

# PARCO EOLICO SV3 - BRIC CIAN DE VACHÈ

Il Committente: **Duferco**  
**Sviluppo**

Sede Legale DUFERCO Sviluppo S.p.A. :  
via Armando Diaz n. 248  
25010, San Zeno Naviglio (BS)  
P.IVA e C.F. 03594850178

Oggetto:  
**RELAZIONE SPECIALISTICA**

Titolo:  
**ANALISI COSTI BENEFICI**

Il Tecnico

Dott. Ing. Luciano Messori

Data	Emis.	Aggiornamento	Data	Contr.	Data	Autor.
04/2024	LM	Emissione	04/2024	LM	04/2024	LM

SCALA: N.A.

FORMATO: A4

APRILE 2024

Commessa

Tip. impianto

Fase Progetto

Disciplina

Tip. Doc

Titolo

N. Elab

REV

23056

EO

DE

GN

R

09

0011

A

RICERCA, SVILUPPO E COORDINAMENTO IMPIANTI EOLICI E FOTOVOLTAICI A CURA DI:



Sede Amministrativa e Operativa  
via Benessia, 14 12100 Cuneo (CU)  
tel 335.6012098  
e-mail: emmecsrsls@gmail.com

Geom. Domenico Bresciano

ANALISI COSTI BENEFICI A CURA DI:



Il Tecnico:

Ing. Luciano Messori

Sede Amministrativa : Via Milano n.7 - 40139 Bologna  
tel. 051.6240807, email. info@studiomessori.it

File: testalino relazione costi\_benefici.dwg

TUTTI I DIRITTI SONO RISERVATI - Questo documento è di proprietà esclusiva del progettista ivi indicato sul quale si riserva ogni diritto. Pertanto questo documento non può essere copiato, riprodotto, comunicato o divulgato ad altri o usato in qualsiasi maniera, nemmeno per fini sperimentali, senza autorizzazione scritta dallo stesso progettista.

## Sommario

Indice delle tavole .....	2
Indice delle figure .....	2
Sigle e abbreviazioni utilizzate.....	3
Introduzione .....	4
Il parco eolico SV3 Bric Cian de Vache' .....	4
L'analisi costi-benefici.....	7
Producibilità dell'impianto .....	8
Analisi finanziaria.....	8
Costi di investimento.....	8
Costi di dismissione .....	9
Costi operativi.....	9
Imposte.....	9
Parametri di redditività finanziaria.....	9
Analisi economica.....	10
Scenari di riferimento.....	10
Costi economici .....	10
Costi di costruzione e costi O&M .....	10
Utilizzo di metalli ed emissioni di CO <sub>2</sub> .....	12
Impatto su avifauna e chiroterofauna .....	13
Sottrazione di suolo.....	18
Rumore .....	19
Impatto sul paesaggio .....	20
Benefici economici .....	23
Riduzione delle emissioni di CO <sub>2</sub> .....	23
Riduzione delle emissioni di NO <sub>x</sub> .....	24
Risparmio di altri costi-opportunità del controfattuale .....	25
Parametri di redditività economica.....	25
Analisi di rischio.....	26
Impatti sul sistema socio-economico .....	28
Conclusioni .....	31
Bibliografia.....	33

## Indice delle tavole

Tavola 1 Parametri di redditività finanziaria dell'intervento in progetto .....	9
Tavola 2 Fattori di conversione da valori finanziari a valori economici delle componenti del costo di costruzione utilizzati nelle elaborazioni svolte.....	10
Tavola 3 Mortalità degli uccelli per cause antropogeniche prevista negli Stati Uniti – Fonte: Erickson et al. (2005).....	13
Tavola 4 Valore economico delle specie avifaunistiche italiane(stralcio) – Fonte: CESI Ricerca (2006).....	16
Tavola 5 Valore economico annuo degli abbattimenti di avifauna causati dalla collisione contro i rotori dell'impianto in movimento (€ <sub>2023</sub> ).....	17
Tavola 6 Costo esterno generato dalle emissioni di anidride carbonica (€ <sub>2016</sub> /tCO <sub>2e</sub> ) raccomandato dall'EIB per il periodo 2020-2050 – Fonte: EIB Group (2020) .....	24
Tavola 7 Parametri di redditività economica dell'intervento in progetto.....	25
Tavola 8 VANE dell'intervento in progetto al variare della quantificazione monetaria dell'impatto sul paesaggio dell'impianto e della percentuale del costo esterno delle emissioni di CO <sub>2</sub> raccomandato dall'EIB utilizzata nelle elaborazioni svolte .....	27

## Indice delle figure

Figura 1 Obiettivi di crescita della potenza eolica al 2030 (MW) – Fonte: PNIEC 2023 .....	4
Figura 2 Potenza eolica installata al 2022 nelle regioni italiane – Fonte: ANEC (2023) .....	5
Figura 3 Massima potenza installata (GW) per adeguatezza nel lungo termine – Fonte: Terna (2023).....	7
Figura 4 Incidenza di manodopera, noli e trasporti e materiali sul costo di costruzione dell'impianto eolico di SV3 Bric Cian de Vache' .....	12
Figura 5 Popolazione residente ad Albissola Superiore dal 1951 al 2022 – Fonte: Censimenti ISTAT.....	28
Figura 6 Popolazione residente a Stella dal 1951 al 2022 – Fonte: Censimenti ISTAT.....	28
Figura 7 Imponibile IRPEF medio dei contribuenti di Albisola superiore e Stella per l'anno di imposta 2021 – Fonte: nostre elaborazioni su dati MEF.....	29

## Sigle e abbreviazioni utilizzate

ACB	Analisi costi-benefici
AIP	Area di Impatto Potenziale
ANEV	Associazione Nazionale Energia del Vento
CAPEX	Capital Expenditure (costi di investimento)
DM	Decreto Ministeriale
DPCM	Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri
Euribor	Euro InterBank Offered Rate (tasso interbancario di riferimento)
GSE	Gestore Servizi Energetici
HICP	Harmonised Index of Consumer Prices (indice armonizzato dei prezzi al consumo)
IEA	International Energy Agency (agenzia internazionale dell'energia)
IMU	Imposta Municipale Unica
IRAP	Imposta Regionale sulle Attività Produttive
IRES	Imposta sui Redditi delle Società
IRPEF	Imposta sul Reddito delle Persone Fisiche
ISPRA	Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale
ISTAT	Istituto Nazionale di Statistica
IVA	Imposta sul Valore Aggiunto
JRC	Joint Research Centre
LOLE	Loss of Load Expectation (perdita di carico attesa)
MIBAC	Ministero per i Beni e le Attività Culturali
MITE	Ministero della Transizione Ecologica
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
O&M	Operation & Maintenance (gestione e manutenzione)
OPEX	Operating Expenditure (costi di gestione)
PNIEC	Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima
PPA	Power Purchase Agreement (contratto di acquisto di energia)
TEP	Tonnellate Equivalenti di Petrolio
TRIE	Tasso di Rendimento Interno Economico
TRIF	Tasso di Rendimento Interno Finanziario
VAM	Valore/i Agricolo/ Medio
VANE	Valore Attuale Netto Economico
VANF	Valore Attuale Netto Finanziario
WTG	Wind Turbine Generator (generatore eolico)

## Introduzione

### Il parco eolico SV3 Bric Cian de Vache'

Scopo di questo documento è quello di determinare e mettere a confronto i costi e i benefici per la collettività generati dalla realizzazione del nuovo parco eolico denominato SV3 Bric Cian de Vache', al fine di valutarne la desiderabilità sociale del punto di vista dell'utilizzo efficiente delle risorse disponibili.

Il parco eolico SV3 Bric Cian de Vache' è un impianto per la produzione di energia elettrica da fonte eolica da realizzarsi lungo le dorsali del Monte Casella, Bric Cian de Vachè, Bric Modena e Monte Ciri nord. I comuni direttamente interessati dal sedime delle turbine sono quelli di Albisola Superiore e Stella, in provincia di Savona. L'impianto in questione è composto da 5 aerogeneratori di potenza pari a 6,2 MW ciascuno, per una potenza nominale di impianto pari a 31 MW.

L'intervento in progetto è pienamente coerente l'obiettivo della politica dell'Unione Europea di raggiungere la neutralità climatica per il 2050 e, nel medio periodo, di ridurre entro il 2030 le emissioni nette di gas di serra del 55 per cento rispetto ai valori del 1990.

Occorre inoltre sottolineare che l'impianto eolico in progetto contribuirà a raggiungere l'obiettivo contenuto nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima PNIEC 2023 di avere nel 2030 una copertura del 40,5 per cento del consumo finale lordo di energia con energia da fonti rinnovabili. In particolare, secondo lo scenario nazionale con politiche, elaborato dal PNIEC 2023, che interiorizza gli effetti delle misure già attuate e di quelle pianificate, nel 2030 il settore elettrico dovrà contribuire al raggiungimento di questo obiettivo di copertura del consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili garantendo una copertura del 65 per cento dei consumi nazionali di energia elettrica da fonti rinnovabili, con una produzione lorda obiettivo di energia elettrica da fonti rinnovabili di 19.580 kTep. Sempre secondo il PNIEC 2023, il contributo dell'eolico al raggiungimento di questo obiettivo dovrebbe consistere in un totale di 28.140 MW di potenza installata, con un incremento, rispetto al valore rilevato nel 2021, di 16.880 MW, 14.780 dei quali *onshore* e i rimanenti 2.100 *offshore*. L'intervento in progetto contribuirà al raggiungimento di questo obiettivo.

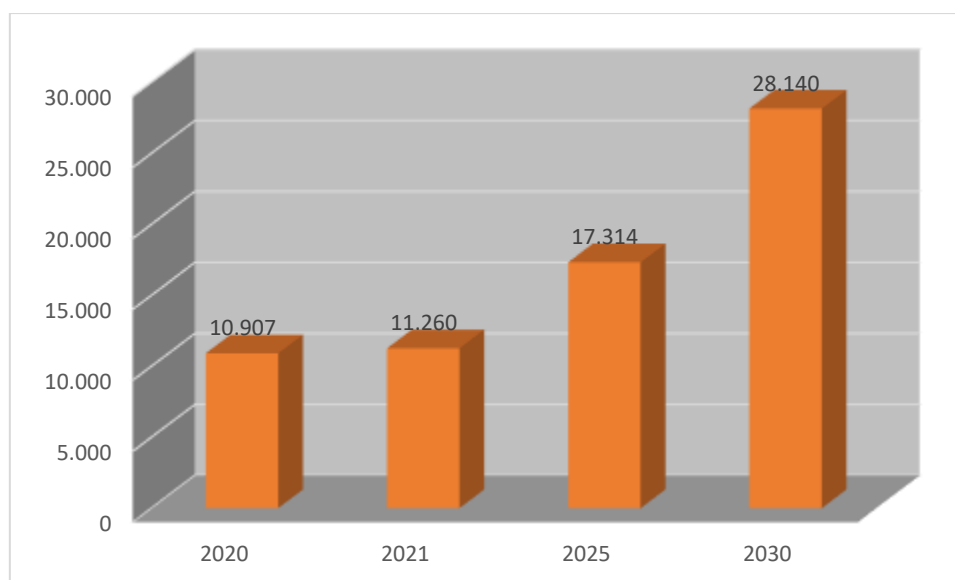


Figura 1 Obiettivi di crescita della potenza eolica al 2030 (MW) – Fonte: PNIEC 2023

La distribuzione per regione della potenza eolica installata in Italia nel 2022 mostra una netta prevalenza delle regioni meridionali e delle isole. Poco più del 25 per cento di questa potenza è infatti installata in Puglia

e un ulteriore 18,5 per cento in Sicilia, mentre i parchi eolici della Liguria incidono per poco meno dell'1 per cento del totale.

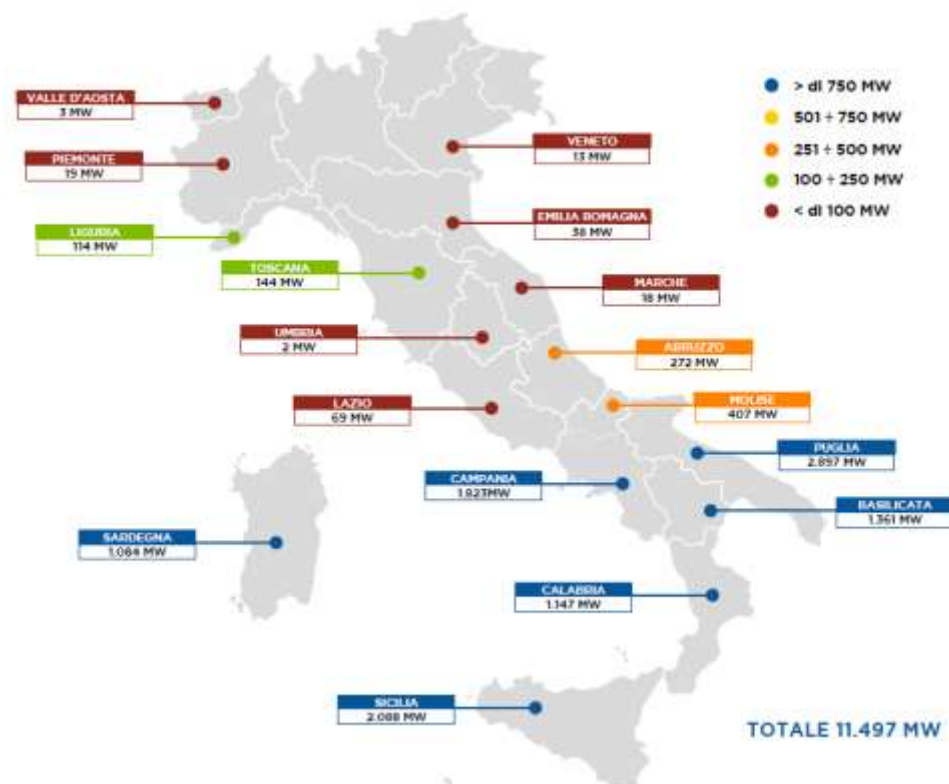


Figura 2 Potenza eolica installata al 2022 nelle regioni italiane – Fonte: ANEC (2023)

Oltre a contribuire al raggiungimento dei target di decarbonizzazione e di sviluppo delle energie rinnovabili di cui si è detto, l'energia eolica può dare un importante contributo a ridurre i costi dei blackout garantendo l'adeguatezza del sistema elettrico italiano, definita dal Decreto Ministeriale MITE del 28/10/2021 come un valore di LOLE<sup>1</sup> massimo pari a 3h/anno. Secondo Terna (2023), nel medio termine (2028) il sistema elettrico italiano risulterà mediamente adeguato e non necessiterà di nuova capacità. Tuttavia, permane uno specifico rischio relativo in caso di:

- periodi prolungati di alte temperature (con conseguente maggiore domanda di condizionamento estivo);
- prolungate condizioni di scarsa idraulicità (con conseguente calo della produzione idroelettrica e della disponibilità della capacità termoelettrica a causa delle limitazioni al funzionamento dei sistemi a condensazione ad acqua indotte dal protrarsi di queste condizioni);
- riduzione della potenza elettrica disponibile in concomitanza dei periodi ad alta temperatura (dovuta alla maggiore difficoltà a rispettare i limiti alle temperature dell'acqua del mare in prossimità degli scarichi delle centrali in ragione dell'aumento delle temperature marine).

Si rende quindi necessario individuare delle soluzioni per migliorare la disponibilità dell'attuale parco di generazione in caso di alte temperature e basso livello dei fiumi, anche in considerazione del rischio legato alla disponibilità di energia alla frontiera nord. L'energia eolica può fornire un importante contributo in tal senso, perché la sua produzione non dipende dalla disponibilità di acqua e non genera scarichi in grado di alterare la temperatura del corpo ricevente.

<sup>1</sup> Come noto, LOLE rappresenta il totale delle ore all'anno in cui è probabile che si verifichi il distacco di una parte dei consumatori perché la domanda attesa supera le risorse disponibili per soddisfarla.

Nello scenario di lungo termine (2033) disegnato da Terna (2023), grazie al rilevante aumento delle fonti rinnovabili (in questo scenario la potenza eolica installata nel nostro paese prevista è pari a 32,2 GW) e dei sistemi di accumulo, e grazie anche a un ulteriore sviluppo della rete di trasmissione, il sistema elettrico italiano potrà rinunciare, oltre alle centrali a carbone già dismesse, anche a una parte del parco di generazione a gas. Il ruolo della capacità termica negli scenari di lungo termine appare progressivamente destinato a spostarsi dalla copertura del carico in energia alla disponibilità a coprire i picchi di potenza.

