

IMPIANTO AGROVOLTAICO DI PRODUZIONE DI ENERGIA  
DA FONTE SOLARE DENOMINATO "STRECAPRETE" DI POTENZA  
NOMINALE PARI A 15,0 MVA E POTENZA INSTALLATA PARI A 16,396 MW

REGIONE BASILICATA  
PROVINCIA di POTENZA  
COMUNI DI VENOSA e MONTEMILONE

PROGETTO DEFINITIVO

Tav.:

Titolo:

R23b

Studio di impatto ambientale  
Quadro Progettuale

Scala:

Formato Stampa:

Codice Identificatore Elaborato

n.a.

A4

R23b\_StudioFattibilitaAmbientale\_23b

Progettazione:

Committente:



**Dott. Ing. Fabio CALCARELLA**

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

**Stern PV 5 S.r.l.**

Largo Michele Novaro 1/A  
CAP 43121 - PARMA (PR)  
PEC - sternpv5srl@pec.it



*Fabio Calcarella*

*Stern PV 5*

Data	Motivo della revisione:	Redatto:	Controllato:	Approvato:
Novembre 2021	Prima emissione	STC	FC	Stern PV 5 srl

## Sommario

0.	Premessa.....	2
	Richiedente.....	3
1.	QUADRO PROGETTUALE .....	3
1.1	Alternativa zero .....	4
1.2	Analisi comparata tra tipologie di impianto fotovoltaico .....	5
1.3	Alternative tecnologiche e localizzative.....	9
1.3.1	Alternativa tecnologica – utilizzo di impianto a biomassa .....	9
1.3.2	Alternativa localizzativa .....	12
1.4	Localizzazione dell’impianto .....	13
1.4.1	Criteri paesaggistico - ambientali per la localizzazione dell’impianto.....	13
1.4.2	Principali caratteristiche delle aree di intervento e occupazione territoriale..	17
1.4.3	Accessibilità al sito.....	20
1.5	Criteri per la localizzazione dell’impianto .....	22
1.5.1	Caratteristiche plano altimetriche .....	22
1.5.2	Irraggiamento .....	23
1.5.3	Ubicazione.....	24
2.	Descrizione TECNICA del Progetto .....	24
2.1	Caratteristiche dimensionali e tecniche del Progetto .....	24
2.1.1	Principali caratteristiche del progetto .....	24
2.1.2	Moduli fotovoltaici.....	26
2.1.3	Strutture di supporto dei moduli fotovoltaici.....	27
2.1.4	Trincee ed elettrodotti.....	31
2.1.5	Strade e piazzali.....	31
2.1.6	Aree di cantiere per lo stoccaggio dei materiali .....	33
2.1.7	Mezzi d’opera ed accesso all’area di intervento.....	33
2.1.8	Esercizio e funzionamento dell’impianto .....	33
2.1.9	Utilizzazione delle risorse naturali .....	34
2.1.10	Dismissione dell’impianto.....	34
2.1.11	Programma di attuazione.....	35
2.1.12	Misure di mitigazione e compensazione.....	36
3.	Bilancio dei costi e benefici.....	38
3.1	Costo di produzione dell’energia da fonte fotovoltaica - LCOE.....	38
3.2	Costi Esterni .....	39
3.3	Benefici globali .....	41
	Benefici locali.....	46

## 0. PREMESSA

Il presente documento costituisce il “Quadro di riferimento progettuale” dello Studio di Impatto Ambientale (SIA) relativo alla realizzazione di un impianto fotovoltaico a terra e l'allevamento di tipo stanziale di razza ovina selezionata all'interno di una stessa area completamente recintata (*impianto agrovoltaiico*). Di fatto le aree di intervento saranno utilizzate per l'installazione dei moduli fotovoltaici e per il pascolo di razze ovine selezionate.

L'evidente scopo è quello di coniugare la generazione di energia pulita con l'utilizzo efficiente e sostenibile del suolo, avendo come riferimento altre iniziative dello stesso tipo che la società Proponente il presente progetto (Gruppo Stern Energy) ha già posto in atto con successo in altre regioni d'Italia (Piemonte, Emilia-Romagna, Abruzzo e Lazio).

Si prevede la realizzazione di un impianto fotovoltaico (impianto **FV**) di **potenza nominale 15 MVA** (corrispondente alla potenza massima scambiata con la rete) e **potenza installata pari a 16,396 MWp**. L'impianto è del tipo a terra su terreno agricolo realizzato con inseguitori monoassiali installati su strutture di sostegno realizzati con paletti direttamente infissi nel terreno.

E' previsto un allevamento ovino con pecore della razza Gentile di Puglia, originaria della Provincia di Foggia diffusa particolarmente in Puglia, Basilicata, Calabria ed in altre regioni del Meridione d'Italia.

Il progetto denominato “Strecaprete” sarà ubicato su terreni che in parte ricadono nel comune di Venosa (PZ) in parte nel comune di Montemilone (PZ), le opere di connessione dell'impianto fotovoltaico, in particolare la sottostazione elettrica, sono nel Comune di Montemilone

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

*Opere annesse* necessarie alla realizzazione dell'opera sono le cabine elettriche, le piste interne all'area di impianto, i cavidotti elettrici interrati all'interno delle aree di impianto, la recinzione. E' altresì prevista la realizzazione delle *opere di connessione* dell'impianto alla Rete di Trasmissione Nazionale, consistenti in:

- Un Cavidotto MT, dalla Cabina di Smistamento 1 alla Cabina di Smistamento 2 dell'impianto fotovoltaico di lunghezza pari a circa 1,7 km
- un cavidotto MT, dalla Cabina di Smistamento 2 dell'impianto fotovoltaico alla SSE utente di lunghezza pari a circa 1,4 km
- una Sottostazione Elettrica Utente (150/30 kV) di trasformazione e consegna, da realizzare contestualmente all'impianto, a sua volta è collegata alla futura Stazione Terna 150 kV di Montemilone, che dista 200 m circa dalla SSE Utente
- un cavidotto AT di collegamento elettrico tra la SSE Utente e la futura SE Terna di *Montemilone* di lunghezza pari a circa 560 m.



*Inquadramento su orto foto Google dell'Area di Intervento (in rosso)*

### **Richiedente**

La società proponente l'intervento in oggetto è la Società **STERN PV5 S.r.l.**,

- Sede in Largo Michele Novaro, 1/A – 43121 Parma (PR),
- C.F. e P. IVA 02980550343, Numero REA PR-282055
- PEC: sternpv5srl @pec.it.

### **1. QUADRO PROGETTUALE**

Il quadro di riferimento progettuale descriverà il progetto e le soluzioni adottate, esplicherà le motivazioni che hanno guidato la definizione del progetto nonché misure, provvedimenti ed interventi, anche non strettamente riferibili al progetto, adottati ai fini del migliore inserimento dell'opera nell'ambiente.

Il quadro di riferimento progettuale preciserà le caratteristiche dell'opera progettata, con particolare riferimento a:

- la natura dei beni e dei servizi offerti, anche in relazione alla domanda;

- le motivazioni tecniche della scelta progettuale rispetto alle principali alternative prese in esame, inclusa l'opzione "zero";
- le caratteristiche tecniche e fisiche del progetto e le aree occupate durante la fase di costruzione e di esercizio;
- l'identificazione delle attività in fase di cantiere, di esercizio e di dismissione di impianto e dei corrispondenti fattori di impatto;
- l'identificazione dei possibili guasti e malfunzionamenti e l'analisi degli effetti conseguenti.

Per informazioni di maggiore dettaglio si rimanda al progetto definitivo di cui il presente Studio di Impatto Ambientale rappresenta parte integrante.

Descrizione delle soluzioni progettuali considerate

### **1.1 Alternativa zero**

L'opzione zero consiste nel rinunciare alla realizzazione del Progetto, ed al mantenimento dell'attuale utilizzo del suolo agricolo come seminativo non irriguo di Classe III.

I vantaggi principali dovuti alla realizzazione del progetto sono:

- Opportunità di produrre energia da fonte rinnovabile coerentemente con le azioni di sostegno che vari governi, tra cui quello italiano, continuano a promuovere anche sotto la spinta degli organismi sovranazionali che hanno individuato in alcune FER, quali il fotovoltaico, una concreta alternativa all'uso delle fonti energetiche fossili, le cui riserve seppure in tempi medi sono destinate ad esaurirsi;
- Riduzioni di emissione di gas con effetto serra, dovute alla produzione della stessa quantità di energia con fonti fossili, in coerenza con quanto previsto, fra l'altro, dalla *Strategia Energetica Nazionale 2017* il cui documento, è stato approvato dai Ministri dello Sviluppo Economico e dell'Ambiente con Decreto del 10 novembre 2017, e che prevede, la de-carbonizzazione al 2030, ovvero la dismissione entro tale data di tutte le centrali termo elettriche alimentate a carbone sul territorio nazionale, segnando tra gli obiettivi prioritari un ulteriore incremento di produzione da fonte rinnovabile.
- Delocalizzazione nella produzione di energia, con conseguente diminuzione dei costi di trasporto sulle reti elettriche di alta tensione;
- Riduzione dell'importazioni di energia nel nostro paese, e conseguente riduzione di dipendenza dai paesi esteri;
- Ricadute economiche sul territorio interessato dall'impianto in termini fiscali, occupazionali soprattutto nelle fasi di costruzione e dismissione dell'impianto;

- Possibilità di creare nuove figure professionali legate alla gestione tecnica del parco fotovoltaico nella fase di esercizio.
- L'utilizzo di tutto il terreno a disposizione per l'allevamento allo stato semi brado di un gregge di circa 110 capi di ovini di razza autoctone (Gentile di Puglia), permette di sfruttare in modo ottimale il terreno a disposizione coniugando produzione di energia da fonte rinnovabile con l'allevamento ovino ovvero un'attività tipica dell'area di progetto, contribuendo alla diffusione delle razze del luogo.

Inoltre, la tipologia di strutture di sostegno dei moduli, inseguitori monoassiali, proposti in progetto, permettono di sfruttare al meglio la risorsa sole, così da rendere produttivo l'investimento.

**Rinunciare alla realizzazione dell'impianto (opzione zero), significherebbe rinunciare a tutti i vantaggi e le opportunità sia a livello locale sia a livello nazionale e sovra-nazionale sopra elencati. Significherebbe non sfruttare la risorsa sole a fronte di un impatto (soprattutto quello visivo – paesaggistico) non trascurabile ma comunque accettabile e soprattutto completamente reversibile.**

### **1.2 Analisi comparata tra tipologie di impianto fotovoltaico**

Da un punto di vista tecnico, il progetto *Strecaprete* nasce con l'idea di utilizzare inseguitori monoassiali installati su strutture di sostegno realizzate con paletti direttamente infissi nel terreno, tale scelta nasce dall'analisi comparata tra le caratteristiche di alcune tipologie di impianto le cui caratteristiche sono riportate di seguito.

Gli impianti fotovoltaici possono essere classificati in base agli assi di rotazione previsti. Tralasciando i sistemi fissi, non adatti a massimizzare la produzione di energia di un impianto solare, gli assi di rotazione possibili dei pannelli sono due sul piano orizzontale ed uno sul piano verticale.

In base ai gradi di libertà del pannello possiamo classificare i sistemi fotovoltaici come sistemi mono-assiali o bi-assiali.

#### **a) Sistemi mono-assiali**

I sistemi mono-assiali tipicamente sono progettati per seguire il naturale movimento del sole (da est a ovest) secondo un unico angolo di rotazione. Va aggiunto inoltre che l'angolo di rotazione e la velocità di rotazione del pannello possono essere aggiustate in funzione della stagione in cui ci si trova così da ottimizzare l'esposizione al sole del sistema.

Questo sistema consente di ottenere in modo "economico" un aumento di efficienza e quindi di performance del sistema.

Diverse sono le tipologie di sistemi mono-assiali:

- **Inseguitori di Rollio:** ruota attorno ad un asse parallelo al suolo secondo la direzione est-ovest con un angolo massimo di +/- 60°. È considerato la tipologia con il migliore rapporto a costi/benefici data la sua versatilità e semplicità. Per Paesi come l'Italia risulta una soluzione adatta ed efficiente dato l'ampio percorso che il Sole compie durante il giorno. Per evitare problemi di ombreggiamento reciproco si utilizza la tecnica di backtracking (i moduli seguono il movimento del sole solo nelle ore centrali del giorno, invertendo il movimento a ridosso dell'alba e del tramonto, quando raggiungono un allineamento perfettamente orizzontale).
- **Inseguimenti di Tilt** (o di beccheggio): sono gli inseguitori solari più semplici ed economici. Orientati verso sud, possono variare l'angolo di inclinazione del pannello rispetto al suolo (detto angolo di tilt) in modo da renderlo ottimale in relazione alla stagione in corso.
- **Inseguitori di Azimut:** ruotano attorno ad un asse verticale perpendicolare al suolo. A differenza delle due tipologie precedenti, segue il movimento da est a ovest del sole senza variare l'angolo di inclinazione del pannello. Questa tipologia di impianto, pur generando una grande ombra al suolo, permette un incremento di produzione elettrica risultante approssimativamente fra il 15 ed il 20 %
- **Inseguitori ad Asse Polare:** ruota da esta a ovest attorno ad un asse parallelo all'asse nord-sud di rotazione terrestre (asse polare) inclinato rispetto al suolo. Questa tipologia di sistema mantiene i pannelli perpendicolari rispetto al sole durante tutto l'arco della giornata.

#### b) Sistemi bi-assiali

Gli inseguitori fotovoltaici biassiali hanno due assi di rotazione solitamente perpendicolari tra loro. Questi due gradi di libertà permettono di orientare quasi sempre il pannello verso il sole in tempo reale, seguendolo durante il moto diurno, massimizzando l'efficienza dei pannelli. Riescono ad avere un'efficienza superiore (ca. +5%) del miglior sistema mono-assiale a fronte di una maggior complessità costruttiva.

