

Emilia-Romagna - Prot. 23/03/2026-0295117 E Copia conforme dell'originale sottoscritto digitalmente da AMICO FABIO DOMENICO, MASTROPIERI GIUS



 <b>REGIONE EMILIA ROMAGNA</b>		 <b>PROVINCIA DI BOLOGNA</b>				
 <b>COMUNE DI SALA BOLOGNESE</b>		 <b>COMUNE DI CALDERARA</b>				
 <b>COMUNE DI SAN GIOVANNI IN PERSICETO</b>						
Proponente	<b>SUNSTORE SRL</b> Via Matteotti 31/2, Bologna (BO), 40129					
	<div>Partnered by:</div>					
Progettazione	<b>Ing. Fabio Domenico Amico</b> Via Matteotti, 31/02 40129 Bologna (BO) <a href="mailto:f.amico@green-go.net">f.amico@green-go.net</a>	Studio geologico-sismico e idrogeologico	<b>Dott. Geol. Giulia Gardosi</b> Corso Esperanto 3/h 40065 Pianoro (BO) <a href="mailto:giulia.gardosi@libero.it">giulia.gardosi@libero.it</a>			
Studio agronomico e faunistico	<b>Studio ambientale-forestale Rocco Carella</b> Via Torre d'Amore n. 18 Bari 70129 <a href="mailto:carella.rocco@gmail.com">carella.rocco@gmail.com</a>	Studi specialistici ambientali	<b>Dott. Agr. Andrea Di Paolo</b> Via Schio, 85 41125 Modena <a href="mailto:info@studioandreadipaolo.it">info@studioandreadipaolo.it</a>			
Studio archeologico preventivo VPIA	<b>Dott.ssa Laura Belemmi</b> TECNE – Archeologia e Beni Culturali Via Corrado Masetti, 7 40127 Bologna (BO) <a href="mailto:direzione@tecne-archeo.com">direzione@tecne-archeo.com</a>	Studio acustico	<b>Ing. Marco Taverna</b> <b>T-Engineering di Marco Taverna</b> Via Pietro Caligiuri 19 88046 Lamezia Terme (CZ) <a href="mailto:ing.taverna@gmail.com">ing.taverna@gmail.com</a>			
Opera	Progetto di realizzazione di un Impianto agrivoltaico integrato con un sistema di accumulo e opere connesse nei Comuni di Sala Bolognese (BO), Calderara di Reno (BO) e San Giovanni in Persiceto (BO) denominato “Pratello”					
Oggetto	Codice elaborato: <b>PRAPD0R21-00</b>					
	Titolo elaborato: <b>Analisi dell'alternativa zero</b>					
00	16/03/2026	Emissione per progetto definitivo		Dott. Jacopo Michelin	Dott. Alberto Piva	Ing. Fabio Domenico Amico
Rev.	Data	Oggetto della revisione		Elaborazione	Verifica	Approvazione

## 1. Introduzione

La presente relazione tecnica è redatta nell'ambito della procedura di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) avviata ai sensi del D.Lgs. 3 aprile 2006, n. 152 (Codice dell'Ambiente) e successive modifiche e integrazioni, in procedura unificata PAUR (Provvedimento Autorizzatorio Unico Regionale), in risposta a una specifica richiesta formulata dall'Amministrazione Comunale.

L'Amministrazione ha richiesto che lo Studio di Impatto Ambientale (SIA) includa una specifica analisi dell'alternativa zero: uno scenario che confronti, in modo sistematico e quantitativo, gli effetti ambientali derivanti dalla realizzazione del progetto con quelli conseguenti alla sua mancata attuazione.

L'analisi dell'alternativa zero è un elemento metodologico fondamentale degli studi di impatto ambientale. Ai sensi dell'Allegato VII del D.Lgs. 152/2006, lo SIA deve descrivere le principali alternative prese in esame dal proponente — compresa l'alternativa zero — con le ragioni della scelta effettuata. Questa previsione mira a fornire all'autorità competente un quadro di valutazione completo: non soltanto gli impatti connessi alla realizzazione dell'opera, ma anche i benefici ambientali che deriverebbero dalla sua mancata esecuzione.

La presente relazione dimostra, attraverso un'analisi tecnica rigorosa e quantitativa, che i benefici ambientali complessivi della realizzazione dell'impianto agrivoltaico e del sistema di accumulo associato sono significativamente superiori agli impatti temporanei delle fasi di costruzione e installazione. A tal fine vengono sviluppati i seguenti approfondimenti: bilancio energetico sul ciclo di vita; analisi dell'Energy Payback Time; calcolo delle emissioni di CO<sub>2</sub> evitate; caratterizzazione degli impatti di cantiere; benefici sistemici del BESS; coerenza con le politiche nazionali ed europee di decarbonizzazione.

