidere di installare in prossimità di ciascuna Cabina di Campo, degli Shelter prefabbricati e preassemblati dal fornitore, dotati quindi di fabbrica al loro interno di Inverter e Trasformatore MT/BT (gruppo conversione-trasformazione). In questo caso, in luogo degli inverter di stringa, saranno installati dei Quadri di parallelo stringa per la raccolta dell'energia prodotta in c.c. dai gruppi di moduli ed il convogliamento della stessa ai suddetti Shelter.

6.3.2 Cabina di Smistamento Utente (CdSU)

La Cabina di Smistamento Utente raccoglie l'energia prodotta dai sottocampi dell'impianto all'interno delle Cabine di Campo. Da questa, sempre tramite una linea in cavo interrata a 20 kV, l'energia verrà convogliata all'interno di una 2 Cabine di Consegna ENEL, ubicate rispettivamente una nell'area A e una nell'area B, per poi essere consegnata ad ENEL Distribuzione per tramite di una linea aerea MT di lunghezza paria a circa 6 km sino alla futura **CP** "Cellino" per la successiva immissione in rete. Avranno dimensioni 6,7x2,5x3,26 (lunghezza x larghezza x altezza).

All'interno della Cabina di Smistamento ubicata in **Area A**, troverà alloggiamento l'armadio di media tensione costituito da:

- N. 3 scomparti per l'arrivo delle linee dalle Cabine di Campo ubicate nell'area A, costituiti da sezionatori motorizzati isolati in aria, con involucro metallico 24 kV;
- N. 1 scomparto partenza linea con sezionatore di terra (risalita cavi con involucro metallico 24 kV) per la partenza verso la Cabina di Consegna ENEL in prossimità della nuova linea aerea MT a 20 kV;

Cabina di Consegna Enel

4.4 Cavidotti interni BT e MT

Gli scavi (trincee) a sezione ristretta necessari per la posa dei cavi avranno ampiezza variabile in relazione al numero di terne di cavi che dovranno essere posate (da 40 a 60 cm), avranno profondità variabile in relazione alla tipologia di cavi che si andranno a posare. Per i cavi BT la profondità di posa sarà di 0,8 m, per i cavi MT interni sarà di 1,2 m.

Il percorso dei cavidotti sarà tale da minimizzare i movimenti di materia e sarà ottimizzato in termini di impatto ambientale, intendendo con questo che i cavidotti saranno realizzati, per quanto più possibile, al lato di strade esistenti ovvero delle piste di nuova realizzazione all'interno dell'area di impianto.

In particolare avremo scavi per:

- Rete BT, circa 1200 m;
- Rete MT, circa 1760 m.

Linea MT INTERNA										
Cab.	Potenza cumulata kVA	Tratti	Tensione (kV)	Corrente (A)	Sezione (mm ²)	Portata	Lunghezza CAD (m)	5%	Ingr. In Cabina (m)	Stima finale (m)
CdC1A	2410	CdC1A->CdC2A	20,00	70,99	95,00	214,40	500	525,00	10,00	535,00
CdC2A	4410	CdC2A->CdC3A	20,00	129,90	95,00	214,40	285	299,25	10,00	309,25
CdC3A	6410	CdC3A->CdSUA	20,00	188,82	95,00	214,40	285	299,25	10,00	309,25
CdC1B	1930	CdC1B->CdC2B	20,00	56,85	95,00	214,40	360	378,00	10,00	388,00
CdC2B	3930	CdC2B->CdSUB	20,00	115,76	95,00	214,40	325	341,25	11,00	352,25

4.5 Cavidotti MT di Vettoriamento

Il cavidotti di vettoriamento MT per il collegamento della **CdC ENEL** (Cabine di Consegna ENEL) di impianto alla **cabina Primaria di Cellino**, avranno una lunghezza complessiva di circa 5.800m e correrà interamente su strada asfaltata.