Pur richiedendo una manutenzione non eccessiva, gli inseguitori solari bi-assiali vanno incontro ad inevitabili problemi di usura dei meccanismi di rotazione dei pannelli soprattutto se tali sistemi sono posizionati in zone soggette ad azioni atmosferiche gravose. Per questa ragione i sistemi ad inseguimento biassiale si preferiscono in grandi impianti al suolo dove l'obiettivo di produzione energetica si attesta nell'ordine dei MW.

Diverse sono le tipologie di sistemi bi-assiali:

- **Inseguitori Azimut-elevazione:** questa tipologia ha asse di rotazione principale quello verticale e secondario l'asse orizzontale. Il puntamento del pannello avviene tramite computer o sensori di luce. La progettazione di un sistema di questa tipologia deve tener conto delle

grandi zone d'ombra che tale sistema produce al suolo e su altri pannelli (laddove siano previsti più pannelli ravvicinati).

- **Inseguitori Tilt-rollo:** questa tipologia ha asse principale di rotazione l'asse parallelo al suolo, e come asse secondario un asse perpendicolare al primo. Sono un sistema molto flessibile dato che, con l'ausilio di un computer, è possibile orientare i pannelli in qualsiasi direzione. Come nel caso precedente bisogna fare particolare attenzione a problemi di ombreggiamenti.






	Sistema mono-assiale	Sistema bi-assiale
Pro	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Vita media impianto maggiore rispetto ai bi-assiali</li> <li>• Più affidabili dei bi-assiali</li> <li>• Più economici dei bi-assiali</li> <li>• Più efficienti di un sistema fisso</li> <li>• Seguendo andamento est-ovest assicurano una produzione costante durante il giorno</li> <li>• Permettono di avere una densità di pannelli maggiori per metro quadro</li> <li>• I tempi di recupero dell'investimento sono minori rispetto al bi-assiale</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Seguono restando perpendicolari il sole durante tutto il giorno</li> <li>• L'installazione di un singolo sistema bi-assiale necessita di un'area contenuta</li> <li>• Soluzione ottimale laddove il suolo intralcia la produttività solare (pendii, ammassi rocciosi, ecc.)</li> </ul>
Contro	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La produzione di energia durante un giorno di sole è inferiore rispetto ai bi-assiali</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tempi di recupero investimento maggiori</li> <li>• Maggior complessità tecnica e tecnologica (possibilità di blocchi di sistema)</li> <li>• Resistenza e vita media impianto inferiore</li> <li>• Performance decisamente inferiori in caso di annuvolamenti o maltempo</li> <li>• Maggiore altezza del complesso inseguitore - moduli</li> </ul>


**c) Confronto tra le tipologie di impianto**

Si riporta in tabella il confronto di alcune tipologie di impianto sopradescritte con l'impianto fotovoltaico fisso rispetto ad alcuni criteri, quali le dimensioni (altezza massima della struttura dal suolo), interazione con agricoltura, costi di investimento e di manutenzione ed infine efficienza impianto.

Confronto tra tipologie differenti di impianto					
Tipologia	Altezza massima struttura	Interazioni con agricoltura	Costo investimento	Costo opere di manutenzione	Efficienza impianto
Impianto fisso	Altezza massima di ca. 4 m	Poco adatto per eccessivo ombreggiamento	Contenuto	Manutenzione ordinaria semplice e non	Minore producibilità attesa



		e difficoltà nell'utilizzo di mezzi agricoli. Impronta al suolo dell'impianto sfruttabile per un 10%		onerosa	
Mono-assiale: inseguitore di rollio 	Pannelli alla massima inclinazione ca 4.5 m	Adatta per moduli bifacciali che riducono ombreggiamento. Impronta al suolo dell'impianto sfruttabile per un 30%	Rispetto all'impianto fisso si attesta un aumento del 3-5%	Manutenzione ordinaria semplice e non onerosa. Rispetto impianto fisso si avranno costi aggiuntivi per la manutenzione dei motori del track system	Rispetto al sistema fisso, si attesta una producibilità maggiore del 15-18% (a latitudine del sito)
Mono-assiale: inseguitore ad asse polare 	Altezza di ca. 6 m (il pannello è inclinato secondo asse terrestre)	Adatta per moduli bifacciali che riducono ombreggiamento, struttura piuttosto complessa che <u>necessita di plinti di calcestruzzo</u> che intralciano il passaggio di mezzi agricoli	Rispetto all'impianto fisso si attesta un aumento del 10-15%	Manutenzione ordinaria semplice e non onerosa. Rispetto impianto fisso si avranno costi aggiuntivi per la manutenzione dei motori del track system	Rispetto al sistema fisso, si attesta una producibilità maggiore del 20-23% (a latitudine del sito)
Mono-assiale: inseguitore ad azimut 	Struttura che può raggiungere gli 8-9 m	L'area circostante deve essere libera per consentire la rotazione dei pannelli, non è quindi sfruttabile a fini agricoli. <b>Non necessita di plinti di fondazione in calcestruzzo</b>	Rispetto all'impianto fisso si attesta un aumento del 25-30%	Manutenzione ordinaria più onerosa in funzione dell'altezza del sistema. Vanno aggiunti costi di manutenzione del motore (per la rotazione) e la pulizia delle guide	Rispetto al sistema fisso, si attesta una producibilità maggiore del 20-22% (a latitudine del sito)
Bi-assiale 	Struttura che può raggiungere gli 8-9 m	Adatto all'utilizzo agricolo (anche con mezzi automatizzati). Impronta al suolo dell'impianto sfruttabile per un 30%	Rispetto all'impianto fisso si attesta un aumento del 25-30%	Manutenzione ordinaria più onerosa data l'altezza del sistema. Vanno aggiunti costi di manutenzione dei due motori del sistema	Rispetto al sistema fisso, si attesta una producibilità maggiore del 30-35% (a latitudine

				tracker assiale	bi- del sito)
Bi-assiale su struttura elevata 	Struttura che può raggiungere i 7-8 m	Adatto all'utilizzo agricolo (anche con mezzi automatizzati di grandi dimensioni). Impronta al suolo dell'impianto sfruttabile per un 70% inoltre possibilità di colture fino a 3-4 m di altezza	Rispetto all'impianto fisso si attesta un aumento del 45-50%	Manutenzione ordinaria più onerosa data l'altezza del sistema. Vanno aggiunti costi di manutenzione dei due motori del sistema tracker bi-assiale	Rispetto al sistema fisso, si attesta una producibilità maggiore del 30-35% (a latitudine del sito)

Sulla base delle analisi comparate tra le diverse tipologie di impianti presenti nel mercato sono emersi i criteri progettuali dell'impianto fotovoltaico "Strecaprete" che come obiettivo ha la ricerca di integrazione massima con il sistema ambientale, ovvero con gli aspetti naturalistici e paesaggistici e con la componente suolo.

In questa ottica la scelta progettuale degli inseguitori mono assiali permette:

- una ottimale integrazione paesaggistica con l'altezza massima del sistema inseguitore modulo limitata a soli 2,7 m allo scopo di contenere l'impatto visivo
- l'utilizzo di pali di sostegno delle strutture direttamente infissi nel terreno senza l'uso di calcestruzzo o malte cementizie, limitando in tal modo l'impatto sul terreno
- la massimizzazione dell'efficienza di produzione energetica anche in rapporto ai costi di investimento e manutenzione, e quindi migliore sfruttamento della risorsa solare rinnovabile a parità di superficie utilizzata
- l'utilizzo di tutte le aree a disposizione per il prato pascolo ovvero per l'allevamento di un gregge di ovini allo stato semi brado

### **1.3 Alternative tecnologiche e localizzative**

#### ***1.3.1 Alternativa tecnologica – utilizzo di impianto a biomassa***

In linea generale per Biomassa si intende la frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui di origine biologica provenienti da organismi viventi (vegetali o animali) e destinati a fini energetici. Sono da escludere tra le biomasse, i combustibili fossili (carbone, petrolio, gas naturale) e i loro derivati, quali per esempio le materie plastiche.

Le biomasse sono una delle fonti rinnovabili maggiormente disponibili sul nostro pianeta. Possiamo avere:

- a) le centrali a biomasse solide (legno, cippato, paglia, ecc), sono impianti tradizionali con forno di combustione, caldaia che alimenta una turbina a vapore accoppiata ad un generatore;
- b) le centrali a biomasse liquide sono impianti, alimentati da biomasse liquide (oli vegetali, biodiesel), costituiti da motori accoppiati a generatori (gruppi elettrogeni);
- c) le centrali a biogas sono impianti il cui prodotto è ottenuto da digestione anaerobica (utilizzando vari substrati: letame, residui organici, mais o altro).

Le centrali a biomasse solide e liquide (punti a) e b)) funzionano per combustione: a temperature che di solito superano gli 800°C, trasformano la materia delle biomasse (solide o liquide) in energia sotto forma di calore. Il calore alimenta una caldaia che può fornire riscaldamento (c.d. Co-generazione e teleriscaldamento, cioè lo sfruttamento dell'energia termica per riscaldare l'abitato circostante aumentando l'efficienza energetica dell'impianto che ne rappresenta circa il 70-75% della produzione) o produrre il vapore necessario per azionare una turbina e produrre energia elettrica (che rappresenta il 25-30% del potenziale energetico dell'impianto).

Le centrali a biogas (punto c)) funzionano attraverso un processo di fermentazione-digestione-metanizzazione: trasformano la materia attraverso la "digestione anaerobica" che, in assenza d'aria e per mezzo di batteri che si nutrono della sostanza organica, producono gas/metano e digestato.

Facciamo alcune considerazioni:

- se pensiamo che una centrale a biomasse solide (punto a) della potenza di 1 MW accesa tutto l'anno, tutti i giorni 24 h al giorno, questa consuma 14.400 t/anno di materia prima. Ciò significa che l'enorme inquinamento derivante dalla combustione di una così elevata quantità di materiale non è limitato soltanto all'entità dei fumi, delle ceneri e delle micro-particelle emesse nell'aria, ma deve tener conto anche del traffico di camion necessario per il continuo rifornimento della biomassa da bruciare. Non è difficile capire come sia impossibile raggiungere tali quantità solo con le potature degli alberi o con il legname residuo del taglio consueto dei boschi in zona. Quindi il materiale da bruciare viene da forniture diverse, incluse importazioni di cippato a prezzo più economico, spesso proveniente dall'estero, anche da zone altamente inquinate o da paesi in via di sviluppo che subiscono il "land grabbing" (accaparramento di terreni da parte di società straniere).
- gli impianti di bio-digestione (punto b) non riescono a neutralizzare completamente i batteri presenti, in particolare i clostridi che sono batteri termoresistenti (a questa famiglia appartengono i batteri che provocano botulismo e tetano). Fonti bibliografiche citano che in Germania alcuni ricercatori hanno suggerito che l'epidemia di Escherichia Coli che ha colpito la Germania nell'estate del 2011, causando 18 morti e le migliaia di casi di botulismo osservato negli animali tra l'estate del 2011 e l'inizio del 2012, sarebbero state causate dalla presenza di centrali a biogas. Le quantità annue di inquinanti immesse in atmosfera sono

rilevanti: tonnellate di sostanze pericolose come ossidi d'azoto e zolfo inquinano ambiente e popolazione, e producono piogge acide. Sulla base del biogas bruciato (circa 8,5 milioni di mc) e del contenuto medio di metano (tra 50 e 65%), si può affermare con una certa approssimazione, che un motore di quasi 1 MW brucerà un quantitativo di metano equivalente a quello di circa 1.500 case di oltre 100 mq di superficie (consumo annuo di circa 1.600 mc) ciascuna, ma con le emissioni sommate e concentrate in un solo punto. Inoltre è assente il trasporto su gomma delle materie prime.

Consideriamo adesso una centrale a biogas (punto c) a digestione anaerobica, di potenza pari ad **1 MW**, alimentata a colture dedicate (mais), accesa tutto l'anno, tutti i giorni **24 h** al giorno. Un tale impianto necessita di circa **300 ha di terreno** coltivato a mais per produrre in circa **8.000 ore** di funzionamento all'anno, **8.000 MWh/anno**.

L'impianto fotovoltaico in esame ha una produzione stimata di circa **24.412 MWh/anno** (v. "Relazione di producibilità dell'impianto"), sviluppati su circa **17,6 ha** di superficie.

Per avere la stessa producibilità con un impianto a biogas avremmo quindi bisogno di una centrale di potenza pari a:

$$24.412 / 8.000 = \mathbf{3,05 MW}$$

il che significa una coltivazione di  $3,05 \times 300 = \mathbf{915 ha di terreno}$  contro i **17,6 ha** necessari alla realizzazione dell'impianto fotovoltaico in progetto.

Inoltre c'è da considerare che:

- 1) poiché i vegetali necessari alla fermentazione non sono destinati all'alimentazione umana e poiché quello che conta è la resa, i terreni coltivati vengono irrorati con dosi massicce di fertilizzanti e di pesticidi, che finiscono per inquinare il terreno stesso e le falde acquifere sottostanti. La stessa combustione del biogas è fonte di emissioni tossiche. Il biogas è più inquinante del metano perché contiene metano soltanto al 55/60%;
- 2) per coltivare biomassa sono necessari terreni di alto valore agronomico; i terreni del progetto in esame sono di valore agronomico non eccelso.

Possiamo pertanto concludere che l'alternativa tecnologica di realizzare un impianto a biomassa invece di un impianto fotovoltaico (progetto in esame), a parità di producibilità annua, genera impatti su un'area molto più ampia rispetto a quella generata dall'impianto fotovoltaico in studio. Inoltre genera effetti negativi sull'ambiente a livello di inquinamento.

