

IMPIANTO AGROVOLTAICO DI PRODUZIONE DI ENERGIA
DA FONTE SOLARE DENOMINATO "CRACO" DI POTENZA NOMINALE
PARI A 18,0 MVA E POTENZA INSTALLATA PARI A 19,998 MW

REGIONE BASILICATA
PROVINCIA di MATERA
COMUNE DI CRACO

PROGETTO DEFINITIVO

Tav.:

Titolo:

R02

Relazione Tecnica Opere Civili e Opere
elettriche impianto fotovoltaico e SU

Scala:

Formato Stampa:

Codice Identificatore Elaborato

n.a.

A4

R02_RelazioneTecnica_02

Progettazione:

Committente:



Dott. Ing. Fabio CALCARELLA

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

BEE Craco s.r.l.

Largo Michele Novaro 1/A
CAP 43121 - PARMA (PR)
PEC - beecraco@pec.it



Fabio Calcarella

Ernest. Jufese

Data	Motivo della revisione:	Redatto:	Controllato:	Approvato:
Ottobre 2021	Prima emissione	STC	FC	BEE Craco Srl

Sommario

1. PREMESSA.....	3
2. DATI GENERALI DEL PROPONENTE	3
3. CARATTERISTICHE DELLA FONTE UTILIZZATA ED ANALISI DELLA PRODUCIBILITÀ.....	3
3.1 L’energia solare.....	3
3.2 Analisi della producibilità	4
4. DESCRIZIONE DELL’INTERVENTO, DELLE FASI, DEI TEMPI E DELLE MODALITÀ DI ESECUZIONE DEI LAVORI.....	6
4.1 Fasi di lavorazione.....	9
4.2 Cronoprogramma.....	10
5. OPERE CIVILI E OPERE ELETTRICHE.....	12
5.1 OPERE CIVILI – IMPIANTO FOTOVOLTAICO.....	12
5.1.1 Preparazione del sito	12
5.1.2 Area Logistica di Cantiere	12
5.1.3 Realizzazione strade interne.....	13
5.1.4 Realizzazione di trincee e cavidotti – rete BT e MT interna	14
5.1.5 Realizzazione scavo per cavidotto di vettoriamento.....	14
5.1.6 Realizzazione recinzione perimetrale e cancelli	15
5.1.7 Realizzazione del sistema di illuminazione e videosorveglianza	16
5.1.8 Strutture di supporto dei moduli fotovoltaici.....	18
5.1.9 Regimazione idraulica.....	20
5.2 OPERE CIVILI SOTTOSTAZIONE ELETTRICA UTENTE (30/150).....	21
5.2.1 Preparazione del sito	21
5.2.2 Area apparecchiature elettromeccaniche	21
5.2.3 Realizzazione strade interne e piazzali	21
5.2.4 Realizzazione di trincee e cavidotti – rete MT interna e AT esterna.....	21
5.2.5 Realizzazione recinzione perimetrale e cancello	22
5.2.6 Edificio Locale Tecnico	22
5.2.7 Regimentazione Idraulica	23
5.3 OPERE ELETTRICHE IMPIANTO FOTOVOLTAICO.....	23
5.3.1 Architettura elettrica dell’impianto.....	23
5.3.2 Moduli fotovoltaici – caratteristiche dimensionali e prestazionali	26
5.3.3 Gruppi di conversione (Inverter).....	28
5.3.4 Trasformatori BT/MT	29
5.3.5 Cabine di Campo e Trasformazione.....	30
5.3.6 Cabina di Smistamento (CdS).....	32
5.3.7 Cavidotto MT di Vettoriamento MT.....	32
5.4 OPERE ELETTRICHE SOTTOSTAZIONE ELETTRICA UTENTE (30/150).....	33
5.4.1 Quadro MT.....	33
5.4.2 Trasformatore MT/AT	34
5.4.3 Apparecchiature AT.....	34
5.4.4 Cavidotto AT di collegamento alla SE Terna	35
5.4.5 Rete di terra.....	36

5.4.6	Protezioni	36
6.	RIPRISTINO DELLO STATO DEI LUOGHI.....	37
7.	PIANO DI DISMISSIONE DELL'IMPIANTO.....	38
7.1	Descrizione delle fasi di dismissione	38
8.	RICADUTE ECONOMICHE E SOCIALI.....	39

1. PREMESSA

Scopo del progetto è la realizzazione di un "impianto fotovoltaico" per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile (solare), avente potenza nominale pari a 18.000,00 kVA e una potenza installata pari a 19.998,24kWp, unitamente a tutte le opere di connessione alla **Rete di Trasmissione Nazionale**. In particolare le opere di connessione prevedono:

- Cavidotto MT a 30 kV;
- Sottostazione Utente 30/150 kV;
- Cavidotto AT per la connessione alla SE Terna di nuova realizzazione in agro di Craco.

2. DATI GENERALI DEL PROPONENTE

La società proponente l'intervento in oggetto è la Società **BEE Craco S.r.l.**,

- sede in Largo Michele Novaro, 1/A – 43121 Parma (PR),
- C.F. e P. IVA 02979490345,
- n. REA: PR-281944,
- PEC: beecraco@pec.it.

3. CARATTERISTICHE DELLA FONTE UTILIZZATA ED ANALISI DELLA PRODUCIBILITÀ

3.1 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.

3.2 Analisi della producibilità

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:

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

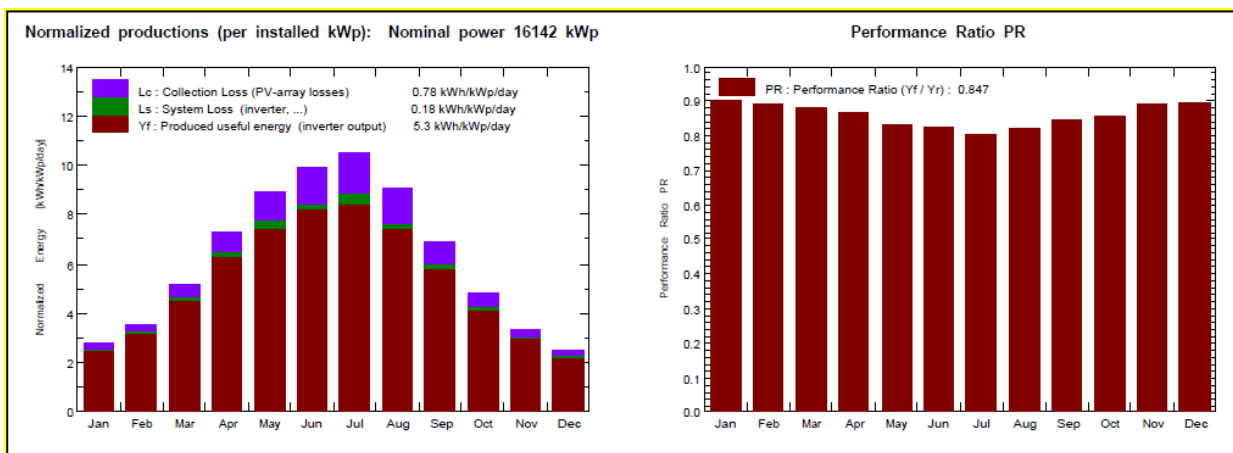
nel caso particolare in esame avremo:

$$\text{Rendimento \%} = (610 / 2,470 * 1,133 / 1000) * 100 = 21,78 \%$$

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, al numero di moduli fotovoltaici (32.784), alla loro potenza unitaria (610 Wp), all'irraggiamento previsto nell'area di impianto, dall'analisi condotta in PVSYST si è stimata una produzione di energia elettrica totale di circa **34,35 GWh/anno** (P50), pari a 1.718 kWh / KW_p / anno.



Per i dettagli sulla Analisi della Producibilità, si rimanda all'elaborato "Analisi di producibilità dell'impianto".