Sempre nel lungo termine, qualora non vi fossero ulteriori dismissioni di capacità termica oltre quelle previste dagli scenari di riferimento i potenziali rischi di adeguatezza verrebbero ulteriormente attenuati grazie al contributo derivante dallo sviluppo pianificato di fonti rinnovabili, accumuli e infrastrutture di rete.

Un altro obiettivo dell'intervento in progetto è quello di dare un contributo alla sicurezza energetica del nostro paese che, essendo quasi del tutto privo di giacimenti di combustibili fossili, è costretto a importarli in gran parte dall'estero. Questa situazione fa sì che il nostro paese sia particolarmente esposto agli shock che periodicamente interessano il mercato mondiale di questi combustibili. Si tratta di shock che hanno due origini principali che sono:

- Interruzione fisica dei flussi;
- Rilevanti aumenti di prezzo con origine diversa dall'interruzione fisica dei flussi.

Le interruzioni fisiche dei flussi possono essere causate da atti di terrorismo o conflitti e hanno come conseguenza ultima un aumento del prezzo dei combustibili fossili e quindi dell'energia elettrica, mentre gli aumenti di prezzo con origine diversa dall'interruzione fisica dei flussi possono avere origine da politiche di limitazione dell'offerta messe in atto dai paesi produttori di queste materie prime al fine di influenzarne il prezzo. Dal punto di vista economico, il problema dell'insicurezza energetica consiste nel fatto che esiste una relazione inversa tra il prezzo delle materie prime energetiche e il livello di attività economica. Di conseguenza, il contributo dell'intervento in progetto alla sicurezza energetica del nostro paese contribuirà positivamente al benessere collettivo anche perché contribuirà a mettere al riparo l'attività economica italiana dalle conseguenze negative degli shock energetici. Questo contributo non è stato preso in considerazione nelle elaborazioni svolte.

L'impianto eolico in progetto fornirà un contributo significativo non solo al raggiungimento della sicurezza energetica ma anche a quello degli altri obiettivi di cui si è detto, l'importanza dei quali è enfatizzata dal fatto che secondo Terna (2023) il proseguimento del processo di rinuncia al contributo del carbone alla copertura della domanda di energia elettrica è legato al verificarsi di una serie di condizioni abilitanti, una delle quali è costituita proprio da una crescita della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in linea con gli obiettivi al 2030 del PNIEC senza eccessivi ritardi dovuti all'imprevisto dilatarsi dei tempi burocratici per la realizzazione dei nuovi impianti necessari a questo fine.

In particolare, la prevista dismissione degli impianti a carbone e a olio combustibile porterà nel 2033 a una riduzione di 7,6 GW della capacità termica installata. A fronte di queste dismissioni, si prevede l'installazione di soli 5,2 GW di nuova capacità termica. Inoltre, Terna (2023) sottolinea anche che, specie nel lungo termine, non è garantito che una ulteriore parte del parco di generazione termoelettrica alimentata a gas non venga dismessa. Questa prevista riduzione della capacità termica enfatizza l'importanza dello sviluppo delle energie rinnovabili per il futuro del nostro paese, e quindi anche quella della realizzazione dell'impianto eolico in progetto. Eventuali ritardi in questo sviluppo comporterebbero la necessità di mantenere in funzione più a lungo del previsto almeno una parte delle centrali termoelettriche di cui è prevista la dismissione, con conseguenze negative anche dal punto di vista ambientale.



Figura 3 Massima potenza installata (GW) per adeguatezza nel lungo termine – Fonte: Terna (2023)

### L'analisi costi-benefici

La tecnica utilizzata in questo documento per la valutazione della desiderabilità sociale della realizzazione parco eolico di SV3 Bric Cian de Vache' è quella dell'Analisi Costi-Benefici ACB. Come noto, l'ACB è una procedura per la valutazione degli investimenti che si articola in due fasi che sono:

- l'analisi finanziaria;
- l'analisi economica.

L'analisi finanziaria è svolta dal punto di vista del proprietario e/o dell'operatore del progetto con l'obiettivo di verificare la sua sostenibilità finanziaria e di calcolare gli indici di rendimento finanziario del progetto d'investimento e del capitale sulla base dei flussi finanziari attualizzati

L'analisi economica è invece svolta sulla base di valori economici che riflettono il costo opportunità sociale dei beni e servizi utilizzati, risparmiati o prodotti dall'intervento in progetto e ha l'obiettivo di misurare il contributo fornito da quest'ultimo al benessere della collettività. Coerentemente con il punto di vista adottato, per la valutazione dei costi e dei benefici l'analisi economica non utilizza i prezzi di mercato (prezzi finanziari), ma i prezzi economici (prezzi ombra), che rappresentano il valore per la collettività delle risorse utilizzate, risparmiate o generate dall'investimento oggetto della valutazione. I prezzi ombra differiscono dai prezzi di mercato per la presenza di:

- trasferimenti, costituiti principalmente dall'imposizione fiscale, che rappresenta un onere finanziario per chi sostiene la spesa ma non un consumo di risorse per la collettività;
- distorsioni del mercato che impediscono ai prezzi di riflettere fedelmente la scarsità relativa delle risorse;
- consumo/produzione di beni e servizi non scambiati sul mercato, come ad esempio il tempo o i beni ambientali, per i quali il prezzo di mercato semplicemente non esiste.

I prezzi ombra possono essere ricavati dai prezzi di mercato, quando questi ultimi esistono, depurandoli dai trasferimenti e dalle distorsioni del mercato, oppure possono essere stimati direttamente, utilizzando una serie di tecniche ormai consolidate nella pratica disciplinare corrente (quali ad esempio la valutazione contingente, i prezzi edonici e il costo di viaggio) quando i prezzi di mercato non esistono.

La quantificazione dei prezzi ombra è un procedimento lungo e laborioso, soprattutto per quanto riguarda la valutazione della possibile presenza di distorsioni del mercato e la stima del valore economico dei beni e dei servizi non scambiati sul mercato. Per ovviare almeno in parte a questo problema nel caso in esame, così come d'uso, i prezzi ombra dei beni scambiati sul mercato sono ricavati applicando ai prezzi di mercato degli opportuni fattori di conversione. Questi fattori di conversione possono essere tratti dalla letteratura oppure,



come quasi ovunque in questo lavoro, ricavati direttamente. I prezzi ombra dei beni non scambiati sul mercato utilizzati nelle elaborazioni svolte sono invece tratti dalla letteratura tecnica di riferimento.

Un limite importante della procedura di valutazione economica utilizzata in questa sede è costituito dal fatto che i prezzi ombra non sono lo strumento più idoneo a cogliere la distribuzione dei costi e dei benefici tra i diversi gruppi di *stakeholder* interessati. Per questa ragione i risultati ottenuti non mostrano la distribuzione dell'impatto del progetto sul benessere di questi gruppi.<sup>2</sup> Appare quindi chiaro che, visti i suoi limiti, l'ACB costituisce un utile strumento per informare il decisore circa l'utilizzo efficiente delle risorse disponibili da parte del progetto, ma non può assolutamente avere la pretesa di dettare l'agenda a quest'ultimo.

In conformità con quanto suggerito dall'Allegato III del Regolamento di esecuzione (UE) 2015/207 della Commissione Europea, le elaborazioni di cui si dà conto nel seguito sono state condotte a prezzi costanti, riferiti al 2023.

Il periodo di valutazione è stato considerato pari a 30 anni. Ai soli fini di questa valutazione si è considerato che i lavori per la realizzazione dell'intervento in progetto si svolgeranno tra il 2025 e il 2027, per una durata complessiva di 30 mesi, e che l'impianto sarà in esercizio tra il 2028 e il 2057. Le operazioni di dismissione dell'impianto sono infine state previste per il 2058.

### Producibilità dell'impianto

Le elaborazioni svolte nel seguito sono state fatte considerando una producibilità di partenza dell'impianto in progetto di 77,5 GWh/anno. Si sono inoltre considerati un decadimento dello 0,5 per cento annuo<sup>3</sup> a partire dal secondo anno di esercizio e di un tasso di disponibilità dell'impianto del 95 per cento per i primi 20 anni di esercizio, del 90 per cento per il ventunesimo e dell'85 per cento per gli anni successivi.

La quantificazione in termini monetari dei ricavi generati dall'impianto in progetto è stata fatta sulla base di una tariffa PPA di c€/kWh 6,5. Si è ipotizzata la vendita a tariffa GSE anche dopo la fine dell'incentivo. A proposito di questa tariffa si ritiene utile notare che secondo la bozza del Decreto FER X del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica del 1° marzo 2024 recante il titolo "Sostegno alla produzione di energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili" (Decreto FER X) nei prossimi mesi la remunerazione dell'energia da fonte eolica dovrebbe passare dagli attuali 6,5 a 7,8 c€/kWh. In considerazione della producibilità dell'impianto considerata nelle elaborazioni svolte e utilizzando il tasso di interesse reale del 4 per cento suggerito da Commissione Europea (2014), a questo incremento corrisponderebbe un incremento del valore attuale dei ricavi generati dall'impianto eolico in progetto durante la sua intera vita utile pari a 15,3 milioni di euro. Tuttavia, dato l'attuale stato di bozza del Decreto FER X questo incremento non è stato cautelativamente preso in considerazione nelle elaborazioni svolte.

## Analisi finanziaria

### Costi di investimento

Il CAPEX dell'intervento in progetto è stato considerato pari a 44,1 milioni di euro (IVA compresa). Si è considerato che il 30 per cento di questo importo, pari a 13,2 milioni di euro, sia costituito da risorse proprie, mentre il rimanente 70 per cento, pari a 30,9 milioni di euro, sia costituito da capitale di prestito. L'impiego del CAPEX e l'erogazione del capitale di prestito sono stati considerati uniformemente ripartiti durante i 30 mesi di durata prevista della fase di cantiere. Per quanto riguarda le condizioni del prestito si sono considerati

---

<sup>2</sup> Vedi Commissione Europea (2014).

<sup>3</sup> Fonte: GSE (2017). Si tratta di un valore cautelativo che non tiene conto del progresso tecnologico intervenuto successivamente alla stesura del documento sia sui materiali che sui componenti (es. oggi il rotore è installato su magneti permanenti con conseguente assenza di attriti sulle parti in movimento).

un Euribor del 3,25 per cento, uno spread del 2,25 per cento e una restituzione del prestito in 10 rate annuali di pari importo a partire dal primo anno di esercizio dell'impianto.

### Costi di dismissione

Per quanto riguarda lo smantellamento delle turbine al termine della loro vita utile si è considerato un costo di € 500.000 per WTG, quindi di 2,5 milioni di euro complessivi. Questi costi sono stati messi in calendario per il 2058, anno successivo a quello della prevista dismissione dell'impianto eolico. Lo smantellamento delle turbine al termine della loro vita utile potrebbe essere seguito dal revamping dell'impianto con l'installazione di nuove navicelle e nuove eliche molto probabilmente in grado, vista l'evoluzione delle turbine negli ultimi 10 anni, di raddoppiare la potenza installata. Questa soluzione avrebbe il pregio di poter usufruire del miglioramento dell'atteggiamento dell'opinione pubblica locale nei confronti dell'energia eolica che si inizia a registrare qualche tempo dopo la costruzione dell'impianto di cui riferisce Wolsink (2007). In alternativa, si potrebbe pensare di ripristinare la sistemazione a parco delle piazzole delle turbine, che durante la vita utile dell'impianto verranno utilizzate per il turismo eolico. Il costo di questo ripristino in prima approssimazione è quantificabile in € 50.000 per ciascuna piazzola. I risultati ottenuti utilizzando ciascuna delle due soluzioni non differiscono in maniera apprezzabile tra loro, perché il valore attuale della spesa per la sistemazione a parco delle piazzole, eventualmente prevista solo durante la fase di dismissione dell'impianto, risulterebbe alquanto limitato. Nelle elaborazioni svolte si è ipotizzato che lo smantellamento delle turbine sia seguito dal revamping dell'impianto.

### Costi operativi

I principali costi operativi OPEX presi in considerazione nelle elaborazioni svolte sono stati quello relativi a:

- stipula di una polizza di assicurazione "all risk" dal costo parametrico considerato di €/MW 3.500/anno, quindi data la potenza di 31 MW dell'impianto, di complessivi € 110.000/anno;
- canone annuo O.&M. stipulato con il costruttore delle turbine che garantisce interventi di manutenzione ordinaria e straordinaria; normalmente il canone è progressivo trascorrere del tempo, quindi più basso inizialmente per raggiungere il massimo al ventesimo anno, e le possibilità contrattuali sono molteplici. Nel caso in questione è stata presa in considerazione la formula più ampia di garanzia e, visto il numero di turbine, la loro dimensione e potenza, un valore medio parametrico nel trentennio di € 50.000 a WTG, per un totale di € 250.000/anno.

Il totale annuo degli OPEX nelle elaborazioni svolte è quindi stato considerato pari a € 360.000.

### Imposte

Per quanto riguarda le imposte, per l'analisi finanziaria si sono considerate un'aliquota IRES del 24 per cento, un'aliquota IRAP del 4,82 per cento e un'IMU di €/kW 2,00, corrispondente a € 62.000/anno.

### Parametri di redditività finanziaria

Come suggerito da Commissione Europea (2014), il tasso reale di interesse utilizzato per il calcolo dei parametri di redditività finanziaria dell'investimento è stato considerato pari al 4 per cento.

Le elaborazioni svolte considerando cautelativamente l'IVA come non recuperabile e non considerando l'IVA sugli OPEX in quanto trascurabile rispetto all'entità delle altre grandezze in gioco hanno permesso di determinare i valori di questi parametri riportati nella sottostante tabella.

Parametro	valore
Valore Attualizzato Netto Finanziario (VANF)	€ 10,7 milioni
Tasso di Rendimento Interno Finanziario (TRIF)	7,8 %

Tavola 1 Parametri di redditività finanziaria dell'intervento in progetto

I valori dei parametri di redditività finanziaria sopra riportati consentono di formulare la **prima conclusione: i risultati dell'analisi finanziaria eseguita come descritto evidenziano la sostenibilità finanziaria dell'intervento in progetto.**<sup>4</sup>

## Analisi economica

### Scenari di riferimento

La valutazione della desiderabilità sociale dal punto di vista dell'utilizzo efficiente delle risorse disponibili del parco eolico SV3 Bric Cian de Vache' riportata nel seguito viene svolta, come suggerito in modo praticamente unanime dalla letteratura tecnica sull'argomento, in un'ottica *with-without*, quindi mediante un raffronto tra i costi e i benefici che verrebbero a generarsi negli scenari seguenti:

- scenario "progettuale", nel quale l'impianto eolico in progetto viene realizzato;
- alternativa "0" (scenario "do nothing"), nel quale l'impianto eolico in progetto non viene realizzato e l'energia elettrica da esso prodotta fino al 2050 viene invece prodotta da una centrale termoelettrica con emissioni di CO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub> corrispondenti a quelle della centrale non cogenerativa media in esercizio nel nostro paese. A partire dal 2051 si è cautelativamente ipotizzato che con il raggiungimento della neutralità climatica dell'Unione Europea in questo scenario l'energia elettrica che nello scenario progettuale sarebbe prodotta dall'impianto eolico anche nell'alternativa "0" venga prodotta senza generare emissioni. L'impiego di risorse necessario alla produzione di questa energia elettrica in questo scenario è invece stato considerato pari a quello necessario per produrla utilizzando un impianto a gas a ciclo combinato con una potenza di 790 MW (l'impianto per la produzione di energia elettrica da combustibili fossili a più basso Levelised Cost of Electricity LCOE contenuto nel database dell'Agenzia Internazionale dell'Energia IEA disponibile in rete).<sup>5</sup>

### Costi economici

#### Costi di costruzione e costi O&M

Il costo finanziario netto (IVA esclusa) per la costruzione dell'intervento in progetto è stato considerato di 39,1 milioni di euro.