### ***1.3.2 Alternativa localizzativa***

Per quanto attiene all'area in cui è localizzato l'impianto osserviamo che esso presenta le seguenti caratteristiche:

- 1) E' lontano dalla costa (45 km circa dalla costa Adriatica, oltre 105 km dalla costa Ionica ed oltre 100 km dalla costa Tirrenica);
- 2) L'area nell'intorno dell'impianto è caratterizzata da rilievi collinari che si susseguono e con il caratteristico aspetto ondulato, pertanto benché in area collinare la visibilità dell'area di interno è abbastanza ridotta anche da punti relativamente vicini all'impianto in progetto stesso;
- 3) L'intera area si presenta pressoché ondulata con perimetro longilineo e diviso in area Nord e area Sud ma che non complica l'installazione delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici;
- 4) si tratta di terreni agricoli seminativi non irrigui di classe 3;
- 5) l'area non presenta particolari criticità di accesso anche con mezzi pesanti, utilizzati per il trasporto dei componenti di impianto (in particolare trasformatori e cabine elettriche prefabbricate).
- 6) Nell'intorno di almeno 5-6 km non sono presenti altri impianti fotovoltaici;
- 7) La zona nell'interno presenta poche abitazioni;
- 8) La distanza dal punto di connessione è di circa 2,5 km in linea d'aria ed il cavidotto di connessione MT ha lunghezza pari a 3,1 km circa.
- 9) Non ha interazioni dirette con le componenti tutelate dal PPR;
- 10) Non ci sono vincoli paesaggistici ex lege 42/2004 (Codice dei Beni Culturali) nell'area di progetto
- 11) L'area presenta caratteristiche di irraggiamento solare idonee alla realizzazione dell'impianto;
- 12) L'impianto è ubicato in un'area geografica ove l'irraggiamento e di conseguenza la producibilità dello stesso, hanno valori elevati.
- 13) L'area ha una secolare tradizione di allevamento di ovini anche allo stato brado, e quindi l'allevamento allo stato semi brado nell'ambito delle aree recintate di progetto è in continuità con le attività tipiche del luogo

Riteniamo evidente che difficilmente possono essere trovate aree con caratteristiche di idoneità tali e pertanto risulta molto difficile proporre una alternativa localizzativa.

## **1.4 Localizzazione dell'impianto**

### ***1.4.1 Criteri paesaggistico - ambientali per la localizzazione dell'impianto***

L'intera opera (impianto fotovoltaico e opere di connessione) interesserà aree ricadenti nel Comune di Venosa e nel Comune di Montemilone in Provincia di Matera.

I criteri di valutazione per l'individuazione dell'area di impianto sono stati tecnici ma anche paesaggistico ambientali. Pur partendo da criteri progettuali e tecnici sono stati sempre tenuti in considerazione gli aspetti ambientali e si è sempre cercato di superare per quanto più possibile gli elementi di criticità individuati da tutti gli strumenti di pianificazione territoriale ed in particolare quelli introdotti dal PPR e dal PAI.

Nello specifico, la scelta è stata guidata dapprima da un'area che rispondesse ai seguenti **requisiti preliminari**:

- Distanza dalla costa sufficiente a minimizzare l'impatto visivo;
- Distanza da centri abitati sufficiente ad annullare tutti gli impatti, compreso quello visivo;
- Distanza da edifici rurali sufficiente ad annullare l'impatto acustico ed elettromagnetico;
- Installazione dell'impianto in aree a seminativo, al di fuori da aree interessate da colture arbustive (uliveti, frutteti) e al di fuori di vigneti
- Morfologia dei terreni con pendenze accettabili per l'installazione delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici e delle infrastrutture connesse (piste, cavidotti, cabine elettriche).
- Caratteristiche geotecniche dei terreni idonee all'installazione delle strutture di sostegno dei moduli.
- Buon livello di irraggiamento, che permette di avere una apprezzabile produzione di energia da fonte solare e fotovoltaica
- Prossimità al punto di connessione alla RTN

Individuata quindi la porzione di territorio tra i comuni di Venosa e Montemilone in provincia di Potenza, quale possibile area di intervento, avente caratteristiche tecniche ed ambientali idonee all'installazione di un impianto agrovoltaico, si è passati alla verifica di idoneità rispetto ai principali strumenti di pianificazione territoriale.

In particolare, verificati i requisiti preliminari a seguito dello Screening Vincolistico, è stata verificata l'idoneità dell'area rispetto ai principali strumenti di pianificazione territoriale; in particolare è stata verificata la compatibilità dell'area di intervento rispetto a:

1. **PPR** Regione Basilicata;
2. **Piano di Assetto Idrogeologico** (PAI) della Regione Basilicata;

3. **PRG** di Craco;
4. **Regolamento Regionale 54/2015** (Aree non idonee per impianti FER)

Da questa analisi è emersa una sostanziale compatibilità dell'intervento con tali strumenti urbanistico territoriali e regolamenti.

Inoltre è stata anche verificata la compatibilità dell'intervento con il regime vincolistico sovraordinato ed in particolare anche il risultato di questa analisi è stato sostanzialmente positivo rispetto a:

1. Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio (D.lgs 42/2004 e s.m.i)
2. Aree Naturali Protette (L. 394/1991)
3. Siti Rete Natura 2000 (SIC, ZSC e ZPS) e IBA
4. Vincolo idrogeologico

Anche il risultato di questa analisi è stato positivo.

In dettaglio, abbiamo che i terreni interessati dall'impianto sono "aree a seminativo di classe 3", attualmente impiegati per scopi agricoli.

Nel progetto è previsto che le aree di progetto ivi compreso le opere di connessione dell'impianto fotovoltaico, siano installate nei comuni di Venosa e Montemilone. In particolare le opere di connessione, saranno costituite da:

- 1) linee MT interne di collegamento tra le **Cabine di Campo (CdC)** e le Cabine di Smistamento (CdS);
- 2) linee MT in cavo interrato di collegamento tra le due Cabine di Smistamento (**CdS1 e CdS2**);
- 3) linea MT in cavo interrato a 30kV (di circa 6,1 km), dalla Cabina di Smistamento CdS2 sino ad una Stazione Utente (SU) 30/150 kV, che sarà realizzata nei pressi della futura Stazione Elettrica (SE) TERNA 150/380 kV di Montemilone;
- 4) Stazione Utente 30/150 kV, in cui avviene la raccolta dell'energia. La consegna dell'energia prodotta, avverrà mediante la posa di un cavo AT interrato di lunghezza pari a circa 550 m, che si attesterà quindi da una parte allo stallo dedicato AT 150 kV della futura SE TERNA di Montemilone, dall'altro direttamente alla SU citata.

Il progetto dell'impianto fotovoltaico interessa un'area ubicata a

- ✓ 3,8 km a ovest dell'abitato di Montemilone
- ✓ 7,25 km a nord est dell'abitato di Venosa
- ✓ 9,2 km a sud est dell'abitato di Lavello

- ✓ 9,5 km a nord ovest dell'abitato di Palazzo San Gervasio

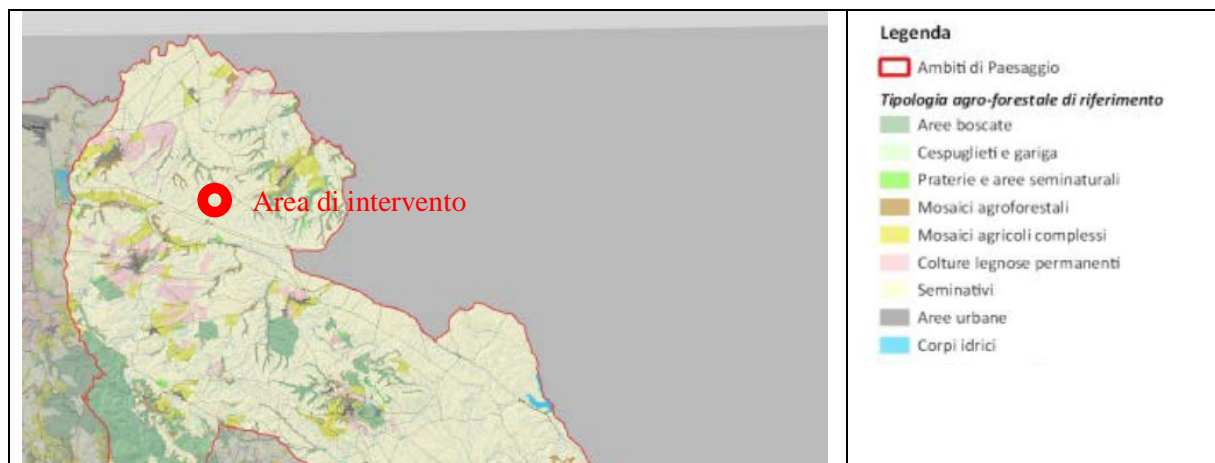
Inoltre le aree di progetto distano circa 3 km dalla SS655, strada di grande comunicazione alla quale sono direttamente collegate tramite la SP18

Il progetto prevede che l'area di impianto sia suddivisa in quattro Aree (tre a nord e una sud). Le Aree A1 A2, B sono limitrofe tra loro. Le Aree A1 e A2 sono separate tra loro da una incisione idrica del terreno, mentre la Strada Provinciale 86 le separa dall'Area B. L'Area C è invece ubicata 1,4 km più a sud lungo la SP 18

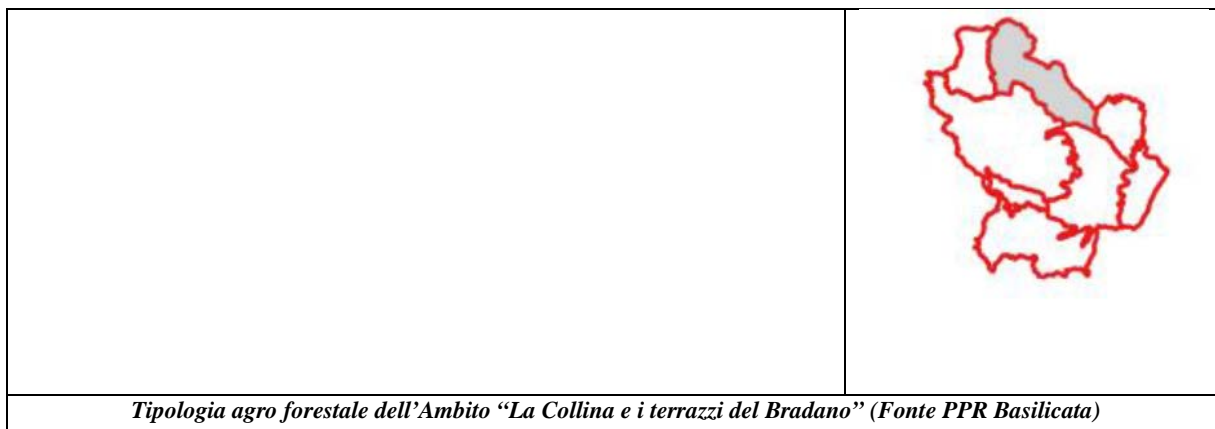
Il progetto è stato elaborato nel rispetto puntuale del Piano Paesaggistico Regionale (PPR) della Regione Basilicata.

Le aree interessate dal progetto ricadono nell'Ambito di Paesaggio del Piano Paesaggistico Regionale (PPR) della Regione Basilicata denominato "La Collina e i terrazzi del Bradano", che ha una estensione di circa 146.000 ettari, pari al 14,6% del territorio regionale. Per quanto concerne l'uso del territorio nell'Ambito, abbiamo:

- Seminativi 73%
- Mosaici agricoli complessi 5%
- Aree boscate 12%
- Mosaici agroforestali 4%
- Colture legnose permanenti 4%
- Altro (aree semi naturali, corpi idrici, cespuglieti e gariga, aree urbane) 2%

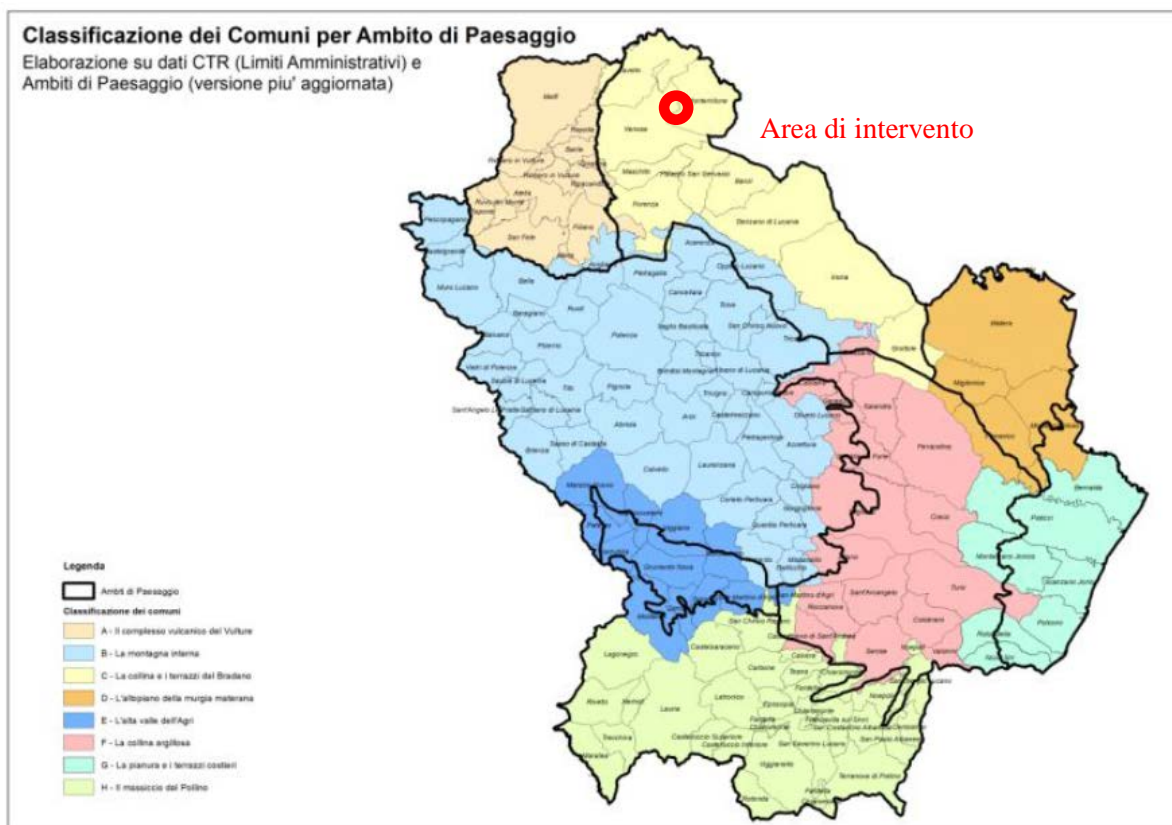






In tale ambito paesaggistico ricadono 21 comuni di cui 16 nella Provincia di Potenza e 5 della Provincia di Matera, di questi 8 integralmente o in larga parte, 3 per una quota del 50-80%, 7 per una quota del 10-50%, i restanti per una porzione inferiore al 10%

Il territorio comunale di Venosa e Montemilone ricadono quasi integralmente (oltre il 99,5%) in questo Ambito di Paesaggio.



