

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:

R01

Relazione generale descrittiva

Scala:

Formato Stampa:

Codice Identificatore Elaborato

n.a.

A4

R01_RelazioneDescrittiva_01

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



F. Calcarella

Stern PV 5

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

Sommario

1. DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO	3
1.1. Finalità e inquadramento generale dell'intervento.....	3
1.2. Descrizione generale dell'opera.....	4
1.3. Principali scelte progettuali.....	8
2. ELENCO DELLE OPERE OGGETTO DI AUTORIZZAZIONE UNICA.....	9
3. CONTESTO NORMATIVO DI RIFERIMENTO	11
3.1. Principali norme comunitarie.....	11
3.2. Principali leggi nazionali	11
3.3. Legislazione Regionale e Normativa Tecnica, principali riferimenti	12
4. PROFILO PRESTAZIONALE E LOCALIZZATIVO DEL PROGETTO	14
4.1. Inquadramento generale dell'intervento	14
4.2. PPR – Sistema delle Tutele.....	16
4.2.1. Verifica di compatibilità del progetto rispetto ai vincoli del PPR	18
4.2.2. Verifica di compatibilità alla Legge Regionale 54/2015	22
4.3. Regolamento Urbanistico di Venosa.....	24
4.4. PRG di Montemilone	24
4.5. Ulteriori verifiche di compatibilità	25
4.6. Distanze da strade pubbliche.....	25
4.7. Altri impianti FER presenti nell'area.....	25
4.8. Caratteri geologici e geomorfologici	27
4.9. Caratteri idrogeologici	30
4.10. Aspetti geotecnici e criteri di progettazione strutturale	30
5. DESCRIZIONE DEL PROGETTO	32
5.1. Moduli fotovoltaici	32
5.2. Strutture di supporto dei moduli fotovoltaici.....	32
5.3. Layout di impianto	34
5.4. Cabine di Campo o Trasformazione	34
5.5. Inverter di stringa.....	35
5.6. Container metallici Inverter-Trasformatore	35
5.7. Architettura elettrica dell'impianto	36
5.8. Trincee e cavidotti.....	37
5.9. Strade e piste di cantiere	37
5.10. Recinzione.....	38
5.11. Sistema di videosorveglianza e di illuminazione.....	39
5.12. Regimazione idraulica.....	40
5.13. Ripristini.....	41
5.14. Allevamento ovino allo stato semi brado.....	41
5.15. Progettazione esecutiva.....	42
5.15.1. Scelta moduli fotovoltaici	43
5.15.2. Calcoli strutture.....	43
5.15.3. Cronoprogramma esecutivo	43
6. COSTI E BENEFICI	44
6.1. Costo di produzione dell'energia da fonte fotovoltaica - LCOE	44

6.2.	Costi esterni.....	45
6.3.	Benefici globali	47
6.4.	Benefici locali	52
7.	RIPRISTINO DELLO STATO DEI LUOGHI	56
8.	MISURE DI MITIGAZIONE E COMPENSAZIONE	57
9.	PIANO DI DISMISSIONE DELL'IMPIANTO E RIPRISTINO DEI LUOGHI	59

1. DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO

1.1. Finalità e inquadramento generale dell'intervento

Il progetto prevede la 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)

1.2. Descrizione generale dell'opera

- 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, su ciascun inseguitore saranno installati 24 moduli o 12 moduli. Avremo complessivamente 1.068 inseguitori da 24 moduli e 104 inseguitori da 12 moduli. I moduli fotovoltaici saranno complessivamente 26.880, l'altezza del sistema strutture di sostegno – moduli fotovoltaici, nella posizione di massima inclinazione dei pannelli, non supera i 2,7 m di altezza;
- le linee elettriche interrate di bassa tensione in c.c. dai moduli, suddivisi da un punto di vista elettrico in stringhe, agli inverter di campo;

- gli inverter di campo, posizionati in prossimità degli inseguitori, all'interno di appositi quadri elettrici, con potenza nominale di 250 kVA;
- 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 3.000 m e profondità di posa pari a 0,8 m;
- i trasformatori MT/BT e relative apparecchiature elettriche di comando e protezione sia in BT sia in MT, installati all'interno di appositi locali tecnici nell'area di impianto (Cabine di Campo);
- le linee elettriche MT 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 le relative Cabine di Smistamento (CdS1 e CdS2), con sviluppo lineare complessivo di circa 1 km e profondità di posa pari a 1,2 m, nel dettaglio:
 - Cab A3-Cab A2= 440 m
 - Cab A1-Cab A2= 260 m
 - Cab A2- CdS1= 160 m
 - Cab B1-CdS1= 20 m
 - Cab B2-CdS1= 40 m
 - Cab C1-CdS2= 25 m
 - Cab C2-CdS2= 50 m
- Le 7 Cabine di Campo che hanno lunghezza pari a 15 m, larghezza di 4 m circa, altezza pari a 3,2 m;
- le 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.

L'impianto 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.

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.

E' previsto un numero di capi ovini (razza Gentile di Puglia) in numero di circa 6 capi per ettaro e quindi di circa 110 capi in totale.

Le tettoie di ricovero aperte su tutti i lati saranno:

- N.2 Campo A1

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

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 di impianto sono ubicate al confine tra il Comune di Venosa e quello di Montemilone

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.

Il carattere paesaggistico predominante dell'area è legato all'uso agricolo prevalente caratterizzato soprattutto dal seminativo con campi aperti privi di delimitazioni con elementi vivi (siepi, filari) o inerti (muretti). Le aree naturali (boschi) occupano tipicamente i versanti delle incisioni idriche più caratterizzate dal punto di vista geomorfologico.

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.

In relazione alle caratteristiche dell'impianto, al numero di moduli fotovoltaici (26.880), alla loro potenza unitaria (610 Wp), all'irraggiamento previsto nell'area di impianto sulla base dei dati ricavati da PVSYST si stima una produzione di energia elettrica totale di circa **25.412 MWh/anno**, pari a circa 1.550 kWh / KW_p / anno.

1.3. Principali scelte progettuali

I criteri seguiti per la scelta dell'area di intervento sono stati i seguenti:

- Distanza da centri abitati sufficiente ad annullare o minimizzare tutti gli impatti;
- 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
- Facilità di accesso

L'utilizzo di inseguitori monoassiali permette:

- 1) di sfruttare al meglio la risorsa "terreno". Il rapporto Area Captante / Area Impianto è pari a 0.43;
- 2) di sfruttare al meglio la risorsa "sole", poiché a parità di irraggiamento permette di avere una produzione del 20% superiore rispetto agli stessi moduli fotovoltaici montati su strutture fisse;

- 3) di contenere l'altezza del sistema inseguitore-moduli al di sotto dei tre metri, evitando strutture molto grandi tipiche degli inseguitori biassiali.

Inoltre, la scelta di inseguitori dotati di software di controllo con algoritmo di *back-tracking* ha permesso di ridurre l'interasse tra le file (portato a 4,50 m) fornendo una "corsia utile" tra le file con tracker in posizione orizzontale pari a 2,32 m.

Il *back-tracking* permette infatti di muovere singolarmente ogni inseguitore, dando inclinazioni diverse a file contigue di moduli ed evitando così gli ombreggiamenti nelle ore in cui il sole è più basso (primo mattino e pomeriggio).

È prevista, infine, l'installazione di moduli fotovoltaici di ultima generazione con notevole potenza nominale unitaria (610 Wp) e con dimensioni di 2.470 x 1.133 x 35 mm (superficie 2,8 m²).

Tutte le componenti dell'impianto sono progettate per un periodo di vita utile di almeno 30 anni, durante i quali alcune parti o componenti potranno essere sostituite. Un impianto fotovoltaico è autorizzato all'esercizio, dalla Regione Basilicata, per 20 anni e la società proponente potrà chiedere una proroga all'esercizio.

A fine vita utile (20 anni o oltre) si prevede lo smantellamento dell'impianto ed il ripristino delle condizioni preesistenti in tutta l'area. Tutto l'impianto e le sue componenti, incluse le strade di comunicazione all'interno del sito, saranno progettati e realizzati in conformità a leggi e normative vigenti.

2. ELENCO DELLE OPERE OGGETTO DI AUTORIZZAZIONE UNICA

Di seguito si riporta l'elenco di tutte le opere che verranno realizzate e che saranno oggetto di Autorizzazione Unica.

- Impianto Fotovoltaico costituito da:
 - Strutture di sostegno ad inseguitori monoassiali per il sostegno dei moduli;
 - Moduli fotovoltaici;
 - Inverter di Campo.
- Cabine Elettriche di Campo;
- Cabina di Smistamento Utente;
- Cavidotto Interrato a 30 kV dalla Cabina di Smistamento Utente alla SSE Utente;

- Sottostazione Utente (SU), da realizzarsi in prossimità della nuova Stazione Elettrica Terna (SE);
- Cavidotto AT di collegamento tra la SU e la SE Smistamento Terna.

3. CONTESTO NORMATIVO DI RIFERIMENTO

3.1. Principali norme comunitarie

I principali riferimenti normativi in ambito comunitario sono:

- **Direttiva 2001/77/CE** del Parlamento Europeo e del Consiglio, del settembre 2001, sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.
- **Direttiva 2006/32/CE** del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 5 aprile 2006, concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e recante l'abrogazione della Direttiva 93/76/CE del Consiglio.
- **Direttiva 2009/28/CE (cosiddetta Red I)** del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.
- **Direttiva (UE) 2018/2001 (cosiddetta Red II)** del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, testo modificativo e di rifusione della direttiva 2009/28/CEE.

3.2. Principali leggi nazionali

In ambito nazionale, i principali provvedimenti che riguardano la realizzazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili o che la incentivano sono:

- **D.P.R. 12 aprile 1996.** Atto di indirizzo e coordinamento per l'attuazione dell'art. 40, comma 1, della legge n. 146/1994, concernente disposizioni in materia di valutazione di impatto ambientale.
- **D.lgs. 112/98.** Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle Regioni ed agli Enti Locali, in attuazione del Capo I della Legge 15 marzo 1997, n. 59.
- **D.lgs. 16 marzo 1999 n. 79.** Recepisce la direttiva 96/92/CE e riguarda la liberalizzazione del mercato elettrico nella sua intera filiera: produzione, trasmissione, dispacciamento, distribuzione e vendita dell'energia elettrica, allo scopo di migliorarne l'efficienza.
- **D.lgs. 29 dicembre 2003 n. 387.** Recepisce la direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità. Prevede fra l'altro misure di razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative per impianti per la produzione di energia da fonte rinnovabile.
- **D.lgs 152/2006 e s.m.i.** (D.lgs 104/2007) TU ambientale

- **D.lgs. 115/2008** Attuazione della Direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della Direttiva 93/76/CE.
- **Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili** (direttiva 2009/28/CE) approvato dal Ministero dello Sviluppo Economico in data 11 giugno 2010.
- **SEN Novembre 2017**. Strategia Energetica Nazionale – documento per consultazione. Il documento è stato approvato con Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico e Ministro dell'Ambiente del 10 novembre 2017.
- **PNIEC DICEMBRE 2020** - Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, predisposto con il Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare e il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, che recepisce le novità contenute nel Decreto Legge sul Clima nonché quelle sugli investimenti per il Green New Deal previste nella Legge di Bilancio 2020.
- **D.L. 16 luglio 2020 (Decreto Semplificazioni)** convertito in Legge n. 120 del 11.09.2020 – in cui sono introdotte delle semplificazioni degli iter autorizzativi per impianti FER
- **DL 31 maggio 2021 n. 77 (PNRR)** convertito in Legge n. 108 del 29.07.2021 – Governance del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza

3.3. Legislazione Regionale e Normativa Tecnica, principali riferimenti

Di seguito si riportano le principali disposizioni normative regionali e regolamentari che sovrintendono al settore.