## 2. Descrizione Sintetica del Progetto

Il progetto consiste nella realizzazione di un impianto agrivoltaico della potenza di picco di 21,03 MWp, integrato con un sistema di accumulo elettrochimico (BESS - Battery Energy Storage System) da 23 MW di potenza e 92 MWh di capacità, su una superficie complessiva di circa 45 ettari. L'impianto è concepito secondo il modello agrivoltaico, che prevede la coesistenza delle attività agricole con la produzione di energia da fonte solare.

### 2.1 Impianto fotovoltaico

L'impianto utilizza moduli bifacciali montati su tracker monoassiali, una tecnologia che consente di incrementare la produzione energetica sfruttando sia la radiazione solare diretta sulla faccia frontale sia quella riflessa dall'albedo del terreno sulla faccia posteriore. I tracker seguono il movimento apparente del sole durante la giornata, ottimizzando l'angolo di incidenza e aumentando le ore di produzione effettiva. Le ore equivalenti di funzionamento sono stimate in 1.795 h/anno nello scenario P50 e in 1.680 h/anno nello scenario P90. Il valore P90 è ottenuto applicando, come proxy, una deviazione standard del 5% della produzione P50 — in linea con la metodologia di mercato — e calcolando la soglia al 90% tramite l'inverso della distribuzione normale standardizzata ( $z_{0,90} = 1,282$ ):  $P90 = 1.795 \times (1 - 1,282 \times 0,05) \approx 1.680$  h/anno. Le produzioni annue attese al primo anno sono quindi 37.749 MWh (P50) e 35.330 MWh (P90).

### 2.2 Sistema di accumulo BESS

Il sistema di accumulo elettrochimico, con potenza nominale di 23 MW e capacità di 92 MWh (pari a 4 ore di scarica alla potenza nominale), è integrato nell'impianto con funzioni di spostamento

temporale dell'energia prodotta, supporto alla stabilità della rete elettrica e partecipazione ai mercati della flessibilità. L'assunzione prudenziale adottata prevede 1 ciclo equivalente al giorno e una efficienza round-trip del sistema pari all'88%.

## 2.3 Infrastrutture di connessione

Il progetto comprende inoltre la realizzazione di una sottostazione elettrica (SSE) e delle infrastrutture di connessione alla rete di trasmissione nazionale.

**Tabella 1 - Parametri tecnici principali del progetto**

Parametro	Valore
<b>Potenza di picco FV</b>	21,03 MWp
<b>Tecnologia moduli</b>	Bifacciali su tracker monoassiali
<b>Ore equivalenti (P50)</b>	1.795 h
<b>Produzione annua attesa (P50)</b>	37.749 MWh
<b>Degradazione annua moduli</b>	1%
<b>Vita utile impianto</b>	30 anni
<b>Sistema BESS (potenza / capacità)</b>	23 MW / 92 MWh (4 ore)
<b>Efficienza round-trip BESS</b>	88%
<b>Cicli operativi BESS</b>	1 ciclo equivalente/giorno
<b>Area complessiva impianto</b>	~45 ettari

## 3. Definizione degli Scenari Analizzati

### 3.1 Scenario di progetto

Lo scenario di progetto prevede la realizzazione dell'impianto agrivoltaico da 21,03 MWp e del sistema di accumulo BESS da 23 MW / 92 MWh, come descritto nelle tavole progettuali allegate allo SIA. L'impianto opera per una vita utile di 30 anni producendo energia elettrica da fonte rinnovabile immessa nella rete nazionale, mantenendo in parallelo l'attività agricola e partecipando — tramite il BESS — ai mercati della flessibilità e della stabilità della rete.

### 3.2 Alternativa zero (scenario di non realizzazione)

L'alternativa zero corrisponde alla mancata realizzazione del progetto. L'area interessata resterebbe nella sua configurazione attuale, senza modifiche all'uso del suolo rispetto allo stato ante-operam. Il fabbisogno energetico che l'impianto agrivoltaico avrebbe soddisfatto verrebbe invece coperto dal mix elettrico nazionale, che — allo stato attuale e nelle proiezioni a breve-medio termine — include ancora una quota significativa di fonti fossili (prevalentemente gas naturale, con una quota residuale di carbone).

È fondamentale chiarire che l'alternativa zero non equivale all'assenza di impatti ambientali: essa corrisponde alla prosecuzione degli impatti derivanti dalla generazione elettrica da fonti fossili. L'alternativa zero è pertanto uno scenario di impatto implicito, non uno scenario neutro.