*Suddivisione del territorio Regionale in Ambiti di Paesaggio (Fonte PPR Basilicata)*

Il carattere distintivo del paesaggio rurale dell'Ambito Paesaggistico è innanzitutto l'openness, l'apertura, la continuità del mosaico di seminativi che mantella la morfologia dolcemente ondulata. Le aree a seminativo sono costituite prevalentemente da seminativi intensivi e continui, la restante parte è caratterizzata da colture di tipo estensivo e sistemi agricoli complessi.

In un paesaggio interamente coltivato gli elementi di naturalità e biodiversità sono associati innanzitutto al reticolo idrografico: i boschi delle incisioni minori e del corso del Bradano. Sono elementi di straordinario valore e importanza. Prevalgono i boschi submediterranei orientali di quercia bianca e i boschi sud-italiani a cerro e farnetto; una porzione subordinata della superficie forestale è costituita da formazioni miste con foreste mediterranee ripariali a pioppo. Gli arbusteti e le aree in evoluzione sono costituiti da formazioni a macchia bassa, con olivastro e lentisco.

Sono anche presenti patches boschivi distinti, a maggiore estensione: innanzitutto la grande area boschiva sui rilievi collinari e submontani di Filiano e Forenza, uno dei boschi più importanti a scala regionale.

#### ***1.4.2 Principali caratteristiche delle aree di intervento e occupazione territoriale***

Come già detto, l'impianto fotovoltaico è suddiviso in quattro aree recintate, tre delle quali sono limitrofe tra loro e la quarta, più sud, distante, in linea d'aria, circa 1.500 m.

- *Area A1* (a nord) di superficie pari a 6,0 ha circa
- *Area A2* (a nord) di superficie pari a 2,05 ha circa,
- *Area B* (a nord) di superficie pari a 4,3 ha circa
- *Area C* (a sud) di superficie pari a 5,3 ha circa,

Nelle aree A1, A2 e B saranno installate cinque Cabine di Campo denominate A1, A2, A3, B1, B2, e una Cabina di Smistamento denominata CdS1. Nella CdS1 sarà raccolta tutta l'energia prodotta dai moduli posizionati in queste tre aree e quindi avviate tramite un cavidotto MT (di lunghezza pari a 1,7 km) verso la Cds2 nell'Area C.

Nell'Area C saranno installate due Cabine di Campo denominate C1 e C2 e una Cabina di Smistamento denominata CdS2. La CdS2 raccoglierà l'energia dalla CdS1 e dalle limitrofe Cabine di Campo C1 e C2, e la convoglierà ancora tramite un cavidotto MT (di lunghezza pari a 1,4 km, verso la SSE utente).

In dettaglio, abbiamo che i terreni interessati dall'impianto sono "*aree a seminativo di classe 3*", attualmente impiegati per scopi agricoli.

La SSE occupa un'area di circa 1.200 mq ed è ubicata a circa 200 m (in linea d'aria) dalla futura SE Terna di Montemilone, a cui è connessa elettricamente tramite un cavidotto AT (150 kV) interrato di lunghezza pari a 560 m circa. La SU ricade su aree a seminativo di classe III.

E' previsto l'allevamento nelle aree di progetto di capi ovini (razza Gentile di Puglia) in numero di circa 6 capi per ettaro e quindi di circa 110 capi in totale.

Saranno realizzate tettoie di ricovero per gli animali aperte su tutti i lati, saranno:

- N.2 Campo A1
- N. 1 Campo A2
- N. 1 Campo B
- N. 3 Campo C

La morfologia del territorio è variabile a seconda delle aree.

Il terreno delle aree A1 e A2 presenta una leggera ondulazione con pendenza maggiore in corrispondenza *dell'incisione morfologica* che separa le due aree.

Il terreno delle aree B e C si presenta completamente 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 3.420 m.

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.7 trasformatori da 2.500). Dalle Cabine di Campo, in configurazione entra-esce, l'energia prodotta viene trasportata nelle **Cabine di Smistamento (CdS)**, posizionate all'interno delle aree di impianto 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.

I **cavidotti** saranno interrati e percorreranno sia strade asfaltate che strade sterrate. 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.

Nel dettaglio avremo:

### 1. 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.

La rete BT interna ha una lunghezza complessiva (A1, A2, B, C) per tutti i campi pari a 3.200 m

La rete MT interna per le Aree Nord (A1, A2, B) è la seguente:

Cab B1→CdS1 (L= 20 m)

Cab B2→CdS1 (L= 40 m)

Cab A1→ Cab A2→CdS1 (L= 150+280+200= 630 m)

↑

Cab. A3

La rete MT interna per l'Area Sud (C) è la seguente:

Cab A1→CdS2 (L=25 m)

Cab A2→CdS2 (L=50 m)

Il percorso dei cavidotti sarà tale da minimizzare i movimenti di materia.

Complessivamente quindi avremo scavi per la realizzazione della rete MT interna di lunghezza pari a circa 765 m

### 2. Realizzazione scavo per cavidotto di vettoriamento MT

Per il vettoriamento dell'energia al di fuori dell'area di impianto saranno realizzate due tratte:

CdS1→CdS2 (L=1.700 m)

CdS2→SSE (L=1.400 m)

I cavidotti correranno in gran parte su strade provinciali asfaltate. Allo scopo di minimizzare l'impatto sul manufatto per quanto più possibile la trincea di cavidotto sarà scavata sulla banchina non asfaltata, altrimenti in ogni caso sul ciglio strada.

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.

E’ possibile peraltro che alcuni tratti siano realizzati con la tecnica della TOC, in corrispondenza di attraversamenti di reticoli fluviali, canali di scolo delle acque o ancora attraversamenti stradali. Tali tratti saranno verificati puntualmente in sede di progetto esecutivo.

#### ***1.4.3. Accessibilità al sito***

In linea generale un aspetto non trascurabile nella scelta di un sito per lo sviluppo di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile è l’accessibilità. È, infatti, necessario che possano essere trasportati tutti i componenti che andranno a costituire l’impianto stesso. In particolare nel nostro caso trattasi di: moduli fotovoltaici, strutture di sostegno dei moduli, le cabine di Trasformazione e Consegna (previste ad elementi prefabbricati) e tutti i componenti elettrici (trasformatore MT/BT, inverter, quadri elettrici, cavi BT e MT ecc.). Il trasporto di tali componenti avviene con mezzi di trasporto del tipo normalmente circolante su strada, ovvero non con mezzi speciali.

L’accesso alle aree nord (A1, A2, B) di progetto avviene direttamente dalla *SP 86 della Lupara*. Si apriranno infatti due nuovi accessi (uno di fronte all’altro) su detta Strada Provinciale.

L’accesso all’area sud (Area C) di progetto avverrà da strada interpodereale a sua volta in comunicazione diretta con la SPO 18 Ofantina. La strada attualmente si presenta non asfaltata con un fondo sconnesso, larghezza di circa 4 m. In fase di cantiere si renderà necessario allargare di qualche metro la strada in corrispondenza dell’accesso dalla SP 18.

Tutti gli accessi sono in piano.



*Punto Accesso Aree A1 e A2da SP86 – (Immagine Google Earth)*



*Punto Accesso Area B da SP 86 – (Immagine Google Earth)*



*Punto Accesso Area C da SP 18 Ofantina – (Immagine Google Earth)*

### **1.5 Criteri per la localizzazione dell’impianto**

Da un punto di vista tecnico, nella scelta del sito, sono stati verificati i seguenti aspetti: le caratteristiche piano – altimetriche, l’irraggiamento, l’ubicazione, la connessione alla RTN, l’accessibilità al sito.

#### ***1.5.1 Caratteristiche piano altimetriche***

**Area A1.** Altitudine 331-341 m s.l.m. Leggermente ondulata, nella parte più orientale un tratto leggermente scosceso in corrispondenza di una incisione morfologica, nella quale confluiscono naturalmente le acque pluviali. La pendenza in questa parte dell’area è del 14% circa.

**Area A2.** Altitudine 332-342 m s.l.m. Leggermente ondulata, nella parte più occidentale un tratto leggermente scosceso in corrispondenza dell’incisione morfologica che la separa dall’area A1. La pendenza in questa parte dell’area resta comunque trascurabile (inferiore all’1%).

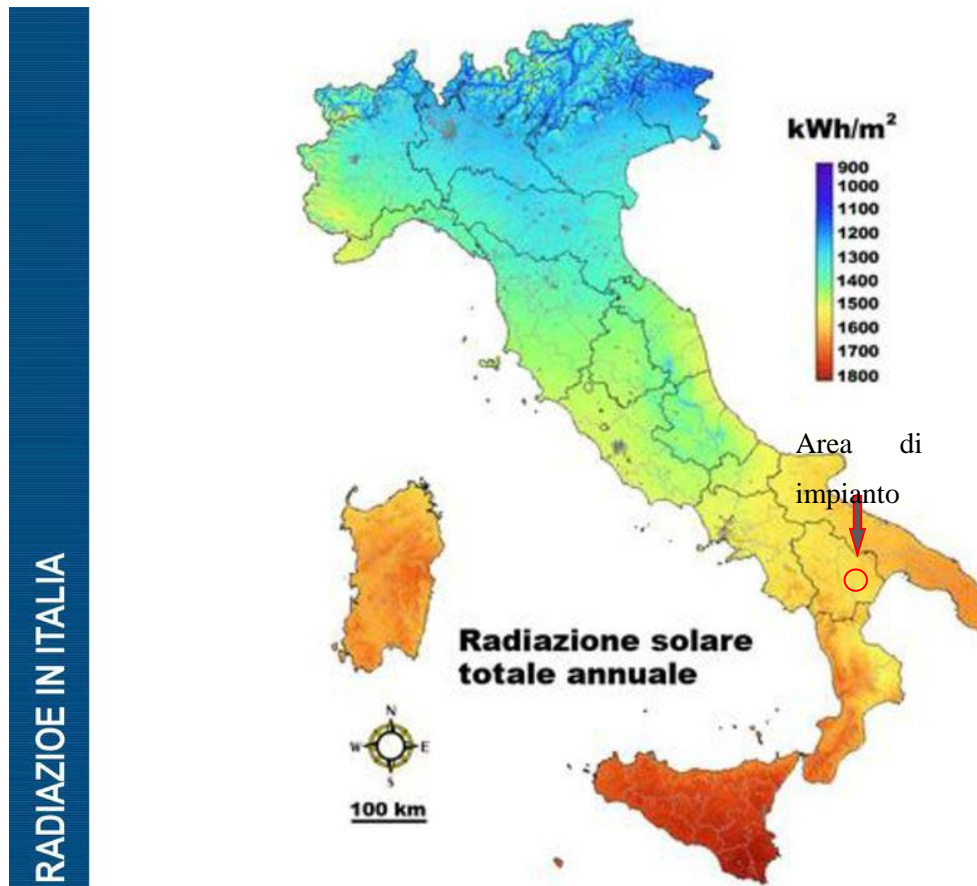
**Area B.** Altitudine 338 m s.l.m. Si presenta del tutto piana priva di acclività

**Area C.** Altitudine 356 m s.l.m. Si presenta del tutto piana priva di acclività.

**Area Sottostazione elettrica.** Si presenta piana priva di acclività.

### 1.5.2 Irraggiamento

L'area scelta per l'installazione dell'impianto fotovoltaico risulta essere ad *elevata efficienza energetica*. E' infatti quella che risulta avere uno dei valori più alti di *Irraggiamento Solare* (misurato in kWh/mq) in Italia.



Come si evince dall'immagine sopra riportata, l'area di impianto ricade in una zona in cui il valore dell'irraggiamento si attesta intorno i 1.500 kWh/m<sup>2</sup>. In relazione alle caratteristiche tecniche dei componenti di impianto (moduli, inseguitori monoassiali), e ai valori di irraggiamento presenti nell'area è prevista una produzione media annua, epurata di tutte le perdite (perdite dovute alla temperatura dei moduli, perdite inverter, perdite sulle linee elettriche) pari a 24.412 MWh/anno. Per avere un'idea della notevole quantità di energia prodotta prendiamo a riferimento i consumi medi di una famiglia italiana (utenze elettriche domestiche). L'ISTAT con dati riferiti al periodo 2008-2012 indica consumi medi di 2.300 kWh/anno, mentre il più aggiornato sito facile.it indica valori medi di circa 3.200 kWh/anno calcolati avendo come riferimento gli anni 2016-2017. Prendendo come riferimento tali dati possiamo indicare come consumo medio di una famiglia italiana valori compresi tra i 2.300 kWh ed i 3.200 kWh annui.



