

**IMPIANTO DI PRODUZIONE DI ENERGIA  
DA FONTE SOLARE FOTOVOLTAICA DI POTENZA NOMINALE  
PARI A 43,0 MVA DENOMINATO "PADULA"**

**REGIONE PUGLIA**  
PROVINCIA di FOGGIA  
COMUNE di CANDELA

Località: Masseria Padula

PROGETTO DEFINITIVO  
Id AU HF0TH51

Tav.:

Titolo:

33b

**Studio di impatto ambientale  
Quadro Progettuale**

Scala:

Formato Stampa:

Codice Identificatore Elaborato

n.a.

A4

HF0TH51\_StudioFattibilitaAmbientale\_33b

Progettazione:

Committente:

**DOTT. ING. Fabio CALCARELLA**

Via Bartolomeo Ravenna, 14 - 73100 Lecce  
Mob. +39 340 9243575  
fabio.calcarella@gmail.com - fabio.calcarella@ingpec.eu  
P. IVA 04433020759

**Whysol-E Sviluppo S.r.l.**

Via Meravigli, 3 - 20123 - MILANO  
Tel: +39 02 359605  
info@whysol.it - whysol-e.sviluppo@legalmail.it  
P. IVA 10692360968



A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Fabio Calcarella'.

Data	Motivo della revisione:	Redatto:	Controllato:	Approvato:
Luglio 2020	Prima emissione	STC	FC	WHYSOL E- Sviluppo s.r.l.

## Sommario

1.	QUADRO PROGETTUALE .....	2	
1.1	Alternativa zero .....	2	
1.2	Alternative tecnologiche e localizzative.....	3	
1.3	Localizzazione dell'impianto .....	6	
1.4	Principali caratteristiche delle aree d'intervento e occupazione territoriale .....	8	
1.5	Accessibilità al sito .....	12	
1.6	Criteri per la localizzazione dell'impianto .....	12	
2.	Descrizione del Progetto.....	14	
2.1	Caratteristiche dimensionali e tecniche del Progetto .....	14	
2.1.1	Principali caratteristiche del progetto .....	14	
	Moduli fotovoltaici .....	15	
	Strutture di supporto dei moduli fotovoltaici .....	16	
	Trincee ed elettrodotti.....	18	
	Strade .....	18	
	Aree di cantiere per lo stoccaggio dei materiali .....	19	
	Mezzi d'opera ed accesso all'area di intervento.....	19	
	Esercizio e funzionamento dell'impianto .....	19	
	Utilizzazione delle risorse naturali .....	20	
	Dismissione dell'impianto .....	20	
	Programma di attuazione .....	21	
	Misure di mitigazione e compensazione .....	21	
3.	UTILIZZO SOSTENIBILE DEL SUOLO DI INSTALLAZIONE DELL'IMPIANTO FOTVOLTAICO (ALLEVAMENTO DI OVINI) .....	23	
4.	Progetto di "Apicoltura" .....	25	
5.	Bilancio dei costi e benefici.....	27	
	Costo di produzione dell'energia da fonte fotovoltaica - LCOE .....	27	
	Costi Esterni.....	29	
	Benefici globali .....	31	
	Benefici locali .....	36	

## 1. QUADRO PROGETTUALE

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

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

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

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

Descrizione delle soluzioni progettuali considerate

### **1.1 Alternativa zero**

L'opzione zero consiste nel rinunciare alla realizzazione del Progetto.

I vantaggi principali dovuti alla realizzazione del progetto sono:

- Opportunità di produrre energia da fonte rinnovabile coerentemente con le azioni di sostegno che vari governi, tra cui quello italiano, continuano a promuovere anche sotto la spinta degli organismi sovranazionali che hanno individuato in alcune FER, quali il fotovoltaico, una concreta alternativa all'uso delle fonti energetiche fossili, le cui riserve seppure in tempi medi sono destinate ad esaurirsi;
- Riduzioni di emissione di gas con effetto serra, dovute alla produzione della stessa quantità di energia con fonti fossili, in coerenza con quanto previsto, fra l'altro, dalla *Strategia Energetica Nazionale 2017* il cui documento, è stato approvato dai Ministri dello Sviluppo Economico e dell'Ambiente con Decreto del 10 novembre 2017, e che prevede, la de-carbonizzazione al 2030, ovvero la dismissione entro tale data di tutte le centrali termo elettriche alimentate a carbone sul

territorio nazionale, segnando tra gli obiettivi prioritari un ulteriore incremento di produzione da fonte rinnovabile.

- Delocalizzazione nella produzione di energia, con conseguente diminuzione dei costi di trasporto sulle reti elettriche di alta tensione;
- Riduzione dell'importazioni di energia nel nostro paese, e conseguente riduzione di dipendenza dai paesi esteri;
- Ricadute economiche sul territorio interessato dall'impianto in termini fiscali, occupazionali soprattutto nelle fasi di costruzione e dismissione dell'impianto;
- Possibilità di creare nuove figure professionali legate alla gestione tecnica del parco fotovoltaico nella fase di esercizio.

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

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

## ***1.2 Alternative tecnologiche e localizzative***

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

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

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

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

Le centrali a biomasse solide e liquide (punti a) e b)) funzionano per combustione: a temperature che di solito superano gli 800°C, trasformano la materia delle biomasse (solide o liquide) in energia sotto forma di

calore. Il calore alimenta una caldaia che può fornire riscaldamento (c.d. Co-generazione e teleriscaldamento, cioè lo sfruttamento dell'energia termica per riscaldare l'abitato circostante aumentando l'efficienza energetica dell'impianto che ne rappresenta circa il 70-75% della produzione) o produrre il vapore necessario per azionare una turbina e produrre energia elettrica (che rappresenta il 25-30% del potenziale energetico dell'impianto).

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

Facciamo alcune considerazioni:

- se pensiamo che una centrale a biomasse solide (punto a) della potenza di 1 MW accesa tutto l'anno, tutti i giorni 24 h al giorno, questa consuma 14.400 t/anno di materia prima. Ciò significa che l'enorme inquinamento derivante dalla combustione di una così elevata quantità di materiale non è limitato soltanto all'entità dei fumi, delle ceneri e delle micro-particelle emesse nell'aria, ma deve tener conto anche del traffico di camion necessario per il continuo rifornimento della biomassa da bruciare. Non è difficile capire come sia impossibile raggiungere tali quantità solo con le potature degli alberi o con il legname residuo del taglio consueto dei boschi in zona. Quindi il materiale da bruciare viene da forniture diverse, incluse importazioni di cippato a prezzo più economico, spesso proveniente dall'estero, anche da zone altamente inquinate o da paesi in via di sviluppo che subiscono il "land grabbing" (accaparramento di terreni da parte di società straniera).
- gli impianti di bio-digestione (punto b) non riescono a neutralizzare completamente i batteri presenti, in particolare i clostridi che sono batteri termoresistenti (a questa famiglia appartengono i batteri che provocano botulismo e tetano). Fonti bibliografiche citano che in Germania alcuni ricercatori hanno suggerito che l'epidemia di Escherichia Coli che ha colpito la Germania nell'estate del 2011, causando 18 morti e le migliaia di casi di botulismo osservato negli animali tra l'estate del 2011 e l'inizio del 2012, sarebbero state causate dalla presenza di centrali a biogas. Le quantità annue di inquinanti immesse in atmosfera sono rilevanti: tonnellate di sostanze pericolose come ossidi d'azoto e zolfo inquinano ambiente e popolazione, e producono piogge acide. Sulla base del biogas bruciato (circa 8,5 milioni di mc) e del contenuto medio di metano (tra 50 e 65%), si può affermare con una certa approssimazione, che un motore di quasi 1 MW brucerà un quantitativo di metano equivalente a quello di circa 1.500 case di oltre 100 mq di superficie (consumo annuo di circa 1.600 mc) ciascuna, ma con le emissioni sommate e concentrate in un solo punto. Inoltre è assente il trasporto su gomma delle materie prime.

Consideriamo adesso una centrale a biogas (punto c) quindi a digestione anaerobica, di potenza pari ad **1 MW**, alimentata a colture dedicate (mais), accesa tutto l'anno, tutti i giorni **24 h** al giorno. Un tale impianto

necessita di circa **300 ha di terreno** coltivato a mais per produrre in circa **8.000 ore** di funzionamento all'anno, **8.000 MWh/anno**.