- **L.R. n.1 del 19 gennaio 2010** "Norme in materia di energia e Piano di Indirizzo Energetico Ambientale Regionale", con la quale è stato approvato il Piano di Indirizzo Energetico Ambientale Regionale (PIEAR) attualmente vigente che contiene gli obiettivi da raggiungere nel decennio: contenimento consumi energetici, aumento efficienza energetica, sviluppo FER;
- **D.G.R. n.2260 del 29/12/2010** come modificata dalla D.G.R. n.41 del 19/01/2016 di approvazione del Disciplinare ai sensi dell'art.3 della L.R. n.1/2010 e dell'art.14, comma 2, e 15 della L.R. n.8/2012 "Procedure per l'attuazione degli obiettivi del Piano di Indirizzo Energetico Ambientale (PIEAR) e disciplina del procedimento di cui all'art.12 del D.Lgs.29/12/2003, n.387 e dell'art.6 del D.Lgs.3/03/2011 n.28 per il rilascio dell'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti di produzione di elettricità da fonti rinnovabili e linee guida tecniche per la progettazione degli impianti stessi"

- **L.R. n.8 del 26 aprile 2012** "Disposizioni in materia di produzione di energia da fonti rinnovabili";
- **L.R. n.54 del 30 dicembre 2015** "Recepimento dei criteri per il corretto inserimento nel paesaggio e sul territorio degli impianti da fonti di energia rinnovabili ai sensi del D.M. 10.9.2010", con la quale sono state individuate le cosiddette aree non idonee alla installazione degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili di energia (FER);
- **L.R. n.38 del 22 novembre 2018** Seconda variazione al bilancio di previsione pluriennale 2018/2020 e disposizioni in materia di scadenza di termini legislativi e nei vari settori di intervento della Regione Basilicata, nella quale sono stati introdotti alcuni articoli di modifica delle precedenti leggi regionali e del PIEAR.

Inoltre, gli impianti e le reti di trasmissione elettrica saranno realizzati in conformità alle normative CEI vigenti in materia, alle modalità di connessione alla rete previste da TERN, con particolare riferimento alla Norma CEI 0-16, "*Regole tecniche di connessione per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica*".

Per quanto concerne gli aspetti di inquadramento urbanistico del progetto, i principali riferimenti sono:

- PPR Piano Paesaggistico Regionale–Regione Basilicata
- PAI Piano di Assetto Idrogeologico dell’Autorità di Bacino Dell’Appennino Meridionale - Regione Basilicata;
- PRG Comune di Venosa;
- PRG Comune di Montemilone.

4. PROFILO PRESTAZIONALE E LOCALIZZATIVO DEL PROGETTO

4.1. Inquadramento generale dell'intervento

Il progetto dell'impianto agrovoltaiico interessa, come detto, quattro lotti, che saranno denominati negli elaborati di progetto A1, A2, B, C di superficie complessiva pari a 17,6 ha, ubicati nei territori comunali di Venosa e Montemilone.

Le due aree, attualmente hanno un uso agricolo, trattasi infatti di seminativi di classe 3 a campo aperto.

Le Aree denominate A1 e A2 presentano un andamento piano altimetrico leggermente ondulato e sono separate tra loro da una incisione morfologica poco profonda verso cui degradano dolcemente.

Le aree B, C e l'Area della Sottostazione si presentano invece come seminativi a campo aperto pianeggianti, priva di acclività.

Le altezze sul livello del mare variano da 340 m circa (aree A1, A2, B) ai 35 mm dell'area C.

Come indicato nella Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG), è previsto che la centrale fotovoltaica venga collegata in antenna a 150 kV sulla futura Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) della RTN a 380/150 kV da inserire in entra-esce sulla linea RTN a 380 kV "Melfi 380 – Genzano 380", previa realizzazione di interventi di ampliamento della stessa RTN



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



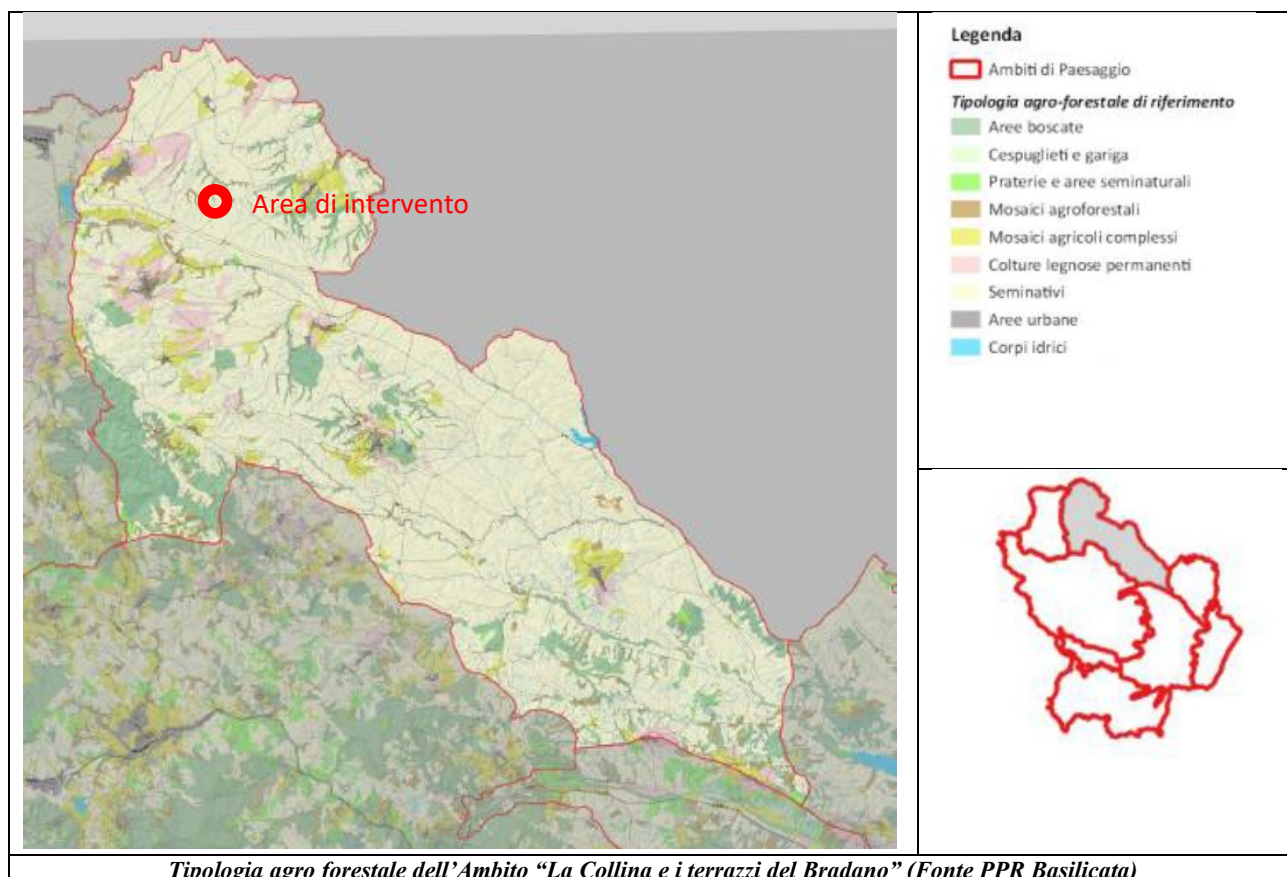
Connessione dell'impianto alla RTN
(in blu il cavidotto MT, in verde la SSE, in rosa il cavidotto AT, in giallo la SE Terna)

4.2. PPR – Sistema delle Tutele

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.

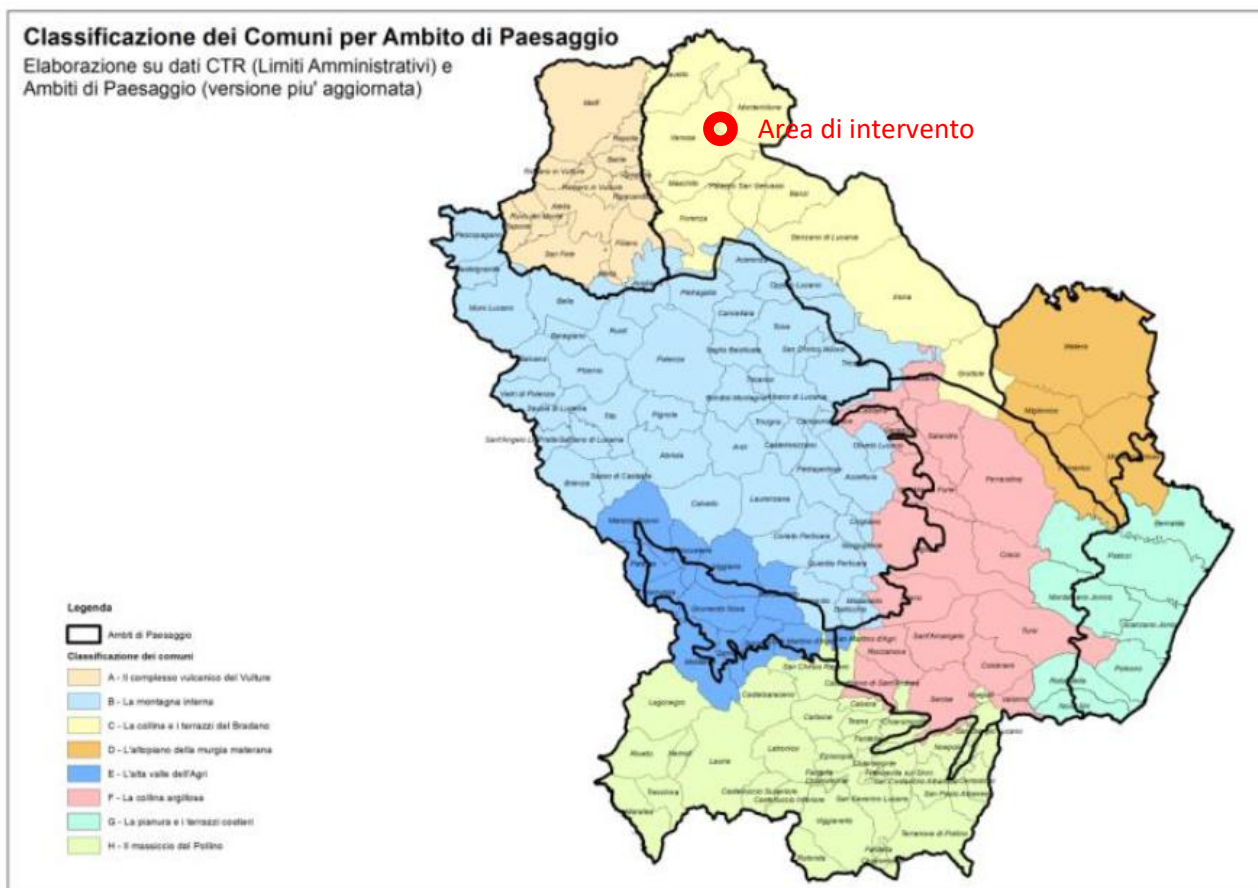
Per quanto concerne l'uso del territorio nell'Ambito, abbiamo:

- 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 PPR prescrive la tutela dei beni individuati ai sensi del D.Lgs 42/04 (artt. 10, 45 136, 142, 143), in particolare:

1. Territori costieri e relative fasce di rispetto (D.lgs 142/2004 art. 142 comma 1, lett. a)
2. Territori contermini a laghi e relative fasce di rispetto (D.lgs 142/2004 art. 142 comma 1, lett. a)
3. i fiumi, i torrenti, i corsi d'acqua e le relative sponde o piedi degli argini per una fascia di 150 metri ciascuna (D.lgs 42/2004 art. 142 comma 1, lett. c)
4. Montagne eccedenti i 1.200 m s.l.m. (D.lgs 142/2004 art. 142 comma 1, lett. d)
5. Ghiacciai (D.lgs 142/2004 art. 142 comma 1, lett. e)
6. Parchi e riserve nazionali e regionali, nonché territori di protezione esterna dei parchi (D.lgs 142/2004 art. 142 comma 1, lett. f)

7. Territori coperti da foreste e da boschi ancorchè danneggiati dal fuoco, e quelli sottoposti a vincolo di rimboschimento (D.lgs 142/2004 art. 142 comma 1, lett. g)
8. Aree assegnate alle università agrarie e le zone gravate da usi civici (D.lgs 142/2004 art. 142 comma 1, lett. h)
9. Zone umide (D.lgs 142/2004 art. 142 comma 1, lett. i)
10. Vulcani (D.lgs 142/2004 art. 142 comma 1, lett. l)
11. Zone di interesse archeologico (D.lgs 142/2004 art. 142 comma 1, lett. m)
12. le cose immobili che hanno cospicui caratteri di bellezza naturale, singolarità geologica o memoria storica, ivi compresi gli alberi monumentali (D.lgs 142/2004 art. 136 comma 1, lett. a)
13. ville, giardini e parchi, che si distinguono per la loro non comune bellezza (D.lgs 142/2004 art. 136 comma 1, lett. b)
14. i complessi di cose immobili che compongono un caratteristico aspetto avente valore estetico e tradizionale, inclusi i centri ed i nuclei storici (D.lgs 142/2004 art. 136 comma 1, lett. c)
15. le bellezze panoramiche e così pure quei punti di vista o di belvedere, accessibili al pubblico, dai quali si goda lo spettacolo di quelle bellezze (D.lgs 142/2004 art. 136 comma 1, lett. d).
16. Aree protette: SIC, ZPS, aree Rete Natura 2000, parchi nazionali e regionali
17. Beni culturali mobili e immobili di interesse storico, artistico, archeologico tutelati ai sensi dell'art. 10 del D.lgs 42/2004
18. Beni Parchi della rimembranza tutelati dalle Leggi Regionali della Basilicata
19. Alberi monumentali tutelati dalle Leggi Regionali della Basilicata

Sono altresì tutelate dal PPTR:

1. territori ricompresi nei parchi nazionali o regionali e nelle altre aree naturali protette.
2. riserve e monumenti naturali e altre aree di rilevanza naturalistica e ambientale.

4.2.1. Verifica di compatibilità del progetto rispetto ai vincoli del PPR

La verifica di compatibilità del progetto rispetto ai vincoli imposti dal PPR sarà fatta utilizzando come strumento di verifica le Tavolette allegata alla presente Relazione Paesaggistica. Nelle Tavolette è indicata su base cartografica (ortofoto o CTR) l'area di impianto con buffer di 3 km dal perimetro, le opere di connessione (cavidotto MT, SSE, cavidotto AT) e tutti vincoli individuati dal PPTR, suddivisi per categoria. Da tali sovrapposizioni si evince quanto segue.

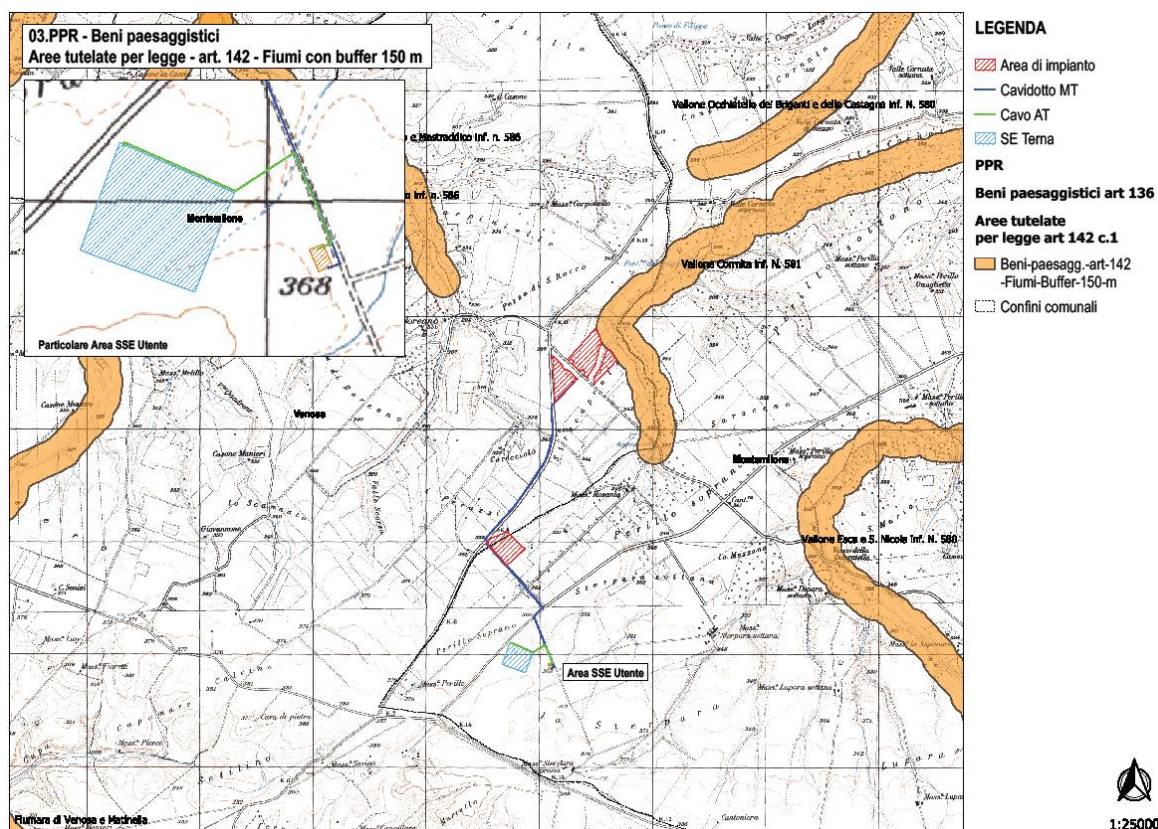
Territori costieri e relative fasce di rispetto - NON PRESENTI NELL'AREA

Territori contermini a laghi e relative fasce di rispetto - NON PRESENTI NELL'AREA.

L'invaso artificiale del Rendina dista più di 13 km dalle aree di intervento.

Fiumi, torrenti, corsi d'acqua e le relative sponde con buffer di 150

Le aree di intervento ricadono al di fuori del buffer di un reticolo fluviale limitrofo alle Aree A1 e A2 di progetto, così come chiaramente indicato nella Tavoletta sotto riportata.



Montagne eccedenti i 1.200 m s.l.m. NON PRESENTI NELL'AREA

Ghiacciai. NON PRESENTI NELL'AREA

Parchi e riserve nazionali e regionali, e territori di protezione esterna. NON PRESENTI NELL'AREA. Il Parco Naturale Regionale del Vulture dista oltre 20 km.

Territori coperti da foreste e da boschi ancorché danneggiati dal fuoco.

Le aree di progetto A1 e A2 sono divise da una incisione idraulica i cui pendii sono in parte interessati da un bosco che comunque resta al di fuori delle aree di progetto.

Come già osservato in precedenza “nonostante la contiguità fisica non è pensabile le aree di naturalità si estendano sulle aree interessate dal progetto dal momento che quest’ultime hanno subito nel corso dei decenni una antropizzazione agricola che le ha completamente differenziate dalla vicina area di naturalità. Area di naturalità che in vero è rimasta tale solo perché presenta una acclività che non ne permette lo sfruttamento agricolo. Nel secondo dopo guerra infatti si intensificò e ampliò, per quanto più possibile, lo sfruttamento agricolo del territorio per consentire la coltivazione di grano duro, produzione agricola al tempo remunerativa”.

Le aree di progetto non sono state interessate da incendi dal 2004 a oggi (vedi Tavoletta allegata)

Aree assegnate alle università agrarie e le zone gravate da usi civici. NON PRESENTI

Zone umide. NON PRESENTI NELL’AREA

Vulcani. NON PRESENTI NELL’AREA

Zone di interesse archeologico

Per quanto concerne le zone di interesse archeologico tutelate ai sensi del Codice dei Beni Culturali (art. 142 comma 1, lett. m), le aree distano poco meno di 3 km dal sito Archeologico di Loreto.

