

REGIONE SARDEGNA  
PROVINCE DI ORISTANO E NUORO  
Suni(OR) - Sindia (NU) - Macomer (NU)

LOCALITA' "S'ena e Cheos ", "Tiruddone", "Ferralzos"

# PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTE EOLICA E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE - 7 AEROGENERATORI

Sezione SIA:

## STUDIO IMPATTO AMBIENTALE

Titolo elaborato:

## RELAZIONE ANALISI COSTI-BENEFICI

N. Elaborato: SIA13.CA.03

Scala: -

Proponente

### ORTA ENERGY 9 Srl

Largo Guido Donegani, 2  
CAP 20121 Milano (MI)  
P.Iva 11898400962

Amministratore

**Francesco DOLZANI**

Progettazione



**sede legale e operativa**

San Martino Sannita (BN) Loc. Chianarile snc Area Industriale

**sede operativa**

Lucera (FG) via A. La Cava 114

P.IVA 01465940623

**Azienda con sistema gestione qualità Certificato N. 50 100 11873**




Progettista

**Dott. Ing. Nicola Forte**




Rev.	Data	Elaborazione	Approvazione	Emissione	DESCRIZIONE
00	LUGLIO 2023	MMG sigla	PR sigla	NF sigla	Emissione progetto definitivo
Nome File sorgente		ES.SUN01.SIA13.CA.03.R00.doc	Nome file stampa	ES.SUN01.SIA13.CA.03.R00.pdf	Formato di stampa A4

	<b>RELAZIONE ANALISI COSTI- BENEFICI</b>	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	ES.SUN01.SIA13.CA.03 24/08/2023 24/08/2023 00 1 di 39
---	--	---	---

## INDICE

1.	PREMESSA.....	2
2.	OGGETTO E OBIETTIVI .....	4
3.	L'ATTIVITA' .....	5
3.1.	La metodologia di riferimento.....	5
3.2.	Fasi di lavoro.....	6
3.2.1	La definizione delle esternalità.....	6
3.2.2	Esternalità: costi ambientali .....	6
3.2.3	Esternalità: costi non-ambientali: .....	6
3.2.4	L'individuazione e la quantificazione delle esternalità negative.....	7
3.2.5	La stima delle possibili esternalità negative nella fase di cantiere.....	7
3.2.6	La stima delle possibili esternalità negative nella fase di esercizio .....	8
3.2.7	L'individuazione e la quantificazione delle esternalità positive .....	9
4.	ALTERNATIVE PROGETTUALI .....	10
4.1.	Definizione "momento zero" .....	10
4.2.	Alternative esaminate.....	10
5.	ANALISI REMUNERAZIONE VENDITA ENERGIA PER L'IMPIANTO OGGETTO DI STUDIO .....	11
5.1.	Dm 4 Luglio 2019.....	11
5.1.1	Ambito di applicazione .....	11
5.1.2	Modalità di accesso agli incentivi .....	12
5.1.3	Tariffe incentivanti .....	15
5.1.4	Decreto FER1 .....	16
5.1.5	Decreto FERX .....	18
6.	ANALISI FINANZIARIA.....	19
6.1.	Valore Attuale Netto (VN) e Valore Attuale Netto Economico (VANE).....	19
6.2	Analisi dei ricavi .....	21
7.	ANALISI AMBIENTALE .....	25
7.1	Analisi componenti ambientali .....	25
7.1.1	Atmosfera .....	25
7.1.2	Fauna .....	28
7.1.3	Suolo e sottosuolo.....	28
8.	ANALISI SOCIO-ECONOMICA .....	37
10.	CONCLUSIONI.....	39

	<p align="center"><b>RELAZIONE ANALISI COSTI- BENEFICI</b></p>	<p>Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina</p>	<p>ES.SUN01.SIA13.CA.03 24/08/2023 24/08/2023 00 2 di 39</p>
---	--	--	--

## 1. PREMESSA

Il progetto descritto nella presente relazione riguarda la realizzazione di un impianto eolico costituito da 7 aerogeneratori della potenza di 6 MW ciascuno, per una potenza di 42 MW, integrato con un sistema di accumulo con batterie agli ioni da 20 MW, per una potenza complessiva in immissione di 62 MW da installare nel comune di Suni (OR) e Sindia (NU) alle località "S'ena e Cheos", "Tiruddone" e "Ferralzos", con opere di connessione alla rete di trasmissione nazionale ricadenti nel comune Macomer (NU) alla località "Mura de Putzu". Proponente dell'iniziativa è la società Orta Energy 9 srl.

Il sito di installazione degli aerogeneratori è ubicato tra i centri abitati di Suni e Sindia, dai quali gli aerogeneratori più prossimi distano rispettivamente 4,5 km e 2,5 km.

Gli aerogeneratori sono collegati tra loro mediante un cavidotto in media tensione interrato denominato "cavidotto interno" che sarà posato quasi totalmente al di sotto di viabilità esistente e che giunge fino alla cabina di raccolta, prevista nel comune di Sindia alla località "Piena Porcalzos" nei pressi della strada comunale Miali Spina.

Dalla cabina di raccolta parte il tracciato del cavidotto interrato in media tensione "esterno", che corre su strada esistente e che, dopo circa 19 km, raggiunge la stazione elettrica di trasformazione 30/150 kV di progetto (in breve SE di utenza).

La SE di utenza, infine, è collegata in antenna a 150 kV sulla sezione a 150 kV della futura Stazione Elettrica (SE) di trasformazione 380/150 kV della RTN da inserire in entra-esce alla linea a 380 kV "Ittiri - Selargius".

All'interno della stazione di utenza è prevista l'installazione di un sistema di accumulo di energia denominato BESS - Battery Energy Storage System, basato su tecnologia elettrochimica a ioni di litio, comprendente gli elementi di accumulo, il sistema di conversione DC/AC e il sistema di elevazione con trasformatore e quadro di interfaccia. Il sistema di accumulo è dimensionato per 20 MW con soluzione containerizzata, composto sostanzialmente da:

- 16 Container metallici Batterie HC ISO con relativi sistemi di comando e controllo;
- 8 Container metallici PCS HC ISO per le unità inverter completi di quadri servizi ausiliari e relativi pannelli di controllo e trasformazione BT/MT.

Completano il quadro delle opere da realizzare una serie di adeguamenti temporanei alle strade esistenti necessari a consentire il passaggio dei mezzi eccezionali di trasporto delle strutture costituenti gli aerogeneratori.

In fase di realizzazione dell'impianto sarà necessario predisporre un'area logistica di cantiere con le funzioni di stoccaggio materiali e strutture, ricovero mezzi, disposizione dei baraccamenti necessari alle maestranze (fornitore degli aerogeneratori, costruttore delle opere civili ed elettriche) e alle figure

	<p align="center"><b>RELAZIONE ANALISI COSTI- BENEFICI</b></p>	<p>Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina</p>	<p>ES.SUN01.SIA13.CA.03 24/08/2023 24/08/2023 00 3 di 39</p>
---	--	--	--

deputate al controllo della realizzazione (Committenza dei lavori, Direzione Lavori, Coordinatore della Sicurezza in fase di esecuzione, Collaudatore).

Al termine dei lavori di costruzione dell'impianto, le aree di cantiere, le opere temporanee di adeguamento della viabilità e quelle funzionali alla realizzazione dell'impianto saranno rimosse ed i luoghi saranno ripristinati come ante operam.

Il presente documento riporta la descrizione dell'analisi costi-benefici relativa all'intervento sopra indicato.

	<p align="center"><b>RELAZIONE ANALISI COSTI- BENEFICI</b></p>	<p>Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina</p>	<p>ES.SUN01.SIA13.CA.03 24/08/2023 24/08/2023 00 4 di 39</p>
---	--	--	--


## 2. OGGETTO E OBIETTIVI

È oggetto dell'intervento la realizzazione di un parco eolico.

Gli obiettivi del progetto sono i seguenti:

- Sviluppare nuova capacità energetica per soddisfare una domanda crescente;
- Sviluppare nuova capacità energetica per ridurre la dipendenza dalle importazioni;
- Ampliare la rete energetica per raggiungere aree non ancora servite;
- Diversificare le fonti energetiche e i mercati di approvvigionamento;
- Integrare meglio il mercato nazionale dell'energia con quello degli altri Paesi, in modo da un favorire l'allineamento dei prezzi al consumo nell'UE;
- Migliorare l'affidabilità tecnica e la sicurezza dell'approvvigionamento energetico, evitando le interruzioni di energia;
- Accrescere l'efficienza e la qualità del sistema, migliorando la trasmissione e/o la distribuzione di energia dal punto di vista tecnico e/o operativo;
- Ridurre le emissioni di gas serra e inquinanti prodotti dal settore dell'energia, sostituendo i combustibili fossili con fonti energetiche sostenibili.

L'obiettivo della presente relazione di analisi costi benefici è quello di misurare le esternalità positive e negative previste dall'investimento al fine di valutarne la convenienza globale.

	<b>RELAZIONE ANALISI COSTI- BENEFICI</b>	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	ES.SUN01.SIA13.CA.03 24/08/2023 24/08/2023 00 5 di 39
---	--	---	---

### 3. L'ATTIVITA'

#### 3.1. La metodologia di riferimento

L'analisi economico-sociale all'interno dello studio di fattibilità di un'opera pubblica o privata ha lo scopo di verificare il grado di utilità dell'opera per la collettività.

L'analisi economica si concentra sullo studio dei costi e dei benefici attesi interni ed esterni al progetto mediante l'impostazione teorica propria dell'analisi costi e benefici (Cost-Benefit Analysis).

L'Analisi Costi-Benefici (di seguito ACB) è la metodologia più diffusa al fine di razionalizzare i processi decisionali in tema di allocazione delle risorse, in sintesi permette di valutare se il progetto è economicamente conveniente e socialmente desiderabile, condizione che si verifica quando il totale dei benefici ad esso associati supera il totale dei costi:

$$(B-C) > 0$$

È considerazione diffusa che, sebbene l'energia da fonte eolica e le altre energie rinnovabili presentino degli indubbi benefici ambientali al confronto con le altre fonti tradizionali di produzione di energia elettrica, tali benefici non si riflettano sempre pienamente nel prezzo di mercato dell'energia elettrica. In realtà i notevoli miglioramenti tecnologici intercorsi negli ultimi anni sia a livello di prestazioni energetiche che di processi produttivi, hanno permesso il raggiungimento di un costo dell'energia elettrica prodotta estremamente minore rispetto al recente passato, condizione che, di fatto, permette di annoverare tale tipologia di impianti tra quelle più efficienti dal punto di vista energetico.

Tale circostanza si riflette di conseguenza sul costo della bolletta elettrica.

L'ACB è un metodo sistematico per la valutazione dell'impatto globale dell'azione delle imprese, del settore pubblico, del settore no profit, ai fini di un'analisi di medio-lungo periodo degli effetti diretti, indiretti e collaterali. Lo studio considera l'istante iniziale (anno zero) coincidente con l'inizio del funzionamento dell'impianto ed una vita utile dell'impianto di 35 anni.

Il progetto sarà considerato "utile socialmente" quando il valore aggiunto prodotto ( $V_a$ ) sommato alle economie esterne prodotte ( $E_e$ ) e al maggior benessere sociale ( $B_s$ ) avrà un valore superiore ai costi di produzione del servizio ( $C_s$ ) sommato alle diseconomie esterne ( $D_e$ ) e al disagio sociale ( $D_s$ ), in formula:

$$V_a + E_e + B_s > C_s + D_e + D_s$$

La corretta valutazione dei risultati di un progetto di investimento, realizzato in un'ottica collettivistica presuppone la considerazione di tutti gli effetti da esso prodotti quindi anche di quelli che, seppure di natura involontaria, ricadono su individui o imprese esterne rispetto alla sfera di interessi di chi realizza il progetto, si parla a questo proposito di esternalità, le quali possono essere positive o negative, facendo riferimento ai benefici o costi apportati verso l'esterno all'effettiva attività svolta.

	<b>RELAZIONE ANALISI COSTI- BENEFICI</b>	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	ES.SUN01.SIA13.CA.03 24/08/2023 24/08/2023 00 6 di 39
---	--	---	---

### 3.2. Fasi di lavoro

L'analisi economico-sociale all'interno dello studio di fattibilità di un'opera pubblica o privata ha lo scopo di verificare il grado di utilità dell'opera per la collettività.

#### 3.2.1 La definizione delle esternalità

La realizzazione di un progetto produce generalmente degli effetti economici esogeni al sistema dei prezzi che devono tuttavia essere considerati nell'analisi costi-benefici. Tali effetti, chiamati dalla letteratura economica esternalità, si manifestano quando le attività di un gruppo (sia di produttori sia di consumatori) influiscono sui livelli di produzione o di consumo di un altro gruppo senza che tale effetto sia valutato mediante i prezzi o compensato tramite trasferimenti.

Le esternalità possono essere sia positive, e in questo caso si parla di benefici esterni o economie, sia negative, ossia costi esterni o diseconomie.