Nelle elaborazioni svolte, come di consueto nella pratica disciplinare corrente, per la conversione dei valori finanziari dei costi di costruzione in valori economici si è seguito l'approccio operativo di applicare ai valori finanziari delle varie voci di costo degli opportuni fattori di conversione. I valori di questi ultimi utilizzati nel seguito sono riportati nella tabella sottostante.

Voce di costo	Fattore di conversione
Manodopera	0,83
Noli e trasporti	0,83
Materiali	0,97

Tavola 2 Fattori di conversione da valori finanziari a valori economici delle componenti del costo di costruzione utilizzati nelle elaborazioni svolte

<sup>4</sup> Considerando invece l'IVA sul CAPEX recuperabile e supponendo che il 30 per cento del costo di investimento al netto dell'IVA, pari a € 11,8 milioni, sia costituito da risorse proprie mentre il rimanente 70 per cento, pari a € 27,5 milioni, più l'IVA da versare, pari a € 4,8 milioni, sia costituito da capitale di prestito, il VANF del progetto, ottenuto trascurando cautelativamente l'IVA sugli OPEX, risulterà di € 12,3 milioni, mentre il TRIF sarà del 8,7 per cento. Ipotizzando inoltre un prezzo di aggiudicazione medio derivante dalle future aste di 7,5 c€/kWh, il VANF risulterà di 21,1 milioni di euro e il TRIF del 12,2 per cento. Come si vede, questi risultati confermano la sostenibilità finanziaria dell'intervento in progetto evidenziata dall'analisi finanziaria svolta.

<sup>5</sup> Vedi: IEA (2020).

Il fattore di conversione pari a 0,83 utilizzato per la manodopera è stato ottenuto considerando<sup>6</sup>:

- un'imposizione fiscale del 30 per cento sull'utile di impresa, considerato pari al 10 per cento dell'importo complessivo dell'investimento;
- un'incidenza media dell'IRPEF pari al 15,3 per cento sulla retribuzione lorda al netto dell'utile di impresa.

Il fattore di conversione pari a 0,83 utilizzato per noli e trasporti è stato ottenuto considerando:

- un'incidenza del costo della manodopera pari al 30 per cento,<sup>7</sup> alla quale è stato applicato il fattore di conversione calcolato in precedenza;
- un'incidenza del costo del carburante pari al 15 per cento<sup>8</sup>. Il calcolo del fattore di conversione del carburante è stato condotto partendo dai dati relativi ai prezzi medi nazionali mensili del gasolio auto risultanti dalla rilevazione del 5 febbraio 2024 pubblicati dal Ministero per lo Sviluppo Economico<sup>9</sup> secondo i quali il prezzo alla pompa di questo carburante, pari a 1.826,72 euro per 1.000 litri, rappresenta la risultante di un costo industriale pari a 768,91 euro per 1.000 litri (che rappresenta il valore delle risorse impiegate nella sua produzione), un'accisa di 728,70 euro per 1.000 litri e un'IVA di 329,71 euro per 1.000 litri. Di conseguenza, il fattore di conversione riferito al costo del carburante è stato considerato pari al 42,1 per cento.
- un'imposizione fiscale del 30 per cento sull'utile di impresa, considerato anche in questo caso pari al 10 per cento dell'importo complessivo.

Il fattore di conversione pari a 0,97 utilizzato per i materiali è stato ottenuto considerando unicamente l'imposta sugli utili di impresa, quantificata nello stesso modo illustrato per il caso della manodopera.

Per rendere possibile l'utilizzazione dei coefficienti di conversione da valori finanziari a valori economici sopra riportati, come si vede dalla figura sottostante nelle elaborazioni svolte l'incidenza della manodopera sul totale del costo di costruzione dell'intervento in progetto è stata considerata pari al 23,8 per cento, quella dei noli e trasporti al 29,4 per cento e quella dei materiali al 46,9 per cento.

---

<sup>6</sup> Seguendo Commissione Europea (2014) i contributi sociali sono stati cautelativamente considerati parte del costo economico della manodopera in quanto salario differito.

<sup>7</sup> Vedi: Pastori e altri (2014).

<sup>8</sup> Non sono stati presi in considerazione i costi esterni generati dal trasporto stradale perché dipendenti in misura importante dallo specifico percorso di ogni automezzo.

<sup>9</sup> Disponibili all'indirizzo web [https://dgsaie.mise.gov.it/prezzi\\_carburanti\\_settimanali.php](https://dgsaie.mise.gov.it/prezzi_carburanti_settimanali.php)

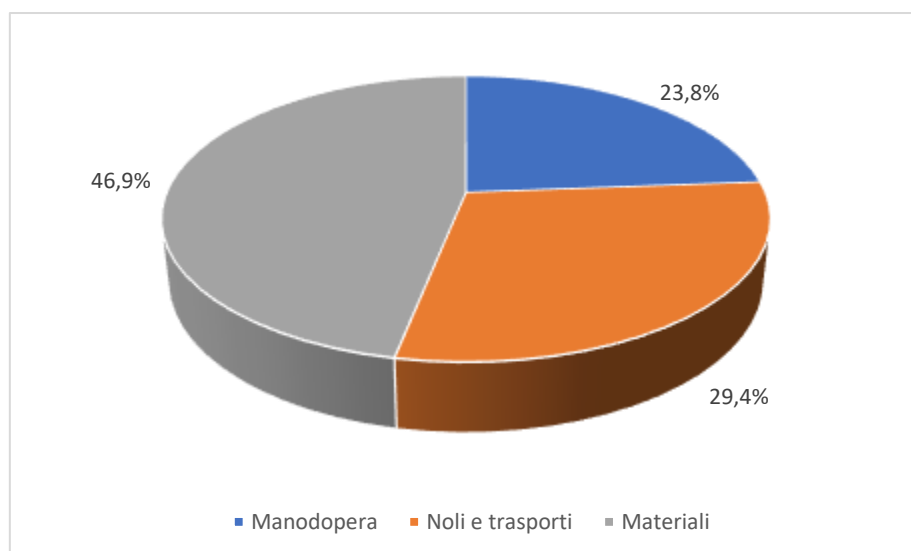


Figura 4 Incidenza di manodopera, noli e trasporti e materiali sul costo di costruzione dell'impianto eolico di SV3 Bric Cian de Vache'

Procedendo in questo modo, si è ottenuto un valore economico complessivo del costo di costruzione dell'impianto eolico in valutazione pari a 35,1 milioni di euro. Nelle elaborazioni svolte, in prima approssimazione questo costo è stato considerato come uniformemente ripartito nei 30 mesi di durata prevista del cantiere.

I valori dei costi O&M utilizzati nell'analisi economica sono stati ricavati da quelli utilizzati nell'analisi finanziaria, utilizzando il fattore di conversione pari a 0,88 suggerito per questi costi da Commissione Europea (2014).

#### Utilizzo di metalli ed emissioni di CO<sub>2</sub>

Per pervenire a una stima per quanto possibile attendibile dei costi esterni della produzione di energia elettrica, Karkour et al. (2020) fa riferimento ad un approccio basato sull'analisi del ciclo di vita (*Life-Cycle Impact Assessment*), prendendo in considerazione i seguenti 7 tipi di impatto ambientale:

- cambiamento climatico,
- inquinamento atmosferico,
- ossidanti fotochimici,
- consumi idrici,
- consumo di suolo,
- consumo di risorse minerali,
- consumo di combustibili fossili.

A questo proposito si rileva che dall'analisi del ciclo di vita delle turbine Vestas V162-6.2 MW con un'altezza al mozzo di m 125, di cui si prevede l'utilizzo nell'impianto in progetto, emerge che queste presentano delle marcate caratteristiche di sostenibilità, quali un tasso di riciclabilità dell'84 per cento e un'impronta di carbonio di soli 4,7 g CO<sub>2e</sub>/kWh.<sup>10</sup>

Come risultato di questo approccio il lavoro in questione quantifica le esternalità negative generate da un impianto eolico durante il suo ciclo di vita a causa dell'impiego di minerali (in particolare cromo, nickel e rame, quest'ultimo usato per i cavi) e delle emissioni di CO<sub>2</sub> in 0,50 c\$<sub>2014</sub>/kWh. Secondo i dati dell'U.S. Bureau

<sup>10</sup> Vedi: Vestas (2022).

of Labor Statistics, per convertire questo importo in  $\$_{2023}$  è necessario moltiplicarlo per 1,29.<sup>11</sup> Procedendo in questo modo si ottiene un valore delle esternalità negative generate da un impianto eolico durante il suo ciclo di vita di 0,64 c $\$_{2023}$ /kWh.

Considerando una produzione annua dell'impianto in progetto di 77,5 GWh e un tasso di cambio euro/dollaro di 1,105 dollari per 1 euro, quanto detto permette di concludere che il valore delle esternalità negative generate dall'impianto eolico in progetto per l'utilizzo dei metalli e le emissioni di CO<sub>2</sub> può essere quantificato in € 450.000/anno.

#### Impatto su avifauna e chiroterofauna

Come noto, uno dei costi esterni generati dall'esercizio di un parco eolico, non compreso in quelli indagati in Karkour et al. (2020), è quello dovuto agli impatti diretti e indiretti su avifauna e chiroterofauna. Gli impatti diretti rendono conto della mortalità diretta per collisione contro i rotori in movimento. Malgrado risulti estremamente complesso ottenere una quantificazione sufficientemente realistica di questa futura causa di mortalità<sup>12</sup> è tuttavia possibile rilevare che in termini assoluti essa risulta sensibilmente inferiore a quella dovuta ad altre cause di morte antropogeniche.

Per convincersi di questo fatto è sufficiente osservare le stime della mortalità annua di avifauna per cause antropogeniche negli Stati Uniti contenute in Erickson et al. (2005) e riportate nella tabella sottostante.<sup>13</sup>

Causa di morte	Mortalità stimata annua	%
Edifici	550 milioni	58,2%
Linee elettriche	130 milioni	13,7%
Gatti	100 milioni	10,6%
Automobili	80 milioni	8,5%
Pesticidi	67 milioni	7,1%
Ripetitori	4,5 milioni	0,2%
Turbine eoliche	28.500	<0,01%
Aerei	25.000	<0,01%
Altro	non calcolata	non calcolata

Tavola 3 Mortalità degli uccelli per cause antropogeniche negli Stati Uniti – Fonte: Erickson et al. (2005)

Come detto, formulare una previsione sufficientemente attendibile della futura mortalità dell'avifauna per collisione contro i rotori dell'impianto eolico in progetto in movimento risulta estremamente complesso. Oltre ad essere generata da tutti i fattori già ricordati, questa complessità è infatti generata anche dal fatto che nell'attuale situazione *ante-operam* il comportamento degli animali risulta diverso da quello che sarà nella situazione *post-operam*, quindi dopo l'inserimento nell'ambiente degli aerogeneratori. In considerazione dell'ovvia mancanza dei risultati di un monitoraggio *post-operam*, si ritiene che la soluzione

<sup>11</sup> Fonte: strumento per il calcolo dell'inflazione basato sull'indice dei prezzi al consumo negli Stati Uniti (*CPI inflation calculator*) disponibile all'indirizzo web [https://www.bls.gov/data/inflation\\_calculator.htm](https://www.bls.gov/data/inflation_calculator.htm)

<sup>12</sup> Questa complessità deriva dal fatto che la futura mortalità dell'avifauna contro i rotori di un impianto eolico dipende da una lunga serie di fattori tra i quali la velocità di rotazione delle pale, l'altezza dal suolo delle torri, l'interasse tra le turbine, la tipologia costruttiva delle torri e la colorazione delle pale, oltre che dalle caratteristiche ecologiche e ambientali del sito interessato.

<sup>13</sup> Per interpretare correttamente questi dati, è importante considerare che il numero di edifici è significativamente maggiore rispetto a quello delle pale eoliche, il che significa che, in termini assoluti, gli edifici hanno un impatto maggiore sulla popolazione di avifauna. Inoltre, è fondamentale tenere presente che le diverse cause di mortalità elencate nella tabella influenzano specie con diversi livelli di conservazione e abbondanza nella popolazione. Ad esempio, le morti causate da gatti e traffico stradale coinvolgono principalmente piccoli uccelli con popolazioni abbondanti, elevata capacità riproduttiva e valore conservazionistico limitato. D'altra parte, le collisioni con le pale eoliche coinvolgono generalmente grandi rapaci con popolazioni più limitate, bassa capacità riproduttiva, longevità elevata e alto valore conservazionistico.

migliore per supplire a questa mancanza sia quella di rifarsi nuovamente a Erickson et al. (2005), che su un totale di 1.039 turbine eoliche dislocate in varie aree degli Stati Uniti stima una media annua di 2,11 capi di avifauna morti per collisione. Occorre naturalmente tener conto che si tratta di una stima che oltre a dipendere, come detto, da una lunga serie di fattori, presenta un elevato livello di aleatorietà a causa dell'incerta attendibilità dei dati raccolti. A questo proposito Sovacool (2013) nota che questa incerta attendibilità è in parte dovuta al fatto che gli animali saprofiti possono rimuovere le carcasse dell'avifauna e dei chiropteri prima che i rilevatori le scoprano, e in parte al fatto che l'errore umano in questo contesto gioca un ruolo significativo perché le carcasse possono sfuggire ai rilevatori, in modo particolare in contesti agricoli e in ambienti caratterizzati da boschi particolarmente fitti.

Per una stima del numero di capi di avifauna morti per collisione contro gli aerogeneratori più aderente alla realtà in esame occorre inoltre tener conto della possibilità, oggi accertata, di mitigare oltre il 70 per cento di questo impatto attraverso la pitturazione in nero di una delle pale della turbina, come previsto dal presente progetto.<sup>14</sup> Nel seguito si ipotizzerà quindi in modo cautelativo una media di 1,2 abbattimenti annui per WTG, corrispondente a 6 abbattimenti annui per l'intero parco eolico in progetto. Per valutare correttamente l'attendibilità di questa ipotesi occorre naturalmente tener presente tutto quanto detto in precedenza.

Una valorizzazione monetaria di questi impatti risulta indispensabile per poterli inserire nell'ACB, ma risulta anche più problematica rispetto alla stima del loro numero per la chiara impossibilità di stabilire a priori le specie che risulteranno effettivamente coinvolte. Naturalmente non esiste un valore di mercato per ciascuna specie di avifauna presente nel nostro paese, quindi per stabilire un valore monetario di queste specie occorre fare ricorso a delle tecniche di valutazione monetaria.

A questo proposito CESI Ricerca (2006) ha sviluppato un metodo per giungere a una valutazione monetaria delle specie di avifauna presenti in Italia che viene proposto di seguito. Il metodo tiene conto, in ordine di importanza, dei seguenti fattori:

- Classificazione SPEC, che riassume il livello di rischio di estinzione di ciascuna specie tenendo conto della numerosità della popolazione europea, del trend, dello stato di conservazione e dei rischi che corre;
- Numero di coppie nidificanti in Italia, che tiene conto della rarità, e quindi in termini economici della non sostituibilità del bene;
- Percentuale della popolazione italiana rispetto al resto d'Europa, che tiene conto della sostituibilità o reintegrabilità degli individui italiani con individui europei.

Il metodo sviluppato da CESI Ricerca (2006) assegna innanzitutto a ciascuna SPEC un valore numerico:

- Non-SPEC (specie non di interesse conservazionistico) =1;
- SPEC3 (specie la cui popolazione globale non è concentrata in Europa, ma che in Europa presenta uno stato di conservazione sfavorevole) =2;
- SPEC2 (specie la cui popolazione globale è concentrata in Europa dove presenta uno stato di conservazione sfavorevole) =3;
- SPEC1 (specie presente in Europa di interesse conservazionistico globale) =4.

Per la popolazione non è stato considerato il numero di coppie presenti a vario titolo in Italia ma una divisione in classi associando a ciascuna classe di popolazione un valore numerico compreso tra 10 (da 0 a 5 coppie) e 1 (oltre 1 milione di coppie).

---

<sup>14</sup> Vedi, ad esempio, May et al. (2020).

Poiché il fine è quello di determinare una valutazione monetaria per le specie selvatiche, CESI Ricerca (2006) considera alcuni valori economici acquisiti attraverso indagini di mercato. Per quanto riguarda il valore della cicogna bianca, questo deriva dai costi del progetto "cicogna bianca" dell'associazione Olduvai mentre per il Gipeto il valore deriva dai costi del progetto LIFE "International program for the Bearded Vulture in the Alps".

