

**IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "GR LUCERA"
CON POTENZA FOTOVOLTAICA DI 51,22 MWp
ACCUMULO ELETTROCHIMICO DI 14 MW**

REGIONE PUGLIA

PROVINCIA di FOGGIA

COMUNE di LUCERA

OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN NEI COMUNI DI LUCERA E TROIA

PROGETTO DEFINITIVO

Tav.:	Titolo:
R32b	Studio di Impatto Ambientale - Quadro Progettuale - Allegato cartografico

Scala:	Formato Stampa:	Codice Identificatore Elaborato
n.a.	A4	QAF1CF7_StudioFattibilitàAmbientale_32b

Progettazione:	Committente:
 Dott. Ing. Fabio CALCARELLA Via B. Ravenna, 14 - 73100 Lecce Mob. +39 340 9243575 fabio.calcarella@gmail.com - fabio.calcarella@ingpec.eu	 GREENERGY RINNOVABILI 9 S.r.l. Gruppo GREENERGY RENOVBLES SA Via Borgonovo, 9 - 20121 - MILANO grr9srl@gmail.com - grr9srl@legalmail.it P. IVA 11892580967 - REA MI-22630177
 	

Data	Motivo della revisione:	Redatto:	Controllato:	Approvato:
Settembre 2023	Prima emissione	STC	FC	GREENERGY s.r.l.

1.	PREMESSA.....	2
1.1.	Descrizione delle soluzioni progettuali considerate	2
1.1.1.	Alternativa “zero”	2
1.1.2.	Alternative tecnologiche– Analisi comparative.....	4
1.1.3.	Alternativa localizzativa	9
1.2.	Localizzazione dell’Impianto	9
1.2.1.	Criteri paesaggistico - ambientali per la localizzazione dell’impianto.....	9
1.2.2.	Criteri progettuali per la localizzazione dell’Impianto	11
1.2.1.	Descrizione dell’impianto agrivoltaico.....	14
1.2.1.	Moduli fotovoltaici	18
1.2.2.	Strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici.....	20
1.2.3.	Sistema di Accumulo Elettrochimico (SdA)	21
1.2.4.	Strade interne.....	27
1.2.5.	Cabine elettriche di campo	28
1.2.6.	Gruppi di conversione / trasformazione	29
1.2.7.	Sistema di illuminazione e videosorveglianza.....	30
1.2.8.	Recinzione perimetrale e cancelli.....	32
2.	ANALISI DELLE RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE	34
3.	ANALISI COSTI E BENEFICI.....	35
3.1.	Premessa.....	35
3.2.	Costo di produzione dell’energia da fonte fotovoltaica - LCOE	35
3.3.	Costi Esterni	37
3.4.	Benefici globali	38
3.5.	Costi e Benefici locali.....	44
3.5.1.	Investimenti compensativi a favore della Comunità Locale.....	45
3.5.2.	Quantificazione monetaria dei Servizi Ecosistemici	47

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.

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, integrando la produzione di energia con la continuità dello sfruttamento agricolo del terreno

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;
- L'impianto agrivoltaico permette di preservare la continuità delle attività di coltivazione agricola sul sito di installazione garantendo nel contempo la produzione di energia da fonte rinnovabile
- Il progetto agrivoltaico in valutazione aumenta la superficie strettamente agricola (oliveto e colture erbacee) condotta a biologico, passando da 30,7036 ha attuali a 46,3503 ha previsti. A

questi si aggiungono le zone rifugio e le opere di mitigazione e compensazione condotte con inerbimento tecnico di prato polifita e sfalcio che migliorerà lo stato chimico ed ecologico dei corsi d'acqua presenti contribuendo a rispettare gli indirizzi del Piano di Tutela delle Acque per la Zona Vulnerabile ai Nitrati. Le aree agricole del Tavoliere sono tra le zone regionali più critiche dal punto di vista della vulnerabilità ai nitrati, pertanto una gestione agricola orientata alla coltivazione biologica genera una riduzione degli apporti di nitrati, pesticidi e fitofarmaci, in assoluta coerenza con quanto previsto nel documento "Programma delle Misure 2016-2021" facente parte del Piano di Tutela delle Acque del luglio 2022. **L'aumento della superficie condotta a biologico introduce, in definitiva, un miglioramento in termini di impatti sul sottosuolo poiché riduce la quantità di nitrati, pesticidi e fitofarmaci utilizzati sui terreni e destinati ad infiltrarsi nel sottosuolo stesso.**

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 delle 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 bifacciali, proposti in progetto, permette di sfruttare al meglio la risorsa sole, così da rendere produttivo l'investimento. E ancora, 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– Analisi comparative

Viene sviluppata una analisi comparativa che prenda in considerazione:

- Un progetto fotovoltaico a terra
- Un progetto eolico
- Un progetto a biomasse

Allo scopo di coniugare la generazione di energia pulita con l'utilizzo efficiente e sostenibile del suolo sono previste colture permanenti legnose ed erbacee soggette ad avvicendamento, stabilendo, opportuni accordi di filiera.

Alternativa tecnologica –impianto fotovoltaico a terra

Sempre dalle *Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici* edite dal MiTE nel giugno 2022 si ricavano le definizioni per

- Superficie totale di ingombro dell'impianto agrivoltaico (S_{pv}): somma delle superfici individuate dal profilo esterno di massimo ingombro di tutti i moduli fotovoltaici costituenti l'impianto (superficie attiva compresa la cornice);
- Superficie di un sistema agrivoltaico (S_{tot}): area che comprende la superficie utilizzata per coltura e/o zootecnia e la superficie totale su cui insiste l'impianto agrivoltaico;

Il progetto agricolo, che prevede la coltivazione di oliveto super intensivo per la produzione di olive orchard (Super High Density Olive Orchard) lungo file parallele agli inseguitori monoassiali, colture erbacee da condursi in asciutto con piante officinali avvicendate a foraggiere leguminose miglioratrici del suolo tra le file di ulivi e gli inseguitori mono assiali, zone rifugio per una fascia di 3 m sotto i tracker in cui si prevede un inerbimento tecnico con sistema di prato polifita ed infine la realizzazione di aree di naturalità nell'intorno nelle aree limitrofe alla recinzione di impianto (aree mitigazione e compensazione), permette di utilizzare circa il 94% dell'area (recintata a disposizione), con l'ulteriore vantaggio di mantenere ed incrementare la biodiversità dell'area. Il tutto senza avere alcun tipo modifica nella **produzione di energia dell'impianto fotovoltaico, che rimane quantitativamente la stessa, e nel funzionamento del Sistema di Accumulo.**

Su una superficie totale recintata di poco meno di 69 ha, la copertura artificiale rappresentata da strada, cabine elettriche, platee di fondazione dei container non raggiunge i 4 ha pertanto oltre il 94% della superficie può essere utilizzato per le coltivazioni e le aree di naturalità (65 ha).

Aree recintate	AREA TOTALE (Stot)		AREA PROGETTO AGRICOLO		COPERTURA ARTIFICIALE (Spv)	
	[mq]	[ha]	[mq]	[ha]	[mq]	[ha]
Campo A	440 442,00	44,04	420 328,17	42,03	20 113,83	2,01
Campo B	104 915,00	10,49	97 291,70	9,73	7 623,30	0,76
Campo C	143 838,00	14,38	132 337,24	13,23	11 500,76	1,15
TOTALE	689 195,00	68,92	649 957,11	65,00	39 237,89	3,92

È evidente, pertanto, che l'impianto Agrivoltaico, a parità di produzione energetica, sfrutta meglio la risorsa terreno e permette di coniugare le due attività (produzione di energia attività agricola).

Alternativa tecnologica – utilizzo di impianto eolico

In relazione alle caratteristiche dell'impianto, al numero di moduli fotovoltaici (83.972), alla loro potenza unitaria (610 Wp) ed all'irraggiamento previsto nelle Aree di impianto sulla base dei dati ricavati da PVSYST, si stima una produzione di energia elettrica totale dell'impianto in progetto di circa 85,13 GWh/anno

$$51,22 \text{ MWp} \times 1.857 \text{ kWh/kWp} \approx 95.115,54 \text{ MWh/anno}$$

Inoltre, è prevista l'installazione di un sistema di accumulo di potenza pari a 14 MW e capacità di 56 MWh, che permette di accumulare l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico e di cederla alla rete quando necessario, peraltro con tempi di risposta praticamente immediati, con grandi benefici per la rete elettrica nazionale, come in più occasioni sollecitato dalle istituzioni preposte e riportato nel PNRR.

Per effettuare il confronto consideriamo di voler realizzare un parco eolico in cui siano installati aerogeneratori di ultima generazione che abbiano una potenza unitaria di 4 MW, altezza base mozzo di 110-120 m, rotore con diametro di 110-125 m. In base alle condizioni anemologiche dell'area un aerogeneratore con queste caratteristiche ha una produzione media annua compresa tra 9.000-10.000 MWh. Ciò significa che per avere la stessa produzione di energia dell'impianto agro voltaico in progetto, dovranno essere installati 9 aerogeneratori.

Considerando di disporre le macchine su tre file, e considerando una distanza (minima) pari a 4d tra macchine sulla stessa fila e 6d, tra le file, l'installazione del parco eolico andrà ad interessare un'area di circa 140 ha. È evidente che si tratta di una stima per difetto perché in considerazione della presenza di vincoli ed ostacoli di diversa natura con relative distanze di rispetto (linee elettriche, strade, abitazioni, vincoli di varia natura), la superficie che andrà ad interessare un parco eolico di questa portata sarà pari ad almeno 250 ha.

Per ogni aerogeneratore si può stimare il seguente consumo di suolo:

- plinto di fondazione 400 mq
- piazzola (in fase di esercizio) 400 mq
- strada di accesso $300 \times 5 = 1.500$ mq

per complessivi 2.300 mq circa, moltiplicato 9 aerogeneratori abbiamo un consumo di suolo pari a 2,1 ha CIRCA, a cui si aggiungono 5.000 mq della SSE, e 4.000 mq per l'accumulo. **La superficie occupata a terra dal parco eolico non utilizzabile per altri scopi è pertanto di 3,0 ha circa.**

Considerando che l'impianto **agrivoltaico** con accumulo ha una estensione di 69 ha, di cui il 94% utilizzabile per l'attività agricola, la **superficie non utilizzabile per altri scopi è di circa 3,9 ha.**

Bisogna poi considerare gli altri impatti prodotti dagli impianti posti a confronto.

L'Area Vasta ovvero l'area in cui si manifestano gli impatti dell'impianto agrivoltaico, si estende sino a 3 km dai limiti delle aree di progetto, mentre per il grande eolico, l'impatto visivo si manifesta (Linee Guida Nazionali) sino ad una distanza pari ad almeno 50 volte l'altezza del sistema torre tubolare – rotore, che per il caso in esame è di 180-200 m, e quindi 9-10 km.

Inoltre, il rumore seppure privo di toni acuti (rumore bianco) prodotto da un aerogeneratore si manifesta per almeno 400 m dalla base della torre, mentre il rumore prodotto da inverter e trasformatori si mantiene nell'ordine di pochi metri.

In tabella riportiamo in sintesi i principali dati di confronto tra le due tipologie di impianto.

TIPOLOGIA IMPIANTO FER	AGRIVOLTAICO	EOLICO
Altezza componenti	3 m	165-200 m
Superficie non utilizzabile per altri scopi	3,9 ha	3,0 ha
Area interessata dall'impianto	69 ha	250 ha
Area Vasta (area interessata dagli impatti prodotti dall'impianto)	3 km da perimetro	9-10 km dal perimetro
Area interessata dal rumore	< 20 m dalle cabine	Almeno 400 m dagli aerogeneratori

Sulla base delle considerazioni di cui sopra è evidente che a parità di energia prodotta, l'impatto prodotto dall'impianto agrivoltaico risulta essere meno impattante rispetto a quello di un equivalente impianto eolico. A ciò si aggiunga la difficoltà pratica di trovare aree così ampie che permettano la realizzazione di impianti eolici di grossa taglia, lontani (almeno 10 km) da aree paesaggisticamente tutelate.

In definitiva la scelta di realizzare nelle aree individuate un impianto agrivoltaico è corretta e sicuramente preferibile alla realizzazione di un impianto eolico che produca la stessa quantità di energia.

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 microparticelle 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 agrivoltaico in esame ha una produzione stimata di circa **95.115 MWh/anno** (su circa **69ha** di superficie).

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

$$95.115 / 8.000 = 11,9 \text{ MW}$$

il che significa una coltivazione di $11,9 \times 300 = 3.570 \text{ ha di terreno}$ contro i **69 ha** necessari alla realizzazione dell'impianto 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 agrivoltaico (progetto in esame), a parità di producibilità annua, genera impatti su un'area molto più ampia rispetto a quella generata dall'impianto agrivoltaico in studio. Inoltre, genera effetti negativi sull'ambiente a livello di inquinamento.

1.1.3. Alternativa localizzativa

Aldilà degli aspetti legati alla disponibilità dei terreni, l'area di progetto presenta caratteristiche **ambientali e tecniche** tale da poter essere considerata ottimale per l'installazione dell'impianto agrivoltaico, per i motivi di seguito riportati.

- 1) È lontano dalla costa (50 km circa dalla costa Adriatica, 105 km circa da quella Tirrenica ed oltre 170 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 presenta particolari criticità di accesso anche con mezzi pesanti, utilizzati per il trasporto dei componenti di impianto.
- 4) Non ha interazioni dirette con le componenti tutelate dal PPTR;
- 5) L'area presenta caratteristiche di irraggiamento solare idonee alla realizzazione dell'impianto;
- 6) 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.

1.2. Localizzazione dell'Impianto

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

Il progetto dell'impianto agrivoltaico interessa tre aree ubicate a circa 8,5 km a Sud-Ovest dall'abitato di Lucera (FG) e 5,5 km a nord dell'abitato di Troia. Le aree che si collocano immediatamente a nord e ovest della Masseria Montearatro, facilmente raggiungibili dall'abitato dalla SP 109.

Tutte le aree sono attualmente investite a seminativo così come lo sono la quasi totalità dei terreni circostanti. Il paesaggio è quello tipico del Tavoliere caratterizzato da ampie superfici pianeggianti leggermente ondulate coltivate prevalentemente a seminativo.

L'area di progetto è prettamente agricola caratterizzata da monoculture prevalenti: sono presenti il seminativo prevalente a trama larga o trama fitta. Il primo è caratterizzato da una pressoché totale presenza di colture seminate irrigue ed in parte minore non irrigue, caratterizzate da una trama agraria rada e scarsamente connotata da elementi fisici che ne esaltino la percezione. Si tratta di un morfotipo maggiormente presente, come in questo caso, in territorio aperto, nel quale la presenza insediativa si manifesta prevalentemente con i poderi e le masserie. Il secondo è caratterizzato da colture seminate che in genere si alternano tra irrigue e non, caratterizzate da una trama complessa e fitta con diversi tipi di colture seminate. Il mosaico di seminativo prevalente è accompagnato da un altrettanto variabile presenza di morfotipi edilizi: da rifugi temporanei o stagionali di tipo monocellulare o bicellulare fino a masserie di grandi dimensioni. Caratteristici della zona sono i piccoli edifici mono o bicellulari della Riforma Agraria realizzati a partire dagli anni Trenta

del secolo scorso. Da un punto di vista morfologico l'area è tipicamente "ondulata" con piccoli rilievi collinari dalla tipica forma arrotondata che ne permette la piena coltivazione.

I criteri di valutazione per l'individuazione dell'area di impianto sono stati di tipo tecnico 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 e in particolare quelli introdotti dal PPTR e dal PAI.

