

**IMPIANTO DI PRODUZIONE DI ENERGIA DA
FONTE SOLARE FOTOVOLTAICA CON ACCUMULO
DENOMINATO "SASSARI 02"**

**REGIONE SARDEGNA
PROVINCIA di SASSARI
COMUNI di SASSARI e PORTO TORRES**

PROGETTO DEFINITIVO

Tav.:

Titolo:

R28b

**Studio di Impatto Ambientale
Quadro Progettuale**

Scala:

Formato Stampa:

Codice Identificatore Elaborato

n.a.

A4

R28b_StudioFattibilitaAmbientale_28b

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



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

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

Data	Motivo della revisione:	Redatto:	Controllato:	Approvato:
Luglio 2021	Prima emissione	STC	FC	WHYSOL-E Sviluppo s.r.l.

Sommario

1. PREMESSA	2
1.1. Descrizione delle soluzioni progettuali considerate	2
1.1.1. Alternativa “zero”	2
1.1.2. Alternative tecnologiche e localizzative	3
1.2. Localizzazione dell’Impianto	6
1.2.1. Criteri paesaggistico - ambientali per la localizzazione dell’impianto	6
1.2.2. Criteri progettuali per la localizzazione dell’Impianto	10
1.3. Principali caratteristiche del progetto	12
1.3.1. Sistema di Accumulo Elettrochimico (SdA)	14
1.3.2. Recinzione perimetrale e cancelli	17
1.3.3. Sistema di illuminazione e videosorveglianza	18
1.3.4. Strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici	19
1.3.5. Moduli fotovoltaici	22
1.3.6. Cabine elettriche di campo	23
1.3.7. Gruppi di conversione / trasformazione	25
1.3.8. Apicoltura e bio-monitoraggio	26
2. ANALISI DELLE RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE	27
3. ANALISI COSTI E BENEFICI	27
3.1. Premessa	27
3.2. Costo di produzione dell’energia da fonte fotovoltaica - LCOE	28
3.3. Costi Esterni	30
3.4. Benefici globali	32
3.5. Benefici locali	36

1. PREMESSA

Il Quadro di riferimento Progettuale ha lo scopo di descrivere il progetto e le soluzioni adottate, di esplicitare le motivazioni che hanno guidato la definizione del progetto nonché di evidenziare 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.

1.1. Descrizione delle soluzioni progettuali considerate

1.1.1. 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, permette di sfruttare al meglio la risorsa sole, così da rendere produttivo l'investimento.

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

Inoltre il progetto prevede unitamente al Sistema Fotovoltaico, la realizzazione di un Sistema di Accumulo elettrochimico a batterie al litio. Come dettagliato più avanti, un Sistema di Accumulo **SdA**, comporta notevoli vantaggi sia per l'efficienza dell'impianto Fotovoltaico consentendo la conservazione dell'energia prodotta nei periodi in cui la Rete Elettrica Nazionale non ha capacità di assorbimento, che per la stessa Rete Elettrica Nazionale assicurando una maggiore flessibilità, bilanciamento e gestibilità, come meglio descritto più avanti (quanto detto è confermato dalla promozione e divulgazione a livello nazionale ed europeo di bandi e norme specifiche utili a favorire l'installazione di tali sistemi di accumulo e regolare i molteplici servizi che i medesimi possono offrire alla Reti nazionali ed Europee).

1.1.2. 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 straniere).
- gli impianti di bio-digestione (punto b) non riescono a neutralizzare completamente i batteri presenti, in particolare i clostridi che sono batteri termoresistenti (a questa famiglia appartengono i batteri che provocano botulismo e tetano). Fonti bibliografiche citano che in Germania alcuni ricercatori hanno suggerito che l'epidemia di Escherichia Coli che ha colpito la Germania nell'estate del 2011, causando 18 morti e le migliaia di casi di botulismo osservato negli animali tra l'estate del 2011 e l'inizio del 2012, sarebbero state causate dalla presenza di centrali a biogas. Le quantità annue di inquinanti immesse in atmosfera sono rilevanti: tonnellate di sostanze pericolose come ossidi d'azoto e zolfo inquinano ambiente e popolazione, e producono piogge acide. Sulla base del biogas bruciato (circa 8,5 milioni di mc) e del contenuto medio di metano (tra 50 e 65%), si può affermare con una certa approssimazione, che un motore di quasi 1 MW brucerà un quantitativo di metano equivalente a quello di circa 1.500 case di oltre 100 mq di superficie (consumo annuo di circa 1.600 mc) ciascuna, ma con le emissioni sommate e concentrate in un solo punto.

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 **58.767 MWh/anno** (su circa **42,72 ha** di superficie).

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

$$58.767 / 8.000 = 7,34 \text{ MW}$$

il che significa una coltivazione di $7,34 \times 300 = 2.203$ **ha di terreno** contro i **42,72 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

La scelta dell'area non è stata casuale, essa presenta caratteristiche **ambientali e tecniche** tale da poter essere considerata ottimale per l'installazione dell'impianto fotovoltaico, per i motivi di seguito riportati.

- 1) È pressoché pianeggiante;
- 2) non presenta particolari criticità di accesso anche con mezzi pesanti, utilizzati per il trasporto dei componenti di impianto. È facilmente raggiungibile percorrendo la SP34 e la SP42.

- 3) presenta caratteristiche infrastrutturali idonee alla realizzazione di un impianto da fonte rinnovabile, data la prossimità alla zona industriale di Porto Torres in cui è presente la SE Terna di Porto Torres denominata “*Porto Torres 1*”, in cui avviene l’immissione dell’energia prodotta nella **Rete di Trasmissione Nazionale (RTN)**.
- 4) la realizzazione dell’impianto fotovoltaico sull’area individuata è compatibile con tutti i piani paesaggistico territoriali, in particolare rispetto a:
 - a. PPR Regione Sardegna;
 - b. Piano di Bacino Stralcio per l’Assetto Idrogeologico (PAI);
 - c. PSFF Piano Stralcio delle Fasce Fluviali;
 - d. Uso del suolo;
 - e. Piano Faunistico Venatorio Regionale;
 - f. PRAE;
 - g. Piano di Tutela delle Acque;
 - h. PUP_PTC della Provincia di Sassari;
 - i. Strumento di pianificazione Urbanistica Comunale: PUC di Sassari;
 - j. Aree percorse dal fuoco;
 - k. SIC, ZPS, IBA, Parchi Regionali, Zone Ramsar e altre aree protette individuate nella cartografia ufficiale della Regione Sardegna.

1.2. Localizzazione dell’Impianto

1.2.1. Criteri paesaggistico - ambientali per la localizzazione dell’impianto

Il progetto dell’impianto fotovoltaico e dell’annesso Sistema di Accumulo, interessa un unico lotto ubicato a circa 15 km a Ovest dall’abitato di Sassari e a circa 10,6 km a Sud dall’abitato di Porto Torres (SS), nei pressi dell’incrocio tra la SP 18 e la SP 42 in località Monte Casteddu.

L’area di impianto interessata dal progetto, attualmente investite a seminativo, presenta una morfologia pianeggiante e si trova a circa 69 – 71 m s.l.m.

Anche le aree circostanti sono prevalentemente a seminativo. Tutta l’area è fortemente antropizzata. La vocazione agricola dell’area si affianca alla presenza ingombrante e per nulla trascurabile della zona industriale di Porto Torres, poco più a Nord dalle aree di impianto, caratterizzando significativamente il paesaggio anche con le linee aeree che si dipartono dalla Stazione Elettrica Terna presente all’interno della stessa zona industriale.