## 4. Analisi Energetica sul Ciclo di Vita

### 4.1 Produzione energetica cumulata nei 30 anni

La produzione energetica annua dell'impianto non è costante nel tempo: i moduli fotovoltaici sono soggetti a una degradazione graduale delle prestazioni garantita dal costruttore nella misura massima dell'1% annuo, adottata come ipotesi conservativa. Le produzioni al primo anno sono:  $E_{0,P50} = 37.749 \text{ MWh}$ ;  $E_{0,P90} = 35.330 \text{ MWh}$ . La produzione all'anno  $n$  è data dalla relazione:

$$E_{(n)} = E_0 \cdot (1 - 0,01)^n$$

$$E_{(n)} = E_0 \cdot (1 - 0,01)^n = 37.749 \cdot (0,99)^n \text{ [MWh]}$$

La produzione cumulata nell'arco dei 30 anni si calcola come somma della serie geometrica:

$$E_{tot} = E_0 \cdot \sum_{n=0}^{29} (0,99)^n = E_0 \cdot \frac{1 - (0,99)^{30}}{1 - 0,99}$$

$$E_{tot} = 37.749 \cdot \frac{(1 - 0,7397)}{0,01} = 37.749 \cdot 26,03 = 982.606 \text{ MWh (P50)}$$

La produzione energetica cumulata nell'arco della vita utile dell'impianto è pertanto stimata in circa 983 GWh nello scenario P50 (0,98 TWh). Nello scenario P90 (1.680 h equivalenti), la produzione cumulata ammonta a 919.640 MWh  $\approx$  920 GWh (0,92 TWh).

### 4.2 Confronto con lo scenario alternativa zero

Nello scenario di alternativa zero, la produzione da fonte rinnovabile è pari a zero per l'intera vita utile. Secondo i dati ISPRA e GSE, il fattore emissivo medio del mix elettrico italiano si attesta attorno a 0,28-0,35 tCO<sub>2</sub>/MWh nel periodo recente; la sua progressiva riduzione è condizionata all'effettivo incremento delle fonti rinnovabili installate, e risulterebbe parzialmente compromessa dall'assenza del presente progetto. Il differenziale energetico tra i due scenari ammonta a circa 0,92 TWh (P90) – 0,98 TWh (P50) nell'arco dei 30 anni di vita utile.

## 5. Energy Payback Time

### 5.1 Definizione e metodologia

L'Energy Payback Time (EPBT) è il parametro che misura il tempo necessario affinché un impianto fotovoltaico produca una quantità di energia equivalente a quella impiegata per la sua produzione, trasporto, installazione, manutenzione e smaltimento finale. È un indicatore fondamentale per valutare la sostenibilità energetica di un impianto. L'EPBT si calcola come:

$$EPBT = \frac{E_{embodied}}{E_{annual,net}} \text{ [anni]}$$

dove  $E_{embodied}$  rappresenta l'energia grigia totale incorporata ed  $E_{annual,net}$  è la produzione netta annua dell'impianto, valutata rispetto al mix energetico locale.

### 5.2 Valori di riferimento dalla letteratura

La letteratura scientifica di riferimento fornisce stime consolidate per impianti fotovoltaici utility-scale. Lo studio di Fthenakis et al. (2011) e le rassegne del JRC European Commission (2020) indicano valori di EPBT compresi tra 0,5 e 2,5 anni per impianti in climi mediterranei, con valori

tipici di 1-2 anni per impianti con moduli monocristallini su tracker in climi dell'Europa meridionale. Per il presente impianto, considerando la localizzazione geografica (irraggiamento globale orizzontale > 1.450 kWh/m<sup>2</sup>/anno), la tecnologia bifacciale e la scala utility, si stima un EPBT nell'intervallo di 1-2 anni.

A fronte di un EPBT di 1-2 anni, la vita utile di 30 anni garantisce un Energy Return on Investment (EROI) compreso tra 15 e 30. Questo valore è significativamente superiore a quello degli impianti termoelettrici tradizionali, che presentano tipicamente EROI inferiori a 10 (IEA, World Energy Outlook 2023).

### 5.3 Implicazioni nell'alternativa zero

Nello scenario di alternativa zero, non essendo realizzato alcun impianto, non si verifica il consumo di energia incorporata in fase di costruzione. Tuttavia, viene anche annullata la produzione di circa 0,92–0,98 TWh di energia rinnovabile nel corso della vita utile. L'energia che sarebbe stata prodotta in 28-29 anni di funzionamento successivi al payback va interamente perduta, continuando a essere prodotta da fonti fossili con le relative emissioni.