Gli altri valori monetari presi in considerazione da questo lavoro sono i prezzi di vendita rilevati presso alcuni rivenditori specializzati. Si noti che tali prezzi si riferiscono ad animali non selvatici, ma domestici. Il valore di un animale selvatico è certamente superiore a quello di uno domestico. Un animale domestico, infatti, non sopravviverebbe in natura, in quanto non abituato a procacciarsi il cibo o a migrare. Per questo motivo il rilascio in natura di animali domestici comporta un periodo di addestramento e di monitoraggio e quindi, in definitiva, un costo che deve essere opportunamente valutato. A tal fine, attraverso analisi economiche condotte su progetti di reintroduzione, CESI Ricerca (2006) stima che il costo di reintroduzione è circa quattro volte il costo di allevamento e che quindi sia possibile introdurre un fattore 4 tra il valore di un animale domestico e quello di uno selvatico.

In definitiva, combinando attraverso analisi statistiche i dati economici dei progetti di reintroduzione in natura di alcune specie avifaunistiche e il prezzo di mercato di altre, CESI Ricerca (2006) perviene alla determinazione della seguente funzione di monetizzazione del valore delle specie di avifauna presenti in Italia:

$$Val_{\epsilon} = 27,63481 * [(1,885721^{SPEC} * 5,125194^{CLASSEPOP}) / -\log (PERC-EU)] - 29$$

Per una valorizzazione monetaria dei futuri abbattimenti dovuti a impatto contro i rotori in movimento, oltre ad assegnare un valore monetario alle singole specie occorre ipotizzare la specie degli esemplari coinvolti in questi impatti. A questo fine si sono prese in considerazione le 136 specie avifaunistiche rilevate nell'area interferita dall'intervento in progetto durante le campagne di osservazione sul campo svolte nei periodi compresi tra il luglio 2023 e il febbraio 2024 di cui rende conto lo studio su avifauna e chiroterofauna facente parte di questo lavoro. Queste specie sono state classificate in quella sede per classe di rischio di collisione secondo una scala da 1 (rischio di impatto basso o non significativo) a 4 (rischio di impatto evidente e sostanziale).

Tra queste 136 specie avifaunistiche, si è qui scelto di trascurare le 122 appartenenti alla classe di rischio 1 e di prendere invece in considerazione solo le 14 appartenenti alle classi di rischio 2 (rischio di impatto potenziale), 3 (rischio di impatto evidente) e 4 (rischio di impatto evidente e sostanziale).

Di seguito si riportano la classificazione SPEC, il valore intrinseco (il valore assunto dalla porzione della funzione di monetizzazione contenuta tra le parentesi quadre, che determina il "peso relativo" delle singole specie) e il valore economico delle 14 specie prese in considerazione in questa valutazione contenuti in CESI Ricerca (2006). Non risulta purtroppo disponibile una quantificazione monetaria dei valori economici della Gru e dell'Albanella Pallida, che quindi per forza di cose non sono stati presi in considerazione nelle elaborazioni svolte.

Si è quindi ipotizzato che dopo la realizzazione dell'impianto si verificano mediamente:

- 1 abbattimento annuo per gli uccelli in classe 4;
- 0,5 per quelli in classe 3;
- 0,4 per quelli in classe 2.

per un totale di 6 abbattimenti annui. Per calcolare il valore economico di questi abbattimenti si è partiti dai valori economici di ciascuna specie di uccelli contenuti in CESI Ricerca (2006), riportati nella tabella sottostante. Questi valori sono poi stati convertiti in €<sub>2023</sub> moltiplicandoli per 1,48, fattore corrispondente al



rapporto tra l'HICP per gli attuali 27 paesi dell'Unione Europea riferito al 2023, pari a 126,38, e quello riferito al 2006, pari a 85,38.

Specie	Classificazione SPEC	Valore intrinseco	Valore economico (€ <sub>2006</sub> )
Biancone	3	181	4.974
Nibbio bruno	3	78	2.130
Albanella reale	3	685	18.895
Albanella minore	Non-SPEC	26	684
Albanella pallida	...	...	...
Poiana	Non-SPEC	4	70
Gheppio	3	23	619
Falco cuculo	3	592	16.318
Pellegrino	Non-SPEC	25	666
Gru	...	...	...
Rondone maggiore	Non-SPEC	12	312
Calandrella	3	18	457
Allodola	3	12	306
Tottavilla	2	128	3.498

Tavola 4 Valore economico delle specie avifaunistiche italiane (stralcio) – Fonte: CESI Ricerca (2006)

Oltre ad adeguare questi valori per tener conto dell'aumento dei prezzi, a rigore sarebbe anche stato necessario adeguarli inserendo nella funzione di monetizzazione sopra riportata l'aggiornamento del 2023 della classificazione SPEC.<sup>15</sup> Tuttavia, rispetto a quanto riportato da CESI Ricerca (2006) nell'aggiornamento del 2023 la classificazione SPEC delle specie in questione è migliorata per alcune specie, con conseguente riduzione del loro valore economico, e rimasta inalterata per le rimanenti. Unica eccezione a questo andamento è quella del Falco cuculo, la cui classificazione in CESI Ricerca (2006) risulta SPEC3, mentre nell'aggiornamento 2023 risulta SPEC1. Per questa ragione nelle elaborazioni svolte per tutte le specie interessate tranne che per quest'ultima si è cautelativamente scelto di considerare il valore economico delle specie riportato da CESI Ricerca (2006) attualizzato al 2023, senza tener conto dell'aggiornamento della classificazione SPEC intervenuto nel frattempo, mentre per il Falco cuculo si è invece tenuto conto di questo peggioramento della classificazione. In base alla funzione di monetizzazione delle specie di avifauna presenti in Italia sopra riportata e al valore numerico assegnato a ciascuna SPEC questo aggiornamento della classificazione del Falco cuculo comporta la necessità di moltiplicare il corrispondente valore intrinseco per 3,555944. Ne segue che il valore intrinseco di questa specie passa da 592 a 2.105, e il suo valore monetario passa da €<sub>2006</sub> 16.318 a €<sub>2006</sub> 58.150 corrispondenti a €<sub>2023</sub> 86.062.

Quanto detto consente di stimare in termini monetari il valore annuo degli uccelli abbattuti per collisione con le turbine del parco eolico in €<sub>2023</sub> 67.500. La tabella sottostante mostra in dettaglio i risultati delle elaborazioni svolte. Ovviamente la significatività del risultato ottenuto deve essere vista alla luce di tutte le considerazioni fatte in precedenza.

<sup>15</sup> Vedi Burfield et al. (2023).

Specie	Classe di rischio	Valore economico (€ <sub>2023</sub> ) <b>A</b>	Abbattimenti annui ipotizzati <b>B</b>	Valore economico abbattimenti (€ <sub>2023</sub> ) <b>AxB</b>
Biancone	4	7.362	1	7.362
Nibbio bruno	2	3.152	0,4	1.261
Albanella reale	2	27.965	0,4	11.186
Albanella minore	3	1.012	0,5	506
Albanella pallida	...	...	...	...
Poiana	3	104	0,5	52
Gheppio	3	916	0,5	458
Falco cuculo	3	86.062	0,5	43.031
Pellegrino	2	986	0,4	394
Gru	...	...	...	...
Rondone maggiore	2	462	0,4	185
Calandrella	3	676	0,5	338
Allodola	2	453	0,4	181
Tottavilla	3	5.177	0,5	2.589
<b>TOTALE</b>			<b>6</b>	<b>67.542</b>

Tavola 5 Valore economico annuo degli abbattimenti di avifauna causati dalla collisione contro i rotori dell'impianto in movimento (€<sub>2023</sub>)

Oltre a generare la mortalità diretta dell'avifauna di cui si è detto, i rotori di un impianto eolico in movimento presentano una certa pericolosità per alcune specie di chiroteri, in modo particolare per quelle adatte a foraggiare in aree aperte e dal volo alto. Nel caso specifico, i potenziali rischi di impatto diretto dell'impianto in progetto tra le specie di chiroteri rilevate nell'area sono generalmente medio-bassi, mentre sono alti solo per la Tadarida teniotis a causa dell'elevata attività di questa specie rilevata nei punti torre e degli alti indici di collisione.

Gli abbattimenti di chiroteri per collisione con questi rotori generano un costo sociale, perché i chiroteri, nutrendosi di insetti, forniscono servizi ecosistemici che hanno un valore economico. Una quantificazione monetaria del valore economico di questi servizi, anche se riferita a un contesto ambientale del tutto diverso rispetto a quello in esame, è contenuta in Boyles et al. (2011) che stima il valore dei servizi ecosistemici forniti dai chiroteri in un'area agricola del centro-sud del Texas nella quale prevale la coltivazione del cotone in \$ 74 per acro (\$ 183 per ettaro). Tuttavia, non essendo stato possibile rinvenire in letteratura dati sulla mortalità dei chiroteri per collisione con i rotori eolici e sul valore economico degli esemplari delle singole specie riferiti a un contesto assimilabile a quello in esame giudicati sufficientemente attendibili, il costo sociale di questi abbattimenti non è stato preso in considerazione nelle elaborazioni svolte. Si ritiene tuttavia che l'errore commesso in questo modo sia di entità estremamente modesta rispetto all'entità delle altre grandezze utilizzate nelle elaborazioni svolte.

Gli impatti indiretti dell'impianto eolico possono riguardare la sottrazione di habitat e il disturbo che può causare l'allontanamento (temporaneo o definitivo) dall'area dell'impianto da parte delle specie più sensibili. Nel caso in esame questi impatti sono da ritenersi trascurabili per i passeriformi di interesse conservazionistico inseriti nella Direttiva 2009/147/CE, mentre probabilmente si determinerà uno spostamento parziale dell'attività di caccia dei rapaci, in modo particolare per quelli di grosse dimensioni, come il biancone, in altre aree idonee presenti nelle vicinanze dell'impianto in progetto (impatto indiretto basso). Considerato che nell'area di studio, entro un buffer di 5 km, sono potenzialmente presenti vaste aree idonee per l'attività di foraggiamento per tutte le specie di chiroteri in funzione delle loro caratteristiche di volo e scelta degli habitat di alimentazione, si ritiene che gli impatti indiretti generati dal progetto sulla chiroterofauna siano bassi o trascurabili. L'apertura di strade e altre piste di accesso per la posa degli

aerogeneratori, inoltre, potrà aumentare in alcuni casi le potenzialità di aree di foraggiamento, in particolare per le specie ecotonali che sono favorite nell'attività di volo dalla presenza di piste in ambienti forestali. In considerazione della loro ridotta entità questi impatti non sono stati presi in considerazione nelle elaborazioni svolte.

Tenendo presente l'ottica *with-without* adottata dal presente studio, per correttezza metodologica al valore monetario degli abbattimenti per collisione con le turbine dell'impianto eolico in progetto sopra riportato dovrebbe essere sottratto quello dell'impatto negativo sull'avifauna causato dalla produzione della stessa quantità di energia elettrica prodotta dal parco eolico in progetto da parte di una centrale termoelettrica, principalmente a causa del contributo di quest'ultima al cambiamento climatico attraverso le sue emissioni di CO<sub>2</sub>.<sup>16</sup> Quest'ultimo impatto non è stato cautelativamente preso in considerazione nelle elaborazioni svolte, anche se in termini quantitativi risulta non privo di una certa consistenza. A questo proposito appare significativo notare che Sovacool (2013) stima che la produzione di energia elettrica da impianti eolici uccida approssimativamente 13 volte meno avifauna per GWh generato rispetto a quella prodotta utilizzando centrali alimentate a combustibili fossili.<sup>17</sup> Per questa ragione, i parametri di redditività economica riportati di seguito sono da considerarsi limiti inferiori del reale valore di queste grandezze.

#### Sottrazione di suolo

La sottrazione di suolo rappresenta un altro costo economico della realizzazione dell'impianto eolico in progetto. Per quantificare il costo connesso con l'occupazione temporanea, l'asservimento per elettrodotto e per occupazione aerea, e l'occupazione permanente del suolo necessari a questa realizzazione si è fatto riferimento ai dati contenuti nella documentazione progettuale.

Questa documentazione contiene una valutazione di massima dei costi in questione, avvertendo però che a valle dell'occupazione reale dei terreni sarà necessario procedere al computo di dettaglio delle superfici occupate che diverrà la base per il calcolo dell'indennizzo dei proprietari.

Fatta salva questa premessa, l'indennità di esproprio è calcolata facendo riferimento ai Valori Agricoli Medi VAM dei terreni della Provincia di Savona pubblicati dall'Osservatorio Immobiliare dell'Agenzia delle Entrate riferiti al 2020 per la Regione Agraria n. 1, alla quale appartiene il comune di Stella, e per la Regione Agraria n. 5 alla quale appartiene il comune di Albissola Superiore.<sup>18</sup> La superficie da espropriare è stata quantificata in 5,2796 ettari di terreno in massima parte a bosco ceduo e solo in piccola parte (complessivamente meno di m<sup>2</sup> 1.000) a prato e seminativi, che moltiplicati per i corrispondenti VAM danno un valore totale dell'indennità di esproprio di € 19.600.

L'indennità di occupazione temporanea è stata calcolata utilizzando i dati relativi alle produzioni standard delle aziende agricole pubblicati dal Consiglio per la ricerca in agricoltura e l'analisi dell'economia agraria - Centro di ricerca in Politiche e Bioeconomia e considerando una superficie di occupazione temporanea di ha

---

<sup>16</sup> Già Wormworth et al. (2010) sulla base di una meta-analisi condotta su oltre 200 lavori scientifici constatata gli ingenti impatti dei cambiamenti climatici sull'avifauna in termini di comportamento, successi riproduttivo e sopravvivenza stessa degli uccelli. Gli autori concludono che la variabile fondamentale nella determinazione dei futuri impatti di questi cambiamenti sull'avifauna sarà l'entità di questi cambiamenti climatici, che dipenderà a sua volta dall'entità e dalla velocità della riduzione delle emissioni di gas di serra.

<sup>17</sup> Questa fonte rileva che le centrali elettriche alimentate a combustibili fossili sono responsabili dell'uccisione di avifauna in vari punti del loro processo produttivo: a monte durante l'estrazione del combustibile (principalmente del carbone), durante la produzione per collisione e folgorazione con le attrezzature dell'impianto, successivamente alla produzione per avvelenamento causato da piogge acide, inquinamento da mercurio e per i cambiamenti climatici indotti.

<sup>18</sup> Si tratta delle ultime valutazioni disponibili sul sito dell'Agenzia delle Entrate, consultabili all'indirizzo web <https://www.agenziaentrate.gov.it/portale/web/guest/schede/fabbricatiterreni/omi/banche-dati/valori-agricoli-medi>.

9,8 attualmente in maggioranza a bosco ceduo e in piccola parte a prato e seminativi. Il costo complessivo dell'occupazione temporanea di questi terreni è risultato di € 20.100.

Infine, si è stimato il costo economico dell'asservimento per occupazione aerea come corrispondente al 50 per cento del VAM. Considerando che il sorvolo interessa una superficie di ha 11,1 attualmente adibita a bosco ceduo si è ottenuto un valore di questa voce di costo pari a € 20.000.

Queste cifre sono certamente inferiori a quelle che saranno determinate dagli esiti della trattativa diretta per l'effettiva acquisizione di queste aree, ma possono essere assunte in prima approssimazione come indicative del valore economico della sottrazione di suolo determinata dalla realizzazione dell'impianto in progetto, stimabile quindi in € 60.000, che è stato preso in considerazione nelle elaborazioni svolte.

Anche se il controfattuale utilizzato per questa ACB è costituito, come detto, dalla centrale termoelettrica non cogenerativa media in esercizio nel nostro paese si ritiene infine utile confrontare la superficie occupata in modo permanente dall'impianto eolico in progetto, pari come detto a circa ha 5,3, con quella che sarebbe necessaria per la realizzazione di un impianto fotovoltaico collocato a terra di pari potenza installata. A questo proposito GSE (2023) rileva che in Liguria la superficie occupata media degli impianti fotovoltaici installati a terra è di ha 1,24/MW. Di conseguenza, è possibile stimare la superficie occupata da un impianto di questo tipo con una potenza pari a quella dell'impianto eolico in progetto (31 MW) in circa ha 38. Come si vede, si tratterebbe di un utilizzo di suolo di quasi 6 volte superiore rispetto a quello dell'impianto eolico in progetto.