Per quanto concerne l’Ager Venusinus intesa come “*Area di interesse archeologico di giacenza storicamente rilevante*”, le aree di progetto distano da questa circa 1,4 km

Le cose immobili che hanno cospicui caratteri di bellezza naturale, singolarità geologica o memoria storica, ivi compresi gli alberi monumentali. NON PRESENTI

Ville, giardini e parchi, che si distinguono per la loro non comune bellezza. NON PRESENTI NELL’AREA

I complessi di cose immobili che compongono un caratteristico aspetto avente valore estetico e tradizionale, inclusi i centri ed i nuclei storici

Le distanze dai centri storici (Zone A ai sensi dei rispettivi strumenti urbanistici), sono:

1. Centro storico Montemilone: 5.200 m
2. Centro storico Venosa: 7.500 m
3. Centro storico Lavello: 9.300 m

Le bellezze panoramiche e così pure quei punti di vista o di belvedere, accessibili al pubblico, dai quali si goda lo spettacolo di quelle bellezze. NON PRESENTI

Il massiccio del Vulture dista oltre 23 km a sud –ovest delle are di progetto

Il Castello Monteserio dista oltre 25 a est-sud-est delle are di progetto

Aree protette: SIC, ZPS, aree Rete Natura 2000, parchi nazionali e regionali

Il Sito Rete Natura 200 – ZPS Lago del Rendina dista 11.7 km o avest dell'area di progetto

Il Parco Naturale Regionale del Vulture dista oltre 20 km

Beni culturali mobili e immobili di interesse storico, artistico, archeologico tutelati ai sensi dell'art. 10 del D.lgs 42/2004

Nell'intorno delle aree di progetto abbiamo: Beni monumentali individuati e normati dagli artt. 10, 12 e 46 del D.lgs 42/2004:

1. 2,1 km a nord ovest dall'Area A1 di progetto *Masseria Casone* classificata come *Bene Monumentale*
2. 2,5 km a sud dell'Area C di progetto *Masseria Matinelli-Veltri* anche essa classificata come *Bene Monumentale*

I tratturi tutelati ai sensi del DM 22 dicembre 1983:

3. Regio Tratturello Venosa-Ofonato (n. 023-PZ) 1,4 km ad ovest dell'area A1 di progetto
4. Regio Tratturo Melfi- Castellaneta (n. 018/01/022-PZ) 2,4 km a sud dell'area C di progetto

Beni Parchi della rimembranza tutelati dalle Leggi Regionali della Basilicata. NON PRESENTI

Alberi monumentali tutelati dalle Leggi Regionali della Basilicata. NON PRESENTI

4.2.2. Verifica di compatibilità alla Legge Regionale 54/2015

Con la Legge Regionale n. 54 del 30 dicembre 2015 la Regione Basilicata ha recepito i criteri per il corretto inserimento nel paesaggio e sul territorio degli impianti da fonti rinnovabili ai sensi del D.M. 10 settembre 2010. La metodologia utilizzata, con riferimento all'Allegato 3 del D.M. 10 settembre 2010, ha portato all'individuazione di **4 macro aree tematiche**:

1. aree sottoposte a tutela del paesaggio, del patrimonio storico, artistico e archeologico;
2. aree comprese nel Sistema Ecologico Funzionale Territoriale;
3. aree agricole;
4. aree in dissesto idraulico ed idrogeologico;

Per ciascuna macro area tematica sono state identificate diverse tipologie di **beni ed aree ritenute "non idonee"** procedendo alla mappatura sia delle aree non idonee già identificate dal PIEAR (L.R. n. 1/2010), sia delle aree non idonee di nuova identificazione in attuazione delle linee guida. Rispetto alle aree già identificate dal PIEAR (L.R. n. 1/2010), per alcuni beni sono stati ampliati i buffer di riferimento e riportate le relative motivazioni.

Per la trattazione completa si rimanda alla Relazione Paesaggistica di progetto qui sono riportate per ciascuna macro area le tabelle di sintesi riferite a ciascuna macro area riportanti il risultato della verifica di compatibilità dell'area di progetto.

<i>AREE E SITI NON IDONEI ALL'INSTALLAZIONE DI IMPIANTI FER</i>	
1. AREE SOTTOPOSTE A TUTELA DEL PAESAGGIO, DEL PATRIMONIO STORICO, ARTISTICO E ARCHEOLOGICO	Area progetto
1.1. Siti inseriti nel patrimonio mondiale dell'UNESCO. È previsto un buffer di 8000 mt dal perimetro del sito.	NO
1.2. Beni monumentali e relativo buffer di 1.000 m	NO
1.3. Beni archeologici e relativo buffer di 300 m, Beni Archeologici tutelati ope legis: tutelati ai sensi degli art. 10, 12, 45 del D.lgs. 42/2004, beni per i quali è in corso il procedimento di dichiarazione di interesse culturale ai sensi degli art. 14 e 46 del D.lgs 42/2004. Tratturi vincolati ai sensi del DM 22.12.1983, Zone individuate ai sensi dell'art. 142, lett. m del Dl.gs 42/2004 Aree di interesse archeologico intesi come contesti di giacenza storicamente rilevante	NO
1.4. Beni paesaggistici:	NO
• i territori costieri compresi in una fascia della profondità di 5000 metri dalla linea di battigia;	NO
• i territori contermini ai laghi ed invasi artificiali compresi in una fascia della profondità di 1000 metri dalla linea di battigia;	NO
• i fiumi, i torrenti, i corsi d'acqua iscritti negli elenchi previsti dal testo unico delle disposizioni di legge sulle acque ed impianti elettrici, approvato con regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775, e le relative sponde o piedi degli argini per una fascia di 500 metri ciascuna;	NO⁽¹⁾

<ul style="list-style-type: none"> le montagne per la parte eccedente 1.200 metri sul livello del mare per la catena appenninica; 	NO
<ul style="list-style-type: none"> le aree assegnate alle università agrarie e le zone gravate da usi civici; 	NO
<ul style="list-style-type: none"> i percorsi fratturali. Si intendono come percorsi tratturali le tracce dell'antica viabilità legata alla transumanza, in parte già tutelate con D.M. del 22 dicembre 1983; 	NO
<ul style="list-style-type: none"> le aree comprese nei Piani Paesistici di Area Vasta soggette a vincolo di conservazione A1 e A2; 	NO
<ul style="list-style-type: none"> le aree di crinale individuate dai Piani Paesistici di Area Vasta come elementi lineari di valore elevato; 	NO
<ul style="list-style-type: none"> le aree comprese nei Piani Paesistici di Area Vasta soggette a Verifica di Ammissibilità; 	NO
<ul style="list-style-type: none"> i centri urbani considerando il perimetro dell'Ambito Urbano dei Regolamenti Urbanistici (LUR 23/99) o, per i comuni sprovvisti di Regolamento Urbanistico, il perimetro riportato nella tavola di Zonizzazione dei PRG/PdF. Si prevede un buffer di 3000 mt a partire dai suddetti perimetri; 	NO
<ul style="list-style-type: none"> i centri storici, intesi come dalla zona A ai sensi del D.M. 1444/68 prevista nello strumento urbanistico comunale vigente. È previsto un buffer di 5.000 mt dal perimetro della zona A per gli impianti eolici e fotovoltaici di grande generazione e per gli impianti solari termodinamici; 	NO

(1) Non abbiamo evidenza che i corsi d'acqua a nord delle aree A1 e A2 di progetto siano classificati come acque pubbliche ai sensi del R.D. n. 1175 del 11.12.1933. E' comunque rispettata una distanza minima dagli argini di 150 m.

Nello Studio di Visibilità di progetto è stato approfondito il potenziale impatto visivo prodotto dall'impianto su osservatori posti in posizioni "sensibili". In conclusione è stato verificato che benché in parte visibile, la distanza tra osservatore e impianto è tale che esso non è dominante nella visuale: **in sintesi l'impianto è visibile ma l'impatto visivo da esso prodotto è trascurabile**. Per la trattazione completa si rimanda allo Studio di Visibilità di Progetto.

2. AREE COMPRESSE NEL SISTEMA ECOLOGICO FUNZIONALE TERRITORIALE	Area Impianto
2.1. Aree Protette Ricadono in questa tipologia le 19 Aree Protette, ai sensi della L. 394/91 compreso un buffer di 1000 mt a partire dal relativo perimetro.	NO
2.2. Zone Umide Rientrano in questa tipologia le zone umide, elencate nell'inventario nazionale compreso un buffer di 1000 mt a partire dal relativo perimetro.	NO
2.3. Oasi WWF	NO
2.4. Rete Natura 2000	NO
2.5. IBA	NO
2.6. Rete Ecologica	NO
2.7. Alberi monumentali	NO
2.8. Boschi	NO

Dalla verifica emerge che l'area di progetto non interessa aree comprese nel Sistema Ecologico funzionale del territorio.

3 AREE AGRICOLE	Area di progetto
3.1. Vigneti DOC	NO
3.2. Territori caratterizzati da elevata capacità d'uso del suolo (Carta della capacità d'uso dei suoli ai fini agricoli e forestali)	NO

Dalla verifica emerge che l'area di progetto non interessa aree agricole di pregio classificate come non idonee per l'installazione di impianti FER..

3 AREE IN DISSESTO IDRAULICO ED IDROGEOLOGICO	Area di progetto
Aree a rischio idrogeologico medio - alto ed aree soggette a rischio idraulico (sono comprese aree individuate dai Piani Stralcio delle Autorità di Bacino)	NO

Infine dalla verifica del Piano di Assetto Idrogeologico dell'Autorità di Bacino emerge che le aree di progetto non ricadono in aree con rischio idrogeologico medio - alto classificato come R4, elevato R3, medio R2, né in aree con rischio idraulico.

4.3. Regolamento Urbanistico di Venosa

Ai sensi del Regolamento Urbanistico del Comune di Venosa, approvato con Delibera C.C. n.24 del 25 settembre 2012 e s.m.i., l'area di progetto ricade in Territorio Esterno all'Ambito Urbano e all'Ambito Produttivo.

Dalla Tav.02 – Beni tutelati per legge e vincoli facente parte del Quadro Conoscitivo, si evince che alcune delle particelle catastali interessate parzialmente dal progetto (Fg. 16 p.lle 30-47-8-88-95) sono interessate anche da vincoli. Nella fattispecie:

- Fascia di rispetto di fiumi, torrenti e corsi d'acqua iscritti all'elenco di cui al R.D. 11.12.1933 n. 1775, ai sensi dell'art. 142 lette. C del D.lg.s 42/2004 e s.m.i.
- Boschi ai sensi dell'art. 142 lette. G del D.lg.s 42/2004 e s.m.i.

Tuttavia come si evince dalla Tavolette allegare le aree di progetto restano fuori dalle perimetrazioni vincolistiche.

Dalla Tav 03 – Carta Uso del Suolo facente parte del Quadro Conoscitivo si evince che tutte le aree interessate dal progetto sono classificate come *seminativi*.

4.4. PRG di Montemilone

Ai sensi del Piano Regolatore Generale di Montemilone le aree di impianto ricadono in zona **agricola**.

In un Certificato di Destinazione Urbanistica (R.A. 2871 del 25.02.2021) rilasciato dall'UTC di Montemilone le aree di progetto rientrerebbero nella delimitazione di zone di interesse archeologico a valenza paesaggistica, ex art. 142 lett. m del Dlgs. 42/2004.