Il concetto di esternalità discende dal presupposto economico secondo il quale ogni attività economica, sia essa condotta da individui o associazioni, che fa uso di risorse scarse, non possa essere di utilità se i conseguenti effetti si ripercuotono negativamente sul benessere di altri individui o gruppi di persone (Energy Information Administration, 1995).

Da tale presupposto discende la più generica definizione di esternalità: "costi e benefici che si generano allorché un'attività sociale o economica condotta da un gruppo di persone ha un impatto su un altro gruppo e, allo stesso tempo, il primo gruppo non compensa pienamente i propri impatti" (Commissione Europea, 1994).

La Comunità Europea suggerisce la classificazione delle esternalità conseguenti alla produzione di energia elettrica, riconducendole a due principali categorie: ambientali e non ambientali.


#### 3.2.2 Esternalità: costi ambientali

Sotto sono riportate le esternalità relative ai costi ambientali:

- Salute pubblica (incidenti, malattie)
- Sicurezza sul lavoro (incidenti, rumore, stress psicofisico)
- Disturbi (rumore, impatto visivo, odori)
- Occupazione
- Impatti ecologici (piogge acide, eutrofizzazione, qualità dei suoli)
- Cambiamenti climatici (aumento della temperatura, incremento del livello medio del mare, cambiamenti nel regime delle precipitazioni, aumento degli uragani).

#### 3.2.3 Esternalità: costi non-ambientali:

- Sotto sono riportate le esternalità relative ai costi non-ambientali:
  - Sussidi;
  - Costi per ricerca e sviluppo;

	<b>RELAZIONE ANALISI COSTI- BENEFICI</b>	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	ES.SUN01.SIA13.CA.03 24/08/2023 24/08/2023 00 7 di 39
---	--	---	---

- Affidabilità e sicurezza della fornitura;
- Effetti sul prodotto interno lordo.
- A loro volta le esternalità ambientali possono essere classificate in locali, regionali o globali, queste ultime con particolare riferimento al problema dei cambiamenti climatici conseguenti alle emissioni di CO<sub>2</sub> riduzione dello strato di ozono a seguito dell'emissione di clorofluorocarburi o di esafluoruro di zolfo.
- Le esternalità non-ambientali si riferiscono ai costi nascosti.
- L'analisi e quantificazione dei costi esterni non è certamente un obiettivo semplice ed investe questioni di carattere scientifico (per capire la reale portata dell'impatto) ed economico (per monetizzare tale impatto).
- Quanto più è complessa la valutazione dei beni intangibili (per esempio il costo conseguente all'inserimento visivo di un impianto fotovoltaico o di una turbina eolica o, ancora, del danno futuro conseguente all'emissione in atmosfera di una tonnellata di CO<sub>2</sub>) tanto più la stima delle esternalità è affetta da incertezze.

### 3.2.4 L'individuazione e la quantificazione delle esternalità negative

In linea generale, da un punto di vista socioeconomico, le esternalità negative più rilevanti legate alla realizzazione di un'opera analoga a quella in oggetto fanno riferimento ai disagi che la fase di realizzazione delle opere procura a chi — cittadini, istituzioni, attività produttive — gravita nelle zone interessate dai lavori di costruzione dell'opera stessa. Si dovrà tenere conto anche delle esternalità negative legate alla fase di gestione del parco che riguarderanno sia gli aspetti visivi (paesaggistici), sia quelli naturalistici. Vi sono dei casi in cui alcune esternalità negative si trasformano in positive: si pensi ad esempio alla realizzazione di nuove piste ed all'adeguamento delle vetuste, che comporteranno naturalmente il miglioramento degli accessi ai fondi e della percorribilità delle infrastrutture viarie.

### 3.2.5 La stima delle possibili esternalità negative nella fase di cantiere

Le esternalità negative che potrebbero avere un impatto significativo nel caso della realizzazione dell'opera considerata possono essere raggruppate in due categorie:

aspetti insediativi e infrastrutturali;

aspetti di natura ambientale e paesaggistica.

Gli aspetti insediativi e infrastrutturali comprendono:

- **le funzioni abitative:** l'apertura dei cantieri può determinare impatti di varia natura sulle abitazioni che vengono direttamente o indirettamente coinvolte dai lavori;
- **le funzioni produttive e di servizio:** analogamente alle funzioni abitative, l'apertura dei cantieri potrebbe determinare condizionamenti alle attività commerciali e professionali e sul funzionamento di alcuni servizi complessi interessate da attività di servizio all'intera cittadinanza;



	<b>RELAZIONE ANALISI COSTI- BENEFICI</b>	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	ES.SUN01.SIA13.CA.03 24/08/2023 24/08/2023 00 8 di 39
---	--	---	---

– **la mobilità:** i lavori eseguiti nei cantieri possono avere ripercussioni sulle funzioni di mobilità in via sia transitoria sia permanente (ad esempio, alcuni collegamenti potrebbero essere inibiti temporaneamente o comportare la percorrenza di tragitti più lunghi). I costi sociali più significativi derivano dalle interferenze sul traffico veicolare, dall’apertura dei cantieri e dalle interferenze sul traffico dovuto alla presenza in fase di realizzazione di automezzi per il trasporto dei materiali e delle strutture;

– **le infrastrutture stradali:** l’apertura dei cantieri e il completamento delle opere possono determinare una possibile interferenza con le infrastrutture stradali e provocare pertanto potenzialmente un deterioramento dell’efficienza del sistema stradale;

– **le infrastrutture tecnologiche:** in questo caso ci si riferisce alle interferenze che i cantieri possono provocare alle infrastrutture tecnologiche (soprattutto ai sottoservizi a rete) in termini delle possibili interruzioni parziali del servizio, che provocano evidentemente un danno alla collettività.

Il problema della minimizzazione di parte di queste esternalità negative soprattutto sul traffico e sulla mobilità derivanti dall’esecuzione dei lavori può essere affrontato e risolto in sede di progettazione sia mediante scelte progettuali adeguate sia tramite soluzioni flessibili da adottare durante la realizzazione delle opere che consentono il conseguimento di risparmi di tempo e di costi di realizzazione. In particolare, alcuni disagi sostenuti dalla collettività potrebbero essere mitigati grazie ad alcuni accorgimenti che sono qui brevemente riassunti:

- individuazione di momenti differenti per l’apertura dei cantieri;
- limitazione dell’estensione dei cantieri, con l’obbligo di mantenere almeno una carreggiata di scorrimento fruibile, al fine di evitare strozzature nelle principali direttrici stradali.


Gli aspetti ambientali delle esternalità negative comprendono:

- **il consumo di suolo:** l’apertura dei cantieri e le opere da realizzarsi possono determinare un consumo del suolo sia qualitativamente sia quantitativamente;
- **il consumo di inerti:** la realizzazione degli scavi può provocare un parziale consumo di inerti che possono essere pregiati come le “sabbie, ghiaie e lapidei di monte” o meno pregiati come le “terre”;
- **il contesto naturalistico:** i lavori potrebbero causare un danno al sistema naturale, ossia alla flora e alla fauna di alcune zone interessate ai lavori nel caso in esame.

### 3.2.6 La stima delle possibili esternalità negative nella fase di esercizio

Le esternalità negative che potrebbero avere un impatto significativo durante la fase di esercizio dovrebbero essere ricondotte essenzialmente a quelle relative a:

- l’Impatto visivo: la “visibilità delle strutture” da grande distanza e la loro localizzazione.
- Il contesto naturalistico: l’effetto che il funzionamento del parco può avere sulla fauna ed in particolare sull’avifauna stanziale e migratoria.

	<b>RELAZIONE ANALISI COSTI- BENEFICI</b>	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	ES.SUN01.SIA13.CA.03 24/08/2023 24/08/2023 00 9 di 39
---	--	---	---

### 3.2.7 L'individuazione e la quantificazione delle esternalità positive

Le esternalità positive generate dalla realizzazione dell'opera in oggetto possono essere suddivise in effetti misurabili mediante parametri di natura ambientale ed economica. I principali benefici del progetto che si possono ipotizzare sono:

Fase di realizzazione:

- i benefici occupazionali;
- i benefici economici diretti ed indiretti.

Fase di esercizio:

- la riduzione della quantità di emissioni inquinanti;
- i benefici occupazionali ed economici.

La metodologia utilizzata per quantificare in termini monetari le economie sopra esposte fa riferimento alla definizione di un prezzo ombra per ciascuno dei parametri identificati e all'individuazione in termini fisici della variazione del parametro in esame prodotta dalla realizzazione del progetto rispetto alla situazione "in assenza" del progetto. Pertanto, per ognuna delle variabili considerate, sarà stimato il relativo valore atteso futuro sia nello scenario "in assenza di intervento" sia nello scenario "con intervento".

Successivamente, sarà calcolato il valore monetario di tale parametro, sulla base del prezzo individuato in entrambe le ipotesi; la differenza tra i due valori individuati rappresenta il beneficio generato dalla realizzazione del progetto riferito all'elemento considerato.

La fase di definizione delle esternalità è stata preceduta da una fase di analisi e raccolta di tutti i dati e le informazioni necessarie per una adeguata e corretta valutazione. Attraverso il Progetto Definitivo e le relazioni specialistiche facenti parte dello Studio di Impatto Ambientale e lo Studio stesso nonché delle analisi paesaggistiche, con particolare riferimento allo studio della visibilità, sono state fornite in formazioni dettagliate sulle caratteristiche dell'opera, sulle interazioni con le componenti ambientali e paesaggistiche, sul contesto, sul personale e sui mezzi impiegati in fase di cantiere e del personale impiegato in fase di esercizio.

Calcolo del beneficio sociale netto

Sulla base della valutazione congiunta delle esternalità positive e negative generate dalla realizzazione del parco eolico è possibile calcolare il beneficio sociale netto.

Tale valutazione indica un saldo netto determinato dalla differenza tra i benefici e le esternalità negative.

Output finali

Report contenente:

- la quantificazione delle esternalità negative
- la quantificazione delle esternalità positive
- il beneficio sociale netto.

	<b>RELAZIONE ANALISI COSTI- BENEFICI</b>	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	ES.SUN01.SIA13.CA.03 24/08/2023 24/08/2023 00 10 di 39
---	--	---	--

## 4. ALTERNATIVE PROGETTUALI

### 4.1. Definizione “momento zero”

Il “momento zero” è inteso come condizione temporale di partenza dei sistemi ambientale, infrastrutturale, insediativo, economico e sociale, sulla quale si innestano i successivi eventi di trasformazione e gli effetti conseguenti alla realizzazione dell'opera.

Lo Studio di Impatto Ambientale e la Relazione Paesaggistica forniscono una descrizione di tale momento.

### 4.2. Alternative esaminate

Le alternative rappresentano le situazioni verso la quale evolverebbe l'area in oggetto con la realizzazione del progetto, che diversamente rimarrebbe legata all'attuale destinazione d'uso agricolo. L'alternativa "0" di non realizzazione dell'impianto viene considerata in questa analisi partendo dal presupposto che i benefici di carattere sociale e ambientale nel caso di non realizzazione dell'opera sono poco lontani dallo zero. Infatti, come risulta dalle relazioni sullo Studio di Incidenza Ambientale allegata allo Studio di Impatto Ambientale e la relazione agropedologica, il pregio agronomico complessivo dell'area di intervento è basso così come pure il grado di naturalità dell'area risulta piuttosto basso per il fatto che le caratteristiche botaniche dell'area interessata dal progetto sono fortemente determinate dall'uso del territorio, come pascolo, per l'agricoltura e per la silvicoltura e dalle pratiche tradizionalmente associate a queste attività.

Sono state individuate due possibili evoluzioni del contesto legate all'ipotesi "zero" o "do nothing":

- 1) la meno probabile ovvero la rinaturalizzazione dell'area (passaggio da uso antropico agricolo ad abbandono o gestione naturalistica);
- 2) la più probabile ovvero l'uso agricolo, in continuità al momento attuale;

È stata esclusa l'evoluzione dell'area in zona industriale.

Si ritiene che entrambi gli scenari "zero" di cui sopra rilevino una capacità di confronto quasi nulla rispetto alla ipotesi di impianti di produzione di elettricità da eolico per le seguenti ragioni:

a) per quanto riguarda la riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> e altri gas serra che, come esposto più oltre, rappresentano la maggiore voce di beneficio ambientale (o costo negativo), sia la rinaturalizzazione che l'uso agricolo presentano bilanci di CO<sub>2</sub> praticamente in pareggio o come nel caso di agricoltura intensiva meccanizzata bilanci negativi (Vd. "Come calcolare le emissioni di gas serra del settore agricolo? Emanuele Blasi a, Nicolò Passeri, Università degli Studi della Tuscia, Dipartimento Economia e Impresa") soprattutto a causa dell'uso di fertilizzanti e di combustibili per macchinari;

b) per quanto riguarda le voci relative all'occupazione lavorativa e alle ricadute economiche sul sistema collettivo, pur di minor rilevanza rispetto alla riduzione dei gas inquinanti, si tratta comunque di valori di due ordini di grandezza inferiori rispetto all'ipotesi in progetto.