#### Rumore

Lo studio acustico effettuato nell'ambito dello Studio di Impatto Ambientale nota che l'area di influenza degli aerogeneratori si estende per un raggio di 500 metri dal previsto punto di installazione di ciascuno di essi. Oltre i 500 m l'effetto degli aerogeneratori stessi non è più udibile in quanto la distanza produce la sua attenuazione al di sotto del rumore di fondo naturale. All'interno delle previste aree di influenza dei 5 aerogeneratori dell'impianto eolico in progetto non sono presenti fabbricati residenziali.

Per i ricettori esaminati, tutti posti al di fuori dell'area di influenza dagli aerogeneratori sopra definita, il modello previsionale utilizzato ha dato come risultato che utilizzando gli aerogeneratori alla massima potenza i limiti di immissione e i differenziali diurni e notturni di legge sono tutti verificati.

Un altro punto importante da tenere in considerazione per stabilire l'entità del danno causato dal rumore è che il fastidio da questi generato non varia solo al variare delle sue caratteristiche acustiche, ma anche al variare di una serie di fattori non acustici di natura sociale, psicologica ed economica. A parità di altre condizioni, un rumore considerato necessario, quale quello generato dalla sirena di un'ambulanza o da un'importante attività economica, tende a essere meglio tollerato di uno considerato inutile. Sempre a parità di altre condizioni, la sensazione di mancanza di controllo sulla sorgente del rumore può contribuire ad accrescere il fastidio da esso generato. Questa considerazione evidenzia l'importanza di una buona gestione della comunicazione esterna del progetto in valutazione come strumento per contenere ulteriormente i già limitatissimi costi esterni da esso generati e quindi rafforzare la sua accettazione da parte della comunità locale interessata. A questo proposito Westerlund (2020) evidenzia che secondo i risultati di un sondaggio online pubblico sull'accettazione dell'energia eolica condotto a Helsinki nel 2015, un dialogo aperto con la comunità locale, che includa l'adozione di processi decisionali riguardanti gli impianti per la produzione di energie rinnovabili che siano trasparenti, completi e partecipativi, può contribuire alla loro accettazione sociale, mentre la mancanza di questo dialogo può contribuire all'insorgere di conflitti. Tenendo presente che Wolsink (2007) rileva che l'atteggiamento dell'opinione pubblica nei confronti dell'energia eolica segue una curva a U, passando da positivo (quando le persone non devono confrontarsi con il progetto di un impianto eolico nella loro area) a molto critico (quando un progetto viene annunciato) a nuovamente positivo (dopo un ragionevole lasso di tempo dalla costruzione dell'impianto), per quanto detto si può concludere che

il costo esterno dovuto al rumore generato dall'impianto eolico oltre ad essere modesto tenderà a diminuire nel tempo.

Il costo ambientale derivante dall'impatto acustico prodotto dal parco eolico di progetto che la società dovrà scontare, potrebbe almeno in linea teorica essere legato almeno in parte a un eventuale deprezzamento dei terreni agricoli posti nell'intorno degli aerogeneratori in progetto.

A tal riguardo è opportuno puntualizzare che:

- l'attività agricola non viene ostacolata in alcun modo dalla presenza degli aerogeneratori;
- la prevista realizzazione o adeguamento della viabilità di servizio agli aerogeneratori renderà maggiormente accessibile gli appezzamenti in prossimità dell'impianto che per questa ragione avranno un incremento di valore.

Per quanto detto, nelle elaborazioni svolte il costo esterno generato dal rumore sui terreni agricoli dell'area interferita è stato considerato pari a zero.

Ciò premesso, per quantificare in termini monetari il costo esterno del rumore prodotto dagli aerogeneratori dell'impianto eolico in progetto è possibile fare riferimento a Bateman et al. (2001) che quantifica nello 0,822% la riduzione media del valore immobiliare nelle città europee per dB aggiuntivo di  $L_{eq}$ . Si ritiene che questo dato nel caso in valutazione sia sufficiente per concludere che visti i valori assunti dagli altri parametri in esame l'errore commesso tralasciando di considerare il costo esterno generato dal rumore degli aerogeneratori in fase di esercizio risulta del tutto trascurabile.

#### Impatto sul paesaggio

Il costo esterno generato da un impianto eolico che di solito genera le maggiori preoccupazioni nelle comunità locali direttamente interferite dalla sua realizzazione è sicuramente quello dovuto al suo impatto sul paesaggio.

Per una quantificazione monetaria di questo costo si può fare riferimento a OECD (2000), che evidenzia come il paesaggio rurale possa considerarsi composto di tre elementi chiave che sono:

- la struttura o aspetto, che a sua volta comprendente le componenti naturali (quali gli habitat), i tipi di uso del suolo, i manufatti o gli elementi culturali creati dall'uomo;
- le funzioni, comprendenti la fornitura di luoghi di vita e di lavoro per gli agricoltori e le comunità rurali in genere, di luoghi di svago per la società nel suo insieme e di servizi ecosistemici quali ad esempio la biodiversità e l'approvvigionamento idrico;
- i valori, comprendenti i costi di mantenimento del paesaggio da parte degli agricoltori e il valore che la società attribuisce al paesaggio rurale, in termini culturali e ricreazionali.

Fatta questa premessa, occorre notare che gli effetti sul paesaggio interferito dell'installazione degli aerogeneratori prevista dall'intervento in progetto non riguardano, se non in misura molto limitata, la sua struttura e le sue funzioni in quanto detta installazione non ne andrà ad alterare in modo apprezzabile le caratteristiche funzionali ed ecologiche né a modificare le potenzialità di uso dei terreni, ma riguardano quasi esclusivamente i valori attribuiti al paesaggio stesso come percepito dalla comunità locale interessata, in quanto gli aerogeneratori andranno a determinare una modifica del paesaggio visuale la cui lettura, peraltro, presenta inevitabilmente importanti elementi di soggettività. Il giudizio sulla qualità visiva del paesaggio dipende infatti in modo marcato dallo specifico contesto culturale e dalle caratteristiche personali dell'osservatore. Per convincersene basta pensare al fatto, di cui si dirà in seguito, che gli impianti eolici costituiscono un elemento in grado di attrarre determinati segmenti della domanda turistica (in parte legati al turismo didattico ma non solo) in un'area. A questo proposito ai fini di questo lavoro è interessante rilevare

che Bagnoli et al. (2022) quantifica i visitatori del parco eolico "Cinque stelle", che sorge non lontano dal sito dove dovrebbe sorgere il parco eolico in progetto, in circa un migliaio all'anno.

OECD (2000) nota, inoltre, che non esiste una maniera univoca per definire, classificare e valutare le strutture e le funzioni di un paesaggio, perché queste dipendono in modo importante dal punto di vista di chi effettua la valutazione e dai suoi scopi. Il pubblico urbano tende a valutare il paesaggio rurale dal punto di vista estetico, ricreativo e culturale. L'ecologista percepisce il paesaggio principalmente come un fornitore di biodiversità e habitat. Le comunità rurali e, in ultima analisi, i consumatori beneficeranno del valore economico del paesaggio derivante dalla produzione di prodotti agricoli e dal suo essere un posto dove vivere e lavorare.

Per quantificare in termini monetari gli impatti sul paesaggio dell'impianto eolico in progetto, e quindi poter prenderli in considerazione nell'ACB, si possono assumere come riferimento i risultati contenuti in JRC (2011). Questo lavoro contiene una meta-analisi di 33 studi sulla disponibilità a pagare per il paesaggio rurale, condotti in 11 paesi europei e 3 paesi extra-europei, che forniscono complessivamente una quantificazione monetaria della disponibilità a pagare per 96 paesaggi diversi. Questi dati sono utilizzati per quantificare il valore di alcuni tipi di paesaggio rurale (prati/coltivazioni permanenti e seminativi) per l'Unione Europea nel suo insieme e per ciascuno Stato Membro.

I risultati ottenuti indicano che, in Italia, la disponibilità a pagare per un paesaggio dove prevalgono i prati e le coltivazioni permanenti risulta compresa tra un minimo di 287 e un massimo di 482 €<sub>2009</sub>/ha all'anno, con un valore medio di questo indicatore pari a 331 €<sub>2009</sub>/ha all'anno.

Per convertire questi valori in €<sub>2023</sub> si sono moltiplicati per 1,38, fattore corrispondente al rapporto tra l'indice dei prezzi al consumo armonizzato per gli attuali 27 paesi dell'Unione Europea HICP riferito al 2023, pari a 126,38, e quello riferito al 2009, pari a 91,35. Si è così ottenuto un intervallo di valori compresi tra un minimo di 397 e un massimo di 667 €<sub>2023</sub>/ha all'anno, con un valore medio di questo indicatore pari a 458 €<sub>2023</sub>/ha all'anno.

Per determinare l'estensione dell'Area di Impatto Potenziale AIP, definita come l'area all'interno della quale si manifesteranno prevedibilmente la maggior parte degli impatti dell'impianto eolico in progetto sul paesaggio, consideriamo, in prima approssimazione, un raggio R dell'AIP calcolato utilizzando la formula:

$$R=(100+E) \times H$$

dove:

R= raggio dell'area di studio;

E= numero di aerogeneratori;

H= altezza dell'aerogeneratore al rotore.<sup>19</sup>

Nel caso in esame sarà  $R = (100+5) \times 125 = 13.125$  metri. Si noti che il valore di R così calcolato risulta cautelativo perché maggiore rispetto al bacino visivo distante in linea d'aria non meno di 50 volte l'altezza massima del più vicino aerogeneratore all'interno del quale esaminare e mitigare l'effetto visivo provocato da un'alta densità di aerogeneratori relativi a un singolo parco eolico o a parchi eolici adiacenti rispetto ai punti di vista o di belvedere, accessibili al pubblico, di cui all'articolo 136; comma 1, lettera d, del Codice dei beni culturali e del paesaggio al quale fa riferimento il D.M. 10 settembre 2010 "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili".

---

<sup>19</sup> Vedi MIBAC (2007).

Nel caso in esame per calcolare l'estensione dell'AIP si sono considerati gli aerogeneratori disposti approssimativamente lungo un semicerchio di raggio pari a km 0,75. Di conseguenza, per quanto detto il primo elemento che compone l'AIP è un semicerchio di raggio pari a km 13,875. Dal lato del diametro di questo semicerchio, corrispondente alla congiungente tra gli aerogeneratori 3 e 4, si è considerato un rettangolo di base km 13,125 e altezza km 27,75 (13,125+13,125+1,5). Ne segue che l'AIP considerata ha un'estensione complessiva di km<sup>2</sup> 666 (ha 66.600). Si noti che tale risultato oltre a essere coerente con il D.M. 10 settembre 2010 è coerente anche con quanto riportato da MIBAC (2004) laddove dice che per la valutazione dell'impatto sul paesaggio di un impianto eolico si ritiene ragionevole considerare due fasce, la prima fino a una distanza di km 10 e la seconda fino a una di km 15. Si noti anche che l'AIP delimitata in questo modo comprende l'intera strada di accesso all'impianto eolico di nuova realizzazione e una porzione del Mar Ligure. Occorre tuttavia osservare che Adeyeye et al. (2020) puntualizza che quando un osservatore si allontana dall'impianto eolico le turbine in prospettiva appaiono sempre più piccole fino a occupare un posto marginale nel panorama visibile e che probabilmente la maggior parte del loro impatto visivo si localizza entro un raggio di km 5 dall'impianto stesso estendibile fino a km 13 per aree particolarmente sensibili o considerate punti focali.

Come detto, la presenza dell'impianto eolico influenzerà solo il valore che la società attribuisce al paesaggio rurale, mentre la struttura e le funzioni dello stesso ne verranno interferiti solo in misura molto limitata. Inoltre, il valore di un paesaggio è determinato da una serie di componenti, quali: la biodiversità, la cultura e la storia (es. gestione del paesaggio naturale, edifici, tradizioni, artigianato, racconti e musica), il valore estetico, il valore ricreativo (es. per sci, cicloturismo e campeggio) e l'interesse scientifico e didattico (es. ecologia delle piante e degli animali, economia e architettura).<sup>20</sup> Solo alcune di queste componenti saranno direttamente influenzate dalla presenza dell'impianto eolico in progetto.

Facendo l'ipotesi semplificativa che i 3 elementi chiave del paesaggio rurale identificati da OECD (2000) di cui si è detto abbiano tutti lo stesso valore, e facendo, in modo molto conservativo, l'ulteriore ipotesi che la presenza dell'impianto eolico in progetto vada a ridurre la qualità visuale del paesaggio interferito all'interno dell'AIP del 90 per cento, si è quindi deciso di quantificare in termini monetari l'impatto sul paesaggio dell'impianto eolico in progetto nel 30 per cento della disponibilità unitaria a pagare per il paesaggio determinata sulla base di JRC (2011). Considerando un valore medio di questo indicatore di 458 €<sub>2023</sub>/ha all'anno quanto detto consente quindi di stimare il costo esterno generato dall'impatto paesaggistico dell'impianto eolico in progetto in 9.150.000 €<sub>2023</sub> all'anno.

Questa stima non tiene conto del fatto che Wolsink (2007), come detto, suggerisce che l'atteggiamento dell'opinione pubblica nei confronti dell'energia eolica segue una curva a U, passando nel corso del tempo da positivo a molto critico a nuovamente positivo. Si tratta di un andamento che implica che il costo esterno generato dalla riduzione del valore che la società attribuisce al paesaggio rurale dovuto alla presenza dell'impianto eolico tende a diminuire con il passare del tempo, di pari passo con il miglioramento dell'atteggiamento dell'opinione pubblica locale nei confronti dell'energia eolica che si inizia a registrare qualche tempo dopo la costruzione dell'impianto. Questa diminuzione non è stata cautelativamente presa in considerazione nelle elaborazioni svolte. Anche per questa ragione, i valori dei parametri di redditività economica ottenuti dalle elaborazioni svolte rappresentano delle sottostime del reale valore di questi indicatori.

---

<sup>20</sup> Vedi JRC (2011).

## Benefici economici

### Riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>

Il principale beneficio esterno generato dalla realizzazione dell'impianto eolico oggetto di questa valutazione consiste nella riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> generate dalla produzione di energia elettrica.

Per una stima in termini quantitativi delle emissioni in atmosfera di CO<sub>2</sub> evitate attraverso la produzione di questa energia da parte di una centrale eolica invece che di una centrale termoelettrica è possibile utilizzare i fattori di emissione riferiti alla produzione termoelettrica per tipologia di impianto e tipologia di combustibile riferiti al 2020 contenuti in ISPRA (2022), che indicano un valore medio di questo indicatore riferito alle centrali termoelettriche italiane (impianti non cogenerativi) di 472,5 g/kWh di CO<sub>2</sub> con una riduzione del 25,5 per cento rispetto ai 634,6 g/kWh del 2005. Moltiplicando il fattore di emissione medio di CO<sub>2</sub> al 2020 per la producibilità iniziale prevista dell'impianto eolico in progetto, considerata, come detto in precedenza, di 77,5 GWh/anno, si possono quantificare in prima approssimazione le emissioni di CO<sub>2</sub> evitate con la realizzazione dell'impianto eolico in progetto in poco più di 36.600 tonnellate/anno.<sup>21</sup>

Un'accurata definizione del controfattuale deve necessariamente includere la previsione del futuro andamento del fattore di emissione medio di CO<sub>2</sub> delle centrali termoelettriche italiane. Purtroppo, non si tratta di una cosa semplice, perché questo andamento dipenderà essenzialmente da due fattori che sono:

- il mix di combustibili fossili utilizzato per la produzione di energia termoelettrica;
- il progresso tecnologico.

Per quanto riguarda il primo di questi fattori, la progressiva riduzione dell'utilizzo di carbone e petrolio a favore dell'utilizzo del gas naturale nella produzione di energia elettrica ha sicuramente contribuito alla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> da parte di questo settore registratasi nel corso del tempo. Per quanto riguarda invece il secondo, l'aumento dell'efficienza di conversione elettrica degli impianti ha fornito un ulteriore contributo nella stessa direzione.