Rapportandoli alla quantità di energia prodotta dall'impianto in progetto significa che esso riuscirebbe a soddisfare il fabbisogno energetico di un numero di famiglie compreso tra 7.600 e 10.600. Poiché la famiglia media italiana è composta da 2,3 persone (Annuario ISTAT 2019), il nostro impianto è in grado di soddisfare il fabbisogno energetico di una popolazione compresa tra 17.500 e 24.500 persone. Valori pertanto non trascurabili.

### ***1.5.3 Ubicazione***

Le aree di impianto sono ubicate al confine tra il Comune di Venosa e quello di Montemilone. Le Aree di impianto più a nord (aree A1, A2, B) ricadono nel Comune di Venosa, l'area più a sud (Area C) e la SSE Utente nel Comune di Montemilone.

Da un punto di vista catastale

- *Area A1* (a nord) nelle particelle 76, 47, 95, 88, 8, 61 del Foglio 16 di Venosa
- *Area A2* (a nord) nelle particelle 88, 10, 8, 30 del Foglio 16 di Venosa
- *Area B* (a nord) nelle particelle 219, 220, 221 89 del Foglio 16 di Venosa
- *Area C* (a sud) nella particella 73 del Foglio 32 di Montemilone
- La Sottostazione elettrica nelle particelle 105, 67 del Foglio 32 di Montemilone

Le aree sono prettamente agricole non ci sono nell'intorno particolari criticità paesaggistiche. Nel progetto saranno in particolare indagate le aree di progetto ed un'area di interesse che si estende nell'intorno di 3 km dai confini delle aree di impianto.

## **2. DESCRIZIONE TECNICA DEL PROGETTO**

Nel presente paragrafo si fa riferimento ai seguenti aspetti:

- caratteristiche dimensionali e tecniche del Progetto;
- impiego delle migliori tecnologie disponibili e di misure di mitigazione per rendere minimo l'uso delle risorse naturali, i quantitativi dei residui, le emissioni degli inquinanti e per ottimizzare l'inserimento dell'opera nel territorio.

Per qualsiasi ulteriore dettaglio si rimanda agli specifici elaborati di Progetto.

### **2.1 Caratteristiche dimensionali e tecniche del Progetto**

#### ***2.1.1 Principali caratteristiche del progetto***

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 610 Wp, avremo 104 inseguitori da 12 e 1.068 inseguitori da 24 moduli. Avremo complessivamente 1.366 inseguitori e 26.680 moduli fotovoltaici, l'altezza del sistema strutture di sostegno – moduli fotovoltaici, nella posizione di massima inclinazione dei pannelli, non supera i 3 m di altezza;

- le linee elettriche interrato 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;
- le linee elettriche interrato in bassa tensione in c.a. dagli inverter di campo alle Cabine di Campo (locali tecnici), con sviluppo lineare di circa 3.200 ml 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 interrato e relative apparecchiature di sezionamento all'interno delle aree in cui sono installati i moduli fotovoltaici, che collegano elettricamente tra loro le 7 Cabine di Campo, con sviluppo lineare di circa 2.110 ml e profondità di posa pari a 1,2 m,
- Le 7 Cabine di Campo che hanno ingombro massimo pari a (L, H, p) 15,00 x 3,00 x 4,00 m;
- le due Cabine di Smistamento (CdS1 e CdS2), in cui viene raccolta l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico (proveniente dalle 7 Cabine di Campo);
- il cavidotto interrato MT (di lunghezza pari a circa 1.700 m), per il trasferimento dell'energia prodotta nelle Aree Nord dell'impianto fotovoltaico dalla CdS 1 alla CdS2, realizzato lungo strade pubbliche
- il cavidotto interrato MT (di lunghezza pari a circa 1.400 m) dalla CdS2 alla SSE 30/150 kV, sempre su strade pubbliche.
- la Sottostazione Elettrica Utente 30/150 kV (SU o SSE), 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 futura SE TERNA 150 kV "*Montemilone*", tramite cavo interrato AT. Nella SU sarà installato un trasformatore elevatore 30/150 kV della potenza di 20 MVA. La SU è prossima alla SE Terna da cui dista in linea d'aria poco meno di 200 m, e occupa un'area di circa 1.200 mq;
- Il cavidotto AT a 150 kV interrato, di lunghezza pari a circa 560 m, dalla SU allo stallo della **futura** SE TERNA 150 kV "*Montemilone*".

- La realizzazione di n. 8 tettoie/ ricoveri di superficie pari a 25 mq ciascuna necessarie per eventuali parti, la tosatura e i trattamenti sanitari degli ovini allevati all'interno dell'area di progetto

**Facciamo presente che la futura SE TERNA di Montemilone non è oggetto del presente progetto e del relativo iter autorizzativo.**

Opere accessorie, e comunque necessarie per la realizzazione dell'Impianto Fotovoltaico, sono le strade interne all'impianto, consistenti in una strada perimetrale e altre strade interne di collegamento tra le varie zone dell'impianto, la recinzione che delimita le aree, il cancello di accesso, i locali tecnici (Cabine di Campo) ove saranno installate le apparecchiature elettriche di protezione, sezionamento e controllo.

### ***2.1.2 Moduli fotovoltaici***

I moduli fotovoltaici saranno del tipo monocristallino di potenza massima pari a 610 Wp, e saranno montati su Inseguitori solari monoassiali orizzontali (Tracker) in file parallele orientate nel verso dell'asse Nord-Sud. Avranno dimensioni pari a 2.470x1.133x35 mm.

I Tracker saranno da 12 o 24 moduli in configurazione portrait, quindi con pannello montato in posizione verticale.

### 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/m<sup>2</sup>, 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 <sup>2</sup> , 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 <sup>2</sup> (UL Standard) // 5400 Pa (IEC Standards)
Impact Resistance	Steel ball - 1.18 lbs // 535 g dropped from 51" // 1.3 m high

---

### Specifications

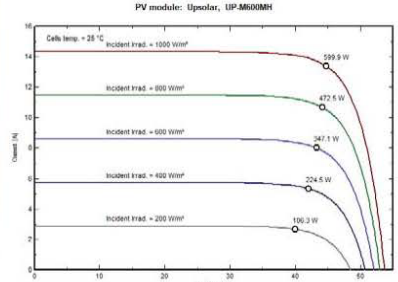
Cells	Mono PERC 182 x 91
Number of Cells	156 (6 x 26)
Dimensions (in // mm)	97.24 x 44.60 x 1.38 // 2470 x 1133 x 35
Weight (lb // kg)	68.3 // 31.0

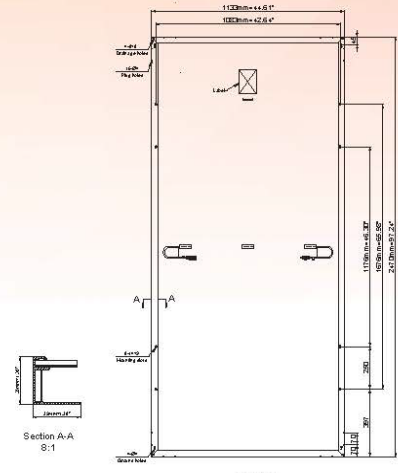
### Temperature Coefficients

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

*Caratteristiche dimensionali e prestazioni dei moduli*

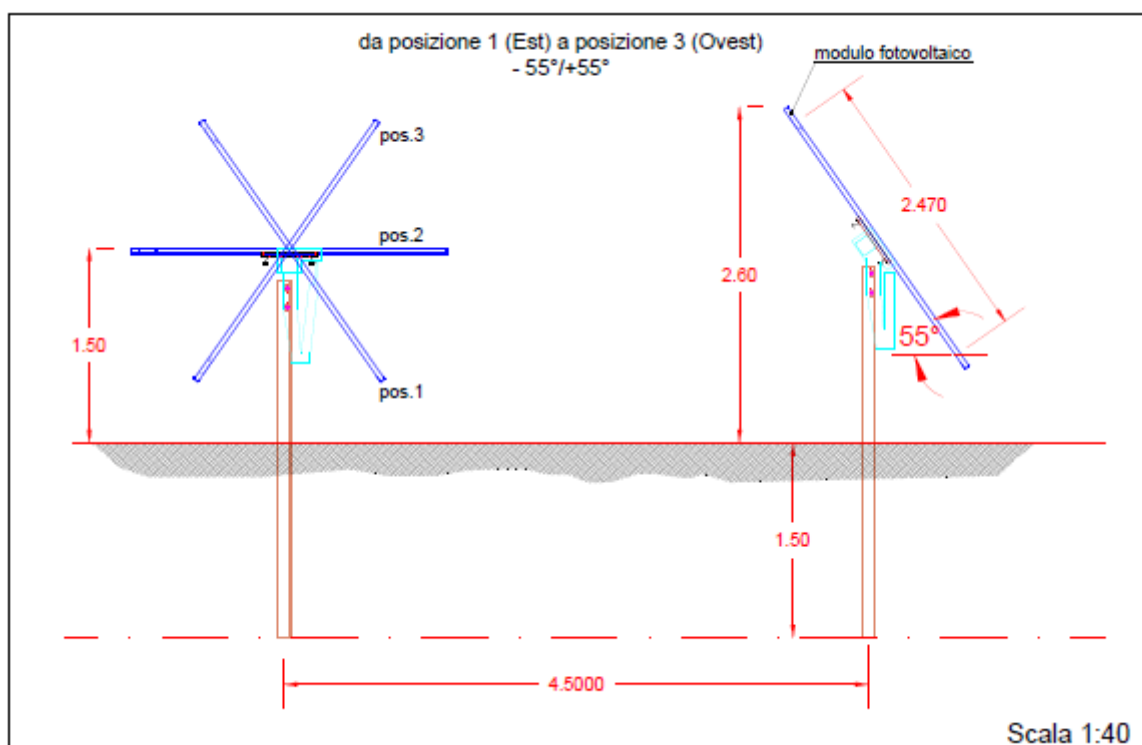
### 2.1.3 Strutture di supporto dei moduli fotovoltaici

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 100° (-55°/+55°), come indicato in figura.

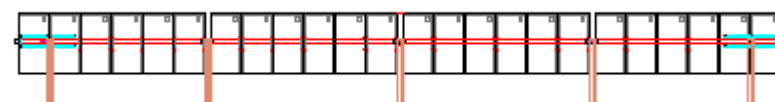
I moduli fotovoltaici saranno installati sull'inseguitore su una sola fila con configurazione *portrait* (verticale rispetto l'asse di rotazione del tracker).

Il numero dei moduli posizionati su un inseguitore è variabile. Nell'impianto in progetto avremo, in particolare, inseguitori da 12 e 24 moduli.

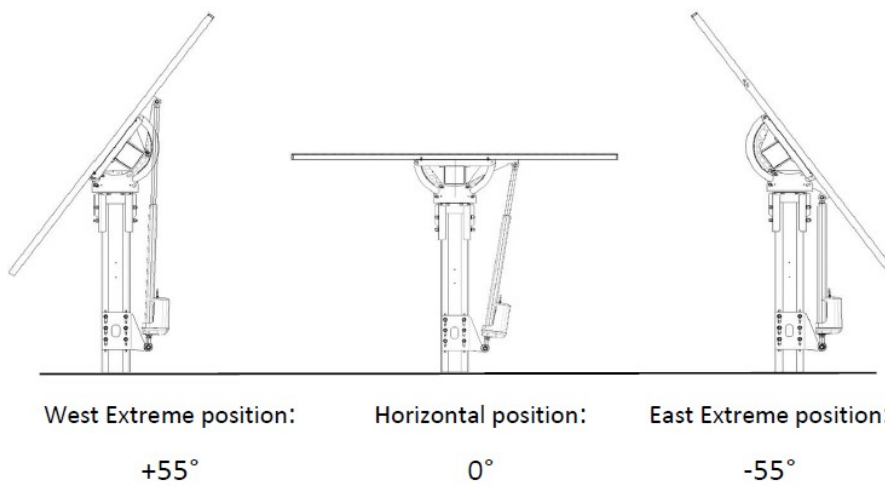
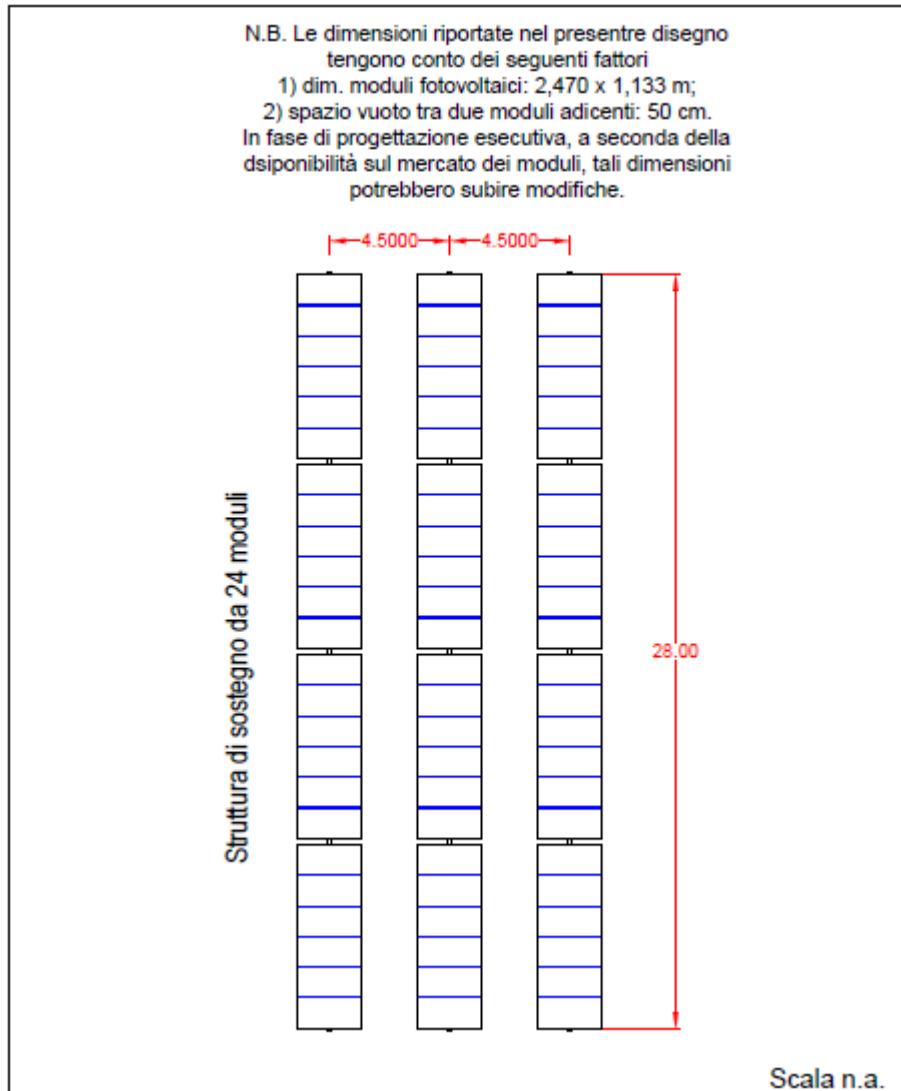
Tracker	Pot. Mod. (W)	N° moduli	Pot. Tracker (kWp)
Tracker 12 mod	610	12	7,320
Tracker 24 mod	610	24	14,640