La centrale fotovoltaica sarà allacciata alla rete di Distribuzione tramite una Sottostazione Elettrica Utente (150/30 kV) di trasformazione e consegna a sua volta collegata alla Stazione Elettrica SE di Terna (380/150 kV) “**Porto Torres 1**” che dista circa 10,6 km a Nord dalle aree di impianto.

Il progetto è stato elaborato nel rispetto puntuale del sistema delle tutele introdotto dal **PPR** (*Piano Paesaggistico Regionale della Sardegna*) approvato in via definitiva con D.G.R. n. 36/7 del 5 settembre 2006, ai sensi dell'articolo 11 comma 5 della L.R. n. 45/1989 come modificato dall'articolo 2 della L.R. n. 8/2004, che costituisce il Piano di Tutela e di indirizzo coerente con il Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio (D.Lgs n. 42 del 22 gennaio 2004). Il Piano ha subito una serie di aggiornamenti e pertanto attualmente lo strumento vigente è il **PPR** approvato nel 2006, integrato dall'aggiornamento del repertorio del Mosaico 2014.

Il **PPR** persegue il fine di preservare, tutelare, valorizzare e tramandare alle generazioni future l'identità ambientale, storica, culturale e insediativa del territorio sardo, proteggere e tutelare il paesaggio culturale e naturale con la relativa biodiversità, e assicurare la salvaguardia del territorio e promuoverne forme di sviluppo sostenibile al fine di migliorarne le qualità.

Il PPR rappresenta pertanto il quadro di riferimento e di coordinamento per lo sviluppo sostenibile dell'intero territorio e degli atti di programmazione e pianificazione, proponendo una modalità di interpretazione del territorio attraverso un innovativo processo di conoscenza, riprogettazione e gestione delle risorse presenti. Nella sua prima stesura, ha disciplinato i centri matrice e il territorio costiero; quest'ultimo è stato suddiviso in ambiti omogenei di paesaggio definiti in base alle caratteristiche ambientali, storico-culturali e insediative dei territori.

Il PPR individua, in conformità a quanto previsto dal Codice dei beni culturali e del paesaggio (D. Lgs. 42/2004) i beni paesaggistici ai sensi degli artt. 134, 142 e 143, comma 1 lettera i) del Codice oltre all'individuazione di categorie di aree ed immobili costitutivi dell'identità sarda, qualificati come beni identitari.

Le categorie individuate dal PPR si dividono pertanto in:

- **ambiti di paesaggio**, ossia le aree definite in relazione alla tipologia, rilevanza ed integrità dei valori paesaggistici, identificate attraverso un processo di rilevazione e conoscenza, in cui convergono fattori strutturali, naturali e antropici, e nei quali sono identificati i beni paesaggistici individui o d'insieme;
- **beni paesaggistici**, ossia quelle categorie di beni immobili i cui caratteri di individualità ne permettono una identificazione puntuale;
- **beni paesaggistici d'insieme** ossia quelle categorie di beni immobili con caratteri di diffusività spaziale, composti da una pluralità di elementi identitari coordinati in un sistema territoriale relazionale;
- **componenti di paesaggio**, ossia quelle tipologie di paesaggio, aree o immobili articolati sul territorio, che costituiscono la trama ed il tessuto connettivo dei diversi ambiti di paesaggio;

-
- **beni identitari** ossia *quelle categorie di immobili, aree e/o valori immateriali, che consentono il riconoscimento del senso di appartenenza delle comunità locali alla specificità della cultura sarda*

Il PPR ha contenuto descrittivo, prescrittivo e propositivo e, tra l'altro, detta indirizzi e prescrizioni per la conservazione e il mantenimento degli aspetti significativi o caratteristici del paesaggio.

Dal punto di vista delle tutele, il PPR prevede una disciplina specifica per gli ambiti di paesaggio individuati secondo quanto sopra indicato. Per quanto riguarda la disciplina delle altre categorie, il PPR prescrive la tutela di:

- beni individuati ai sensi del D.Lgs 42/04 (artt. 136, 142, 143);
- aree sottoposte a vincolo idrogeologico;
- territori ricompresi nei parchi nazionali o regionali e nelle altre aree naturali protette;
- riserve e monumenti naturali e altre aree di rilevanza naturalistica e ambientale ai sensi della LR 31/89.

Prescrive infine la tutela e la conservazione dei beni identitari individuati direttamente dal PPR o dai Comuni in sede di adeguamento degli strumenti urbanistici.

Il processo di individuazione dei beni da parte del PPR è stato strutturato attraverso un'analisi territoriale articolata in:

- a. assetto ambientale
- b. assetto storico-culturale
- c. assetto insediativo



Inquadramento generale su Ortofoto

In rosso sono indicate le aree recintate all'interno delle quali saranno installati i pannelli fotovoltaici.



Inquadramento su Ortofoto

In rosso sono indicate le aree recintate all'interno delle quali saranno installati i pannelli fotovoltaici



Particolare Layout di Impianto

1.2.2. Criteri progettuali per la localizzazione dell’Impianto

I criteri progettuali adottati e quelli di localizzazione dell’impianto, sono stati da ridurre per quanto più possibile gli impatti su ambiente e paesaggio.

In sintesi, l’area di impianto è stata scelta poiché in possesso dei seguenti requisiti:

- 1) È pressoché pianeggiante;
- 2) non presenta particolari criticità di accesso anche con mezzi pesanti, utilizzati per il trasporto dei componenti di impianto. È facilmente raggiungibile percorrendo la SP18 e la SP42.
- 3) presenta caratteristiche infrastrutturali idonee alla realizzazione di un impianto da fonte rinnovabile, data la prossimità alla zona industriale di Porto Torres in cui è presente la SE Terna “Porto Torres I”, in cui avviene l’immissione dell’energia prodotta nella **Rete di Trasmissione Nazionale (RTN)**.
- 4) la realizzazione dell’impianto fotovoltaico sull’area individuata è compatibile con tutti i piani paesaggistico territoriali, in particolare rispetto a:
 - a. PPR Regione Sardegna;
 - b. Piano di Bacino Stralcio per l’Assetto Idrogeologico (PAI);
 - c. PSFF Piano Stralcio delle Fasce Fluviali;
 - d. Uso del suolo;
 - e. Piano Faunistico Venatorio Regionale;
 - f. PRAE;
 - g. Piano di Tutela delle Acque;

-
- h. PUP_PTC della Provincia di Sassari;
 - i. Strumento di pianificazione Urbanistica Comunale: PUC di Sassari;
 - j. Aree percorse dal fuoco;
 - k. SIC, ZPS, IBA, Parchi Regionali, Zone Ramsar e altre aree protette individuate nella cartografia ufficiale della Regione Sardegna.

inoltre:

- 1) l'installazione di un Sistema di Accumulo SdA "*power intensive*" come previsto in Progetto, fa sì che l'impianto possa essere fornire **servizi di dispacciamento** alla rete che consistono essenzialmente nella:
 - a. regolazione di tensione mediante scambio di potenza reattiva
 - b. regolazione primaria e secondaria di frequenza
 - c. livellamento dei picchi
 - d. risoluzione di congestioni di rete
 - e. riserva di energia per il sistema elettrico, per fronteggiare contingenze che ne impongano l'utilizzo
 - f. fornire risorse di bilanciamento

Tali servizi offerti alla rete sono particolarmente utili se non addirittura indispensabili in un punto di immissione quale quello della SE Terna di Porto Torres. La presenza di un Sistema di Accumulo da una parte mantiene inalterata la sicurezza e l'efficienza complessiva del Sistema Elettrico anche in presenza di impianti FRNP, dall'altra permette un migliore sfruttamento dell'energia generata dagli stessi FRNP, limitando la loro esclusione dalla rete, e quindi che si disperda una parte dell'energia "verde" prodotta.