Tuttavia, l'attuale fase di incertezza che caratterizza i mercati mondiali dei combustibili fossili, iniziata nel febbraio 2022 con lo scoppio della guerra in Ucraina e rafforzatasi nel 2023 con il riaccendersi delle ostilità in Medio Oriente e le conseguenti difficoltà di navigazione nel Mar Rosso, rende arduo prevedere il futuro andamento della composizione del mix di combustibili fossili utilizzato dalle centrali termoelettriche italiane e di conseguenza il futuro andamento del loro fattore di emissione medio. Un altro fattore che complica la previsione del futuro andamento di questo fattore è la prevista dismissione di 7,6 GW di capacità termoelettrica entro il 2033, a fronte della quale si prevede l'entrata in esercizio di soli 5,2 GW di nuova capacità, di cui si è detto nell'introduzione. Questa situazione potrebbe da un lato allontanare nel tempo il previsto *phase-out* del carbone, e dall'altro indurre, anche a causa della lunghezza dei tempi necessari per ottenere l'autorizzazione a realizzare nuove centrali elettriche a energie rinnovabili, a mantenere in esercizio centrali termoelettriche ormai obsolete e quindi caratterizzate da alti fattori di emissione.

Per quanto riguarda la riduzione dei fattori di emissione dovuta al progresso tecnologico, si è considerato che tra il 2005 e il 2020 il fattore di emissione medio degli impianti non cogenerativi alimentati a gas naturale si è ridotto del 4 per cento, essendo passato da 411,2 a 394,8 g/kWh di CO<sub>2</sub>, andamento corrispondente a una riduzione media annua dello 0,3 per cento. Per quanto detto, si è quindi prudenzialmente scelto di prendere in considerazione nelle elaborazioni svolte il solo effetto del progresso tecnologico sul fattore di emissione della CO<sub>2</sub>, ipotizzando una riduzione dello stesso pari allo 0,3 per cento annuo.

---

<sup>21</sup> Emissioni evitate quantificate al lordo del previsto decadimento dell'impianto e considerando un tasso di disponibilità dell'impianto del 100 per cento.



Considerando il fattore di emissione medio di CO<sub>2</sub> delle centrali termoelettriche così calcolato e una producibilità dell'impianto eolico in progetto calcolata anno per anno come descritto al punto dedicato a questo argomento si è ottenuto l'ammontare delle emissioni di CO<sub>2</sub> in atmosfera evitate dalla produzione di energia elettrica realizzata dall'impianto eolico in progetto invece che da una centrale termoelettrica.

La valorizzazione di queste mancate emissioni di CO<sub>2</sub> è stata fatta utilizzando gli importi unitari, espressi in €<sub>2016</sub>/tCO<sub>2e</sub>, proposti da EIB Group (2020) e riportati nella tabella sottostante (meglio conosciuti come "curva BEI") che riflettono le migliori stime disponibili del costo di raggiungere i target di limitazione del riscaldamento globale stabiliti dagli accordi di Parigi del 2015. Per gli anni intermedi, come suggerito dalla stessa fonte si è proceduto per interpolazione lineare.

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Importo	80	165	250	390	525	660	800

Tavola 6 Costo esterno generato dalle emissioni di anidride carbonica (€<sub>2016</sub>/tCO<sub>2e</sub>) raccomandato dall'EIB per il periodo 2020-2050  
– Fonte: EIB Group (2020)

Gli importi unitari riportati nella tabella precedente sono stati convertiti in € 2023 moltiplicandoli per 1,26, corrispondente al rapporto tra l'HICP per gli attuali 27 paesi dell'Unione Europea riferito al 2023, pari a 126,38, e quello riferito al 2016, pari a 100,18.

Ne segue che il beneficio unitario annuo delle emissioni di CO<sub>2</sub> evitate grazie all'entrata in esercizio dell'impianto in progetto tra il 2028 e il 2050 espresso in €<sub>2023</sub>/tCO<sub>2e</sub> utilizzato nelle elaborazioni svolte varia tra € 272 per il 2028 ed € 1.009 per il 2050.

A differenza di quello che accade in altri paesi europei, in Italia, la riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> dovuta all'entrata in esercizio degli impianti eolici non sembra avere effetti positivi apprezzabili sulla loro accettazione da parte delle comunità locali. A questo proposito Leiren et al. (2020), prendendo in considerazione una serie di regioni con un'esperienza limitata in impianti eolici situate in Germania, Italia, Lettonia, Norvegia, Polonia e Spagna identifica una serie di fattori che contribuiscono a determinare il livello di accettazione di questi impianti da parte delle comunità locali. Secondo gli autori, l'impatto positivo di questi impianti sulla riduzione delle emissioni di gas di serra costituisce un fattore che favorisce la loro accettazione in tutte le regioni esaminate tranne che in quelle italiane (Lazio e Abruzzo) nelle quali non appare avere un'influenza apprezzabile in questo senso. Ciò sembrerebbe dovuto al fatto che in Italia c'è scarsa attenzione nei confronti della riduzione delle emissioni di gas di serra dovuta allo sviluppo dell'energia eolica, mentre il dibattito si focalizza maggiormente sugli aspetti legati all'impatto negativo degli impianti eolici sul paesaggio.

#### Riduzione delle emissioni di NO<sub>x</sub>

Le centrali termoelettriche oltre a emettere CO<sub>2</sub> emettono anche altre sostanze inquinanti, tra le quali risultano particolarmente incidenti dal punto di vista dei costi ambientali gli ossidi di azoto NO<sub>x</sub>. Secondo ISPRA (2022), al 2020 il fattore di emissione medio di questo inquinante per le centrali termoelettriche italiane era di 205,36 mg/KWh. Di conseguenza, sulla base di questo indicatore e ricordando che la producibilità di partenza dell'impianto eolico in progetto è stata considerata pari a 77,5 GWh/anno è possibile stimare la corrispondente quantità di emissioni di ossidi di azoto evitate dalla produzione di energia elettrica realizzata dall'impianto eolico in progetto invece che da una centrale termica in 15.915 kg/anno. Per quanto riguarda la valorizzazione di queste emissioni in termini monetari è possibile utilizzare il costo delle emissioni di NO<sub>x</sub> dei trasporti in ambiente rurale, quantificato da Commissione Europea (2020) in 15,1 €<sub>2016</sub>/kg. Per convertire questo costo in €<sub>2023</sub>, come detto in precedenza è necessario moltiplicarlo per 1,26, ottenendo quindi un valore di 19 €<sub>2023</sub>/kg. Moltiplicando questo valore unitario per la quantità annua di emissioni di NO<sub>x</sub>

evitata dalla produzione di 77,5 GWh di energia elettrica dall'impianto eolico in progetto invece che da una centrale termoelettrica si ottiene una quantificazione monetaria di questo beneficio di €<sub>2023</sub> 302.000/anno.<sup>22</sup>

Considerando il fattore di emissione medio di NO<sub>x</sub> delle centrali termoelettriche sopra descritto e una producibilità dell'impianto eolico in progetto calcolata anno per anno come descritto al punto dedicato a questo argomento si è ottenuto l'ammontare delle emissioni di NO<sub>x</sub> in atmosfera evitate dalla produzione di energia elettrica realizzata dall'impianto eolico in progetto invece che da una centrale termoelettrica. Moltiplicando questo ammontare per la sua valorizzazione monetaria si è quindi quantificato anno per anno il beneficio generato dall'evitare queste emissioni.

#### Risparmio di altri costi-opportunità del controfattuale

Come detto, l'impianto eolico in progetto produrrà una certa quantità di energia elettrica che non sarà quindi più necessario produrre utilizzando le centrali termoelettriche. Il mancato impiego delle risorse necessarie per questa produzione termoelettrica costituisce quindi un ulteriore beneficio generato dall'esercizio dell'impianto eolico in progetto. Una quantificazione monetaria di questo beneficio può essere fatta ipotizzando che nel caso di non realizzazione del progetto la stessa quantità di energia elettrica sarebbe stata prodotta utilizzando un impianto a gas a ciclo combinato con una potenza di 790 MW e utilizzando i dati di LCOE diversi dal costo delle emissioni di CO<sub>2</sub> per questo impianto pubblicati dall'IEA sul suo sito web.<sup>23</sup>

Secondo questa fonte, ipotizzando un tasso di sconto del 3 per cento e un costo del gas naturale di 8 \$/MBtu, si ottiene un LCOE di 56,73 \$/MWh, di cui 4,25 \$/MWh per CAPEX<sup>24</sup>, 6,99 \$/MWh per costi O&M e 45,50 \$/MWh per l'acquisto di combustibile. Considerando, coerentemente con quanto contenuto in Commissione Europea (2014), fattori di conversione da valori finanziari a valori economici pari a 0,91 per i CAPEX e 0,88 per i costi O&M, si ottiene un LCOE (non comprendente i costi generati dalle emissioni di CO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub>) di 55,52 \$/MWh.

Ipotizzando un tasso di cambio euro/dollaro di 1,105 dollari per 1 euro, quanto detto permette di concludere che il costo economico delle risorse risparmiate a causa della mancata produzione dell'energia elettrica prodotta dall'impianto eolico in progetto da parte di una centrale termoelettrica alimentata a gas può essere stimato in 50,2 €/MWh. Questo valore è stato utilizzato nelle elaborazioni svolte come costo-opportunità del controfattuale.

#### Parametri di redditività economica

Il tasso di attualizzazione sociale utilizzato nelle elaborazioni svolte è stato quello fissato dall'Unione Europea nell'ambito del Regolamento di esecuzione (UE) n. 207/2015, che attualmente per gli Stati membri non beneficiari del Fondo di coesione come l'Italia è pari al 3 per cento.

Le elaborazioni svolte come descritto hanno dato come risultati i valori dei parametri di redditività economica dell'intervento in valutazione riportati nella sottostante tabella.

Parametro	valore
Valore Attualizzato Netto Economico (VANE)	€ 126,1 milioni
Tasso di Rendimento Interno Economico (TRIE)	18,6 %

Tavola 7 Parametri di redditività economica dell'intervento in progetto

<sup>22</sup> Valutazione monetaria delle emissioni evitate quantificate al lordo del previsto decadimento dell'impianto e considerando un tasso di disponibilità dell'impianto del 100 per cento.

<sup>23</sup> Si è scelto di considerare come controfattuale una centrale termoelettrica di questo tipo in modo cautelativo, perché si tratta di quella contenuta nel database della IEA che per l'Italia risulta caratterizzata da LCOE più bassi.

<sup>24</sup> I CAPEX considerati comprendono \$ 4,17 per costi di investimento e \$ 0,08 per costi di decommissioning.

I risultati ottenuti consentono di formulare la **seconda conclusione: il progetto risulta socialmente desiderabile dal punto di vista dell'utilizzo efficiente delle risorse disponibili secondo qualsiasi ragionevole regola decisionale. Questa conclusione risulta rafforzata dal modo estremamente cautelativo nel quale la presente ACB è stata condotta.**

## Analisi di rischio

Il primo passaggio dell'analisi di rischio è costituito dall'analisi di sensitività, che consente di identificare i parametri critici del progetto, ovvero quelli le cui variazioni, positive o negative che siano, hanno il maggiore impatto sui suoi indici di redditività economica.

Visti i valori dei parametri di redditività economica dell'intervento in progetto riportati al punto precedente la robustezza del giudizio di desiderabilità sociale dello stesso dal punto di vista dell'utilizzo efficiente delle risorse disponibili espresso appare a prima vista estremamente probabile. Tuttavia, per completezza disciplinare si è ugualmente provveduto a studiare gli effetti sul VANE del variare dei valori delle grandezze più importanti utilizzate nelle elaborazioni svolte.

Commissione Europea (2014) suggerisce, come criterio guida, di considerare critici quei parametri per i quali una variazione di +/- l'1% del valore adottato nel caso base dia luogo a una variazione maggiore dell'1% del valore del VANE e di ipotizzare come variazioni percentuali di questi parametri +/- 10% e +/- 25%.

La prima di queste grandezze ad essere presa in considerazione nell'analisi di sensitività sviluppata di seguito è la producibilità di partenza dell'impianto eolico, considerata nelle elaborazioni svolte pari a 77,5 GWh/anno. L'elasticità del VANE rispetto a questa grandezza risulta di 2,7, quindi una riduzione dell'1 per cento del valore della producibilità di partenza dell'impianto eolico porterebbe a una diminuzione del 2,7 per cento del VANE dell'intervento in progetto. Di conseguenza, questa grandezza costituisce una variabile critica nel senso prima specificato. Ipotizzando riduzioni percentuali del 10 e del 25 per cento del valore di questa grandezza rispetto a quello utilizzato nelle elaborazioni svolte si sono ottenuti valori del VANE dell'intervento in progetto rispettivamente pari a 92,2 e 41,3 milioni di euro, quindi ancora ampiamente positivi. Il valore di rovesciamento della producibilità di partenza dell'impianto eolico, cioè il valore di questo indicatore che renderebbe pari a zero il VANE dell'intervento in progetto, è di poco inferiore ai 48,7 GWh/anno, quindi inferiore del 37,2 per cento rispetto al valore utilizzato nelle elaborazioni svolte. Da questo risultato emerge chiaramente la robustezza del giudizio di desiderabilità sociale dell'intervento in progetto dal punto di vista dell'utilizzo efficiente delle risorse disponibili precedentemente formulato anche a fronte di un valore della producibilità di partenza dell'impianto eolico marcatamente inferiore rispetto a quello utilizzato nelle elaborazioni svolte.

Un'altra grandezza il cui valore contribuisce in modo importante alla determinazione dei parametri di redditività economica dell'intervento in progetto è sicuramente costituita dai valori del costo esterno unitario delle emissioni di CO<sub>2</sub> utilizzati nelle elaborazioni svolte. L'elasticità del VANE rispetto a questi valori risulta di 2,2, quindi una riduzione dell'1 per cento dei valori del costo esterno unitario delle emissioni di CO<sub>2</sub> utilizzato nelle elaborazioni svolte porterebbe a una riduzione del 2,2 per cento del VANE dell'intervento in progetto. Considerando riduzioni percentuali del 10 e del 25 per cento dei valori di questa grandezza rispetto a quelli utilizzati nelle elaborazioni svolte si ottengono valori del VANE dell'intervento in progetto rispettivamente pari a 98,7 e 57,6 milioni di euro, quindi ancora ampiamente positivi. Il valore di rovesciamento del costo esterno unitario delle emissioni di CO<sub>2</sub> risulta invece inferiore di poco più del 46 per cento rispetto a quello utilizzato nelle elaborazioni svolte. Quanto detto consente confermare il giudizio di desiderabilità sociale dell'intervento in progetto dal punto di vista dell'utilizzo efficiente delle risorse disponibili precedentemente formulato anche nel caso di valori del costo esterno unitario delle emissioni di CO<sub>2</sub> inferiori rispetto a quelli utilizzati nelle elaborazioni svolte.

Si è poi preso in considerazione l'effetto di una variazione della quantificazione monetaria dell'impatto sul paesaggio generato dall'impianto eolico in progetto sui parametri di redditività economica dell'investimento risultanti dalle elaborazioni svolte. L'elasticità del VANE rispetto a questo valore risulta di 1,3, cioè un aumento dell'1 per cento del valore dell'impatto monetario sul paesaggio utilizzato nelle elaborazioni svolte porterebbe a una riduzione dell'1,3 per cento del VANE dell'intervento in progetto. Considerando aumenti percentuali del 10 e del 25 per cento del valore di questa grandezza rispetto a quello utilizzato nelle elaborazioni svolte si ottengono valori del VANE dell'intervento in progetto rispettivamente pari a 109,7 e 85 milioni di euro, quindi ancora ampiamente positivi. Il valore di rovesciamento di questa variabile risulta infine superiore di quasi il 77 per cento rispetto a quello utilizzato nelle elaborazioni svolte. Questi risultati consentono di confermare il giudizio di desiderabilità sociale dell'intervento in progetto dal punto di vista dell'utilizzo efficiente delle risorse disponibili precedentemente formulato anche nel caso di una valutazione della quantificazione monetaria dell'impatto sul paesaggio decisamente superiore al valore utilizzato nelle elaborazioni svolte.