L'impianto fotovoltaico in esame ha una produzione stimata di circa **80.788 MWh/anno** (v. "Relazione di producibilità dell'impianto"), sviluppati su circa **67,4 ha** di superficie.

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

$$80.788 / 8.000 = \mathbf{10,09 MW}$$

il che significa una coltivazione di  $10,09 \times 300 = \mathbf{3.029 ha di terreno}$  contro i **67,4 ha** necessari alla realizzazione dell'impianto fotovoltaico in progetto.

Inoltre c'è da considerare che:

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

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

#### Alternativa localizzativa

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

- 1) E' lontano dalla costa (45 km circa, dalla costa Adriatica ed oltre 80 dalla costa Jonica);
- 2) L'area è lievemente ondulata e lontana da rilievi, essendo questa una condizione ideale per attenuare l'impatto paesaggistico;
- 3) Non ha interazioni dirette con le componenti tutelate dal PPTR;
- 4) L'area presenta caratteristiche di irraggiamento solare idonee alla realizzazione dell'impianto;

- 5) L'impianto è ubicato in un'area geografica ove l'irraggiamento e di conseguenza la producibilità dello stesso, hanno valori elevati.

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

### **1.3 Localizzazione dell'impianto**

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

L'impianto fotovoltaico propriamente detto interesserà aree ricadenti esclusivamente in agro di Candela (FG). Le opere di connesine interesseranno il Comune di Candela (FG) e Deliceto (FG).

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

Individuata la porzione di territorio nel comune di Candela (FG), tra i centri abitati di Candela (FG) a 3 km ad est e Satriano (FG) a 7,3 km a sud, quale possibile area di intervento ed avente caratteristiche tecniche ed ambientali idonee all'installazione di un impianto fotovoltaico, si è passati alla verifica di idoneità rispetto ai principali strumenti di pianificazione territoriale, in particolare è stata verificata la compatibilità dell'area di intervento rispetto a:

1. PPTR Regione Puglia;
2. PdF di Candela;
3. PRG di Deliceto;
4. PTCP della provincia di Foggia;
5. Pericolosità idraulica così come individuate dalla cartografia ufficiale del Piano di Assetto Idrogeologico (PAI) della Autorità di Bacino della Regione Puglia;
6. Pericolosità geomorfologica così come individuata dalla cartografia ufficiale del PAI della Autorità di Bacino della Regione Puglia;
7. Rischio geomorfologico così come individuato dalla cartografia ufficiale del PAI della Autorità di Bacino della Regione Puglia;
8. Carta Idrogeomorfologica della Autorità di Bacino della Regione Puglia;
9. Piano Faunistico Venatorio della provincia di Foggia;

10. SIC, ZPS, IBA, Parchi Regionali, Zone Ramsar e altre aree protette individuate nella cartografia ufficiale dell'Ufficio Parchi della Regione Puglia;
11. Vincoli e segnalazioni architettoniche e archeologiche;
12. Coni visuali così come definiti nel R.R. 24/2010;
13. Aree non idonee FER così come definite nel R.R. 24/2010;
14. Piano di Tutela delle Acque;
15. Aree perimetrate dal Piano Regionale Attività Estrattive (PRAE).

Lo Studio è stato poi approfondito, individuando puntualmente le principali criticità ambientali segnalate dagli strumenti di pianificazione territoriale o individuate in campo, nel corso dei numerosi sopralluoghi, e verificando l'effettivo impatto prodotto dall'impianto fotovoltaico su di esse.

Nel progetto è previsto che l'intero impianto fotovoltaico sia installato nel Comune di Candela (FG).

In sintesi l'energia prodotta dall'impianto sarà convogliata, dopo la trasformazione da BT in MT, mediante linee interrato in MT a 30 kV, alle due Cabine di Smistamento (una per lotto), interne al parco fotovoltaico. Da queste a mezzo di linea interrato MT a 30 kV sarà dapprima collegato alla esistente Cabina di Smistamento "Matisse". Da questa tramite infrastruttura in cavo MT a 30 kV esistente, l'energia giungerà alla esistente SSE "Matisse" dalla quale poi tramite sempre linea MT a 30 kV di nuova realizzazione e oggetto di Autorizzazione, verrà trasportata nella nuova SSE Utente denominata "Degas", anch'essa oggetto di Autorizzazione. Dalla "Degas", dopo la trasformazione MT/AT, tornerà alla SSE "Matisse" questa volta a mezzo di un cavo AT a 150 kV, per risalire e connettersi ad un sistema di sbarre condiviso con altri produttori già collegato alla SE TERNA 150/380 kV "Deliceto".

L'area d'impianto sarà confinata tra quattro principali strade pubbliche: la SS655, la SP97, la SP95 e la SP90. Da queste, la recinzione sarà posizionata alla distanza prevista dal Codice della Strada per le nuove costruzioni. (*vedi Elaborato Grafico "Inquadramento impianto fotovoltaico su CTR"*).

L'area presenta le caratteristiche tipiche dell'Ofanto. Così come indicato chiaramente nella relativa Scheda del PPTR, l'ambito della Valle dell'Ofanto è costituito da una porzione ristretta di territorio che si estende parallelamente ai lati del fiume stesso in direzione SO-NE, lungo il confine che separa le province pugliesi di Bari, Foggia e Barletta-Andria-Trani, e le province esterne alla Regione di Potenza e Avellino. Questo corridoio naturale è costituito essenzialmente da una coltre di depositi alluvionali, prevalentemente ciottolosi, articolati in una serie di terrazzi che si ergono lateralmente a partire dal fondovalle e che tende a slargarsi sia verso l'interno, ove all'alveo si raccordano gli affluenti provenienti dalla zona di avanfossa, sia verso la foce dove si sviluppano i sistemi delle zone umide costiere di Margherita di Savoia e Trinitapoli, e dove in più luoghi è possibile osservare gli effetti delle numerose bonifiche effettuate nell'area. Il limite con



la settentrionale pianura del Tavoliere è spesso poco definito, mentre quello con il meridionale rilievo murgiano è per lo più netto e rapido.

Tutte le opere ricadono in aree a seminativo e non interessano vigneti ed uliveti.

Gli edifici rurali abitati sono rappresentati essenzialmente dalle Masserie che sorgono nell'intorno dell'Area di Intervento.

La rete viaria esistente è sufficiente a raggiungere i siti con i mezzi necessari al trasporto dei tutti i componenti dell'impianto.

I principali valori patrimoniali dell'Area di Intervento su cui sarà valutato il potenziale impatto, lì dove presenti, sono:

- 1) Masserie
- 2) Lembi residuali di aree che hanno conservato la naturalità (praterie steppiche)
- 3) Reticolo idrografico superficiale
- 4) Bacini endoreici e principali linee di deflusso
- 5) Forme carsiche (vore e doline)
- 6) Ecosistema spiaggia-duna-macchia
- 7) Oliveti e vigneti di eccellenza
- 8) Sistema insediativo (centri abitati, masserie e sistema binario masserie – torri costiere).