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

Come detto in premessa, scopo del progetto è la realizzazione di un "impianto fotovoltaico" per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile (solare), avente potenza nominale pari a 18.000 kVA e una potenza installata pari a 19.998,24 kWp, unitamente a tutte le opere di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale, ovvero:

- 1) linee MT interne di collegamento tra le **Cabine di Campo (CdC)** in configurazione entrase;
- 2) linee MT in cavo interrato sino a una **Cabina di Smistamento (CdS)** ubicata all'interno dell'impianto, per la raccolta della potenza proveniente dalle Cabine di Campo;
- 3) linea MT in cavo interrato, dalla Cabina di Smistamento sino alla Sottostazione Elettrica Utente 30/150 kV;
- 4) Sottostazione Elettrica Utente 30/150 kV, in cui avviene la raccolta dell'energia prodotta (in MT a 30 kV), la trasformazione di tensione (30/150 kV) e la consegna (in AT a 150 kV) alla SE TERNA 150/380 kV di nuova realizzazione tramite la posa di un cavo AT interrato di lunghezza pari a circa 205 m.

I principali componenti 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;
- 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;
- le linee elettriche interrate in bassa tensione in c.a. dagli inverter di campo alle Cabine di Campo (locali tecnici);
- 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 Cabine di Campo;
- la Cabina di Smistamento, in cui viene raccolta tutta l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico (proveniente dalle 8 Cabine di Campo);

- il cavidotto interrato MT (di lunghezza pari a circa 6,1 km), per il trasferimento dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico (raccolta nella **CdS**) verso la SSE 30/150 kV;
- la Sottostazione Elettrica Utente 30/150 kV, in cui avviene la raccolta dell'energia prodotta (in MT a 30 kV), la trasformazione di tensione (30/150 kV) e la consegna (in AT a 150 kV) alla SE TERNA 150/380 kV di nuova costruzione, tramite cavo interrato AT. Nella SSE sarà installato un trasformatore elevatore 30/150 kV.

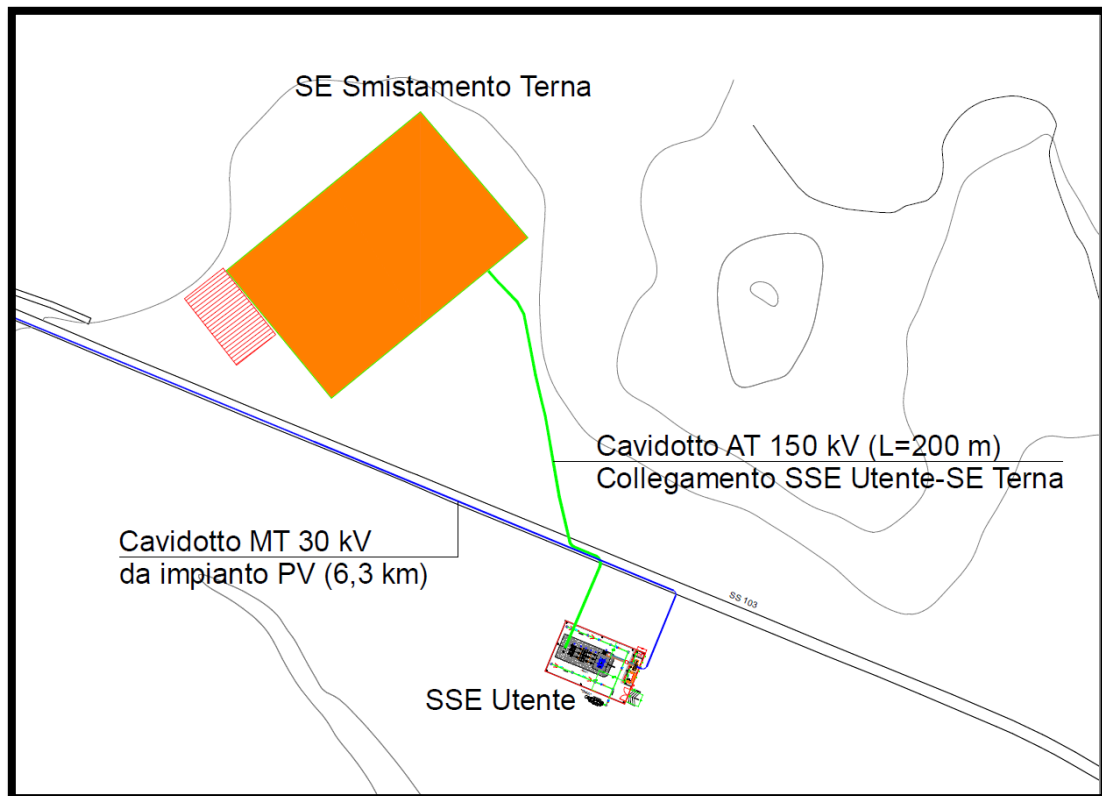
L'energia prodotta dai moduli fotovoltaici, raggruppati in stringhe (ovvero gruppi di 24 moduli collegati in serie tra loro, con tensione massima di stringa pari a circa 1.187,3V), viene prima raccolta all'interno degli Inverter di campo, qui avviene la conversione della corrente continua in corrente 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 30 kV per mezzo di trasformatori MT/BT di opportuna taglia (n.8 trasformatori da 2.500). Dalle Cabine di Campo, in configurazione entra-esce, l'energia prodotta viene trasportata nella **Cabina di Smistamento (CdS)**, posizionata all'interno dell'impianto e per poi essere convogliata tramite linea in cavo interrato sempre a 30 kV, alla Sottostazione Elettrica Utente 30/150 kV, in cui avviene la trasformazione di tensione (30/150 kV) e la consegna (in AT a 150 kV) alla SE TERNA 150/380 kV di nuova costruzione, tramite cavo interrato AT.

In particolare, come indicato nella **Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG)**, è previsto che la centrale fotovoltaica venga collegata in antenna a 150 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) di Smistamento della RTN a 150 kV da inserire in entra- esce alle linee a 150 kV "Rotonda – SE Pisticci" e "CP Pisticci – SE Tursi", previo realizzazione di interventi di ampliamento della stessa RTN. Le opere di connessione dell'impianto alla RTN consistono nella realizzazione:

- di un cavidotto MT a 30 kV di lunghezza pari a circa 6,3 km, per il collegamento tra l'area di impianto e la Sottostazione Elettrica Utente (SSE utente o semplicemente SU) di trasformazione 30/150 kV;
- della SU in cui avviene un trasformazione di tensione da 30 a 150 kV. La Sottostazione utente occupa una superficie di circa 1200 mq, è ubicata in linea d'aria a 3,3 km dall'area dell'impianto fotovoltaico e a meno di 200 m sempre in linea d'aria dalla nuova SE di Smistamento;
- di un cavidotto AT di lunghezza pari a 200 m per il collegamento elettrico della SU alla nuova SE Terna di Smistamento e quindi in definitiva per il collegamento alla RTN dell'impianto, che come detto avviene a 150 kV.



Inquadramento generale dell'Impianto e delle opere di connessione alla RTN
(in rosso le aree di impianto, in blu il cavidotto MT, in verde la SSE, in rosa il cavidotto AT, in giallo la SE Terna)



Connessione dell'impianto alla RTN
(Cavidotto MT, SSE Utente, Cavidotto AT, SE Smistamento Terna)

4.1 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*

Parallelamente alle suddette fasi, si svolgeranno i lavori di costruzione della Sottostazione Elettrica Utenteda realizzarsi in agro di Craco (Peschiera) nei pressi del sito individuato per la realizzazione della nuova SE Terna.

4.2 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 40 settimane, cioè 10 mesi, comprendendo il *commissioning* ovvero collaudi e prove abbiano una durata di circa 1 mese, prima della connessione alla RTN.

5. OPERE CIVILI E OPERE ELETTRICHE

5.1 OPERE CIVILI – IMPIANTO FOTOVOLTAICO

5.1.1 Preparazione del sito

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

In generale gli interventi di spianamento e di livellamento, dovendo essere ridotti al minimo, saranno ottimizzati in fase esecutiva e quindi di Direzione Lavori.