La linea MT esterna che collega la **CdC** alla **CP enel Collemetosarà** costituita da due tratti interrati costituiti da una terna di cavi MT a 20 kV, di sezione pari a 185 mm², e un tratto in linea aerea con cavo MT a 20kV di sezione pari a 150 mm². A scopo cautelativo, si assume per le lunghezze una tolleranza positiva, che portano ad una lunghezza totale dei cavi pari a 6.150 m ciascuno come specificato nelle tabellieriassuntive seguenti:

Linea MT ESTERNA										
Descrizione	Potenza CdS kVA	Tratti	Tensione (kV)	Corrente (A)	Sezione (mm ²)	Lunghezza CAD (m)	5%	Ingr. Cabina (m)	Stima finale (m)	
CdSU A - CdC Enel A - CP Enel	6.410,00	Interrato	20,00	188,82	185,00	140,00	147,00	10,00	157,00	160,00
	6.410,00	aereo	20,00	188,82	150,00	5.600,00	5.880,00	-	-	5.900,00
CdSU B - CdC Enel B - CP Enel	3.930,00	Interrato	20,00	115,76	185,00	130,00	136,50	10,00	146,50	150,00
	3.930,00	aereo	20,00	115,76	150,00	5.700,00	5.985,00	-	-	6.000,00

- Nel caso di passaggio su strada asfaltata le modalità di posa saranno le seguenti:
- taglio di asfalto con Clipper;
 - demolizione di tappetino e binder e trasporto a discarica;

- demolizione dell'eventuale strato di fondazione;
- scavo sino al raggiungimento della quota di posa dei cavi, - 1,20 m.

7. Rete di terra dell'impianto Fotovoltaico e delle Cabine di Campo

L'impianto di terra dell'Impianto fotovoltaico sarà quindi costituito da:

- un anello perimetrale in corda nuda di rame 50 mmq, posata ad una quota non inferiore a 0,50 m da piano di campagna;
- un anello perimetrale in corda nuda di rame 50 mm² posizionato sul perimetro di ciascuna cabina di Campo e delle Cabine di Smistamento Utente, collegato poi all'anello perimetrale di cui al punto precedente;
- una rete di corda di rame 50 mm² per il collegamento a terra delle strutture di supporto dei moduli fotovoltaici nonché degli inverter. La corda di rame sarà posata sul fondo dello scavo della rete interna delle vie cavi BT, quindi seguirà il suo stesso schema;
- una corda di rame nudo da 50 mm², posata nel cavidotto esterno MT, per il collegamento di terra dalla Cabina di Consegna Enel alla CP Enel Cellino.

Quanto sopra riportato è dettagliatamente descritto negli elaborati grafici di progetto concernenti la rete di terra dell'impianto fotovoltaico.

La realizzazione dell'impianto di terra dei fabbricati **Cabine di Campo** e **Cabina di Smistamento Utente** consisterà nelle seguenti attività:

- Installazione di collettori di terra in piatto di rame 60x6 mm sulle pareti;
- Esecuzione delle derivazioni di messa a terra delle masse metalliche fisse verso i collettori, con piatto di rame 40x3 mm;
- Connessioni di continuità elettrica delle carpenterie mobili, con conduttori flessibili di sezione:
 - 50 mm² per la messa a terra dei pannelli mobili (ante di celle ed armadi);
 - 70 mm² per la messa a terra delle parti mobili tipo aste di manovra.
- Posa e collegamento, con doppio cavo in rame da 70mmq, alla rete di terra del fabbricato che sarà, a sua volta, così costituita:
 - anello perimetrale di forma rettangolare in corda di rame nudo di sezione 50 mmq a 7 fili elementari posata a quota -0,65 m, con sviluppo totale L_P del conduttore perimetrale pari a:
 $L_P = 45 \text{ m}$

- n. 4 dispersori puntuali a picchetto in profilato di acciaio, di lunghezza pari a 1,5 m, posizionati in prossimità dei vertici dell'anello. In alternativa potranno essere utilizzati n. 4 dispersori a piastra in acciaio zincato di lato pari a 0,6 m.

L'installazione dei collettori di terra e delle derivazioni alle masse metalliche dovrà essere opportunamente distanziata dalla parete mediante interposizione di distanziali in resina autoestinguente, ed il fissaggio a parete dovrà essere eseguito con viti in acciaio e tasselli in PVC. Le sbarre in rame dell'impianto di terra interno ai fabbricati dovranno essere verniciate sulle parti a vista, in GIALLO con strisce VERDI, oppure con il simbolo di terra (verniciato o prestampato, ben adesivo e resistente).