Tuttavia dalla consultazione del webgis relativo al PPR (sito internet rsd.regione.basilicata.it), effettuata in data 19 novembre 2021, si evince che tutte le aree di progetto (ivi comprese quelle ricadenti nel Comune di Venosa) sono interessate da "Zone di interesse archeologico proposte dal PPR". Pertanto si tratta di aree ad oggi non sottoposte a vincolo.

4.5. Ulteriori verifiche di compatibilità

Sono state effettuate, infine, ulteriori verifiche di compatibilità del progetto con piani o caratteristiche proprie del territorio lucano descritte da specifiche cartografie tematiche:

1. Aree percorse dal fuoco
2. Piano CAVE
3. Uso del suolo
4. Capacità di uso del suolo a fini agricoli e forestali
5. Paesaggi rurali e storici della Basilicata

In tutti i casi è stato verificato che le aree di progetto non ricadono ne hanno alcun tipo di interferenza con queste aree a vario titolo tutelate.

4.6. Distanze da strade pubbliche

Le aree dell'impianto fotovoltaico sono prospicienti alcune strade provinciali (SP 18 Ofantina e la SP 86). La recinzione delle aree è posizionata a 30 m dal ciglio strada. La recinzione della SSE Utente è invece posizionata lungo una strada comunale secondaria non asfaltata a 10 m dal ciglio strada.

4.7. Altri impianti FER presenti nell'area

Nell'intorno dell'area di intervento non sono presenti altri impianti fotovoltaici. E' difficile pertanto ipotizzare una "saturazione" dell'area. Ad ogni modo è stato effettuato un calcolo delle superfici utilizzate per l'intervento rispetto alla superficie totale dell'Area di Interesse (3 km intorno al il perimetro delle aree di progetto) al netto delle superfici occupate dai vincoli. Questi i valori calcolati e stimati:

- la *Superficie Totale* dell'Area di Interesse è di 43,7 kmq

- la *Superficie Netta* priva di vincoli è stimata essere circa 7,5 kmq
- la superficie dell'impianto in progetto è di 0,176 kmq

In tabella i dati di sintesi.

Superficie	Definizione	Valore	Quantità	Percentuale
Superficie Totale	Area buffer di 3 km dal perimetro dell'area di impianto	MISURATO	43,7 kmq	100%
Superficie Netta	Superficie Totale al netto delle aree occupate da vincoli e quindi non utilizzabili per la realizzazione di impianti FER	STIMATO da cartografia	7,5 kmq	17,2% della Superficie Totale
Superficie Impianto fotovoltaico in progetto	Superficie Impianto fotovoltaico esistente	MISURATO	0,176 kmq	0,4% della Superficie Totale 2,3% della Superficie Netta

In definitiva l'impianto agrovoltaiico utilizzano lo 0,4% dell'Area di Interesse, e circa il 2,3% della stessa area al netto dei vincoli.

E' evidente che si tratta di superfici esigue, sia in termini assoluti sia in termini percentuali.

4.8. Caratteri geologici e geomorfologici

L'area oggetto di studio ricade al limite tra il Foglio 187 "Melfi" (Area Sottostazione) ed il Foglio 175 "Cerignola" (Area Impianto) della Carta Geologica d'Italia (scala 1:100.000). I caratteri geologico-strutturali a grande scala rientrano nel contesto geodinamico dell'Avanfossa Bradanica, bacino di sedimentazione plio-pleistocenico, compreso tra la catena appenninica meridionale ad ovest, ed il Gargano e le Murge ad est. In particolare, la suddetta area di sedimentazione è definita, ad occidente, da un margine interno, interessato da alti tassi di sedimentazione silicoclastica e costituito dai thrust attivi appenninici, che deformano unità prevalentemente terziarie, già accavallatesi sui depositi autoctoni di avanfossa (Pliocene), e ad oriente, da un margine esterno, caratterizzato, invece, da sedimentazione carbonatica.

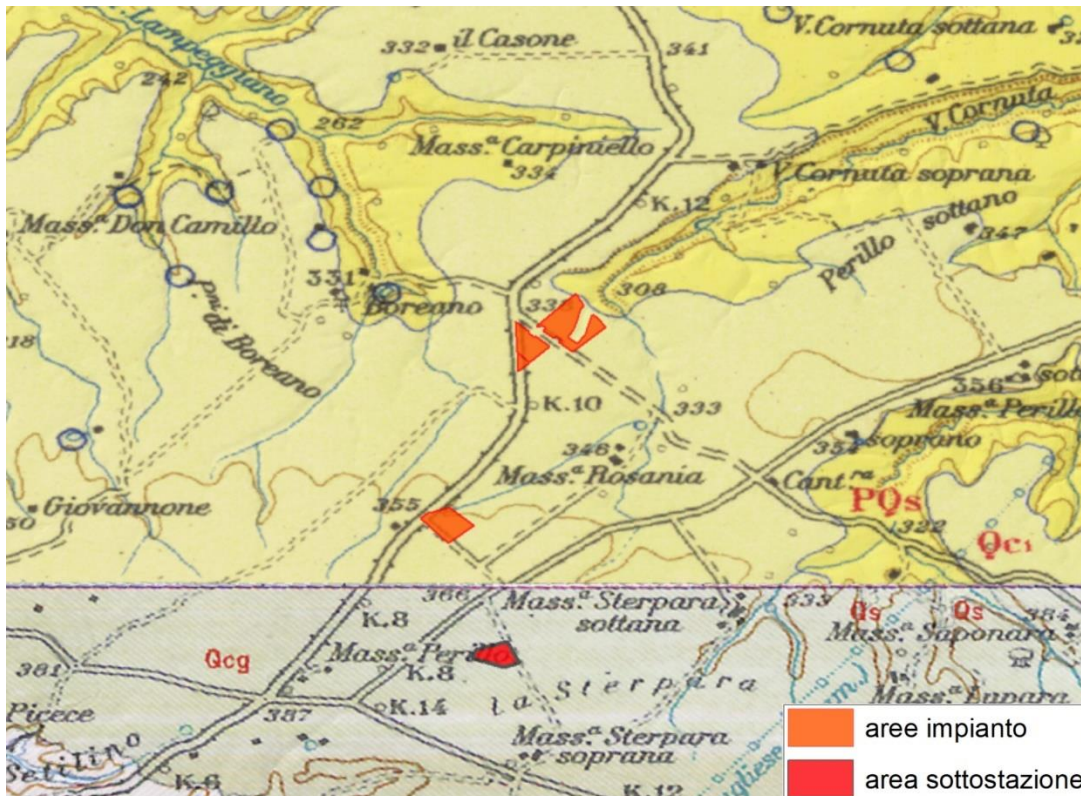
Dal punto di vista litostratigrafico, le successioni affioranti nell'area appartengono al ciclo deposizionale della Fossa Bradanica, costituito da successioni silicoclastiche e carbonatiche, in rapporto regressivo e trasgressivo sui Calcari di Altamura e sui Flysch della Catena Appenninica. I termini trasgressivi della successione, dovuti all'annegamento della rampa regionale e all'approfondimento batimetrico del bacino, sono rappresentati da notevoli spessori di sedimenti siltoso-argillosi con livelli sabbiosi (Argille Subappennine), all'interno dei quali si rinvencono isolati corpi ghiaiosi deltizi (Conglomerato di Serra del Cedro) associati a biocalcareni e biocalciruditi intrabacinali e/o da calciruditi (Calcarenite di Gravina).

I termini regressivi, legati alla successiva fase di emersione dell'avanfossa, sono costituiti, invece, da unità sabbiose e conglomeratiche silicoclastiche e/o miste, di colmamento, che rappresentano la parte alta del ciclo sedimentario bradanico e poggiano stratigraficamente sulle Argille Subappennine con passaggio graduale e rapido o con contatto erosivo (Sabbie di Monte Marano, Calcareni di Monte Castiglione, Sabbie dello Staturo e Conglomerato di Irsina).

Alla scala sito-specifica si rileva che in corrispondenza delle Aree di Impianto il substrato geologico è rappresentato da conglomerati poligenici con ciottoli di medie e grandi dimensioni, talvolta fortemente cementati e con intercalazioni di sabbie e arenarie (Pleistocene inferiore), mentre, in corrispondenza del Sito di Sottostazione il substrato è composto di conglomerati poligenici, perlopiù incoerenti o debolmente cementati con intercalazioni di lenti sabbiose (Pleistocene – Calabriano).

Dal punto di vista geologico-strutturale, l'area può essere inquadrata, a scala regionale, nell'ambito del sistema orogenico appenninico, costituito essenzialmente di tre domini: la Catena, rappresentata dall'Appennino Campano-Lucano, l'Avanfossa e l'Avampaese, rappresentato dalla regione Apulo-Garganica.

L'attuale tettonica regionale può essere, dunque, interpretata come il risultato dei vari stati tensionali, riconducibili alle fasi di messa in posto della Catena, che si sono susseguiti a partire dall'Oligocene Superiore-Miocene inferiore, causando il progressivo accavallamento, da ovest verso est, di unità mesozoico-paleogeniche e di unità sinorogeniche di Avanfossa.



Stralcio della Carta Geologica d'Italia in scala 1:100000 (Fogli 175 'Cerignola' e 187 'Melfi')

Dal Pleistocene inferiore in poi, l'area è stata interessata da una serie di sollevamenti tettonici, post- deposizionali; in particolare, la presenza di una serie di faglie inverse, associate a pieghe che pongono a contatto terreni della catena Appenninica con quelli della Fossa Bradanica, indicano un'ultima fase compressiva avutasi al margine esterno della catena appenninica.

Le principali direttrici tettoniche osservabili in prossimità dell'area di sito possono essere riassunte in quattro gruppi principali: NW-SE, NE-SW, E-W, N-S.