	<b>RELAZIONE ANALISI COSTI- BENEFICI</b>	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	ES.SUN01.SIA13.CA.03 24/08/2023 24/08/2023 00 11 di 39
---	--	---	--

Pertanto, pur volendo considerare nulli gli altri benefici secondari e ambientali dell'ipotesi di progetto e volendo considerare nulli tutti i costi ambientali dell'ipotesi "zero", quest'ultima risulta dal confronto non conveniente in modo evidente ed inequivocabile.

## 5. ANALISI REMUNERAZIONE VENDITA ENERGIA PER L'IMPIANTO OGGETTO DI STUDIO

La remunerazione economica del settore eolico è rappresentato dalla remunerazione da vendita dell'energia prodotta attraverso cessione alla rete dei kWh prodotti secondo quanto previsto dal DM 04/07/2019 in continuità con i precedenti Decreti Ministeriali D.M. 06/07/2012 e il D.M. 23/06/2016, da cui eredita parte della struttura (meccanismo gestito dal GSE).

Si evidenzia che i bandi attivati ai sensi del DM sono risultati superiori ai 7 previsti originariamente. Questo per mancanza di saturazione delle potenze messe ad asta.

Come si vedrà nel prosieguo, data l'incertezza sull'emanazione di ulteriori decreti incentivanti, per il progetto in esame si è prevista una remunerazione a prezzi di mercato dell'energia elettrica, attestando il valore per i calcoli su 65 €/MWh, valore decisamente basso se si considerano i valori attuali dell'energia elettrica.

### 5.1. Dm 4 Luglio 2019

#### 5.1.1 Ambito di applicazione

Il D.M. 04/07/2019 ha il fine di promuovere, attraverso un sostegno economico, la diffusione di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili di piccola, media e grande taglia.


Gli impianti che possono beneficiare degli incentivi previsti dal Decreto sono quelli fotovoltaici di nuova costruzione, eolici onshore, idroelettrici e infine quelli a gas di depurazione.

Potranno presentare richiesta di accesso agli incentivi solo gli impianti risultati in posizione utile nelle graduatorie di una delle sette procedure concorsuali di Registro o Asta al ribasso sul valore dell'incentivo, redatte dal GSE sulla base di specifici criteri di priorità.

L'iscrizione ai Registri o alle Aste può essere effettuata per impianto singolo o per più impianti in forma aggregata, purché tutti di nuova costruzione.

Il **D.M. 04/07/2019** suddivide gli impianti che possono accedere agli incentivi in **quattro gruppi** in base alla tipologia, alla fonte energetica rinnovabile e alla categoria di intervento:

- **Gruppo A:** comprende gli impianti:
  - **eolici "on-shore"** di nuova costruzione, integrale ricostruzione, riattivazione o potenziamento
  - **fotovoltaici** di nuova costruzione

	<b>RELAZIONE ANALISI COSTI- BENEFICI</b>	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	ES.SUN01.SIA13.CA.03 24/08/2023 24/08/2023 00 12 di 39
---	--	---	--

- **Gruppo A-2:** comprende gli impianti **fotovoltaici di nuova costruzione**, i cui moduli sono **installati in sostituzione di coperture** di edifici e fabbricati rurali su cui è operata la completa **rimozione dell'eternit o dell'amianto**
- **Gruppo B:** comprende gli impianti:
  - **idroelettrici di nuova costruzione, integrale ricostruzione (esclusi gli impianti su acquedotto), riattivazione o potenziamento**
  - **a gas residuati dei processi di depurazione di nuova costruzione, riattivazione o potenziamento**
- **Gruppo C:** comprende gli impianti oggetto di **rifacimento totale o parziale:**
  - **eolici "on-shore"**
  - **idroelettrici**
  - **a gas residuati dei processi di depurazione**

#### L'impianto in proposta ricade nel gruppo A.

##### **5.1.2 Modalità di accesso agli incentivi**

Sono previste due diverse **modalità di accesso** agli incentivi a seconda della potenza dell'impianto e del gruppo di appartenenza:

- **Iscrizione ai Registri**

Gli impianti di **potenza superiore a 1 kW (20 kW per i fotovoltaici) e inferiore a 1 MW** che appartengono ai **Gruppi A, A-2, B e C** devono essere iscritti ai Registri, attraverso i quali è assegnato il contingente di potenza disponibile sulla base di specifici criteri di priorità

- **Partecipazione a Procedure d'Asta**

Gli impianti di **potenza superiore o uguale a 1 MW** che appartengono ai **Gruppi A, B e C** devono partecipare alle Aste, attraverso le quali è assegnato il contingente di potenza disponibile, in funzione del maggior ribasso offerto sul livello incentivato e, a pari ribasso, applicando ulteriori criteri di priorità.

Sono previsti 7 bandi per la partecipazione ai Registri e/o alle Aste, con le seguenti tempistiche:

	<b>RELAZIONE ANALISI COSTI- BENEFICI</b>	Codice	ES.SUN01.SIA13.CA.03
		Data creazione	24/08/2023
		Data ultima modif.	24/08/2023
		Revisione	00
		Pagina	13 di 39


Nr. Procedura	Data di apertura del bando	Data di chiusura del bando
1	30 settembre 2019	30 ottobre 2019
2	31 gennaio 2020	1 marzo 2020
3	31 maggio 2020	30 giugno 2020
4	30 settembre 2020	30 ottobre 2020
5	31 gennaio 2021	2 marzo 2021
6	31 maggio 2021	30 giugno 2021
7	30 settembre 2021	30 ottobre 2021

Gruppo di appartenenza	Tipologia impiantistica	Categoria di intervento	Potenza (*)	
			1 kW	20 kW
Gruppo A	Eolico on shore	Nuova costruzione Integrale ricostruzione Riattivazione Potenziamento	1 kW	1000 kW
	Fotovoltaico	Nuova costruzione	20 kW	1000 kW
Gruppo A-2	Fotovoltaico sostituzione di coperture con rimozione eternit e amianto	Nuova costruzione	20 kW	999 kW
Gruppo B	Idroelettrico	Nuova costruzione Integrale ricostruzione (esclusi impianti su acquedotto) Riattivazione Potenziamento	1 kW	1000 kW
	Impianti a gas residuati dei processi di depurazione	Nuova costruzione Riattivazione Potenziamento	1 kW	1000 kW
Gruppo C	Eolico on shore	Rifacimento	1 kW	1000 kW
	Idroelettrico	Rifacimento	1 kW	1000 kW
	Impianti a gas residuati dei processi di depurazione	Rifacimento	1 kW	1000 kW

(\*) Per interventi di potenziamento gli intervalli di potenza sono riferiti all'aumento della potenza dell'impianto al termine dell'intervento.

**Tabella 1 - modalità di accesso agli incentivi DM 04/07/2019**

Gli incentivi sono riconosciuti all'energia elettrica prodotta netta immessa in rete dall'impianto, calcolata come minor valore tra la produzione netta (a sua volta pari alla produzione lorda ridotta dei consumi dei servizi ausiliari, delle perdite di linea e di trasformazione) e l'energia elettrica effettivamente immessa in rete, misurata con il contatore di scambio.

	<b>RELAZIONE ANALISI COSTI- BENEFICI</b>	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	ES.SUN01.SIA13.CA.03 24/08/2023 24/08/2023 00 14 di 39
---	--	---	--

Il **D.M. 04/07/2019** prevede tre diverse definizioni di tariffa:

- la **Tariffa di Riferimento** è determinata, in funzione della fonte e tipologia dell'impianto e della potenza, applicando:
  - **le tariffe e le eventuali riduzioni previste dal D.M. 23/6/2016**, per gli impianti non fotovoltaici iscritti in posizione utile nei Registri, che entrano in esercizio entro un anno dall'entrata in vigore del **D.M. 04/07/2019** e che non hanno beneficiato di specifici criteri di priorità previsti da quest'ultimo
  - **le tariffe di cui all'Allegato 1 al D.M. 04/07/2019** per tutti gli altri impianti
- la **Tariffa Offerta** è calcolata applicando alla tariffa di riferimento le eventuali riduzioni richieste dal Soggetto Responsabile in fase di iscrizione ai Registri o alle Aste, al fine di beneficiare dei relativi criteri di priorità.
- la **Tariffa Spettante** è calcolata applicando alla tariffa offerta le ulteriori riduzioni previste dal **D.M. 04/07/2019** per gli impianti risultati in posizione utile nelle graduatorie dei Registri e delle Aste e successivamente ammessi agli incentivi.

Il Decreto prevede due distinti meccanismi incentivanti, individuati sulla base della potenza, della fonte rinnovabile e della tipologia dell'impianto:


- la **Tariffa Onnicomprensiva (TO)** costituita da una tariffa unica, corrispondente alla tariffa spettante, che remunera anche l'energia elettrica ritirata dal GSE;
- un **Incentivo (I)**, calcolato come differenza tra la tariffa spettante e il prezzo zonale orario dell'energia, poiché l'energia prodotta resta nella disponibilità dell'operatore.

Per gli impianti di potenza **fino a 250 kW** è possibile scegliere una delle due modalità, con la possibilità di passare da una modalità all'altra **non più di due volte** nel corso dell'intero periodo di incentivazione.

Gli impianti di potenza **superiore a 250 kW** possono invece accedere al solo Incentivo.

Tariffe Onnicomprensive e Incentivo sono erogati dal GSE a partire dalla data di **entrata in esercizio commerciale**, per un periodo specifico per ciascuna tipologia di impianto pari alla **vita utile** dell'impianto stesso. La data di entrata in esercizio commerciale può essere scelta dall'operatore, purché compresa nei **18 mesi** successivi all'entrata in esercizio dell'impianto.

Sono inoltre previsti due **premi**, rispettivamente per gli impianti di cui al gruppo A-2, erogato su tutta l'energia prodotta e un premio per gli impianti di potenza fino a 100 kW su edifici, sulla quota di produzione netta consumata in sito.

	<b>RELAZIONE ANALISI COSTI- BENEFICI</b>	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	ES.SUN01.SIA13.CA.03 24/08/2023 24/08/2023 00 15 di 39

### 5.1.3 Tariffe incentivanti

Il DM 4 luglio 2019 individua, per ciascuna fonte, tipologia di impianto e classe di potenza, il valore delle tariffe di riferimento ( $T_r$ ), e degli eventuali premi.

Si evidenzia che i bandi attivati ai sensi del DM sono risultati superiori ai 7 previsti. Questo per mancanza di saturazione delle potenze messe ad asta. L'ultimo bando, il decimo, è stato effettuato ad ottobre 2022. È probabile che altri ne saranno attivati nei prossimi mesi.

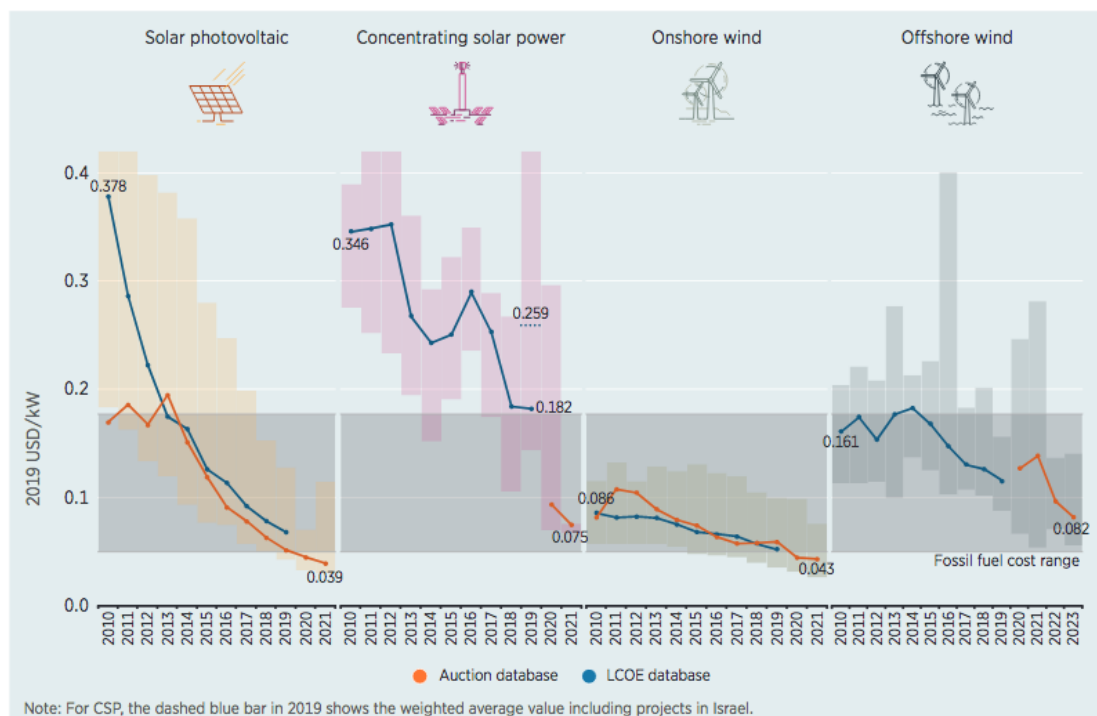
Come si vedrà nel prosieguo, data l'incertezza sull'emanazione di ulteriori decreti incentivanti, per il progetto in esame si è prevista una remunerazione a prezzi di mercato dell'energia elettrica, attestando il valore per i calcoli su 65 €/MWh, valore decisamente basso se si considerano i valori attuali dell'energia elettrica.