L'area d'intervento si localizza nella porzione di territorio compresa tra gli abitati di:

- Lucera (FG) 8,5 Km a nord dall'area di impianto;
- Troia (FG) 5,5 km a sud dall'area di impianto;
- Foggia 17,6 km ad est dell'area di impianto

Nella prima fase della progettazione, cioè quella di Screening Vincolistico, è stata verificata l'idoneità dell'area sopra descritta, rispetto ai principali strumenti di pianificazione territoriale, in particolare è stata verificata la compatibilità dell'area di intervento rispetto a:

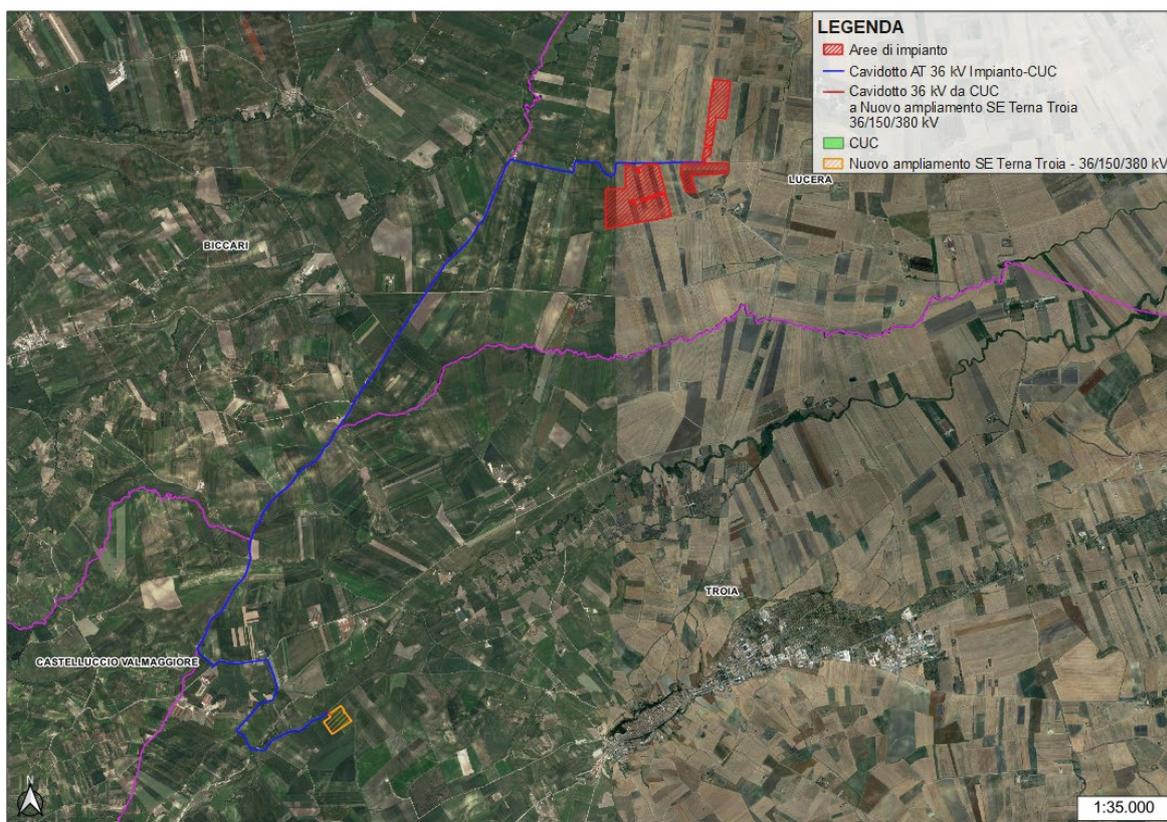
1. PPTR Regione Puglia;
2.  Strumento di pianificazione Urbanistica Comunale di Lucera;
3. Strumento di pianificazione Urbanistica Comunale di Troia;
4. Pericolosità idraulica così come individuate dalla cartografia ufficiale del Piano di Assetto Idrogeologico (PAI) della Autorità di Bacino della Regione Puglia
5. Pericolosità geomorfologica così come individuata dalla cartografia ufficiale del PAI della Autorità di Bacino della Regione Puglia;
6. Rischio geomorfologico così come individuato dalla cartografia ufficiale del PAI della Autorità di Bacino della Regione Puglia;
7. Carta Idro geo-morfologica della Autorità di Bacino della Regione Puglia;
8. Aree non idonee FER così come definite nel R.R. 24/2010;
9. PTCP della Provincia di Foggia;
10. Piano Faunistico Venatorio Regionale 2018-2023;
11. Aree perimetrate dal Piano Regionale Attività Estrattive (PRAE);
12. Piano di Tutela delle Acque;
13. SIC, ZPS, IBA, Parchi Regionali, Zone Ramsar e altre aree protette individuate nella cartografia ufficiale dell'Ufficio Parchi della Regione Puglia;
14. Vincoli e segnalazioni architettoniche e archeologiche.

Dalla verifica dei sopra richiamati Piani urbanistico territoriali si è verificato l'assenza di particolari criticità fatto salvo che ai sensi del PPTR (Componenti dei valori percettivi) le aree di progetto ricadono in gran parte

nell'ultimo tratto del cono visuale generato dal Castello di Lucera, ubicato mediamente 9 km circa a nord delle aree di progetto. Tuttavia:

- a. come vedremo nello Studio di Visibilità le aree di progetto sono difficilmente percettibili dal detto Punto di Vista attesa la non trascurabile distanza (8,5 km ed oltre). La realizzazione di opere di mitigazione visiva nell'intorno delle aree di progetto rende pressoché impossibile l'identificazione delle componenti tecnologiche di impianto (moduli fotovoltaici installati su inseguitori monoassiali con altezza massima non superiore a 4,5 m)

Pertanto, si è ritenuto che le aree individuate fossero sostanzialmente idonee alla realizzazione dell'impianto agrivoltaico in progetto.



Inquadratura generale su Ortofoto - Aree Impianto e cavidotto AT 36 kV di connessione alla RTN

1.2.2. 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 presenta i seguenti requisiti:

- Distanza dalla costa sufficiente a minimizzare l'impatto visivo;
- Distanza da centri abitati sufficiente ad annullare tutti gli impatti, compreso quello visivo;
- Distanza da edifici rurali sufficiente ad annullare l'impatto acustico ed elettromagnetico;

- Installazione dell'impianto in aree a seminativo, al di fuori da aree interessate da colture arbustive (uliveti, frutteti) e al di fuori di vigneti.
- Introduzione di colture in agricoltura biologica che aumentano il rendimento agricolo dell'area
- Introduzione di zone rifugio che contribuiscono ad aumentare il livello di biodiversità dell'area e la fertilità dei suoli
- Introduzioni di fasce di mitigazione e compensazione nell'intorno delle aree recintate di impianto con il doppio scopo di mitigare percettivamente la vista delle componenti tecnologiche di impianto (moduli, cabine) e mitigare le quantità e l'impatto dei nitrati di origine agricola nell'area ripristinando il cotico erboso e la vegetazione nei corsi d'acqua episodici che attraversano l'area, per rispettare gli indirizzi del Piano di Tutela delle Acque per le Zona Vulnerabile ai Nitrati

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

Accessibilità al sito

In linea generale un aspetto non trascurabile nella scelta di un sito per lo sviluppo di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile è l'accessibilità. È, infatti, necessario che possano essere trasportati tutti i componenti che andranno a costituire l'impianto stesso. In particolare, nel nostro caso trattasi di: moduli fotovoltaici, strutture di sostegno dei moduli, le cabine di Trasformazione e Consegna (previste ad elementi prefabbricati) e tutti i componenti elettrici (trasformatore MT/AT, inverter, quadri elettrici, cavi AT 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.

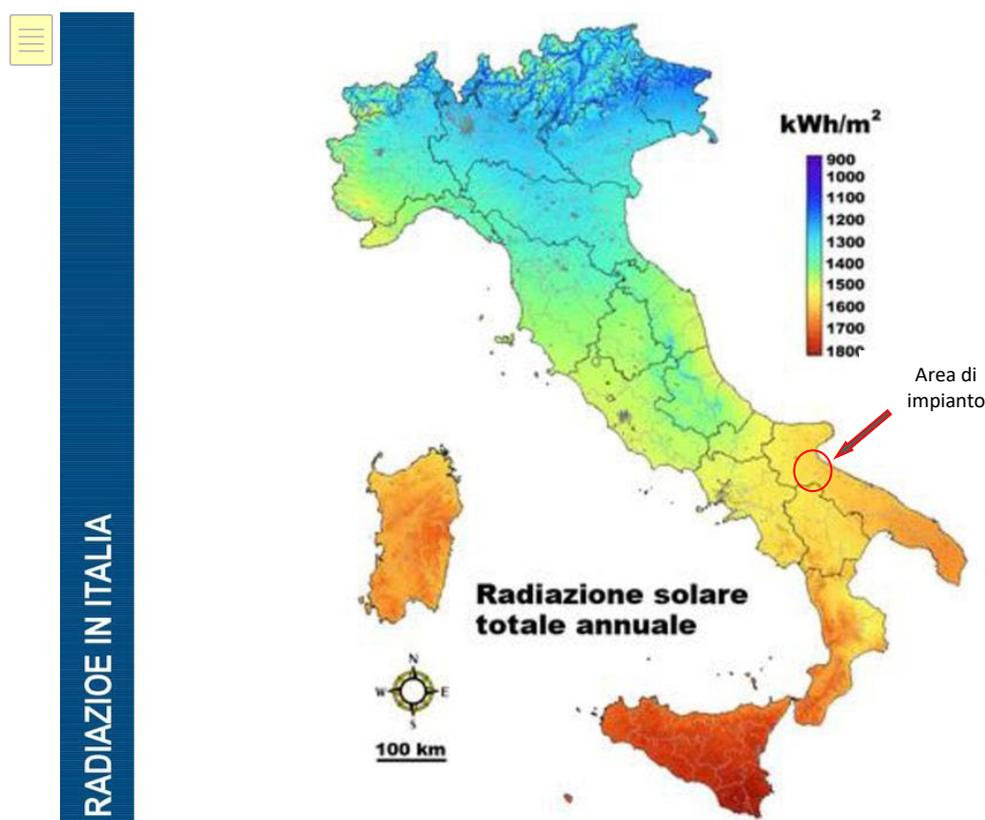
Sarà possibile raggiungere il sito d'impianto utilizzando prima la SP109, direttamente collegata poco più a nord in prossimità dell'abitato di Lucera con la SS 17. Vi sono poi altre possibilità di accesso anche da sud su viabilità pubblica e asfaltata (SP117- SS17-SS673-SS90).

Caratteristiche plano altimetriche

Per quanto attiene le caratteristiche plano-altimetriche delle aree di impianto, come si evince dagli elaborati grafici la quota varia da 200 a 300 m s.l.m. Le acclività sono ridotte e pertanto le aree si prestano alla realizzazione dell'impianto in oggetto, che avverrà senza movimentazione del terreno, appianamenti o riempimenti.

Irraggiamento

L'area scelta per l'installazione dell'impianto è ad elevata efficienza energetica. È, 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 1.500 e i 1.600 kWh/m². Tra i migliori in Italia.

Ubicazione rispetto a centri e luoghi abitati

Il progetto dell'impianto agrivoltaico interessa un'area ubicata a circa 8,5 km a sud dell'abitato di Lucera (FG), 5,5 km a nord dell'abitato di Troia.

Il luogo abitato più vicino è Masseria Montaratro, ubicata a circa 250 m dall'area di impianto più vicina (Campo B). È evidente che si tratta di una distanza per la quale aspetti quale impatto acustico o impatto elettromagnetico non hanno effetti sulla stabile presenza umana.

Si può affermare che le aree siano localizzate in una zona sufficientemente isolata rispetto a centri e luoghi abitati.

Connessione alla RTN

La soluzione tecnica di connessione elaborata da TERNA s.p.a. (Codice Pratica 202201231), prevede che l'impianto fotovoltaico integrato con il Sistema di Accumulo sia collegato in antenna a 36 kV sul futuro ampliamento della SE Terna 380/150 kV della RTN denominata "Troia" che si prevede sarà ubicata 7 km a

sud delle aree di progetto e collegata all'impianto tramite cavidotto a 36 kV interrato di lunghezza pari a 12.775 m circ.

1.2.1. Descrizione dell'impianto agrivoltaico

Il progetto agricolo dell'agrivoltaico "GR Lucera" si distingue per attuare una stretta consociazione tra colture legnose (oliveto Super High-Density olive Orchard, oliveto superintensivo a siepe) e colture erbacee a rotazione, il tutto circondato da zone rifugio. I vantaggi di tale configurazione sono sia di tipo economico (il raccolto si ha con maggiore continuità rispetto alla monocoltura, permettendo di essere presente sul mercato con più prodotti in maniera più continuativa nell'anno solare, dilazionando i rischi); sia di tipo agroecologico (aumentando la biodiversità, la fertilità del suolo, gli insetti e microrganismi utili). La conduzione agricola sarà di tipo biologico. Nel complesso, la componente agricola rappresenta un netto cambiamento nella conduzione agricola nel Tavoliere rispetto allo sfruttamento intensivo attuato storicamente negli ultimi cento anni.

Come si vede nel conto economico, il bilancio esprime un utile netto molto positivo considerata un'annata agricola con l'oliveto a pieno regime di produzione. Questo, grazie all'aumento della qualità per l'adozione del regime biologico riesce ad aumentare la competitività dell'azienda. Il progetto agricolo si connota come non irriguo. La componente di coltivazione erbacea è in asciutto e utilizza colture adatte per la coltivazione in asciutto, incluso l'olivo. L'area adibita al ripristino ecologico, insieme alla superficie adibita a "zona rifugio" creerà dei veri e propri spot di biodiversità che aumenteranno la rete ecologica su scala locale e saranno di grande importanza per la conduzione biologica dell'area, sia per preservare gli organismi utili che per isolare gli appezzamenti dalle contigue zone condotte con agricoltura convenzionale. Considerato che l'agrivoltaico "GR Lucera" genera energia da fonti rinnovabili limitando notevolmente le emissioni di gas serra e che l'intera area interessata diventa un sink di carbonio con l'inerbimento e l'aumento di sostanza organica nel suolo, si può tranquillamente affermare che il progetto contribuisce nettamente all'attenuazione dei cambiamenti climatici.

Il progetto inoltre aumenta superficie strettamente agricola (oliveto e colture erbacee) condotta a biologico, passando da **30,7036 a 46,3503 ha**. A questi si aggiungono le zone rifugio e le opere di mitigazione e compensazione condotti con inerbimento tecnico di prato polifita e sfalcio che migliorerà lo stato chimico ed ecologico dei corsi d'acqua presenti, contribuendo a rispettare gli indirizzi del Piano di Tutela delle Acque per le Zona Vulnerabile ai Nitrati.

In definitiva il progetto in esame potrà essere definito ai sensi di Legge IMPIANTO AGROVOLTAICO.

Nelle *Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici* edite dal MiTE nel giugno 2022 vengono definiti come

- Impianto agrivoltaico avanzato: impianto agrivoltaico che, in conformità a quanto stabilito dall'articolo 65, comma 1-quater e 1-quinquies, del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, e ss. mm.:
 - adotta soluzioni integrative innovative con montaggio dei moduli elevati da terra, anche prevedendo la rotazione dei moduli stessi, comunque in modo da non compromettere la

- continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale, anche eventualmente consentendo l'applicazione di strumenti di agricoltura digitale e di precisione;
- prevede la contestuale realizzazione di sistemi di monitoraggio che consentano di verificare l'impatto dell'installazione fotovoltaica sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture, la continuità delle attività delle aziende agricole interessate, il recupero della fertilità del suolo, il microclima, la resilienza ai cambiamenti climatici;
 - Sistema agrivoltaico avanzato: sistema complesso composto dalle opere necessarie per lo svolgimento di attività agricole in una data area e da un impianto agrivoltaico installato su quest'ultima che, attraverso una configurazione spaziale ed opportune scelte tecnologiche, integri attività agricola e produzione elettrica, e che ha lo scopo di valorizzare il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi, garantendo comunque la continuità delle attività agricole proprie dell'area.

La componente fotovoltaica dell'impianto agrivoltaico, avrà una **potenza installata di 51,22 MWp** ed una **potenza nominale scambiata con la rete di 42,29 MW**, mentre l'annesso Sistema di Accumulo (SdA), avrà una potenza nominale pari a **14 MW**.

L'impianto agrivoltaico insiste su tre aree molto vicine ma non adiacenti fra loro denominate **Campo A, Campo B, Campo C**.

Tutta la progettazione è stata sviluppata utilizzando le migliori tecnologie ad oggi disponibili sul mercato europeo. In considerazione del fatto che la tecnologia fotovoltaica è in rapido sviluppo, è possibile che in sede di progettazione esecutiva si abbiano dei leggeri cambiamenti. Potranno cambiare le tecnologie e le caratteristiche di alcuni componenti (moduli fotovoltaici, inverter, strutture di supporto), ma resteranno invariate le caratteristiche dimensionali dell'intero impianto (altezze, superfici) oltre all'occupazione del suolo e fabbricati.