8. RIPRISTINO DELLO STATO DEI LUOGHI

Terminata la costruzione, i terreni eventualmente interessati dall'occupazione temporanea dei mezzi d'opera o dal deposito provvisorio dei materiali di risulta o di quelli necessari alle varie lavorazioni, saranno ripristinati.

Nel dettaglio tali operazioni interesseranno le seguenti superfici:

- Area principale di cantiere: ripristino di tutta la superficie interessata;
- Altre superfici: aree interessate dal deposito dei materiali rivenienti dagli scavi e dai movimenti materie;

Le operazioni di ripristino consisteranno in:

- Rimozione del terreno di riporto o eventuale rinterro, fino al ripristino della geomorfologia pre-esistente;
- Finitura con uno strato superficiale di terreno vegetale;
- Idonea preparazione del terreno per l'attecchimento;
- Eventuale ripristino muretti a secco, rispettando le dimensioni originarie e riutilizzando per quanto più possibile il pietrame originario;

Particolare cura si osserverà per:

- eliminare dalla superficie della pista e/o dell'area provvisoria di lavoro, ogni residuo di lavorazione o di materiali;
- provvedere al ripristino del regolare deflusso delle acque di pioggia attraverso la rete idraulica costituita dalle fosse campestri, provvedendo a ripulirle ed a ripristinarne la sezione originaria;
- dare al terreno la pendenza originaria al fine di evitare ristagni.

9. PIANO DI DISMISSIONE DELL'IMPIANTO

9.1 Descrizione delle fasi di dismissione

L'Autorizzazione Unica ex D.lgs 387/03 è un titolo per la costruzione ed esercizio dell'impianto Fotovoltaico. La Regione Puglia prevede che l'autorizzazione all'esercizio abbia validità di 20 anni. I costi di dismissione e delle opere di rimessa in pristino dello stato dei luoghi saranno coperti da una fideiussione bancaria indicata nell'atto di convenzione definitivo fra società proponente e Comuni interessati dall'intervento.

Il Piano di Dismissione e Ripristino dei luoghi è il documento che ha lo scopo di fornire una descrizione di tutte le attività e relativi costi, da svolgersi a "*fine vita impianto*", per riportare lo stato dei luoghi alla condizione ante-operam.

Di seguito si elencano le fasi principali della dismissione dell'Impianto.

Come detto l'impianto sarà dismesso dopo 20 anni (periodo di autorizzazione all'esercizio) dalla entrata in regime seguendo le prescrizioni normative in vigore a quella data.

Le fasi principali del piano di dismissione sono riassumibili in:

- **relativamente all'impianto fotovoltaico ed al cavidotto**
 - a) Sezionamento impianto lato DC e lato AC (Dispositivo di generatore), sezionamento in BT e MT (locale cabina di trasformazione);
 - b) Scollegamento serie moduli fotovoltaici mediante connettori tipo *multicontact*;
 - c) Scollegamento cavi lato c.c. e lato c.a.;
 - d) Smontaggio moduli fotovoltaici dalla struttura di sostegno (tavole);
 - e) Impacchettamento moduli mediante appositi contenitori;
 - f) Smontaggio sistema di illuminazione;
 - g) Smontaggio sistema di videosorveglianza;
 - h) Sfilaggio cavi BT e MT da canali / trincee interrati;
 - i) Rimozione tubazioni interrate;
 - j) Rimozione pozzetti di ispezione;
 - k) Rimozione parti elettriche;
 - l) Smontaggio struttura metallica (inseguitori monoassiali);
 - m) Rimozione del fissaggio al suolo;
 - n) Rimozione parti elettriche dalle cabine di trasformazione;
 - o) Rimozione manufatti prefabbricati e/o demolizione manufatti gettati in opera;
 - p) Rimozione recinzione;
 - q) Rimozione ghiaia dalle strade;

- r) Consegna materiali a ditte specializzate allo smaltimento;
- s) Ripristino stato dei luoghi alle condizioni *ante-operam* mediante apporto di materiale inerte e terreno vegetale a copertura di scavi e/o trincee.