#### Criteri progettuali per la localizzazione dell'impianto

I criteri progettuali per una localizzazione dell'impianto che riducessero per quanto più possibile gli impatti su ambiente e paesaggio sono stati diversi e sono descritti nei paragrafi successivi. In sintesi, l'area di impianto è stata scelta poiché in possesso dei seguenti requisiti:

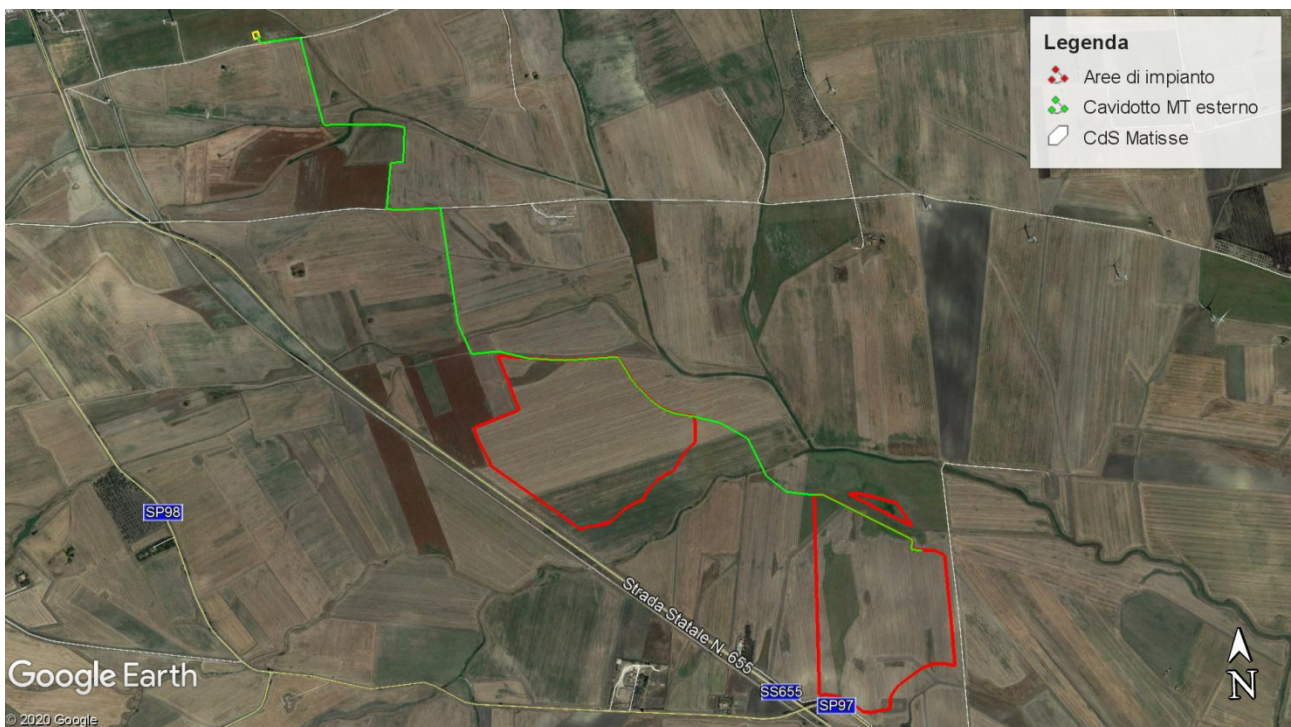
- Distanza dalla costa sufficiente a minimizzare l'impatto visivo, di fatto l'impianto non è visibile dalla fascia costiera anche ad osservatori posti ai piani in elevato;
- Distanza da centri abitati sufficiente ad annullare tutti gli impatti, compreso quello visivo;
- Distanza da edifici rurali sufficiente ad annullare l'impatto acustico ed elettromagnetico altri rischi;
- Distanza da strade provinciali sufficiente ad annullare il rischio di incidenti;
- Installazione dell'impianto in aree a seminativo, al di fuori da aree interessate da colture arbustive (uliveti, frutteti) e al di fuori di vigneti;

#### ***1.4 Principali caratteristiche delle aree d'intervento e occupazione territoriale***

L'impianto fotovoltaico propriamente detto sarà ubicato a 3 km ad Est dal Comune di Candela (FG) e a 7,3 km a Sud dal Comune di Ascoli Satriano (FG). Il cavidotto MT a 30 kV interesserà i territori del Comune di Candela (FG) ed avrà una lunghezza complessiva di circa 3.970 m. La Cabina di Smistamento "Matisse" esistente è anch'essa ubicata nel Comune di Candela (FG).

È previsto, infatti, che la centrale fotovoltaica venga allacciata alla Rete di Trasmissione Nazionale, con immissione dell'energia prodotta nella sezione 150 kV della Stazione Elettrica TERNA 150/380 kV "Deliceto". L'immissione avviene tramite la Cabina di Smistamento "Matisse" esistente, prossima alle aree di impianto e già collegata alla SE Terna di Deliceto, attraverso lo stallo del parco eolico "Manet" di Del Energy S.r.l. Dalla Cabina di Smistamento, infatti, ampliata con l'arrivo delle linee MT del parco fotovoltaico in progetto, parte una linea MT già autorizzata e di proprietà del parco eolico "Matisse" – Farpower S.r.l. che raggiunge la sottostazione elettrica di trasformazione "Matisse" sita in Deliceto (FG).

Con la realizzazione dell'Impianto in oggetto, si attiverà un protocollo di monitoraggio ambientale mediante l'inserimento di un sistema di APICULTURA (v. relazione allegata) la cui attività verrà specificamente certificata e posta nella disponibilità delle Autorità ed Enti competenti a livello Comunale, Provinciale e Regionale oltre che promossa presso le scuole del Territorio interessato.



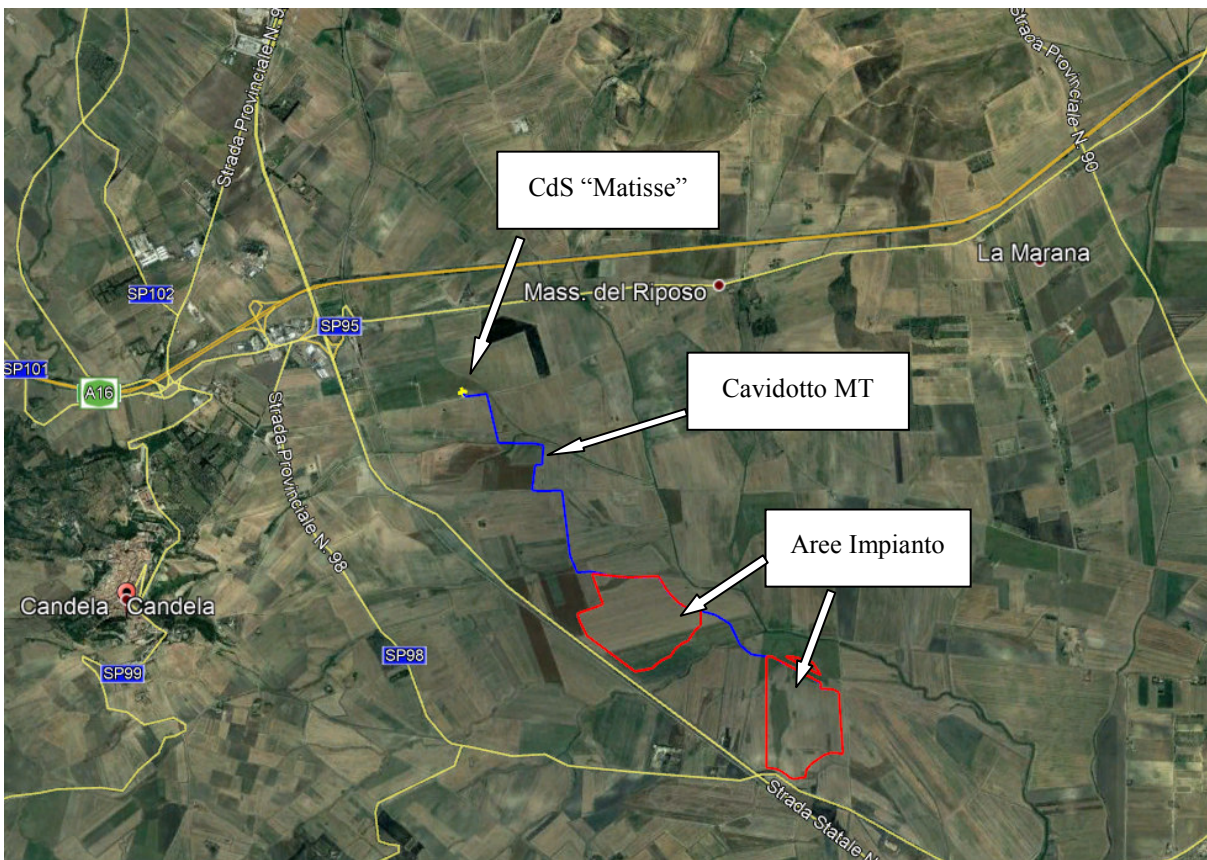
*Ubicazione Aree di Impianto e CdS "Matisse" per la connessione*



***Inquadramento su ortfoto connessione***

L'intero impianto fotovoltaico di progetto e relative opere di connessione, sono installate in aree a seminativo di classe terza e quarta. Come detto l'impianto fotovoltaico propriamente detto, sorgerà in agro di Candela (FG), mentre la nuova Sottostazione Elettrica denominata "Degas" sorgerà in agro di Deliceto (FG).