Fonte rinnovabile Impianti	Gruppo di appartenenza	Tipologia	Potenza kW	VITA UTILE degli IMPIANTI anni	TARIFFA DI RIFERIMENTO ( $T_r$ ) €/MWh	PREMI ( $P_r$ )	
						Fotovoltaici appartenenti al Gruppo A-2 di $P < 1000$ kW art.7.10	Impianti su edifici con autoconsumo di $P \leq 100$ kW art.7.12
						€/MWh	€/MWh
Eolici	Gruppo A Gruppo C	on-shore	$1 < P \leq 100$	20	150		10
			$100 < P < 1000$	20	90		
			$P \geq 1000$	20	70		
Fotovoltaici	Gruppo A		$20 < P \leq 100$	20	105		10
			$100 < P < 1000$	20	90		
			$P \geq 1000$	20	70		
	Gruppo A-2	installati in sostituzione di coperture con completa rimozione eternit e amianto	$20 < P \leq 100$	20	105	12	10
$100 < P < 1000$			20	90	12		
Idroelettrici	Gruppo B Gruppo C	ad acqua fluente (compresi gli impianti su acquedotto)	$1 < P \leq 400$	20	155		
			$400 < P < 1000$	25	110		
		a bacino o a serbatoio	$P \geq 1000$	30	80		
			$1 < P < 1000$	25	90		
Alimentati a gas residuati dai processi di depurazione	Gruppo B Gruppo C		$1 < P \leq 100$	20	110		
			$100 < P < 1000$	20	100		
			$P \geq 1000$	20	80		

I valori della Tabella 1 sono ridotti (esclusi i premi), a decorrere dall'1 gennaio 2021, del 2% per gli impianti idroelettrici e a gas residuati dai processi di depurazione e del 5% per gli impianti eolici e fotovoltaici (DM2019, All.1 Tabella 1.1).

**Tabella 2 - Tariffe incentivanti di riferimento, vita utile e premi stabiliti dal DM 2019**





Note: The thick lines are the global weighted average LCOE, or auction values, by year. The grey bands that vary by year are cost/price range for the 5th and 95th percentiles of projects.. For the LCOE data, the real WACC is 7.5% for OECD countries and China, and 10% for the rest of the world. The band that crosses the entire chart represents the fossil fuel-fired power generation cost range.

**Tabella 3 - LCOE (costo livellato dell'elettricità) - Rapporto IRENA "RenewablePower Generation costs 2019"**

Si ipotizza nel presente studio una vendita dell'Energia con contratto di PPA<sup>1</sup> pari a **65 €/MWh**. Non è possibile all'attualità immaginare l'evoluzione del mercato tra 2-3 anni, ovvero al momento della realizzazione e della messa in esercizio dell'impianto. I valori presumibilmente saranno più alti.

### 5.1.4 Decreto FER1

Il Decreto FER1 nasce dal lavoro a quattro mani dei Ministri Luigi Di Maio e Sergio Costa, dalla fusione di identità del Ministero dell'Ambiente e dello Sviluppo Economico. Il decreto incentiva la produzione di energia verde da fonti rinnovabili, per cercare di raggiungere target europei del prossimo 2030 definiti nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC). Un decreto che punta alla decarbonizzazione totale e che incentiva la diffusione di impianti fotovoltaici, eolici, idroelettrici e a gas di depurazione.

Con un investimento stimato di circa 10 miliardi di €, il decreto prevede la realizzazione di nuovi impianti per una potenza complessiva di circa 8.000 MW, con un aumento previsto della produzione

<sup>1</sup>acronimo di **Power Purchase Agreement**. Si tratta di contratti a lungo termine in cui un'azienda accetta di acquistare elettricità direttamente da un produttore di energia. Hanno durata superiore ai 10 anni e prevedono la vendita dell'elettricità a un prezzo fisso per kWh, offrendo pertanto una copertura contro eventuali fluttuazioni dei prezzi energetici.

	<b>RELAZIONE ANALISI COSTI- BENEFICI</b>	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	ES.SUN01.SIA13.CA.03 24/08/2023 24/08/2023 00 17 di 39
---	--	---	--

da fonti rinnovabili di circa 12 miliardi di kWh. Una vera e propria rivoluzione verde in Italia che metterà in atto rimozioni amianto ed eternit e darà priorità soprattutto a:

- Impianti realizzati in Siti di Interesse Nazionale ai fini della bonifica
- Impianti realizzati su discariche chiuse
- Impianti fotovoltaici in scuole, ospedali, edifici pubblici
- Impianti connessi in “parallelo” con la rete elettrica e con le colonnine di ricarica delle auto elettriche
- Impianti idroelettrici che rispettino le caratteristiche costruttive del DM 23 giugno 2016.

Attualmente il Decreto FER1 è stato prorogato. In particolare, alla precedente proroga dei termini previsti per aver accesso agli incentivi riguardanti le fonti rinnovabili del DL 221/2021, si aggiunge ora un'ulteriore dilazione delle scadenze.

A comunicarlo è una nota del Gestore dei Servizi Energetici, il quale sottolinea che grazie alla Legge 51/2022, conosciuta anche come Decreto “Ucraina”, sono stati prorogati di un anno i termini per richiedere:

- permessi di costruzione (Scia),
- autorizzazioni paesaggistiche o ambientali,
- convenzioni e accordi di suddivisione del terreno in lotti, rilasciati o concretizzatisi entro il 31 Dicembre 2022.


Le condizioni necessarie per poter godere della proroga sono due:

1. Il soggetto interessato alla proroga per aver accesso agli incentivi deve rafe richiesta entro i termini stabiliti;
2. I titoli abilitativi presentati dal soggetto richiedente non devono entrare in contrasto con nuovi strumenti urbanistici approvati, piani o provvedimenti di tutela dei beni culturali o del paesaggio.

Il GSE informa che le nuove scadenze per gli adempimenti già previsti dal Decreto Legge 221/2021 sono state ulteriormente prolungate grazie al D.L 21/2022 e differenziate come segue:

- Se la data per il termine dei lavori, già prorogata di un anno, cade entro i 12 mesi successivi alla conclusione dell'adempimento stabilito dalle disposizioni del DL 221/2021, allora il termine è differito alla nuova data ultima per la fine dei lavori;
- Se la data per il termine dei lavori, già prorogata di un anno, va oltre i 12 mesi successivi alla conclusione dell'adempimento stabilito dalle disposizioni del DL 221/2021, allora il termine è differito di 12 mesi.

Infine, il GSE ricorda che per poter usufruire dei vantaggi della proroga è fondamentale dimostrare di aver ottenuto la dilazione dei termini dei titoli abilitativi edilizi.

	<p align="center"><b>RELAZIONE ANALISI COSTI- BENEFICI</b></p>	<p>Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina</p>	<p>ES.SUN01.SIA13.CA.03 24/08/2023 24/08/2023 00 18 di 39</p>
---	--	--	---

### 5.1.5 Decreto FERX


È stata avviata la consultazione pubblica sul testo del decreto “FER X” che ha la finalità di sostenere la produzione di energia elettrica da impianti da fonti rinnovabili. Potranno accedere al meccanismo di supporto: impianti solari fotovoltaici; impianti eolici; impianti idroelettrici; impianti di trattamento di gas residuati dai processi di depurazione.

Il Decreto rientra in un insieme di norme, interventi e provvedimenti che puntano ad una svolta strategica degli impianti rinnovabili. In particolare, esso rivede e attualizza i meccanismi di supporto ‘storici’ del settore e rappresenta un altro tassello della politica ambientale del Governo per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione al minor costo per il consumatore finale, dando maggiori certezze alle imprese ed incrementando l’indipendenza e la sicurezza energetica.

Il sostegno agli impianti è favorito da:

- costi di generazione vicini alla competitività di mercato
- definizione di un meccanismo di supporto che promuove l’efficacia, l’efficienza e la sostenibilità del sistema elettrico, coerentemente con gli obiettivi di sicurezza e adeguatezza.

Durante il periodo di consultazione pubblica – fino al 18 settembre 2023 – le parti interessate potranno inviare osservazioni.

	<b>RELAZIONE ANALISI COSTI- BENEFICI</b>	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	ES.SUN01.SIA13.CA.03 24/08/2023 24/08/2023 00 19 di 39
---	--	---	--

## 6. ANALISI FINANZIARIA

### 6.1. Valore Attuale Netto (VN) e Valore Attuale Netto Economico (VANE)

Da questa analisi è possibile, mediante cash flow (i flussi di cassa) dei costi-benefici, calcolare il Valore Attuale Netto (VAN) che calcola appunto il valore odierno di una serie di flussi di cassa generati in periodi futuri attraverso l'utilizzo di un tasso di sconto (o tasso di attualizzazione). Verrà considerato, tra più alternative, l'investimento con il VAN maggiore o comunque con  $VAN > 0$ .

I costi e i benefici annui legati alle alternative progettuali vengono attualizzati attraverso le regole della matematica finanziaria all'anno di riferimento calcolandone il valore attuale attraverso il tasso di sconto:

$$VA_k = FC_k / (1+i)^k$$

Il "saggio di preferenze intertemporale" (o più semplicemente saggio di sconto) è indispensabile in quanto nell'Analisi Costi-Benefici si mettono a confronto costi e benefici che maturano in tempi diversi: esprime la condizione alle quali gli individui sono disposti a privarsi della disponibilità del denaro e di rinviarla nel futuro. Ai fini della presente analisi è stato utilizzato un saggio di attualizzazione al 4,5%<sup>2</sup> ipotizzando una vita utile di 21 anni (20 anni di funzionamento e 1 anno di costruzione/smantellamento).


I costi sono dati da tutti gli esborsi richiesti per la connessione alla rete, costruzione, gestione, manutenzione ordinaria e straordinaria dell'impianto, studi ingegneria, dismissione impianto.

I dati di input utilizzati sono elencati e descritti nelle tabelle che seguono.

Come si evince dalla tab.4 il costo totale dell'investimento, al netto dell'iva è di circa 74 mil/€.

---

<sup>2</sup>Seguendo la teoria del Capital Asset Pricing Model di William Sharpe, e sulle deduzioni delle implicazioni dei postulati di Modigliani-Miller sul costo del capitale, si assume come tasso di attualizzazione dei flussi di cassa il Costo Medio Ponderato del Capitale (in Inglese WACC o Weighted Average Cost of Capital) pari al 4,5%

	<b>RELAZIONE ANALISI COSTI- BENEFICI</b>	Codice	ES.SUN01.SIA13.CA.03
		Data creazione	24/08/2023
		Data ultima modif.	24/08/2023
		Revisione	00
		Pagina	20 di 39

COMUNI DI SUNI (OR) - SINDIA (NU) - MACOMER (NU)	
IMPIANTO DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTE EOLICA 7 AEROGENERATORI	
Quadro economico dell'intervento	
descrizione	spese
1 Importo lavori di realizzazione dell'intervento	€ 74,055,773.38
2 Oneri per la sicurezza	€ 63,033.10
3 Collaudo e verifica cavo MT fibra ottica e impianto di terra	€ 4,250.00
<b>TOTALE LAVORI</b>	<b>€ 74,123,056.48</b>
4 rilievi, accertamenti e indagini	€ 42,500.00
5 imprevisti	€ 741,230.56
6 acquisizione aree o immobili	€ 1,892,355.53
7 spese tecniche relative alla progettazione, alle necessarie attività preliminari, nonché al coordinamento della sicurezza in fase di progettazione, alla direzione lavori e al coordinamento della sicurezza in fase di esecuzione, assistenza giornaliera e contabilità, assicurazione dei dipendenti	€ 185,000.00
8 spese per attività di consulenza o di supporto	€ 47,500.00
9 spese per accertamenti di laboratorio e verifiche tecniche previste dal capitolato speciale d'appalto, collaudo tecnico amministrativo, collaudo statico ed altri eventuali collaudi specialistici	€ 95,500.00
<b>TOTALE INVESTIMENTO</b>	<b>€ 77,127,142.57</b>
10 I.V.A al 22% (voci nn.4, 7, 8, 9)	€ 81,510.00
11 I.V.A al 10% (voci nn. 1, 2, 3, 5)	€ 7,486,428.70
<b>TOTALE INVESTIMENTO COMPRESO IVA</b>	<b>€ 84,695,081.28</b>

**Tabella 4: Riepilogo Costi, economie e redditi**

Riguardo ai costi di gestione e manutenzione, nella tabella che segue, sono elencati tutti i costi annuali da sostenere per garantire il miglior funzionamento del parco eolico ibrido.