Facciamo presente infine che un **SDA** che fornisce servizi di dispacciamento alla rete permette una riduzione dell'inerzia del Sistema Elettrico. Venendo meno le grandi masse rotanti dei generatori di centrale, l'energia fornita dalle batterie ha un "ingresso in rete" immediato, molto utile, in caso di improvvisi fuori servizio o rapide variazioni della generazione, peraltro tipiche della generazione rinnovabile.

- 2) L'utilizzo di inseguitori monoassiali (Tracker) permette:
 - di sfruttare al meglio la risorsa "terreno" con notevole potenza installata in rapporto alla superficie (circa 1,38 ettari per MWp installato);
 - 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;
 - di contenere l'altezza del sistema inseguitore-moduli al di sotto dei tre metri, evitando strutture molto grandi tipiche degli inseguitori biassiali (pure consentendo un eventuale uso del suolo per l'attività agrosolare.

Non da sottovalutare la scelta di inseguitori dotati di software di controllo con algoritmo di *back-tracking*. Infatti tale scelta ha permesso di ridurre l'interasse tra le file (portato a 5,50 m) fornendo una "corsia utile" tra le file con *tracker* in posizione orizzontale pari circa a 3,32 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 (575 Wp) e con superficie di circa 2,385 x 1,122 m.

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.

A fine vita utile, 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 progettate e realizzate in conformità a leggi e normative vigenti.

1.3. Principali caratteristiche del progetto

Il progetto prevede la realizzazione, nel comune di Sassari (SS), di un Impianto per la produzione di Energia Elettrica da fonte rinnovabile e delle relative opere connesse, costituito da un Impianto fotovoltaico (impianto FV) di potenza nominale **30 MWp** con annesso Sistema di Accumulo dell'energia prodotta (SdA), avente potenza nominale pari a **90 MW**.

Come detto è prevista l'installazione di arnie per l'apicoltura.

È previsto infine che la centrale fotovoltaica venga allacciata alla rete di Trasmissione Nazionale tramite una Sottostazione Elettrica Utente (150/30 kV) di trasformazione e consegna, che verrà poi collegata per la cessione dell'energia alla Stazione Terna "Porto Torres I".

➤ Per l'Impianto Fotovoltaico:

- **53.712** moduli fotovoltaici di potenza unitaria paria a 575 Wp, installati su strutture di sostegno in acciaio di tipo mobile (inseguitori), con relativi motori elettrici per la movimentazione. Le strutture saranno ancorate al suolo tramite paletti in acciaio direttamente infissi nel terreno; **evitando qualsiasi struttura in calcestruzzo, riducendo sia i movimenti si terra (scavi e rinterrì) che le opere di ripristino conseguenti.** È previsto in particolare che siano installati inseguitori 100 inseguitori che sostengono 24 moduli e 1.069 inseguitori che sostengono 48 moduli.
- **2.238** stringhe, ciascuna costituita da 24 moduli da 575 Wp ciascuno, collegati in serie. Tensione di stringa 1.141,57 V e corrente di stringa 10,85 A;

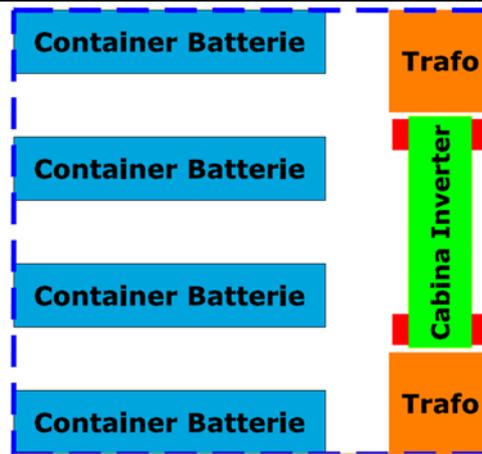
- 241 Quadri di parallelo Stringhe a cui afferiranno un massimo di 12 stringhe (in parallelo);
- 12 cabinati (*Shelter*) preassemblati in stabilimento dal fornitore e contenenti il gruppo conversione / trasformazione, di dimensioni (L x H x p) 6,10 x 3,10 x 2,50 m, cioè le dimensioni standard di un container metallico da 20' (piedi);
- 7 Cabine di Campo (CdC) contenenti i Quadri BT e MT dell'impianto fotovoltaico di dimensioni pari a (L, H, p) 10,00 x 3,10 x 2,50 m;
- Una Cabina di Raccolta (CdR FV) per la raccolta dell'energia prodotta dall'Impianto avente dimensioni pari a (L, H, p) 20,00 x 3,10 x 2,50 m;
- Tutta la rete BT, ovvero dei cavi BT in c.c. (cavi solari) e relativa quadristica elettrica (quadri di parallelo stringhe), dei cavi BT in c.a. e relativa quadristica elettrica di comando, protezione e controllo;

L'energia elettrica prodotta a 550 V in c.c. dai generatori fotovoltaici (moduli) viene prima raccolta nei Quadri di Parallelo Stringhe posizionati in campo in prossimità delle strutture di sostegno dei moduli e quindi convogliata all'interno degli Shelter contenenti i gruppi di conversione/trasformazione dove avviene la conversione della corrente da c.c. a c.a. (per mezzo di inverter centralizzati di taglia variabile a seconda del sottocampo da 2.500 kVA) e l'innalzamento di tensione da 0,55 kV a 30 kV (per mezzo di un trasformatore MT/BT). Da qui, l'energia sarà trasportata verso la più vicina Cabina di Campo.

Dalle Cabine di Campo, in configurazione entra-esce, l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico, e/o rilasciata dal sistema di accumulo verrà trasportata nella Cabine di Raccolta (CdR FV), anch'essa posizionata all'interno dell'impianto.

➤ **Per il Sistema di Accumulo (SdA):**

- 4 Containers da 40' (12,2 m) contenenti le Batterie al Litio-Ferro-Fosfato ($LiFePO_4$) per l'accumulo dell'Energia prodotta;
- 1 Containers da 30' (9,15 m) contenente 4 Inverter c.c./c.a. da 2,50 MVA ciascuno. Pertanto il tempo minimo di carica/scarica sarà pari a 2 h;
- 2 Trasformatori BT/MT da 5 MVA ciascuno.



Schema Modulo Sistema di Accumulo

Le batterie contenute in ciascuno dei containers, hanno una capacità di **5 MWh**. Ogni modulo avrà pertanto capacità di **20 MWh**. Considerando quindi l'installazione di **9 moduli** come sopra descritti, la **potenza nominale complessiva del Sistema di Accumulo sarà pari a 90 MVA** equivalenti a **180 MWh**.

1.3.1. Sistema di Accumulo Elettrochimico (SdA)

Annesso all'Impianto si prevede di realizzare un Sistema di Accumulo dell'energia prodotta a batterie al Litio, avente potenza nominale pari a **90 MW**.

L'energia erogata in MT a 30 kV dalle Batterie confluirà dapprima in una Cabina di Raccolta (**CdR SdA**) ubicata nei pressi delle batterie di accumulo; da qui poi sarà convogliata alla Cabina di Raccolta dell'Impianto Fotovoltaico (**CdR FV**), sempre all'interno dell'area di impianto.