Infine, si è voluto verificare l'effetto sui parametri di redditività economica dell'intervento in progetto del considerare una vita utile delle turbine di 20 anni invece che di 30 come fatto nelle elaborazioni svolte. Il risultato di questa nuova elaborazione mostra che in seguito a questa variazione i parametri in questione mutano di poco. Infatti, il VANE dell'intervento in progetto passa da 126,1 a 118,3 milioni di euro, mentre il TRIE passa dal 18,6 al 18,3 per cento. Di conseguenza, è possibile confermare la robustezza del giudizio di desiderabilità sociale dell'intervento in progetto dal punto di vista dell'utilizzo efficiente delle risorse disponibili precedentemente formulato anche nel caso in cui la vita utile delle turbine fosse di 20 anni e non di 30 come ipotizzato nelle elaborazioni svolte.

Commissione Europea (2014) raccomanda inoltre che l'analisi di sensitività venga completata con un'analisi di scenario che studi l'impatto generato sui parametri di redditività economica della configurazione progettuale in valutazione di combinazioni di valori dalle variabili critiche, assunti contemporaneamente.

Si è quindi studiato l'effetto combinato sul VANE della variazione contemporanea del 10 e del 25 per cento di due delle variabili critiche sopra identificate, cioè l'impatto sul paesaggio e il costo esterno unitario delle emissioni di CO<sub>2</sub>. I risultati di queste variazioni sono riportati nella tabella sottostante, che mostra come anche nell'improbabile caso di un incremento del 25 per cento della quantificazione monetaria dell'impatto sul paesaggio dell'impianto in progetto e di una contemporanea riduzione del 25 per cento del valore del costo esterno unitario delle emissioni di CO<sub>2</sub> rispetto ai valori quantificati dalla curva BEI il VANE del progetto resterebbe positivo per una cifra di poco superiore ai 16,5 milioni di euro.

% costo CO <sub>2</sub> /impatto paesaggio	100%	90%	75%
9.150.000	126.067.332	98.665.798	57.563.498
10.065.000	109.654.811	82.253.278	41.150.978
11.437.000	85.045.000	57.643.467	16.541.166

Tavola 8 VANE dell'intervento in progetto al variare della quantificazione monetaria dell'impatto sul paesaggio dell'impianto e della percentuale del costo esterno delle emissioni di CO<sub>2</sub> raccomandato dall'EIB utilizzata nelle elaborazioni svolte

In considerazione dell'autorevolezza della fonte utilizzata per quantificare il costo esterno generato dalle emissioni di CO<sub>2</sub> e dell'approccio cautelativo utilizzato nella quantificazione monetaria dell'impatto sul paesaggio dell'impianto in progetto si ritiene che il contemporaneo verificarsi di queste due eventualità sia estremamente improbabile. Ne segue che è possibile formulare la **terza conclusione: i risultati ottenuti mostrano la robustezza del giudizio di desiderabilità sociale dell'intervento in progetto dal punto di vista dell'utilizzo efficiente delle risorse disponibili precedentemente formulato in modo talmente evidente da permettere di ritenere superflui ulteriori approfondimenti dell'analisi di rischio.**

## Impatti sul sistema socio-economico

Il sistema territoriale più direttamente interferito dal parco eolico è costituito dai comuni di Albisola Superiore e di Stella, in provincia di Savona. Come si vede dalla figura sottostante, negli anni '50 e '60 la popolazione di Albisola Superiore è cresciuta a ritmo molto rapido, passando dai 5.292 abitanti del 1951 ai 12.706 del 1971. Dopo una fase di stagnazione vissuta negli anni '70, a partire dagli anni '80 la popolazione di questo comune ha inaugurato una lunga fase di calo demografico, che l'ha portata ad attestarsi nuovamente a 9.597 unità nel 2022, corrispondenti a una densità di 335 abitanti/km<sup>2</sup>.

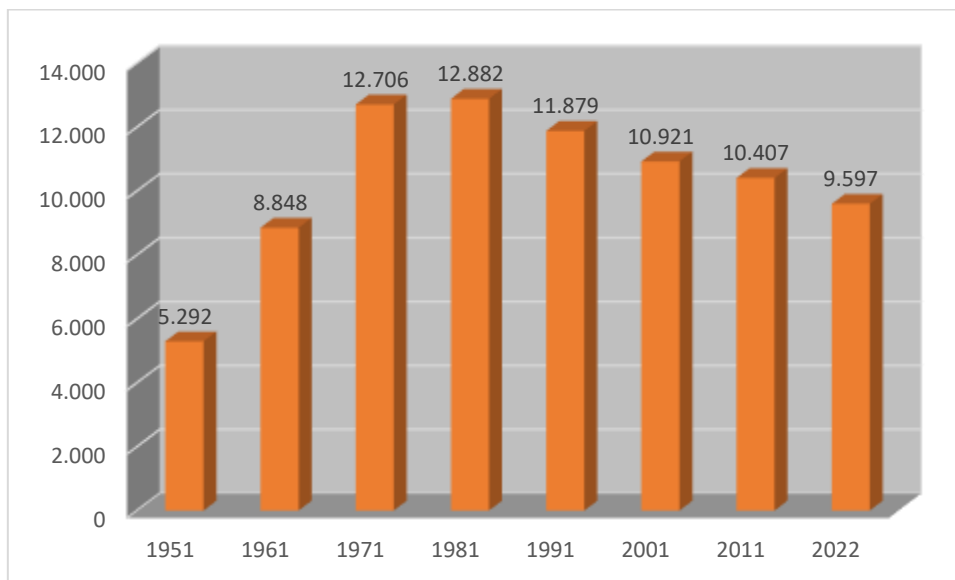


Figura 5 Popolazione residente ad Albisola Superiore dal 1951 al 2022 – Fonte: Censimenti ISTAT

L'andamento fatto registrare dalla popolazione di Stella tra il 1951 e il 2022 risulta quasi speculare a quello della popolazione di Albisola superiore. La popolazione di questo comune ha infatti fatto registrare un deciso calo demografico negli anni '50 e '60 al quale ha fatto seguito una lunga stagione di crescita, arrestatasi solo negli anni '10, che l'ha portata nel 2022 e raggiungere i 2.981 abitanti, corrispondenti a una densità di 68 abitanti/km<sup>2</sup>.

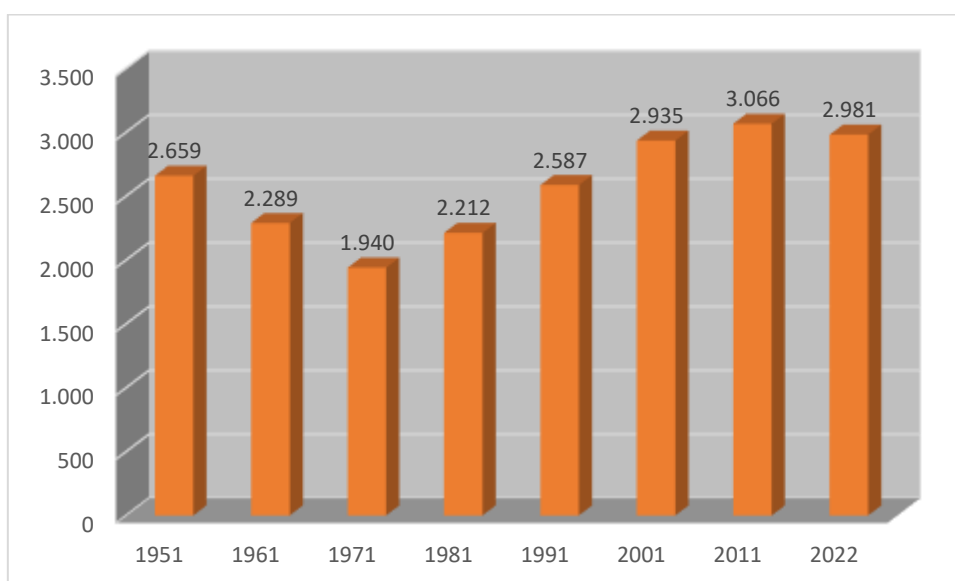


Figura 6 Popolazione residente a Stella dal 1951 al 2022 – Fonte: Censimenti ISTAT

Lo stato del mercato immobiliare dell'area riflette gli andamenti demografici sopra descritti. Secondo i dati pubblicati dall'Osservatorio Immobiliare dell'Agenzia delle Entrate, al primo semestre 2023 il valore di mercato delle abitazioni civili nell'area centrale di Albisola Superiore risultava infatti compreso tra i 2.600 e i 3.800 €/m<sup>2</sup>, mentre quello delle analoghe abitazioni di Stella risultava invece compreso tra gli 870 e i 1.300 €/m<sup>2</sup>.

I dati relativi all'imponibile medio IRPEF dei contribuenti di Albisola Superiore mostrano che per l'anno di imposta 2021 il valore di questo indicatore è risultato di € 21.738, mentre quello dell'analogo indicatore riferito ai contribuenti di Stella è risultato di € 20.045. Si tratta di valori rispettivamente superiori del 5,9 per cento e inferiori del 2,3 per cento rispetto a quello dell'analogo indicatore riferito ai contribuenti della provincia di Savona, pari a € 20.525.

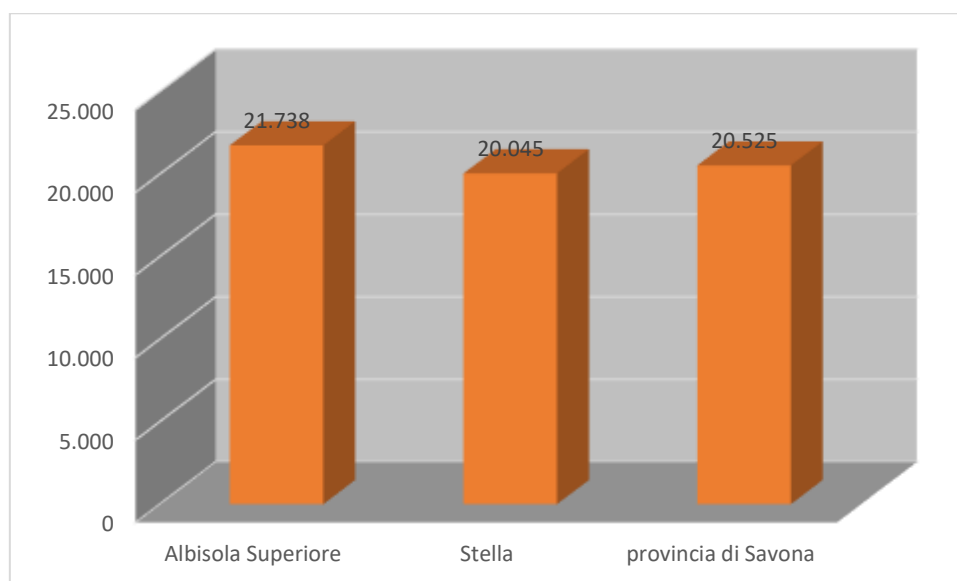


Figura 7 Imponibile IRPEF medio dei contribuenti di Albisola superiore e Stella per l'anno di imposta 2021 – Fonte: nostre elaborazioni su dati MEF

Al 2022 l'industria ricettiva di Albisola Superiore comprende 4 alberghi per complessivi 83 posti letto, oltre a 13 esercizi extra-alberghieri per complessivi 501 posti letto, concentrati per oltre l'80 per cento in un grande campeggio. L'industria ricettiva di Stella comprende invece 10 esercizi extra-alberghieri per complessivi 715 posti letto, 668 dei quali concentrati in 2 grandi campeggi.

Per quanto riguarda il movimento turistico, sempre nel 2022 negli esercizi ricettivi di Albisola Superiore si sono registrati 5.321 arrivi e 17.241 presenze, con una durata media del soggiorno di 3,2 giorni. Sempre nel 2022 gli arrivi negli esercizi ricettivi di Stella sono stati complessivamente 4.260, mentre le presenze sono state 15.068, per una durata media del soggiorno di 3,5 giorni.<sup>25</sup>

L'importanza dell'industria turistica nell'economia di Albisola Superiore e Stella è evidenziata dalla *Classificazione dei comuni in base alla densità turistica* pubblicata dall'ISTAT, in base alla quale il primo di questi comuni appartiene al quarto quintile dei comuni italiani come intensità e caratteristiche dell'offerta turistica (alta), mentre il secondo appartiene al quinto (molto alta). In questa classificazione l'offerta turistica è espressa attraverso un indice composito legato principalmente alla dotazione di posti letto per 1.000 abitanti e per superficie territoriale.

<sup>25</sup> Fonte: ISTAT.

Per quanto riguarda invece intensità e caratteristiche della domanda turistica, espressa attraverso un altro indice composito legato principalmente alle presenze turistiche per abitante e per km<sup>2</sup> e ai visitatori di musei e istituzioni similari per abitante, Albisola Superiore si colloca nel secondo quintile (bassa) e Stella nel primo (molto bassa). Per quanto riguarda le motivazioni di questo movimento turistico, si osserva che entrambi i comuni sono classificati tra quelli a vocazione marittima (l'unica categoria turistica presente nei due casi risulta essere quella marittima).

Per le attività economiche connesse al turismo, espresse attraverso un altro indice composito legato agli addetti alle unità locali turistiche e al valore aggiunto da queste generato per abitante, sia Albisola Superiore che Stella si collocano nel quarto quintile dei comuni italiani (alta).

Infine, un indicatore sintetico costruito sulla base dei 3 indicatori precedenti colloca entrambi i comuni nel terzo quintile dei comuni italiani (media).

Negli ultimi anni il tema del possibile impatto della presenza di turbine eoliche sull'industria turistica è stato oggetto di molti studi e ricerche. A questo proposito, Prince et al. (2023) attraverso lo studio della letteratura sull'argomento e dei risultati di una serie di casi studio sviluppati dagli autori giunge alla conclusione che malgrado la convinzione, diffusa tra gli operatori turistici, che gli impianti eolici esercitino sull'estetica dei paesaggi un impatto negativo, in realtà queste infrastrutture non appaiono generare un impatto negativo sul turismo e quindi sull'economia dei luoghi interessati. Gli autori rilevano il fatto che a scala globale l'energia eolica è largamente accettata come un'alternativa ambientalmente amichevole rispetto alla produzione di energia mediante l'utilizzo di combustibili fossili, ma che gli effetti locali di questa tecnologia sono spesso contestati a causa del suo impatto sul paesaggio. Questa dualità conferisce alle turbine eoliche un significato complesso agli occhi di chi visita un paesaggio dove si produce questa forma di energia rinnovabile. Un interessante risultato di una serie di interviste con turisti di cinque destinazioni rurali condotte dagli autori è quello che i turisti durante la loro esperienza turistica osservano un paesaggio nella sua interezza e non si focalizzano solo sulle turbine eoliche. Di conseguenza, anche gli effetti visibili del riscaldamento globale sul paesaggio fanno parte delle loro riflessioni sulla presenza di turbine eoliche nel paesaggio rurale. La presenza sul territorio di un impianto eolico contribuisce a migliorare la sua immagine ambientale, evidenziando il suo orientamento verso la salvaguardia dell'ambiente e lo sviluppo sostenibile.<sup>26</sup>

Spesso la percezione degli effetti visivi di un impianto per la produzione dell'energia rinnovabile è legata a un giudizio di valore più che all'effettiva estetica dei luoghi. A questo proposito, Bidwell (2023) riporta che i risultati di un'indagine sul campo condotta a Block Island, un'isola situata a poca distanza dalla costa del Rhode Island, prima, durante e dopo la realizzazione di un impianto eolico mostrano che i turisti con più spiccati valori altruistici (quelli preoccupati anche del benessere degli altri), tendono a essere più favorevolmente disposti nei confronti dell'impianto eolico rispetto a quelli con più spiccati valori egoistici (preoccupati principalmente del proprio benessere e di quello dei loro familiari più stretti) e tradizionali. Lo stesso lavoro indica anche che il livello di accettazione dell'impianto eolico in questione è andato crescendo con il passare del tempo. Da quanto visto in precedenza, si può osservare che quest'ultimo risultato conferma quelli ottenuti da altri studi sullo stesso argomento.

---

<sup>26</sup> Questa associazione tra la salvaguardia dell'ambiente, l'attenzione alla sostenibilità e gli impianti eolici non è sfuggita al mondo della pubblicità. Ad esempio, una nota linea di cosmetici biologici ed eco-sostenibili, commercializzata con il marchio "I Provenzali", utilizza immagini di pale eoliche in movimento in uno dei suoi spot pubblicitari (visibile [qui](#)) allo scopo di comunicare al mercato la propria attenzione verso l'ambiente e di rafforzare nella percezione dei consumatori l'immagine di naturalità e sostenibilità dei propri prodotti.