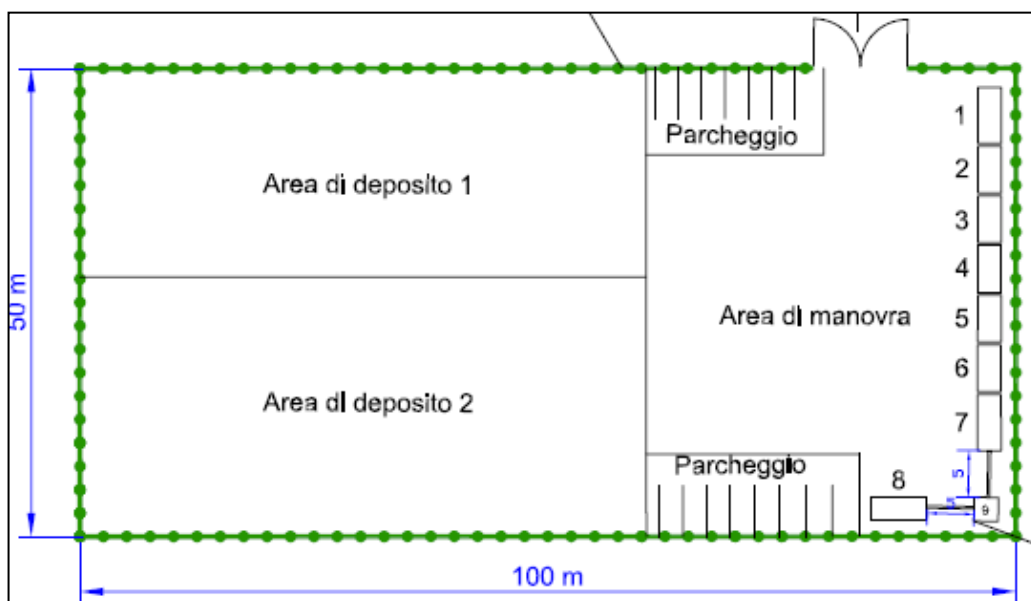
5.1.2 Area Logistica di Cantiere

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):

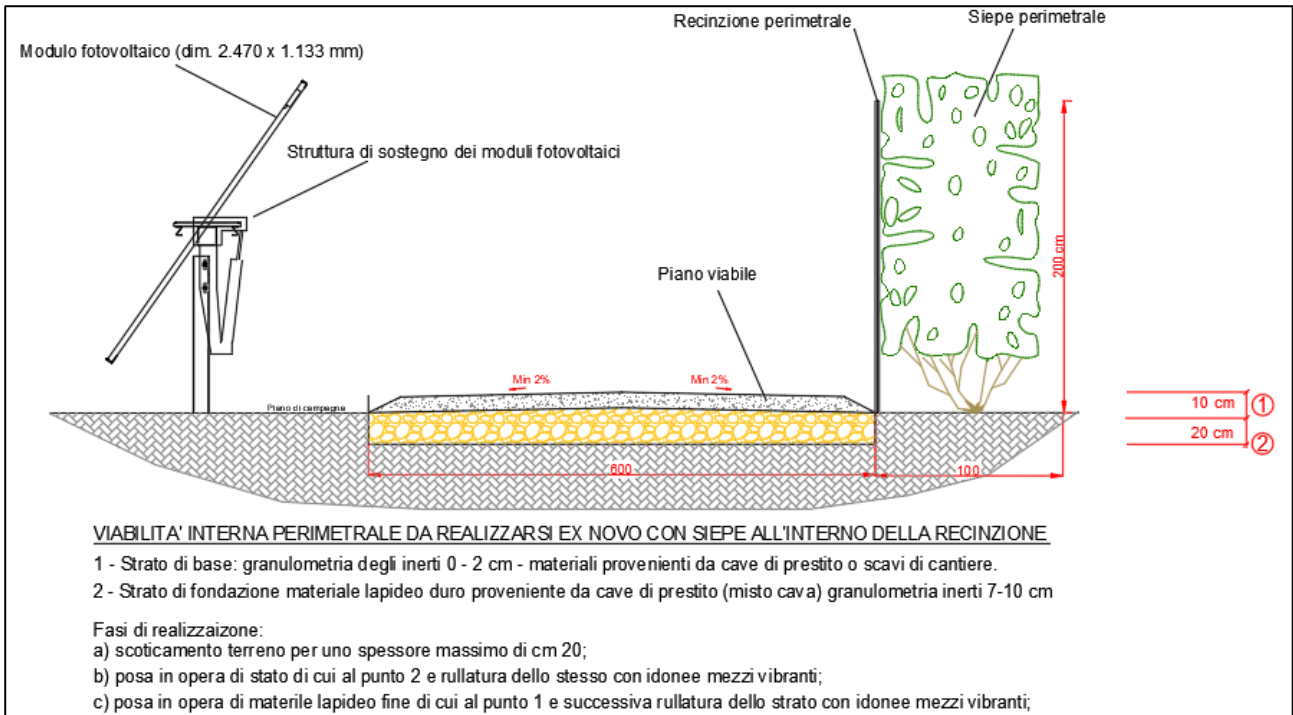
1	Modulo prefabbricato adibito a sala riunioni (6x2,5x2,5m)
2-3-4	Moduli prefabbricati adibiti ad uffici (5x2,5x2,5m)
5	Modulo prefabbricato adibito a spogliatoio (5x2,5x2,5m)
6	Modulo prefabbricato adibito a refettorio (5x2,5x2,5m)
7	Modulo bagno attrezzato con 4 docce, 2 lavabi e 3 WC (6x2,5x2,5m)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



5.1.3 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 6 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, presente 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 5.210 m.

5.1.4 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, per i cavi AT 1,5 m.

Il percorso dei cavidotti sarà tale da minimizzare i movimenti di materia. La posa dei cavi MT dalla **CdS** (che raccoglie l'energia prodotta dall'Impianto Fotovoltaico) alla SSE Utente, e del cavo AT dalla SSE Utente alla SE Terna di nuova realizzazione, 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 3.650 m;
- Rete MT, circa 2.115 m.

5.1.5 Realizzazione scavo per cavidotto di vettoriamento

Il cavidotto di vettoriamento MT per il collegamento della **CdS** (*Cabina di Smistamento*) di Impianto, avrà una lunghezza di circa 6,17 km. Percorrerà sia strade asfaltate che strade sterrate.

In particolare "correrà" per:

- 1.130 m circa su strada asfaltata;
- 5.000 m circa su strada sterrata;
- 40 m circa su terreno vegetale.

Lo scavo in trincea a cielo aperto, avrà le seguenti caratteristiche:

- Nel caso di passaggio su strada sterrata:
avrà una larghezza di 40 cm e una profondità di 1,20 m. 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.
- Nel caso di passaggio su strada asfaltata le modalità di posa saranno le seguenti:
 - taglio di asfalto con Clipper;

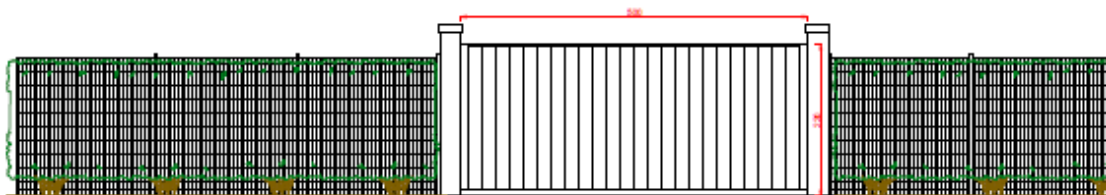
- demolizione di tappetino e binder e trasporto a discarica;
- demolizione dell'eventuale strato di fondazione;
- scavo sino al raggiungimento della quota di posa dei cavi, - 1,20 m.