## 6. Analisi delle Emissioni di CO<sub>2</sub> Evitate

### 6.1 Fattore emissivo di riferimento

Per la quantificazione delle emissioni di CO<sub>2</sub> evitate, si adotta il fattore emissivo del mix elettrico nazionale italiano. I valori di riferimento utilizzati sono:

- Fattore emissivo medio aggiornato (ISPRA, 2023): 0,311 tCO<sub>2</sub>eq/MWh
- Intervallo conservativo adottato per le proiezioni: 0,30 - 0,35 tCO<sub>2</sub>eq/MWh
- Fonte primaria: IPCC AR6 (2021) - valori per sistemi elettrici europei

Per impostare una valutazione conservativa, il fattore emissivo attuale è mantenuto costante per l'intero orizzonte temporale di 30 anni, senza tener conto della sua progressiva riduzione prevista dal PNIEC. Questo approccio tende a sovrastimare le emissioni evitate nei decenni successivi, rendendo il bilancio ancora più robusto.

### 6.2 Emissioni evitate annue (emissioni evitate lorde)

La produzione annua dell'impianto, pari a 37.749 MWh nell'anno di primo esercizio (P50), genera un risparmio annuo di emissioni pari a:

$$CO_{2, evitate} (anno 1) = 37.749 \text{ MWh} \cdot 0,311 \text{ tCO}_2/\text{MWh} = 11.740 \text{ tCO}_2/\text{anno} (P50)$$

Adottando l'intervallo 0,30 - 0,35 tCO<sub>2</sub>/MWh:

$$CO_{2, evitate} (anno 1) [range] = 11.325 - 13.212 \text{ tCO}_2/\text{anno}$$

Nello scenario P90 (E<sub>0</sub>, P90 = 35.330 MWh):

$$CO_{2, evitate} (anno 1) = 35.330 \text{ MWh} \cdot 0,311 \text{ tCO}_2/\text{MWh} = 10.988 \text{ tCO}_2/\text{anno} (P90)$$

$$CO_{2, evitate} (anno 1) [range P90] = 10.599 - 12.366 \text{ tCO}_2/\text{anno}$$

La produzione decresce dell'1% annuo per effetto della degradazione dei moduli; le emissioni evitate seguono la medesima progressione geometrica decrescente.

### 6.3 Emissioni evitate cumulative nei 30 anni

Utilizzando le produzioni cumulate calcolate nella Sezione 4 ( $E_{t^o_t, P50} = 982.606 \text{ MWh}$ ;  $E_{t^o_t, P90} = 919.640 \text{ MWh}$ ), gli scenari P50 e P90 danno rispettivamente:

$$CO_{2, evitate, tot, P50} = 982.606 \text{ MWh} \cdot 0,311 \text{ tCO}_2/\text{MWh} = 305.591 \text{ tCO}_2$$

Adottando l'intervallo conservativo:

$$CO_{2, evitate, tot, P50} [\text{range}] = 294.782 - 343.912 \text{ tCO}_2 \text{ (arrotondati: } 295.000 - 344.000 \text{ tCO}_2)$$

Scenario P90:

$$CO_{2, evitate, tot, P90} = 919.640 \text{ MWh} \cdot 0,311 \text{ tCO}_2/\text{MWh} = 286.008 \text{ tCO}_2$$

$$CO_{2, evitate, tot, P90} [\text{range}] = 275.892 - 321.874 \text{ tCO}_2 \text{ (arrotondati: } 276.000 - 322.000 \text{ tCO}_2)$$

Le emissioni cumulative evitate nell'arco dei 30 anni di vita utile sono pertanto comprese tra 276.000 e 344.000 tCO<sub>2</sub>eq (range P90–P50 estremi), con valore centrale P50 di circa 306.000 tCO<sub>2</sub> e valore centrale P90 di circa 286.000 tCO<sub>2</sub>.

### 6.4 Emissioni incorporate iniziali (carbon embodied)

La realizzazione dell'impianto comporta emissioni di CO<sub>2</sub> nelle seguenti fasi del ciclo di vita: produzione dei moduli fotovoltaici e delle strutture metalliche; produzione delle celle elettrochimiche del sistema BESS; trasporto dei materiali dal luogo di produzione al sito; attività di cantiere (movimenti terra, opere civili, posa cablaggi).