Come detto, è previsto che la centrale fotovoltaica venga allacciata alla esistente Cabina di Smistamento denominata "Matisse", a sua volta già allacciata alla SE Terna di "Deliceto".



*Inquadramento area Impianto, cavidotto e Cabina di Smistamento "Matisse"*

I cavidotti saranno interrati e "correranno" quasi esclusivamente su terreni agricoli privati. Ciò al fine di minimizzare la produzione, durante gli scavi, di rifiuti pericolosi quali quelli rinvenuti dagli scavi su strade asfaltate.

La profondità di posa nel caso di cavidotti MT sarà pari a 1,2 m dal piano campagna e la larghezza della trincea di 40 cm circa. Ciò non pregiudicherà in alcun modo l'utilizzo agricolo dei terreni attraversati. L'impatto elettromagnetico, già di per sé ridotto, è ulteriormente mitigato dalla localizzazione in area rurale del cavidotto, ovvero in luoghi dove non è prevista la permanenza di persone per periodi superiori a 4 ore. Lungo il suo percorso il cavidotto sarà individuato in superficie da appositi cartelli segnalatori.

All'interno delle aree di impianto saranno realizzati cavidotti interrati BT e MT, per uno sviluppo lineare complessivo di circa 4,84 km. In questo caso la profondità di posa varierà da 0,8 m a 1,2 m.

Nel progetto dell'Impianto Fotovoltaico è prevista la realizzazione di una nuova viabilità necessaria alla costruzione ed esercizio dell'impianto stesso. In particolare saranno realizzate delle piste lungo il perimetro dell'area di impianto. Le piste saranno realizzate con materiale di origine naturale proveniente da cave di prestito, avranno larghezza massima di 5,0 m, e sviluppo lineare di circa 9,1 km.

### ***1.5 Accessibilità al sito***

In linea generale un aspetto non trascurabile nella scelta di un sito per lo sviluppo di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile è la sua accessibilità. È infatti necessario che possano essere trasportati tutti i componenti che andranno a costituire l'impianto stesso. In particolare nel nostro caso trattasi di: moduli fotovoltaici, strutture di sostegno dei moduli, le Cabine di Campo e gli Shelter (gruppi conversione/trasformazione) e tutti i restanti componenti elettrici (quadri elettrici, cavi BT e MT ecc.).

Nel caso in esame, da un punto di vista logistico, si potrà usufruire delle strade esistenti poiché i mezzi di trasporto che saranno utilizzati sono del tipo normalmente circolanti su strada. Sarà possibile raggiungere il sito di impianto utilizzando la SP97 e successivamente viabilità secondaria, così come indicato nella "Planimetria di accesso da viabilità pubblica", elaborato parte integrante del presente progetto.

### ***1.6 Criteri per la localizzazione dell'impianto***

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

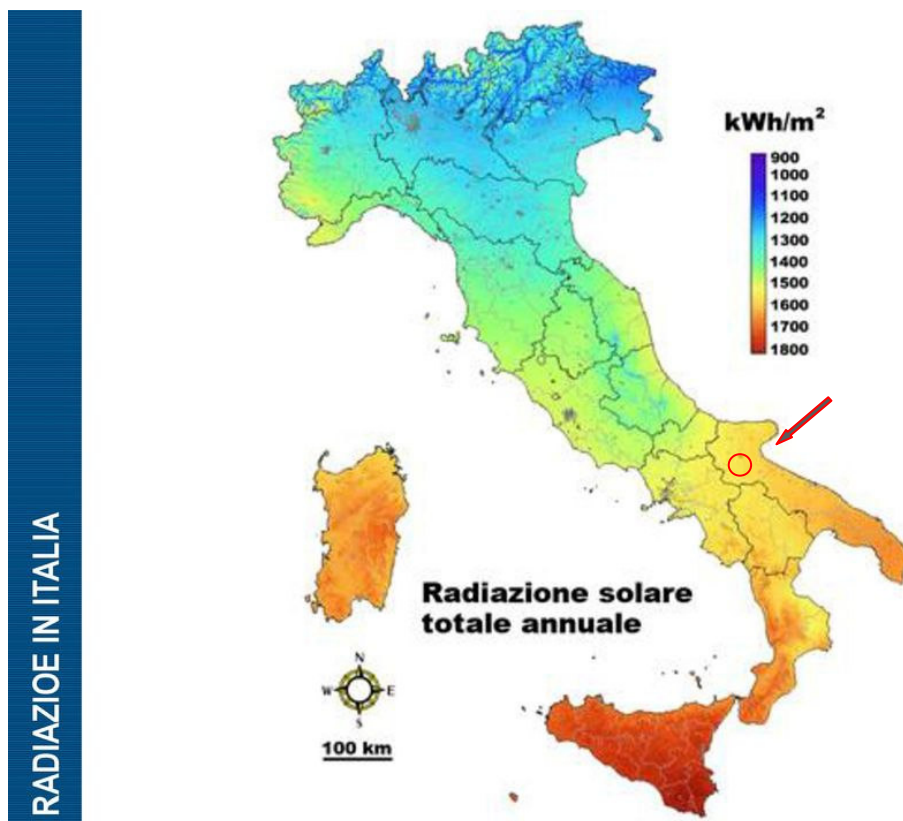
#### **Caratteristiche piano altimetriche**

Per quanto attiene le caratteristiche piano – altimetriche il sito di installazione dell'impianto, ha una quota che varia da 233 a 250 m s.l.m..

Le acclività sono ridotte e pertanto le aree si prestano alla realizzazione dell'impianto fotovoltaico, che avverrà senza particolare movimentazione del terreno, ovvero appianamenti o riempimenti.

#### **Irraggiamento**

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



Come si evince dall'immagine sopra riportata, l'area di impianto (cerchio rosso) ricade in una zona in cui il valore dell'irraggiamento si attesta tra i 1.600 e i 1700 kWh/m<sup>2</sup>.

### Ubicazione

Il progetto dell'impianto fotovoltaico interessa un'area ubicata a circa 3,0 km ad Est dell'abitato di Candela (FG) e a circa 7,3 km a Sud dell'abitato di Ascoli Satriano (FG).

Le aree di impianto sono pressoché pianeggianti ed hanno altezza sul livello del mare variabile tra 233 e 250 m, attualmente investite a seminativo, e possiamo considerarle confinate tra la SS655, la SP97, la SP95 e la SP90.

Si può affermare che le aree siano localizzate in una zona sufficientemente isolata rispetto ai centri abitati. Nella figura che segue, è indicata l'area (in rosso) su cui saranno installati i moduli fotovoltaici. In blu è indicata l'area di studio, racchiusa da un cerchio con raggio 3 km dai confini dell'Impianto stesso.