5.1.6 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 totale di 5.020 m. 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

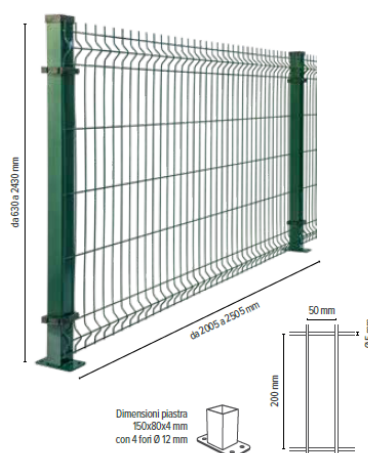


Fig.2- Tipologico di pannello per recinzione perimetrale

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 cancello carrabile per ognuno dei 6 lotti di terreni. 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.

5.1.7 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. 125 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: 250;
- Numero palificazioni: 125;
- Funzione: illuminazione stradale notturna e anti-intrusione;
- Distanza tra i pali: circa 40 m.

Illuminazione esterno cabina

- 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).

5.1.8 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° ($-55^\circ/+55^\circ$), 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, in particolare, inseguitori da 24 moduli.

Tracker	Pot. Mod. (W)	N° moduli	Pot. Tracker (kWp)
<i>Tracker 24 mod</i>	610	24	14,640

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

5.1.9 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 piano 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.

5.2 OPERE CIVILI SOTTOSTAZIONE ELETTRICA UTENTE (30/150)

5.2.1 Preparazione del sito

Sarà necessaria una pulizia propedeutica del terreno dalle graminacee e dalle piante selvatiche preesistenti o qualsiasi altro tipo di coltura arborea. Successivamente si procederà ad uno scoticamento generale dell'area per una profondità di 30 cm circa, in modo tale da rimuovere la coltre di terreno vegetale che sarà accantonata in cantiere per essere poi riutilizzata nell'ambito dei ripristini a fine costruzione o per sistemazioni fondiari senza alterare la morfologia dei terreni circostanti.

5.2.2 Area apparecchiature elettromeccaniche

L'area al di sotto delle apparecchiature elettromeccaniche, sarà costituita da ghiaietto calcareo con pezzatura tra 0,5 e 4 cm.

Le apparecchiature elettromeccaniche saranno montate su strutture metalliche prefabbricate, a loro volta ancorate su strutture in c.a. per il cui pre-dimensionamento e calcolo si rimanda alla *Relazione di Calcolo delle Strutture*.

5.2.3 Realizzazione strade interne e piazzali

Il piazzale interno della Sottostazione Elettrica Utente sarà asfaltato e costituito da:

- geotessuto di rinforzo, con sovrapposizione minima dei "fogli" pari a 20 cm;
- strato di fondazione stradale costituito da misto granulometrico stabilizzato – spessore 30 cm;
- strato di base costituito da aggregati naturali o artificiali riciclati – spessore 10 cm;
- strato di collegamento (binder) costituito da materiale bituminoso aperto – spessore 7 cm;
- tappetino stradale costituito da materiale bituminoso chiuso – spessore 3 cm.

La posa in opera del materiale sarà effettuata con una corretta umidificazione ed un adeguato costipamento, preceduto, se necessario, da un mescolamento per evitare la segregazione. La posa in sottofondo sarà preceduta da accurata costipazione del terreno in sito.

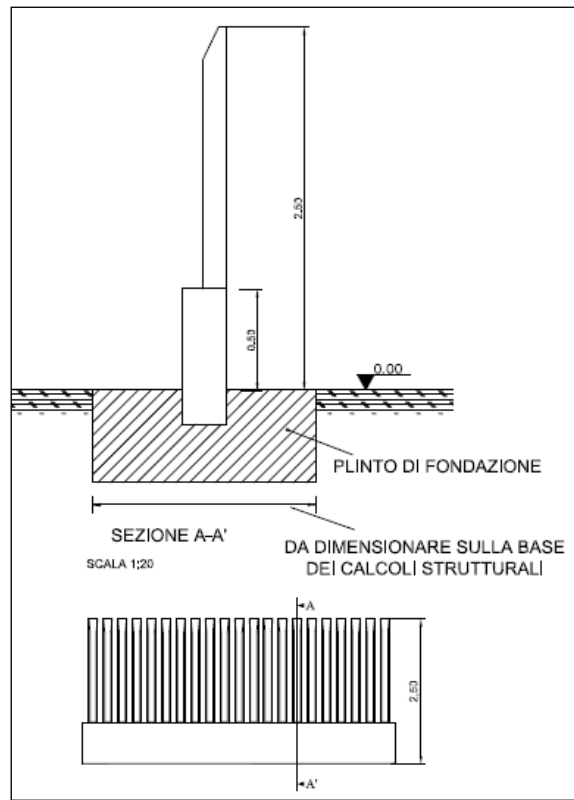
La sagoma trasversale del piazzale sarà realizzata con pendenza verso i pozzetti di raccolta delle acque meteoriche.

5.2.4 Realizzazione di trincee e cavidotti – rete MT interna e AT esterna.

Gli scavi (trincee) a sezione ristretta necessari per la posa dei cavi di Media Tensione che compreso quelli si attesteranno al Trasformatore MT/AT, avranno una ampiezza variabile in relazione al numero di terne che dovranno essere posate (da 40 a 60 cm), ed avranno profondità minima di 1,2 m, per i cavi AT 1,5 m.

5.2.5 Realizzazione recinzione perimetrale e cancello

La recinzione dalla Sottostazione sarà del tipo a “pettine” cioè costituita da elementi prefabbricati in cemento incastrati su un cordolo di altezza pari a 50 cm, e fondati su plinti in cemento armato opportunamente dimensionati.



Il cancello carrabile, scorrerà su un binario annegato in un cordolo in c.a. avente dimensioni di circa 50 cm di larghezza e 50 cm di altezza, in continuità con la fondazione della recinzione prima detta.

5.2.6 Edificio Locale Tecnico

All'interno dell'area della SSE sarà realizzato un edificio in cui prenderanno posto i seguenti locali tecnici:

- Locale Misure
- Locale Quadri BT
- Locale Quadri MT
- Locale Gruppo elettrogeno

L'edificio avrà dimensioni complessive di 17,60 x 4,50 m = 79,20 m² ed altezza fuori terra di 3,30 m.

Le fondazioni dell'edificio saranno realizzate in cemento armato così come loscheletro portante costituito da pilastri e travi.

5.2.7 Regimentazione Idraulica

All'interno della Sottostazione sarà realizzato un sistema di regimentazione delle acque meteoriche costituito da una rete idrica interrata che afferirà ad una vasca di trattamento. In particolare verrà realizzato un sistema integrato per la raccolta ed il trattamento delle *acque di prima pioggia* (per la cui trattazione specifica e pre-dimensionamento si rimanda alla *Relazione di Calcolo Preliminare degli impianti*).

Per le acque provenienti dal locale WC dell'edificio Tecnico, sarà realizzato un pozzo nero a tenuta stagna per il quale in fase di esercizio sarà effettuata una pulizia periodica da ditte specializzate.

5.3 OPERE ELETTRICHE IMPIANTO FOTOVOLTAICO

5.3.1 Architettura elettrica dell'impianto

Da un punto di vista elettrico il generatore fotovoltaico è costituito da stringhe. Una stringa è formata da 24 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
24	45,2	13,5	1.187,3 V

Nella tabella seguente si evidenziano il numero di stringhe contenute nei tracker a seconda della loro lunghezza.

	Potenza modulo (Wp)	Numero moduli	N° di stringhe
Tracker 24 moduli	610	24	1

L'energia prodotta dalle stringhe afferisce 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. Come detto si prevede di collegare un massimo di 19 stringhe per ciascun inverter.

Ciascun inverter ha una massima tensione di ingresso pari a 1.500 V maggiore della tensione massima di stringa pari a 1.187,3 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 corrispondenza di 19 tracker da 24 moduli (24 stringhe).

Nelle tabelle di seguito riportate il dettaglio per ciascun sottocampo.