Nella prima colonna è descritta la voce di costo; nella seconda il costo annuale per turbina; nella terza il costo annuale totale; nella quarta il costo per MW installato o, nel caso del sistema di accumulo per MWh installato; nella quinta colonna il colore giallo indica che i prezzi si sono formati a seguito di analisi di mercato o comparazione con contratti in essere su impianti eolici simili, non da contratti reali per lo specifico parco eolico e servizio; nell'ultima colonna eventuali note sui costi descritti in tabella.

	Costo certo, contratto in essere
	Costo quotato, stima di mercato
	Costo incerto, nessun riferimento

	<b>RELAZIONE ANALISI COSTI- BENEFICI</b>	Codice	ES.SUN01.SIA13.CA.03
		Data creazione	24/08/2023
		Data ultima modif.	24/08/2023
		Revisione	00
		Pagina	21 di 39

<b><u>COSTI ANNUALI DI O&amp;M</u></b>	<b><u>Costo annuo per turbina</u></b>	<b><u>Costo totale annuo</u></b>	<b><u>Costo per MW</u></b>	<b><u>Verifica</u></b>	<b><u>Note</u></b>
O&M VESTAS	60.000,00	420.000,00	10.000,00		Costo ipotizzato (contratti in essere per impianti simili / quotazione)
O&M BES (20 MWh)		250.000,00	12.500,00		Costo ipotizzato (inteso come costo totale / MWh capacità BESS)
Canoni di locazione	6.000,00	42.000,00	1.000,00		Costo ipotizzato (contratti in essere per impianti simili / quotazione)
Convenzione Comune/i	0,00	0,00	0,00		Costo ipotizzato (contratti in essere per impianti simili / quotazione)
Asset Management	3.000,00	21.000,00	500,00		Costo ipotizzato (contratti in essere per impianti simili / quotazione)
Assistenza fiscale	1.500,00	10.500,00	250,00		Costo ipotizzato (contratti in essere per impianti simili / quotazione)
Canone di concessione	2.785,71	19.500,00	464,29		Il cavidotto è lungo 19,5 km. Si ipotizza, sulla base di contratti in essere, un canone annuale di 1€ per metro lineare.
Locazione BESS		15.000,00	750,00		Costo ipotizzato (inteso come costo totale / MWh capacità BESS)
Consumi elettrici	2.500,00	17.500,00	416,67		Costo ipotizzato (contratti in essere per impianti simili / quotazione)
IMU	5.000,00	35.000,00	833,33		Costo ipotizzato (contratti in essere per impianti simili / quotazione)
O&M opere elettriche e sottostazione AV	7.500,00	52.500,00	1.250,00		Costo ipotizzato (contratti in essere per impianti simili / quotazione)
O&M opere civili	4.000,00	28.000,00	666,67		Costo ipotizzato (contratti in essere per impianti simili / quotazione)
Assicurazione All-Risk	12.000,00	84.000,00	2.000,00		Costo ipotizzato (contratti in essere per impianti simili / quotazione)
Pronto intervento guasto cavidotto	0,00	0,00	0,00		Costo ipotizzato (contratti in essere per impianti simili / quotazione)
Vigilanza	3.000,00	21.000,00	500,00		Costo ipotizzato (contratti in essere per impianti simili / quotazione)
<b><u>Costi totali</u></b>	<b><u>107.285,71</u></b>	<b><u>1.016.000,00</u></b>			

**Tabella 5: Riepilogo Costi e economie di gestione e manutenzione per anno totali e per MW.**

## 6.2 Analisi dei ricavi

Data la producibilità dell'impianto di progetto si riporta il calcolo dei proventi annui derivanti dalla valorizzazione dell'energia accumulata e ceduta partecipando al MSD e dell'energia prodotta e direttamente immessa in rete dall'impianto eolico.

Oggi, dopo il repentino aumento dei prezzi dell'energia dovuto alla guerra in Ucraina ed all'incertezza legata all'approvvigionamento di fonti fossili, il prezzo dell'energia elettrica è più alto rispetto agli anni passati e soggetto a forti e imprevedibili oscillazioni.


Avere un impianto di produzione ibrido (eolico + storage) può apportare, nel medio-lungo periodo benefici importanti e, ad oggi, del tutto imprevedibili.

La partecipazione al Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) garantirà ricavi maggiori rispetto a quelli derivanti dalla semplice vendita dell'energia sul così detto "mercato del giorno dopo".

Non è possibile prevedere l'andamento dei prezzi del MSD anche se, vista la sempre più alta penetrazione delle fonti rinnovabili all'interno della matrice elettrica italiana, è certo che TERNA tenderà a ricorrere con più frequenza a questo mercato. Ciò è dovuto al fatto che le fonti rinnovabili più diffuse e in crescita come eolico e fotovoltaico sono non programmabili e sono discontinue. Per queste ragioni sarà più frequente la possibilità di dover richiedere energia supplementare sul MSD per stabilizzare il gap tra domanda e offerta.

All'interno del business plan di riferimento abbiamo settato il valore dell'energia ceduta sul MSD a 250,00 €/MWh.

Con riferimento al mercato del giorno dopo, invece, attualmente il prezzo di mercato dell'energia elettrica è in costante flessione. A luglio 2023 il PUN medio mensile è stato di 109,21 €/MWh. Se si

	<b>RELAZIONE ANALISI COSTI- BENEFICI</b>	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	ES.SUN01.SIA13.CA.03 24/08/2023 24/08/2023 00 22 di 39
---	--	---	--

confronta con lo stesso mese dello scorso anno la differenza è enorme: è sceso da 441,65 €/MWh a 109,21.

Il prezzo zonale medio mensile della Sardegna, a luglio 2023, invece, che è il mercato di riferimento vista l'ubicazione dell'impianto, è stato di 113,00 €/MWh. Dunque, in questa particolare fase storica, risulterebbe conveniente vendere l'energia al prezzo di mercato.

Vista la forte oscillazione dei prezzi da un mese all'altro, ad oggi, non risulta possibile prevedere i ricavi attesa anche se nel breve/medio periodo.

Inoltre, per garantire la bancabilità del progetto, avere un contratto di medio/lungo termine per la vendita dell'energia resta fondamentale.

Da indagini effettuate sul mercato è emerso che i traders prediligono contratti a breve/medio termine (di durata tra i 3 e i 5 anni) e, nel settore eolico, vista la difficoltà nelle previsioni delle produzioni spesso non accettano di farsi carico dei costi di sbilanciamento al di là della tariffa negoziata. Per avere contratti di vendita più lunghi bisognerebbe vendere l'energia a prezzi competitivi, sicuramente più bassi dell'attuale prezzo zonale medio.


Tuttavia, la particolare congiuntura economica (prezzo alto sul mercato) potrebbe spingere i traders ad accettare contratti di fornitura a medio/lungo termine (tra 8 e 10 anni) ma quasi sicuramente a prezzi difficilmente accettabili per il produttore perché addirittura più bassi di quelli a cui si accederebbe partecipando alle aste.

Negli anni successivi al quinto, vista la situazione attuale, è molto difficile prevedere quale potrebbe essere il prezzo e la durata di un possibile ulteriore PPA a medio / lungo termine.

La possibilità che abbiamo vagliato nel business plan è di iscrivere l'impianto all'asta. Il DM del 4 luglio 2019 prevede, per gli impianti di potenza superiore a 1 MW, l'iscrizione all'asta. L'attuale DM è scaduto ad ottobre 2021 ma continua ad essere prorogato dato che non sono ancora stati raggiunti i contingenti di MW incentivabili definiti all'interno del decreto. Inoltre, dovrebbe uscire nei prossimi mesi il Decreto "FER X", oggi in fase di consultazione. Al momento sembrano previsti ulteriori 5 Gigawatt (GW) di potenza eolica incentivabile. Non vi è ancora accenno alle tariffe, probabilmente resteranno invariate o comunque con modifiche minime. Potrebbe invece essere prevista l'indicizzazione della tariffa incentivante all'inflazione.

Attualmente, la base d'asta per gli impianti eolici di potenza superiore a 1 MWp è di 70 €/MWh e la durata dell'incentivo è di 20 anni. Supponendo di partecipare all'asta e di effettuare uno sconto del 2,5% sulla tariffa l'impianto si garantirebbe una tariffa di 68,3 €/MWh per 20 anni. Vengono considerati i percentili P50, P70 e P90 a 10 anni. Inoltre, ai ricavi per la cessione dell'energia vanno aggiunti all'incirca altri 450k/€ annui di premio per la partecipazione al capacity market.

Come si può vedere nella tabella sotto, considerando i primi anni di produzione in cui il sistema di accumulo è più efficiente i ricavi oscilleranno tra 7,49 mil/€ 8,22 mil/€ a seconda della produzione annuale dell'impianto eolico.

	<b>RELAZIONE ANALISI COSTI- BENEFICI</b>	Codice	ES.SUN01.SIA13.CA.03
		Data creazione	24/08/2023
		Data ultima modif.	24/08/2023
		Revisione	00
		Pagina	23 di 39


Periodo (10 anni)	P50	P70	P90
Produzione [MWh]	95.080,00	89.418,00	84.323,00
FLEOH [MWh/MW]	2.264,00	2.129,00	2.008,00
Tariffa [€ / MWh]	68,30	68,30	68,30
Energia accumulata da BES (MWh)	9.791,21	9.791,21	9.791,21
Energia immessa in rete da BES (MWh)	7.832,97	7.832,97	7.832,97
Energia immessa in rete (MWh)	85.296,80	79.626,80	74.544,80
Ricavi [€]	8.229.747,50	7.842.770,00	7.495.923,50

**Tabella 6: Ricavi stimati**

I dati di input utilizzati nel business plan di riferimento sono i seguenti:

DATI PROGETTO	
POTENZA (kWp)	42.000,00
POTENZA BES (kW)	20.000,00
FLEOH [MWh/MW] (P70)	2.129,00
Tariffa incentivante (€/kWh)	0,0700
% sconto tariffa incentivante	2,50%
Tariffa effettiva (€/kWh)	0,0683
Tariffa BES (€/kWh)	0,2500
Premio annuale Capacity Market	450.000,00
KWH ANNUI	89.418.000,00



	<b>RELAZIONE ANALISI COSTI- BENEFICI</b>	Codice	ES.SUN01.SIA13.CA.03
		Data creazione	24/08/2023
		Data ultima modif.	24/08/2023
		Revisione	00
		Pagina	24 di 39

I parametri finanziari utilizzati sono i seguenti: si è ipotizzato di eseguire l'investimento finanziandolo con un mutuo a 15 anni che copre il 70% del totale dell'investimento. Il tasso di interesse ipotizzato, in visione di un prossimo abbassamento, è del 4,50% annuo.

FINANZIAMENTO	
Equity	30%
Debito	70%
Equity	22.218.007,01
Debito	51.842.016,37
Tasso	4,5%
Anni	15
RATA ANNUALE	-4.827.207,56 €

**Tabella 7: Parametri finanziari**

Nella tabella seguente il riepilogo dei risultati finanziari. A causa dell'alto costo di investimento i risultati finanziari attesi sono discreti ma non entusiasmanti. Il payback period dell'investimento è di 10 anni e, quello dell'equity sale a 13 anni. L'IRR di progetto è del 6,40% mentre quello dell'equity è del 8,09%. Il VAN, ad un tasso di attualizzazione del 4,5%, è di 11.630.744,17 mil/€.

OUTPUT	
IRR Equity	8,09%
IRR Investimento	6,40%
Pay back Equity	13
Pay back Investimento	10

VAN	11.630.744,17 €
-----	-----------------

**Tabella 8: Riepilogo fattibilità finanziaria (orizzonte temporale 20 anni)**

	<p align="center"><b>RELAZIONE ANALISI COSTI- BENEFICI</b></p>	<p>Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina</p>	<p>ES.SUN01.SIA13.CA.03 24/08/2023 24/08/2023 00 25 di 39</p>
---	--	--	---

## 7. ANALISI AMBIENTALE

Al fine della formazione del prezzo del chilowattora oltre considerare i costi suddetti (costi di investimento, gestione, spese assicurative, ecc..) si riportano in analisi anche i costi ambientali e sociali conseguenti dalla produzione di energia elettrica, tali costi sono definiti “esterni” in quanto gli stessi risultano pagati da terzi e dalle future generazioni.

A tale proposito si possono riportare alcune considerazioni sulle tecnologie in alternativa:

- In generale alla realizzazione di impianti da fonti rinnovabili sono associati dei dividendi multipli (coinvolgimento delle piccole imprese, sviluppo locale, esternalità ambientali positive, sicurezza delle fonti di approvvigionamento). Ricadute queste che si trasformano anche in opportunità occupazionali. Infatti, gli investimenti per il loro sviluppo possono essere una reale occasione di crescita economica diffusa sul territorio e di presidio di comparti industriali ad alto tasso di crescita e alto contenuto di innovazione.

- l’installazione di un impianto eolico può provocare anche esternalità negative, tra cui: la creazione di campi elettromagnetici e l’impatto paesaggistico (seppur limitato alle immediate vicinanze dell’area di impianto). Questi aspetti sono stati dettagliatamente analizzati in fase di progetto, e minimizzati mediante uno attento studio delle scelte progettuali.

