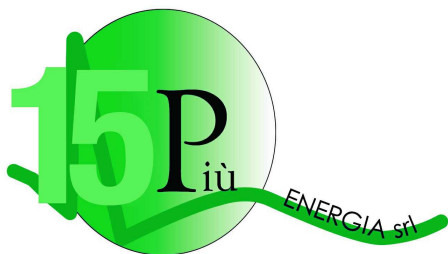


PARCO EOLICO MONTE GIAROLO

Il Committente:



Sede Legale:

via Aldo Moro n. 28
25043, Breno (BS)
P.IVA e C.F. 04324160987

Oggetto:

RELAZIONE SPECIALISTICA

Titolo:

ANALISI COSTI BENEFICI

Il Tecnico

Dott. Ing. Luciano Messori

Data	Emis.	Aggiornamento	Data	Contr.	Data	Autor.
02/2024	LM	Emissione	02/2024	LM	02/2024	LM

SCALA: N.A.

FORMATO: A4

FEBBRAIO 2024

Commessa

Tip. impianto

Fase Progetto

Disciplina

Tip. Doc

Titolo

N. Elab

REV

22100

EO

I08-01

GN

R

07

0001

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: greeneregysrls@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

Sommario	1
Indice delle tavole	2
Indice delle figure	2
Sigle e abbreviazioni utilizzate.....	3
Introduzione	4
L'impianto eolico di Monte Giarolo.....	4
L'analisi costi-benefici.....	7
Producibilità dell'impianto	8
Analisi finanziaria.....	9
Costi di investimento	9
Costi di dismissione	9
Costi operativi.....	9
Imposte.....	9
Parametri di redditività finanziaria.....	10
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 ₂	12
Impatto sul paesaggio	12
Impatto su avifauna e chiroterofauna	15
Sottrazione di suolo.....	19
Rumore	20
Benefici economici	21
Riduzione delle emissioni di CO ₂	21
Riduzione delle emissioni di NO _x	23
Mancato acquisto del combustibile necessario nel controfattuale	23
Parametri di redditività economica.....	24
Analisi di rischio.....	25
Impatti sul sistema socio-economico	27
Conclusioni	30
Bibliografia.....	32

Indice delle tavole

Tavola 1 Valori dei parametri di redditività finanziaria dell'intervento	10
Tavola 2 Fattori di conversione da valori finanziari a valori economici delle componenti del costo di costruzione utilizzati.....	10
Tavola 3 Mortalità degli uccelli per cause antropogeniche prevista negli Stati Uniti – Fonte: Erickson et al. (2005).....	15
Tavola 4 Valore economico delle specie avifaunistiche italiane(stralcio) – Fonte: CESI Ricerca (2006).....	17
Tavola 5 Valore economico annuo degli abbattimenti di avifauna causati dalla collisione contro i rotori in movimento	18
Tavola 6 Costo esterno generato dalle emissioni di anidride carbonica (€ ₂₀₁₆ /tCO _{2e}) raccomandato dall'EIB per il periodo 2020-2050 – Fonte: EIB Group (2020)	23
Tavola 7 Valori dei parametri di redditività economica dell'intervento	24
Tavola 8 VANE dell'intervento in progetto al variare della producibilità dell'impianto e della percentuale del costo esterno delle emissioni di CO ₂ raccomandato dall'EIB utilizzata nelle elaborazioni svolte	26
Tavola 9 Arrivi e presenze negli esercizi ricettivi di Albera Ligure, Cabella Ligure, Fabbrica Curone e Santa Margherita di Staffora al 2022 – Fonte: ISTAT	29

Indice delle figure

Figura 1 Obiettivi di crescita della potenza eolica installata in Italia 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) disponibile 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 Monte Giarolo	11
Figura 5 Popolazione di Albera Ligure, Cabella Ligure, Fabbrica Curone e Santa Margherita di Staffora dal censimento del 1951 al censimento del 2021 – Fonte: censimenti ISTAT.....	27
Figura 6 Imponibile medio IRPEF dei contribuenti di Albera Ligure, Cabella Ligure e Fabbrica Curone – Fonte: nostre elaborazioni su dati MEF	28

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
ENI	Ente Nazionale Idrocarburi
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)
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)
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

L'impianto eolico di Monte Giarolo

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 impianto eolico di Monte Giarolo al fine di valutarne la desiderabilità sociale del punto di vista dell'utilizzo efficiente delle risorse disponibili.

L'area direttamente interessata dal sedime delle turbine di questo impianto risulta collocata sull'Appennino Ligure tra la Val Borbera e la Val Curone. I comuni interferiti risultano essere quelli di Albera Ligure, Cabella Ligure e Fabbrica Curone, tutti in provincia di Alessandria. Il comune di Santa Maria di Staffora, in provincia di Pavia, pur non risultando direttamente interferito dal sedime delle turbine in questione risulta però interessato dalla viabilità di accesso all'impianto. Detto impianto è composto da 20 aerogeneratori di potenza pari a 6,2 MW ciascuno, per una potenza complessiva di 124 MW.

L'intervento in progetto è coerente l'obiettivo della politica dell'Unione Europea di raggiungere la neutralità carbonica entro 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.

A livello nazionale, occorre sottolineare che il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima PNIEC 2023 prevede di raggiungere nel 2030 una copertura del 40,5 per cento del consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili. In particolare, secondo lo scenario nazionale con politiche elaborato dal PNIEC 2023, che interiorizza gli effetti delle misure attuate e pianificate, nel 2030 il settore elettrico dovrà contribuire al raggiungimento di questo obiettivo 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 questi obiettivi.