Le emissioni incorporate per il fotovoltaico utility-scale sono oggetto di numerosi studi LCA consolidati. I riferimenti principali indicano:

- IRENA (2019) - Renewable Power Generation Costs: 20-50 gCO<sub>2</sub>eq/kWh per impianti FV utility-scale
- JRC European Commission (2020) - LCA electricity generation: 30-45 gCO<sub>2</sub>eq/kWh per monocristallino su tracker
- IPCC AR6 (2021) - Annex III: mediana 24 gCO<sub>2</sub>eq/kWh per grande FV

Adottando un valore medio di 35 gCO<sub>2</sub>eq/kWh e applicandolo alla produzione cumulata dello scenario P50, 983 GWh (valore conservativo ai fini del calcolo delle emissioni incorporate):

$$CO_{2, embodied, FV} = 982.606.000 \text{ kWh} \cdot 0,000035 \text{ tCO}_2/\text{kWh} = 34.391 \text{ tCO}_2$$

Per la componente BESS, studi recenti (Peters et al., 2017; Hiremath et al., 2015) indicano valori nell'ordine di 100-200 kgCO<sub>2</sub>eq/kWh di capacità. Per 92 MWh:

$$CO_{2, embodied, BESS} = 92.000 \text{ kWh} \cdot 150 \text{ kgCO}_2/\text{kWh} = 13.800.000 \text{ kgCO}_2 = 13.800 \text{ tCO}_2$$

Considerando le ulteriori voci di cantiere, trasporto e infrastrutture (stimate complessivamente in 5.000-10.000 tCO<sub>2</sub> aggiuntive), le emissioni incorporate totali sono stimate nell'ordine di 53.200 – 58.200 tCO<sub>2</sub>, arrotondabili a circa 53.000 – 58.000 tCO<sub>2</sub>. Si tratta di emissioni concentrate nella fase ante-esercizio (12-18 mesi di cantiere) e quindi temporanee.

### 6.5 Saldo netto di CO<sub>2</sub> sul ciclo di vita

Il saldo netto di CO<sub>2</sub> sull'intero ciclo di vita è dato dalla differenza tra emissioni evitate lorde ed emissioni incorporate:

$$CO_{2, saldo, netto} = CO_{2, evitate, lorde} - CO_{2, embodied}$$

$$CO_{2, saldo, netto, P50} = 305.591 - 55.700 = 249.891 \text{ tCO}_2 \text{ nette (valore centrale P50)}$$

Scenario P90 (valore centrale):

$$CO_{2, \text{saldo, netto, P90}} = 286.008 - 55.700 = 230.308 \text{ tCO}_2 \text{ nette (valore centrale P90)}$$

Adottando i valori estremi degli intervalli di incertezza:

- Scenario ottimistico P50:  $343.912 - 53.200 = 290.712 \text{ tCO}_2 \text{ nette evitate}$
- Scenario pessimistico P50:  $294.782 - 58.200 = 236.582 \text{ tCO}_2 \text{ nette evitate}$

In entrambi i casi, il saldo risulta fortemente positivo. Le emissioni incorporate rappresentano circa il 18–20% delle emissioni evitate lorde, confermando che il bilancio ambientale dell'impianto è nettamente favorevole rispetto all'alternativa zero.

## 7. Impatti Ambientali della Fase di Costruzione

### 7.1 Caratterizzazione degli impatti di cantiere

La realizzazione dell'impianto agrivoltaico e del sistema BESS comporta impatti ambientali concentrati nella fase di costruzione, della durata di circa 12-18 mesi. Questi impatti sono per loro natura temporanei (limitati alla sola fase di cantiere), localizzati (circoscritti all'area di intervento e alla viabilità di accesso), parzialmente o totalmente reversibili (le modificazioni cessano al termine dei lavori) e proporzionati alle dimensioni dell'opera, di taglia medio-piccola nel panorama utility-scale italiano.

### 7.2 Produzione dei componenti e logistica

La produzione dei moduli fotovoltaici avviene prevalentemente in stabilimenti industriali asiatici o europei, con processi energivori per la purificazione del silicio e la lavorazione delle celle. Tali processi sono già computati nell'analisi delle emissioni incorporate (Sezione 6.4). Il trasporto dei moduli verso il sito avviene via nave e autostrada, con emissioni di CO<sub>2</sub> da trasporto stimate nell'ordine di 0,5-1 tCO<sub>2</sub> per tonnellata di materiale trasportato per tratta intercontinentale.

### 7.3 Attività di cantiere

Le principali attività di cantiere comprendono: preparazione del terreno e movimenti terra (limitati per la tecnologia su tracker, che non richiede gettate di fondazione pesanti); posa dei profili in acciaio e fissaggio dei moduli; posa dei cablaggi interrati; realizzazione della sottostazione elettrica; installazione del sistema BESS e delle relative protezioni. Le emissioni di CO<sub>2</sub> da cantiere, generate principalmente dai mezzi di movimentazione alimentati a gasolio, sono stimate nell'ordine di alcune centinaia di tonnellate di CO<sub>2</sub>eq nell'arco dei lavori.