Nella **CdR FV**, confluirà, sempre in MT a 30 kV, l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico, che potrà essere utilizzata per la carica del sistema di accumulo.

Di fatto sulla sbarra a 30 kV delle **CdR FV**, avverrà lo scambio tra l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico e il Sistema di Accumulo (**SdA**), e ciò renderà possibile "accumulare" l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico.

Dal momento, poi, che la **CdR FV** attraverso la *SSE Utente* sarà collegata alla RTN (*SE Terna "Porto Torres I"*), sarà altresì possibile per il Sistema di Accumulo, prelevare direttamente energia dalla rete, in alcuni periodi o ore della giornata (quando abbiamo un surplus di produzione), e accumularla per poter essere utilizzata per fornire servizi di dispacciamento (bilanciamento, peak shaving, regolazione di tensione e frequenza).

Pertanto per quanto concerne il sistema di accumulo, il flusso di energia potrà essere **bidirezionale**: potrà essere infatti accumulata energia direttamente assorbita dalla Rete, per poi essere riversata nella Rete stessa nei momenti necessari (picchi di assorbimento, livellamento di frequenza).

Il Sistema di Accumulo **SdA**, comporta notevoli vantaggi sia per l'efficienza dell'impianto Fotovoltaico consentendo la conservazione dell'energia prodotta nei periodi in cui la Rete Elettrica Nazionale non ha capacità di assorbimento, che per la stessa Rete Elettrica Nazionale assicurando una maggiore flessibilità, bilanciamento e gestibilità, come meglio descritto più avanti (quanto detto è confermato dalla promozione e divulgazione a livello nazionale ed europeo di bandi e norme specifiche utili a favorire l'installazione di tali sistemi di accumulo e regolare i molteplici servizi che i medesimi possono offrire alla Reti nazionali ed Europee).

È previsto che la centrale fotovoltaica venga allacciata alla rete di Distribuzione tramite una Sottostazione Elettrica Utente (150/30 kV) di trasformazione e consegna, da realizzare contestualmente, a sua volta è collegata alla Stazione Elettrica SE di Terna (380/150 kV) "Porto Torres I".

Pertanto per quanto concerne il sistema di accumulo, il flusso di energia potrà essere **bidirezionale**: potrà essere infatti accumulata energia direttamente assorbita dalla Rete, per poi essere riversata nella Rete stessa nei momenti necessari (picchi di assorbimento, livellamento di frequenza).

Il Sistema di Accumulo **SdA**, comporta notevoli vantaggi sia per l'efficienza dell'impianto Fotovoltaico consentendo la conservazione dell'energia prodotta nei periodi in cui la Rete Elettrica Nazionale non ha capacità di assorbimento, che per la stessa Rete Elettrica Nazionale assicurando una maggiore flessibilità, bilanciamento e gestibilità, come meglio descritto più avanti (quanto detto è confermato dalla promozione e divulgazione a livello nazionale ed europeo di bandi e norme specifiche utili a favorire l'installazione di tali sistemi di accumulo e regolare i molteplici servizi che i medesimi possono offrire alla Reti nazionali ed Europee).

Si è scelto di utilizzare batterie agli ioni di litio; in tale ambito, si indica la tecnologia Litio-ferro-fosfato ($LiFePO_4$), che presenta le seguenti caratteristiche:

Questo tipo di batterie presenta i seguenti vantaggi:

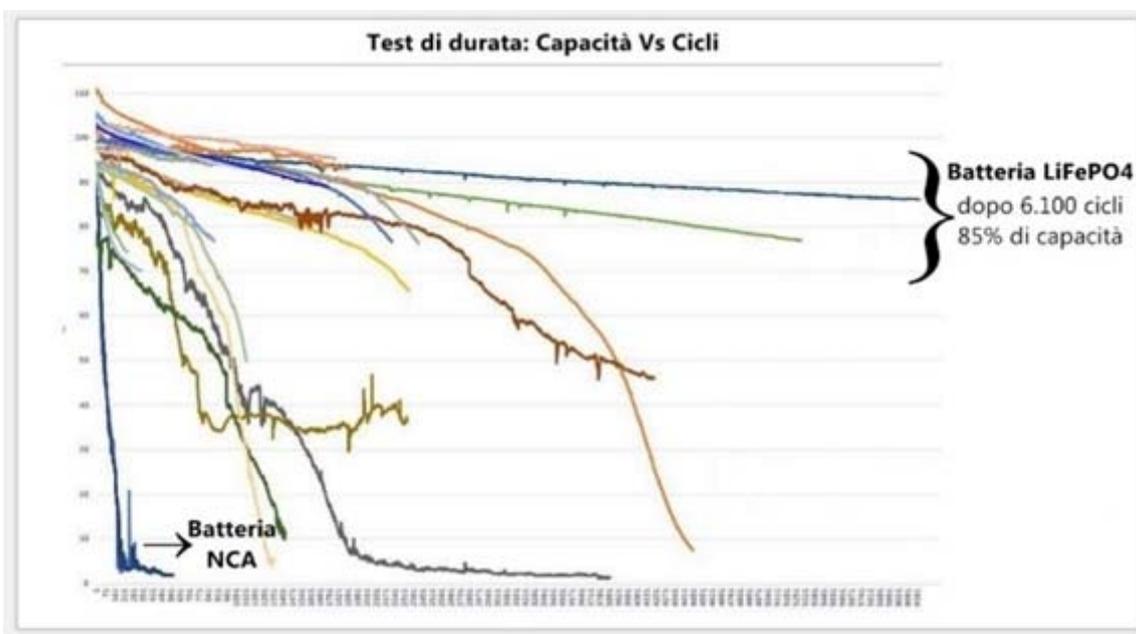
- **Sicurezza:** nel caso di un improbabile cortocircuito interno, è in grado di sopportare il carico senza esplodere o bruciare. L'esplosione oltretutto porta ad un fuoco non esauribile, a causa dell'ossigeno all'interno del materiale della batteria e quindi può bruciare anche sott'acqua. La batteria al litio-ferro-fosfato, anche completamente carica, ha superato brillantemente numerosi test di laboratorio, non mostrando alcuna reazione. Non ci sono stati innalzamenti critici della temperatura tali da poter sciogliere il separatore, anzi essa rimane statica sui 125/130° C., senza pericolo di diffusione;
- **Lunga durata e prestazioni affidabili:** Un accumulatore per fotovoltaico deve essere affidabile per molti anni, solo così può risultare economicamente sostenibile. Ancora una volta, la tecnologia delle batterie è cruciale.

Fondamentalmente una batteria, ogni volta che si carica e scarica, perde un po' della sua capacità originale. Ciò significa che con il passare del tempo la batteria immagazzinerà sempre meno energia. Questo processo si percepisce in misura minima, fino a raggiungere un livello che è comunemente

indicato come fine della vita che spesso avviene in modo improvviso. La maggior parte delle persone lo sa, dall'uso del proprio telefono cellulare, che dopo un paio di anni, la durata della batteria si riduce considerevolmente.

Ogni tecnologia delle batterie ha una sua propria durata. Rispetto ad un accumulatore, la batteria del telefonino è molto più breve; di solito raggiunge solo 300- 500 cicli di ricarica.

Normalmente una batteria di accumulo per fotovoltaico dovrebbe durare **dai 15 ai 20 anni**. La batteria al litio-ferro-fosfato può arrivare **fino 10.000 cicli di carico/scarico**, e avrà ancora il 70% della sua capacità iniziale. Un valore senza precedenti nel settore: anche dopo 15.000 cicli, la batteria mantiene ancora circa il 60% della sua capacità. La tecnologia al litio-ferro-fosfato ci fornisce la base giusta per consentire un uso così duraturo della batteria.