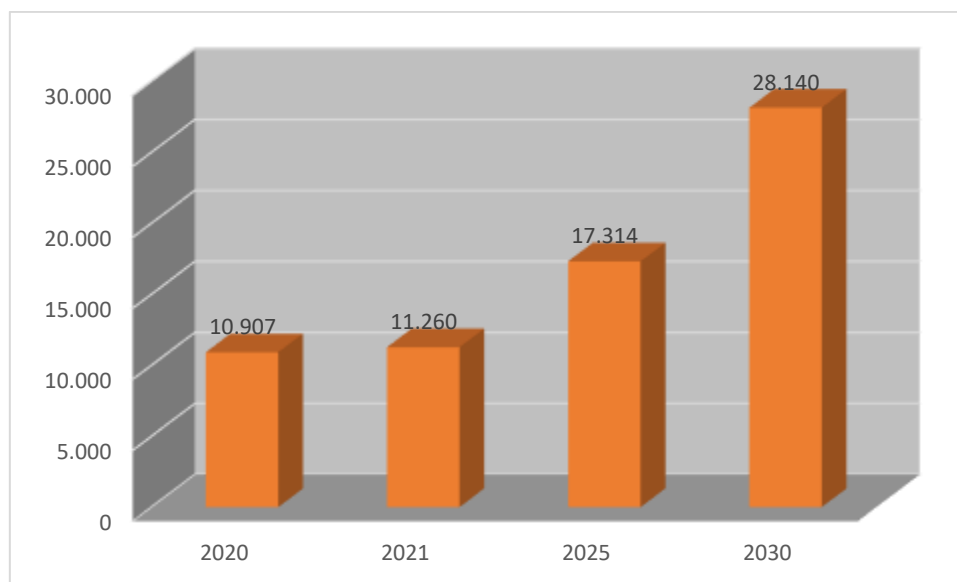


Figura 1 Obiettivi di crescita della potenza eolica installata in Italia al 2030 (MW) – Fonte: PNIEC 2023

La distribuzione per regione della potenza eolica installata in Italia nel 2022 mostra una netta prevalenza in questo senso 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 del Piemonte incidono per poco meno dello 0,2 per cento del totale.

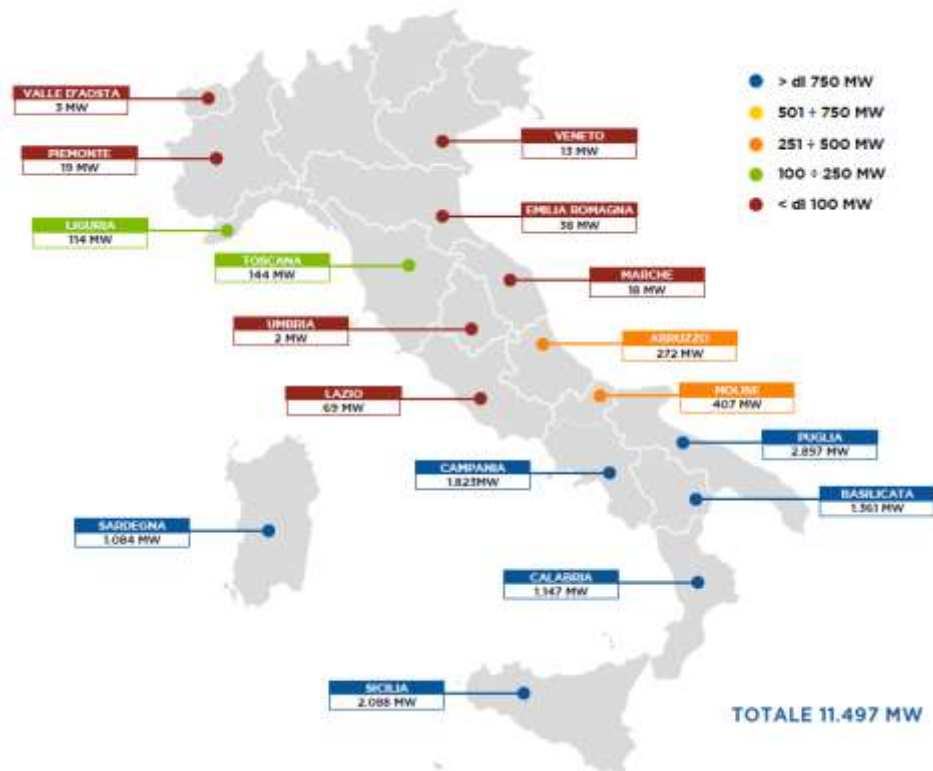


Figura 2 Potenza eolica installata al 2022 nelle regioni italiane – Fonte: ANEC (2023)

Oltre a contribuire al raggiungimento dei target di decarbonizzazione e di sviluppo delle energie rinnovabili di cui si è detto, l'energia eolica può fornire un importante contributo alla riduzione dei costi dei blackout garantendo l'adeguatezza del sistema elettrico italiano, definita dal Decreto Ministeriale MITE del 28/10/2021 come un valore di LOLE¹ 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 costituire una parte significativa di queste soluzioni, perché la sua produzione non dipende dalla disponibilità di acqua e non genera scarichi in grado di alterare la temperatura del corpo ricevente.

Sempre secondo Terna (2023), nello scenario di lungo termine (2033) grazie al previsto rilevante aumento della produzione da fonti rinnovabili, dei sistemi di accumulo e all'ulteriore sviluppo della rete di trasmissione, il sistema elettrico italiano potrà rinunciare, oltre alle centrali a carbone già dismesse, anche a

¹ 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.

una parte del parco di generazione a gas. Il ruolo della capacità termica negli scenari di lungo termine si sposta progressivamente dalla copertura del carico in energia alla disponibilità a coprire i picchi di potenza.

I potenziali rischi per l'adeguatezza vengono ulteriormente attenuati nel lungo termine grazie al contributo derivante dallo sviluppo pianificato di fonti rinnovabili, accumuli e infrastrutture di rete, qualora non vi siano ulteriori dismissioni di capacità termica oltre quelle previste dagli scenari di riferimento.

Oltre a quelli descritti, un altro obiettivo dell'intervento in progetto è quello di dare un contributo alla sicurezza energetica del nostro paese che attualmente, 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:

- L'interruzione fisica dei flussi;
- Il verificarsi di rilevanti aumenti di prezzo con origine diversa dall'interruzione fisica dei flussi.

Un'interruzione fisica dei flussi può essere causata da atti di terrorismo o conflitti e ha 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 di queste materie prime messe in atto dai paesi produttori al fine di influenzarne il prezzo. Dal punto di vista economico, il problema dell'insicurezza energetica è rappresentato dall'esistenza di 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.