In sintesi il progetto prevede:



Per l'Impianto Fotovoltaico:

- **83.972** moduli fotovoltaici di potenza unitaria pari a 610 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 di terra (scavi e rinterrì) che le opere di ripristino conseguenti**. È previsto in particolare che siano installati 2.999 inseguitori che sostengono 28 moduli. Di questi 1.923 occuperanno il Campo A, 472 il Campo B e 604 il Campo C.
- **2.999** stringhe, ciascuna costituita da 28 moduli da 610 Wp ciascuno, collegati in serie. Tensione di stringa 1.167,6 V e corrente di stringa 17,29 A;
- **87** Quadri di parallelo Stringhe a cui afferiranno un massimo di 36 stringhe (in parallelo);

- 15 cabinati (*Shelter*) preassemblati in stabilimento dal fornitore e contenuti 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);
- 3 Cabina di Raccolta (**CdR FV**), una per ciascuno dei Campi 1, 2, 3, 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 **AT** in c.a. e relativa quadristica elettrica di comando, protezione e controllo;
- Cabina Utente di Consegna (CUC) di dimensioni 30,3x8,8x3,2 m, sarà posizionata in area adiacente al futuro ampliamento della SE TERNA di Troia a cui sarà elettricamente connessa con un breve tratto di cavidotto AT 36 kV, che si attesterà su uno stallo della sezione 36 kV di detta SE TERNA.



L'energia erogata in AT a 36 kV dalle Batterie dell'annesso Sistema di Accumulo confluirà dapprima in una propria Cabina di Raccolta (**CdR SdA**) ubicata nei pressi delle batterie di accumulo nel Campo A e da qui poi sarà convogliata nella contigua alla Cabina di Raccolta dell'Impianto Fotovoltaico (**CdR FV A**), sempre all'interno dell'area di impianto.

Nelle due **CdR FV A** confluirà, sempre in AT a 36 kV, l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico, dei Campi B e C che potrà essere utilizzata anche per la carica del sistema di accumulo.

Di fatto sulla sbarra a 30 kV delle **CdR FV A**, 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 A** attraverso in cavidotto di vettoriamento e la CUC sarà collegata alla RTN, 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 poi 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 CUC al realizzando ampliamento della SE TERNA "Troia" (380/150/36 **kV**).

In relazione alle caratteristiche dell'impianto, al numero di moduli fotovoltaici (83.972), alla loro potenza unitaria (610 Wp) e dall'irraggiamento previsto nell'area di impianto sulla base dei dati ricavati da PVGIS, si stima una produzione di energia elettrica totale di circa **85,13 GWh/anno** (51.222,92 kWp x 1.662 kWh/kWp ≈ 85.132 MWh/anno).

Il contributo ai benefici ambientali, economici e sociali derivante dalla produzione dell'energia elettrica sopra stimata in generale e di questo Progetto in particolare, è dettagliatamente descritto in avanti, contenente anche il Bilancio Costi Benefici (BCB).

Per quanto concerne invece il Sistema di Accumulo (SdA), esso avrà una potenza installata di 14 MW e potrà rilasciare l'energia accumulata con tempo di scarica minimo **pari** a 2 ore.

1.2.1. Moduli fotovoltaici

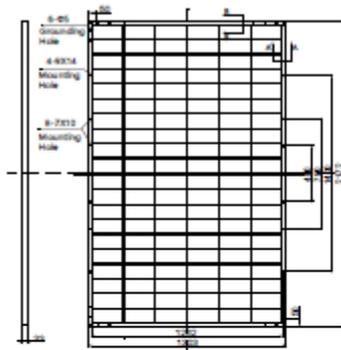
I moduli fotovoltaici che si prevede di utilizzare saranno in silicio monocristallino di potenza pari a 610 Wp. Avranno dimensioni pari a 2.172 x 1.303 x 35 mm.



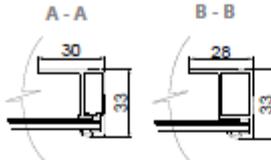
Moduli fotovoltaici su tracker monoassiali

ENGINEERING DRAWING (mm)

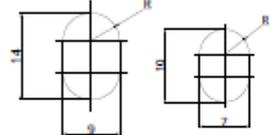
Rear View



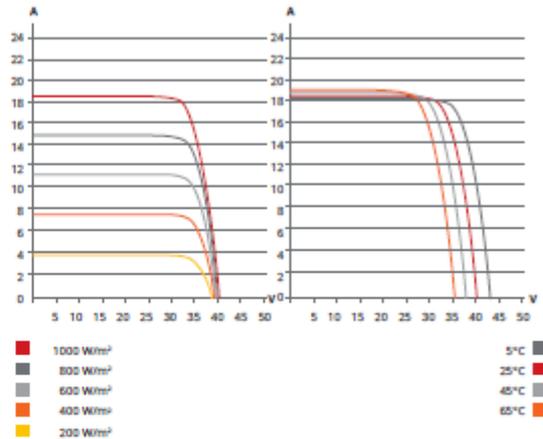
Frame Cross Section



Mounting Hole



CS7L-580MB-AG / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

		Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency	
CS7L-580MB-AG		580 W	34.1 V	17.02 A	40.5 V	18.27 A	20.5%	
	Bifacial Gain**	5%	609 W	34.1 V	17.87 A	40.5 V	19.18 A	21.5%
		10%	638 W	34.1 V	18.72 A	40.5 V	20.10 A	22.5%
		20%	696 W	34.1 V	20.42 A	40.5 V	21.92 A	24.6%
CS7L-585MB-AG		585 W	34.3 V	17.06 A	40.7 V	18.32 A	20.7%	
	Bifacial Gain**	5%	614 W	34.3 V	17.91 A	40.7 V	19.24 A	21.7%
		10%	644 W	34.3 V	18.78 A	40.7 V	20.15 A	22.8%
		20%	702 W	34.3 V	20.47 A	40.7 V	21.98 A	24.8%
CS7L-590MB-AG		590 W	34.5 V	17.11 A	40.9 V	18.37 A	20.8%	
	Bifacial Gain**	5%	620 W	34.5 V	17.98 A	40.9 V	19.29 A	21.9%
		10%	649 W	34.5 V	18.82 A	40.9 V	20.21 A	22.9%
		20%	708 W	34.5 V	20.53 A	40.9 V	22.04 A	25.0%
CS7L-595MB-AG		595 W	34.7 V	17.15 A	41.1 V	18.42 A	21.0%	
	Bifacial Gain**	5%	625 W	34.7 V	18.02 A	41.1 V	19.34 A	22.1%
		10%	655 W	34.7 V	18.88 A	41.1 V	20.26 A	23.1%
		20%	714 W	34.7 V	20.58 A	41.1 V	22.10 A	25.2%
CS7L-600MB-AG		600 W	34.9 V	17.20 A	41.3 V	18.47 A	21.2%	
	Bifacial Gain**	5%	630 W	34.9 V	18.06 A	41.3 V	19.39 A	22.3%
		10%	660 W	34.9 V	18.92 A	41.3 V	20.32 A	23.3%
		20%	720 W	34.9 V	20.64 A	41.3 V	22.16 A	25.4%
CS7L-605MB-AG		605 W	35.1 V	17.25 A	41.5 V	18.52 A	21.4%	
	Bifacial Gain**	5%	635 W	35.1 V	18.11 A	41.5 V	19.45 A	22.4%
		10%	666 W	35.1 V	18.98 A	41.5 V	20.37 A	23.5%
		20%	726 W	35.1 V	20.70 A	41.5 V	22.22 A	25.7%
CS7L-610MB-AG		610 W	35.3 V	17.29 A	41.7 V	18.57 A	21.6%	
	Bifacial Gain**	5%	641 W	35.3 V	18.15 A	41.7 V	19.50 A	22.6%
		10%	671 W	35.3 V	19.02 A	41.7 V	20.43 A	23.7%
		20%	732 W	35.3 V	20.75 A	41.7 V	22.28 A	25.9%

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

** Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

ELECTRICAL DATA

Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Max. System Voltage	1500 V (IEC/UL) or 1000 V (IEC/UL)
Module Fire Performance	TYPE 29 (UL 61730) or CLASS C (IEC61730)
Max. Series Fuse Rating	35 A
Application Classification	Class A
Power Tolerance	0 ~ + 10 W
Power Bifaciality*	70 %

* Power Bifaciality = Pmax_{back} / Pmax_{front}, both Pmax_{back} and Pmax_{front} are tested under STC, Bifaciality Tolerance: ± 5 %

ELECTRICAL DATA | NMOT*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)
CS7L-580MB-AG	435 W	32.0 V	13.60 A	38.3 V	14.73 A
CS7L-585MB-AG	439 W	32.2 V	13.64 A	38.5 V	14.77 A
CS7L-590MB-AG	442 W	32.3 V	13.70 A	38.7 V	14.80 A
CS7L-595MB-AG	446 W	32.5 V	13.73 A	38.8 V	14.85 A
CS7L-600MB-AG	450 W	32.7 V	13.77 A	39.0 V	14.89 A
CS7L-605MB-AG	454 W	32.9 V	13.80 A	39.2 V	14.93 A
CS7L-610MB-AG	457 W	33.1 V	13.83 A	39.4 V	14.97 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), Irradiance of 800 W/m² spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	120 [2 x (10 x 6)]
Dimensions	2172 x 1303 x 33 mm (85.5 x 51.3 x 1.30 in)
Weight	34.5 kg (76.1 lbs)
Front Glass	2.0 mm heat strengthened glass with anti-reflective coating
Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4.0 mm² (IEC), 10 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) or customized length*
Connector	T6 or MC4-EVO2 or MC4-EVO2A
Per Pallet	33 pieces
Per Container (40' HQ)	594 pieces or 528 pieces (only for US & Canada)

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

Datasheet - BHIKu7 Bifacciale Mono PERC da 610 W

1.2.2. Strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici

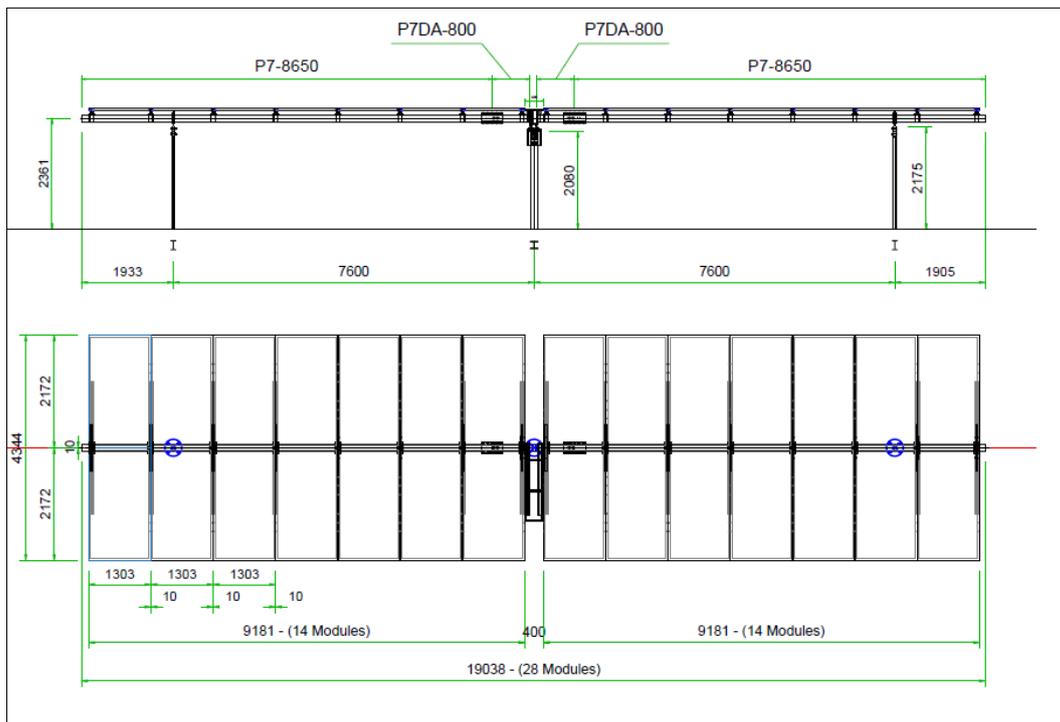
Le strutture di supporto dei moduli fotovoltaici saranno costituite da inseguitori (*tracker*) monoassiali, ovvero strutture di sostegno mobili che nell'arco della giornata "inseguono" il movimento del sole orientando i moduli fotovoltaici su di essi installati da est a ovest, con range di rotazione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

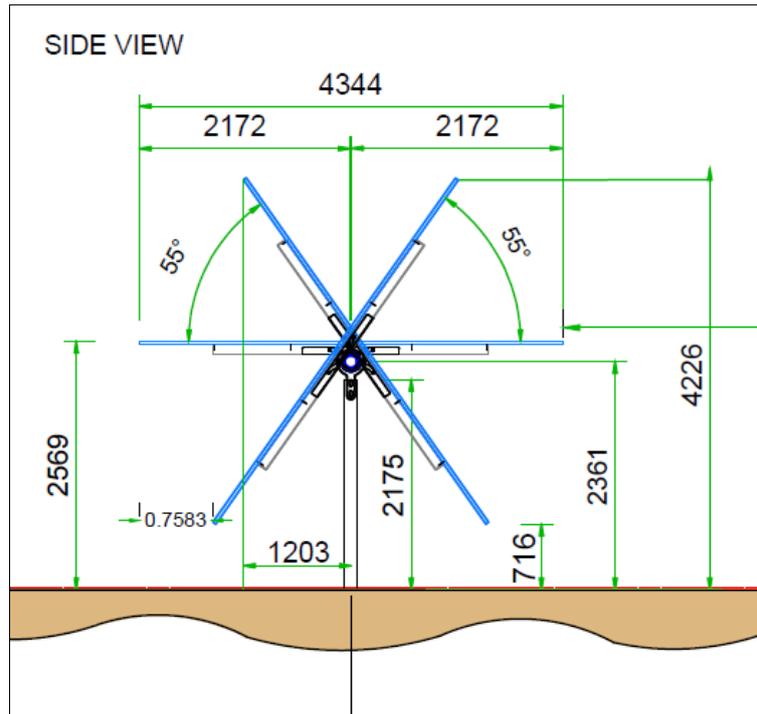
I moduli fotovoltaici saranno installati sull'inseguitore su due fila con configurazione *portrait*.

Il numero dei moduli posizionati su un inseguitore è pari a 28 per tutti

La loro installazione avverrà mediante infissione diretta nel terreno, con l'ausilio di opportuna macchina battipalo; i pali di sostegno raggiungeranno una profondità di circa 1,5 m dal piano campagna, come si evince dal calcolo preliminare delle strutture 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.



1.2.3. Sistema di Accumulo Elettrochimico (SdA)

L'energia erogata in AT a 36 kV dalle Batterie confluirà in una Cabina di Raccolta (**CdR Acc**) ubicata nei pressi delle batterie di accumulo e degli shelter contenenti gli inverter; da qui poi sarà convogliata ad una delle due Cabine di Raccolta dell'Impianto Fotovoltaico (in particolare la **CdR A**), sempre all'interno dell'area di impianto.

Nella stessa **CdR A**, confluirà, sempre in AT a 36 kV, l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico, che potrà essere utilizzata per la carica del sistema di accumulo o a sua volta direttamente convogliata verso la SE Terna Troia 36/150/380.

Di fatto sulla sbarra a 36 kV della **CdR A**, avverrà lo scambio tra l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico e il Sistema di Accumulo (**SdA**), e si renderà possibile in tal modo "accumulare" l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico.

Dal momento, poi, che la **CdR A** attraverso una Cabina Utente di Consegna (CUC) sarà collegata alla RTN (su nuovo ampliamento della SE Terna di Troia), 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).

In linea generale un Sistema di Accumulo è un insieme di dispositivi, apparecchiature e logiche di gestione e controllo, funzionale ad assorbire e rilasciare energia elettrica, previsto per funzionare in maniera continuativa in parallelo con la rete con obbligo di connessione di terzi o in grado di comportare un'alterazione dei profili di scambio con la rete elettrica (immissione e/o prelievo).

I sistemi di accumulo possono essere, in particolare, installati su impianti solari fotovoltaici.

Il Sistema di accumulo può essere installato sull'impianto di produzione secondo tre diverse configurazioni, individuate dalle norme CEI che si differenziano in base alla modalità di carica e al posizionamento elettrico dello stesso:

1. Configurazione 1: Monodirezionale lato produzione;
2. Configurazione 2: Bidirezionale lato produzione;
3. Configurazione 3: Bidirezionale post-produzione.

Nel caso in progetto si tratta di un impianto in **Configurazione 3, bidirezionale post- produzione**.

Grazie al sistema di accumulo, è possibile avere accesso ad una riserva di energia rinnovabile, pronta all'uso, anche quando l'impianto non è in funzione.