- **Tecnologia testata e collaudata;**
- **Ecocompatibilità:** Il *litio-ferro-fosfato* (LiFePO_4), è l'unico materiale per batterie costituito da un minerale naturale nella sua composizione chimica. Una batteria classica è costituita da due elettrodi, uno dei quali in grafite, mentre l'altro è costituito da un composto di nichel-cobalto oppure uno al litio-ferro-fosfato. Nelle batterie al litio-ferro-fosfato non sono presenti né cobalto né nickel, considerati entrambi metalli pesanti e tossici.

Ad ogni modo, stante la forte e continua evoluzione tecnologica nel settore dell'accumulo elettrochimico, si prevede di utilizzare comunque batterie agli ioni di litio, scegliendo al momento dell'investimento, all'interno di tale tipologia di batterie per la tipologia LiFePO4 o NMC o similari, salvi tutti gli altri parametri.

Il dimensionamento del sistema di accumulo è stato progettato facendo riferimento ad un prodotto commerciale, costituito come detto, da Containers di batterie al *Litio-Ferro-Fosfato* ($LiFePO_4$), fornite in container direttamente in campo, con capacità di **5 MWh** e tempo di scarica / carica minimo di **2 h**.

1.3.2. Recinzione perimetrale e cancelli

L'Impianto sarà costituito da un unico lotto avente un perimetro complessivo pari a 2.603 m. Sarà recintato con pannelli di rete metallica con maglia 50x200 mm, di lunghezza pari a 2 m ed altezza di 2 m; per assicurare una adeguata protezione dalla corrosione il materiale sarà zincato e rivestito con PVC di colore verde. 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.

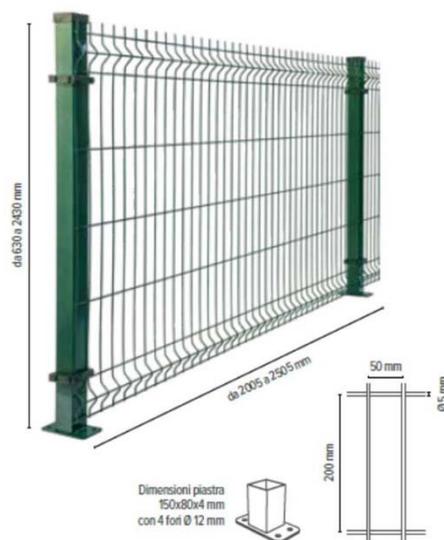


Fig.2-Tipologico di pannello per recinzione perimetrale

La recinzione tipo presenta le seguenti caratteristiche tecniche:

□ DIMENSIONI

- o Maglia 50x200 mm;
- o Tondo diametro 5 mm;
- o Larghezza mm 2000;
- o Maglie mm 150x50;
- o Diametro dei fili verticali mm 5 e orizzontali mm 6.

- **MATERIALE**
 - o AcciaioS235JrEN10025–zincatosecondolaNormaEN10244-2;
- **RIVESTIMENTO**
 - o Verniciatura con poliestere;
- **COLORE**
 - o VerdeRAL6005.

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

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

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

1.3.3. Sistema di illuminazione e videosorveglianza

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: 130;
- Numero palificazioni: 65;
- 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.

Video sorveglianza

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

- N. 65 telecamere TVCC tipo fisso Day-Night, per visione diurna e notturna, con illuminatore a IR, ogni 40 m circa così suddivisi:

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

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

I sistemi appena elencati funzioneranno in modo integrato.

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

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

I badges impediranno l'accesso alla cabina elettrica e alla centralina di controllo ai non autorizzati.

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

1.3.4. Strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici

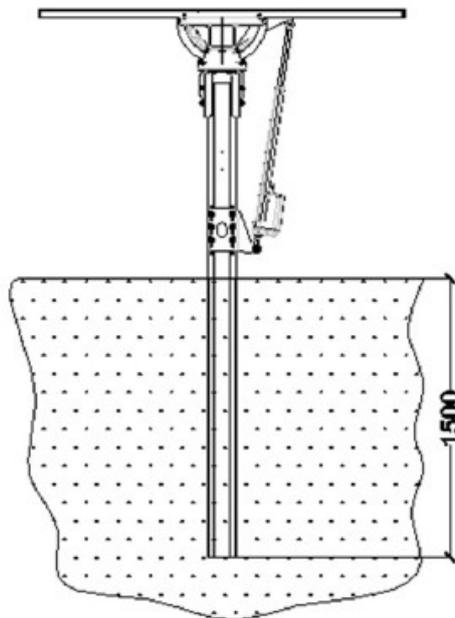
Le strutture di supporto dei moduli fotovoltaici saranno costituite da inseguitori (*tracker*) monoassiali, ovvero strutture di sostegno mobili che nell'arco della giornata "inseguono" il movimento del sole orientando i moduli fotovoltaici su di essi installati da est a ovest, con range di rotazione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

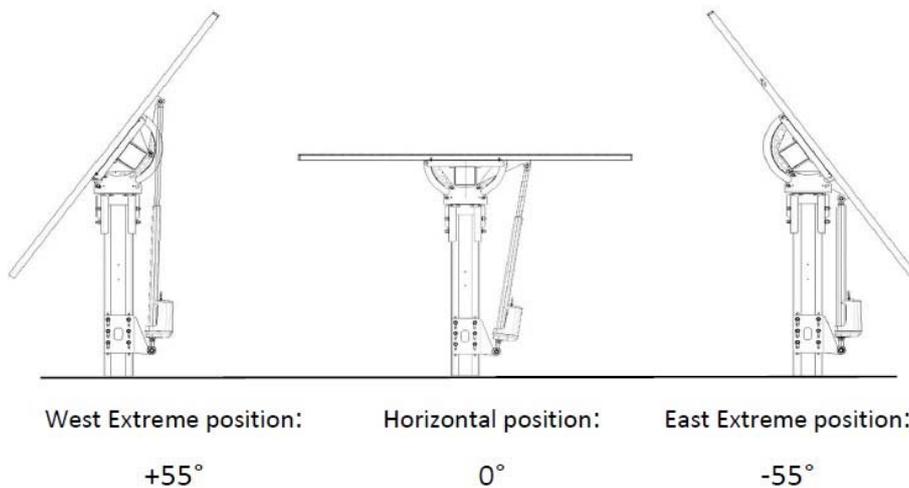
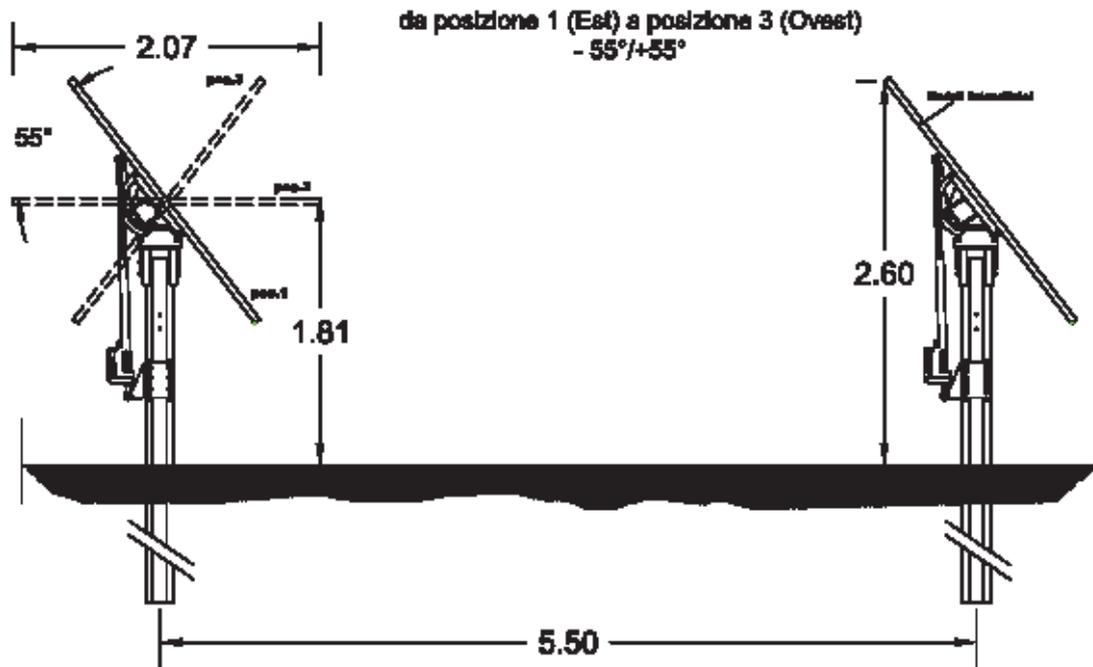
I moduli fotovoltaici saranno installati sull'inseguitore su una sola fila con configurazione *portrait* (verticale rispetto l'asse di rotazione del tracker).