L'impianto eolico in progetto fornirà un contributo significativo al raggiungimento degli 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 dall'effettivo verificarsi di una crescita della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in linea con gli obiettivi del PNIEC, senza eccessivi ritardi dovuti all'imprevisto dilatarsi dei tempi burocratici necessari alla 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 dal punto di vista ambientale.



Figura 3 Massima potenza installata (GW) disponibile 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 dell'impianto eolico di Monte Giarolo dal punto di vista dell'utilizzo efficiente delle risorse disponibili 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 in valutazione sulla base dei flussi finanziari attualizzati.

L'analisi economica è invece effettuata sulla base di valori economici che riflettono il costo opportunità sociale di beni e servizi e ha l'obiettivo di misurare il contributo fornito dal progetto di investimento al benessere della collettività.

Coerentemente con il punto di vista adottato, 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 in progetto. 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 quando i prezzi di mercato non esistono.

La valutazione 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 nella pratica corrente, i prezzi ombra dei beni scambiati sul mercato sono stati ricavati applicando ai prezzi di mercato degli opportuni fattori di conversione. I prezzi ombra dei beni non scambiati sul mercato utilizzati nelle elaborazioni svolte sono invece tratti dalla letteratura sull'argomento.

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 generati dall'intervento in valutazione 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.² 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 e che l'impianto sarà in esercizio tra il 2028 e il 2057. Le operazioni di dismissione dell'impianto stesso sono infine state previste per il 2058 e 2059.

Producibilità dell'impianto

Secondo l'Atlante Eolico Italiano, la producibilità prevista dell'impianto in progetto alla quota massima disponibile (100 metri da terra) si attesta sui 2.500-3.000 MWh/MW.

Le risultanze della valutazione preliminare della producibilità dell'impianto in questione eseguita in loco indicano che la produzione attesa è di oltre 2.735 h_{eq} /anno. Sottraendo prudenzialmente da questo valore il 14,9 per cento per eventuali perdite di sistema si ottiene una stima netta $P_{50\%}$ di 2.327 h_{eq} /anno, che moltiplicata per i 124 MW di potenza dell'impianto fornisce una producibilità di 288,5 GWh/anno.

Una proiezione delle ventosità accertata all'effettiva altezza delle turbine, fatta tenendo conto dell'orografia del sito confrontata con quella di altri siti analoghi, dell'incremento della velocità della vena fluida alle effettive altezze operative e degli incrementi della velocità in base alle varie altezze di monitoraggio, ha dato come risultato una produzione effettiva attesa, al netto delle perdite, di 2.600 h_{eq} /anno, che moltiplicata per la potenza dell'impianto in progetto genera una producibilità di poco superiore ai 320 GWh/anno.

Tuttavia, in modo cautelativo i risultati di questa proiezione non sono stati presi in considerazione nelle elaborazioni svolte, che sono state fatte considerando una producibilità di partenza di 288,5 GWh/anno. Si sono inoltre considerati un decadimento dello 0,5 per cento annuo³ a partire dal secondo anno di esercizio e un tasso di disponibilità dell'impianto del 95 per cento per i primi 20 anni di esercizio, del 90 per cento nel 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 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) 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 56,8 milioni di euro. Tuttavia, dato

² Vedi Commissione Europea (2014).

³ Fonte: GSE (2017). Si tratta di un valore cautelativo che non tiene ovviamente conto del progresso tecnologico intervenuto successivamente alla stesura di questo 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).

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

Nelle elaborazioni svolte il CAPEX dell'investimento in progetto è stato considerato pari a 143,6 milioni di euro. Si è considerato che il 20 per cento di questo importo, pari a 28,7 milioni di euro, sia costituito da risorse proprie, mentre il rimanente 80 per cento, pari a 114,9 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 36 mesi di durata prevista della fase di cantiere. Per quanto riguarda le condizioni del prestito si sono considerati un Euribor del 3 per cento, uno spread del 2 per cento e una restituzione del prestito in 20 rate annuali di pari importo a partire dal primo anno di esercizio dell'impianto.

Costi di dismissione

Per quanto riguarda lo smantellamento delle turbine si è considerato un costo di € 500.000 per WTG, quindi di 10 milioni di euro complessivi. Questi costi sono stati ripartiti in modo uniforme nei due anni successivi alla dismissione dell'impianto.

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 può pensare di ripristinare la sistemazione a parco delle piazzole delle turbine che durante la vita utile dell'impianto verranno utilizzate per il turismo eolico, di cui si dirà in seguito. Il costo di questo ripristino in prima approssimazione è quantificabile in € 50.000 per ciascuna piazzola. Nelle elaborazioni svolte si è ipotizzato che lo smantellamento delle turbine sia seguito dal revamping dell'impianto. Si tratta di un'ipotesi che influenza in modo del tutto marginale i risultati delle elaborazioni svolte. Infatti, considerando la spesa per il ripristino della sistemazione a parco delle piazzole di cui si è detto uniformemente ripartita tra il 2058 e il 2059 e utilizzando anche in questo caso un tasso di interesse reale del 4 per cento si ottiene un valore attuale finanziario di questa spesa pari a circa € 260.000, del tutto trascurabile rispetto al Valore Attuale Netto Finanziario dell'intervento in progetto di cui si dirà in seguito.

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", considerato pari a 3.500 €/MW annui, e quindi considerando i 124 MW dell'impianto eolico in questione pari a € 435.000 annui;
- canone annuo O&M stipulato con il costruttore delle turbine che garantisce interventi di manutenzione ordinaria e straordinaria; normalmente il canone è più basso inizialmente per poi crescere con il trascorrere del tempo, 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 annuo di € 50.000 a WTG, per un totale di € 1.000.000/anno.

Imposte

Per quanto riguarda le imposte, per l'analisi finanziaria si sono considerate un'aliquota IRES del 24 per cento, un'aliquota IRAP del 3,9 per cento e un'IMU di €/kW 2,00, corrispondente a € 248.000/anno.

Parametri di redditività finanziaria

Come suggerito da Commissione Europea (2014) e coerentemente con quanto detto in precedenza il tasso reale di interesse utilizzato per il calcolo dei parametri di redditività finanziaria dell'investimento in valutazione è stato considerato pari al 4 per cento.

Le elaborazioni svolte come descritto hanno permesso di determinare i valori dei parametri di redditività finanziaria dell'intervento riportati nella tavola sottostante.