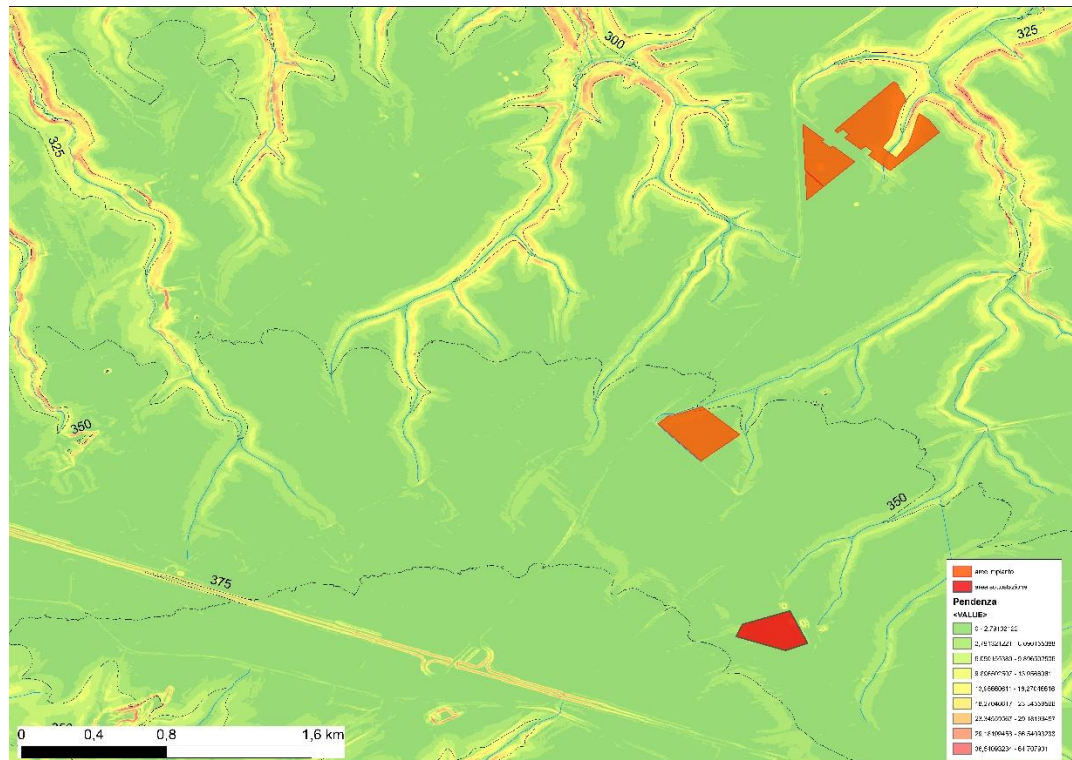
La morfologia dell'area è condizionata principalmente dalle caratteristiche litostratigrafiche dei terreni affioranti; il paesaggio, infatti, si presenta come un'estesa superficie sub-pianeggiante delimitata da incisioni, con pareti anche molto acclivi, che appaiono più pronunciate in

corrispondenza dei cambi litologici, prevalentemente da litologie conglomeratiche a depositi sabbioso – arenacei.

Le aree di progetto si sviluppano su morfologie perlopiù pianeggianti, con pendenza media che non supera i 5°, se non in corrispondenza di ripide incisioni che solcano e bordano il plateau sommitale lungo tutte le direzioni. In particolare, l'area di impianto più settentrionale presenta significative variazioni locali di pendenza (da 3° a 15° circa), in corrispondenza delle profonde incisioni fluviali che la delimitano verso NE, le quali degradano verso l'abitato di Montemilone (Valle Cornuta).

Dall'analisi delle foto satellitari e della cartografia topografica, è stato possibile verificare che i pendii in studio non presentano evidenze significative di forme riconducibili a movimenti gravitativi in atto o in preparazione, come riscontrabile anche dalla consultazione del vigente Piano Stralcio per l'Assetto Idrogeologico (PAI) dell'Autorità di Bacino Distrettuale dell'Appennino Meridionale; i siti, infatti non ricadono in aree classificate come esposte a pericolosità e rischio da frana né interessate da fenomeni di alluvionamento.

Si evidenzia, inoltre, che, attualmente, il principale fattore di modellamento morfologico, oltre all'azione delle acque meteoriche, è dovuto alla coltivazione agricola dei terreni in oggetto.



Carta delle Pendenze dell'area vasta di sito, con particolare del reticolo idrografico

4.9. Caratteri idrogeologici

Si riporta, ancora, quanto indicato nella Relazione Geologica di progetto, a cui si rimanda per approfondimenti.

Sulla base delle diverse caratteristiche idrogeologiche (granulometria, grado di addensamento o consistenza, fratturazione e porosità) dei litotipi caratterizzanti l'area di sito è possibile individuare due distinti complessi idrogeologici.

Il primo complesso (coefficiente di permeabilità dell'ordine di $K= 10^{-7}$; 10^{-9} m/s) comprende i depositi argilloso-siltosi, in cui la circolazione appare nulla o trascurabile a causa delle ridottissime dimensioni dei pori. Il complesso litologico in questione, dunque, può essere considerato impermeabile o scarsamente permeabile, in quanto anche la permeabilità dei livelli maggiormente sabbiosi risulta controllata dalle frazioni argillose a comportamento plastico.

Il secondo complesso, invece, comprende i litotipi a granulometria più grossolana, cioè i depositi sabbiosi e quelli conglomeratici (affioranti nell'area di progetto), caratterizzati da un coefficiente di permeabilità dell'ordine di $K = 10^{-4}$; 10^{-5} m/s.

Tali litotipi sono da considerarsi mediamente permeabili, in quanto, anche se contraddistinti da alta porosità primaria, risultano caratterizzati da granulometria assortita con grado di addensamento o di litificazione non trascurabile che tende ad aumentare con la profondità.

Contrariamente, sono da considerarsi maggiormente permeabili i livelli superficiali maggiormente alterati e caratterizzati, dunque, da maggiore porosità che favorisce l'instaurarsi di una circolazione idrica superficiale.

In conclusione, le formazioni sabbiose e sabbioso-conglomeratiche, maggiormente permeabili, garantiscono l'infiltrazione di acqua che tende ad accumularsi in corrispondenza del contatto col substrato argilloso, impermeabile, a profondità comprese tra i 50 e i 70 m dal p.c., laddove lo spessore del complesso più permeabile assume spessore massimo.

4.10. Aspetti geotecnici e criteri di progettazione strutturale

Il progetto in esame prevede una serie di indagini e valutazioni il cui scopo è quello di comprendere quello che sono tutti gli aspetti geotecnici relativi alle strutture di fondazione previste per il progetto.

Le strutture di sostegno dei pannelli fotovoltaici, sono costituite da strutture metalliche a pali direttamente infissi nel terreno, senza quindi l'ausilio di fondazioni in c.a.

Per la verifica di tali sistemi, si è tenuto conto principalmente dei parametri legati alla sismicità della zona su cui sorgerà l'impianto fotovoltaico.

La caratterizzazione geotecnica dei terreni di fondazione è stata redatta sulla base dell'interpretazione delle specifiche prove in sito, dai risultati delle indagini geologiche e dalla caratterizzazione geotecnica si sono desunte le caratteristiche fisico-meccaniche per le unità litostratigrafiche interessate dalla costruzione dell'opera. Con il progetto esecutivo saranno eseguite indagini geognostiche su ogni sito di costruzione, con relativo approfondimento dei caratteri geotecnici dei vari litotipi riscontrati in questa fase di indagine.

5. DESCRIZIONE DEL PROGETTO

Il generatore fotovoltaico è costituito da 26.880 moduli. Avrà una potenza nominale pari a 15.000,00 kVA e una potenza installata complessiva di 16.396,80 kWp. I pannelli fotovoltaici saranno montati su strutture parzialmente mobili detti “*inseguitori monoassiali*”, all’interno di aree completamente recintate in cui saranno posizionate oltre ai moduli le cabine, ovvero dei locali tecnici necessari per l’installazione delle apparecchiature elettriche (quadri di protezione, quadri di controllo, trasformatori). All’interno delle aree di impianto saranno poi realizzate delle trincee per la posa dei cavidotti interrati. Si tratta di cavi BT in cc, BT in ca, MT e cavi di segnale. È prevista inoltre l’installazione di *inverter di campo*, installati all’esterno, in prossimità degli inseguitori.

5.1. Moduli fotovoltaici

Come già accennato, i moduli fotovoltaici che si prevede di utilizzare saranno in silicio monocristallino di potenza pari a **610 Wp**. Avranno dimensioni pari a 2.470 x 1.133 x 35 mm.

5.2. Strutture di supporto dei moduli fotovoltaici

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

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

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

Tracker	Pot. Mod. (W)	N° moduli	Pot. Tracker (kWp)
<i>Tracker 24 mod</i>	610	24	14,640
<i>Tracker 12 mod</i>	610	12	7,32

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

5.3. Layout di impianto

In linea teorica l'asse di rotazione (asse principale del tracker) dovrebbe essere orientato nella direzione nord-sud (azimut 0°), tuttavia piccole rotazioni sono spesso apportate in relazione alla forma del terreno, allo scopo di aumentarne la copertura e quindi sfruttare al meglio tale "risorsa". Nel caso in progetto l'azimut è di 0° , quindi l'asse di rotazione del tracker è perpendicolare all'asse est-ovest.

L'interasse tra gli inseguitori è stato fissato in 4,5 m. Anche questa scelta progettuale è stata dettata dalla necessità di sfruttare al meglio lo spazio a disposizione e comunque resa possibile dall'algoritmo di backtracking che controlla il movimento dei tracker e permette di muovere singolarmente gli inseguitori, dando inclinazioni diverse a file contigue di moduli ed evitando così gli ombreggiamenti nelle ore in cui il sole è più basso.

5.4. Cabine di Campo o Trasformazione

Per la protezione dagli agenti atmosferici delle apparecchiature elettriche di sezionamento, protezione, trasformazione e controllo è prevista la realizzazione di n°7 Cabine Elettriche di ingombro massimo pari a **15,00 x 4,00 x 3,10 m** (lunghezza x larghezza x altezza). Esse saranno di tipo prefabbricato o in opera. Le cabine saranno installate per quanto più possibile a nord dei moduli fotovoltaici per evitare ombreggiamenti e comunque distanziate quanto più possibile da questi.

Saranno installate anche n°2 **Cabine di Smistamento (CdS)**, che raccoglieranno l'energia proveniente dalle **Cabine di Campo (CdC)** ed avranno stesse dimensioni delle Cabine di Campo.

5.5. Inverter di stringa

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

Nel caso in esame è prevista l'installazione di 60 Inverter da 250 kVA.

Con una potenza nominale pari a 15.000 kVA. Ad ogni inverter afferiranno un massimo di 23 stringhe. Ogni stringa ha una potenza pari a 14,64 kWp (610 Wp x 24 moduli), per una potenza massima in ingresso, lato DC di ogni inverter, pari a massimo 2.225,28 kW.

5.6. Container metallici Inverter-Trasformatore

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



Il cabinato in figura ha dimensioni (L x H x P) 6.058 x 2.896 x 2.438 mm.

5.7. Architettura elettrica dell'impianto

Da un punto di vista elettrico il generatore fotovoltaico è costituito da stringhe. Una stringa è formata da 24 moduli collegati in serie, pertanto la tensione di stringa è data dalla somma delle tensioni a vuoto dei singoli moduli, mentre la corrente di stringa coincide con la corrente del singolo modulo.