La scelta di affiancare al generatore fotovoltaico un sistema di accumulo (**SdA**) a fronte di un investimento maggiore da affrontare, comporta una serie di vantaggi non solo sotto l'aspetto di gestione dell'impianto fotovoltaico, **ma soprattutto per il Sistema Elettrico Nazionale, risultando non solo strategico ma addirittura indispensabile**, soprattutto in considerazione del fatto che supporta una porzione della RTN a servizio di un'isola e che si trova in un'area dove sono presenti numerosi impianti FRNP (Fonti Rinnovabili Non Programmabili – eolico e fotovoltaico).

Infatti, per favorire lo sviluppo e il dispacciamento degli impianti FRNP (Fonti Rinnovabili Non Programmabili – eolico e fotovoltaico) in linea con gli obiettivi comunitari, mantenendo inalterata la sicurezza e l'efficienza complessiva del Sistema Elettrico Nazionale (SEN), si rende necessario lo sviluppo dei sistemi di accumulo che consentono:

1. Di **risolvere le congestioni di rete**. La possibilità di accumulare l'energia nelle zone dove si concentrano le FRNP consentirebbe il riutilizzo dell'energia accumulata qualora venisse meno la disponibilità di energia eolica e solare. Inoltre l'accumulo di energia consente di ottimizzare l'utilizzo della rete esistente sfruttando meglio la sua capacità evitando sovraccarichi nelle ore di massima produzione delle rinnovabili e permettendo anche di fornire servizi di regolazione per migliorare la sicurezza del SEN. Oltre al beneficio economico diretto, legato alle sostituzioni di produzioni meno efficienti con produzioni rinnovabili o comunque più efficienti, il sistema elettrico ne trae un ulteriore beneficio indiretto per la riduzione nella produzione di CO₂.
2. **Livellare i consumi e i relativi picchi** ("peak shaving") immagazzinando energia nei periodi di basso fabbisogno quando gli impianti di generazione sono costretti a operare in assetti meno efficienti (minimo tecnico) e rilasciandola nei periodi a fabbisogno più alto evitando il ricorso a impianti di punta di minore affidabilità e con elevati costi variabili.
3. **Approvvigionare riserva per il sistema elettrico**. I sistemi di accumulo sono in grado di contribuire in modo particolarmente efficiente al soddisfacimento del fabbisogno di riserva del sistema elettrico a fronte di contingenze che ne impongano l'utilizzo. Potendo immettere o prelevare energia dalla rete con tempi di risposta estremamente rapidi i sistemi di accumulo rappresentano la risorsa più efficiente per il servizio di riserva: ogni MW installato fornisce potenzialmente il doppio in termini di riserva. I tempi di risposta dei sistemi di accumulo li rendono, inoltre, integrabili nel sistema di difesa permettendo di potenziare ulteriormente la gestione delle risorse di rete esistenti.
4. **Fornire**, nel caso di accumulo con batterie opportunamente integrati nei sistemi di sicurezza e regolazione, **capacità di regolazione di frequenza** avendo capacità di fornire tale servizio con livelli prestazionali superiori agli impianti tradizionali.
5. **Fornire risorse di bilanciamento al sistema elettrico**. I sistemi di accumulo si prestano di fornire questo servizio in maniera efficace in quanto riescono a rispondere molto velocemente rispetto alla maggior parte degli impianti di generazione alla necessità di aumentare sia l'immissione di energia elettrica, sia il prelievo. Tali esigenze di bilanciamento rapido sono particolarmente importanti per fronteggiare l'intermittenza di immissione caratteristiche della produzione eolica e le rampe di carico delle ore serali accentuate dalla tipica curva di produzione del fotovoltaico.

Gli impianti di accumulo diffuso a batteria rappresentano oggi la soluzione alternativa più competitiva laddove gli impianti di pompaggio non siano realizzabili. Tali sistemi, infatti, consentono di immagazzinare adeguati quantitativi di energia, con restituzione dell'energia accumulata per varie ore a ciclo e sono caratterizzata da:

- Elevata modularità, che garantisce sia facilità di installazione che elevata flessibilità;
- Tempi di realizzazione molto brevi, se confrontati con quelli degli impianti di accumulo di altro tipo;

I costi delle batterie sono già competitivi e, comunque, con prospettive di ulteriore riduzione in ragione dell'aumento della base installata.

È evidente, in definitiva, che la scelta di affiancare al generatore fotovoltaico un sistema di accumulo (SdA) di 14 MW a fronte di un investimento maggiore da affrontare, comporta una serie di vantaggi non solo sotto l'aspetto economico, ma soprattutto per il Sistema Elettrico Nazionale, a cui l'impianto di accumulo fornisce servizi di dispacciamento essenziali per l'esercizio della rete in condizioni di sicurezza.

Si è scelto di utilizzare batterie con tecnologia Litio-ferro-fosfato ($LiFePO_4$), che 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.

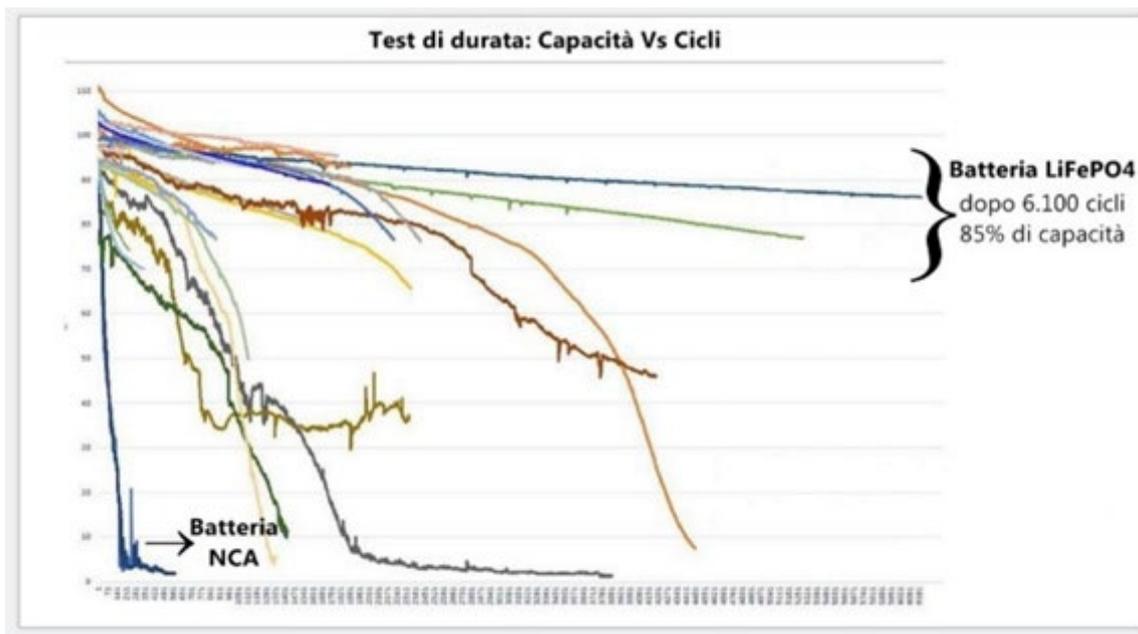
Fondamentalmente una batteria, ogni volta che si carica e scarica, perde un po' della sua capacità originale. Ciò significa che con il passare del tempo la batteria immagazzinerà sempre meno energia. Questo processo si percepisce in misura minima, fino a raggiungere un livello che è comunemente indicato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

Anche le batterie NMC, che sono frequentemente utilizzate per le auto elettriche, sostengono meno cicli di carica. Anche perché non è necessario: per la batteria di un'auto elettrica **1.000 cicli di carica** sono più che sufficienti. Se l'intervallo per ogni carica è di 300 km, l'equivalente è di una durata di vita di 300.000 km.

Per alimentare la propria casa solo attraverso energia solare, tuttavia, 1.000 cicli di carica non sarebbero affatto sufficienti. C'è bisogno di circa 250 cicli di ricarica all'anno, una batteria NMC dovrebbe essere già sostituita dopo soli 4 anni.

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.



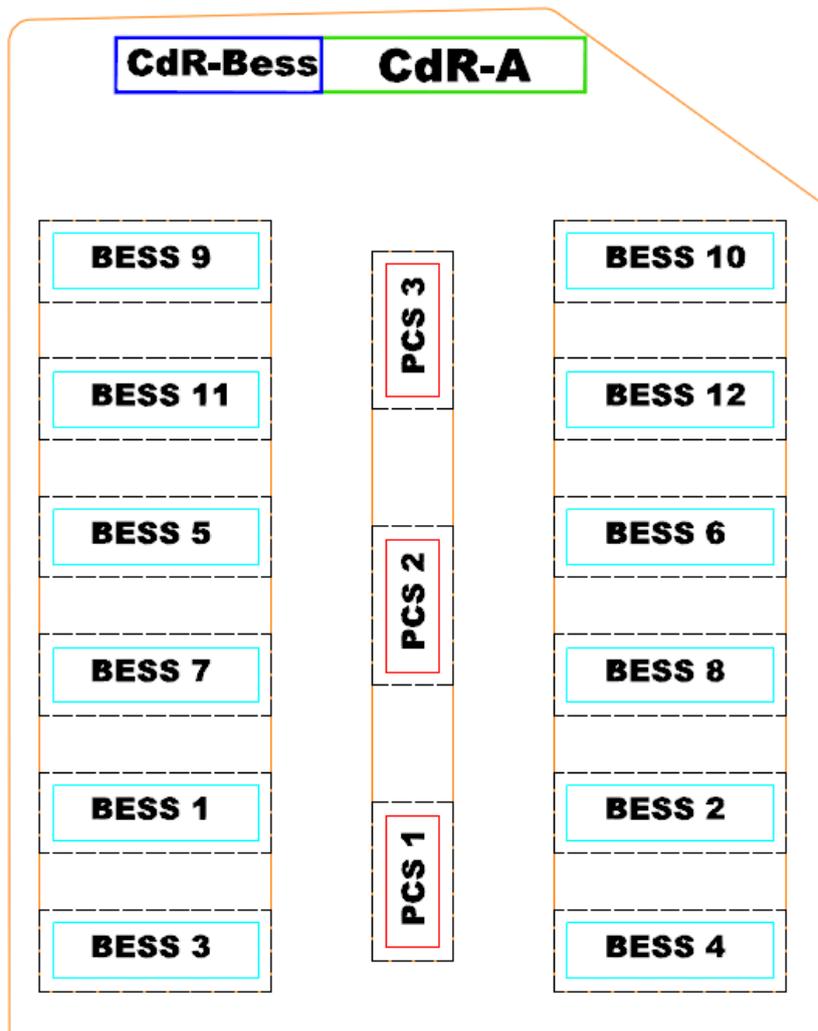
- **Tecnologia testata e collaudata;**
- **Ecocompatibilità:** Il *litio-ferro-fosfato* (LiFePO_4), è l'unico materiale per batterie costituito da un minerale naturale nella sua composizione chimica. Una batteria classica è costituita da due elettrodi, uno dei quali in grafite, mentre l'altro è costituito 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 LiFePO_4 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 **10.379 kWh** e tempo di scarica / carica minimo di **2 h**.

Da un punto di vista elettrico, il Sistema di Accumulo sarà diviso in 3 MODULI, ciascuno costituito da:

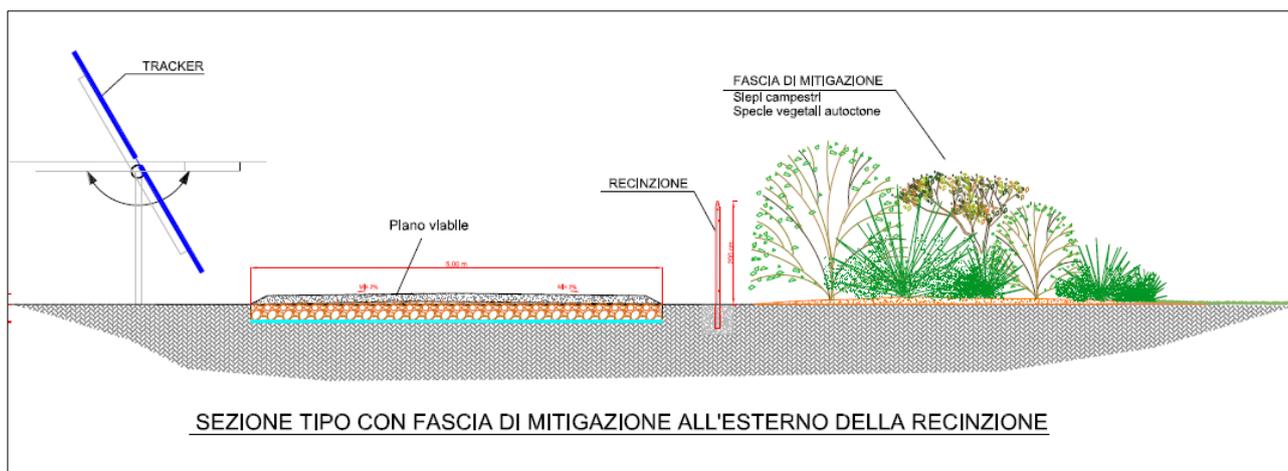
- 4 Containers da 30' (9,3 m) contenenti le Batterie al *Litio-Ferro-Fosfato* (LiFePO_4) per l'accumulo dell'Energia prodotta, con capacità di **10.379 kWh** e tempo di scarica / carica minimo di **2 h**
- 1 Container da 20' (6,1 m) contenente 1 Inverter c.c./c.a. da 5.000 kVA ed un trasformatore BT/AT 0,9/36 kVA anche esso da 5.000 kVA, denominato Power Control System (PCS)



I tre MODULI del Sistema di Accumulo

Ciascun MODULO avrà pertanto capacità di 31.137 kWh e tempo di scarica/carica di 2 h. La capacità complessiva dei tre MODULI che costituiscono il SdA sarà di 93.411 kWh.

1.2.4. Strade interne



Tipologico sezione stradale perimetrale impianto

La viabilità interna all'impianto fotovoltaico, come indicato negli elaborati di progetto, sarà costituita da una strada perimetrale interna alla recinzione e da una serie di strade che attraversano trasversalmente le aree di impianto. Avrà una larghezza pari a 5 metri circa. Dal punto di vista strutturale, tale strada consisterà in una massicciata tipo "MACADAM". Si prevede quindi:

- scoticamento superficiale per una profondità massima di 20 cm;
- posa di strato di base costituito da materiale lapideo proveniente da cave di prestito o scavi di cantiere, per uno spessore di 20 cm – pezzatura 70-100 mm;
- posa di uno strato superiore a formare il piano viabile, in misto di cava per uno spessore di 10 – pezzatura 0-20 mm.

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

Il materiale di cui ai punti a) e b), potrebbe essere rinvenuto direttamente in sito durante le fasi di scavo per la posa delle Cabine di Raccolta e per le platee di fondazione del container del SdA anche se la natura del terreno si presenta prevalentemente argillosa.

Il materiale roccioso eventualmente rinvenuto potrà essere riutilizzato, previa caratterizzazione, per la costituzione delle fondazioni stradali.

Tale materiale potrà quindi essere riutilizzato, previa caratterizzazione, per la costituzione delle fondazioni stradali.

Ciò consentirà di ridurre notevolmente l'apporto di materiale da cave di prestito, riducendo così anche i costi dell'intero progetto.

Le strade perimetrali e quelle interne seguiranno l'andamento orografico attuale, che di per sé risulta pressoché pianeggiante.

1.2.5. Cabine elettriche di campo

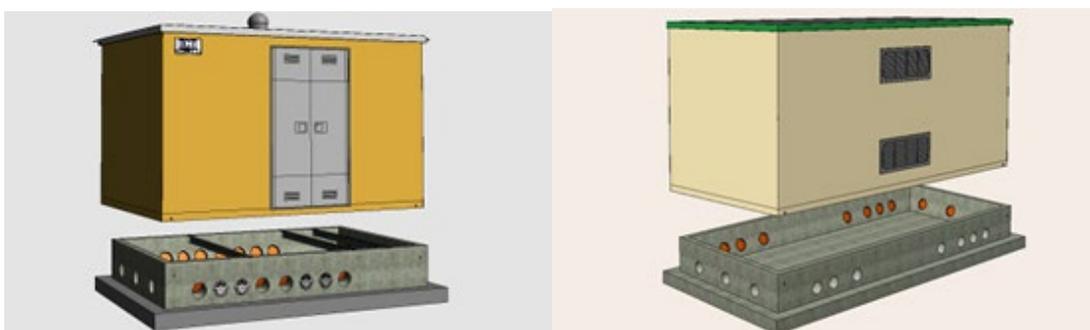
In linea generale le cabine elettriche svolgono la funzione di edifici tecnici adibiti a locali per la posa dei quadri, degli inverter, del trasformatore, delle apparecchiature di telecontrollo, di consegna e misura.