Parametro	valore
Valore Attuale Netto Finanziario (VANF)	€ 65,4 milioni
Tasso di Rendimento Interno Finanziario (TRIF)	17,7 %

Tavola 1 Parametri di redditività finanziaria dell'intervento in valutazione

Prima conclusione: i valori dei parametri di redditività finanziaria dell'intervento in valutazione risultanti dalle elaborazioni svolte mostrano chiaramente la sua sostenibilità finanziaria.

Analisi economica

Scenari di riferimento

La valutazione della desiderabilità sociale dell'impianto eolico di Monte Giarolo dal punto di vista dell'utilizzo efficiente delle risorse disponibili riportata nel seguito viene svolta, come suggerito in modo praticamente unanime dalla letteratura tecnica sull'argomento, in un'ottica *with-without*, ovvero 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 dalla centrale termoelettrica 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 venga invece prodotta senza generare emissioni e con un costo economico di produzione pari a zero.

Costi economici

Costi di costruzione e costi O&M

Il costo finanziario netto (IVA esclusa) dell'intervento in progetto è stato considerato pari a 128,8 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 degli opportuni fattori di conversione. I valori di questi fattori 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

Il fattore di conversione pari a 0,83 utilizzato per la manodopera è stato ottenuto considerando⁴:

⁴ Seguendo Commissione Europea (2014) i contributi sociali sono stati cautelativamente considerati parte del costo economico della manodopera in quanto salario differito.

- un'imposizione fiscale del 30 per cento sull'utile di impresa, considerato pari al 10 per cento dell'importo complessivo della manodopera;
- 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,⁵ alla quale è stato applicato il fattore di conversione calcolato in precedenza;
- un'incidenza del costo del carburante pari al 15 per cento⁶. 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 Economico⁷ 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 costituisce il valore delle risorse impegnate nella sua produzione e quindi il suo costo economico), un'accisa di 728,70 euro per 1.000 litri e un'IVA di 329,71 euro per 1.000 litri.
- 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 fattori di conversione da valori finanziari a valori economici sopra riportati, come si vede dalla figura sottostante nelle elaborazioni svolte l'incidenza della manodopera è stata considerata pari al 20,8 per cento, quella dei materiali al 31 per cento e quella dei noli e trasporti al 48,2 per cento.

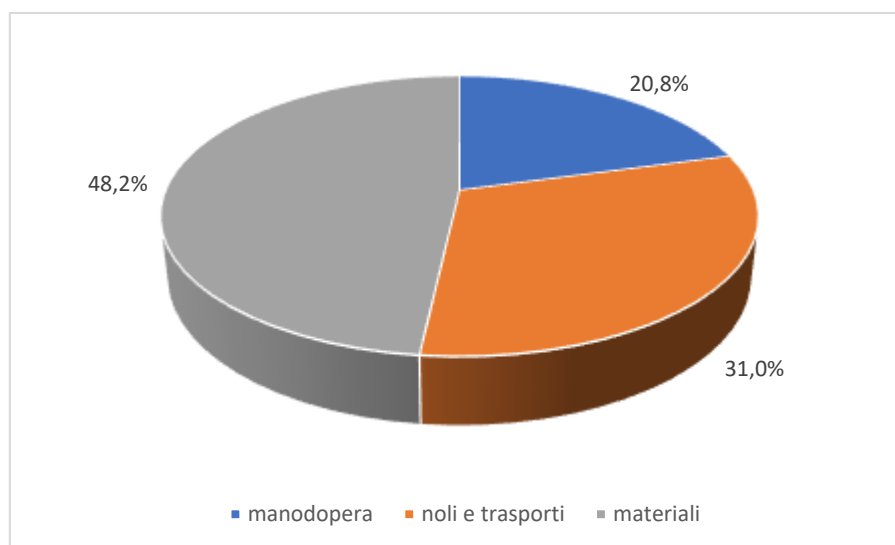


Figura 4 Incidenza di manodopera, noli e trasporti e materiali sul costo di costruzione dell'impianto eolico di Monte Giarolo

Procedendo in questo modo, si è ottenuto un valore economico complessivo del costo di realizzazione dell'impianto eolico in valutazione pari a 115,6 milioni di euro. Nelle elaborazioni svolte, in prima

⁵ Vedi: Pastori e altri (2014).

⁶ Non sono stati presi in considerazione i costi esterni generati dal trasporto stradale perché dipendenti in misura importante dallo specifico percorso di ogni automezzo.

⁷ Disponibili all'indirizzo web https://dgsaie.mise.gov.it/prezzi_carburanti_settimanali.php

approssimazione questo costo è stato considerato uniformemente ripartito nei 3 anni di durata prevista del cantiere.

I valori dei costi O&M utilizzati nell'analisi economica sono quelli già utilizzati nell'analisi finanziaria. Questo corrisponde a considerare i relativi fattori di conversione dei prezzi finanziari in prezzi economici pari a 1, ipotizzando quindi implicitamente l'assenza di tasse o altre distorsioni del mercato. Si tratta di un'ipotesi cautelativa rispetto al valore del fattore di conversione per questo tipo di costi pari a 0,88 suggerito da Commissione Europea (2014).

Utilizzo di metalli ed emissioni di CO₂

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, 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 6,2 g CO_{2e}/kWh.⁸

Come risultato di questo approccio il lavoro in questione quantifica i costi esterni⁹ (esternalità negative) generati 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 CO₂ in 0,50 c\$₂₀₁₄/kWh. Secondo i dati dell'U.S. Bureau of Labor Statistics, per convertire questo importo in \$₂₀₂₃ è necessario moltiplicarlo per 1,29.¹⁰ 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, cautelativamente, una produzione annua dell'impianto in progetto di 320 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 a causa dell'utilizzo dei metalli e delle emissioni di CO₂ può essere quantificato in € 1.868.000/anno.

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 produrre una quantificazione monetaria di questo costo esterno è possibile partire dalla considerazione che secondo OECD (2000) il paesaggio rurale può considerarsi composto di tre elementi chiave che sono:

- la struttura o aspetto, comprendente le componenti naturali (quali gli habitat), i tipi di uso del suolo, i manufatti e gli altri 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;

⁸ Vedi <https://www.vestas.com/en/products/enventus-platform/v162-6-2-mw>

⁹⁹ Come noto, i costi esterni, detti anche esternalità negative, generati da una transazione sono costi sopportati da soggetti non direttamente coinvolti in essa.