								Panel Wp
								610
IMPIANTO "CRACO"								
Tracker Type	N° Strings/Tracker	N° PV Panels/Tracker	Tracker quantity	Total N° strings	Total N° Inverter	Total N° PV Panels	Peak Power (kWp)	Nominal Power (kVA)
Trck 24 PV M	1	24	1.366	1.366		32.784	19.998,24	18.000
Trck 12 PV M	0,5	12	0	0		0	0,00	
Total			1.366	1.366	72	32.784	19.998,24	
SOTTOCAMPO 1								
Tracker Type	N° Strings/Tracker	N° PV Panels/Tracker	Tracker quantity	Total N° strings	Total N° Inverter	Total N° PV Panels	Peak Power (kWp)	
Trck 24 PV M	1	24	503	503		12.072	7.363,92	
Trck 12 PV M	0,5	12	0	0		0	0,00	
Total			503	503	27	12.072	7.363,92	
SOTTOCAMPO 2								
Tracker Type	N° Strings/Tracker	N° PV Panels/Tracker	Tracker quantity	Total N° strings	Total N° Inverter	Total N° PV Panels	Peak Power (kWp)	
Trck 24 PV M	1	24	863	863		20.712	12.634,32	
Trck 12 PV M	0,5	12	0	0		0	0,00	
Total			863	863	45	20.712	12.634,32	

L'energia proveniente dagli inverter sarà quindi raccolta nelle cabine elettriche MT/BT. Qui l'energia a 800 V in c.a. sarà soggetta ad un ulteriore innalzamento di tensione, tramite un trasformatore 0,8/30 kV, sarà infatti portata a 30 kV. In ciascuna cabina sarà installato un trasformatore MT/BT di opportuna taglia a seconda della potenza in ingresso proveniente dal campo. In particolare saranno installati n.8 trasformatori da 2.500 kVA, tutti con kit supplementare di ventilazione per aumento potenza del 10%. Dalle Cabine di Campo l'energia sarà trasmessa, sempre in MT a 30 kV e sempre tramite linee in cavo, alla Cabina di Smistamento interna all'impianto. Da qui, l'energia prodotta sarà raccolta e convogliata (tramite linea interrata MT a 30 kV, di lunghezza pari a circa 6,17 km) nella Sottostazione Elettrica Utente 30/150 kV, in cui avviene la trasformazione di tensione (30/150 kV) e la successiva consegna (in AT a 150 kV) alla SE TERNA 150/380 kV di nuova costruzione, tramite la posa di un cavo AT interrato.

Di seguito la configurazione delle Cabine di Campo in relazione al Sottocampo di appartenenza.

CABINA A1								
Tracker Type	N° Strings/Tracker	N° PV Panels/Tracker	Tracker quantity	Total N° strings	Total N° Inverter	Total N° PV Panels	Peak Power (kWp)	Trafo (kVA)
Trck 24 PV M	1	24	171	171		4.104	2.503,44	2.500
Trck 12 PV M	0,5	12	0	0		0	0,00	
Total			171	171	9	4.104	2.503,44	
CABINA A2								
Tracker Type	N° Strings/Tracker	N° PV Panels/Tracker	Tracker quantity	Total N° strings	Total N° Inverter	Total N° PV Panels	Peak Power (kWp)	Trafo (kVA)
Trck 24 PV M	1	24	170	170		4.080	2.488,80	2.500
Trck 12 PV M	0,5	12	0	0		0	0,00	
Total			170	170	9	4.080	2.488,80	
CABINA A3								
Tracker Type	N° Strings/Tracker	N° PV Panels/Tracker	Tracker quantity	Total N° strings	Total N° Inverter	Total N° PV Panels	Peak Power (kWp)	Trafo (kVA)
Trck 24 PV M	1	24	162	162		3.888	2.371,68	2.500
Trck 12 PV M	0,5	12	0	0		0	0,00	
Total			162	162	9	3.888	2.371,68	

Sottocampo A

CABINA B1								
Tracker Type	N° Strings/Tracker	N° PV Panels/Tracker	Treacker quantity	Total N° strings	Total N° Inverter	Total N° PV Panels	Peak Power (kWp)	Trafo (kVA)
Trck 24 PV M	1	24	171	171		4.104	2.503,44	2.500
Trck 12 PV M	0,5	12	0	0		0	0,00	
Total			171	171	9	4.104	2.503,44	
CABINA B2								
Tracker Type	N° Strings/Tracker	N° PV Panels/Tracker	Treacker quantity	Total N° strings	Total N° Inverter	Total N° PV Panels	Peak Power (kWp)	Trafo (kVA)
Trck 24 PV M	1	24	171	171		4.104	2.503,44	2.500
Trck 12 PV M	0,5	12	0	0		0	0,00	
Total			171	171	9	4.104	2.503,44	
CABINA B3								
Tracker Type	N° Strings/Tracker	N° PV Panels/Tracker	Treacker quantity	Total N° strings	Total N° Inverter	Total N° PV Panels	Peak Power (kWp)	Trafo (kVA)
Trck 24 PV M	1	24	171	171		4.104	2.503,44	2.500
Trck 12 PV M	0,5	12	0	0		0	0,00	
Total			171	171	9	4.104	2.503,44	
CABINA B4								
Tracker Type	N° Strings/Tracker	N° PV Panels/Tracker	Treacker quantity	Total N° strings	Total N° Inverter	Total N° PV Panels	Peak Power (kWp)	Trafo (kVA)
Trck 24 PV M	1	24	171	171		4.104	2.503,44	2.500
Trck 12 PV M	0,5	12	0	0		0	0,00	
Total			171	171	9	4.104	2.503,44	
CABINA B5								
Tracker Type	N° Strings/Tracker	N° PV Panels/Tracker	Treacker quantity	Total N° strings	Total N° Inverter	Total N° PV Panels	Peak Power (kWp)	Trafo (kVA)
Trck 24 PV M	1	24	179	179		4.296	2.620,56	2.500
Trck 12 PV M	0,5	12	0	0		0	0,00	
Total			179	179	9	4.296	2.620,56	

Sottocampo B

In estrema sintesi l'Impianto sarà composto da:

- a. **32.784 moduli fotovoltaici** in silicio monocristallino (collettori solari) di potenza massima unitaria pari a 610 Wp, installati su inseguitori monoassiali da 24 moduli;
- b. **1.366 stringhe**, ciascuna costituita da 24 moduli da 610 Wp ciascuno, collegati in serie. Tensione di stringa 1.187,3V e corrente di stringa 13,50 A;
- c. **72 Inverter di campo** con potenza nominale pari a da 250 kVA, a cui afferiranno un massimo di 19 stringhe (in parallelo);
- d. **8 Cabine di Campo (CdC)** contenenti i quadri MT (celle arrivo e partenza linee MT), ed i trasformatori per l'innalzamento della tensione sino a 30 kV. Le CdC sono collegate fra loro con configurazione entra-esce, tramite linee in cavo MT interrato;
- e. **Una Cabina di Smistamento**, in cui viene raccolta tutta l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico proveniente dalle 8 Cabine di Campo MT/BT;
- f. **linea MT in cavo interrato**, per il trasporto dell'energia dalla **Cabina di Smistamento** sino ad una Sottostazione Elettrica Utente (SSE) 30/150 kV, che sarà realizzata nei pressi della Stazione Elettrica (SE) TERNA 150/380 kV di nuova costruzione;
- g. **Una Sottostazione Elettrica Utente** in cui avviene la raccolta dell'energia prodotta (in MT a 30 kV), la trasformazione di tensione (30/150 kV) e la consegna (in AT a 150 kV). Nella SSE è installato un trasformatore elevatore 30/150 kV, potenza 20 MVA, munito di

variante di rapporto sotto carico (150+/- 10 x 1,25%), gruppo vettoriale YNd11, esercito con il centro stella lato AT non collegato a terra;

- 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, AT, 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 CdC, della CdS e della SSE Utente;
- j. Apparecchiature di protezione e controllo dell'intera rete MT e AT;
- k. **Linea AT a 150 kV interrata** per il trasporto dell'energia dalla Sottostazione Elettrica Utente sino alla Stazione Elettrica (SE) TERNA 150/380 kV.

5.3.2 Moduli fotovoltaici – caratteristiche dimensionali e prestazionali

I moduli fotovoltaici che si prevede utilizzare, saranno in silicio monocristallino di potenza pari a 610 Wp. Avranno dimensioni pari a 2.470x1.133x35 mm.