### 7.4 Impatti su suolo, acqua e biodiversità

Gli impatti sul suolo sono circoscritti alla fase di cantiere e si manifestano principalmente come compattazione superficiale nelle aree di transito dei mezzi e lieve alterazione del profilo topografico in corrispondenza dei cavidotti. La tecnologia su tracker con pali infissi riduce al minimo la necessità di opere di fondazione invasive. La configurazione agrivoltaica preserva la permeabilità del suolo e consente la ripresa dell'attività agricola al termine della costruzione, senza consumo di risorse idriche significative durante i lavori. Gli impatti sulla biodiversità locale sono ulteriormente mitigati dal mantenimento della copertura erbacea tra le file di moduli, che favorisce la presenza di impollinatori.



---

## 8. Benefici Sistemici del Sistema di Accumulo

---

### 8.1 Il ruolo del BESS nel sistema elettrico nazionale

Il sistema di accumulo elettrochimico da 23 MW / 92 MWh apporta un valore aggiunto significativo rispetto al solo impianto fotovoltaico, sia sul piano tecnico-sistemico sia su quello ambientale. Progettato per operare in modalità integrate, il BESS combina funzioni di ottimizzazione della produzione rinnovabile con servizi di supporto al sistema elettrico nazionale.

### 8.2 Spostamento temporale dell'energia e integrazione FER

La produzione fotovoltaica è per sua natura non programmabile, essendo dipendente dall'irradianza solare. Il BESS consente di immagazzinare l'energia nelle ore di massima produzione (ore centrali della giornata) e di erogarla nelle ore di minor produzione solare ma di maggiore domanda (sera e mattino presto). Questa funzione di load shifting aumenta il valore sistemico dell'energia prodotta e riduce la necessità di attivazione di centrali di punta a gas naturale, con conseguenti benefici in termini di emissioni evitate aggiuntive rispetto alla sola produzione FV.

### 8.3 Riduzione della variabilità e gestione dei picchi

Il BESS riduce la variabilità dell'immissione in rete, attenuando le rampe di produzione che richiederebbero l'intervento di unità di regolazione primaria (centrali idroelettriche, turbine a gas). Questa funzione diventa sempre più rilevante in un sistema elettrico con alta penetrazione di fonti rinnovabili non programmabili, scenario previsto dal PNIEC 2030 per il sistema italiano.

### 8.4 Supporto alla stabilità della rete e mercati della flessibilità

Il sistema BESS è abilitato a fornire servizi di regolazione della frequenza (Fast Frequency Response) e regolazione della tensione, contribuendo alla stabilità del sistema di trasmissione. Tali servizi, remunerati attraverso i meccanismi del Capacity Market e del mercato dei servizi di dispacciamento (MSD), rappresentano una fonte di ricavo aggiuntivo, migliorando la sostenibilità economica del progetto. Secondo le stime di Terna (Piano di Sviluppo della Rete 2023), il sistema elettrico italiano necessita di almeno 7-10 GW di accumulo aggiuntivo entro il 2030: il presente progetto contribuisce a tale obiettivo.

### 8.5 Confronto con l'alternativa zero

Nell'alternativa zero, le funzioni di bilanciamento oggi svolte dal BESS dovrebbero essere garantite da unità convenzionali (centrali turbogas, pompaggio idroelettrico), con conseguenti emissioni aggiuntive e costi sistemici più elevati. La mancata realizzazione del sistema BESS non è quindi un'assenza di impatto, ma una perdita netta di servizio per il sistema elettrico nazionale.

---

## 9. Coerenza con PNIEC e Politiche Europee

---

### 9.1 Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC)

Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), aggiornato nel 2023, fissa per l'Italia i seguenti obiettivi al 2030: quota di energia da fonti rinnovabili pari al 65% dei consumi finali lordi; riduzione delle emissioni di gas serra del 55% rispetto ai livelli del 1990; installazione di almeno 70-80 GW di potenza fotovoltaica, con un incremento medio annuo di circa 8-10 GW/anno. Il presente progetto contribuisce direttamente al raggiungimento degli obiettivi PNIEC, apportando



21,03 MWp di nuova capacità fotovoltaica utility-scale e 92 MWh di accumulo elettrochimico. La componente agrivoltaica è coerente con le Linee Guida MASE per il riconoscimento della qualifica agrivoltaica (Decreto 14 marzo 2023, MASE).

## 9.2 Obiettivi europei di decarbonizzazione

Il pacchetto normativo europeo Fit for 55, adottato nel 2021-2023, prevede la riduzione delle emissioni nette di almeno il 55% entro il 2030 e la neutralità climatica entro il 2050. La direttiva RED III (Renewable Energy Directive, revisione 2023) fissa al 42,5% la quota di rinnovabili nel mix energetico europeo al 2030. Il Regolamento (UE) 2022/2577 (REPowerEU) introduce misure per accelerare il rilascio delle autorizzazioni per impianti rinnovabili, riconoscendoli come opere di interesse pubblico prevalente. La realizzazione del presente impianto si iscrive pienamente in questo quadro normativo europeo.