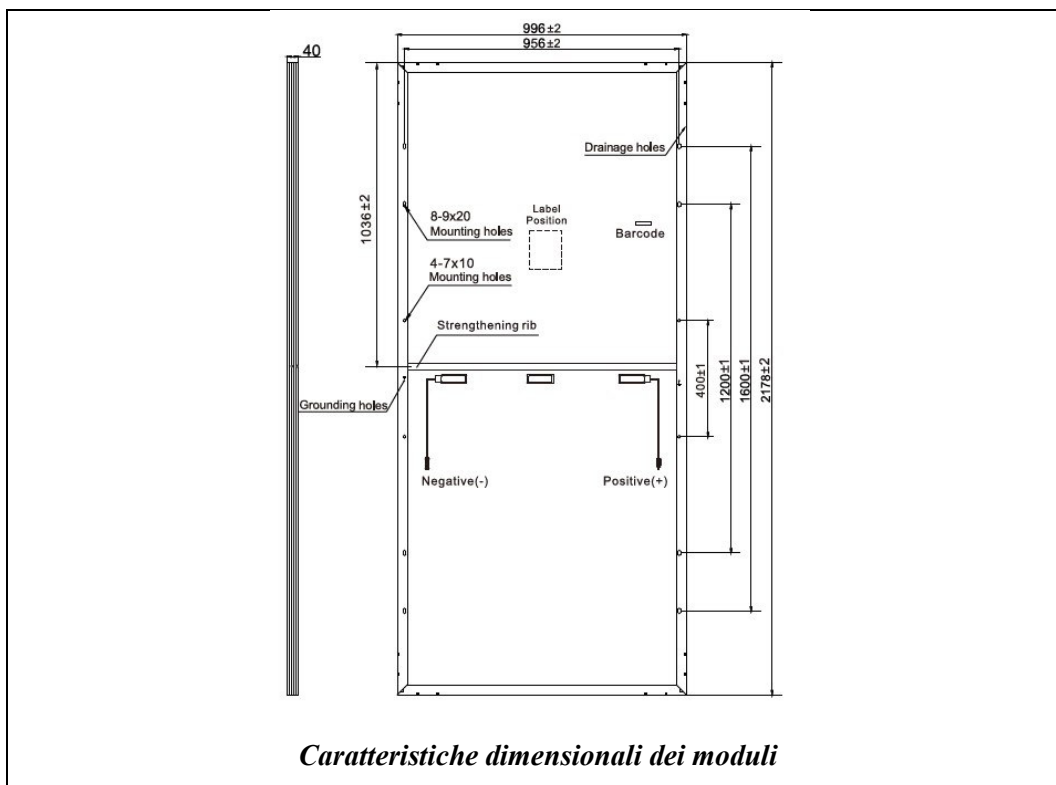


- Il **cavidotto** interrato MT (di lunghezza pari a circa 3,97 km), per il trasferimento dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico (raccolta nella CdS) verso la esistente Cabina di Smistamento "*Matisse*";
- la nuova Sottostazione Elettrica Utente (SSE) denominata "*Degas*".
- Il cavidotto MT a 30 kV di lunghezza pari a circa 150 m, per il vettoriamento dell'energia nella nuova SSE "*Degas*";
- Il cavidotto AT a 150 kV di lunghezza pari a circa 80 m per il vettoriamento dell'energia alla SSE "*Matisse*".

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

### ***Moduli fotovoltaici***

I moduli fotovoltaici saranno del tipo monocristallino di potenza massima par a 445 Wp, e saranno montati su Inseguitori solari monoassiali orizzontali (Tracker) in file parallele orientate nel verso dell'asse Nord-Sud





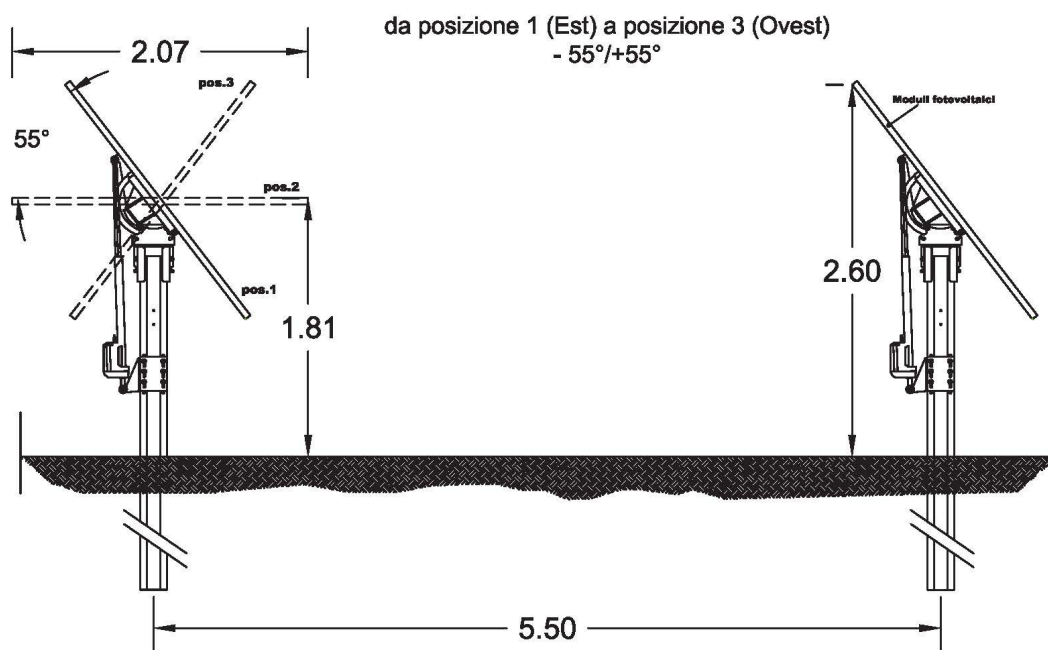
I Tracker saranno di due tipi, da 24 e 48 moduli in configurazione portrait, quindi con pannello montato in posizione verticale.

### ***Strutture di supporto dei moduli fotovoltaici***

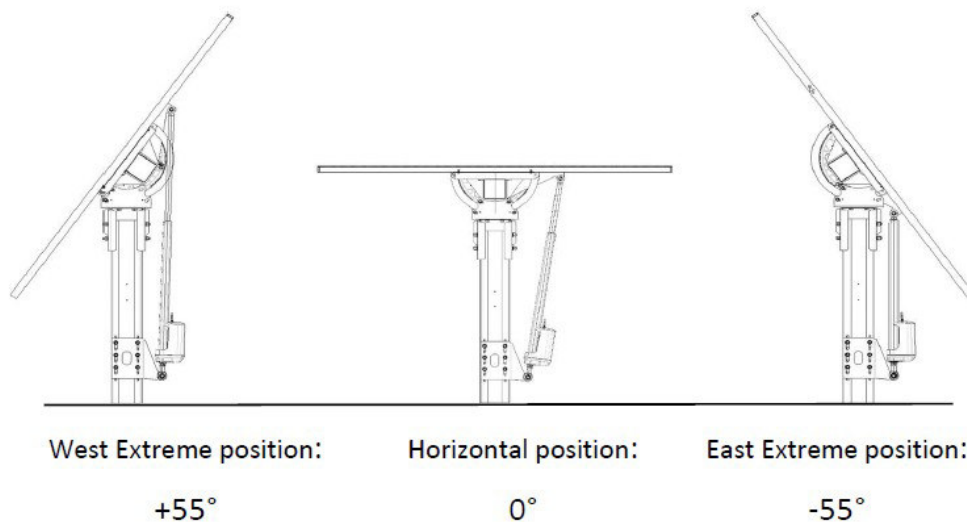
Le strutture di supporto dei moduli fotovoltaici saranno costituite da inseguitori (tracker) monoassiali, ovvero strutture di sostegno mobili che nell'arco della giornata "inseguono" il movimento del sole orientando i moduli fotovoltaici su di essi installati da est a ovest, con range di rotazione completo del tracker da est a ovest è pari a  $100^\circ$  ( $-55^\circ/+55^\circ$ ), come indicato in figura.

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

Il numero dei moduli posizionati su un inseguitore è variabile. Nell'impianto in progetto avremo inseguitori da 24 e 48 moduli.



***Dimensioni principali del tracker***

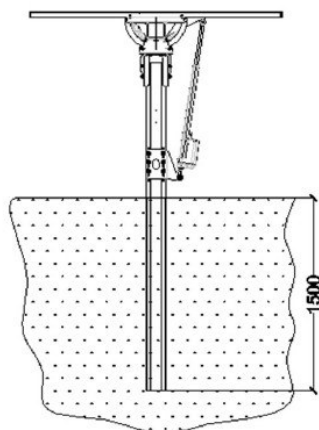


***Angolo di rotazione del tracker***

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

Da un punto di vista strutturale il tracker è realizzato in acciaio da costruzione in conformità all'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*

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

Gli scavi a sezione ristretta necessari per la posa dei cavi (trincee) avranno ampiezza pari a 40-50 cm, dal momento che è prevista l'installazione di massimo una terna di cavi. Per i cavi BT la profondità di posa sarà di 1 m, mentre per i cavi MT sarà di 1,2 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.