Nel particolare caso oggetto della presente relazione, le *Cabine di Raccolta* saranno a struttura monoblocco del tipo prefabbricato. Ciascuna sarà composta da n°2 vani atti a contenere le apparecchiature elettriche:

- il quadro generale in AT,
- il Quadro AT per l'arrivo e la partenza delle linee in cavo
- gli organi di comando e protezione AT contenuti negli appositi scomparti,

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 20x20xØ10.

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 36 kV, guanti di protezione 36 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.



Tipico Cabina 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 100 cm a seconda della tipologia impiegata.

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

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

Come già detto, il posizionamento delle Cabine di Raccolta prevede la realizzazione di uno scavo a sezione ampia di profondità che varia dai 65 cm ai 100cm 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.

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°4 Cabine di Raccolta (**CdR**) di ingombro massimo pari a (L, H, p) **10,00 x 3,10 x 2,50 m**, dove troveranno alloggiamento gli armadi AT costituenti le celle di arrivo e partenza delle linee AT in configurazione entra-esce

1.2.6. 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 Alta Tensione a 36 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 AT/BT per l'innalzamento di tensione da 0,645 kV a 36 kV.



Come detto sono previsti:

- n° 7 inverter con massima potenza in uscita lato AC pari a 3.430 kVA, per una potenza nominale totale di 24.010 kVA;
- n° 8 inverter con massima potenza in uscita lato AC pari a 2.285 kVA, per una potenza nominale totale di 18.280 kVA;

per una potenza nominale complessiva pari a 42.290 kVA.

1.2.7. 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: 428;
- Numero palificazioni: 214;
- Funzione: illuminazione stradale notturna e antintrusione;
- 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 Antintrusione composto da:

- N. 214 telecamere TVCC tipo fisso Day-Night, per visione diurna e notturna, con illuminatore a IR, ogni 40 m circa così suddivisi:

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

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

I sistemi appena elencati funzioneranno in modo integrato.

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

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

I 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*.

1.2.8. Recinzione perimetrale e cancelli

L'Impianto sarà suddiviso in tre Campi aventi un perimetro complessivo pari a 8.550 m. I lotti saranno recintati 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.

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.

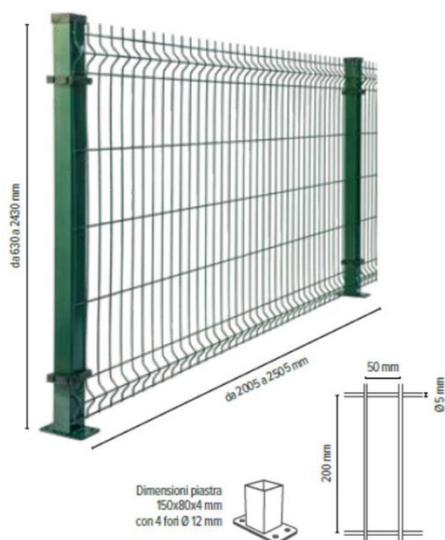


Fig.2–Tipologico di pannello per recinzione perimetrale

La recinzione tipo presenta le seguenti caratteristiche tecniche:

- **DIMENSIONI**
 - Maglia 50x200 mm;
 - Tondo diametro 5 mm;
 - Larghezza mm 2000;
 - Maglie mm 150x50;
 - Diametro dei fili verticali mm 5 e orizzontali mm 6.
- **MATERIALE**
 - Acciaio S235 JrEN10025 – zincato secondo la Norma EN10244-2;
- **RIVESTIMENTO**
 - Verniciatura con poliestere;
- **COLORE**

- Verde RAL6005.

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

L'impianto sarà dotato di un cancello carrabile per ognuna delle 3 aree. Ogni cancello sarà costituito da 2 pilastri in acciaio zincato a sostegno della struttura. I pilastri saranno ancorati ad una trave di fondazione.

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 nn installata.

2. ANALISI DELLE RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE

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

Gli impatti diretti si riferiscono al personale impegnato nelle fasi di costruzione dell'impianto agrivoltaico, 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 agrivoltaico; 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 per gli impianti *utility scale* nel 2023 è stimato su scala europea in **73,6 €/MWh** (Fonte: Irex Report di Althesys, 2023).

Per il calcolo del LCOE si tengono in conto

- i costi industriali di realizzazione dell'impianto, i
- costi finanziari,
- i costi operativi e di manutenzione dell'impianto che si ripetono annualmente.

Inoltre, tale valore tiene in conto anche del tasso di rendimento netto (depurato dall'inflazione), che remunera il capitale dell'investimento iniziale.

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 sicuramente superiore al costo di produzione benché sia difficile oggi fare una stima dell'effettivo prezzo dell'energia elettrica anche nel medio periodo. A tal proposito riportiamo l'andamento del prezzo di vendita dell'energia (PUN – Prezzo Unico Nazionale) dal 2004 ad oggi (Fonte: sito internet Gestore Mercato Elettrico, gme.it)

24/08/23, 17:50

GME - Statistiche - dati di sintesi MPE-MGP

dati di sintesi MPE-MGP – riepilogo

sintesi annuale

periodo	Prezzo d'acquisto. PUN (€/MWh)			Quantità totali (MWh)	Liquidità (%)	n. operatori al 31/12
	media	min	max			
2004*	51,60	1,10	189,19	231.571.983	29,1	73
2005	58,59	10,42	170,61	323.184.850	62,8	91
2006	74,75	15,06	378,47	329.790.030	59,6	103
2007	70,99	21,44	242,42	329.949.207	67,1	127
2008	86,99	21,54	211,99	336.961.297	69,0	151
2009	63,72	9,07	172,25	313.425.166	68,0	167
2010	64,12	10,00	174,62	318.561.565	62,6	198
2011	72,23	10,00	164,80	311.493.877	57,9	181
2012	75,48	12,14	324,20	298.668.836	59,8	192
2013	62,99	0,00	151,88	289.153.546	71,6	214
2014	52,08	2,23	149,43	281.997.370	65,9	251
2015	52,31	5,62	144,57	287.132.081	67,8	259
2016	42,78	10,94	150,00	289.700.706	70,0	253
2017	53,95	10,00	170,00	292.197.128	72,2	254
2018	61,31	6,97	159,40	295.561.956	72,0	271
2019	52,32	1,00	108,38	295.827.948	72,1	286
2020	38,92	0,00	162,57	280.179.361	74,9	283
2021	125,46	3,00	533,19	290.400.194	76,2	283
2022	303,95	10,00	870,00	289.172.233	72,9	313

* I dati sono relativi ai nove mesi dal 01/04/2004 al 31/12/2004 grafico

sintesi mensile - anno

aggiornato al 25/08/2023

periodo	Prezzo d'acquisto. PUN (€/MWh)			Quantità totali (MWh)	Liquidità (%)	download pdf
	media	min	max			
gennaio	174,49	47,68	295,00	24.322.437	72,4	pdf
febbraio	161,07	62,46	272,16	22.677.239	72,0	pdf
marzo	136,38	3,02	245,00	23.710.226	75,7	pdf
aprile	134,97	10,00	260,00	20.731.151	78,4	pdf
maggio	105,73	9,10	197,19	21.801.871	75,5	pdf
giugno	105,34	20,00	191,40	22.785.772	73,4	pdf
luglio	112,09	40,00	205,00	27.028.806	74,0	pdf
agosto	109,79	40,00	265,13	18.081.632	73,1	pdf

grafico

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

È evidente che pur considerando un prezzo nel medio periodo dell'energia più basso di quello attuale 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.

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

Considerata la media di 7,5 €/MWp aumentata prudenzialmente del 20%, nel prosieguo assumeremo che il **Costo Esterno** prodotto dall'impianto fotovoltaico oggetto dello Studio è di **9 € 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 37 €/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 di emissione", sono stati scambiati nel 2022 ad un prezzo medio di 79,67 €/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 2: Proventi d'asta mensili per l'Italia nel III trimestre 2022 da quote EUA

Anno	Mese	Quote collocate Italia	Prezzo d'aggiudicazione IT €/tCO ₂	Proventi italiani €
2022	gennaio	2.855.000	€ 83,07	€ 237.153.430
	febbraio	3.426.000	€ 90,14	€ 308.831.115
	marzo	3.997.000	€ 74,16	€ 296.431.795
	aprile	3.140.500	€ 80,29	€ 252.162.165
	maggio	3.711.500	€ 85,01	€ 315.503.195
	giugno	3.140.500	€ 83,15	€ 261.138.285
	luglio	3.426.000	€ 81,30	€ 278.530.945
	agosto	2.001.000	€ 87,57	€ 175.231.350
	settembre	3.660.000	€ 69,91	€ 255.858.400
	ottobre	3.965.000	€ 68,83	€ 272.892.650
	novembre	3.965.000	€ 75,61	€ 299.784.500
	dicembre	2.451.000	€ 86,71	€ 212.537.150
	Totale	39.738.500	€ 79,67	€ 3.166.054.980

*Prezzo medio ponderato delle EUA (European Union Allowances) nel 2022
(Fonte GSE – Rapporto Annuale aste di quote europee di emissione)*

Aldilà delle oscillazioni che si possono verificare negli anni è evidente 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 prudentiale**, la **media** tra il costo preso in considerazione negli Stati Uniti (37 €/t di CO₂), ed il costo pagato in Europa per emissioni in atmosfera di anidride carbonica (79 €/t CO₂), ovvero 58 €/t CO₂. Tale valore monetario sarà preso 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 2022 (*Indicatori di efficienza e decarbonizzazione del sistema energetico nazionale e del settore elettrico*), valuta che la sostituzione di un kWh prodotto da fonti fossili con uno prodotto da fonti rinnovabili consente di evitare l'emissione di **449,1 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 in oggetto si abbia una mancata emissione di CO₂ in atmosfera quantificabile da un punto di vista monetario in:

$$0,058 \text{ €/kg} \times 0,4491 \text{ kg/kWh} = 0,026 \text{ €/kWh}$$

L'impianto in progetto, denominato "GR Lucera" ha una potenza installata di 51.222,92 kWp e una produzione annua netta attesa di circa 1.857 kWh/kWp.

In pratica, la produzione annua si attesta su circa:

$$1.857 \text{ MWh/MW} \times 51,22 \text{ MW} = 95.115,54 \text{ MWh anno}$$

Con beneficio annuo per mancata emissione di CO₂ pari a:

$$95.115.540 \text{ kWh} \times 0,026 \text{ €/kWh} = 2.473.004 \text{ €/anno (BENEFICI GLOBALI)}$$

Questo dato va confrontato con il costo esterno di 9 €/MWh (0,009 €/kWh), e quindi complessivamente per l'impianto in studio di:

$$95.115.540 \text{ kWh} \times 0,009 \text{ €/kWh} = 856.040 \text{ €/anno (COSTI ESTERNI)}$$

Il risultato che deriva da quanto sopra rappresenta il vero coefficiente di convenienza che indica un rapporto fra *BENEFICI / COSTI* a livello globale di 2,89

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

- 1) Stabilizzazione del prezzo dell'energia elettrica. Negli ultimi anni per varie contingenze geopolitiche il prezzo dell'energia elettrica è stato altalenante: sino al 2019 c'è stato un calo a cui è seguito un notevole aumento sino al 2022. La crescita di eolico e fotovoltaico con costi marginali di produzione quasi nulli ha contribuito e potrà contribuire sempre più a mantenere più stabili i prezzi sul mercato

- dell'energia. Ricordiamo a tal proposito che per l'impianto in progetto non sono previsti incentivi statali (impianto in *grid parity*);
- 2) Riduzione del *fuel risk* e miglioramento del mix e della sicurezza nazionale nell'approvvigionamento energetico. La crescente produzione da fonti rinnovabili comporta una minore necessità di importazione di combustibili fossili, riducendo la dipendenza energetica dall'estero;
 - 3) Altre esternalità evitate. La produzione di energia da combustibili fossili comporta oltre alle emissioni di 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.

Infine, è proficuo rammentare che la realizzazione dell'impianto agrivoltaico in progetto è in linea con quanto definito dalle politiche energetiche nazionali e comunitarie che hanno, fra l'altro, i seguenti obiettivi da perseguire entro il 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.

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

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>	9,00	€/MWh	95.115.540 MWh/anno	856.040 €/anno
<i>Benefici globali: mancata emissione CO₂</i>	26,00	€/MWh	95.115.540 MWh/anno	2.473.004 €/anno

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

3.5. Costi e Benefici locali

A fronte di **Costi e 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 dalla realizzazione della componente tecnologica dell'impianto agrivoltaico sono esclusivamente locali.

L'Analisi Costi - Benefici deve essere necessariamente focalizzata su Costi e Benefici per la comunità locale, ovvero sulla quantificazione dei costi esterni sostenuti e sulle contropartite economiche a vantaggio della comunità locale. A tal proposito l'Analisi Costi Benefici sarà sviluppata secondo due metodologie.

- 1) La prima fa riferimento esplicito ai **proventi a favore della Comunità locale**, generati dalla realizzazione del Progetto, che possono essere considerati a tutti gli effetti investimenti compensativi ai sensi della lettera h) dell'allegato 2 al D.M. 10.09.2010, e s.m.i.;
- 2) La seconda fa riferimento ad una metodologia proposta da ISPRA (*Mappatura e valutazione dell'impatto del consumo di suolo sui servizi ecosistemici: proposte metodologiche per il rapporto sul consumo di suolo del 2018*) riferita ad una quantificazione monetaria della variazione dei **servizi ecosistemici** introdotta dalla realizzazione del Progetto

Vedremo che in entrambi i casi che il Saldo stimato è positivo a favore della Comunità Locale.

3.5.1. Investimenti compensativi a favore della Comunità Locale

A fronte dei benefici globali prodotti dalla realizzazione di un impianto di produzione di energia da fonte rinnovabile (vedi paragrafi successivi) 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 sono esclusivamente locali.

Vediamo allora quali sono le contropartite economiche del territorio a fronte dei costi esterni sostenuti.

- a) I proprietari dei terreni percepiranno mediamente (valore stimato sulla base di dati medi per i terreni della zona) da altri impianti **3.000,00 €** per ogni ettaro occupato dall'impianto per la **cessione del diritto di superficie, e quindi:**

$$73,5 \text{ ha} \times 3.000,00 \text{ €/ha} = 220.500,00 \text{ €/anno (Terreni)}$$

- b) L'attività di gestione e manutenzione dell'impianto è stimata essere di 15.000,00 €/MWp ogni anno. Assumendo cautelativamente che solo il 20% (3.000,00 €/MWp) sia appannaggio di imprese locali (sorveglianza, tagli del verde, piccole opere di manutenzione), stimiamo cautelativamente un ulteriore vantaggio economico per il territorio di:

$$51 \text{ MW} \times 3.000,00 \text{ €/MWp} = 153.000,00 \text{ €/anno (Manutenzione-Gestione)}$$

- c) Per quanto concerne i costi di costruzione dell'impianto (Impianto Fotovoltaico + Sistema di Accumulo) si stima un costo di circa 901.968 €/MWp. Considerando, ancora in maniera conservativa, che il 30% (270.590 €/MWp) sia appannaggio di imprese locali, abbiamo complessivamente un introito di:

$$51 \text{ MW} \times 180.394 \text{ €/MWp} = 13.800.090 \text{ €}$$

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

$$9.200.094 \text{ €} / 20 \text{ anni} = 690.000 \text{ €/anno (Costruzione)}$$

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

	BENEFICI LOCALI
Diritto di superficie a proprietari dei terreni	220.500,00 €/anno
Manutenzione impianto	153.000,00 €/anno
Lavori di costruzione	690.000,00 €/anno
TOTALE	1.063.500,00 €/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
829.811 €/anno	2.397.232 €/anno	1.063.500,00 €/anno

Volutamente non sono considerati i benefici economici ed ambientali introdotti dalla componente agricola del progetto che comunque sono positivi, poiché:

- L'uliveto intensivo (in asciutto) aumenta la redditività
- Le zone rifugio creano degli spot di biodiversità che migliorano la rete ecologica locale oltre a migliorare nel tempo la qualità dei terreni
- La soluzione progettuale proposta aumenta la superficie agricola condotta a biologico

In definitiva, benché le stime siano approssimate, le approssimazioni fatte sono sicuramente conservative e pertanto possiamo concludere che:

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

3.5.2. Quantificazione monetaria dei Servizi Ecosistemici

Facendo riferimento al documento dell'ISPRA "Mappatura e valutazione dell'impatto del consumo di suolo sui servizi ecosistemici: proposte metodologiche per il Rapporto sul consumo di suolo dl 2018", sono definiti i costi esterni imputabili a una serie di fattori e relativi all'uso di suolo necessario per la realizzazione dell'impianto. Nel prosieguo questo documento sarà semplicemente definito come il *Rapporto 2018*.