Inoltre, la costruzione di un parco eolico provoca esternalità negative su alcune componenti della matrice ambientale. Gli impatti provocati sull’atmosfera, sulla situazione pedologica, geologica e geomorfologica, sull’idrologia, sulla vegetazione e sulla fauna della zona occupata dal parco eolico, risultano essere molto modesti o trascurabili.

### 7.1 Analisi componenti ambientali


I costi ed i benefici scaturiscono dall’analisi svolta su ciascuna delle componenti e fattori ambientali per le quali si sia riscontrato un impatto, positivo o negativo, significativo o meno.

#### 7.1.1 Atmosfera

Le principali emissioni associate alla produzione di energia elettrica da fonti convenzionali sono associate all’anidride carbonica (CO<sub>2</sub>), agli ossidi di zolfo (SO<sub>x</sub>), agli ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>) ed al pulviscolo atmosferico con diametro inferiore a 10 millesimi di millimetro (PM<sub>10</sub>) e sono da attribuirsi al tipo di combustibile utilizzato.

Per fare un esempio concreto, si pensi che il consumo energetico, per la sola illuminazione domestica in Italia, è pari a 7 miliardi di chilowattora all’anno.

Per produrre 1 miliardo di chilowattora utilizzando combustibili fossili come il gasolio si emettono nell’atmosfera oltre 800.000 tonnellate di CO<sub>2</sub>.


	<b>RELAZIONE ANALISI COSTI- BENEFICI</b>	Codice	ES.SUN01.SIA13.CA.03
		Data creazione	24/08/2023
		Data ultima modif.	24/08/2023
		Revisione	00
		Pagina	26 di 39

Di seguito si riportano le principali caratteristiche dell'impianto di Suni, oggetto dell'analisi:

Tempo di vita [anni]	20
Potenza nominale turbina [MW]	6
Numero aerogeneratori	7
Potenza nominale impianto [MW]	42
Capacità sistema di accumulo BESS con batterie a litio	20 MWh
Altezza mozzo torre [m]	125
Diametro [m]	162
Velocità media del vento [m/s]	6,1
Classe del vento	IIA
Lunghezza cavidotto connessione rete [km]	29,11
Producibilità netta stimata [GWh/y]	95 GWh/y

La vita utile degli aerogeneratori e quindi dell'intero impianto è assunto pari a 20 anni. Poiché l'industria degli aerogeneratori è relativamente giovane, la stima della vita utile di un impianto è, ad oggi, affetta da incertezza e convenzionalmente stimata appunto intorno ai 20 anni. Tuttavia, Vestas, il principale produttore al mondo di aerogeneratori e produttore anche degli aerogeneratori previsti per il progetto, ha diretta conoscenza di diverse proprie turbine che hanno superato i 20 anni di vita utile inizialmente stimati. Tale considerazione fa sì che i risultati che si otterranno dall'LCA in termini di mg di emissioni per kWh, possano essere considerati estremamente cautelativi, dato che l'energia prodotta durante tutto il ciclo di vita sarà con ogni probabilità maggiore di quella ad oggi stimata.

L'energia prodotta dall'impianto è stata valutata in base alle condizioni anemologiche del sito. La velocità media del vento è pari a 6,1 m/s. Il dato di producibilità stimato tiene conto delle perdite elettriche legate ai cavi di trasmissione all'interno dell'aerogeneratore, al cavidotto, alla stazione di trasformazione e agli effetti di scia dovuti alle caratteristiche di ventosità del sito e alla posizione reciproca degli aerogeneratori. Le perdite tecniche sono stimate pari al 8,5%. La produzione attesa al netto delle perdite tecniche è pari a circa 95 GWh/y.

	<b>RELAZIONE ANALISI COSTI- BENEFICI</b>	Codice	ES.SUN01.SIA13.CA.03
		Data creazione	24/08/2023
		Data ultima modif.	24/08/2023
		Revisione	00
		Pagina	27 di 39

I dati di producibilità ottenuti sono riportati nelle tabelle a seguire:

ID WTG	UTM WGS 84 Long. Est [m]	UTM WGS 84 Lat. Nord [m]	Altitudine s.l.m. [m]	Modello aerogeneratore	Potenza [KW]	Altezza mozzo s.l.t. [m]	Vm [m/s]	Produzione lorda [MWh]	Perdite di scia [%]	Produzione al netto delle scie [MWh]	Produzione al netto delle scie e perdite tecniche (8,5%) [MWh]	Ore equivalenti FLEOH [MWh/MW]
T01	1468260	4462098	427	VESTAS V162	6.000	125,0	6,18	16.463	9,75	14.857	13.594	2266
T02	1466772	4461546	400	VESTAS V162	6.000	125,0	6,00	15.857	9,96	14.277	13.064	2177
T03	1465955	4462208	380	VESTAS V162	6.000	125,0	6,06	16.146	6,35	15.121	13.835	2306
T04	1466186	4460759	400	VESTAS V162	6.000	125,0	6,05	16.077	6,92	14.964	13.692	2282
T05	1466311	4462587	389	VESTAS V162	6.000	125,0	6,11	16.320	9,18	14.822	13.563	2260
T06	1467217	4462333	417	VESTAS V162	6.000	125,0	6,21	16.730	10,07	15.044	13.766	2294
T07	1466765	4463535	360	VESTAS V162	6.000	125,0	6,03	16.068	7,72	14.827	13.567	2261
<b>Media Totale</b>			<b>396</b>				<b>6,09</b>		<b>8,58</b>			<b>2264</b>
					<b>42.000</b>			<b>113.660</b>		<b>103.913</b>	<b>95.080</b>	

Si riporta, a seguire, la stima di producibilità impianto considerando una vita utile dell'impianto pari a 20 anni:

Modello turbina	Velocità del vento [m/s]	Lunghezza totale cavidotto [km]	Producibilità annua impianto [GWh/y]	Producibilità vita utile impianto [GWh]
V162-6 MW	6,1	29,11	95	1900

I potenziali impatti negativi diretti sulla qualità dell'aria durante la fase di realizzazione sono legati alle seguenti attività:


Utilizzo di veicoli/macchinari pesanti a motore nelle fasi di costruzione con relativa emissione di gas di scarico (PM, CO, SO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub>).

Lavori civili per la preparazione dell'area di cantiere (scotico) e la realizzazione del progetto, con conseguente emissione di particolato (PM<sub>10</sub>, PM<sub>2.5</sub>) in atmosfera, prodotto principalmente da movimentazione terre e risospensione di polveri totali sospese (PST) da superfici/cumuli e da transito di veicoli su strade non asfaltate.

Complessivamente, valutando le emissioni prodotte ed evitate durante tutte le fasi del progetto (cantiere, esercizio e dismissione), si è constatato che le emissioni dovute all'impianto saranno compensate dalle mancate emissioni che si avranno durante la vita utile dell'impianto, grazie all'energia prodotta dallo stesso e non da idrocarburi.

Infatti, considerando l'anidride carbonica, le emissioni evitate dei gas aventi maggior impatto ambientale, nei 20 anni di vita utile dell'impianto, come indicato nel quadro ambientale del SIA depositato agli atti (ES.SUN01.SIA03.R00) e nell'analisi del ciclo vita dell'impianto (ES.SUN01.SIA13.CA.01.R00), sono:

- 1334923 t circa di anidride carbonica.

	<b>RELAZIONE ANALISI COSTI- BENEFICI</b>	Codice	ES.SUN01.SIA13.CA.03
		Data creazione	24/08/2023
		Data ultima modif.	24/08/2023
		Revisione	00
		Pagina	28 di 39

### 7.1.2 Fauna

I principali impatti che un parco eolico può arrecare alla fauna sono di tipo indiretto (disturbo e perdita di habitat).

In relazione all'ubicazione dell'impianto eolico proposto e alla sua configurazione in termini di numero di aerogeneratori e interdistanze tra essi, all'entità della potenziale interazione delle specie d'interesse comunitario, con particolare riferimento alle specie di rapaci più sensibili e di maggiore interesse conservazionistico, è stato redatto lo Studio di Incidenza Ambientale riferito alle ZSC di Valle del Temo e dell'Altopiano di Campeda, (rif. elab. ES.SUN01.SIA11.SN.01.R00 e ES.SUN01.SIA11.SN.02.R00).

Ai fini della presente analisi si sono presi in considerazione dati cautelativi e generali derivati dalla letteratura poiché al momento non si possono fare considerazioni sulle diverse specie faunistiche, sui diversi impatti riferibili agli stessi e anche al differente valore economico che può essere attribuito attraverso l'utilizzo delle tabelle elaborate da "CESI Ricerche".

Sulla base di alcune pubblicazioni e riferimenti riscontrati su tale argomento, si stima pertanto che la mortalità possa ritenersi di circa n. 19 esemplari per anno per l'impianto in proposta, e di 5 esemplari/anno per l'alternativa 2 (Do nothing).

<b>Ipotesi alternative</b>	<b>Mortalità</b>	<b>€/specie</b>	<b>Costi/Benefici</b>	<b>VANE</b>
progetto proposto	19	1000	€ 19.000	€ - 380.000,00
"Do nothing"	5	1000	€ 5.000	€ - 62.311,05

**Tabella 9 - rapporto Costi/Benefici componente faunistica (orizzonte temporale 20 anni)**

### 7.1.3 Suolo e sottosuolo


Possiamo considerare tre aspetti:

- Occupazione temporanea del suolo
- Consumo di suolo
- Valore agricolo

#### 7.1.3.1 Occupazione temporanea del suolo

Per quanto riguarda questo aspetto, nel presente studio ci basiamo sul mancato introito per l'impossibilità di utilizzo agricolo e ai costi valutati dall'Ispra relativamente all'impermeabilizzazione delle superfici.

È necessario valutare il mancato reddito che si sarebbe percepito da un utilizzo differente del suolo (in base a quelle che potevano essere le coltivazioni tipiche della zona). Per questa valutazione faremo ricorso al **Reddito Lordo Standard (RLS)**, che rappresenta il criterio economico utilizzato per classificare le aziende agricole della UE, conosciuta come Tipologia comunitaria.

	<b>RELAZIONE ANALISI COSTI- BENEFICI</b>	Codice	ES.SUN01.SIA13.CA.03
		Data creazione	24/08/2023
		Data ultima modif.	24/08/2023
		Revisione	00
		Pagina	29 di 39

Nel nostro caso specifico possiamo fare riferimento a dati pubblicati dall'Assessorato all'Agricoltura della Regione Sardegna, esattamente a Allegato 1<sup>3</sup> alla Determinazione n. 15737/706 del 04.08.2009 secondo cui:

il RLS aziendale è pari alla sommatoria dei prodotti tra:

- per le produzioni vegetali: RLS/anno per Ha di superficie coltivata e le rispettive superfici interessate alle colture praticate in azienda;
- per le produzioni animali: RLS/anno per capo allevato e numero di capi per specie allevati in azienda.

delle aziende agricole.

Nel nostro caso specifico facendo riferimento a terreni adibiti alla produzione di foraggio (siglato D18B) il valore attribuito in tabella pari a 859,00 €/ha per anno (la tabella riporta RLS 2004), una rivalutazione monetaria ad oggi sarebbe (dal 2004 ad oggi) pari a circa 1.065,00 €/ha.

In questa analisi si sceglie di valutare il miglior costo opportunità valutando il massimo reddito agricolo che questo terreno potrebbe produrre con la coltivazione di vigneto per uve da tavola di alta qualità (siglato G04A, in tal caso il valore attribuito in tabella pari a 6.632 €/ha per anno (la tabella riporta RLS 2004), la cui rivalutazione monetaria ad oggi sarebbe (dal 2004 ad oggi) pari a circa **8.280 €/ha**.

Ipotizzando questo ultimo caso, la rinuncia presunta per mancato reddito agricolo sarebbe per entrambe le ipotesi pari a:

Ipotesi alternative	Ettari	€/ha	Costi/Benefici	VANE
progetto proposto	7,65	8280	€ 63.342	-€ 789 380,67
"Do nothing"	7,65	8280	€ 63.342	-€ 789 380,67


**Tabella 10 – rapporto costi/benefici in relazione all'occupazione temporanea del suolo (orizzonte temporale 20 anni)**

### 7.1.3.2 Consumo del suolo

Per quanto riguarda l'effettivo consumo di suolo dell'opera avremo valutazioni differenti a seconda della tipologia di impianto. Se infatti tutto l'impianto togliesse la possibilità di un utilizzo agricolo pieno dei 20 ha, la superficie da considerare impermeabilizzata<sup>4</sup> sarebbe la totalità dell'area considerata (vista come la perdita di servizi ecosistemici, ovvero di quei benefici che l'uomo ottiene, direttamente o indirettamente, dagli ecosistemi e necessari al proprio sostentamento.)