Electrical Characteristics

MODEL	UP-M590MH	UP-M595MH	UP-M600MH	UP-M605MH	UP-M610MH
Max Power Pm (Wp)	590	595	600	605	610
Max Power Voltage Vm (V)	44.80	44.90	45.00	45.10	45.20
Max Power Current Im (A)	13.17	13.25	13.33	13.41	13.50
Open-Circuit Voltage Voc (V)	53.50	53.60	53.70	53.80	53.90
Short-Circuit Current Isc (A)	14.18	14.26	14.34	14.42	14.50
Module Efficiency	21.08%	21.26%	21.44%	21.62%	21.80%
Maximum System Voltage (V)	1000(IEC)/1000(UL) or 1500(IEC)/1500(UL)				
Power Tolerance	0/+3%				
Series Fuse Rating (A)	20A				

STC: Irradiance 1000 W/m², Module temperature 25°C, AM=1.5

Components & Mechanical Data

Front Glass	High Transparency Tempered Glass 0.125" // 3.2 mm
Junction Box	IP 68
Bypass Diode	3 diodes
Output Cables	IEC, UL approved (4 mm ² , 12AWG) (PV Wire Type)
Connectors	MC4 compatible (IP67, IEC and UL approved)
Frame	Anodized aluminium alloy type 6063-T5
Encapsulation Material	EVA
Back Sheet	White multilayer polymer film
Temperature Range	-40°F to +194°F // -40°C to +90°C
Max Load	75 lbs / ft ² (UL Standard) // 5400 Pa (IEC Standards)
Impact Resistance	Steel ball - 1.18 lbs // 535 g dropped from 51" // 1.3 m high

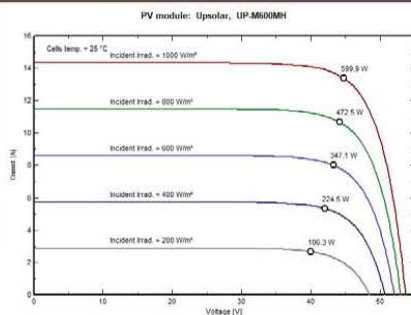
Specifications

Cells	Mono PERC 182 x 91
Number of Cells	156 (6 x 26)
Dimensions (in // mm)	97.24 x 44.60 x 1.38 // 2470 x 1133 x 35
Weight (lb // kg)	68.3 // 31.0

Temperature Coefficients

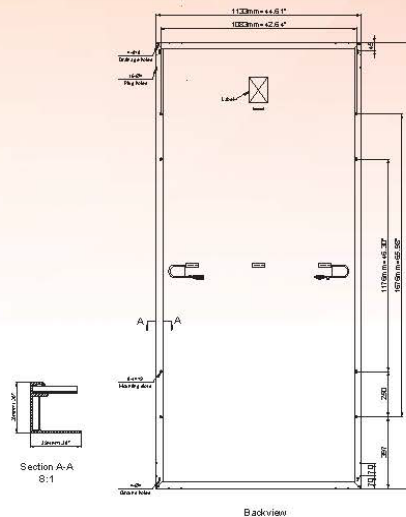
NOCT (°C)	43 ± 2
Temperature Coefficients of Isc (% / °C)	0.048 ± 0.01
Temperature Coefficients of Voc (% / °C)	-0.27 ± 0.02
Temperature Coefficients of Im (% / °C)	-0.02 ± 0.02
Temperature Coefficients of Vm (% / °C)	-0.40 ± 0.03
Temperature Coefficients of Pm (% / °C)	-0.35 ± 0.05

IV Curves



Options Available

Black or transparent backsheet
 Customized cable length



5.3.3 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 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:

- 72 Inverter da 250 kVA.

Con una potenza nominale pari a 18.000 kVA. Ad ogni inverter afferiranno un massimo di 19 stringhe. Ogni stringa ha una potenza pari a 14,64 kWp (610 Wp x 24 moduli), per una potenza massima in ingresso, lato DC di ogni inverter, pari a massimo 2.225,28 kW.

5.3.4 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 30.000 V (30 kV), idonea per essere trasportata sino alla SSE Utente senza eccessive perdite.

Come detto in precedenza, saranno installati n.8 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

5.3.5 Cabine di Campo e Trasformazione.

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 atti 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 30 kV, guanti di protezione 30 kV, 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.

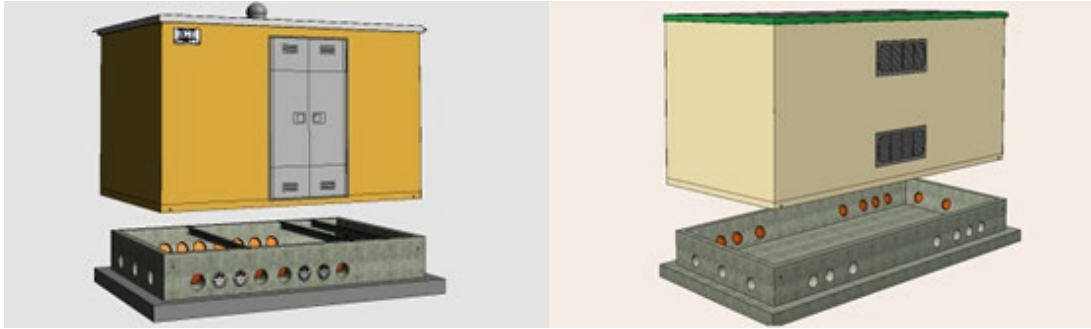


figura 7 – Tipico Cabina di Trasformazione prefabbricata monoblocco

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 100 cm 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 e della Cabina di Smistamento, prevede la realizzazione di uno scavo a sezione ampia di profondità che varia dai 65 cm ai 100 cm a

seconda delle dimensioni della cabina. Lo sbancamento sarà eseguito per un'area di 1 m 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°8** Cabine di Campo di ingombro massimo pari a (L, H, p) **15,00 x 3,00 x 4,00 m**. Come detto in precedenza, in fase esecutiva si potrà scegliere di accoppiare a ciascuna di esse uno Shelter prefabbricato dotato di fabbrica al suo interno del gruppo conversione / trasformazione, quindi Inverter Centralizzato e Trasformatore MT/BT. In tal caso, si utilizzeranno in luogo degli Inverter di campo previsti in progetto, per la raccolta dell'energia di singoli gruppi di pannelli fotovoltaici.

5.3.6 Cabina di Smistamento (CdS)

La *Cabina di Smistamento*, di ingombro massimo pari a (L, H, p) 15,00 x 3,00 x 4,00 m, raccoglie l'energia prodotta dai sottocampi dell'impianto all'interno delle Cabine di Campo. Da questa, sempre tramite una linea in cavo interrata a 30 kV, l'energia verrà convogliata alla Sottostazione Elettrica Utente 30/150 kV, in cui avviene la raccolta dell'energia prodotta (in MT a 30 kV), la trasformazione di tensione (30/150 kV) e la consegna (in AT a 150 kV).

All'interno del locale troverà alloggiamento l'armadio di media tensione costituito da:

- N. 5 scomparti per l'arrivo delle linee dalle Cabine di Campo, 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 Sottostazione Elettrica Utente 30/150 kV.

All'interno degli scomparti arrivo linee "IM", sono installati gli interruttori 3x630 A – 24 kV isolato in SF6 DG all'interno di scomparto metallico, su cui agiscono:

- la protezione generale PG del tipo SEPAM S41 con protezioni 50/51, 50N/51N, 67N;
- la protezione di interfaccia PI del tipo THYTRONIC NV 10P, con protezioni 27, 59, 81S max, 81s min, 59 Vo.