Sempre a proposito del possibile impatto negativo della presenza delle turbine eoliche sull'industria turistica, Leiren et al. (2020) nota che malgrado l'economia delle Isole Baleari dipenda in misura importante dall'industria turistica questo tema non è considerato rilevante nel dibattito pubblico.

Per affrontare a livello locale il tema del contributo che la realizzazione del parco eolico in progetto può dare al turismo è poi utile la lettura della guida turistica dei parchi eolici italiani pubblicata da Legambiente e giunta nel 2023 alla terza edizione.<sup>27</sup> Si tratta di una pubblicazione che da un'edizione all'altra sta rapidamente arricchendosi di nuovi e interessanti contenuti. Infatti, questa nuova edizione contiene le informazioni utili per arrivare nei luoghi dove sorgono 24 parchi eolici italiani (erano 11 nella prima edizione (2021) e 18 nella seconda (2022)) e organizzare un fine settimana, quelle sui percorsi e sui sentieri che li attraversano, consigli su dove mangiare e dormire e indicazioni sui luoghi da scoprire. L'obiettivo dichiarato di questa guida è quello di fornire uno strumento utile per affrontare la sfida della transizione energetica con il consenso delle comunità locali anche attraverso l'utilizzo di forme innovative di valorizzazione delle risorse locali, mostrando non solo come dalle tecnologie eoliche si possono trarre tanti nuovi vantaggi, a cui troppo spesso non pensiamo, ma anche come sia possibile integrare queste tecnologie con paesaggi, attività agricole e sportive godendo di luoghi fantastici e mai visti prima.

La pubblicazione di Legambiente si chiude con un capitolo su turismo e fruizione di parchi eolici nel mondo, che raccoglie brevi note sulle possibilità di fruizione di 9 parchi eolici sparsi tra Danimarca, Germania, Inghilterra, Australia, Nuova Zelanda, Filippine e Stati Uniti. Sei di questi parchi sono onshore e i restanti 3 offshore. Anche se la descrizione di questi parchi eolici è in generale piuttosto succinta, è interessante notare come la valorizzazione di questi impianti a scopo turistico passi attraverso la realizzazione di Centri Visite, dotati in qualche caso di caffè, shop e sala espositiva interattiva, in grado di diffondere conoscenze sull'energia eolica e sui cambiamenti climatici globali, oltre che di punti di osservazione dotati di pannelli esplicativi e di percorsi didattici. Si ritiene interessante notare che nel parco eolico di Middelgrunden (Danimarca) esiste la possibilità di scalare le turbine. Tornando in Italia, è infine da segnalare che il Parco eolico Ulassai, in provincia di Nuoro, ospita le opere dell'artista Maria Lai. Quanto detto consente di formulare la **quarta conclusione: esistono molte possibilità di sviluppo locale legate alla presenza di un parco eolico.**

## Conclusioni

Come illustrato in dettaglio nelle pagine precedenti, dal punto di vista del proponente le elaborazioni svolte hanno evidenziato la sostenibilità finanziaria dell'impianto eolico in progetto. Inoltre, dal punto di vista della collettività nel suo complesso i risultati ottenuti prendendo in considerazione i costi e i benefici economici generati dall'impianto eolico in progetto nel corso del suo ciclo di vita hanno permesso di formulare un giudizio di desiderabilità sociale dello stesso dal punto di vista dell'utilizzo efficiente delle risorse disponibili. Si tratta di un giudizio reso particolarmente significativo dall'adozione di un approccio estremamente cautelativo durante tutte le fasi del lavoro svolto.

L'analisi di sensitività dei risultati dell'analisi economica ottenuti ha permesso di verificare la robustezza del giudizio di desiderabilità sociale dell'intervento in progetto dal punto di vista dell'utilizzo efficiente delle risorse disponibili formulato al variare entro limiti ragionevoli del valore delle più importanti variabili (variabili critiche) utilizzate nelle elaborazioni svolte.

Come sottolineato nell'introduzione, l'intervento in progetto presenta inoltre un elevato grado di coerenza esterna verticale, risulta cioè coerente con la politica energetica dell'Italia e dell'Unione Europea.

---

<sup>27</sup> Disponibile all'indirizzo web <https://parchidelvento.it/>



Infine, lo studio dell'ambiente socio-economico dei comuni direttamente interferiti dal sedime dell'impianto in progetto ha permesso di evidenziare che l'area di intervento è meta di un discreto flusso turistico prevalentemente di tipo balneare. A questo proposito lo studio di alcuni recenti contributi pubblicati sull'impatto degli impianti eolici sul turismo ha evidenziato che contrariamente alla convinzione diffusa soprattutto tra gli operatori turistici questi non appaiono generare un effetto negativo sull'industria turistica. Appaiono poi di particolare interesse le considerazioni di alcuni autori sul miglioramento dell'accettazione degli impianti eolici con il trascorrere del tempo e sul contributo dato dalla loro presenza al miglioramento dell'immagine ambientale di un territorio, contributo riconosciuto e utilizzato anche dalla pubblicità. Un importante riconoscimento in questo senso è venuto da Legambiente, che pubblica una guida turistica dei parchi eolici italiani giunta ormai alla terza edizione. Quanto detto permette di concludere che i parchi eolici sono in grado di offrire nuove opportunità di sviluppo locale ai territori che li ospitano.

## Bibliografia

Adeyeye K., Ijumba N. e Colton J. (2020), Exploring the environmental and economic impacts of wind energy: a cost-benefit perspective, *International Journal of Sustainable Development & World Ecology*, 27(8), 718–731, disponibile all'indirizzo web <https://www.tandfonline.com/doi/10.1080/13504509.2020.1768171>

Agenzia delle Entrate – Osservatorio del Mercato Immobiliare, Banca dati delle quotazioni immobiliari, disponibile all'indirizzo web <https://www.agenziaentrate.gov.it/portale/aree-tematiche/osservatorio-del-mercato-immobiliare-omi>

Agenzia delle Entrate – Osservatorio del Mercato Immobiliare (2023), Valori agricoli medi della provincia di Savona. Annualità 2020, disponibile all'indirizzo web <https://www.agenziaentrate.gov.it/portale/web/guest/schede/fabbricatiterreni/omi/banche-dati/valori-agricoli-medi>

Associazione Nazionale Energia del Vento ANEV (2023), Brochure 2023, disponibile all'indirizzo web <https://www.anev.org/>

Bagnoli L. e Betti S. (2022), Il parco eolico tra energy tourism e accettazione sociale, *Documenti geografici*, 0(2), 283-295, disponibile all'indirizzo web <https://www.documentigeografici.it/index.php/docugeo>

Bateman I., Day, B., Lake, L. e Lovett. A. (2001), The effect of road traffic on residential property values: A literature review and hedonic pricing study, Scottish Executive Development Department, disponibile all'indirizzo web <https://www.researchgate.net/>.

Bidwell D, Tourists are people too: Nonresidents' values, beliefs, and acceptance of a nearshore wind farm, *Energy Policy*, Volume 173, 2023, 113365, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113365>

Boyles, J. G., Cryan, P. M., McCracken, G. F. e Kunz, T. H. (2011). Economic importance of bats in agriculture, *Science*, 332(6025), 41-42.

Burfield IJ, Rutherford CA e Fernando E, Birds in Europe 4: the fourth assessment of Species of European Conservation Concern, *Bird Conservation International*, 2023; 33: e66, disponibile all'indirizzo web <https://www.cambridge.org/>

Campbell H. e Brown R. (2003), Benefit-cost analysis, Cambridge University Press.

CESI Ricerca (2006), Quantificazione delle esternalità ambientali delle linee elettriche: metodologie di analisi multicriterio, Progetto "Trasmissione e Distribuzione" – WP 3.1 Metodi di quantificazione delle esternalità ambientali delle linee elettriche – Deliverable 3.1.2, disponibile all'indirizzo web <https://www.rse-web.it/rapporti/quantificazione-delle-esternalita-ambientali-delle-linee-elettriche-metodologie-di-analisi-multicriterio-131/>

Commissione Europea (2014), Guida all'analisi costi-benefici dei progetti di investimento. Strumento di valutazione economica per la politica di coesione 2014-2020, disponibile all'indirizzo web <https://www.invitalia.it/chi-siamo/area-media/notizie-e-comunicati-stampa/fondi-europei-online-la-guida-all-analisi-costi-benefici-dei-progetti-di-investimento>

Commissione Europea-DG Mobilità e Trasporti (2020), Essen, H., Fiorello, D. e El Beyrouty, K., Handbook on the external costs of transport – Version 2019 – 1.1, Publications Office, 2020, disponibile all'indirizzo web <https://data.europa.eu/doi/10.2832/51388>

Erickson P.W., Johnson G.D. e Young Yr D.P. (2005), A summary and comparison of bird mortality from anthropogenic causes with an emphasis on collisions, USDA Forest Service Gen. Tech. Rep. PSW-GTR-191, disponibile all'indirizzo web

[https://www.researchgate.net/publication/228662931\\_A\\_summary\\_and\\_comparison\\_of\\_bird\\_mortality\\_from\\_anthropogenic\\_causes\\_with\\_an\\_emphasis\\_on\\_collisions](https://www.researchgate.net/publication/228662931_A_summary_and_comparison_of_bird_mortality_from_anthropogenic_causes_with_an_emphasis_on_collisions)

European Investment Bank EIB Group (2020), Climate Bank Roadmap 2021-2025, disponibile all'indirizzo web

<https://www.eib.org/en/publications/the-eib-group-climate-bank-roadmap>

Gestore Servizi Energetici GSE (2017), Il punto sull'eolico, disponibile all'indirizzo web

<https://www.gse.it/dati-e-scenari/studi-e-scenari>

Gestore Servizi Energetici (2023), Il solare fotovoltaico in Italia. Stato di sviluppo e trend del settore, disponibile all'indirizzo web <https://www.gse.it/dati-e-scenari/studi-e-scenari>

Joint Research Centre JRC, Institute for Prospective Technological Studies, Gomez y Paloma S., Ciaian P. (2011), The value of EU agricultural landscape, Publications Office, disponibile all'indirizzo web

<https://data.europa.eu/doi/10.2791/60382>

Karkour S., Ichisugi Y., Abeynayaka A. e Itsubo N. (2020), External-Cost Estimation of Electricity Generation in G20 Countries: Case Study Using a Global Life-Cycle Impact-Assessment Method, *Sustainability* 2020, 12(5), 2002, disponibile all'indirizzo web <https://www.mdpi.com/2071-1050/12/5/2002>

International Energy Agency IEA (2020), Levelised Cost of Electricity Calculator. Interactive table of LCOE estimates from Projected Costs of Generating Electricity 2020, disponibile all'indirizzo web

<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/levelised-cost-of-electricity-calculator>

Istituto Nazionale di Statistica ISTAT, Risultati del censimento permanente della popolazione, disponibile all'indirizzo web <https://www.istat.it/it/censimenti/popolazione-e-abitazioni/risultati>

Istituto Nazionale di Statistica ISTAT (2022), Classificazione dei comuni in base alla densità turistica, disponibile all'indirizzo web <https://www.istat.it/it/archivio/247191>

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale ISPRA (2022), Indicatori di efficienza e decarbonizzazione del sistema energetico nazionale e del settore elettrico, Rapporto 363/2022, disponibile all'indirizzo web <https://www.isprambiente.gov.it/files2022/pubblicazioni/rapporti>

Legambiente (2023), Parchi del vento. Guida turistica dei parchi eolici italiani, disponibile alla pagina web <https://parchidelvento.it/>

Leiren M.D., Aakre S., Linnerud K., Julsrud T.E., Di Nucci M.R., Krug M. (2020), Community Acceptance of Wind Energy Developments: Experience from Wind Energy Scarce Regions in Europe, *Sustainability*, 12, 1754. <https://doi.org/10.3390/su12051754>

May R., Nygård T., Falkdalen U., Åström J., Hamre Ø. e Stokke B.G. (2020), Paint it black: Efficacy of increased wind turbine rotor blade visibility to reduce avian fatalities, *Ecology and Evolution*, 2020;10:8927–8935, disponibile all'indirizzo web <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1002/ece3.6592>

Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica MASE (2023), Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, disponibile all'indirizzo web [https://www.mase.gov.it/sites/default/files/PNIEC\\_2023.pdf](https://www.mase.gov.it/sites/default/files/PNIEC_2023.pdf)

Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica MASE (2024), Prezzi medi dei carburanti e dei combustibili. Rilevazione del 5 febbraio 2024, disponibile all'indirizzo web [https://dgsaie.mise.gov.it/prezzi\\_carburanti\\_settimanali.php](https://dgsaie.mise.gov.it/prezzi_carburanti_settimanali.php)

Ministero per i Beni e le Attività Culturali MIBAC – Dipartimento per i beni culturali e paesaggistici, Direzione generale per i beni architettonici e paesaggistici (2006), Gli impianti eolici: suggerimenti per la progettazione e la valutazione paesaggistica, a cura di Anna di Bene e Lionella Scazzosi, Gangemi Editore, Roma.

Ministero dell'Economia e delle Finanze MEF, Dichiarazioni fiscali. Anno di imposta 2021, disponibile all'indirizzo web [https://www1.finanze.gov.it/finanze/pagina\\_dichiarazioni/public/dichiarazioni.php](https://www1.finanze.gov.it/finanze/pagina_dichiarazioni/public/dichiarazioni.php)

Organisation for Economic Co-operation and Development OECD (2001), Environmental Indicators for Agriculture. Methods and Results, Volume 3, disponibile all'indirizzo web <https://www.oecd-ilibrary.org/>

Pastori E., Tagliavia M., Tosti E. e Zappa S., L'indagine sui costi del trasporto internazionale delle merci in Italia: metodi e risultati, Banca d'Italia, Questioni di Economia e Finanza 223, disponibile all'indirizzo web <https://www.bancaditalia.it/pubblicazioni/gef/2014-0223/QEF-223.pdf>, settembre 2014.

Prince S, Ioannides D, Peters A e Chekalina T (2023), Tourists' perceptions of wind turbines: conceptualizations of rural space in sustainability transitions, *Tourism Geographies*, DOI: <https://www.tandfonline.com/doi/full/10.1080/14616688.2023.2274834>

Regolamento di esecuzione (UE) 2015/207 della Commissione, del 20 gennaio 2015, recante modalità di esecuzione del regolamento (UE) n. 1303/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio per quanto riguarda i modelli per la relazione sullo stato dei lavori, la presentazione di informazioni relative a un grande progetto, il piano d'azione comune, le relazioni di attuazione relative all'obiettivo Investimenti in favore della crescita e dell'occupazione, la dichiarazione di affidabilità di gestione, la strategia di audit, il parere di audit e la relazione di controllo annuale nonché la metodologia di esecuzione dell'analisi costi-benefici e, a norma del regolamento (UE) n. 1299/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio, il modello per le relazioni di attuazione relative all'obiettivo di cooperazione territoriale europea, disponibile all'indirizzo web [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=uriserv%3AOJ.L\\_.2015.038.01.0001.01.ITA](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=uriserv%3AOJ.L_.2015.038.01.0001.01.ITA)

Sovacool B.K. (2013), The avian benefits of wind energy. A 2009 update, *Renewable Energy* Vol. 49: 19-24, disponibile all'indirizzo web <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148112000857>

Terna (2023), Rapporto adeguatezza Italia 2023, disponibile all'indirizzo web <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/dispacciamento/adequatezza>

Vestas (2022), Life Cycle Assessment of Electricity Production from an onshore Enventus V162-6.2 MW Wind Plant – 31st January 2023. Vestas Wind Systems A/S, Hedeager 42, Aarhus N, 8200, Denmark, disponibile all'indirizzo web <https://www.vestas.com/>

Westerlund M. (2020), Social Acceptance of Wind Energy in Urban Landscapes, *Technology Innovation Management Review*, Volume 10, Issue 9: 49-62, disponibile all'indirizzo web

Wolsink M. (2007), Wind power implementation: The nature of public attitudes: Equity and fairness instead of 'backyard motives', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 11, Issue 6, 2007, Pages 1188-1207, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2005.10.005>

Wormworth J. A. e Mallon K. (2010), Bird Species and Climate Change: The Global Status Report: A synthesis of current scientific understanding of anthropogenic climate change impacts on global bird species now, and projected future effects, disponibile all'indirizzo web <https://www.semanticscholar.org>