I costi esterni sono in relazione ai servizi ecosistemici (SE): il consumo di suolo genera una variazione (negativa) dei SE. La quantificazione monetaria del mancato servizio ecosistemico permette di valutare il costo esterno e quindi economico e sociale correlato al consumo di suolo.

Per quanto attiene il progetto in esame rammentiamo che la superficie complessiva recintata, ivi compresa quella utilizzata per la realizzazione della sottostazione elettrica è pari a **115,7 ha circa**, mentre la superficie effettivamente impermeabilizzata o semi impermeabilizzata utilizzata per strade, cabine elettriche, sottostazione elettrica, platee di appoggio dei container, vasche trasformatori è complessivamente pari a **8,4 ha circa**. A questi due numeri si farà pertanto riferimento nel prosieguo della trattazione.

I fattori presi in considerazione correlati ad altrettanti servizi ecosistemici sono:

1. Stoccaggio e sequestro di carbonio
2. Qualità degli habitat
3. Produzione agricola
4. Impollinazione
5. Regolazione del microclima
6. Rimozione particolato ed ozono
7. Protezione dall'erosione
8. Disponibilità di acqua
9. Regolazione del regime idrologico
10. Purificazione dell'acqua

Per ciascuno di questi **servizi ecosistemici** sarà data

- Una descrizione secondo quanto indicato nel *Rapporto 2018*
- Una valutazione economica generale ripresa dal *Rapporto 2018*
- Una valutazione specifica per le aree di progetto, imputabile al consumo di suolo introdotto dalla realizzazione dell'impianto agrovoltaico.

SEQUESTRO E STOCCAGGIO DI CARBONIO (SSC)

Descrizione del Servizio Ecosistemico

Il sequestro e lo stoccaggio di carbonio costituiscono un servizio di regolazione assicurato dai diversi ecosistemi terrestri e marini grazie alla loro capacità di fissare gas serra, seppur con diversa entità (Hutyra et al., 2011), secondo modalità incrementali rispetto alla naturalità dell'ecosistema considerato (tale regola vale in generale e nel contesto mediterraneo e del nostro Paese). Questo servizio contribuisce alla regolazione del clima a livello globale e gioca un ruolo fondamentale nell'ambito delle strategie di mitigazione e di adattamento ai cambiamenti climatici. Fra tutti gli ecosistemi, quelli forestali naturali e seminaturali presentano il più alto potenziale di sequestro di carbonio. Il danno peggiore è pertanto il consumo di suolo nelle aree a copertura naturale e seminaturale o, più in generale, nei contesti territoriali connotati da un elevato grado di naturalità (Sallustio et al., 2015).

La valutazione di questo servizio di regolazione viene effettuata sia rispetto al valore di stock sia al valore del flusso di servizio. Per quanto riguarda il valore di stock, la valutazione viene fatta con riferimento alla stima del quantitativo di carbonio stoccato a seconda della tipologia d'uso/copertura del suolo. Poiché si tratta di stime funzionali a rappresentare le variazioni di copertura del suolo, lo schema adottato tende a semplificare il complesso ciclo del carbonio; in particolare considera costante il quantitativo di carbonio nel tempo (avendo come unico fattore di variazione quello relativo alla copertura del suolo) rappresentato e non prende in considerazione i trasferimenti di carbonio tra un pool e un altro.

Per la determinazione dei valori del carbonio contenuto nel suolo vengono utilizzate stime da letteratura: i valori dei pool per le aree artificiali sono stati lasciati tutti a zero mentre per le altre aree naturali e per le superfici agricole vengono utilizzati valori di letteratura riportati nella seguente Tabella (Sallustio et al. 2015).

<i>Classe d'uso del suolo</i>	<i>Epigeo (Mg C ha⁻¹)</i>	<i>Ipogeo (Mg C ha⁻¹)</i>	<i>Sostanza organica morta (Mg C ha⁻¹)</i>	<i>Suolo (Mg C ha⁻¹)</i>	<i>Totale (Mg C ha⁻¹)</i>
Foreste	50.5 (Gasparini & Tabacchi, 2011)	11.525 (Est. ISPRA, 2014)	5.295 (Gasparini & Tabacchi, 2011)	76.1 (Gasparini & Tabacchi, 2011)	143.42
Aree agricole	5 (ISPRA, 2014)	/	/	53.1 (Chiti et al., 2012)	58.1
Arboricoltura da frutto	10 (ISPRA, 2014)	/	/	52.1 (Chiti et al., 2012)	62.1
Arboricoltura da legno	28.55 (Gasparini & Tabacchi, 2011)	5.25 (Est. ISPRA, 2014)	1.75 (Gasparini & Tabacchi, 2011)	63.9 (Gasparini & Tabacchi, 2011)	99.45
Prati e pascoli	/	/	/	78.9 (ISPRA, 2014)	78.9
Altre terre boscate	3.05 (IPCC, 2003)	/	/	66.9 (ISPRA, 2014; Alberti et al. 2011)	69.95
Urbano	*	*	*	*	*
Aree con vegetazione rada o assente	**	**	**	**	**

Valori di contenuto di carbonio per classe d'uso del suolo

Valutazione Economica

Per la valutazione economica del servizio ecosistemico di stoccaggio e sequestro di carbonio esistono diversi approcci, ma due sono quelli più utilizzati: uno basato sul costo sociale, l'altro sul valore di mercato dei permessi di emissione.

Il Rapporto ISPRA 2018 fa riferimento ad entrambi i costi:

- Il costo del flusso di servizio è fissato per il 2018 al valore di 121,45 €/tC
- Il costo di mercato dei permessi di emissione era pari il 2018 in 23 €/tC, tuttavia abbiamo visto il valore medio per l'anno 2022 è pari a 79,67 €/tC (fonte sito gse.it)

In via conservativa faremo riferimento al flusso del servizio **ecosistemico di sequestro e stoccaggio di carbonio**, che attualizzato a luglio 2023 è pari a

$$121,45 \text{ €/tC} \times 1,169 = 141,97 \text{ €/tC}$$

Il coefficiente di rivalutazione è stato calcolato dal sito internet *rivaluta.istat.it*.

Valutazione Economica della perdita del servizio ecosistemico per il progetto in esame

Come da tabella sopra riportata nelle aree agricole il valore di carbonio contenuto in un terreno agricolo è pari a **58,1 Mg/ha**

Un Mg è pari a 10⁶ g, e quindi pari ad una tonnellata; pertanto, abbiamo

$$58,1 \text{ Mg C/ha} \times 130,44 \text{ €/tC} = 7.579 \text{ €/ha}$$

Come si evince dalla tabella sotto riportata nel Progetto in esame la superficie non occupata da specie vegetali (superficie impermeabilizzata) è pari alla

$$\text{Superficie cabine} + \text{Superficie strade} + \text{Superficie Skid} + \text{Superficie BESS} = \mathbf{46.985 \text{ mq}}$$

Lotto	Superficie a disposizione (mq)	Superficie recintata (mq)	Superficie Strade	Superficie Cabine	Sup. Inverter+M V Skid	Superficie BESS (Lotto A)	Numero Inseguitori	Lunghezza inseguitori	Larghezza proiezione a terra superficie moduli ruotati a 55°	Superficie proiezione a terra moduli ruotati a 55°	Superficie Agricola riferita alla superficie a disposizione
Campo A	476.515	440.442	23.385	0	680	1.709	1.942	19,2	2,84	105.893	344.848
Campo B	115.321	104.915	7.417	250	255		471	19,2	2,84	25.683	81.716
Campo C1	13.240	13.240	1.920	104	0		36	19,2	2,84	1.963	9.253
Campo C2	17.177	17.177	2.380	0	85		50	19,2	2,84	2.726	11.986
Campo C3	113.421	113.421	6.836	0	255		500	19,2	2,84	27.264	79.066
TOTALE	735.674	689.195	41.938	354	1.275	1.709	2.999	19,20	2,84	163.529	526.869

In pratica la superficie non inerbita che non contribuisce al servizio ecosistemico di sequestro e stoccaggio del carbonio è pari a **4,7 ha circa** (46.985 mq):

Considerando pertanto 4,7 ha abbiamo che il costo esterno relativo al mancato servizio di stoccaggio e sequestro di carbonio è pari a:

$$7.579 \text{ €/ha} \times 4,7 \text{ ha} = \mathbf{35.621 \text{ € per anno}}$$

QUALITA' DEGLI HABITAT

Descrizione del Servizio Ecosistemico

Il servizio ecosistemico relativo alla qualità degli habitat rappresenta uno dei principali valori di riferimento nella valutazione dello stato ecosistemico dei suoli. Questo servizio è considerato come un indice della biodiversità complessiva. Gli habitat, a causa dei diversi fattori di impatto che gravano su di essi (cambiamenti di uso del suolo, impermeabilizzazione, urbanizzazione, compattazione, salinizzazione, specie aliene invasive, etc.), sono soggetti a fenomeni di degrado, distrofia e alterazione del funzionamento dei processi eco-biologici, oltre che alla complessiva riduzione della resilienza ecologica e frammentazione ecosistemica (Seto et al., 2012, Romano e Zullo, 2014).

Il parametro *Habitat Suitability* è in questo caso riferito all'ecosistema in generale, e indica la capacità di sostenere specie vegetali e comunità animali che concorrono al mantenimento e alla conservazione della biodiversità. Sempre all'uso e copertura del suolo è collegato il parametro della *sensibilità degli habitat* alle minacce. Le minacce sono state classificate per l'Italia in 8 categorie: gli edifici, insieme alle altre aree artificiali, le diverse tipologie di infrastrutture e le aree agricole, suddivise in agricoltura intensiva ed estensiva. Non tutti gli ecosistemi vengono influenzati allo stesso modo da medesime minacce e le diverse minacce hanno differenti distanze di influenza; pertanto, è necessario un parametro di vulnerabilità.

Sulla base di questi due parametri con opportune formule sono calcolati i valori di questi due indici per diverse tipologie di habitat.

Valutazione Economica

Uno studio internazionale condotto da Costanza ha definito i valori economici di tre ecosistemi (zone umide, praterie e foreste). Nel *Rapporto 2018* questi valori sono stati estesi ad altri ecosistemi, non presenti nello studio di Costanza. In particolare, è stata calcolata la media pesata del valore economico sugli ecosistemi per i quali si dispone del dato (zone umide, praterie e foreste), utilizzando come peso le superfici effettivamente associate a quegli ecosistemi nel territorio italiano. Si ottiene un valore medio di 974,46 id\$2007/ha.

Tenuto presente che la *suitability* rappresenta il grado di "disponibilità di habitat" in una data classe d'uso e copertura del suolo, può essere utilizzato per ricostruire una distribuzione dei valori economici a partire dal valore medio. I risultati sono riportati nella Tabella sotto riportata, suddivisi, per tipologia di Habitat. Per zone umide e praterie e per le foreste viene comunque utilizzato il valore originale di Costanza.

Il valore economico degli altri ecosistemi è stimato scalando il valore economico medio sopra richiamato di 974,46 Id\$2007/ha sui diversi Habitat utilizzando come parametro il rapporto tra i valori dell'*Habitat suitability* associata ad un dato Habitat e il valore medio della stessa *suitability* calcolato utilizzando come pesi le superfici effettivamente coperte dagli Habitat (0,91).

Classe	Tipologie di habitat	Suitability	Valore id\$ 2007/ha	Valore €/ha 2017
1	Spiagge, dune e sabbie	0,74	794,4	740,6
2	Corpi idrici permanenti	0,83	891	830,7
3	Zone umide	0,96	12452	11609,1
4	Praterie	0,86	1214	1131,8
5	Cespuglieti	0,81	869,6	810,7
6	Foreste di latifoglie	0,93	862	803,6
7	Foreste di conifere	0,82	862	803,6
8	Aree interne con vegetazione scarsa o assente	0,55	590,4	550,4
9	Superfici agricole a uso intensivo	0,26	279,1	260,2
10	Superfici agricole a uso estensivo	0,52	558,2	520,4
11	Edifici e altre aree artificiali	0,09	96,6	90,1
12	Aree aperte urbane	0,27	289,9	270,3
	Media pesata sulle superfici	0,58	633,2	590,4

Valori economici della Qualità di habitat per tipologia di habitat

Valutazione Economica della perdita del servizio ecosistemico per il progetto in esame

Per il caso in esame andremo a considerare la situazione *ante operam* e *post operam* allo scopo di quantificare il valore economico del servizio ecosistemico di qualità degli habitat nei due casi.

SERVIZIO ECOSISTEMICO QUALITA' DELL'HABITAT (Ante Operam)				
	Superficie	Valore economico del SES 2017	Valore economico del SES attualizzato 2023 (per ha)	Valore economico TOTALE del SES attualizzato 2024
Superficie agricola ad uso estensivo	73,56	520,50	608,46	44.758,65
SERVIZIO ECOSISTEMICO QUALITA' DELL'HABITAT (Post Operam)				
	Superficie	Valore economico del SES 2017	Valore economico del SES attualizzato 2023 (per ha)	Valore economico TOTALE del SES attualizzato 2024
Superficie agricola ad uso estensivo (Coltivazioni)	26,04	520,50	608,46	15.844,42
Superficie agricola ad uso intensivo (Oliveto)	20,31	260,20	304,17	6.177,77
Prateria (Zona Rifugio)	18,52	1.131,80	1.323,07	24.503,33
Cespuglieti (Migigaz. - Con)	6,78	810,70	947,71	6.425,46
TOTALE				52.950,98

Il coefficiente di rivalutazione rivalutazione monetaria considerato è pari 1,169 (dal sito internet rivaluta.istat.it)

A fronte di un valore economico di 44.758 € *ante operam*, il valore economico *post operam* è di 52.951 €, pertanto la realizzazione del progetto comporta una esternalità positiva (per differenza tra i due valori) di

$$(52.950,98 - 44.758,65) \text{ €} = 8.199,33 \text{ €/anno}$$

In questo caso non si tratta di un costo esterno ma di una esternalità positiva.

PRODUZIONE AGRICOLA

Descrizione del Servizio Ecosistemico

Per la valutazione economica si è fatto riferimento al database RICA (<http://arearica.crea.gov.it>) che indica su scala regionale con riferimento all'anno 2021 valori di mercato di vari prodotti.

In particolare, per i seminativi si è fatto riferimento alla coltura a più alto valore aggiunto tra quelle coltivabili (frumento duro) e pertanto si è considerata un valore di 1.396 €/ha.

I valori economici al solito sono stati rivalutati a luglio 2023 calcolato facendo riferimento al coefficiente di rivalutazione ISTAT (da sito rivaluta.istat.it) pari a 1,154.

REPORT - ANALISI SETTORIALE COLTURE									
ANNO: 2021 - TERRITORIO: Puglia									
COLTURA: Cereali e leguminose da granella [In pieno campo] - CERTIFICAZIONE BIOLOGICA: NO									
Coltura Mostra le 20 colonne vuote	UM	Cereali e leguminose da granella [In pieno campo]							
		Avena	Cece	Fava, favino e favetta	Frumento duro	Frumento tenero	Lupino	Orzo	Pisello secco
DIMENSIONI DEL PROCESSO									
Osservazioni	nr	45	11	37	184	16	7	63	7
Superficie coltura	ha	326,63	28,78	236,22	2.687,88	60,18	36,44	356,09	77,44
Incidenza Superficie irrigata	%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
INDICI									
Resa prodotto principale	q.li/ha	28	12	21	34	39	15	42	23
Prezzo prodotto principale	€/q.le	22	97	31	41	28	105	23	30
PLT - Produzione Lorda Totale	€/ha	728	1.253	651	1.396	1.118	1.551	987	716
PLV - Produzione Lorda Vendibile	€/ha	520	1.253	613	1.378	669	1.535	904	716
PRT - Produzione Reimpiegata/Trasformata	€/ha	208	0	38	18	449	16	83	0
CS - Costi Specifici	€/ha	314	382	218	436	365	227	366	359
ML - Margine Lordo	€/ha	414	871	433	960	753	1.325	621	357
MO - Margine Operativo	€/ha	-258	-183	-206	276	-24	166	-184	-299

*Valore della produzione per ettaro dei terreni agricoli per cereali e leguminose da granella in pieno campo
(Fonte <http://arearica.crea.gov.it>)*

Valutazione Economica della perdita del servizio ecosistemico per il progetto in esame

Il valore del servizio ecosistemico relativo alla perdita di produzione agricola, per il caso in progetto è stato determinato considerando la variazione di utilizzo del suolo tra la situazione *ante operam* e quella prevista *post operam*.