5.3.7 Cavidotto MT di Vettoriamento MT

Il cavidotto di vettoriamento MT per il collegamento della **CdS (Cabina di Smistamento)** di Impianto, avrà una lunghezza di circa 6,17 km. Percorrerà sia strade asfaltate che strade sterrate. In particolare "correrà" per:

- 1.130 m circa su strada asfaltata;
- 5.000 m circa su strada sterrata;
- 40 m su terreno vegetale

Sarà costituito da un'unica terna di cavi MT a 30 kV, di sezione pari a 400 mm². A scopo cautelativo si assume, per le lunghezze, una tolleranza positiva, che portano ad una lunghezza totale dei cavi pari a 7.490 m, come specificato nella tabella che segue.

DORSALE ESTERNA										
Tratti	Potenza (kWp)	Tensione (kV)	Corrente (A)	Sezione (mm ²)	Portata	Lunghezza CAD (m)	5%	Ingr. Cabina (m)	Stima finale (m)	
CdS - SSE	19.998,24	30,00	392,72	400,00	557 A	6.169,00	6.477,45	10,00	6.487,45	6.490,00

5.4 OPERE ELETTRICHE SOTTOSTAZIONE ELETTRICA UTENTE (30/150)

L'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico viene raccolta nella CdS e convogliata verso la Sottostazione Elettrica Utente (tramite linea interrata MT a 30 kV), dove è effettuata la trasformazione di tensione (30/150 kV) e la consegna dell'energia. La posizione della SSE dipenderà dalla soluzione tecnica di connessione definita da TERNA. Ad ogni modo, la SSE sarà realizzata in prossimità del punto di connessione, con collegamento alla RTN in cavo.

Si prevede che la SSE occupi complessivamente una superficie di 1.100 m² circa, per l'installazione del trasformatore, dello stallo AT e dell'edificio locali tecnici.

L'area sarà recintata perimetralmente con recinzione realizzata con moduli in cls prefabbricati "a pettine" di altezza pari a 2,5 m circa. L'area sarà dotata di ingresso carrabile e pedonale.

I componenti elettrici principali della SSE Utente sono:

- il quadro MT
- il trasformatore MT/AT – 30/150 kV
- le apparecchiature AT di protezione e controllo.

5.4.1 Quadro MT

Sarà installato in apposito locale nell'ambito dell'edificio facente parte della SSE Utente, si compone di:

- interruttore Linea – dalla CdS (impianto fotovoltaico);
- protezione trasformatore ausiliari;
- interruttore generale;
- sezionatore;
- arrivo linea da trasformatore MT/AT (150/30 kV);
- scomparto misure/ TV sbarra.

Si tratta di un quadro MT 36 kV di tipo protetto (più una risalita sbarre). Per quanto riguarda il trasformatore dei Servizi Ausiliari (SA) è prevista l'installazione un trasformatore da 50 kVA.

Il quadro sarà in esecuzione da interno, di tipo protetto, realizzato in lamiera d'acciaio con spessore minimo 2 mm, saldata, ripiegata e rinforzata opportunamente, sarà completo di sbarre principali e di derivazione dimensionate secondo i carichi e le correnti di corto circuito.

Ciascuno scomparto sarà composto dalle seguenti celle segregate tra loro:

- cella interruttore MT, allacciamento cavi e sezionatore di terra con porta esterna di accesso cernierata;
- cella sbarre omnibus (comune per tutto il quadro);
- cella per circuiti ausiliari BT con porta esterna di accesso cernierata.

Nei quadri saranno inseriti tutti gli interblocchi necessari per prevenire errate manovre, che possano compromettere l'efficienza delle apparecchiature e la sicurezza del personale addetto all'esercizio dell'impianto.

A valle del trasformatore ausiliari sarà installato un quadro BT utilizzato per l'alimentazione di tutte le utenze BT della SSE Utente.

5.4.2 Trasformatore MT/AT

Per la trasformazione di tensione 30/150 kV sarà utilizzato un trasformatore trifase con avvolgimenti immersi in olio, da esterno, di potenza nominale pari a 20 MVA, munito di variatore di rapporto sotto carico (150+/- 10 x 1,25%), con neutro ad isolamento pieno verso terra, gruppo vettoriale YNd11, esercito con il centro stella lato AT non collegato a terra, ma comunque accessibile e predisposto al collegamento futuro se necessario e/o richiesto.

5.4.3 Apparecchiature AT

Le apparecchiature AT, dello stallo utente, saranno collegate tra di loro tramite conduttori rigidi o flessibili in alluminio.

A partire dal trasformatore, la disposizione elettromeccanica delle apparecchiature AT sarà la seguente:

1. Scaricatori di sovratensione tensione – n. 3
2. Trasformatori di corrente in SF6 (TA di misura e protezione) – n. 3
3. Interruttore tripolare in SF6
4. Trasformatori di tensione induttivi (TVI) – n. 3
5. Sezionatore a doppia apertura con lame di terra
6. Colonnino per sostegno cavi AT – n. 3

Dai sostegni a colonnino partiranno i collegamenti aerei alle Sbarre AT a 150 kV. Lo stallo di condivisione sarà a sua volta collegato tramite cavo interrato a 150 kV, allo Stallo dedicato all'interno della Stazione Terna per la consegna dell'Energia alla RTN.

5.4.4 Cavidotto AT di collegamento alla SE Terna

Per la connessione della SSE di trasformazione MT/AT alla SE Terna, sarà utilizzato un cavo AT, anch'esso interrato, che partendo dallo stallo all'interno della nuova SSE, correrà lungo un percorso di 205 m, parte su terreno agricolo e parte su strada sterrata esistente.

Il cavo avrà le seguenti principali caratteristiche tecniche:

- Conduttore: Alluminio
- Isolamento: XLPE
- Guaina: Alluminio termofuso
- Diametro conduttore 48,9 mmq
- Sezione del conduttore: 1600 mmq
- Spessore del semiconduttore interno: 2 mm
- Spessore medio isolante: 15,8 mm
- Spessore del semiconduttore esterno: 1,3 mm
- Spessore guaina metallica (circa): 0,6 mm
- Spessore guaina: 4 mm
- Diametro esterno nominale: 100 mm
- Sezione schermo: 180 mmq
- Peso approssimativo: 10 kg/m
- Massima tensione di funzionamento: 170 kV
- Messa a terra degli schermi – posa a trifoglio o posa in piano: assenza di circolazioni
- Portata di corrente posa a trifoglio, cavi interrati a 30°C: 970 A
- Portata di corrente posa in piano, cavi interrati a 30°C: 1050 A
- Massima elettrica del conduttore a 20°C in c.c.: 0,019 Ohm/km
- Capacità nominale: 0,3 microF/km
- Corrente ammissibile di corto circuito: 20 kA
- Tensione operativa 150 kV

La terna di cavi sarà posata all'interno di una trincea avente profondità di 1,5 m. I cavi saranno posati su letto di sabbia e completamente annegati essi stessi nella sabbia.

Data la brevità del percorso non sono previsti giunti intermedi.

I terminali saranno realizzati con schermi messi a terra da entrambi i lati (SSE e SE Terna)

Condizioni ambientali

Tipo di installazione	Esterna 2
Zona sismica	ZONA 4
Elevazione del sito	< 1000 m.s.l.
Massima temperatura ambiente di progetto	40°C
Minima temperatura ambiente di progetto	-10°C
Umidità relativa progettuale di riferimento	max 95 %, media 90 %
Grado di inquinamento	Atmosfera non polluta

5.4.5 Rete di terra

La rete di terra della SSE utente sarà estesa a tutta l'area recintata. L'impianto sarà costituito essenzialmente da una maglia realizzata con corda di rame nuda di sezione 50/63 mm², posta ad intimo contatto con il terreno ad una profondità di circa 80 cm dal piano campagna. Le maglie saranno quadrate, regolari e il dimensionamento del lato della maglia dipenderà dalla corrente di guasto a terra che sarà comunicata da TERNA prima della realizzazione dell'impianto e sarà tale da limitare le tensioni di passo e contatto a valori non pericolosi così come previsto dalla Norma CEI 11-1. La maglia sarà infittita in corrispondenza delle apparecchiature AT ed in generale nei punti con maggiore gradiente di potenziale. Inoltre, la maglia sarà collegata ai ferri di armatura dei plinti di fondazione delle apparecchiature e del locale tecnico in più punti. Il collegamento ai ferri dei plinti è consentito dalla norma e non provoca alcun tipo di danno (corrosione) ai ferri di armatura stessi. Tutte le apparecchiature saranno collegate al dispersore mediante due o quattro corde di rame (sezione tipica 125 mmq). Prima dell'installazione dell'impianto di terra sarà effettuata una misura della resistività del terreno e, una volta realizzata la rete di terra, sarà effettuata una misura di verifica per testare una eventuale necessità di irrobustimento della rete di terra stessa con l'adozione di accorgimenti specifici (picchetti aggiuntivi, aumento della magliatura).