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

La loro installazione avverrà mediante infissione diretta nel terreno, con l'ausilio di opportuna macchina battipalo; i pali di sostegno raggiungeranno una profondità minima di 1,5 m dal piano campagna e saranno poi sottoposti a idonee prove di resistenza allo sfilaggio.

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.





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.

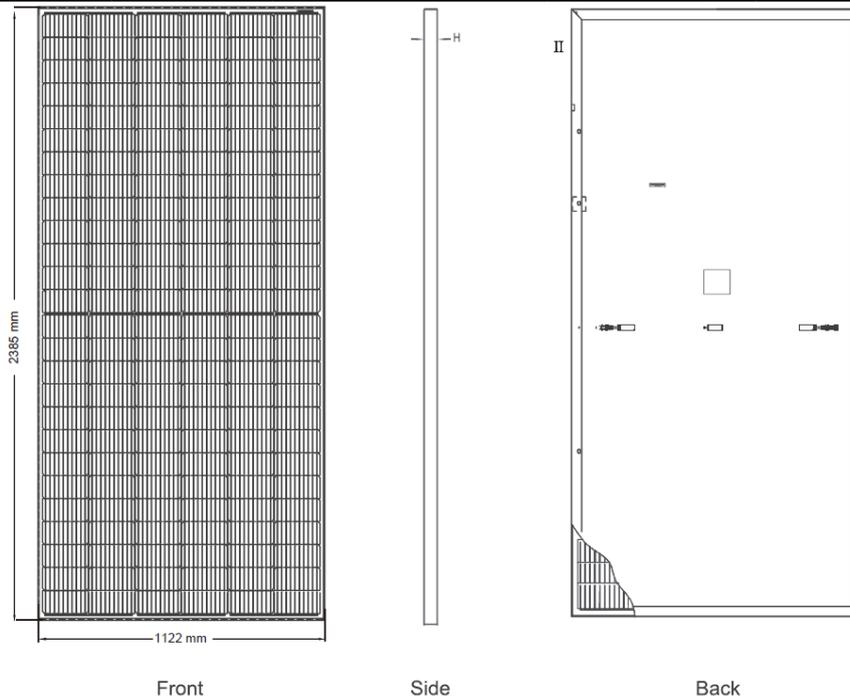
Per quanto attiene le fondazioni i tracker saranno fissati al terreno tramite pali infissi direttamente "battuti" nel terreno. La profondità standard di infissione è di 1,5 m, tuttavia in fase esecutiva in base alle caratteristiche del terreno ed ai calcoli strutturali tale valore potrebbe subire modifiche 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.

1.3.5. Moduli fotovoltaici

I moduli fotovoltaici che si prevede di utilizzare saranno in silicio monocristallino di potenza pari a 575 Wp. Avranno dimensioni pari a 2.385x1.122x35 mm.



Moduli fotovoltaici su tracker monoassiali



Caratteristiche dimensionali del modulo fotovoltaico

1.3.6. Cabine elettriche di campo

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

Nel particolare caso oggetto della presente relazione, le *Cabine di Trasformazione* saranno a struttura monoblocco del tipo prefabbricato. Ciascuna sarà composta da n°2 vani atti a contenere le apparecchiature elettriche: il quadro generale in BT, il trasformatore elevatore di tensione BT/MT, il Quadro MT per l'arrivo e la partenza delle linee in cavo e gli organi di comando e protezione MT contenuti negli appositi scomparti, come rappresentato negli elaborati grafici costituenti il progetto.

La cabina, come accennato, sarà a struttura prefabbricata (tuttavia in fase di progettazione esecutiva si potrà optare per una struttura gettata in opera), che pertanto non necessita di fondazioni in cemento, fatta eccezione per la base di supporto della cabina stessa che sarà costituita da una platea in cemento dello spessore di 30 cm ed armata con rete elettrosaldata 20x20 □□10.

La cabina sarà dotata di impianto di illuminazione ordinario e di emergenza, forza motrice, alimentate da apposito quadro BT installato in loco, nonché di accessori normalmente richiesti dalle normative vigenti (schema del quadro, cartelli comportamentali, tappeti isolanti 30 kV, guanti di protezione 30 kV, estintore ecc.). Il sostegno dei circuiti ausiliari dei quadri per la sicurezza e per il funzionamento continuativo dei sistemi di protezione elettrica avverrà da gruppi di continuità (UPS) installati in loco.

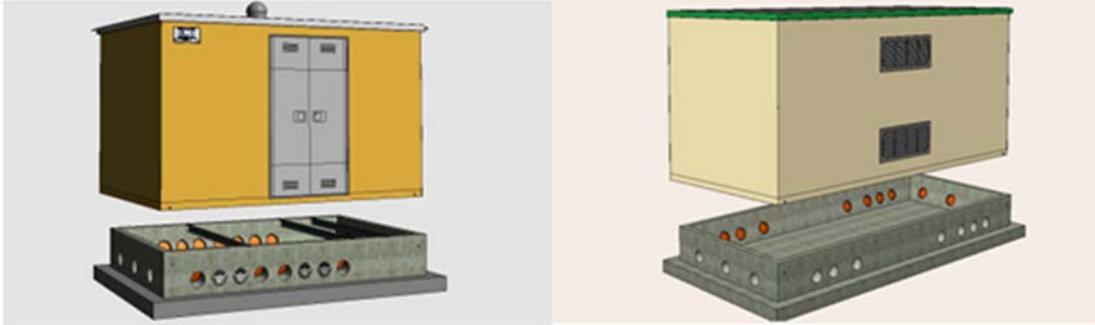


figura 7 – Tipico Cabina di Trasformazione prefabbricata monoblocco

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

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

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

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

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

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

Come già detto, il posizionamento delle Cabine di Campo e della Cabina di Smistamento prevede la realizzazione di uno scavo a sezione ampia di profondità che varia dai 65 cm ai 100 cm a seconda delle dimensioni della cabina. Lo sbancamento sarà eseguito per un'area di 1m oltre l'ingombro massimo della

cabina in tutti i lati, questo per consentire la realizzazione dell'impianto di terra esterno secondo quanto previsto dalle specifiche Enel DG10061 ed. V, che a sua volta sarà collegato all'anello perimetrale di terra dell'impianto.