*Dimensioni principali del tracker*



*Tracker da 24 moduli. N° 5 pali di sostegno*

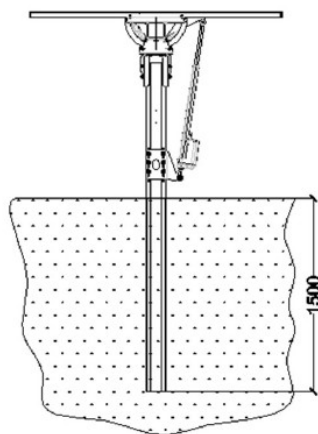


*Angolo di rotazione del tracker*

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 dinamica 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*

#### ***2.1.4 Trincee ed elettrodotti***

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.

Il percorso 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.

#### ***2.1.5 Strade e piazzali***

Allo scopo di consentire la movimentazione dei mezzi nella fase di esercizio saranno realizzate delle strade di servizio (piste) all'interno dell'area di impianto. La viabilità sarà tipicamente costituita da una strada perimetrale ed alcune trasversali interne.

Le strade, di ampiezza pari a circa 6,0 m, saranno realizzate con inerti compattati di granulometria diversa proveniente da cave di prestito saturato con materiale tufaceo fine.

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 massiciata tipo "MACADAM ". Si prevede quindi:

- a) scoticamento superficiale per una profondità massima di 20 cm;
- b) 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;



- c) posa di uno strato superiore a formare il piano viabile, in misto di cava per uno spessore di 10 – pezzatura 0-20 mm.

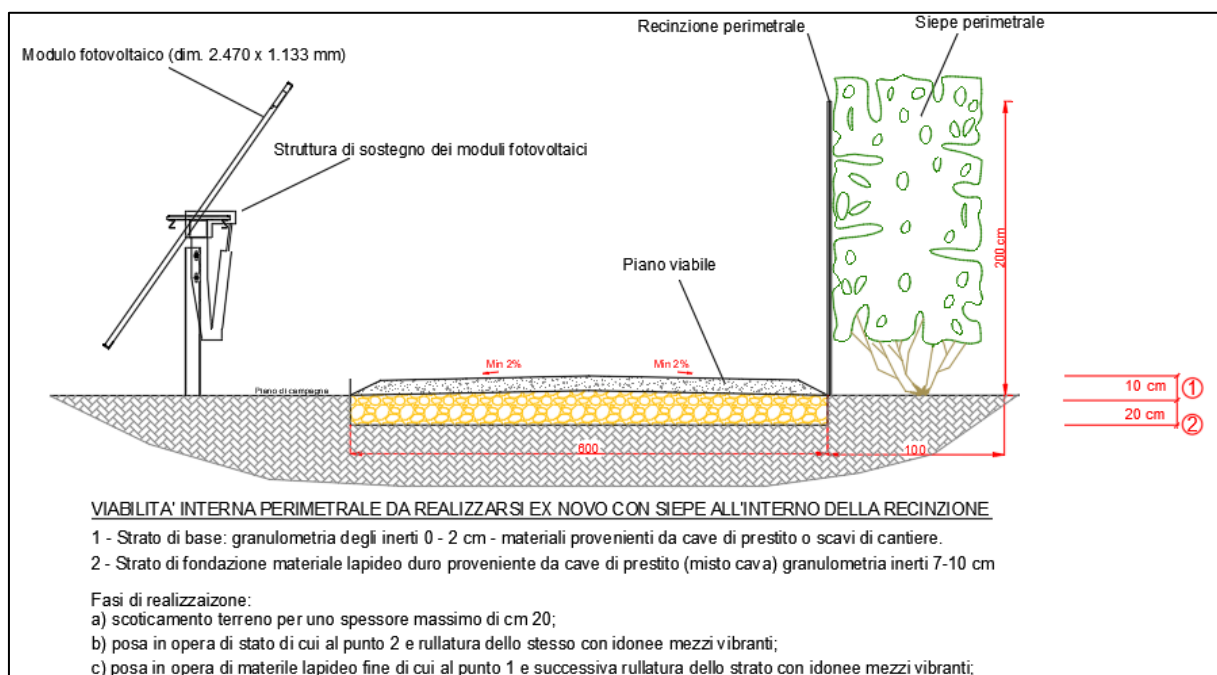
In base alla tipologia del terreno di sottofondo riscontrato, potrebbe essere necessario l'utilizzo di telo di geo-tessuto ad ulteriore rinforzo del sottofondo, così da evitare cedimenti al passaggio dei mezzi di servizio, e crescita di erbe infestanti durante la fase di esercizio dell'impianto.

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.



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.

#### ***2.1.6 Aree di cantiere per lo stoccaggio dei materiali***

All'interno delle aree di impianto, nella fase di costruzione, saranno realizzate aree di cantiere di dimensioni tali da poter ospitare i baraccamenti per il personale tecnico e lavoratori, e tutti i materiali necessari al montaggio dell'impianto.

#### ***2.1.7 Mezzi d'opera ed accesso all'area di intervento***

Per la realizzazione del Progetto saranno impiegati i seguenti mezzi d'opera:

- betoniere per il trasporto del cls;
- camion per il trasporto dei moduli fotovoltaici;
- camion per il trasporto dei componenti delle strutture di supporto dei moduli (inseguitori monoassiali);
- camion per il trasporto degli elementi prefabbricati delle Cabine di Campo e Smistamento;
- camion per il trasporto dei trasformatori elettrici e di altri componenti dell'impianto di distribuzione elettrica;
- camion per il trasporto dei componenti della SU (componenti AT, recinzione prefabbricata, scomparti MT, trasformatore MT/AT, etc.)
- altri mezzi di dimensioni minori, per il trasporto di attrezzature e maestranze;
- altri mezzi per la movimentazione delle cabine prefabbricate e dei trasformatori (camion con gru).

L'accesso alle aree del sito sarà oggetto di studio dettagliato in fase di redazione del progetto esecutivo.

#### ***2.1.8 Esercizio e funzionamento dell'impianto***

L'impianto funzionerà in un arco temporale mattino/sera, dipendente dalla stagione e quindi dipendente dal numero di ore di luce solare.

Al momento dell'entrata in funzione, gli inseguitori saranno rivolti verso est con inclinazione dei pannelli a 55° sino a quando il sole raggiungerà una altezza sull'orizzonte tale da che i raggi solari

siano perpendicolari al pannello. Superata tale altezza, il tracker comincerà a ruotare verso ovest in modo tale che i raggi solari rimangano sempre perpendicolari al piano dei moduli stessi.

L'energia elettrica prodotta dai pannelli fotovoltaici sarà convogliata con cavidotti interrati (a 30 kV) alle Cabine di Smistamento (CdS 1 e CdS2) per essere poi trasportata poi tramite una linea interrata a 30 kV, alla Sottostazione Elettrica Utente (30/150 kV) di nuova costruzione, 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).

### ***2.1.9 Utilizzazione delle risorse naturali***

Il processo di produzione di energia elettrica da fonte solare è per definizione “pulito”, ovvero privo di emissioni nocive nell'ambiente.

L'unica risorsa necessaria al funzionamento dell'impianto fotovoltaico, oltre ovviamente al sole, è l'occupazione territoriale.

L'area occupata dall'impianto avrà una estensione pari a circa 17,6 ha.

L'impatto sulla vegetazione è molto limitato.

Al fine di eliminare rischi e limitare l'impatto paesaggistico e quello dovuto alle radiazioni non ionizzanti, tutte le linee elettriche dell'intero impianto (BT e MT) saranno interrate.

### ***2.1.10 Dismissione dell'impianto***

L'impianto sarà dismesso a termine del periodo di Autorizzazione Unica, seguendo le prescrizioni normative in vigore a quella data.

Le fasi principali del piano di dismissione sono riassumibili in:

- 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 da canali interrati;
- i) Rimozione tubazioni interrate;
- j) Rimozione pozzetti di ispezione;
- k) Rimozione parti elettriche dai prefabbricati;
- 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) Rimozione SSE Utente 30/150 kV.
- t) Ripristino stato dei luoghi alle condizioni ante-operam mediante apporto di materiale inerte e terreno vegetale a copertura di scavi e/o trincee.

Relativamente alle SSE Utente 30/150 kV:

- a) Smontaggio di tutte le apparecchiature elettromeccaniche (AT, MT, BT);
- b) Rimozione delle tubazioni interrato (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.

Il tempo previsto per la dismissione dell'intero impianto (impianto fotovoltaico e sottostazione), è di circa 24 settimane (6 mesi).

***2.1.11 Programma di attuazione***

Ottenute tutte le autorizzazioni si procederà alla stesura del Progetto Esecutivo ed all'affidamento dei lavori.

Le fasi di cantiere prevedono la realizzazione delle seguenti opere:

- Allestimento dell'area di cantiere;
- Realizzazione delle vie di transito interno al parco e della recinzione;
- Montaggio strutture di sostegno dei moduli;
- Scavo delle trincee per la posa dei cavi e posa dei cavi stessi;
- Montaggio dei moduli fotovoltaici;
- Connessioni elettriche;

- Realizzazione della SSE Utente 30/150 kV;
- Ripristini ambientali, alla fine delle attività di cantiere.

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.

### ***2.2.12 Misure di mitigazione e compensazione***

Il Progetto prevede l'adozione di una serie di misure atte a mitigare l'impatto della costruzione, esercizio e dismissione del medesimo sulle varie componenti ambientali caratterizzanti l'area d'intervento.

Alcune misure di mitigazione saranno adottate prima che prenda avvio la fase di cantiere, altre durante questa fase ed altre ancora durante la fase di esercizio del parco fotovoltaico. Le misure di mitigazione consisteranno in:

- protezione del suolo dalla dispersione di oli e altri residui;
- conservazione del suolo vegetale;
- trattamento degli inerti;
- protezione di eventuali ritrovamenti di interesse archeologico;
- ripristino dell'area interessata, al termine delle attività di costruzione
- integrazione paesaggistica delle strutture.

- **Protezione del suolo dalla dispersione di oli e altri residui**

Al fine di evitare possibili contaminazioni dovute a dispersioni accidentali che si potrebbero verificare durante la costruzione ed il funzionamento dell'impianto, saranno adottate le seguenti misure preventive e protettive:

- durante la costruzione dell'impianto e durante il suo funzionamento, in caso di spargimento di combustibili o lubrificanti, sarà asportata la porzione di terreno contaminata e trasportata alla discarica autorizzata più vicina; le porzioni di terreno contaminate saranno definite, trattate e monitorate con i criteri prescritti dalla Parte Quarta del D.Lgs 152/06;
  - durante il funzionamento dell'impianto si effettuerà un'adeguata gestione degli oli e degli altri residui dei macchinari. Tali residui sono classificati come rifiuti pericolosi e pertanto, una volta terminato il loro utilizzo, saranno consegnati ad un ente autorizzato, affinché vengano trattati adeguatamente.
- **Conservazione del suolo vegetale**

Nel momento in cui saranno realizzate le operazioni di scavo e riporto, per rendere pianeggianti le aree di cantiere, saranno realizzate anche le nuove strade e gli accessi alle aree di cantiere. Il terreno asportato verrà stoccato in cumuli che non superino i 2 m di altezza, al fine di evitare la perdita delle proprietà organiche e biotiche. I cumuli verranno protetti con teli impermeabili per evitare la dispersione del suolo in caso di intense precipitazioni.

Tale terreno sarà successivamente utilizzato come ultimo strato di riempimento sulle aree in cui saranno eseguiti i ripristini.

- **Trattamento degli inerti**

I materiali inerti prodotti, che in nessun caso potrebbero divenire suolo vegetale, saranno riutilizzati per il riempimento di scavi, per la pavimentazione delle strade di servizio, eccetera. Non saranno create quantità di detriti incontrollate né saranno abbandonati materiali da costruzione o resti di escavazione in prossimità delle opere. Gli inerti eventualmente non utilizzati saranno conferiti alla discarica autorizzata per inerti più vicina o nel cantiere più vicino che ne faccia richiesta.