5.4.6 Protezioni

Come previsto dal Codice di Rete pubblicato l'Utente produttore dovrà stipulare prima dell'entrata in esercizio dell'impianto un Regolamento di Esercizio che conterrà la regolamentazione tecnica di

dettaglio del collegamento del proprio impianto alla Rete AT, nonché dei rapporti di tutti i soggetti interessati al collegamento stesso.

Il coordinamento e la definizione delle tarature delle protezioni saranno definiti di concerto con TERNA. Il Produttore sarà responsabile dei valori di taratura forniti e imposti da TERNA, ed in ogni caso varrà il principio che qualunque guasto e/o anomalia dell'impianto di produzione, che potrebbe avere ripercussioni pericolose sulla rete AT, dovrà provocare automaticamente l'esclusione della sezione di impianto guasto, nel minimo tempo compatibile con gli automatismi di impianto. Inoltre, in caso di cortocircuito sulla Rete AT i generatori del Produttore dovranno trovarsi predisposti con i loro sistemi di protezione in modo da separarsi dalla rete nei modi e nei tempi previsti dai piani di taratura.

Lo stato delle protezioni sarà periodicamente monitorato dal Produttore, allo scopo di garantire il corretto funzionamento delle apparecchiature.

6. 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.

7. PIANO DI DISMISSIONE DELL'IMPIANTO

7.1 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.

- **relativamente alla Sottostazione Utente (SSE)**

- a) Smontaggio di tutte le apparecchiature elettromeccaniche (AT, MT; BT);
- b) Rimozione delle tubazioni interrate (vie cavi) e dei cavi elettrici (AT, MT, BT e di segnale) in esse contenuti;
- c) Rimozione plinti di fondazione delle apparecchiature AT;
- d) Rimozione del fabbricato locali tecnici, ivi comprese le fondazioni;
- e) Rimozione del piazzale con finitura in asfalto;
- f) Rimozione della recinzione, ivi compreso il cordolo di fondazione e i cancelli;
- g) Consegna materiali a ditte specializzate allo smaltimento;
- h) Riempimento dei volumi occupati dalle fondazioni con materiale inerte proveniente da cave di prestito;
- i) Apporto di terreno vegetale sugli strati superficiali per uno spessore di 30-40 cm.

Dall'analisi effettuata, i costi di Dismissione e Ripristino, ammontano a **944.139,31 €**.

Per la trattazione specifica si rimanda alla relazione "*Piano di dismissione e ripristino*" e relativo Computo Metrico.

8. RICADUTE ECONOMICHE E SOCIALI

Come analizzato nello specifico nella **Analisi Costi e Benefici** riportata nella Relazione Descrittiva Generale, la realizzazione dell'Impianto apporterà dei vantaggi su territorio sia a **livello globale**, quindi in fatto di "risparmio" di emissioni nocive nell'atmosfera, sia a **livello locale**, quindi occupazionale e di introiti per l'Amministrazione Comunale.

Vediamo allora quali sono le contropartite *economiche* del territorio (benefici economici locali) a fronte dei costi esterni sostenuti (calcolati nella Relazione Generale Descrittiva).

Innanzitutto il Comune di Craco, in cui è prevista l'installazione dell'impianto, percepirà in termini di IMU un introito annuale quantificabile in circa 1.000,00 € per ogni ettaro occupato dall'impianto. Dal momento che la superficie complessivamente occupata dall'impianto è di 25,2 ettari, abbiamo:

$$25,2 \text{ ha} \times 1.000 \text{ €/ha} = 25.200 \text{ €/anno}$$

Inoltre, dal momento che i proprietari dei terreni su cui verrà realizzato l'impianto risiedono sul territorio quale beneficio locale possiamo considerare anche il prezzo annuo pagato dalla Società proprietaria dell'impianto ai proprietari dei terreni locali per il diritto di superficie, pari a 2000 €/anno per ettaro, e quindi:

$$25,2 \text{ ha} \times 2.000 \text{ €/ha} = 50.400 \text{ €/anno}$$

L'attività di gestione e manutenzione dell'impianto è stimata essere di 10.000,00 €/MWp ogni anno. Assumendo cautelativamente che solo il 20% (2.000,00 €/MWp) sia appannaggio di imprese locali (sorveglianza, tagli del verde, piccole opere di manutenzione), stimiamo cautelativamente, un ulteriore vantaggio economico per il territorio di:

$$20 \text{ MWp} \times 2.000,00 \text{ €/MWp} = 40.000,00 \text{ €/anno}$$

Per quanto concerne i costi di costruzione dell'impianto e delle relative opere di connessione si stima un costo di 620.000 €/MWp circa. Considerando, ancora in maniera conservativa, che circa il 15% (92.500 €/MWp circa) sia appannaggio di imprese locali, abbiamo complessivamente un introito di:

$$20 \text{ MWp} \times 92.500 \text{ €/MWp} = 1.850.000,00 \text{ €}$$

Non considerando (conservativamente) alcun tasso di attualizzazione e dividendo semplicemente per 20 anni (durata minima del periodo di esercizio dell'impianto), abbiamo:

$$1.850.000 \text{ €} / 20 \text{ anni} = 92.500,00 \text{ €/anno}$$

In pratica consideriamo un ulteriore introito per il Territorio di circa 92.500,00 euro ogni anno per 20 anni.

Per la gestione operativa di un impianto di 20 MWp, necessita l'assunzione di almeno 2 operatori che con cadenza giornaliera si rechino presso l'impianto. Necessariamente pertanto queste maestranze dovranno essere locali. La ricaduta economica sul territorio è quantificabile in 60.000,00 €/anno.

Inoltre, la società Proponente effettuerà a proprie spese delle opere di compensazione che consistono in:

1. Sistemazione della strada di accesso alle aree di progetto per una lunghezza di circa 2,2 km;
2. Realizzazione di impianti fotovoltaici su edifici pubblici di proprietà del comune di Craco;
3. Installazione di due colonnine di ricarica automezzi elettrici.

L'ammontare complessivo di tali opere di compensazione è fissato in accordo con l'amministrazione comunale in 500.000 euro. Le opere saranno realizzate al momento dell'entrata in esercizio dell'impianto fotovoltaico.

Non considerando (conservativamente) alcun tasso di attualizzazione e dividendo semplicemente per 20 anni (durata minima del periodo di esercizio dell'impianto), abbiamo:

$$500.000 \text{ €} / 20 \text{ anni} = 25.000,00 \text{ €/anno}$$

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
<i>IMU</i>	25.200 €/anno
<i>Diritto superficie terreno</i>	50.400 €/anno
<i>Manutenzione impianto</i>	40.000 €/anno
<i>Lavori di costruzione</i>	92.500 €/anno
<i>Assunzioni per gestione operativa impianto</i>	60.000 €/anno
<i>Opere di compensazione</i>	25.000 €/anno
TOTALE	293.100 €/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. Per la definizione dei costi esterni dell'impianto fotovoltaico si faccia riferimento a quanto riportato nella *relazione generale descrittiva*.

COSTI ESTERNI	BENEFICI GLOBALI	BENEFICI LOCALI
257.595 €/anno	618.228 €/anno	293.100 €/anno

È evidente dalle stime effettuate che:

- I benefici globali sono **più che doppi** rispetto ai COSTI ESTERNI;
- I benefici locali **annullano di fatto** i COSTI ESTERNI.

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