¹⁰ 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

- 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 oggetto di questa valutazione non riguardano, se non in misura molto limitata, la sua struttura e le sue funzioni, in quanto detta installazione non altera in modo apprezzabile le sue caratteristiche funzionali ed ecologiche e non modifica le potenzialità di uso dei terreni, ma riguardano quasi esclusivamente i valori attribuiti al paesaggio stesso come percepito dalla comunità locale interessata, in quanto determinano una modifica del paesaggio visuale la cui lettura, peraltro, presenta inevitabilmente importanti elementi di soggettività. Il giudizio sulla qualità visiva di un 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 più in dettaglio in seguito, che gli impianti eolici costituiscono un elemento in grado di rappresentare un'attrazione per determinati segmenti della domanda turistica (legati al turismo didattico ma non solo).

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 come posto dove vivere e lavorare.

Per quantificare in termini monetari gli impatti sul paesaggio dell'impianto eolico in progetto, e quindi essere in grado di prenderli in considerazione nell'analisi costi-benefici, 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 quindi 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 €₂₀₀₉/ha all'anno, con un valore medio di questo indicatore pari a 331 €₂₀₀₉/ha all'anno.

Per convertire questi valori in €₂₀₂₃ si sono moltiplicati per 1,38, fattore corrispondente al rapporto tra l'indice armonizzato dei prezzi al consumo HICP per gli attuali 27 paesi dell'Unione Europea 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 €₂₀₂₃/ha all'anno, con un valore medio di questo indicatore pari a 458 €₂₀₂₃/ha all'anno.

Per determinare l'estensione del territorio all'interno del quale si manifesteranno prevedibilmente la maggior parte degli impatti dell'impianto eolico in progetto sul paesaggio consideriamo in primo luogo che gli aerogeneratori in progetto possono essere suddivisi in 2 gruppi. Il primo di questi gruppi, costituito da quelli identificati con i numeri da 1 a 10, si sviluppa lungo un percorso avente una lunghezza di km 5, mentre il secondo, costituito da quelli identificati con i numeri da 11 a 23, si sviluppa lungo un percorso avente una lunghezza di km 6,3. I due gruppi sono collegati tra loro da una viabilità avente uno sviluppo di km 5,5. Per calcolare la larghezza dello spazio all'interno del quale si manifesteranno prevedibilmente la maggior parte degli impatti dell'impianto eolico sul paesaggio (la così detta Area di Impatto Potenziale AIP), in prima approssimazione è possibile utilizzare la formula:

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

dove:

R= raggio dell'area di studio;

E= numero di aerogeneratori;

H= altezza dell'aerogeneratore al rotore.¹¹

Nel caso in esame sarà $R = (100+20) \times 128 = 15.360$ metri. Si noti che il valore di R così calcolato risulta cautelativo in quanto maggiore del 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 ad 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".

Per quanto detto, sempre in prima approssimazione si è considerato che l'area di impatto potenziale dell'impianto eolico sul paesaggio comprenda una fascia di lunghezza pari a km 16,8 e larghezza km 15 per lato e due semicerchi di km 15 di raggio in corrispondenza del primo e dell'ultimo aerogeneratore. Ne segue che l'AIP complessivamente considerata è stata di km² 1.210 (ha 121.000). Si noti che tale risultato oltre a essere coerente con il D.M. 10 settembre 2010 risulta 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.

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 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).¹² 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) abbiano tutti lo stesso valore, e facendo, in modo molto cautelativo, l'ulteriore ipotesi che la presenza dell'impianto eolico in progetto vada a ridurre la qualità visuale del paesaggio interferito del 90 per cento fino a una distanza di km 15 dagli aerogeneratori, 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 €₂₀₂₃/ha all'anno quanto detto consente quindi di stimare il costo esterno generato dall'impatto paesaggistico dell'impianto eolico in progetto in 16.625.000 €₂₀₂₃ all'anno.

Questa stima non tiene conto del fatto che Wolsink (2007) suggerisce che l'atteggiamento dell'opinione pubblica nei confronti dell'energia eolica segua 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 questo progetto viene annunciato) a nuovamente positivo (una volta che sia trascorso un ragionevole lasso di tempo dalla costruzione dell'impianto). 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 tenda 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

¹¹ Vedi MIBAC (2007).

¹² Vedi JRC (2011).

elaborazioni svolte. Anche per questa ragione i valori dei parametri di redditività economica dell'intervento in progetto ottenuti dalle elaborazioni svolte rappresentano delle sottostime del reale valore di questi indicatori.

Impatto su avifauna e chiroterofauna

Come noto, uno dei costi esterni generati dall'esercizio di un parco eolico, non compreso tra quelli indagati da Karkour et al. (2020), è quello dovuto ai suoi impatti diretti e indiretti su avifauna e chiroterofauna. Gli impatti diretti riguardano la mortalità diretta per collisione contro i rotori in movimento. Malgrado risulti estremamente complesso ricavare un valore sufficientemente realistico della possibile futura mortalità per collisione dell'avifauna contro i rotori dell'impianto eolico in progetto, perché si tratta di un indicatore che dipende da una lunga serie di parametri 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, è tuttavia possibile rilevare che la mortalità diretta dell'avifauna causata da collisione contro i rotori degli impianti eolici in movimento risulta in termini assoluti sensibilmente inferiore a quella dovuta ad altre cause antropogeniche. Per convincersi di questo fatto è sufficiente osservare le stime della mortalità annua di avifauna per cause antropogeniche prevista negli Stati Uniti contenute in Erickson et al. (2005) e riportate nella tabella sottostante.¹³

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 prevista 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 risulta estremamente complesso. Oltre ad essere generata da tutti i fattori prima 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* dopo l'inserimento nell'ambiente degli aerogeneratori. In considerazione dell'ovvia mancanza dei risultati di un monitoraggio *post-operam*, si ritiene che la soluzione migliore per supplire a questa mancanza sia quella di rifarsi nuovamente a quanto contenuto in Erickson et al. (2005) che stima una media annua di 2,11 capi di avifauna morti per collisione su un totale di 1.039 turbine eoliche dislocate in varie aree degli Stati Uniti.