Moduli per stringa	V_{mp} (V)	I_{mp} (A) - STC	Tensione stringa
24	45,2	13,5	1.187,3 V

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

	Potenza modulo (Wp)	Numero moduli	N° di stringhe
Tracker 24 moduli	610	24	1
Tracker 12 moduli	610	12	0,5

L'energia prodotta dalle stringhe afferrisce negli inverter di campo. Ciascun inverter ha 12 ingressi e per ciascun ingresso è possibile collegare 2 stringhe in parallelo per un massimo di 24 stringhe. Come detto si prevede di collegare un massimo di 23 stringhe per ciascun inverter.

Ciascun inverter ha una massima tensione di ingresso pari a 1.500 V maggiore della tensione massima di stringa pari a 1.187,3 V. L'inverter effettua la conversione della corrente continua in corrente alternata a 800 V trifase con frequenza di 50 Hz.

Gli inverter saranno installati in campo in prossimità dei moduli, ad esempio, in corrispondenza di 20 tracker da 24 moduli (20 stringhe).

L'energia proveniente dagli inverter sarà quindi raccolta nelle cabine elettriche MT/BT. Qui l'energia a 800 V in c.a. sarà soggetta ad un ulteriore innalzamento di tensione, tramite un trasformatore 0,8/30 kV, sarà infatti portata a 30 kV. In ciascuna cabina sarà installato un trasformatore MT/BT di opportuna taglia a seconda della potenza in ingresso proveniente dal

campo. In particolare saranno installati saranno installati n.7 trasformatori da 2.500 kVA tutti con kit supplementare di ventilazione per aumento potenza del 10%.

Dalle Cabine di Campo l'energia sarà trasmessa, sempre in MT a 30 kV e sempre tramite linee in cavo, alla Cabina di Smistamento interna all'impianto. Da qui, l'energia prodotta sarà raccolta e convogliata (tramite linea interrata MT a 30 kV, di lunghezza pari a circa 1,7 km dalla CdS1 alla CdS2 e 1,4 km dalla CdS2 alla SSE) nella Sottostazione Elettrica Utente 30/150 kV, in cui avviene la trasformazione di tensione (30/150 kV) e la successiva consegna (in AT a 150 kV) alla SE TERNA 150/380 kV di nuova costruzione, tramite la posa di un cavo AT interrato.

5.8. Trincee e cavidotti

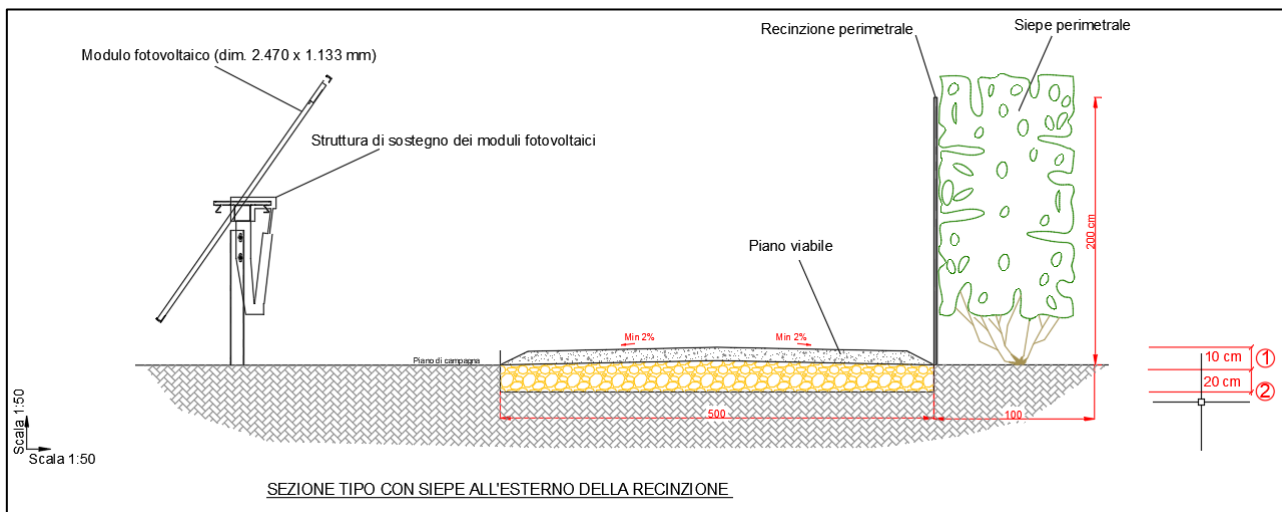
Gli scavi (trincee) a sezione ristretta necessari per la posa dei cavi (trincee) avranno ampiezza variabile in relazione al numero di terne di cavi che dovranno essere posate (da 40 a 60 cm), avranno profondità variabile in relazione alla tipologia di cavi che si andranno a posare. Per i cavi BT la profondità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

5.9. Strade e piste di cantiere

Allo scopo di consentire la movimentazione dei mezzi nella fase di esercizio saranno realizzate delle strade di servizio (piste) e delle aree di manovra all'interno dell'area di impianto. La viabilità sarà tipicamente costituita da una strada perimetrale interna alla recinzione e da una serie di strade che attraversano trasversalmente le aree di impianto.

Le strade, di ampiezza pari a circa 5 m, saranno realizzate con inerti compattati di granulometria diversa proveniente da cave di prestito saturato con materiale tufaceo fine.



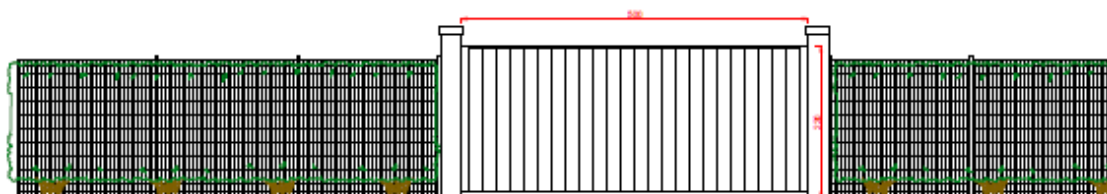
Tipologico sezione stradale perimetrale impianto

5.10. Recinzione

La recinzione dell'impianto sarà realizzata con pannelli elettrosaldati con maglia 50x200 mm, di lunghezza pari a 2 m ed altezza di 2 m, per assicurare un'adeguata protezione dalla corrosione il materiale sarà zincato e rivestito con PVC di colore verde, per una lunghezza totale di 5.020 m. I pannelli saranno fissati a paletti di acciaio anche essi con colorazione verde. I paletti saranno infissi nel terreno e bloccati da piccoli plinti in cemento (dimensioni di riferimento 40x40x40 cm) completamente annegati nel terreno e coperti con terreno vegetale. Alcuni paletti saranno poi opportunamente controventati.

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

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



Recinzione e cancello

5.11. Sistema di videosorveglianza e di illuminazione

Video sorveglianza

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

- N. 100 telecamere TVCC tipo fisso Day-Night, per visione diurna e notturna, con illuminatore a IR, ogni 40 m circa così suddivisi:
Queste saranno installate su pali in acciaio zincato di altezza pari a m 3,50 ed ancorati su opportuno pozzetto di fondazione porta palo e cavi;
- cavo *alfa* con anime magnetiche, collegato a sensori microfonici, aggraffato alle recinzioni a media altezza, e collegato alla centralina d'allarme in cabina;
- barriere a microonde sistemate in prossimità della muratura di cabina e del cancello di ingresso;
- N.1 badge di sicurezza a tastierino, per accesso alla cabina;
- N.1 centralina di sicurezza integrata installata in cabina.

I sistemi appena elencati funzioneranno in modo integrato.

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

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

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

Illuminazione

L'impianto di illuminazione sarà costituito da 2 sistemi:

- Illuminazione perimetrale
- Illuminazione esterno cabina

Tali sistemi sono di seguito brevemente descritti.

Illuminazione perimetrale

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

Illuminazione esterno cabine

- Tipo lampade: Proiettori LED - 40W;
- Tipo armatura: corpo Al pressofuso, forma ogivale;
- Numero lampade: 4;
- Modalità di posa: sostegno su tubolare ricurvo aggraffato alla parete. Posizione agli angoli di cabina;
- Funzione: illuminazione piazzole per manovre e sosta.

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

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

5.12. Regimazione idraulica

Per la realizzazione dell'impianto:

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

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

5.13. Ripristini

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.

5.14. Allevamento ovino allo stato semi brado

Negli ultimi decenni l'allevamento ovicaprino in Basilicata ha subito una netta diminuzione, tuttavia, ha continuato a costituire un ruolo fondamentale nell'economia del territorio: la scelta della società proponente, pertanto, non consentirebbe soltanto di alimentare questo tipo di attività, ma anche di tutelare alcune razze autoctone (merinizzata, gentile, sopravvisana). E' previsto, quindi, 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.

Si propone pertanto un allevamento allo stato brado, che permetta di avere questo tipo di prodotto, facendo pascolare liberamente gli animali all'interno delle aree recintate in cui sono installati i moduli fotovoltaici. Le aree a disposizione hanno i requisiti fondamentali per questo tipo di allevamento:

- Spazi di allevamento ampi e nel contempo delimitati organizzati in modo da consentire l'abbeverata e la movimentazione;
- Recinti realizzati in modo tale da non arrecare danno agli animali;
- Spazi che consentano facili ispezioni e mantenimento della pulizia;
- Possibilità di organizzare strutture temporanee mobili (come quello in figura) che consentano di effettuare trattamenti sanitari ed affrontare i parti in zone protette.

Le razze autoctone scelte richiedono specificamente tale tipo di allevamento allo stato semi brado, possibilmente in aree ampie ma recintate che permettano agli animali di muoversi liberamente, godendo se necessario dal riparo “*naturale*” offerto dai moduli fotovoltaici.

L'allevamento è previsto in ragione di n° 6 capi per ettaro, per un totale quindi di circa 110 animali.

5.15. Progettazione esecutiva

In sede di progettazione esecutiva si dovrà procedere alla redazione degli elaborati specialistici necessari alla cantierizzazione dell'opera, così come previsto dall'art. 33 del Decreto del Presidente della Repubblica 207/2010, ed in particolare come al comma 1:

“Il progetto esecutivo costituisce la ingegnerizzazione di tutte le lavorazioni e, pertanto, definisce compiutamente ed in ogni particolare architettonico, strutturale ed impiantistico l'intervento da realizzare. Restano esclusi soltanto i piani operativi di cantiere, i piani di approvvigionamenti, nonché i calcoli e i grafici relativi alle opere provvisoriale.