<sup>3</sup>[https://www.regione.sardegna.it/documenti/1\\_19\\_20090806130855.pdf](https://www.regione.sardegna.it/documenti/1_19_20090806130855.pdf)

<sup>4</sup>Definizione ISPRA: Impermeabilizzazione (Soil sealing): una parte della copertura artificiale del suolo dove gli interventi di copertura permanente del terreno con materiale artificiale sono tali da eliminarne o ridurne la permeabilità

	<b>RELAZIONE ANALISI COSTI- BENEFICI</b>	Codice	ES.SUN01.SIA13.CA.03
		Data creazione	24/08/2023
		Data ultima modif.	24/08/2023
		Revisione	00
		Pagina	30 di 39

Tuttavia, nel caso in esame sarà molto inferiore, circa il 5%. In questa fase dobbiamo calcolare il costo per il terreno sacrificato che sarebbe stato destinato all'agricoltura.

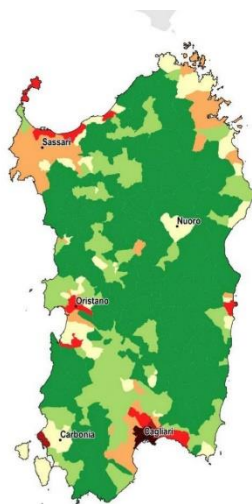
Se facciamo riferimento al CONSUMO DI SUOLO IN ITALIA Estratto del Rapporto ISPRA-SNPA Consumo di suolo, dinamiche territoriali e servizi ecosistemici - Edizione 2018, i servizi ecosistemici analizzati in questo Rapporto sono undici e vanno dallo stoccaggio alla purificazione dell'acqua (vedi tabella seguente estratta dal rapporto ISPRA-SNPA):

**Tabella 4 - Valori del flusso di servizi ecosistemici persi a causa del consumo di suolo registrato tra il 2012 e il 2017 in Italia. Fonte: elaborazioni ISPRA.**

	Valore minimo [€/anno]	Valore massimo [€/anno]
Stoccaggio e sequestro di carbonio	102.056	538.898
Qualità degli habitat	11.615.539	11.615.539
Produzione agricola	61.796.023	61.796.023
Produzione di legname	26.945.760	26.945.760
Impollinazione	4.109.804	5.487.373
Regolazione del microclima	2.251.732	9.006.928
Rimozione particolato e ozono	950.980	2.938.569
Protezione dall'erosione	10.521.848	112.385.949
Disponibilità di acqua	1.977.636	47.463.254
Regolazione del regime idrologico	1.535.630.715	1.789.521.660
Purificazione dell'acqua dai contaminanti	226.033	60.297.780
<b>Totale</b>	<b>1.656.128.126</b>	<b>2.127.997.732</b>


**Tabella 5 - Valore del capitale naturale perso a causa del consumo di suolo registrato tra il 2012 e il 2017 in Italia. Fonte: elaborazioni ISPRA.**

	Valore minimo [€]	Valore massimo [€]
Stoccaggio e sequestro di carbonio	35.549.433	187.716.460
Produzione agricola	857.063.550	857.063.550
Produzione di legname	21.847.012	21.847.012
<b>Totale</b>	<b>914.459.995</b>	<b>1.066.627.022</b>



**Figura 1 - Suolo consumato 2020: percentuale sulla superficie amministrativa (%)<sup>5</sup>**

<sup>5</sup>[https://www.snpambiente.it/wp-content/uploads/2021/07/Schede\\_regionali\\_consumo\\_di\\_suolo\\_2021.pdf](https://www.snpambiente.it/wp-content/uploads/2021/07/Schede_regionali_consumo_di_suolo_2021.pdf)

	<b>RELAZIONE ANALISI COSTI- BENEFICI</b>	Codice	ES.SUN01.SIA13.CA.03
		Data creazione	24/08/2023
		Data ultima modif.	24/08/2023
		Revisione	00
		Pagina	31 di 39

La stima dei costi totali della perdita di servizi ecosistemici varia da un minimo di 1,66 a un massimo di 2,13 miliardi di euro, persi ogni anno a causa dell'aumento di suolo consumato avvenuto tra il 2012 e il 2017. Il valore perso di stock, valutato qui rispetto ad alcune delle funzioni che producono i servizi ecosistemici considerati, varia tra i 914,5 milioni e poco più di un miliardo di euro, ovvero ad un **valore compreso tra i 36.066 e i 42.068 euro per ogni ettaro di suolo consumato nei cinque anni di riferimento**. La perdita di stock più elevata è quella della produzione agricola che rappresenta circa l'80% del totale.

Considerando il valore più alto della forbice, **42.068€/ha** abbiamo per l'ipotesi in progetto:

Ipotesi alternative	Ettari	€/ha	Costi/Benefici	VANE
progetto proposto	7,65	42068	€ 321 820,20	-€ 4 010 591,07
"Do nothing"	0	42068	€ -	€ 0

**Tabella 11 - rapporto costi/benefici in relazione al consumo del suolo (orizzonte temporale 20 anni)**

Per la determinazione del valore economico della perdita di flusso del servizio ecosistemico in esame si è utilizzata la metodologia contenuta nell'"Annesso Metodologico al Rapporto dei Servizi Ecosistemici" Allegato al documento "Mappatura e Valutazione dell'impatto del consumo di suolo sui servizi ecosistemici: Proposte metodologiche per il rapporto sul consumo di suolo (ISPRA 2018)" assumendo l'ipotesi della coltura in sostituzione "olivo", ovvero quella col valore di perdita economica associata più elevato.

### 7.1.3.3 Valore agricolo

La perdita economica connessa alla sottrazione di suolo per l'installazione dell'impianto può essere stimata anche facendo riferimento al valore agricolo del terreno per il tipo di colture praticate.

A favore di sicurezza questa relazione sceglie il tipo di coltura potenziale associata al più elevato valore economico potenzialmente perso, ovvero la coltivazione di uve per la produzione di vino di alta qualità.


Questo costo è rappresentato dal valore economico potenziale dato dal terreno occupato per la realizzazione delle opere. A tal fine consideriamo un valore cautelativo di mercato pari a **15.000,00 €/ha**.

Abbiamo per le due ipotesi:

Ipotesi alternative	Ettari	€/ha	Costi/Benefici	VANE
progetto proposto	7,65	15000	€ 144 750,00	-€ 1 803 903,45
"Do nothing"	0	15000	€ -	€ 0

**Tabella 12 - rapporto Costi/Benefici relativo alla sottrazione di suolo (valore agricolo) - (orizzonte temporale 20 anni)**



	<b>RELAZIONE ANALISI COSTI- BENEFICI</b>	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	ES.SUN01.SIA13.CA.03 24/08/2023 24/08/2023 00 32 di 39
---	--	---	--

### 7.1.5 Vegetazione e Flora

L'insieme delle risorse naturali presenti sul pianeta costituisce uno stock limitato a disposizione degli organismi che lo popolano.

La teoria economica opera una distinzione fondamentale fra risorse rinnovabili e risorse non rinnovabili.

Nel caso delle risorse rinnovabili il valore del bene ambientale si mantiene in equilibrio fra il tasso di ricostituzione e quello di prelievo, mentre nel caso delle risorse non rinnovabili, il valore del bene ambientale è in funzione della sola quantità disponibile, misurato in riferimento al prelievo lungo la scala temporale.

L'introduzione del concetto di ripristino appare legato, in tutto l'impianto normativo generato da due direttive europee (La Direttiva 92/43 CEE (Habitat) e la Direttiva 79/409/CEE), al concetto di danno ambientale, la cui insorgenza deriva dall'accertamento della riduzione della consistenza di habitats e specie rispetto a quanto rilevato in fase di istituzione dei siti.


Si pensi, a titolo di esempio, ai concetti di "paesaggio" o di "habitat", rispetto ai quali la componente vegetazionale costituisce un importante tassello; o, allo stesso modo, alla funzione protettiva che la stessa vegetazione esercita ai fini della protezione contro l'erosione, nonché al ruolo cruciale legato alla produzione di ossigeno e alla cattura della CO<sub>2</sub>. Esiste quindi una importante dimensione economica legata alle funzioni socio-ambientali dei sistemi vegetali, che sebbene spesso indirette non sono per questo di minore importanza. Una parte significativa di questa dimensione economica, per le finalità del presente studio, è computata attraverso la stima del danno monetario al paesaggio.

L'area interessata dall'intervento si colloca nei territori comunali di Suni e Sindia alle località "S'ena e Cheos", "Tiruddone" e "Ferralzos". Le opere di connessione alla rete di trasmissione nazionale ricadono nel comune Macomer alla località "Mura de Putzu".

I territori comunali interessati si estendono nella regione sarda della Planargia, ambito definito dalla struttura ambientale della valle del Fiume Temo, che scorre a circa 6 km in direzione Nord-Est rispetto all'area di impianto e che sfocia in mare a Bosa.

Il sito di impianto si colloca quindi nell'entroterra, a circa 11 km dalla costa. L'area di interesse è una zona di altopiano, caratterizzata da pendenze moderate.

Il paesaggio si distingue per la diffusa presenza di pascoli. Sono inoltre presenti macchie e aree boscate, che lasciano spazio anche a appezzamenti di maggior estensione destinati a seminativo. Diffusa è la presenza di muretti a secco per la delimitazione dei fondi.

	<b>RELAZIONE ANALISI COSTI- BENEFICI</b>	Codice	ES.SUN01.SIA13.CA.03
		Data creazione	24/08/2023
		Data ultima modif.	24/08/2023
		Revisione	00
		Pagina	33 di 39

Il maggior impatto, stimato nella perdita di producibilità del terreno oltre i costi necessari per ripristinare la situazione ex ante (costi di ripristino) e copertura vegetale, si verificherà principalmente durante la fase di cantiere, con i tagli della vegetazione per l'allargamento delle strade esistenti (che risultano del tutto trascurabili come indicato nella relazione sulla flora), per la realizzazione delle opere elettriche previste in progetto.

Al fine di quantificare il costo sono stati considerati i parametri espressi in ettari nella tabella sotto riportata e viene preso come riferimento un tasso di assorbimento medio di CO<sub>2</sub> per ettaro di seminativo, ossia 3 tonnellate, successivamente tale quantitativo è stato moltiplicato per il valore medio della quotazione<sup>6</sup> 2020 della CO<sub>2</sub>, pari a 23,21 €/tonnellata, in coerenza con la direttiva 2003/87/CE sull 'Emission Trading Scheme.<sup>7</sup>

Ipotesi alternative	Ettari	CO2 assorbita	Costi/Benefici	VANE
progetto proposto	7,65	15,4	€ 47,74	-€ 594,94
"Do nothing"	0	0	€ -	€ 0

Tabella 13 - Rapporto Costi/Benefici relativo alla componente Vegetazione e Flora (orizzonte temporale 20 anni)

#### 7.1.6 Rumore e Vibrazione


In fase di costruzione potrebbero arrecare disturbo i movimenti dei mezzi e dei macchinari utilizzati. Tale effetto risulta limitato in quanto distante dai luoghi più frequentati e si protrae per un periodo limitato.

In fase di funzionamento il rumore che produce un parco eolico può essere rilevante in relazione alla distanza ma anche per un utilizzo agricolo anche con bassa intensità di meccanizzazione il rumore causato dai vari macchinari ha un certo peso.

La monetizzazione dei danni ambientali è caratterizzata da una notevole difficoltà di misurazione. Poiché l'impatto negativo deriva dalla mancata possibilità di realizzare delle costruzioni nelle aree limitrofe alla centrale, per il calcolo consideriamo la mancata possibilità di edificare nell'intorno di un buffer di 500m dall'impianto.

<sup>6</sup>Media di tutto il 2020. Fonte: <https://www.sendeco2.com/it/prezzi-co2>

<sup>7</sup>L'[European Union Emissions Trading Scheme \(EU ETS\)](#) è un sistema per lo scambio di quote di emissione di gas serra finalizzato alla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> nei settori energivori (elettricità, cemento, acciaio, alluminio, laterizi e ceramiche, vetro, chimica, aviazione, etc)

	<b>RELAZIONE ANALISI COSTI- BENEFICI</b>	Codice	ES.SUN01.SIA13.CA.03
		Data creazione	24/08/2023
		Data ultima modif.	24/08/2023
		Revisione	00
		Pagina	34 di 39

Compatibilmente con le misure urbanistiche in vigore, ipotizzando in via cautelativa la possibilità di edificare una superficie pari a quella attualmente presente (raddoppio della superficie attuale uniformemente distribuita nei 30 anni), ed un costo medio delle case per l'ambito rurale di 1.000€/m<sup>2</sup>, ne consegue quanto riportato in tabella:

Ipotesi alternative	Ettari	CO2 assorbita	€/m <sup>2</sup>	Costi/Benefici	VANE
progetto proposto	7,65	190	€ 1 000	€ 190 000	-€ 2 367 819,97
"Do nothing"	1,53	38	€ 1 000	€ 38 000	-€ 473 563,99

**Tabella 14 – Rapporto Costi/Benefici relativo alle componenti Rumore e vibrazioni (orizzonte temporale 20 anni)**

### 7.1.7 Paesaggio

Il paesaggio è un sistema complesso, che assomma aspetti produttivi, culturali e ambientali. Esso costituisce un elemento fondamentale di interconnessione fra l'attività umana e il sistema ambientale, in cui la capacità dell'uomo di influire sul territorio si esplica con modalità diverse, che possono variare in relazione alle diverse situazioni ambientali e alle diverse tecniche produttive, ma che comunque si basano sulla necessità di trovare un equilibrio con le condizioni dell'ambiente in cui si opera.