Per una stima più aderente alla realtà in esame occorre tener conto della possibilità, ormai accertata, di mitigare oltre il 70 per cento di questo impatto ambientale attraverso la pitturazione in nero di una delle pale della turbina, come previsto dal presente progetto.¹⁴ Di conseguenza nel seguito si ipotizzerà una media di

¹³ Per interpretare correttamente i dati riportati di seguito occorre tener presente alcune considerazioni, quali quella che edifici sono in numero decisamente maggiore rispetto alle pale eoliche e anche per questo motivo in termini assoluti impattano maggiormente sulla popolazione di avifauna. Inoltre, le cause di morte riportate in tabella incidono su specie di diverso valore conservazionistico e di diversa abbondanza in termini di popolazione. Ad esempio, i gatti e il traffico stradale incidono principalmente su piccoli passeriformi con popolazioni abbondanti, alto successo riproduttivo e limitato valore conservazionistico, mentre la mortalità eolica interessa in genere grossi rapaci con popolazioni più limitate, minor successo riproduttivo, elevata longevità ed elevato valore conservazionistico.

¹⁴ Vedi, ad esempio, May et al. (2020).

0,65 abbattimenti annui per turbina, quindi di 13 abbattimenti annui per l'intero parco eolico in progetto. Per valutare correttamente l'attendibilità di queste stime occorre naturalmente tener presente tutte le avvertenze sopra riportate.

Una valorizzazione monetaria di questi impatti risulta indispensabile per poterli prendere in considerazione nell'analisi costi-benefici, ma risulta anche più problematica rispetto alla stima del loro numero per la chiara impossibilità di stabilire a priori con esattezza le specie che risulteranno 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 il metodo per giungere a una valutazione monetaria delle specie di avifauna presenti in Italia che viene proposto di seguito. Questo metodo tiene conto dei seguenti fattori, elencati di seguito in ordine di importanza:

- SPEC, che riassume il livello di rischio di estinzione della specie tenendo conto della numerosità della popolazione europea, del trend, dello stato di conservazione e dei rischi che corre la specie;
- Numero di coppie nidificanti in Italia, che tiene conto della rarità, e quindi in termini economici della non sostituibilità degli esemplari;
- Percentuale della popolazione italiana rispetto a quella del 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 non concentrata in Europa di interesse conservazionistico europeo) =2;
- SPEC2 (specie concentrata in Europa di interesse conservazionistico europeo) =3;
- SPEC1 (specie presente in Europa di interesse conservazionistico globale) =4.

Per la popolazione è considerato non solo il numero di coppie presenti a vario titolo in Italia ma anche una divisione in classi associando a ciascuna classe di popolazione un valore numerico.

Al fine di determinare una valutazione monetaria delle 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 sono i prezzi di vendita praticati da alcuni rivenditori specializzati. Si noti che tali prezzi si riferiscono ad animali non selvatici, ma domestici, e che 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. Di conseguenza il rilascio di un animale domestico in natura comporta un periodo di addestramento e di monitoraggio e quindi, in definitiva, un costo che deve essere opportunamente valutato. A tal fine, attraverso una serie di analisi economiche condotte su diversi progetti di reintroduzione di animali domestici in natura CESI Ricerca (2006) stima che il costo di reintroduzione è circa quattro volte il costo di allevamento e che quindi è possibile introdurre un fattore pari a 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 avifaunistiche presenti in Italia:

$$Val_{eco€} = 27.63481 * [(1.885721)^{SPEC} * 5.125194^{CLASSEPOP}] / -\log(perc-EU) - 29$$

Per una valorizzazione monetaria dei futuri abbattimenti dovuti a impatto contro i rotori in movimento, oltre ad assegnare un valore monetario alle singole specie avifaunistiche occorre ipotizzare la specie degli esemplari coinvolti. Per fare questo, si è partiti dall'elenco delle 124 specie avifaunistiche rilevate nell'area di studio durante le campagne di osservazione sul campo svolte secondo il protocollo della D.G.R. 20-11717 della Regione Piemonte nei periodi compresi tra il primo e 20 marzo e il 28 ottobre 2022 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 impatto secondo una scala da 1 (rischio basso o non significativo) a 4 (rischio evidente e sostanziale). Tra le 124 specie avifaunistiche rilevate nel corso delle campagne di osservazioni svolte, si è scelto di prendere in considerazione solo le 13 appartenenti alle classi di rischio 2 (rischio potenziale), 3 (rischio evidente) e 4 (rischio evidente e sostanziale), trascurando invece le 111 appartenenti alla classe di rischio 1.

Di seguito si riportano la classificazione SPEC, il valore intrinseco (il valore assunto dalla parte della funzione di monetizzazione del valore delle specie avifaunistiche sopra riportata contenuta tra le parentesi quadre, che determina il "peso relativo" delle singole specie) e il valore economico delle specie prese in considerazione in questa valutazione contenuti in CESI Ricerca (2006).

Specie	Classificazione SPEC	Valore intrinseco	Valore economico (€)
Aquila reale	3	133	3.642
Biancone	3	181	4.974
Nibbio reale	2	671	18.520
Nibbio bruno	3	78	2.130
Albanella reale	3	685	18.895
Albanella minore	Non-SPEC	26	684
Poiana	Non-SPEC	4	70
Gheppio	3	23	619
Pellegrino	Non-SPEC	25	666
Gru
Rondone maggiore	Non-SPEC	12	312
Allodola	3	12	306
Tottavilla	2	128	3.498

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

Si è quindi ipotizzato che si verificano mediamente 2 abbattimenti annui per gli uccelli in classe 4, 1 per quelli in classe 3 e 0,5 per quelli in classe 2, per un totale di 13 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), che non contiene purtroppo una quantificazione del valore economico della Gru, che quindi per forza di cose non è stato preso in considerazione nelle elaborazioni svolte. Questi valori sono stati convertiti in €₂₀₂₃ moltiplicandoli per 1,48, 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.