- **Protezione di eventuali ritrovamenti di interesse archeologico**

Non risulta che siano presenti beni archeologici nelle aree interessate dalle strutture dell'impianto, tuttavia i lavori di costruzione dell'impianto ed in special modo tutte le operazioni di scavo e sbancamento, saranno supervisionate da Archeologi, il cui compito sarà quello qualora, durante l'esecuzione dei lavori di costruzione del parco si dovessero rinvenire resti archeologici, di informare tempestivamente l'ufficio della sovrintendenza competente per l'analisi archeologica.

- **Ripristino dell'area interessata, al termine delle attività di costruzione**

Alla chiusura del cantiere, prima dell'inizio della fase di esercizio dell'impianto, gli eventuali terreni 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 fino al ripristino della geomorfologia pre-esistente.

- **Integrazione paesaggistica delle strutture**

Al fine di rendere minimo l'impatto visivo delle varie strutture del progetto e favorire la loro integrazione paesaggistica, è prevista la piantumazione di una siepe perimetrale lungo la recinzione dell'impianto.

### 3. BILANCIO DEI COSTI E BENEFICI

Per considerare l'efficienza dell'investimento dal punto di vista territoriale, si riporta una valutazione dei benefici e dei costi dell'intervento sia a livello locale (considerando solo i flussi di benefici e *costi esterni* che si verificano localmente), sia a livello globale (considerando i flussi di benefici e costi che si verificano a livello globale).

#### **3.1 Costo di produzione dell'energia da fonte fotovoltaica - LCOE**

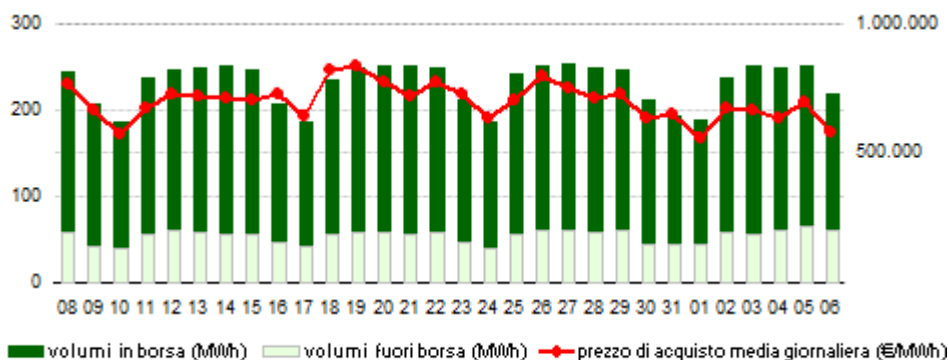
L'effettivo costo dell'energia prodotta con una determinata tecnologia, dato dalla somma dei costi industriali e finanziari sostenuti per la generazione elettrica lungo l'intero arco di vita degli impianti (*LCOE LevelizedCOst of Electricity*) e dei *Costi Esterni* al perimetro dell'impresa sull'ambiente e sulla salute.

Il valore medio europeo del LCOE (*LevelizedCOst of Electricity*) del fotovoltaico nel 2018 è stimato in 68,5 €/MWh per gli impianti commerciali e in 58,8 €/MWh per quelli utility scale, in calo sul 2017 rispettivamente del 12,7% e del 7,6% (Fonte: Irex Report di Althesys, 2019).

Per il calcolo del LCOE si tengono in conto i costi industriali di realizzazione dell'impianto, i costi finanziari, i costi operativi e di manutenzione dell'impianto che si ripetono annualmente. Inoltre tale valore tiene in conto anche del tasso di rendimento netto (depurato dall'inflazione), che remunera il capitale dell'investimento iniziale. In definitiva il valore del LCOE tiene in conto anche la remunerazione della società che detiene l'impianto.

Per l'impianto in esame del tipo utility scale è evidente che l'LCOE è in realtà più basso rispetto alla media europea poiché l'impianto è localizzato nel sud Europa in un'area in cui il livello di irraggiamento è di molto superiore alla media. Inoltre le dimensioni dell'impianto permettono di avere economie di scala nei costi di costruzione, gestione e manutenzione dell'impianto.

Analizziamo di seguito qual è il prezzo di vendita (medio) dell'energia in Italia, per paragonarlo con LCOE della produzione di energia da fonte solare fotovoltaica. A tal proposito riportiamo l'andamento grafico del prezzo di vendita dell'energia (PUN – Prezzo Unico Nazionale) in Italia nel periodo 8 ottobre – 6 novembre 2021 (Fonte: sito internet *mercatoelettrico.org*). Il Prezzo medio giornaliero supera spesso i 200 €/MWh. Sempre dal sito del Gestore Mercato Elettrico, in data 5 novembre 2021, rileviamo un prezzo atteso medio per l'anno 2022 pari a 130,60 €/MWh (PUN Index).



Prezzo Medio dell'energia dal 8 ottobre 2021 al 6 novembre 2021 (fonte sito mercatoelettrico.org)



Prezzo Medio dell'energia stime anno 2022 (fonte sito mercatoelettrico.org – 05 novembre 2020)

Dai grafici si evince che è stata ormai raggiunta la cosiddetta “grid parity” per il fotovoltaico, ovvero la produzione di energia da fonte solare fotovoltaica è remunerata dal prezzo di vendita sul mercato dell'energia. Il prezzo medio di vendita dell'energia previsto per il 2022 è di circa 130 €/MWh a fronte di un prezzo di produzione per il fotovoltaico in Italia (LCOE impianti *grid scale*) di circa 58 €/MWh.

### 3.2 Costi Esterni

Per quanto visto al paragrafo precedente è evidente, che l'LCOE, considera costi industriale e finanziari, ma non considera i “costi esterni” generati dalla produzione di energia da fonte solare fotovoltaica.

La produzione di energia da fonti convenzionali fossili (carbone, petrolio, gas naturale) genera come noto un problema di natura ambientale che stimola ormai da decenni la ricerca di soluzioni alternative, in grado di far fronte ai futuri crescenti fabbisogni energetici in modo sostenibile, ovvero con impatti per quanto più possibile limitati sull'ambiente.

L'elemento strategico per un futuro sostenibile è certamente il maggior ricorso alle energie rinnovabili, le quali presentano la caratteristica della “rinnovabilità”, ossia della capacità di produrre energia senza pericolo di esaurimento nel tempo, se ben gestite; esse producono inoltre un tipo di



energia “pulita”, cioè con minori emissioni inquinanti e gas serra. Tra queste il solare fotovoltaico, a terra o sui tetti, sembra essere al momento una delle tecnologie rinnovabili più mature con costi di produzione sempre più competitivi e vicini a quelli delle fonti fossili convenzionali.

Tuttavia anche il solare fotovoltaico, come d'altra parte tutte le energie rinnovabili ha il suo costo ambientale. I costi ambientali non rientrano nel prezzo di mercato e pertanto non ricadono sui produttori e sui consumatori, ma vengono globalmente imposti alla società, ovvero si tratta *esternalità negative* o diseconomie. Tali costi sono tutt'altro che trascurabili e vanno identificati e stimati in ogni progetto.

Nella seconda metà degli anni Novanta del secolo scorso è stato sviluppato dall'Unione Europea un progetto denominato ExternE (Externalities of Energy), con l'obiettivo di sistematizzare i metodi ed aggiornare le valutazioni delle esternalità ambientali associate alla produzione di energia, con particolare riferimento all'Europa e alle diverse tecnologie rinnovabili. Il progetto in questione è basato su una metodologia di tipo bottom-up, la Impact Pathway Methodology, per valutare i costi esterni associati alla produzione di energia. La metodologia del progetto ExternE, definisce prima gli impatti rilevanti e poi ne dà una quantificazione economica.

Le esternalità rilevanti nel caso di impianti per la produzione di energia da fonte solare fotovoltaica sono dovute a:

1. Sottrazione di suolo, in particolare sottrazione di superfici coltivabili;
2. Effetti sulla Idrogeologia;
3. Effetti microclimatici;
4. Effetti sull'attività biologica delle aree;
5. Fenomeno dell'abbagliamento;
6. Impatto visivo sulla componente paesaggistica;
7. Costo dismissione degli impianti.

Inoltre nella quantificazione dei costi esterni si dà anche una quantificazione monetaria:

- Alle emissioni generate nella costruzione dei componenti di impianto;
- Ai residui ed emissioni generate durante la costruzione dell'impianto (utilizzo di mezzi pesanti per la costruzione e per il trasporto dei componenti, che generano ovviamente emissioni inquinanti in atmosfera);
- Ai residui ed emissioni nella fase di esercizio degli impianti (rumore, campi elettromagnetici, generazione di olii esausti);
- Ad eventi accidentali quali incidenti durante l'esercizio dell'impianto e incidenti sul lavoro durante la costruzione.

Lo Studio ExternE iniziato nella seconda metà degli anni Novanta, ha un ultimo aggiornamento del 2005. Successivamente altri studi sono stati redatti ed hanno stimato i costi esterni degli impianti fotovoltaici, in tabella riportiamo i dati sintetici di stima secondo diversi studi che hanno trattato l'argomento. In questi studi si cerca di dare quantificazione monetaria ad aspetti (emissioni e residui generati, rischio di incidenti, eventi accidentali) difficilmente monetizzabili, questo spiega la disparità di valori finali rilevati, e che comunque riportiamo ed utilizziamo, poiché comunque costituiscono un riferimento attendibile.

	Costi esterni fotovoltaico (€/MWh)
RSE, 2014	2,00
Ecofys, 2014	14,20
REN 21, 2012	7,69
ExternE, 2005	6,11
<b>MEDIA</b>	<b>7,5</b>

Nel prosieguo, pertanto assumeremo che il *Costo Esterno* prodotto dall'impianto fotovoltaico oggetto dello Studio è di **7,5 € per MWh prodotto**, ritenendo peraltro questo valore ampiamente conservativo (oltre che prossimo ai risultati dello studio più aggiornato).

### **3.3 Benefici globali**

La produzione di energia da fonti rinnovabili genera degli indubbi benefici su scala globale dovuti essenzialmente alla mancata emissione di CO<sub>2</sub> ed altri gas che emessi in atmosfera sono nocivi per la salute umana, oltre ad essere una delle principali cause del cosiddetto cambiamento climatico. **I costi esterni evitati per mancata produzione di CO<sub>2</sub>, tengono in conto le esternalità imputabili a diversi fattori collegate:**

- ai cambiamenti climatici: da una minore produzione agricola;
- ad una crescita dei problemi (e quindi dei costi) sanitari per i cittadini;
- dalla minor produttività dei lavoratori;
- dai costi di riparazione dei danni ambientali generati da fenomeni meteo climatici estremi.

Uno studio dell'Università di Stanford pubblicato nel 2015 ha fissato il "costo sociale" (o costo esterno) di ogni tonnellata di CO<sub>2</sub> emessa in atmosfera in 220 dollari. Valore ben superiore al volare di 37 \$/t di CO<sub>2</sub> (pari a circa 33 €/t di CO<sub>2</sub>), che gli USA utilizzano come riferimento per ponderare le proprie strategie di politica energetica ed indirizzare le azioni di mitigazione climatica.

Il protocollo di Kyoto ha indicato, tra l'altro, ai Paesi sottoscrittori la necessità di creare dei mercati delle emissioni di CO<sub>2</sub> (Carbon Emission Market). Il primo mercato attivo è stato quello europeo chiamato EU ETS (European Emission Trading Scheme), esso è il principale strumento adottato

dall'Unione europea per raggiungere gli obiettivi di riduzione della CO<sub>2</sub> nei principali settori industriali e nel comparto dell'aviazione. Il sistema è stato introdotto e disciplinato nella legislazione europea dalla Direttiva 2003/87/CE (Direttiva ETS), ed è stato istituito nel 2005.

Il meccanismo è di tipo *cap & trade* ovvero fissa un tetto massimo complessivo alle emissioni consentite sul territorio europeo nei settori interessati (cap) cui corrisponde un equivalente numero "quote" (1 ton di CO<sub>2</sub>eq. = 1 quota) che possono essere acquistate/vendute su un apposito mercato (trade). Ogni operatore industriale/aereo attivo nei settori coperti dallo schema deve "compensare" su base annuale le proprie emissioni effettive (verificate da un soggetto terzo indipendente) con un corrispondente quantitativo di quote. La contabilità delle compensazioni è tenuta attraverso il Registro Unico dell'Unione mentre il controllo su scadenze e rispetto delle regole del meccanismo è affidato alle Autorità Nazionali Competenti (ANC).

Le quote possono essere allocate a titolo oneroso o gratuito. Nel primo caso vengono vendute attraverso aste pubbliche alle quali partecipano soggetti accreditati che acquistano principalmente per compensare le proprie emissioni ma possono alimentare il mercato secondario del carbonio. Nel secondo caso, le quote vengono assegnate gratuitamente agli operatori a rischio di delocalizzazione delle produzioni in Paesi caratterizzati da standard ambientali meno stringenti rispetto a quelli europei (c.d. carbon leakage o fuga di carbonio). Le assegnazioni gratuite sono appannaggio dei settori manifatturieri e sono calcolate prendendo a riferimento le emissioni degli impianti più "virtuosi" (c.d. benchmarks, prevalentemente basati sulle produzioni più efficienti).

Indipendentemente dal metodo di allocazione, il quantitativo complessivo di quote disponibili per gli operatori (cap) diminuisce nel tempo imponendo di fatto una riduzione delle emissioni di gas serra nei settori ETS: in particolare, al 2030, il meccanismo garantirà un calo del 43% rispetto ai livelli del 2005.