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

Nel particolare caso del presente progetto è prevista l'installazione di n°7 Cabine di Campo (*CdC*) di ingombro massimo pari a (*L, H, p*) *10,00 x 3,10 x 2,50 m*, dove troveranno alloggiamento gli armadi MT costituenti le celle di arrivo e partenza delle linee MT in configurazione entra-esce e di n°1 Cabine di Raccolta (*CdR FV*) di ingombro massimo pari a (*L, H, p*) *20,00 x 3,10 x 2,50 m*.

1.3.7. Gruppi di conversione / trasformazione

L'energia prodotta dai moduli in bassa tensione, tramite la rete BT afferirà ai Quadri di Parallelo Stringa posizionati in prossimità delle strutture di sostegno dei moduli. Da questi poi verrà trasportata all'interno degli shelter per la conversione in corrente alternata e la trasformazione in Media Tensione a 30 kV.

Ciascun gruppo di conversione / trasformazione è costituito da:

- un Inverter centralizzato per la conversione della corrente proveniente dai Quadri di Parallelo Stringhe, da corrente continua a corrente alternata;
- un trasformatore MT/BT per l'innalzamento di tensione da 0,55 kV a 30 kV.

La corrente in uscita dal gruppo di conversione/trasformazione viene convogliata nella più vicina Cabina di Campo.



Come detto sono previsti:

- n° 12 inverter con massima potenza in uscita lato AC pari a 2.500 kVA, per una potenza nominale totale di 30.000 kVA;

1.3.8. Apicoltura e bio-monitoraggio

Il progetto consiste nell'installazione di 56 arnie all'interno dell'area recintata utilizzata per l'installazione dei moduli fotovoltaici.

La presenza di alveari nel sito d'installazione dell'impianto fotovoltaico, porta l'intero ecosistema a beneficiare dell'importante ruolo che le api assumono in natura, cioè quello di *impollinatori* e dell'immagine di sostenibilità ambientale che le api portano con sé. Ospitare le api ha degli effetti pratici quali:

- l'aumento della biodiversità vegetale e animale;
- la produzione di miele;
- il bio monitoraggio.

Le api sono le migliori alleate delle piante e garantiscono ad esse un'alta probabilità di riproduzione. Grazie alla precisa impollinazione delle api, le piante possono aumentare la loro presenza nel territorio locale e diversificarsi per far fronte alle difficoltà ambientali.

L'aumento della presenza vegetale porta direttamente ad un aumento di altre specie di insetti, volatili e mammiferi che di quelle piante si nutrono. L'aumento della varietà di piante presenti in un determinato luogo, invece sono segno tangibile della qualità ambientale e dell'alta resilienza dell'ecosistema.

È ovvio che la presenza di api ed alveari permetterà la produzione del miele, grazie anche alla disponibilità di piante nettariifere.

Gli alveari e le api saranno anche utilizzati per biomonitorare l'ecosistema dell'area intorno al sito di installazione.

Le "*api bottinatrici*", ovvero le api più adulte dell'alveare che si dedicano alla perlustrazione esterna e alla raccolta delle fonti di rifornimento (acqua, polline, nettare, propoli), saranno utilizzate per rilevare le emissioni inquinanti. Sono queste le api che, essendo in contatto con l'atmosfera esterna ed avendo un corpo peloso capace di captare e incastrare il particolato presente nell'aria, saranno campionate.

Il campionamento di "*api bottinatrici*", stando a possibili variazioni di modalità di esecuzione della ricerca scientifica, avverrà con cadenza mensile: dagli inizi di aprile fino alla fine di settembre. La matrice sarà intercettata all'ingresso degli alveari e raccolta tramite retino per farfalle o barattolo. La quantità di api mediamente stabilite per il campionamento si aggira intorno alle 500 unità, corrispondenti alla quantità di 50 g utili alle analisi di laboratorio. Ogni campione di api raccolto sarà immediatamente riposto in un recipiente sterile e gassificato per congelarne il contenuto per poi essere spedito durante lo stesso giorno al laboratorio di analisi.

Sarà inoltre condotta una ricerca per determinare il grado di biodiversità vegetale presente nell'area d'indagine.

Per determinare la presenza vegetale dell'area impianto fotovoltaico sarà preso in esame il “miele giovane” contenuto all'interno dell'alveare. Ogni nettare raccolto in campo dalle api porta con sé delle microscopiche quantità di polline che identificano perfettamente la derivazione botanica di un determinato nettare, che in ultima analisi si trasformerà in miele. Infatti, per determinare la caratteristica dicitura di miele di castagno, o miele di acacia, o altri, si osserva il miele al microscopio e si identificano e contano le proporzioni di pollini presenti all'interno. Se non ci sarà preponderanza di un polline rispetto ad altri allora il miele sarà identificato come “*miele millefiori*”. L'analisi di laboratorio utilizzata a questo scopo è l'analisi melissopalinologica.

I campioni di “miele giovane” saranno raccolti con cadenza quindicinale. Ogni campione sarà versato in una provetta sterile e inviata al laboratorio di ricerca. I dati successivamente estrapolati dall'analisi melissopalinologica saranno incrociati con altre banche dati e saranno messi in rapporto per estrapolare degli indici di biodiversità (per esempio indice di Shannon, abbondanza relativa, diversità botanica).

Al termine di ogni anno sarà creato un elaborato finale in cui saranno presentati i dati raccolti e interpretati.

2. ANALISI DELLE RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE

L'utilizzo delle fonti rinnovabili di produzione di energia genera sull'ambiente circostante impatti socio-economici rilevanti, distinguibili in **diretti**, **indiretti** e **indotti**.

Gli impatti diretti si riferiscono al personale impegnato nelle fasi di costruzione dell'impianto fotovoltaico, ma anche in quelle di realizzazione degli elementi di cui esso si compone.

Gli impatti indiretti, invece, sono legati all'ulteriore occupazione derivante dalla produzione dei materiali utilizzati per la realizzazione dei singoli componenti dell'impianto fotovoltaico; per ciascun componente del sistema, infatti, esistono varie catene di processi di produzione che determinano un incremento della produzione a differenti livelli.

Infine, gli impatti indotti sono quelli generati nei settori in cui l'esistenza di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile comporta una crescita del volume d'affari, e quindi del reddito; tale incremento del reddito deriva dalle royalties percepite dai proprietari dei suoli e dai maggiori salari percepiti da chi si occupa della gestione e manutenzione dell'impianto.

3. ANALISI COSTI E BENEFICI

3.1. Premessa

La realizzazione del progetto introduce una serie di benefici ambientali ed economici, che non possono essere in alcun modo trascurati nella sua valutazione.

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

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

3.2. 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 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 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.