Il progetto è redatto nel pieno rispetto del progetto definitivo nonché delle prescrizioni dettate nei titoli abilitativi o in sede di accertamento di conformità urbanistica, o di conferenza di servizi o di pronuncia di compatibilità ambientale, ove previste. Il progetto esecutivo è composto dai seguenti documenti, salva diversa motivata determinazione del responsabile del procedimento ai sensi dell'articolo 15, comma 3, anche con riferimento alla loro articolazione:

- a) *relazione generale;*
- b) *relazioni specialistiche;*
- c) *elaborati grafici comprensivi anche di quelli delle strutture, degli impianti e di ripristino e miglioramento;*
- d) *ambientale;*
- e) *calcoli esecutivi delle strutture e degli impianti;*
- f) *piano di manutenzione dell'opera e delle sue parti;*
- g) *piano di sicurezza e di coordinamento di cui all'articolo 100 del decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81, equadro di incidenza della manodopera;*
- h) *computo metrico estimativo e quadro economico;*
- i) *cronoprogramma;*
- j) *elenco dei prezzi unitari e eventuali analisi;*
- k) *schema di contratto e capitolato speciale di appalto;*
- l) *piano particellare di esproprio.*

Il progetto esecutivo dovrà tenere presente le indicazioni qui di seguito riportate.

5.15.1. Scelta moduli fotovoltaici

La scelta dei moduli fotovoltaici sarà effettuata in base alle caratteristiche dimensionali e di potenza individuate nel presente progetto definitivo ed in base all'offerta del mercato al momento della redazione dello stesso progetto esecutivo.

5.15.2. Calcoli strutture

Il dimensionamento delle strutture in c.a. e metalliche, dovrà essere effettuato in conformità a quanto previsto dalla normativa vigente (*D.M. 17 gennaio 2018 - Norme tecniche per le costruzioni*); la documentazione di calcolo dovrà essere depositata secondo quanto previsto dalla *L. R. n° 13/2001 art. 27 (già art. 62 L. R. n° 27/85)*. Il dimensionamento dovrà essere effettuato per le seguenti strutture:

- Struttura portante (fondazioni, strutture verticali, solai) delle Cabine di Campo e delle Cabine di Smistamento (se gettate in opera);
- Platea di fondazione per il sostegno delle Cabine di Campo e delle Cabine di Smistamento (quando prefabbricate);
- Struttura portante (fondazioni, strutture verticali, solai) del fabbricato della Sottostazione Elettrica Utente (SSE) 30/150 kV;
- Fondazioni delle apparecchiature AT nella SSE (strutture sostegno apparecchiature elettromeccaniche, vasca raccolta olio Trasformatore).

5.15.3. Cronoprogramma esecutivo

Per la realizzazione dell'opera è previsto il seguente cronoprogramma di massima.

ATTIVITA'	MESI									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Inizio lavori e accantieramento										
Costruzione impianto										
Commissioning										
Connessione alla RTN ed entrata in esercizio										

In definitiva è previsto che la costruzione dell'impianto abbia una durata di 8 mesi, mentre dal *commissioning* alla connessione alla RTN gestita da Terna S.p.A., passerà circa un mese.

6. 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 esterne* che si verificano localmente), sia a livello globale (considerando i flussi di benefici e costi che si verificano a livello globale).

6.1. 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 Levelized COst of Electricity*) e dei *Costi Esterni* al perimetro dell'impresa sull'ambiente e sulla salute.

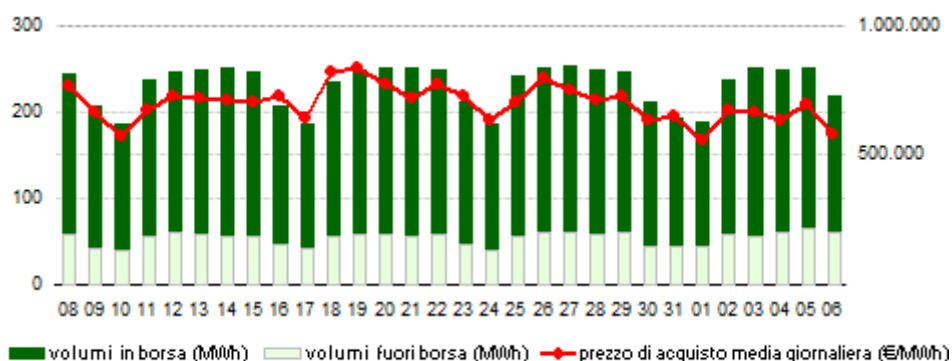
Il valore medio europeo del LCOE (*Levelized COst of Electricity*) del fotovoltaico nel 2018 è stimato in 68,5 €/MWh per gli impianti commerciali e in 58,8 €/MWh per quelli utility scale, in calo sul 2017 rispettivamente del 12,7% e del 7,6% (Fonte: Irex Report di Althesys, 2019).

Il sito della IEA (International Energy Association) riporta quale costo LCOE per l'anno 2020 un LCOE per impianti fotovoltaici *utility scale* in Italia di 58,09 €/MWh (fonte sito internet iea.org).

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 nazionale italiana poiché l'impianto è localizzato nel sud del paese in un'area in cui il livello di irraggiamento è 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.

6.2. 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 PathwayMethodology, 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.

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

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 considerando anche l'estensione dell'impianto.

6.3. Benefici globali

La produzione di energia da fonti rinnovabili genera degli indubbi benefici su scala globale dovuti essenzialmente alla mancata emissione di CO₂ 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 CO₂, 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 CO₂ emessa in atmosfera in 220 dollari. Valore ben superiore al volare di 37 \$/t di CO₂ (**pari a circa 33 €/t di CO₂**), 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 CO₂ (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 CO₂ 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 CO₂eq. = 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 CO₂, tuttavia se consideriamo gli ultimi tre anni (2018-2021) il valore medio del Prezzo Medio Ponderato sale a **27,36 €/t CO₂**.

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	
Totale complessivo	624.646.500	€ 11,91	7.440.439.145	9.396.848

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).

È evidente, inoltre, che il valore dell'EUA costituisca comunque una indicazione del costo esterno associato all'emissione di CO₂ in atmosfera, facendo una media tra i **27,36 €/t CO₂** del EUA europeo e il valore di **33 €/t di CO₂ emessa in atmosfera come costo esterno** preso a riferimento negli USA, possiamo considerare

Costo esterno di 30 € per ogni tonnellata di CO₂ emessa in atmosfera (33 €/t di CO₂)

da prendere in considerazione per la valutazione dei benefici (globali) introdotti dalla mancata emissione di CO₂ per ogni kWh prodotto da fonte fotovoltaica.

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 **554,6g CO₂**. 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 sia abbia una mancata emissione di CO₂ 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 16.396,80 kWp e una produzione annua netta attesa di circa **25.412.000 kWh/anno**.

Con beneficio annuo per mancata emissione di CO₂ pari a:

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

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

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

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.** In una situazione internazionale che ha portato a far crescere negli ultimi anni, e ancor più negli ultimi mesi, il prezzo dell'energia è evidente che un aumento di produzione e quindi di offerta contribuisce comunque a calmierare i prezzi. Ricordiamo a tal proposito che per l'impianto in progetto non sono previsti incentivi statali (impianto in *grid parity*), che, tipicamente, a loro volta sono pagati, di fatto, nelle bollette elettriche.
- 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 CO₂, anche l'emissione di altri agenti inquinanti NH₃, NO_x, NMVOC, PM e SO₂, 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 fotovoltaica 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.

6.4. 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 Venosa, 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:

$$17,3 \text{ ha} \times 1000 \text{ €/ha} = 17.300,00 \text{ €/anno (IMU)}$$

I proprietari dei terreni percepiranno 2.500,00 € per ogni ettaro occupato dall'impianto per la cessione del diritto di superficie, e quindi:

$$17,3 \text{ ha} \times 2.500,00 \text{ €/ha} = 43.250,00 \text{ €/anno (DIRITTO SUPERFICIE TERRENI)}$$

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:

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

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

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

Per quanto concerne i costi di costruzione dell'impianto e delle relative opere di connessione si stima un costo di 635.000 €/MWp. Considerando, ancora in maniera conservativa, che il 15% (95.250 €/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 del periodo di esercizio dell'impianto così come autorizzato dalla Regione Puglia), abbiamo:

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

In pratica consideriamo un ulteriore introito per il Territorio di circa 78.105 € euro ogni anno per 20 anni.

Inoltre, la società proponente effettuerà a proprie spese delle opere di compensazione. L'ammontare complessivo di tali opere di compensazione è fissato in accordo con l'amministrazione comunale in 300.000 euro. Le opere saranno realizzate al momento dell'entrata in esercizio dell'impianto fotovoltaico.

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

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.

ATTIVITA'	BENEFICI LOCALI
IMU	17.300 €/anno
DIRITTO SUPERFICIE TERRENI	43.250 €/anno
GESTIONE MANUTENZIONE	32.800 €/anno
OPERATORE LOCALE	20.000 €/anno
LAVORI DI COSTRUZIONE	78.105 €/anno
OPERE DI COMPENSAZIONE	15.000 €/anno
TOTALE	206.455 €/anno

Pertanto stimiamo complessivamente

206.455,00 €/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.

COSTI ESTERNI	BENEFICI GLOBALI	BENEFICI LOCALI
190.590 €/anno	421.839 €/anno	206.455 €/anno

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.

7. RIPRISTINO DELLO STATO DEI LUOGHI

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

Nel dettaglio tali operazioni interesseranno le seguenti superfici:

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

Le operazioni di ripristino consistiranno in:

- Rimozione del terreno di riporto o eventuale rinterro, fino al ripristino della geomorfologia pre-esistente;
- Finitura con uno strato superficiale di terreno vegetale;
- Idonea preparazione del terreno per l'attecchimento.

Particolare cura si osserverà per:

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

8. 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.

➤ **MISURE DI MITIGAZIONE**

- 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.

➤ **MISURE DI COMPENSAZIONE**

Per specifici accordi tra la società proponente ed il Comune di Venosa è previsto che la Società si faccia carico della realizzazione di alcune opere di compensazione da realizzare prima dell'entrata in esercizio dell'impianto, per un importo complessivo di 300 mila euro. Le opere di compensazione previste sono due:

- Sistemazione strada comunale nei pressi dell'area di impianto
- Realizzazione di impianti fotovoltaici sui tetti di edifici di proprietà comunale

- o Sistemazione strada comunale nei pressi dell'area di impianto

E' previsto la sistemazione della strada comunale che dalla Strada Provinciale conduce all'area di impianto. La lunghezza del tratto che sarà oggetto di sistemazione è di circa 2 km. Si tratta di strada non asfaltata, le opere di sistemazione consisteranno essenzialmente:

- Rifacimento della superficie stradale
- Sistemazione completa dei tratti completamente dissestati

I lavori hanno un costo previsto di 250 mila euro circa (vedi Computo Metrico di progetto)

- o Realizzazione di impianti fotovoltaici sui tetti di edifici di proprietà comunale

I restanti 250 mila euro a disposizione saranno utilizzati per la realizzazione di impianti fotovoltaici su edifici di proprietà comunale da individuare precisamente, in base alle esigenze dell'amministrazione.

9. PIANO DI DISMISSIONE DELL'IMPIANTO E RIPRISTINO DEI LUOGHI

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

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