Ante operam tutto il terreno a disposizione è utilizzato per colture erbacee cerealicole e leguminose a rotazione.

Post operam una parte della superficie a disposizione è utilizzata per olivicoltura intensiva, una parte per colture cerealicole e leguminose a rotazione. Una parte è utilizzata per la realizzazione di zone rifugio e aree di mitigazione che ovviamente non producono valore agricolo.

Per quanto attiene l'attività di olivicoltura intensiva non ci sono dati statistici sul sito istituzionale di CREA (Consiglio per la ricerca in agricoltura e l'analisi dell'economia agraria).

Elaborando i dati della Relazione del Progetto Agricolo abbiamo nel periodo di 20 anni un utile netto medio di 39.214,33 €/ha per anno

Sulla base di queste considerazioni qualitative sono stati valutati i valori economici riportati in tabella.

SERVIZIO ECOSISTEMICO PRODUZIONE AGRICOLA (Ante Operam)				
	<i>Superficie</i>	<i>Valore economico del SES 2021</i>	<i>Valore economico del SES attualizzato 2023 (per ha)</i>	<i>Valore economico TOTALE del SES attualizzato 2024</i>
Superficie agricola ad uso estensivo	73,56	1.396,00	1.610,98	118.503,98
SERVIZIO ECOSISTEMICO PRODUZIONE AGRICOLA (Post Operam)				
	<i>Superficie</i>	<i>Valore economico del SES 2021</i>	<i>Valore economico del SES attualizzato 2023 (per ha)</i>	<i>Valore economico TOTALE del SES attualizzato 2024</i>
Superficie agricola ad uso estensivo (Coltivazioni Erbacee)	26,04	1.396,00	1.610,98	41.950,02
Superficie agricola ad uso intensivo (Oliveto)	20,31		39.214,00	796.436,34
Prateria (Zona Rifugio)	18,52	0,00	0,00	0,00
Cespuglieti (Migigaz. - Compensaz.)	6,78	0,00	0,00	0,00
TOTALE				838.386,36

È evidente che l'olivicoltura intensiva determina un cambio di redditività importante, pari a circa 720.000 €/anno.

La realizzazione del progetto determina un netto miglioramento del servizio ecosistemico "produzione agricola" generando una **esternalità positiva, pari a circa 720.000 €/anno.**

In questo caso non si tratta di un costo esterno ma di una esternalità positiva.

PRODUZIONE LEGNOSA

Il valore del servizio ecosistemico è nullo in tutte le classi di copertura non forestale come per il caso in esame.

IMPOLLINAZIONE

Descrizione del Servizio Ecosistemico

L'impollinazione è un servizio ecosistemico di fondamentale importanza poiché costituisce uno dei fattori di produzione della agricoltura (Zhang et alii, 2007). Secondo una stima in ambito Europeo, il valore economico di questo servizio ecosistemico è intorno ai 14 miliardi di euro annui, pari al 10% del valore della produzione agricola per l'alimentazione umana (Unione Europea, 2013).

Nel progetto è prevista la realizzazione di zone rifugio particolarmente adatte alla proliferazione e crescita di piante impollinatrici.

La valutazione economica di questo servizio si basa sul valore economico complessivo di impollinazione (EVIP) disponibile anche per l'Italia dal 1991 al 2009 (Leonhardt et al., 2013), che si basa a sua volta sulla quantificazione del valore globale del servizio di impollinazione in funzione del valore della produzione agricola (Gallai et al., 2009), che pone il servizio al 9,5% del valore della produzione agricola mondiale utilizzata per l'alimentazione (valore al 2005). Per l'Italia il valore della EVIP medio annuale è pari a 2,02 miliardi di euro mentre il valore per area agricola è pari a 18.016 (EVIP in €/Kmq), considerando le principali colture dipendenti da impollinatori (mele, pesche e pesche noci, pere) con un valore della deviazione standard pari a 0,29. Sulla base di questi valori sono stati calcolati i due valori di minimo e massimo per unità di superficie agricola pari a), considerati valori del 2009 (Leonhardt et al., 2013).

Per il 2018 viene utilizzato il medesimo valore di riferimento sopra richiamato compreso tra 15.430 e 20.602 (€/Kmq 2009), già utilizzato nelle precedenti edizioni, attualizzato all'anno 2015 attraverso il coefficiente di rivalutazione monetaria. Il valore è rappresentato dall'intervallo di **169,27 €/ha – 226 €/ha**.

Valutazione Economica della perdita del servizio ecosistemico per il progetto in esame

Per il progetto in esame in relazione all'inserimento specie vegetali impollinatrici si può supporre che, con la realizzazione del progetto, si abbia un incremento rispetto al valore minimo euristicamente quantificato in +30%

$$169,27 \text{ €/ha} \times 1,3 = 220 \text{ €/ha}$$

Il valore del servizio ecosistemico relativo alla perdita di produzione agricola, per il caso in progetto può essere così determinato, facendo ancora una volta riferimento alle superfici impermeabilizzate o semi impermeabilizzate (cabine, strade) e alle superfici che ricadono sotto i moduli quando questi sono ruotati di 55° (Superficie NON Agricola).

Considerando l'area a disposizione di 73,57 ha, abbiamo

$$(220-169) \text{ €/ha} \times 73,57 \text{ ha} = 3.752 \text{ €/anno}$$

In questo caso non si tratta di un costo esterno ma di una esternalità positiva.

REGOLAZIONE DEL MICROCLIMA

Descrizione del Servizio Ecosistemico

La presenza di moduli fotovoltaici in un'area determina delle variazioni microclimatiche. Nel 2016 alcuni scienziati ambientali della Lancaster University e del Centro di Ecologia e Idrologia Britannico hanno studiato per 12 mesi gli effetti di un tipico parco solare sui processi micro climatici e naturali del terreno che lo ospita. Hanno messo sotto osservazione per 12 mesi una centrale fotovoltaica con potenza installata pari a 5 MW nei pressi di Swindon, scoprendo che in estate i pannelli esercitano un effetto di raffreddamento nel suolo sottostante che può arrivare fino a 5,2 gradi centigradi. Al contrario in inverno gli spazi tra i pannelli risultavano fino a 1,7 gradi centigradi più freddi rispetto alle aree coperte dai moduli fotovoltaici. D'altra parte, nello stesso studio è stato osservato che queste tendenze opposte **non hanno apportato significative differenze della temperatura media giornaliera** dell'aria; tuttavia, da aprile a settembre l'aria è stata costantemente più fresca sotto i moduli fotovoltaici durante il giorno e più caldo di notte, di fatto diminuendo le differenze di temperatura minime e massima durante le 24 ore.

Questo è uno dei pochi (forse l'unico) studio scientifico che tratta specificamente il tema del microclima nelle aree interessate da grandi impianti fotovoltaici quale quello in Progetto.

Con riferimento allo specifico impianto in progetto rispetto a quello su cui è stata condotta l'osservazione scientifica osserviamo quanto segue.

1. L'impianto in progetto, a differenza dell'impianto di Swindon è realizzato con inseguitori solari (e non con moduli fissi) e quindi le aree di ombreggiamento non sono fisse ma cambiano nel corso della giornata. Sicuramente tale condizione ha degli effetti sul microclima al di sotto dei moduli.
2. L'area in cui è stata condotta la sperimentazione (Inghilterra meridionale) è diversa da quella del Progetto in esame (Area mediterranea)
3. L'Area di progetto presenta un ottimo livello di ventilazione durante tutto l'anno e questo sicuramente contribuisce a "miscelare" l'aria e limitare le differenze di temperatura tra aree contigue **sotto** i moduli fotovoltaici e **tra** i moduli fotovoltaici.
4. Infine, la suddivisione del progetto in aree non contigue tra loro sicuramente limita gli effetti di variazione del microclima.

Dal momento che lo studio anglosassone ha dimostrato che, nonostante ci siano variazioni di temperature tra zone sotto i moduli e zone tra i moduli, questo non apporta differenze significative nella temperatura media giornaliera, riteniamo che gli effetti della cosiddetta "*isola di calore*" **non siano applicabili agli impianti fotovoltaici**.

Gli effetti della cosiddetta "*isola di calore*", determinata dall'incremento delle temperature superficiali dovuto al calore accumulato dalle superfici artificiali durante il giorno, che si ripercuote anche sui valori notturni specie in condizioni di stabilità atmosferica, è applicabile sostanzialmente a variazioni del microclima urbano, in cui abbiamo grandi aree occupate da *superfici sigillate* del terreno vegetale.

Inoltre, lo stesso concetto di *superficie sigillata* non è in realtà applicabile al caso dei moduli fotovoltaici, perché questi non sono posti in aderenza al terreno. Tanto più che nel caso di inseguitori mono assiali, in cui i moduli si muovono nel corso della giornata.

Questa affermazione è di fatto indirettamente confermata dallo stesso documento "*Mappatura e valutazione dell'impatto del consumo di suolo sui servizi ecosistemici: proposte metodologiche per il Rapporto sul consumo di suolo*", che afferma testualmente:

L'impatto della regolazione della temperatura da parte del sistema suolo-vegetazione sul benessere umano è fortemente dipendente dai collegamenti spaziali locali tra la fornitura potenziale e l'uso di questo servizio; dunque, ha caratteristiche valutabili alla scala locale. Il consumo di suolo, o meglio la percentuale di area non sigillata, è un parametro rilevante poiché il terreno aperto è l'habitat più favorevole alla vegetazione per fornire servizi di mitigazione delle isole di calore (Van der Meulen et al., 2018).

In altri termini gli impatti prodotti da aumenti della superficie artificiale in un'area hanno effetti sulla popolazione che vive nell'area stessa. Dal momento che l'impianto in progetto è realizzato in area agricola, è evidente che questa non è interessata da popolazione residente.

E ancora, sempre nello stesso documento, la valutazione economica del Servizio Ecosistemico, è fatta con riferimento alla maggiore quantità di energia necessaria per raffrescare gli ambienti prodotta da una estensione della superficie artificiale, che genera modificazione del microclima urbano. Parametro che evidentemente non è applicabile ad impianti fotovoltaici in area agricola.

Infine, riportiamo le conclusioni dello "Studio Modellistico previsionale degli effetti sul microclima, comfort termico e qualità dell'aria dell'Impianto Agrivoltaico sito in Lucera", facente parte dello Studio di Impatto Ambientale di progetto.

Dallo Studio è emerso che il progetto agrivoltaico porta ad un miglioramento della qualità dell'aria dovuto all'assorbimento e allo stoccaggio di inquinanti da parte delle specie vegetali adoperate e ad un netto miglioramento delle condizioni microclimatiche con una diminuzione massima di 2 °C della temperatura dell'aria, una diminuzione della temperatura del suolo fino a 2.3 °C e un aumento del tasso di umidità relativa del suolo di 4.77%. Tali cambiamenti microclimatici si traducono in un miglioramento del comfort termico con una diminuzione termica massima percepita pari a 3 °C.

Per quanto sopra la realizzazione dell'impianto agrivoltaico in progetto non genera costi esterni legati alla variazione del microclima nelle aree di progetto ed in quelle limitrofe.

I costi esterni sono semmai relativi alla variazione delle colture indotte dall'impianto agro voltaico e quindi già definiti e calcolati nel punto dedicato alla Produzione Agricola.

RIMOZIONE DI PARTICOLATO E OZONO

Descrizione del Servizio Ecosistemico

Tra i servizi ecosistemici di regolazione, un ruolo importante riguarda il miglioramento della qualità dell'aria (Manes et al., 2012). Attualmente, l'esposizione a inquinanti atmosferici è il principale fattore di rischio ambientale in Europa (EEA, 2014). In tale contesto, per l'Italia si stima il maggior numero di morti premature da inquinanti atmosferici (8.440; EEA, 2015).

Il servizio ecosistemico è stimato attraverso la rimozione di due inquinanti atmosferici, particolato atmosferico (PM10) e ozono troposferico (O₃), da parte degli ecosistemi forestali per l'intero territorio nazionale. Gli ecosistemi forestali, per l'elevato rapporto superficie fogliare/volume, contribuiscono in modo rilevante al processo di rimozione di inquinanti dall'atmosfera, in particolare grazie alla capacità di assorbimento fogliare di O₃ e di adsorbimento di PM10.

Valutazione economica

La valutazione monetaria considera i valori di esternalità (costo per tonnellata) dell'inquinamento da PM10 e da O₃. Tali valori corrispondono al costo per la società del danno causato dall'inquinamento alla salute umana e all'ambiente. Applicando le esternalità stimate per il territorio italiano, in termini di anni di vita persa (VOLY), più conservativo, e in termini del valore statistico di una vita (VSL) (EEA, 2014), è possibile calcolare l'ammontare monetario relativo alla mancata rimozione dei due inquinanti.

Il Report 2018 stima valori compresi tra 284,9-910 €/ha per il PM10 e tra i 234,9 e 693,7 €/ha per O₃ (EEA, 2014).

Valutazione Economica della perdita del servizio ecosistemico per il progetto in esame

Dal momento che l'area di progetto non è sicuramente tra le aree più inquinate del Paese possiamo attestarci sui valori più bassi per entrambi i parametri e moltiplicarli per gli ettari di terreno privi di vegetazione naturale a seguito della realizzazione del progetto.

Le superfici prive di vegetazione naturale sono quelle utilizzate per strade, cabine e per l'impianto di accumulo corrispondenti complessivamente a (vedi tabella sotto):

$$41.938+354+1.275+1.709= 45.276 \text{ mq (4,53 ha)}$$

Lotto	Superficie a disposizione (mq)	Superficie recintata (mq)	Superficie Strade	Superficie Cabine	Sup. Inverter+M V Skid	Superficie BESS (Lotto A)	Numero Inseguitori	Lunghezza inseguitori	Larghezza proiezione a terra superficie moduli ruotati a 55°	Superficie proiezione a terra moduli ruotati a 55°	Superficie Agricola riferita alla superficie a disposizione
Campo A	476.515	440.442	23.385	0	680	1.709	1.942	19,2	2,84	105.893	344.848
Campo B	115.321	104.915	7.417	250	255		471	19,2	2,84	25.683	81.716
Campo C1	13.240	13.240	1.920	104	0		36	19,2	2,84	1.963	9.253
Campo C2	17.177	17.177	2.380	0	85		50	19,2	2,84	2.726	11.986
Campo C3	113.421	113.421	6.836	0	255		500	19,2	2,84	27.264	79.066
TOTALE	735.674	689.195	41.938	354	1.275	1.709	2.999	19,20	2.84	163.529	526.869

Pertanto, la valutazione Economica della perdita del servizio ecosistemico Rimozione di Particolato e Ozono per il progetto in esame è:

$$285 \text{ €/ha anno} \times 4,53 \text{ ha} = 1.291 \text{ €/anno per il PM10}$$

$$235 \text{ €/ha anno} \times 4,53 \text{ ha} = 1.065 \text{ €/anno per O}_3$$

Per complessivi 2.356 €/anno.

PROTEZIONE DALL'EROSIONE

Descrizione del Servizio Ecosistemico

L'erosione del suolo è un fenomeno naturale che, attraverso l'asportazione della parte superficiale del terreno ricca di sostanza organica, contribuisce al modellamento della superficie terrestre. L'entità di questo fenomeno dipende da vari fattori, tra cui le caratteristiche geologiche, pedologiche, morfologiche e vegetazionali specifiche del territorio, dalle condizioni climatiche alle quali esso è soggetto (ISPRA, 2015).

Per quanto il fenomeno dell'erosione sia un processo naturale, questo può subire un'accelerazione a causa di alcune attività antropiche, prevalentemente agricole, e dei processi di degrado del suolo, che asportano la copertura vegetale ed espongono il suolo all'azione degli agenti erosivi, rappresentati, alle nostre latitudini, principalmente dalle precipitazioni meteoriche e dalle acque di scorrimento superficiale. L'erosione della parte superficiale del suolo comporta la perdita della parte più ricca di sostanza organica, con una riduzione anche rilevante della produttività e nei casi di suoli poco profondi anche la perdita irreversibile dell'intero strato coltivabile (ISPRA, 2015).

Il suolo è l'oggetto dell'erosione da parte delle acque di ruscellamento superficiale e delle piogge, tuttavia, se in buone condizioni è meno erodibile. Un territorio in buone condizioni offre dunque una protezione dall'erosione come servizio di regolazione, poiché preserva la funzionalità del suolo.