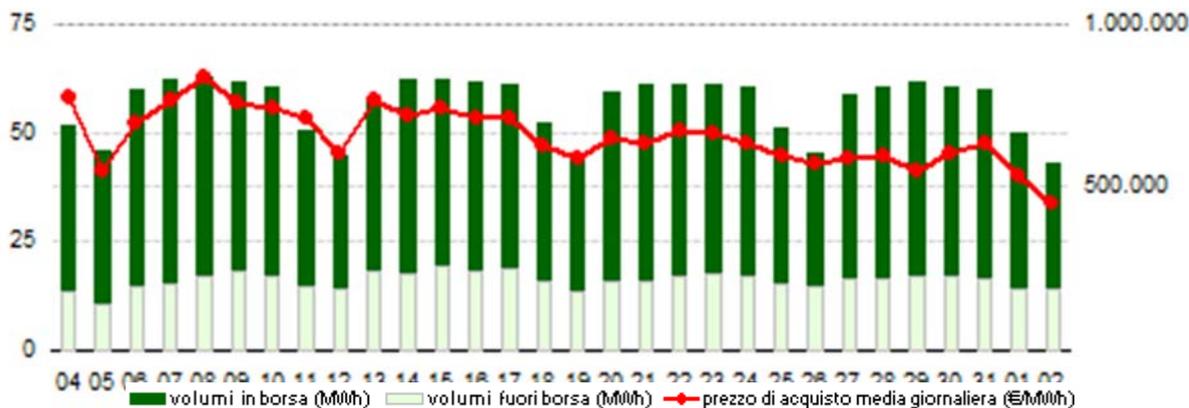
In definitiva il valore del LCOE tiene in conto anche la remunerazione della società che detiene l'impianto.

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.

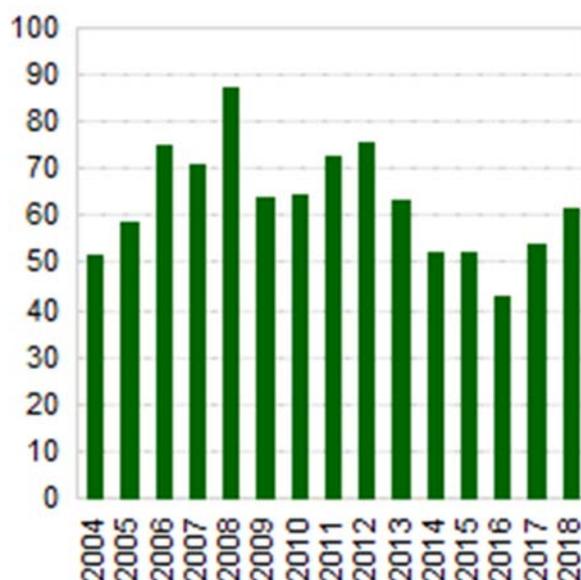
Analizziamo di seguito qual è il prezzo di vendita (medio) dell'energia in Italia, per paragonarlo con LCOE della produzione di energia da fonte solare fotovoltaica. Verificheremo che il prezzo di vendita è paragonabile al costo di produzione. A tal proposito riportiamo l'andamento grafico del prezzo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

€/MWh

MWh



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

3.3. Costi Esterni

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

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

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

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

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

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

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

7. Costo dismissione degli impianti.

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

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

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

	Costi esterni fotovoltaico (€/MWh)
RSE, 2014	2,00
Ecofys, 2014	14,20
REN 21, 2012	7,69
ExternE, 2005	6,11
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 (oltre che prossimo ai risultati dello studio più aggiornato).

3.4. 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 a quello 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.

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 CO₂, 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 €/tCO ₂	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
Totale		93.357.500	€ 15,43	€ 1.440.101.430

*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.

In relazione a questi fatti già tra 2019 e 2020 sono stati registrati aumenti, nel terzo trimestre del 2020 l'EUA è salito a 27,34 €/t CO₂, ed è intuibile che questo valore cresca. **È evidente, inoltre, che il valore dell'EUA costituisca una indicazione oggettiva del costo esterno associato all'emissione di CO₂ in atmosfera.**

Sulla base delle considerazioni sopra esposte possiamo considerare **sempre a titolo conservativo e prudenziale**, valido il valore di **33 €/t di CO₂ 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 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 **554,6 g 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 si abbia una mancata emissione di CO₂ 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 in progetto, denominato "Sassari 01" ha una potenza installata di 75.030,60 kWp e una produzione annua netta attesa di circa 1.901.46 kWh/kWp.

In pratica, la produzione annua si attesta su circa:

$$58.767.126 \text{ kWh}$$

Con beneficio annuo per mancata emissione di CO₂ pari a:

$$58.767.126 \text{ kWh} \times 0,018 \text{ €/kWh} = 1.057.808 \text{ €/anno}$$

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

$$58.767.126 \text{ kWh} \times 0,0075 \text{ €/kWh} = 440.753,44 \text{ €/anno}$$

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 *ingridparity*);
- 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 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) 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.
- 6) Altro beneficio globale è il vantaggio apportato dal sistema di accumulo associato all'impianto fotovoltaico per il Sistema Elettrico Nazionale. L'accumulo effettuerà, tra l'altro, anche un *servizio di dispacciamento*, ovvero sarà utilizzato per alcune ore all'anno da Terna per il bilanciamento della rete o per la regolazione della frequenza della rete stessa. Il controvalore economico di tale beneficio è stimato in circa 200 mila euro per anno.

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, nella tabella seguente si riportano in sintesi Costi Esterni e Benefici globali, sopra stimati.

<i>Costi/Benefici globali</i>			<i>Produzione annua energia</i>		<i>Quantificazione annua</i>
<i>Costi esterni</i>	7,50	€/MWh	58.767	MWh	€ 440.757,44
<i>Benefici globali: mancata emissione CO₂</i>	18,00	€/MWh	58.767	MWh	€ 1.057.808

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.

3.5. 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 (Benefici locali)* del territorio a fronte dei costi esterni sostenuti.

- a) Il Comune *Sassari*, in cui è prevista l'installazione dell'impianto fotovoltaico propriamente detto, percepirà in termini di **IMU** un introito annuale stimabile in circa (valori medi) 4.000,00 € per ogni ettaro occupato dalle opere. Quindi avendo una superficie pari a 42,71 ha, si ha:

$$42,71 \text{ ha} \times 4.000,00 \text{ €/ha} = 170.840,00 \text{ €/anno}$$

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

$$42,71 \text{ ha} \times 2.500,00 \text{ €/ha} = 106.775,00 \text{ €/anno}$$

c) 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:

$$120 \text{ MW} \times 2.000,00 \text{ €/MWp} = 240.000,00 \text{ €/anno}$$

d) Per quanto concerne i costi di costruzione dell'impianto (Impianto Fotovoltaico + Sistema di Accumulo) si stima un costo di circa 413.838,31 €/MWp. Considerando, ancora in maniera conservativa, che il 20% (83.000 €/MWp) sia appannaggio di imprese locali, abbiamo complessivamente un introito di:

$$120 \text{ MW} \times 83.000,00 \text{ €/MWp} = 9.960.000,00 \text{ €}$$

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

$$9.960.000 / 20 \text{ anni} = 498.000,00 \text{ €/anno}$$

vantaggi economici locali dell'attività di apicoltura sono dati da:

- vendita del miele prodotto (stima di introito **10.000,00 €/anno**);
- attività di bio-monitoraggio da analisi su api e nettare, con introito previsto per tecnici locali di almeno **15.000,00 €/anno**.

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

BENEFICI LOCALI	
IMU	170.840,00 €/anno
Diritto di superficie a proprietari dei terreni	106.775,00 €/anno
Manutenzione impianto	240.000,00 €/anno
Lavori di costruzione	498.000,00 €/anno
Attività di Apicoltura e relativo bio-monitoraggio	25.000,00 €/anno
TOTALE	1.040.615,00 €/anno

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

COSTI ESTERNI	BENEFICI GLOBALI	BENEFICI LOCALI
440.757,40 €/anno	1.057.808,00 €/anno	1.040.615,00 €/anno

È evidente dalle stime effettuate che:

Sia i benefici globali che i benefici locali sono più che doppi rispetto ai costi esterni dimostrando la validità e l'opportunità della proposta progettuale fatta.