### ***Strade***

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

Le strade, di ampiezza pari a circa 5,0 m, saranno realizzate con inerti compattati di granulometria diversa proveniente da cave di prestito saturato con materiale tufaceo fine.

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

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

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

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

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

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

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

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

Al momento dell'entrata in funzione, gli inseguitori saranno rivolti verso est con inclinazione dei pannelli a 55° sino a quando il sole raggiungerà una altezza sull'orizzonte tale da che i raggi solari siano perpendicolari al pannello. Superata tale altezza, il tracker comincerà a ruotare verso ovest in modo tale che i raggi solari rimangano sempre perpendicolari al piano dei moduli stessi.

L'energia prodotta dall'impianto sarà convogliata, dopo la trasformazione da BT in MT, mediante linee interrato in MT a 30 kV, alle due Cabine di Smistamento (una per lotto), interne al parco fotovoltaico. Da queste a mezzo di linea interrato MT a 30 kV sarà dapprima collegato alla esistente Cabina di Smistamento "Matisse". Da questa tramite infrastruttura in cavo MT a 30 kV esistente, l'energia giungerà alla esistente SSE "Matisse" dalla quale poi tramite sempre linea MT a

30 kV di nuova realizzazione e oggetto di Autorizzazione, verrà trasportata nella nuova SSE Utente denominata "Degas", anch'essa oggetto di Autorizzazione. Dalla "Degas", dopo la trasformazione MT/AT, tornerà alla SSE "Matisse" questa volta a mezzo di un cavo AT a 150 kV, per risalire e connettersi ad un sistema di sbarre condiviso con altri produttori già collegato alla SE TERNA 150/380 kV "Deliceto".

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

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

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

L'area occupata dall'impianto avrà una estensione pari a circa 67,4 ha.

L'impatto sulla vegetazione è molto limitato.

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

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

L'impianto sarà dismesso a fine autorizzazione e eventuali proroghe, seguendo le prescrizioni normative in vigore a quella data.

Le fasi principali del piano di dismissione sono riassumibili in:

- a) Sezionamento impianto lato DC e lato AC (Dispositivo di generatore), sezionamento in BT e MT (locale cabina di trasformazione);
- b) Scollegamento serie moduli fotovoltaici mediante connettori tipo multicontact;
- c) Scollegamento cavi lato c.c. e lato c.a.;
- d) Smontaggio moduli fotovoltaici dalla struttura di sostegno (tavole);
- e) Impacchettamento moduli mediante appositi contenitori;
- f) Smontaggio sistema di illuminazione;
- g) Smontaggio sistema di videosorveglianza;
- h) Sfilaggio cavi da canali interrati;
- i) Rimozione tubazioni interrate;
- j) Rimozione pozzetti di ispezione;
- k) Rimozione parti elettriche dai prefabbricati;
- l) Smontaggio struttura metallica;

- m) Rimozione del fissaggio al suolo;
- n) Rimozione parti elettriche dalle cabine di trasformazione;
- o) Rimozione manufatti prefabbricati e/o demolizione manufatti gettati in opera;
- p) Rimozione recinzione;
- q) Rimozione ghiaia dalle strade;
- r) Consegna materiali a ditte specializzate allo smaltimento;

I tempi previsti per adempiere alla dismissione dell'intero impianto, sono mesi 10.

### ***Programma di attuazione***

Ottenute tutte le autorizzazioni si procederà alla stesura del Progetto Esecutivo ed all'affidamento dei lavori. L'esecuzione dei lavori durerà circa 10 mesi, compreso collaudi e ripristini ambientali.

Le fasi di cantiere prevedono la realizzazione delle seguenti opere:

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

Dopo circa tre mesi dall'inizio dei lavori, finiti tutti i collaudi, l'impianto sarà pronto per entrare in funzione.

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

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

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

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

✓ Protezione del suolo dalla dispersione di oli e altri residui

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

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

✓ Conservazione del suolo vegetale

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

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

✓ Trattamento degli inerti

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

✓ Protezione di eventuali ritrovamenti di interesse archeologico

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

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

Alla chiusura del cantiere, prima dell'inizio della fase di esercizio dell'impianto, gli eventuali terreni interessati dall'occupazione temporanea dei mezzi d'opera o dal deposito provvisorio dei materiali di risulta o di quelli necessari alle varie lavorazioni, saranno ripristinati fino al ripristino della geomorfologia pre-esistente.

- ✓ Integrazione paesaggistica delle strutture

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

### **3. UTILIZZO SOSTENIBILE DEL SUOLO DI INSTALLAZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO (ALLEVAMENTO DI OVINI)**

Allo scopo di coniugare la generazione di energia pulita con l'utilizzo efficiente e sostenibile del suolo è previsto l'allevamento di ovini in ragione di due capi per ettaro, per un totale quindi di circa 135 animali., all'interno delle aree (recintate) dell'impianto fotovoltaico in progetto, stabilendo, opportuni accordi di filiera con allevatori locali.

L'allevamento è concepito allo stato brado/libero dove i capi sono allevati all'aperto e le strutture dei moduli costituiscono un ricovero di fatto dalle intemperie e dal sole, con pascolo diurno degli animali.

L'allevamento di ovini all'interno dei parchi fotovoltaici consente di utilizzare il suolo agricolo, in misura pari almeno al 99% dell'area di impianto perimetrata dalla recinzione, per il pascolo e per la preparazione dei foraggi destinati all'allevamento, in modo permanente durante tutto l'anno.

La realizzazione di un allevamento ovino rappresenta, quindi, un'opportunità di:

- (i) reale utilizzo del suolo in abbinamento alla produzione di energia da fonte solare;
- (ii) mantenimento della biodiversità e di creazione di filiere locali,
- (iii) manutenzione del manto erboso in modo naturale e ad "emissioni zero" annullando l'utilizzo di mezzi meccanici e minimizzando ulteriormente l'impatto ambientale, anche rispetto alle colture agricole.

Circa il mantenimento della biodiversità è noto che sono molte le razze ovine in via di estinzione sul territorio nazionale e che la conservazione di razze autoctone è principalmente



affidata ad appassionati ed allevatori non professionisti che non hanno fini di lucro. Infatti, nonostante i diversi strumenti di sostegno economico predisposti dai Piani regionali di Sviluppo Rurale, l'allevamento di razze minori ed antiche non è economicamente vantaggioso e non viene perseguito ai fini imprenditoriali. Il Piano di Sviluppo Rurale della Regione Puglia tutela 3 razze: *Pecora gentile di Puglia*, la *Pecora Altamurana*, e la *Pecora Leccese*, e pertanto la scelta della razza da allevare all'interno delle aree di impianto ricadrà su una di queste tre.

In definitiva l'abbinamento della produzione di energia da fonte fotovoltaica con l'allevamento ovino, rappresenta una straordinaria opportunità, economicamente sostenibile, per il mantenimento della biodiversità e protezione delle razze in via di estinzione nonché per la creazione di filiere locali e biologiche certificate di carne e latticini.

Da un punto di vista pratico la permanenza diurna dei capi all'interno dell'impianto fotovoltaico lungo tutto il periodo dell'anno, imporrà la divisione delle aree di impianto in settori per mezzo di reti pastorali metalliche o filo elettrificato per consentire la rotazione dei capi all'interno dei diversi settori in modo da garantire al gregge pascolo fresco e prevenire l'insorgere di parassiti.





#### **4. PROGETTO DI “APICOLTURA”**

Ad ulteriore conferma della propria sensibilità ambientale la società proponente l’impianto fotovoltaico introdurrà nell’area di impianto l’installazione di 54 arnie. La presenza di alveari sul sito introduce tre principali benefici:

- 1) Aumento della biodiversità vegetale e animale;
- 2) Produzione di miele di qualità
- 3) Opportunità di porre in essere un progetto di biomonitoraggio.