Secondo le stime effettuate dal Joint Research Centre della Commissione Europea, la superficie interessata dal fenomeno nell'UE-27 risulta pari a 1,3 milioni di kmq, il 20% dei quali subisce una perdita di suolo superiore a 10 t/ha/anno (Panagos et al., 2015c). Tra i 28 Stati Membri, l'Italia presenta il tasso di perdita di suolo più alto con valori medi di 8,46 t/ha/anno, spiegabili con le elevate pendenze del nostro territorio associate ad alti valori nell'erosività delle piogge, conseguenza di precipitazioni intense e concentrate in particolare a seguito di lunghi periodi siccitosi. Altri modelli indicano che il 30% del territorio nazionale presenta una perdita di suolo superiore a 10 tonnellate ad ettaro l'anno (ISPRA, 2013).

Questo servizio ecosistemico, dipendendo principalmente dalla capacità protettiva del manto vegetale, è fortemente legato alle variazioni d'uso e copertura del suolo. Le diverse forme di degrado del suolo (impermeabilizzazione anche parziale, compattazione, agricoltura intensiva, etc.) comportano la riduzione della capacità d'infiltrazione delle acque, una modifica del naturale reticolo di drenaggio e l'alterazione delle coperture vegetali un conseguente incremento dei deflussi idrici superficiali anche ad elevato carico solido. In generale la mancata ritenzione idrica da parte del suolo comporta un aumento dei fenomeni alluvionali ed erosivi (ad esempio, Commissione Europea, 2012; Rodriguez et al., 2014).

Valutazione economica del Servizio Ecosistemico

Ci sono diverse stime del valore di tonnellate di perdita di suolo per ettaro riferite al territorio italiano

- 6,50-7 ton/ettaro per anno (progetto SIAS)
- 8,77 ton/ettaro per anno (progetto RUSLE della UE)
- 10 ton/ettaro per anno (ISPRA 2013)

Per le Aree di Progetto in esame in considerazione dell'andamento sub pianeggiante, per la limitazione delle aree effettivamente impermeabilizzate o semi impermeabilizzate, possiamo pensare di far riferimento al valore più basso di **6,5 ton/ettaro per anno**

Il conseguente costo esterno o, se si preferisce, la valutazione economica di questo servizio ecosistemico, è valutato per valori compresi tra 11,01 e 117,6 €/t al 2015, che rivalutato a luglio 2023 determina valori compresi tra 12,9 e 137,5 €/t (coefficiente di rivalutazione ISTAT pari a 1,169). Per il progetto in esame andremo a considerare un valore medio basso di **65 €/t**. Tale valore riportato alla superficie è pari a:

422,5 €/ha per anno

Valutazione Economica della perdita del servizio ecosistemico per il progetto in esame

Con riferimento alle caratteristiche geologiche, pedologiche, morfologiche e vegetazionali delle Aree di Progetto osserviamo quanto segue:

1. Dal punto di vista geologico si tratta di terreni calcarenitici
2. Dal punto di vista morfologico le aree di progetto sono pianeggianti o sub pianeggianti e pertanto non particolarmente soggette a fenomeni di erosione
3. Dal punto di vista vegetazionale le coltivazioni previste dal progetto agronomico nella fase di esercizio contribuiscono a mantenere in buone condizioni lo strato di terreno vegetale e preservarlo dall'erosione
4. La realizzazione di strade e cabine con l'asportazione della parte superficiale costituita da terreno vegetale e la successiva impermeabilizzazione anche parziale (in corrispondenza delle strade), costituisce attività antropica che comporta processi di degrado del suolo.

Sulla base di queste osservazioni possiamo sicuramente affermare che confrontando le condizioni ante operam e post operam nel Progetto in esame, la perdita del servizio ecosistemico, che dipende come detto dalla capacità protettiva del terreno vegetale, è limitata alle aree interessate dalle cabine elettriche, dai container del Sistema di Accumulo e dalle strade (in macadam) interne alle Aree di progetto, pari a **4,53 ha** (vedi paragrafo precedente).

Pertanto, il mancato servizio ecosistemico (costo esterno) relativo all'erosione ha per il progetto in esame è pari a:

$$422,5 \text{ €/ha per anno} \times 4,53 \text{ ha} = 1.914 \text{ €/anno}$$

REGOLAZIONE DEL REGIME IDROLOGICO (INFILTRAZIONE)

Descrizione del Servizio Ecosistemico

L'infiltrazione dell'acqua nel suolo e nel sottosuolo è uno degli elementi base dell'offerta del servizio di regolazione del deflusso superficiale e del servizio di approvvigionamento di acqua dolce, esso riguarda la disponibilità di acqua nel suolo e la ricarica delle falde e quindi la costituzione di una riserva di acqua dolce per piante ed esseri umani.

La riserva di acqua nello strato superficiale del suolo, considerato come costituito dai primi 100 cm, è funzione di diverse caratteristiche, come ad esempio la tessitura, il contenuto di carbonio organico, la densità apparente, la porosità, la frazione volumetrica di materiale solido, mentre l'infiltrazione profonda dipende anche dalle condizioni di umidità iniziale, dalla durata e dall'intensità della pioggia, oltre che dalle caratteristiche del suolo, essenzialmente, conducibilità idraulica a saturazione, capillarità e condizioni di saturazione del terreno (Calzolari et al. 2016).

Il servizio ecosistemico è valutato con riferimento all'incremento di consumo del suolo che determina un aumento del deflusso superficiale e una conseguente diminuzione dell'infiltrazione.

L'equazione generale su cui si basa il Metodo denominato BIGBANG è

$$P - E = R + G + \Delta V$$

dove P è la precipitazione totale, E è l'evapotraspirazione reale, R è il deflusso superficiale, G è la ricarica nelle acque sotterranee e ΔV è la variazione del contenuto d'acqua nel suolo.

La valutazione qualitativa della formula sopra riporta dimostra in sintesi che il servizio ecosistemico dell'infiltrazione dipende dalle precipitazioni al netto

- della evapotraspirazione (che a sua volta dipende dalle temperature medie locali)
- del deflusso superficiale

È evidente che aree impermeabilizzate o semi impermeabilizzate favoriscono il deflusso superficiale delle acque e quindi diminuiscono il valore di questo servizio ecosistemico. Pertanto, ancora una volta il costo esterno sarà legato alla quantità di superfici impermeabilizzate post operam.

Valori economici del Servizio Ecosistemico

I valori economici di questo servizio ecosistemico sono riferiti ai costi del servizio di regolazione, determinato a sua volta dalla valutazione delle opere di difesa idraulica in Italia, dovuti al deflusso superficiale causato dalla impermeabilizzazione dei terreni.

Il costo preso a riferimento al 2018 è compreso tra 7,5 e 8,74 €/mc per anno. Tali valori attualizzati a luglio 2023 determinano valori compresi tra 8,77 e 10,22 €/mc per anno (coefficiente di rivalutazione ISTAT pari a 1,169).

Valutazione Economica della perdita del servizio ecosistemico per il progetto in esame

Considerando che le precipitazioni medie annue nell'area di progetto sono comprese tra 460-490 mm (*fonte Regione Puglia – Annali Idrologici*), abbiamo i seguenti valori riportati all'unità di superficie.

$$460 \text{ mm} \times 10.000 \text{ mq} = 0,46 \text{ m} \times 10.000 \text{ mq} = 4.600 \text{ mc}$$

$$490 \text{ mm} \times 10.000 \text{ mq} = 0,49 \text{ m} \times 10.000 \text{ mq} = 4.900 \text{ mc}$$

Ovvero su un ettaro di terreno nelle aree di progetto "piovono" ogni anno 4.600-4.900 mc di acqua.

La quota di infiltrazione al netto di evapotraspirazione e deflusso superficiale, si può stimare in maniera largamente conservativa nel 70% dell'acqua proveniente dalle precipitazioni. Pertanto, per ogni ettaro di terreno la quantità di acqua infiltrata varia tra 3.220-3.430 mc.

La perdita del servizio ecosistemico, che dipende come detto dalla capacità di infiltrazione del terreno, è limitata, per il progetto in esame, alle aree impermeabilizzate, che, come detto, hanno superficie complessiva di **4,53 ha**.

Dal momento che tra tali aree quelle destinate a viabilità e piazzali, di fatto la maggior parte, saranno realizzate in macadam e dunque non totalmente impermeabilizzate, possiamo considerare la valutazione economica minima proposta da ISPRA di **8,77 €/mc**.

Il costo esterno correlato alla perdita di servizio ecosistemico capacità di infiltrazione del terreno per l'impianto in progetto è pertanto pari a:

$$3.430 \text{ mc /ha anno} \times 4,53 \text{ ha} \times 8,77 \text{ €/mc} = 136.267 \text{ €/anno}$$

REGOLAZIONE DEL REGIME IDROLOGICO

Descrizione del Servizio Ecosistemico

La disponibilità di acqua a fini idropotabili, agricoli e produttivi è uno dei principali fattori di benessere e si appresta a diventare un elemento di criticità anche per alcune parti dell'Europa, in particolare il sud del Mediterraneo a causa degli effetti dei cambiamenti climatici e del degrado del suolo.

Il **servizio ecosistemico di regolazione del regime idrologico** dipende essenzialmente dalla capacità dei bacini di resilienza agli eventi estremi ed alla siccità, che dipende a sua volta nella capacità di ritenzione dell'acqua e di riduzione del deflusso dei terreni non artificializzati.

Il *Rapporto 2018* per la definizione del servizio ecosistemico di approvvigionamento di acqua dolce fa proprio riferimento alla diminuzione della capacità di ricarica delle falde determinata dal consumo e relativa impermeabilizzazione del suolo.

Valutazione economica del servizio Ecosistemico

La valutazione economica, considera i costi ambientali generati dal degrado delle funzionalità ecosistemiche, e si basa sulla valutazione del costo di realizzazione delle opere idrauliche di accumulo o di ingegneria idraulica finalizzati a proteggere o aumentare la ricarica della falda.

Per il *Rapporto 2018* la valutazione economica al 2015 è compresa tra 0,03-0,071 €/mc, attualizzati a luglio 2023 a **0,035- 0,083 €/mc** (coefficiente di rivalutazione ISTAT pari a 1,169).

Valutazione Economica della perdita del servizio ecosistemico per il progetto in esame

Considerando che le precipitazioni medie annue nell'area di progetto sono comprese tra 460-490 mm (*fonte Regione Puglia – Annali Idrologici*), abbiamo i seguenti valori riportati all'unità di superficie.

$$460 \text{ mm} \times 10.000 \text{ mq} = 0,46 \text{ m} \times 10.000 \text{ mq} = 4.600 \text{ mc}$$

$$490 \text{ mm} \times 10.000 \text{ mq} = 0,49 \text{ m} \times 10.000 \text{ mq} = 4.900 \text{ mc}$$

Ovvero su un ettaro di terreno nelle aree di progetto "piovono" ogni anno 4.600-4.900 mc di acqua

Per quanto attiene la valutazione economica faremo riferimento al valore medio stimato dal *Rapporto 2018 attualizzato a luglio 2023* (media aritmetica tra valore massimo e valore minimo, pari a **0,059 €/mc**). Pertanto, avremo

$$4.900 \text{ mc /ha anno} \times 4,53 \text{ ha} \times 0,059 \text{ €/mc} = 1.310 \text{ €/anno}$$

PURIFICAZIONE DELL'ACQUA DAI CONTAMINANTI

Descrizione del Servizio Ecosistemico

L'acqua che si infiltra nel suolo subisce un processo di "purificazione" attraverso processi bio-chimici svolti dalla parte minerale del suolo, e ancor più dalla sua componente biologica. La **capacità depurativa** è funzione non solo delle proprietà del suolo, quali la capacità di scambio cationica del suolo (cioè la sua "attività" fisico-chimica), il suo contenuto in sostanza organica, la reazione (pH) e la sua profondità, ma è legata anche al clima, alle pratiche di gestione, e agli input in termini di carico di nutrienti e inquinanti presenti nell'acqua, quali, ad esempio, i fertilizzanti (Xu et al., 2016).

Ecosistemi come le foreste e le zone umide contribuiscono considerevolmente a migliorare la qualità delle risorse idriche. La vegetazione e il suolo, infatti, hanno la capacità di assorbire e quindi rimuovere inquinanti e nutrienti dell'acqua e di ridurre la velocità al fine di regolarne l'infiltrazione nel suolo (Elmqvist et al., 2010).

Di conseguenza la sottrazione di superfici permeabili e l'alterazione delle capacità depurative determinate dalla artificializzazione dei suoli, produce una diminuzione del servizio ecosistemico di regolazione offerto dal suolo. Il principale fattore è l'impermeabilizzazione, che costituisce una perdita irreversibile della capacità di infiltrazione dell'acqua nel suolo nelle aree impermeabili con la conseguenza che il carico di inquinanti già presente nelle acque non viene ridotto dall'infiltrazione e finisce nei corsi d'acqua superficiali.

L'impermeabilizzazione, pertanto, rappresenta il danno più estremo anche per il servizio di purificazione. A ciò si aggiunge la riduzione della capacità di depurazione nei suoli degradati da altre forme di consumo di suolo, quali la compattazione, il degrado delle caratteristiche strutturali, i danni alla biodiversità del suolo. Il servizio offerto dal suolo, in termini quantitativi di rimozione di contaminanti, dipende anche dal tipo di carico che viene apportato alle superfici di ciascun bacino, anche se fino ad un certo punto (La Notte, 2017).

Poiché la principale fonte di contaminazione nelle acque è rappresentata da azoto e fosforo provenienti dalla fertilizzazione delle aree agricole, la maggior parte delle valutazioni del **servizio ecosistemico si basano sulla quantificazione dell'azoto e fosforo rimossi dalle acque.**

Valutazione economica del Servizio Ecosistemico

La valutazione economica definita nel *Rapporto 2018* prende in considerazione la capacità naturale di attenuazione dei suoli, intendendo con questo la quantità di azoto rimosso per filtraggio e decontaminazione. I valori economici corrispondono a 18,31 – 4.884,7 €/ha per anno al 2015, che attualizzati a luglio 2023 sono pari a 21,40 – 5.710,21 €/ha per anno (coefficiente di rivalutazione ISTAT pari a 1,169).

Valutazione Economica della perdita del servizio ecosistemico per il progetto in esame

Dal momento che il carico di azoto presente nelle aree di progetto non presenta valori eccezionali, si può assumere con valore del servizio ecosistemico di purificazione un valore medio – basso pari a 2.000 €/ha per anno, rispetto al valore massimo e minimo indicati nel *Rapporto 2018*.

Il costo esterno generato dalla mancanza di tale servizio ecosistemico è ovviamente riferito alle superfici impermeabilizzate o semi impermeabilizzate (strade in macadam) in cui si ha perdita di naturalità del terreno, e quindi:

$$2.000 \text{ €/ha anno} \times 4,53 \text{ ha} = 9.060 \text{ €/anno}$$

STIMA DELL'IMPATTO ECONOMICO E SOCIALE SULL'USO DEL SUOLO - CONCLUSIONI

In considerazione delle valutazioni economiche effettuate per i Servizi Ecosistemici sopra considerati, possiamo stimare il costo economico e sociale sull'uso del suolo generato dall'impianto agro voltaico in progetto.

	SERVIZI ECOSISTEMICI	COSTO ESTERNO	BENEFICI ESTERNI	
1	Stoccaggio e sequestro di carbonio	35.621,00 €		
2	Qualità degli habitat		8.199,00 €	
3	Produzione agricola	0,00 €	719.882,00 €	
4	Produzione di legname	0,00 €		
5	Impollinazione		3.752,00 €	
6	Regolazione del microclima	0,00 €		
7	Rimozione particolato ed ozono	2.356,00 €		
8	Protezione dall'erosione	1.914,00 €		
9	Regolazione del regime idrologico - Infiltrazione	188.631,00 €		
10	Regolazione del regime idrologico	1.310,00 €		
11	Purificazione dell'acqua dai contaminanti	9.060,00 €		
	TOTALE	238.892,00 €	731.833,00 €	492.941,00 €

Il cambio di coltura agricola e l'inserimento dell'oliveto super intensivo contribuisce a determinare un beneficio positivo che ampiamente compensa gli altri Costi esterni per i servizi ecosistemici che vengono mancare a causa della realizzazione dell'impianto.

Anche facendo riferimento all'analisi servizi ecosistemici abbiamo un rapporto benefici/costi positivo, in termini aritmetici il rapporto **benefici/costi locali è di circa 3 a 1.**