Oltre a questo, per convertire in €₂₀₂₃ i valori riportati in CESI Ricerca (2006) a rigore sarebbe stato necessario utilizzare la versione più recente della classificazione SPEC, che è stata aggiornata per l'ultima volta nel 2023.¹⁵ Tuttavia, rispetto a quanto riportato da CESI Ricerca (2006), nell'aggiornamento 2023 la classificazione SPEC è migliorata per alcune delle specie prese in considerazione in questa sede, con conseguente riduzione del loro valore economico calcolato secondo la funzione di monetizzazione sopra riportata, e rimasta inalterata per le rimanenti. Per questa ragione si è cautelativamente scelto di considerare

¹⁵ Vedi Burfield et al. (2023).

nelle elaborazioni svolte, i cui risultati sono riportati nella tabella sottostante, il valore economico delle specie riportato da CESI Ricerca (2006), attualizzato al 2023, senza tener conto dell'aggiornamento della classificazione SPEC intervenuto nel frattempo. La tabella sottostante riporta il valore economico annuo previsto degli abbattimenti di avifauna causati dalla collisione di uccelli con i rotori in movimento. Come si vede, nelle ipotesi fatte questo valore può essere quantificato complessivamente in €₂₀₂₃ 104.000

Specie	Classe di rischio	Abbattimenti annui ipotizzati	Valore economico abbattimenti (€)
Aquila reale	4	2	10.780
Biancone	4	2	14.723
Nibbio reale	4	2	54.819
Nibbio bruno	2	0,5	1.576
Albanella reale	2	0,5	13.982
Albanella minore	3	1	1.012
Poiana	3	1	104
Gheppio	3	1	916
Pellegrino	2	0,5	493
Gru	2	0,5	...
Rondone maggiore	2	0,5	231
Allodola	2	0,5	226
Tottavilla	3	1	5.177
TOTALE			€ 104.000

Tavola 5 Valore economico annuo degli abbattimenti di avifauna causati dalla collisione contro i rotori in movimento

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 chiroterri, in modo particolare per quelle adattate a foraggiare in aree aperte e dal volo alto. Nel caso specifico, la stima dei potenziali rischi di impatto diretto dell'impianto in progetto risulta bassa per molte delle specie presenti nell'area, ad eccezione di *Nyctalus* e *Tadarida teniotis*, per le quali risulta media, mentre risulta alta solo per i chiroterri appartenenti alla specie *Hypsugo savii*.

Gli abbattimenti di chiroterri per collisione con questi rotori generano un costo sociale, perché i chiroterri, nutrendosi di insetti, forniscono servizi ecosistemici che hanno un valore economico. Una quantificazione monetaria del valore economico di questi servizi, riferita però a un contesto del tutto diverso da quello in esame, è contenuta in Boyles et al. (2011) che stima il valore dei servizi ecosistemici forniti dai chiroterri in un'area agricola del centro-sud del Texas nella quale prevale la coltivazione del cotone (quindi molto diversa dal contesto qui in esame) in \$ 74 per acro (\$ 183 per ettaro). Tuttavia, non essendo stato possibile rinvenire in letteratura dati sulla mortalità dei chiroterri per collisione con i rotori eolici e sul valore economico delle diverse 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 che l'errore commesso in questo modo sia di entità estremamente modesta rispetto al valore delle altre grandezze utilizzate nelle elaborazioni svolte.

Gli impatti indiretti dell'impianto eolico sull'avifauna possono riguardare la sottrazione di habitat e il disturbo che può causare l'allontanamento (temporaneo o definitivo) dall'area dell'impianto 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 (biancone e aquila reale), 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 chiropteri in funzione delle loro caratteristiche di volo e scelta degli habitat di alimentazione, si ritiene che gli impatti indiretti generati dal progetto sulla chiropterofauna siano bassi o trascurabili. 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 dell'impatto dell'impianto eolico dovuto agli abbattimenti di avifauna 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 CO₂.¹⁶ Quest'ultimo impatto non è stato cautelativamente preso in considerazione nelle elaborazioni svolte. Per questa ragione, i valori dei parametri di redditività economica dell'intervento in progetto riportati di seguito sono da considerarsi limiti inferiori del loro valore reale.

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/occupazione aerea, e l'occupazione permanente del suolo necessari a questa realizzazione si è fatto riferimento alla *Relazione tecnica valutazione espropri asservimenti e occupazione temporanea, indennità di sorvolo delle aree per il parco eolico Monte Giarolo* facente parte della presente documentazione.

Questo documento 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 diverranno la base per il calcolo dell'indennizzo dei proprietari.

Fatta salva questa premessa, l'indennità di esproprio è calcolata dal documento di cui sopra facendo riferimento ai Valori Agricoli Medi VAM dei terreni pubblicati dall'Osservatorio Immobiliare dell'Agenzia delle Entrate riferiti al 2021 per i comuni della provincia di Alessandria e al 2022 per quello di Santa Margherita di Staffora (ultime valutazioni disponibili sul sito dell'Agenzia delle Entrate).¹⁷ La superficie da espropriare è stata quantificata in poco più di 23 ettari per i comuni di Albera Ligure, Cabella Ligure e Fabbrica Curone (16 dei quali adibiti a pascolo) e poco più di 3 ettari per quello di Santa Margherita di Staffora. L'indennità di esproprio calcolata come detto è risultata di poco meno di € 75.000 per i terreni siti nei comuni di Albera Ligure, Cabella Ligure e Fabbrica Curone e di € 12.000 per quelli siti in quello di Santa Margherita di Staffora.

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. Considerando una superficie di occupazione temporanea che nei comuni di Albera Ligure, Cabella Ligure e Fabbrica Curone può essere quantificata in 55,8 ettari (quasi 37 dei quali adibiti a pascolo) mentre in quello di Santa Margherita di Staffora può essere quantificata in poco più di 7 ettari (per oltre la metà adibiti a pascolo) e un periodo di occupazione di 3 anni, il costo complessivo dell'occupazione temporanea di terreni calcolato come descritto è risultato di € 162.000 per i terreni siti nei comuni di Albera Ligure, Cabella Ligure e Fabbrica Curone e di € 25.000 per quelli siti in quello di Santa

¹⁶ 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 la loro entità, che a sua volta dipenderà dall'entità e dalla velocità della riduzione delle emissioni di gas di serra.