## 9.3 Alternativa zero e coerenza con gli obiettivi di politica energetica

La mancata realizzazione del progetto equivale alla rinuncia a una quota di produzione rinnovabile pienamente compatibile con gli obiettivi nazionali ed europei. In un sistema in cui ogni MWp installato contribuisce al raggiungimento dei target PNIEC, l'alternativa zero rappresenta una scelta in contrasto con gli impegni assunti dall'Italia in sede comunitaria.

# 10. Analisi Economica Sintetica

## 10.1 Piano degli investimenti

La Tabella 2 riassume la struttura del CAPEX del progetto.

Tabella 2 - Struttura del CAPEX del progetto

Componente	Importo (EUR)	Quota (%)
<b>Impianto fotovoltaico (moduli, tracker, strutture)</b>	18.000.000	49,5%
<b>Sistema di accumulo BESS 23 MW / 92 MWh</b>	14.000.000	38,5%
<b>Sottostazione elettrica e connessione alla rete</b>	4.400.000	12,1%
<b>TOTALE INVESTIMENTO</b>	36.400.000	100%

## 10.2 Costi operativi e ricavi

I costi operativi (OPEX) sono stimati in circa 1,3 milioni di euro/anno, comprensivi di manutenzione ordinaria e straordinaria, assicurazioni, personale e costi di connessione. I ricavi dell'impianto FV sono strutturati in due fasi: nei primi 20 anni tramite il meccanismo Contracts for Difference (CfD) a un prezzo garantito di 61 EUR/MWh (assunto in via conservativa, in linea con gli ultimi andamenti di mercato); nei successivi 10 anni in regime merchant ai prezzi di mercato. I ricavi del BESS derivano dalla partecipazione al Capacity Market, da contratti di tolling e dal mercato dei servizi di dispacciamento (MSD).

## 10.3 Sostenibilità economica

Adottando lo scenario conservativo P90, con una produzione al primo anno di 35.330 MWh e un prezzo CfD conservativo di 61 EUR/MWh, il ricavo lordo dalla componente FV nei primi 20 anni è stimabile in circa 2,16 milioni di euro/anno. A fronte di un OPEX di 1,3 milioni di euro/anno, il margine operativo risulta positivo già dal primo anno di esercizio. Il progetto dimostra pertanto una solida sostenibilità economica, coerente con i meccanismi di incentivazione previsti dal quadro normativo vigente.

## 11. Confronto tra Scenari

La Tabella 3 sintetizza il confronto tra lo scenario di progetto e l'alternativa zero per i principali indicatori ambientali, energetici ed economici.

**Tabella 3 - Confronto sinottico tra scenario di progetto e alternativa zero**

Indicatore	Scenario di Progetto	Alternativa Zero
<b>Energia prodotta (vita utile 30 anni)</b>	~920 GWh (P90) – 983 GWh (P50)	0 GWh
<b>Emissioni CO2 evitate (vita utile)</b>	276.000 – 344.000 tCO <sub>2</sub>	0 tCO <sub>2</sub>
<b>Emissioni CO2 incorporate (costruzione)</b>	~53.000 – 58.000 tCO <sub>2</sub>	0 tCO <sub>2</sub>
<b>Saldo netto CO2 sul ciclo di vita</b>	>217.000 tCO <sub>2</sub> evitate nette	Neutro (nessun beneficio)
<b>Energy Payback Time</b>	1 - 2 anni	N/A
<b>Contributo alla decarbonizzazione</b>	Significativo - sostituisce fossili	Nulla
<b>Impatti fase costruzione</b>	Temporanei, localizzati, reversibili	Nessuno
<b>Impatti fase esercizio</b>	Minimi; coesistenza agrivoltaica	Continuazione impatti fossili
<b>Benefici stabilità della rete (BESS)</b>	Elevati - 23 MW / 92 MWh	Nessuno
<b>Integrazione PNIEC / obiettivi UE</b>	Pienamente coerente	Non contribuisce
<b>Ricadute economiche</b>	CAPEX ~36,4 M EUR; OPEX ~1,3 M/anno	Nessuna

La tabella sinottica evidenzia con chiarezza che lo scenario di progetto genera benefici ambientali, energetici e sistemici rilevanti su un orizzonte di 30 anni, a fronte di impatti costruttivi limitati nel tempo e nello spazio. L'alternativa zero, pur non generando nuovi impatti diretti nel sito, non produce alcun beneficio in nessuno degli indicatori considerati e perpetua gli impatti climatici del sistema energetico fossile.