Con il termine paesaggio si designa una determinata parte di territorio caratterizzata da una profonda interrelazione fra fattori naturali e antropici. Il paesaggio, deve dunque essere letto come l'unione inscindibile di molteplici aspetti naturali, antropico-culturali e percettivi.

Il paesaggio non è un bene di mercato, per tale motivo è necessario estrapolare informazioni indirette dai comportamenti reali, per questo è necessario valutare mediante l'osservazione della "preferenza" e quindi la disponibilità dei consumatori a pagare (WTP – Willingness to Pay) o accettare (WTA - Willingness to Accept) per ottenere un beneficio, evitare un danno o accettare di sopportare un determinato intervento. Questo approccio dovrebbe consentire la definizione di valori compensativi per quanto riguarda tipi di impatto che sfuggono ad una quantificazione diretta.

La disponibilità a pagare degli individui è stimabile impostando un'analisi statistica campionaria, nella quale la disponibilità a pagare della collettività è rilevata direttamente attraverso la somministrazione di questionari ad hoc.

Uno degli studi più importanti per la stima monetaria dell'impatto di questo progetto sul paesaggio è stato promosso dalla Commissione Europea, che indica che la WTP nella UE ha un valore medio nel 2009 pari a 149 €/ha/anno, mentre per l'Italia abbiamo un valore che oscilla tra i 238 e i 344 €/ha/anno<sup>8</sup>. Essendo uno studio un po' datato consideriamo un valore più cautelativo pari a 350 €/ha/anno.

<sup>8</sup>European Commission, Joint Research Centre, Institute for Prospective Technological Studies, The Value of EU Agricultural Landscape, 2011; <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC65456>

	<b>RELAZIONE ANALISI COSTI- BENEFICI</b>	Codice	ES.SUN01.SIA13.CA.03
		Data creazione	24/08/2023
		Data ultima modif.	24/08/2023
		Revisione	00
		Pagina	35 di 39

**Table 8: The estimated total WTP and per hectare WTP for UAA (in 2009 prices)**

	UAA (WTP in €/ha/year)									Total WTP (million €)								
	1991			2000			2009			1991			2000			2009		
	Min	Mean	Max	Min	Mean	Max	Min	Mean	Max	Min	Mean	Max	Min	Mean	Max	Min	Mean	Max
Belgium	353	391	496	444	518	740	506	603	896	486	538	682	620	723	1,033	690	823	1,224
Bulgaria	0.1	1	2	0.5	3	7	3	8	17	0.3	4	13	3	15	37	16	42	83
Czech R.	2	7	16	11	22	40	50	64	93	8	29	67	48	96	170	178	228	329
Denmark	115	126	170	158	181	277	171	199	313	320	352	474	419	480	735	452	525	827
Germany	260	288	382	305	348	493	297	335	462	4,459	4,937	6,543	5,203	5,941	8,407	5,010	5,657	7,802
Estonia	1	4	9	3	8	16	15	23	35	2	6	13	3	8	16	14	21	33
Ireland	23	26	32	71	83	138	98	116	202	102	118	142	316	369	614	410	486	846
Greece	32	40	57	48	57	75	111	126	150	165	208	297	276	324	424	423	480	572
Spain	37	43	54	55	63	76	93	104	128	1,107	1,284	1,614	1,401	1,602	1,936	2,121	2,372	2,907
France	98	108	141	121	135	187	110	122	170	2,969	3,291	4,279	3,606	3,999	5,555	3,867	4,285	5,977
Italy	172	190	247	198	218	285	238	263	344	3,014	3,336	4,333	3,087	3,412	4,460	3,178	3,512	4,586
Cyprus	57	74	109	131	151	192	253	286	341	8	10	15	19	22	28	31	35	41
Latvia	1	4	8	3	7	15	8	15	24	3	10	21	4	11	23	15	27	44
Lithuania	1	3	7	1	4	9	7	13	22	3	10	23	4	14	30	18	35	60
Luxembourg	275	339	586	493	716	1647	764	1226	3249	35	43	74	66	96	222	100	160	425
Hungary	2	6	13	5	12	23	13	22	37	12	40	85	30	72	136	77	130	213
Malta	165	296	508	567	747	1109	731	904	1301	2	4	7	6	7	11	8	9	13
Netherlands	391	439	573	547	663	1016	639	796	1284	771	865	1,129	1,077	1,304	2,001	1,228	1,529	2,468
Austria	134	150	210	175	202	313	207	243	388	467	522	731	592	683	1,059	657	771	1,231
Poland	1	4	11	6	14	27	14	26	45	19	83	199	110	261	497	222	412	707
Portugal	27	39	60	65	76	100	83	96	121	113	162	246	254	297	390	306	353	445
Romania	0	2	5	1	3	7	4	10	20	4	25	70	9	43	107	58	141	271
Slovenia	17	28	45	83	98	134	143	164	201	14	24	39	43	51	69	67	77	94
Slovakia	1	5	11	5	13	25	38	52	78	3	11	27	12	31	60	73	101	151
Finland	104	116	145	130	144	183	138	153	200	265	295	368	287	318	405	318	350	460
Sweden	186	213	322	210	242	362	185	204	278	624	716	1,080	625	719	1,077	566	625	853
UK	154	171	213	285	343	555	217	241	331	2,599	2,895	3,598	4,417	5,307	8,582	3,483	3,873	5,303
EU	88	98	124	124	138	194	134	149	201	17,764	19,816	25,055	23,596	26,205	36,749	24,487	27,060	36,597

**Figura 2 - WTP nella UE**

Il paesaggio è in continua evoluzione e un parco eolico, come tutte le opere antropiche, comporta delle trasformazioni del paesaggio, per tale motivo è doveroso affrontare tale impatto in termini di costo per la collettività. La giurisprudenza afferma che “il danno paesaggistico derivante è determinato principalmente dai costi di demolizione, recupero ambientale dei luoghi.” Tenendo conto dell’altezza degli aerogeneratori e della mascheratura della vegetazione perimetrale all’impianto e di tutti gli elementi antropici e naturali che non sono stati presi in considerazione nell’analisi della visibilità, quest’ultimo risulterà effettivamente visibile solo da alcune colline circostanti. Tuttavia, consideriamo tale valore massimo come cautelativo. Per l’ipotesi “zero”, utilizzo agricolo o rinaturalizzazione” si è considerato un impatto sul paesaggio nullo di default, cautelativamente. Abbiamo pertanto:

Ipotesi alternative	Ettari	WTP [€/ha/anno]	Costi/Benefici	VANE
progetto proposto	7090	350	€ 2 481 500	-€ 30 924 974,97
"Do nothing"	0	0	€ -	€ 0

**Tabella 15 - Rapporto Costi/Benefici componente Paesaggio (orizzonte temporale 20 anni)**


	<b>RELAZIONE ANALISI COSTI- BENEFICI</b>	Codice	ES.SUN01.SIA13.CA.03
		Data creazione	24/08/2023
		Data ultima modif.	24/08/2023
		Revisione	00
		Pagina	36 di 39

Dalla somma delle singole voci dell'analisi ambientale abbiamo pertanto il seguente **riepilogo**:

VANE	Ipotesi 1	Ipotesi 2
	progetto proposto	"do nothing"
fauna	€ - 380.000,00	€ - 62.311,05
occupazione temporanea del suolo	-€ 789 380,67	-€ 789 380,67
consumo del suolo	-€ 4 010 591,07	€ 0
valore agricolo	-€ 1 803 903,45	€ 0
vegetazione e flora	-€ 594,94	€ 0
rumore e vibrazione	-€ 2 367 819,97	-€ 473 563,99
paesaggio	-€ 30 924 974,97	€ 0
<b>VANE ANALISI AMBIENTALE</b>	<b>-39897265,07</b>	<b>-1262944,66</b>
differenza IP1-IP2		-38634320,41

**Tabella 16 – Rapporto Costi/Benefici per anno - analisi Ambientale (orizzonte temporale 20 anni)**

Dalla tabella appena riportata appare evidente come i valori complessivi di Costi/Benefici ambientali per anno è superiore nella ipotesi di progetto proposto rispetto alla soluzione "zero" o "do nothing".

	<b>RELAZIONE ANALISI COSTI- BENEFICI</b>	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	ES.SUN01.SIA13.CA.03 24/08/2023 24/08/2023 00 37 di 39
---	--	---	--

## 8. ANALISI SOCIO-ECONOMICA

La realizzazione di un progetto creerà indotto locale che porterà benefici nei confronti della comunità che ospita l'impianto. L'indotto generato dalla realizzazione di impianti da fonti rinnovabili potrà infatti favorire una crescita occupazionale nella zona, creando nuovi posti di lavoro, sia in sede di costruzione che di gestione dell'impianto, associandola con una corretta gestione ambientale. Potranno inoltre favorire programmi di sviluppo locale delle Amministrazioni Comunali contribuendo ad evitare il degrado e lo spopolamento cittadino. Gli effetti occupazionali sono già inclusi nel VAN come ricadute occupazionali in fase di cantiere e in fase di esercizio.

A tutto ciò si aggiunge che gli impianti sostenuti da fonti rinnovabili costituiscono un importante contributo per il raggiungimento di obiettivi nazionali, comunitari e internazionali in materia ambientale e soprattutto di sostenibilità energetica e favoriscono l'utilizzo di risorse del territorio, dando impulso allo sviluppo economico locale.

Considerata la producibilità dell'impianto di progetto e tenendo conto delle esperienze maturate nel settore e considerando che molti degli addetti sono rappresentati dalle competenze tecniche e professionali che svolgono lavoro progettuale a monte della realizzazione dell'impianto eolico, si assume che gli addetti distribuiti in fase realizzazione, esercizio e dismissione dell'impianto in esame costituito da 7 aerogeneratori per una potenza complessiva di 42 MW, integrato con un sistema di accumulo con batterie agli ioni da 20 MW sono:

- 15 addetti in fase di progettazione dell'impianto.
- 70 addetti in fase di realizzazione dell'impianto;
- 8 addetti in fase di esercizio per la gestione dell'impianto;
- 30 addetti in fase di dismissione.

I dati occupazionali confrontati con il limitato impatto ambientale del parco eolico di progetto (costituito da soli 7 aerogeneratori) e con l'incidenza contenuta sulle componenti ambientali, paesaggistiche e naturalistiche (come desumibile dallo studio degli impatti argomentati nella presente relazione, dallo studio di incidenza ambientale e dalla relazione paesaggistica), confermano i vantaggi e la fattibilità dell'intervento.

L'impianto diverrà, inoltre, un polo di attrazione ed interesse per tutti coloro che vorranno visitarlo per cui si prevedranno continui flussi di visitatori che potranno determinare anche richiesta di alloggio e servizi contribuendo ad un ulteriore incremento di benefici in termini di entrata di ricchezza.

	<p align="center"><b>RELAZIONE ANALISI COSTI- BENEFICI</b></p>	<p>Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina</p>	<p>ES.SUN01.SIA13.CA.03 24/08/2023 24/08/2023 00 38 di 39</p>
---	--	--	---

Concludendo è dunque possibile distinguere i seguenti benefici **diretti** e **indiretti** legati alla realizzazione dell'impianto:

*Benefici diretti*

- 1) Per i lavori di costruzione viene impiegato personale locale ed inoltre verranno formati giovani diplomati da utilizzare per la gestione dell'impianto.
- 2) I terreni su cui cadono gli aerogeneratori sono contrattualizzati ed i proprietari percepiscono un fitto annuo, ad aerogeneratore.
- 3) Il comune percepirà una royalty che consentirà all'Ente di finanziare azioni socialmente utili che altrimenti difficilmente riuscirebbe a finanziare.

*Benefici indiretti:*

- 1) La realizzazione e la gestione di un campo eolico avrà un indotto occupazionale, commerciale ed artigianale, ottenendo significative ricadute sui settori coinvolti.
- 2) Come naturale conseguenza del punto precedente vi è la possibilità di contrastare il naturale "spopolamento" dei territori agricoli.
- 3) Creare nuova occupazione impegnando professionalità locali in settori in forte sviluppo.
- 4) Favorire percorsi didattici ed ambientali legati all'utilizzo delle fonti rinnovabili.
- 5) Creare nuova occupazione in agricoltura (ad esempio con le serre fotovoltaiche).

	<p align="center"><b>RELAZIONE ANALISI COSTI- BENEFICI</b></p>	<p>Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina</p>	<p>ES.SUN01.SIA13.CA.03 24/08/2023 24/08/2023 00 39 di 39</p>
---	--	--	---

## 10. CONCLUSIONI

A valle dell'analisi svolta nei precedenti capitoli, possiamo concludere che dal confronto tra le due ipotesi di investimento, si evince che il progetto che complessivamente restituirebbe maggiori ritorni economici/ambientali è quello di cui all'ipotesi 1 proposta.