Le api con l’impollinazione garantiscono alle piante un’alta probabilità di impollinazione aumentando la loro presenza sul territorio. L’aumento della presenza vegetale porta direttamente ad un aumento di altre specie di insetti, volatili e mammiferi che si nutrono di quelle piante, e quindi in generale ad un miglioramento dell’ecosistema. Nel caso specifico l’installazione degli alveari sarà associata **alla piantumazione di piante nettariifere lungo il perimetro dell’impianto**, ovvero di specie vegetanti di origine spontanea nella zona (pero selvatico, biancospino, prugnolo, rosa canina), la cui crescita e proliferazione sarà favorita dalla presenza degli alveari, **con vantaggi in termini di rinaturalizzazione delle campagna, aumento della biodiversità e miglioramento dell’ecosistema, ma anche paesaggistici.**

La presenza di piante nettarifere lungo il perimetro dell'impianto, di piante angiosperme (coriandolo) previste nel progetto agrosolare, il clima mite del Tavoliere delle Puglie sono condizioni favorevoli all'allevamento di api.

Le parti dell'arnia contenente il miele da estrarre saranno trasferite in un laboratorio di smielatura, qui si provvederà ad estrarre il miele con smielatori a centrifuga. Il miele estratto subirà un processo di maturazione naturale e infine verrà confezionato per la distribuzione e vendita. Tipicamente si avranno due raccolte una in maggio (millefiori primaverile) e l'altra in settembre (millefiori estivo).

Il **biomonitoraggio** si intende il monitoraggio dell'inquinamento mediante organismi viventi. Le api sono un ottimo biondicatore poiché hanno un corpo peloso che trattiene le polveri, una riproduzione elevata, effettuano numerose ispezioni al giorno, campionano il suolo, la vegetazione acqua e aria, abbiamo una moltitudine di indicatori per alveari, sono organizzate socialmente secondo regole ripetitive e codificate.

Un alveare contiene mediamente 50.000 api, di cui 10.000 sono le raccogliatrici. Ognuna di queste visita ogni giorno mille fiori. Ogni alveare compie 10 milioni di micro prelievi ogni giorno, in un'area definita sul raggio medio di volo delle api pari a 7 kmq. Tutto ciò che le api campionano in ambiente viene stoccato in un unico punto l'alveare, luogo di misura del biomonitoraggio.

**Analizzando le api e il miele sarà possibile condurre due tipi di indagini riconducibili entrambe allo stesso scopo: misurare il grado di qualità ambientale presente nell'area di impianto.** La ricerca principale avrà l'obiettivo principale di rilevare le tracce antropiche presenti nell'area di studio. Saranno rilevati il tenore dei metalli pesanti, IPA (Idrocarburi policiclici aromatici), diossine e qualsiasi altro tipo di particolato sia presente sul corpo delle api. Per rilevare la presenza di questi inquinanti saranno catturate alcuni esemplari di api bottinatrici prima del loro rientro in alveare con cadenza mensile da aprile a settembre. Ogni campione di api raccolto sarà immediatamente riposto in un recipiente sterile ed avviato al laboratorio di analisi.

A margine della ricerca sugli inquinanti, analizzando, con cadenza quindicinale al microscopio il miele giovane contenuto all'interno dell'alveare sarà possibile identificare e contare le proporzioni di pollini presenti al suo interno (**analisi melissopalinoologica**). I dati estrapolati dall'analisi melissopalinoologica saranno messi in rapporto per estrapolare gli indici di biodiversità. Tutta l'attività di biomonitoraggio sarà condotta in partnership con l'**Università cattolica di Piacenza** (dott.ssa Ilaria Negri) che assicurerà, fra l'altro la **validità scientifica dei dati e dell'analisi effettuata**.

## 5. BILANCIO DEI COSTI E BENEFICI

Per considerare correttamente la convenienza derivante dalla realizzazione del Progetto proposto dal punto di vista territoriale, si riporta una comparazione dei principali e più rilevanti benefici / costi dell'intervento su due diverse scale di applicabilità:

- (i) locale (considerando solo i flussi di benefici e *costi esterni* che si verificano localmente),
- (ii) globale.

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

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

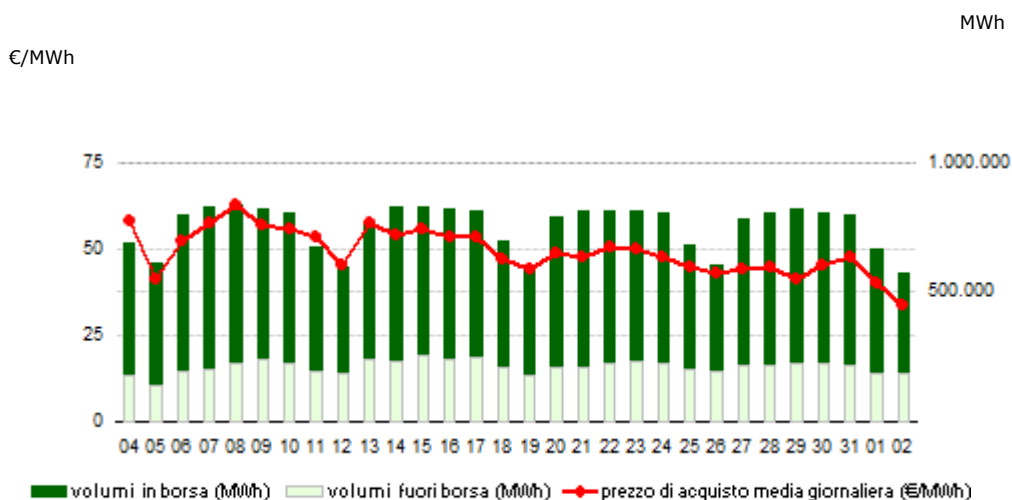
Il valore medio europeo del LCOE (*LevelizedCOst of Electricity*) del fotovoltaico nel 2018 è stato stimato in 68,5 €/MWh per gli impianti commerciali e in 58,8 €/MWh per quelli utility scale, in calo sul 2017 rispettivamente del 12,7% e del 7,6% (Fonte: Irex Report di Althesys, 2019).

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

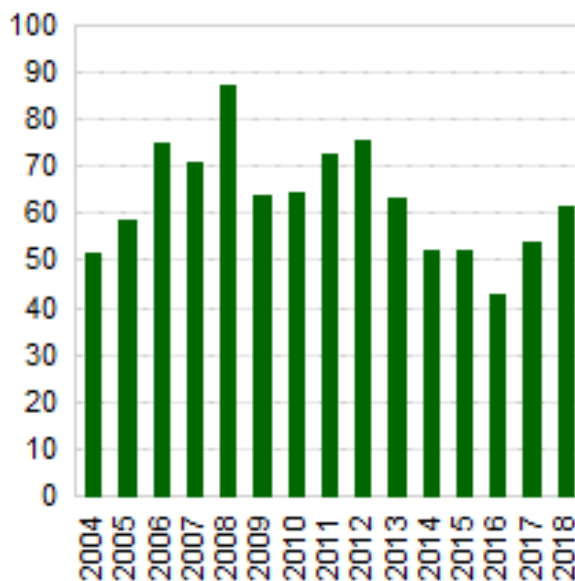
In definitiva il valore del LCOE tiene in conto anche la remunerazione della società che detiene l'impianto.

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

Analizziamo di seguito qual è il prezzo di vendita (medio) dell'energia in Italia, per paragonarlo con LCOE della produzione di energia da fonte solare fotovoltaica. Verificheremo che il prezzo di vendita è paragonabile al costo di produzione. A tal proposito riportiamo l'andamento grafico del prezzo di vendita dell'energia (PUN – Prezzo Unico Nazionale) in Italia nel mese di maggio 2019 (Fonte: sito internet Gestore Mercato Elettrico, gme.it)



E ancora l'andamento del PUN nel periodo 2004-2018



*PUN (Prezzo medio di vendita dell'energia in Italia) in €/MWh – fonte gme.it*

Dai grafici si evince che è stata ormai raggiunta la cosiddetta **“gridparity”** 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 per il 2018 è infatti superiore a 60 €/MWh a fronte di un LCOE medio per il fotovoltaico che è inferiore a 59 €/MWh.

I dati sopra riportati, ovviamente fluttuanti tanto per il prezzo dell'energia, quanto per i costi di costruzione, confermano una tendenza e giustificano quanto sopra.