10. Ricadute Economiche e sociali

A fronte dei benefici globali sopra individuati e quantificati dobbiamo considerare, d'altra parte, che i costi esterni sono sopportati soprattutto dalla Comunità e dall'area in cui sorge l'impianto, dal momento che gli impatti prodotti dall'impianto fotovoltaico sono esclusivamente locali.

Vediamo allora quali sono le contropartite *economiche* del territorio a fronte dei costi esterni sostenuti.

Innanzitutto il Comune di Guagnano (LE), in cui è prevista l'installazione dell'impianto percepirà in termini di IMU un introito annuale quantificabile in **6.000,00 €** per ogni ettaro occupato dall'impianto e quindi complessivamente

$$23,10 \text{ ha} \times 6.000,00 \text{ €/ha} = 138.600,00 \text{ €/anno}$$

I proprietari dei terreni percepiranno **3.000,00 €** per ogni ettaro occupato dall'impianto per la cessione del diritto di superficie, e quindi

$$23,10 \text{ ha} \times 3.000,00 \text{ €/ha} = 69.300,00 \text{ €/anno}$$

L'attività di gestione e manutenzione dell'impianto è stimata essere di **5.000,00 €/MWp** ogni anno. Assumendo cautelativamente che solo il 20% (1.000,00 €/MWp) sia appannaggio di imprese locali (sorveglianza, tagli del verde, piccole opere di manutenzione), stimiamo cautelativamente, un ulteriore vantaggio economico per il territorio di:

$$13,58 \text{ MWp} \times 1.000,00 \text{ €/MWp} = 13.580,00 \text{ €/anno}$$

Per quanto concerne i costi di costruzione dell'impianto e delle relative opere di connessione si stima un costo di **700.000,00 €/MWp**. Considerando, ancora in maniera conservativa, che il **15%** (**105.000,00 €/MWp**) sia appannaggio di imprese locali, abbiamo complessivamente un introito di:

$$13,580 \text{ MWp} \times 105.000,00 \text{ €/MWp} = 1.425.900,00\text{€}$$

Non considerando (conservativamente) alcun tasso di attualizzazione e dividendo semplicemente per **20 anni** (durata del periodo di esercizio dell'impianto così come autorizzato dalla Regione Puglia), abbiamo:

$$1.425.900 \text{ €} / 20 \text{ anni} = 71.295 \text{ €/anno}$$

In pratica consideriamo un ulteriore introito per il Territorio di circa **3.564,75 euro ogni anno** per 20 anni.

Infine per la gestione operativa di un impianto di **13,25 MWp**, necessita l'assunzione di almeno un operatore che con cadenza giornaliera si rechina presso l'impianto. Necessariamente pertanto queste maestranze dovranno essere locali. La ricaduta economica sul territorio è quantificabile in **30.000,00 €/anno**.

Infine tra i benefici locali non andiamo a quantificare introiti legati soprattutto alle attività di consulenza, quali servizi tecnici di ingegneria, servizi di consulenza fiscale, che tipicamente (ma non necessariamente) sono affidati a professionisti locali.

In definitiva abbiamo la seguente quantificazione dei benefici locali.

	BENEFICI LOCALI
IMU	138.600,00 €/anno
Diritto di superficie a proprietari dei terreni	69.300,00 €/anno
Manutenzione impianto	13.580,00 €/anno
Lavori di costruzione	71.295,00 €/anno
Assunzioni per gestione operativa impianto	30.000,00 €/anno
TOTALE	295.775,00 €/anno

In tabella è riportato il confronto tra la quantificazione dei costi esterni, benefici locali, benefici locali, ribadendo peraltro che i benefici globali e locali sono sicuramente sottostimati.

COSTI ESTERNI	BENEFICI GLOBALI	BENEFICI LOCALI
182.250 €/anno	437.400,00€/anno	295.775,00 €/anno

E' evidente dalle stime effettuate che

- **Sia i i benefici globali che i benefici locali sono superiori ai costi esterni.**

In definitiva il bilancio costi – benefici (sia a livello globale sia a livello locale) riferito all'impianto in progetto è sempre positivo.