## 12. Conclusioni

La presente analisi ha confrontato in modo tecnico e quantitativo lo scenario di realizzazione dell'impianto agrivoltaico da 21,03 MWp con sistema BESS da 23 MW / 92 MWh con lo scenario di alternativa zero, ovvero la mancata realizzazione del progetto. Le principali evidenze sono le seguenti.

- **Produzione energetica:** nel ciclo di vita di 30 anni, l'impianto genera circa 920 GWh (P90, conservativo) – 983 GWh (P50) di energia elettrica da fonte rinnovabile — energia che nell'alternativa zero verrebbe prodotta dal mix fossile nazionale.
- **Energy Payback Time:** l'energia incorporata nella costruzione dell'impianto viene recuperata in 1-2 anni di produzione, su una vita utile di 30 anni. L'EROI del progetto è

stimato tra 15 e 30, significativamente superiore a quello degli impianti termoelettrici tradizionali.

- Emissioni di CO<sub>2</sub> evitate lorde: comprese tra 276.000 e 344.000 tCO<sub>2</sub>eq nel ciclo di vita (range P90–P50 estremi), con valori centrali di circa 286.000 tCO<sub>2</sub>eq (P90) e 306.000 tCO<sub>2</sub>eq (P50).
- Emissioni incorporate totali: stimate tra 53.000 e 58.000 tCO<sub>2</sub>eq, concentrate nella fase di cantiere (12–18 mesi). Rappresentano circa il 18–20% delle emissioni evitate lorde.
- Saldo netto CO<sub>2</sub>: fortemente positivo, compreso tra 217.700 tCO<sub>2</sub>eq (scenario P90 pessimistico) e 290.700 tCO<sub>2</sub>eq (scenario P50 ottimistico) nette evitate nel ciclo di vita.
- Benefici sistemici del BESS: il sistema di accumulo eroga servizi di flessibilità e stabilità al sistema elettrico nazionale, contribuendo all'integrazione delle rinnovabili e alla riduzione dei costi di bilanciamento della rete.
- Coerenza con PNIEC e obiettivi UE: il progetto è pienamente allineato agli obiettivi nazionali ed europei di decarbonizzazione e transizione energetica, contribuendo direttamente ai target di capacità rinnovabile al 2030.

In sintesi, la presente analisi dimostra che la realizzazione del progetto produce benefici ambientali netti di larga scala e lunga durata, nettamente superiori agli impatti costruttivi transitori. L'alternativa zero non è uno scenario neutro: essa equivale alla rinuncia a circa 0,92–0,98 TWh di energia rinnovabile, a oltre 217.000 tonnellate di CO<sub>2</sub> non evitate e a servizi di flessibilità di cui il sistema elettrico nazionale ha crescente necessità. La presente analisi supporta pertanto, sotto il profilo tecnico-ambientale, la valutazione favorevole del progetto nell'ambito della procedura PAUR/VIA ai sensi del D.Lgs. 152/2006.

## Riferimenti Bibliografici e Normativi

### Fonti normative:

- D.Lgs. 3 aprile 2006, n. 152 - Norme in materia ambientale (Codice dell'Ambiente)
- D.M. 14 marzo 2023, MASE - Linee Guida per il riconoscimento della qualifica agrivoltaica
- Regolamento (UE) 2023/2413 - Direttiva RED III (Renewable Energy Directive, revisione 2023)
- Regolamento (UE) 2022/2577 - REPowerEU
- Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC) - versione aggiornata 2023
- Terna S.p.A. - Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale 2023

### Fonti scientifiche e statistiche:

- IPCC AR6 (2021) - Sixth Assessment Report, Annex III: Technology-specific cost and performance parameters
- IEA (2023) - World Energy Outlook 2023. International Energy Agency, Paris
- IRENA (2022) - Renewable Power Generation Costs in 2022. International Renewable Energy Agency
- JRC European Commission / Fraunhofer ISE (2020) - Life Cycle Assessment of electricity generation options
- Fthenakis, V. et al. (2011) - Life Cycle Inventories and Life Cycle Assessment of Photovoltaic Systems. Progress in Photovoltaics
- Peters, J.F. et al. (2017) - The environmental impact of Li-Ion batteries and their use in stationary energy storage systems. Renewable and Sustainable Energy Reviews
- Hiremath, M. et al. (2015) - Comparative life cycle assessment of battery storage systems for stationary applications. Environmental Science & Technology

- GSE (2023) - Rapporto Statistico Energia da Fonti Rinnovabili - Italia 2022
- ISPRA (2023) - Fattori di emissione del settore elettrico italiano - Indicatori di efficienza e decarbonizzazione