### Costi Esterni

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

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

L'elemento strategico per un futuro sostenibile è certamente il maggior ricorso alle energie rinnovabili, le quali presentano la caratteristica della "rinnovabilità", ossia della capacità di produrre energia senza pericolo di esaurimento nel tempo, se ben gestite; esse producono inoltre un tipo di energia "*pulita*", cioè con minori emissioni inquinanti e gas serra. Tra queste il solare fotovoltaico, a terra o sui tetti, sembra essere al momento una delle tecnologie rinnovabili più mature con costi di produzione sempre più competitivi e vicini a quelli delle fonti fossili convenzionali.

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

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

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

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

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

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

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

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

Nel prosieguo, pertanto assumeremo che il **Costo Esterno** prodotto dall'impianto fotovoltaico oggetto dello Studio è di **7,5 € per MWh prodotto**, ritenendo peraltro questo valore **ampiamente conservativo**.

#### **Benefici globali**

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

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

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

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



industriali e nel comparto dell'aviazione. Il sistema è stato introdotto e disciplinato nella legislazione europea dalla Direttiva 2003/87/CE (Direttiva ETS), ed è stato istituito nel 2005.

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

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

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

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

**I diritti europei per le emissioni di anidride carbonica, in pratica i "permessi ad inquinare", sono stati scambiati nel 2018 ad un prezzo medio di 15,43 €/t CO<sub>2</sub>, come chiaramente indicato nella tabella sotto. I prezzi di aggiudicazione ottenuti dall'Italia sono i medesimi degli altri Stati membri aderenti alla piattaforma comune europea**

Tabella 4: Proventi d'asta mensili per l'Italia nel 2018 da quote EUA

Anno	Mese	Quote collocate Italia	Prezzo d'aggiudicazione IT €/tCO2	Proventi italiani €
2018	gennaio	7.667.000	€ 8,36	€ 64.117.030
	febbraio	8.364.000	€ 9,33	€ 78.057.030
	marzo	8.364.000	€ 11,27	€ 94.227.430
	aprile	9.061.000	€ 13,19	€ 119.558.025
	maggio	6.273.000	€ 14,89	€ 93.391.030
	giugno	8.364.000	€ 15,18	€ 126.972.490
	luglio	9.758.000	€ 16,26	€ 158.637.200
	agosto	4.158.000	€ 18,61	€ 77.369.985
	settembre	7.667.000	€ 21,74	€ 166.694.520
	ottobre	9.758.000	€ 19,49	€ 190.169.480
	novembre	9.061.000	€ 18,77	€ 170.061.030
	dicembre	4.862.500	€ 20,74	€ 100.846.180
<b>Totale</b>		<b>93.357.500</b>	<b>€ 15,43</b>	<b>€ 1.440.101.430</b>

*Prezzo medio ponderato delle EUA (European Union Allowances) nel 2018*

*(Fonte GSE – Rapporto Annuale aste di quote europee di emissione)*

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

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

Sulla base delle considerazioni sopra esposte possiamo considerare **sempre a titolo conservativo e prudentiale**, valido il valore di **33 €/t di CO<sub>2</sub> emessa in atmosfera come costo esterno** (ovvero il costo utilizzato negli USA) da prendere in considerazione per la valutazione dei benefici (globali) introdotti dalla mancata emissione di CO<sub>2</sub> 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 **554,6 g CO<sub>2</sub>**. Tale valore tiene anche in conto il fatto che sebbene nella fase di esercizio le fonti rinnovabili non producano emissioni nocive, nella fase di costruzione dei componenti di impianto (p.e. moduli fotovoltaici), si genera una pur piccola quantità di emissioni di gas nocivi con effetto serra.

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

$$0,033 \text{ €/kg} \times 0,5546 \text{ kg/kWh} = 0,018 \text{ €/kWh}$$

L'impianto di Candela ha una potenza installata di 45.272,52 kWp e una produzione annua netta attesa di circa 1.784 kWh/kWp.

In pratica, la produzione annua si attesta su circa:

$$80.787.898,56 \text{ kWh}$$

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

$$80.787.898,56 \text{ kWh} \times 0,018 \text{ €/kWh} = 1.454.182,17 \text{ €/anno}$$

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

$$80.787.898,56 \text{ kWh} \times 0,0075 \text{ €/kWh} = 605.909,24 \text{ €/anno}$$

**Il risultato che deriva da quanto sopra rappresenta il vero coefficiente di convenienza che indica un rapporto fra *BENEFICI* / *COSTI* di 2,4**

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

- 1) La riduzione del prezzo dell'energia elettrica. Negli anni il prezzo dell'energia elettrica è sceso per molte cause: calo della domanda (dovuta alla crisi economica), calo del prezzo dei combustibili, aumento dell'offerta. La crescita di eolico e fotovoltaico con costi marginali di produzione quasi nulli ha contribuito ad abbassare i prezzi sul mercato dell'energia, portando a forti riduzioni del PUN. Ricordiamo a tal proposito che per l'impianto in progetto non sono previsti incentivi statali (impianto in *grid parity*);
- 2) Riduzione del *fuelrisk* e miglioramento del mix e della sicurezza nazionale nell'approvvigionamento energetico. La crescente produzione da fonti rinnovabili comporta una minore necessità di importazione di combustibili fossili, riducendo la dipendenza energetica dall'estero;
- 3) Altre esternalità evitate. La produzione di energia da combustibili fossili comporta oltre alle emissioni di CO<sub>2</sub>, anche l'emissione di altri agenti inquinanti NH<sub>3</sub>, NO<sub>x</sub>, NMVOC, PM e SO<sub>2</sub>, che generano aumento delle malattie, danni all'agricoltura, e

agli edifici, che generano ulteriori costi esterni, ovvero costi sociali, evitabili con un diverso mix energetico;

- 4) Altre 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) Altre 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.

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

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

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

In definitiva tralasciando gli aspetti strategici legati alla produzione di energia rinnovabile all'interno del territorio nazionale, che pure è un aspetto che produce effetti benefici per la comunità nazionale, così come ampiamente evidenziato nella SEN, 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.

### **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 Candela, in cui è prevista l'installazione dell'impianto, percepirà in termini di IMU un introito annuale stimabile in circa (valori medi) 4.000,00 € per ogni ettaro occupato dall'impianto e quindi complessivamente:

$$67,4 \text{ ha} \times 4.000,00 \text{ €/ha} = 258.800,00 \text{ €/anno}$$

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

$$67,4 \text{ ha} \times 2.500,00 \text{ €/ha} = 168.500,00 \text{ €/anno}$$

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

$$45,3 \text{ MW} \times 2.000,00 \text{ €/MWp} = 90.600,00 \text{ €/anno}$$

Per quanto concerne i costi di costruzione dell'impianto e delle relative opere di connessione si stima un costo di 510.000,00 €/MWp. Considerando, ancora in maniera conservativa, che il 20% (102.000,00 €/MWp) sia appannaggio di imprese locali, abbiamo complessivamente un introito di:

$$45,3 \text{ MW} \times 102.000,00 \text{ €/MWp} = 4.620.600,00 \text{ €}$$

Non considerando (conservativamente) alcun tasso di attualizzazione e dividendo semplicemente, per esempio, per 20 anni, abbiamo:

$$4.620.600,00 / 20 \text{ anni} = 231.030,00 \text{ €/anno}$$

In pratica consideriamo un introito diretto ed ulteriore per il Territorio di circa **231.030,00 euro ogni anno per 20 anni.**

In definitiva abbiamo la seguente quantificazione **prudenziale** dei benefici locali.

	<b>BENEFICI LOCALI</b>
IMU	258.800,00 €/anno
Diritto di superficie a proprietari dei terreni	168.500,00 €/anno
Manutenzione impianto	90.600,00 €/anno
Lavori di costruzione	231.030,00 €/anno
<b>TOTALE</b>	<b>748.930,00 €/anno</b>

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

<b>COSTI ESTERNI</b>	<b>BENEFICI GLOBALI</b>	<b>BENEFICI LOCALI</b>
<b>605.909,24 €/anno</b>	<b>1.454.182,17 €/anno</b>	<b>748.930,00 €/anno</b>

È evidente dalle stime effettuate che sia i benefici globali sia i benefici locali sono superiori ai costi esterni dimostrando la validità e l'opportunità della proposta progettuale fatta.