L'EU ETS, in tutta Europa, interessa oltre 11.000 impianti industriali e circa 600 operatori aerei. In Italia sono disciplinati più di 1.200 soggetti che coprono circa il 40% delle emissioni di "gas serra" nazionali.

Di seguito si riporta lo storico del Prezzo Medio Ponderato a cui sono stati scambiati i diritti europei per le emissioni di anidride carbonica (i "permessi ad inquinare") in Italia nel periodo 2012 -2021 (sino al secondo trimestre), il valore medio nel decennio è di 11,91 €/t CO<sub>2</sub>, tuttavia se consideriamo gli ultimi tre anni (2018-2021) il valore medio del Prezzo Medio Ponderato sale a **27,36 €/t CO<sub>2</sub>**.

Facciamo altresì presente che i prezzi di scambio dei permessi a inquinare in Italia sono sempre risultati essere allineati con quelli degli altri paesi europei.

Tabella 9: Proventi d'asta per l'Italia da novembre 2012 al 30 giugno 2021 da quote EUA

Data	Quote	Prezzo medio ponderato	Ricavi	Interessi netti al 31/12
2012	11.324.000	€ 6,76	€ 76.497.240	€ 95.902
2013	87.873.000	€ 4,39	€ 385.979.650	€ 3.742.952
2014	61.175.500	€ 5,91	€ 361.249.645	€ 3.772.219
2015	69.254.000	€ 7,62	€ 527.999.080	€ 983.434
2016	77.376.000	€ 5,26	€ 407.231.650	€ 496.764
2017	94.726.000	€ 5,76	€ 545.443.290	€ 150.665
2018	93.357.500	€ 15,43	€ 1.440.101.430	€ 79.278
2019	51.656.500	€ 24,61	€ 1.271.350.135	€ 75.634
Trim. 1	13.752.000	€ 21,92	€ 301.504.960	
Trim. 2	12.701.500	€ 25,24	€ 320.572.490	
Trim. 3	12.528.500	€ 26,98	€ 338.026.240	
Trim. 4	12.674.500	€ 24,56	€ 311.246.445	€ 75.634
2020	52.404.000	€ 24,32	€ 1.274.554.025	€ 0
Trim. 1	13.764.000	€ 22,40	€ 308.300.580	
Trim. 2	12.648.000	€ 21,17	€ 267.761.880	
Trim. 3	12.225.500	€ 27,34	€ 334.226.785	
Trim. 4	13.766.500	€ 26,46	€ 364.264.780	€ 0
2021	25.500.000	€ 45,10	€ 1.150.033.000	€ 0
Trim. 1	11.050.000	€ 39,05	€ 431.502.500	
Trim. 2	14.450.000	€ 49,73	€ 718.530.500	
<b>Totale complessivo</b>	<b>624.646.500</b>	<b>€ 11,91</b>	<b>7.440.439.145</b>	<b>9.396.848</b>

**Prezzo medio ponderato delle EUA (European Union Allowances) nel periodo 2012-2021  
(Fonte GSE – Rapporto Annuale aste di quote europee di emissione)**

Tuttavia tale valore è destinato sicuramente a salire in relazione a situazioni contingenti (Brexit), ma anche, come detto in considerazione che il meccanismo stesso prevede una diminuzione nel tempo (fino a 2030) di quote disponibili per gli operatori (cap).

In relazione a questi fatti già nell'aprile del 2019 l'EUA è salito a 26,89 €/t CO<sub>2</sub>, ed è intuibile che questo valore cresca. E' evidente, inoltre, che il valore dell'EUA costituisca comunque una indicazione del costo esterno associato all'emissione di CO<sub>2</sub> in atmosfera.

È evidente, inoltre, che il valore dell'EUA costituisca comunque una indicazione del costo esterno associato all'emissione di CO<sub>2</sub> in atmosfera, facendo una media tra i 27,36 €/t CO<sub>2</sub> del EUA europeo e il valore di 33 €/t di CO<sub>2</sub> emessa in atmosfera come costo esterno preso a riferimento negli USA, possiamo considerare

***Costo esterno di 30 €/per ogni tonnellata di CO<sub>2</sub> emessa in atmosfera (30 €/t di CO<sub>2</sub>)***

Sulla base del mix di produzione energetica nazionale italiana, ISPRA (Istituto Superiore per la Protezione e Ricerca Ambientale) in uno studio del 2015, valuta che la sostituzione di un kWh prodotto da fonti fossili con uno prodotto da fonti rinnovabili consente di evitare l'emissione di **554,6 g CO<sub>2</sub>**. Tale valore tiene anche in conto il fatto che sebbene nella fase di esercizio le fonti rinnovabili non producano emissioni nocive, nella fase di costruzione dei componenti di impianto (p.e. moduli fotovoltaici), si genera una pur piccola quantità di emissioni di gas nocivi con effetto serra.

In considerazione dei dati sopra riportati, in definitiva possiamo considerare che per ogni kWh prodotto dall'impianto fotovoltaico in oggetto si abbia una mancata emissione di CO<sub>2</sub> in atmosfera quantificabile da un punto di vista monetario in:

$$0,030 \text{ €/kg} \times 0,5546 \text{ kg/kWh} = 0,0166 \text{ €/kWh}$$

L'impianto in oggetto ha una potenza installata di 19.998,24 kWp e una produzione annua netta attesa di circa **25.412.000 kWh/anno**.

Con beneficio annuo per mancata emissione di CO<sub>2</sub> pari a

$$25.412.000 \text{ kWh} \times 0,0166 \text{ €/kWh} = 421.839,20 \text{ €/anno} \text{ (BENEFICIO GLOBALE ANNUO)}$$

Questo dato va confrontato con il costo esterno di 7,5 €/MWh (0,0075 €/kWh), e quindi complessivamente per l'impianto in studio di:

$$25.412.000 \text{ kWh} \times 0,0075 \text{ €/kWh} = 190.590,00 \text{ €/anno} \text{ (COSTO ESTERNO ANNUO)}$$

Con evidente bilancio positivo in termini di benefici globali.

Altri benefici globali o meglio non locali, peraltro difficilmente quantificabili in termini monetari, almeno per un singolo impianto, sono:

- 1) **La riduzione del prezzo dell'energia elettrica.** Negli anni il prezzo dell'energia elettrica è sceso per molte cause: calo della domanda (dovuta alla crisi economica), calo del prezzo dei combustibili, aumento dell'offerta. La crescita di eolico e fotovoltaico con costi marginali di produzione quasi nulli ha contribuito ad abbassare i prezzi sul mercato dell'energia, portando a forti riduzioni del PUN. Ricordiamo a tal proposito che per l'impianto in progetto non sono previsti incentivi statali (impianto in *grid parity*);
- 2) **Riduzione del fuel risk** e miglioramento del mix e della sicurezza nazionale nell'approvvigionamento energetico. La crescente produzione da fonti rinnovabili comporta

una minore necessità di importazione di combustibili fossili, riducendo la dipendenza energetica dall'estero;

- 3) **Altre esternalità evitate.** La produzione di energia da combustibili fossili comporta oltre alle emissioni di CO<sub>2</sub>, anche l'emissione di altri agenti inquinanti NH<sub>3</sub>, NO<sub>x</sub>, NMVOC, PM e SO<sub>2</sub>, che generano aumento delle malattie, danni all'agricoltura, e agli edifici, che generano ulteriori costi esterni, ovvero costi sociali, evitabili con un diverso mix energetico;
- 4) **Ricadute economiche dirette.** La realizzazione di impianti quali quello in progetto generano un valore aggiunto per tutta la catena del valore della filiera nelle fasi di finanziamento dell'impianto (banche, compagnie assicurative, studi legali, fiscali, notarili), realizzazione dei componenti (ad esempio inverter, strutture di sostegno dei moduli), progettazione, installazione, gestione e manutenzione dell'impianto ed ovviamente anche nella produzione di energia;
- 5) **Ricadute economiche indirette.** La crescita di una filiera comporta un aumento di PIL e quindi di ricchezza pubblica e privata del Paese, con effetti positivi sui consumi, sulla creazione di nuove attività economiche e nei servizi.

**In conclusione, è evidente che la realizzazione dell'impianto fotovoltaico in progetto comporterebbe dei benefici globali ben superiori al costo esterno generato dalla stessa realizzazione dell'impianto.**

E' proficuo rammentare che la realizzazione dell'impianto fotovoltaico in progetto è in linea con quanto definito nella SEN (Strategia Energetica Nazionale). La SEN si pone come obiettivi al 2030:

- l'aumento della competitività del Paese allineando i prezzi energetici a quelli europei;
- il miglioramento della sicurezza nell'approvvigionamento e nella fornitura dell'energia;
- la decarbonizzazione del sistema di approvvigionamento energetico.

È evidente che un ulteriore sviluppo delle energie rinnovabili costituisce uno dei punti principali (se non addirittura il principale) per il conseguimento degli obiettivi del SEN. Benché l'Italia abbia raggiunto con largo anticipo gli obiettivi rinnovabili del 2020, con una penetrazione del 17,5% sui consumi già nel 2015, l'obiettivo indicato nel SEN è del 28% al 2030. In particolare le rinnovabili elettriche dovrebbero essere portate al 48-50% nel 2030, rispetto al 33,5% del 2015. Il SEN propone di concentrare l'attenzione sulle tecnologie rinnovabili mature, quali il fotovoltaico, il cui LCOE è vicino al *market parity*, che dovranno essere sostenute non più con incentivi alla produzione ma con sistemi che facilitino gli investimenti.

Infine rammentiamo ancora che il Piano Nazionale Ripresa e Resilienza (PNRR) prevede importanti investimenti nelle **fonti rinnovabili**, semplificando le procedure di autorizzazione nel settore. La linea

di intervento ha l'obiettivo di potenziare la capacità produttiva **con nuovi 6 GW**, migliorare la resilienza la rete elettrica e digitalizzare le infrastrutture di trasmissione e distribuzione dell'energia. Pertanto l'impianto in progetto pur essendo sostenuto da investimenti privati, che sicuramente non andranno ad attingere ai fondi del PNRR, si pone in linea con i piani di sviluppo nazionale previsti per i prossimi anni.

### **Benefici locali**

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 Craco, in cui è prevista l'installazione dell'impianto, percepirà in termini di IMU un introito annuale quantificabile in 1.000,00 € per ogni ettaro occupato dall'impianto e quindi complessivamente:

$$17,6 \text{ ha} \times 1000 \text{ €/ha} = 17.600,00 \text{ €/anno} \quad (\text{IMU})$$

I proprietari dei terreni percepiranno mediamente (valore stimato sulla base di dati medi per i terreni della zona) da altri impianto **2.500,00 € per ogni ettaro** occupato dall'impianto per la cessione del diritto di superficie, e quindi:

$$17,6 \text{ ha} \times 2.500,00 \text{ €/ha} = 44.000 \text{ €/anno} \quad (\text{DIRITTO SUPERFICIE TERRENI})$$

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 vantaggio economico per il territorio di:

$$16,4 \text{ MWp} \times 2.000,00 \text{ €/MWp} = 32.800,00 \text{ €/anno} \quad (\text{GESTIONE - MANUTENZIONE})$$

Inoltre per la gestione operativa di un impianto di 20 MWp, necessita l'assunzione di almeno 1 operatore che con cadenza giornaliera si rechi presso l'impianto. Necessariamente pertanto queste maestranze dovranno essere locali. La ricaduta economica sul territorio è quantificabile in almeno 20.000,00 €/anno

$$20.000,00 \text{ €/anno} \quad (\text{OPERATORE LOCALE})$$

Per quanto concerne i costi di costruzione dell'impianto e delle relative opere di connessione si stima un costo di circa 635.000,00 €MWp. Considerando, ancora in maniera conservativa, che il 15% (92.250,00 €MWp) sia appannaggio di imprese locali, abbiamo complessivamente un introito di:

$$16,4 \text{ MWp} \times 95.250 \text{ €MWp} = 1.562.100,00 \text{ €}$$

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

$$1.562.100,00 \text{ €} / 20 \text{ anni} = 78.105,00 \text{ €/anno}$$

In pratica consideriamo un ulteriore introito diretto ed ulteriore per il Territorio di circa 97.500,00 euro ogni anno per 20 anni.

Il Comune di Craco per accordi definiti con la società proponente vedrà realizzate opere di compensazione per 300.000,00 € da realizzare al momento dell'entrata in esercizio dell'impianto fotovoltaico in progetto. Anche in questo caso non considerando tassi di attualizzazione e come se avessimo un ulteriore introito di 15.000 euro per venti anni.

#### **15.000,00 €/anno (OPERE DI COMPENSAZIONE)**

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.

<b>ATTIVITA'</b>	<b>BENEFICI LOCALI</b>
IMU	17.600 €/anno
DIRITTO SUPERFICIE TERRENI	44.000 €/anno
GESTIONE MANUTENZIONE	32.800 €/anno
OPERATORE LOCALE	20.000 €/anno
LAVORI DI COSTRUZIONE	78.105 €/anno
OPERE DI COMPENSAZIONE	15.000 €/anno
<b>TOTALE</b>	<b>207.505 €/anno</b>

Pertanto stimiamo complessivamente



**207.505,00 €/anno (BENEFICI LOCALI ANNUI)**

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

<b>COSTI ESTERNI</b>	<b>BENEFICI GLOBALI</b>	<b>BENEFICI LOCALI</b>
<b>190.590 €/anno</b>	<b>421.839 €/anno</b>	<b>207.505 €/anno</b>

È evidente dalle stime effettuate che:

- I BENEFICI GLOBALI sono **più che doppi** rispetto ai COSTI ESTERNI;
- I BENEFICI LOCALI superano e **annullano** i COSTI ESTERNI.

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