¹⁷ Disponibili all'indirizzo web <https://www.agenziaentrate.gov.it/portale/web/guest/schede/fabbricatiterreni/omi/banche-dati/valori-agricoli-medi>.

Margherita di Staffora. Questo costo è stato considerato come uniformemente ripartito nei 3 anni di durata prevista della fase di cantiere.

Il progetto dell'impianto eolico in valutazione prevede anche la realizzazione di un cavidotto interrato a Media Tensione in terreni agricoli di proprietà privata. Si evidenzia che dalla turbina n. 1 fino alla sottostazione elettrica si passa su di un'area già quasi totalmente adibita a strada, cartografata a livello catastale. Tuttavia, in considerazione della differenza esistente tra la cartografia e quanto rilevabile a livello fotogrammetrico, si è cautelativamente optato per valutare comunque le superfici in asservimento per il passaggio del cavidotto ove non vi sia corrispondenza tra la cartografia catastale e lo stato di fatto. Il calcolo del costo economico dell'asservimento del terreno dovuto al passaggio del cavidotto è stato cautelativamente fatto considerando l'intera area interessata (area occupata dai basamenti e/o manufatti, compresa la fascia di rispetto, area strettamente necessaria per il transito (convenzionalmente considerata di larghezza pari a m 1,00) e area della fascia di rispetto, di larghezza pari a m 10,00), quantificata in prima approssimazione in ha 8,9, al 50 per cento del VAM. Procedendo come descritto si è ottenuto un valore del costo generato dall'asservimento per il passaggio del cavidotto di € 22.400.

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 38,5 nei comuni di Albera Ligure, Cabella Ligure e Fabbrica Curone (quasi ha 30 dei quali adibiti a pascolo) e una di ha 4,4 in quello di Santa Margherita di Staffora, si è ottenuto un valore di questa voce di costo di € 63.500 per i terreni siti nei comuni di Albera Ligure, Cabella Ligure e Fabbrica Curone e di € 2.000 per quelli siti nel comune di Santa Margherita di Staffora.

Queste cifre sono certamente inferiori a quelle che saranno determinate dagli esiti della trattativa diretta per l'effettiva acquisizione di queste aree, ma in prima approssimazione sono state considerate come corrispondenti ai valori economici della sottrazione di suolo e come tali sono state prese 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 26, 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 Piemonte la superficie occupata media per MW degli impianti fotovoltaici installati a terra è di ha 1,95. 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 (124 MW) in circa ha 240. Come si vede, si tratterebbe di un utilizzo di suolo di oltre 9 volte superiore rispetto a quello dell'impianto eolico in progetto.

Rumore

Lo studio acustico effettuato nel quadro delle indagini propedeutiche alla realizzazione dell'intervento in progetto nota che l'area di influenza degli aerogeneratori sul clima acustico si estende per un raggio di 500 metri dal previsto punto di installazione di ciascuno di essi. Oltre i 500 m il rumore degli aerogeneratori stessi non è udibile in quanto la distanza produce l'effetto di attenuare lo stesso al di sotto del rumore di fondo naturale.

All'interno dell'area di influenza dei 20 aerogeneratori dell'impianto eolico in progetto sono presenti un solo fabbricato residenziale (situato a 250 metri di distanza orizzontale e a 200 di distanza verticale dall'aerogeneratore più vicino) e due fabbricati non residenziali (uno situato a 350 metri di distanza orizzontale e a 100 di distanza verticale e l'altro a 250 metri di distanza orizzontale e a 100 di distanza verticale dall'aerogeneratore più vicino).

Il modello previsionale utilizzato per il fabbricato residenziale ha dato come risultato valori differenziali di immissione di 1,3 dB per il periodo diurno e di 2,9 dB per quello notturno. Si noti innanzitutto che si tratta di valori inferiori ai limiti di 5 dB per il periodo diurno e 3 dB per il periodo notturno fissati dal D.P.C.M. 14-11-1997.

Un altro punto importante da tenere in considerazione per stabilire l'entità del danno causato dal rumore è che esso 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 del rumore da esso generati e quindi rafforzare la sua accettazione da parte della comunità locale interessata. Inoltre, tenendo presente l'andamento a U dell'atteggiamento dell'opinione pubblica nei confronti dell'energia eolica di cui parla Wolsink (2007) di cui si è detto, si può concludere che il costo esterno dovuto al rumore generato dall'impianto eolico oltre ad essere modesto tenderà a diminuire con il passare del 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 però opportuno puntualizzare che:

- l'attività agricola non viene ostacolata in alcun modo dalla presenza di 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 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 trascurando il costo esterno generato dal rumore degli aerogeneratori in fase di esercizio risulta del tutto trascurabile.

Benefici economici

Riduzione delle emissioni di CO₂

Il principale beneficio esterno generato dalla realizzazione dell'impianto eolico in progetto consiste nella riduzione delle emissioni di CO₂ generate dalla sua produzione di energia elettrica mediante l'utilizzo di una tecnologia che non genera emissioni di questo tipo, almeno durante la fase di esercizio, invece che utilizzando una centrale termoelettrica.

Per una stima in termini quantitativi delle emissioni in atmosfera di CO₂ evitate è possibile utilizzare i fattori di emissione propri della produzione termoelettrica per tipologia di impianto e tipologia di combustibile riferiti al 2020 contenuti in ISPRA (2022), che per impianti termoelettrici non cogenerativi indicano un fattore di emissione medio di 472,5 g/kWh di CO₂ con una riduzione del 25,5 per cento rispetto ai 634,6 g/kWh del 2005. Moltiplicando questo fattore di emissione medio di CO₂ al 2020 per la producibilità iniziale prevista

dell'impianto eolico in progetto, quantificata come detto in precedenza in 288,5 GWh/anno, si possono quantificare in prima approssimazione le emissioni di CO₂ evitate con la realizzazione dell'impianto eolico in progetto al lordo dell'effetto combinato di decadimento e tasso di disponibilità dell'impianto in poco più di 136.000 tonnellate/anno. Nelle elaborazioni svolte le emissioni di CO₂ evitate anno per anno nel corso della vita utile dell'impianto stesso sono state calcolate tenendo presente anche il decadimento e il tasso di disponibilità dell'impianto di cui si è detto.

Un'accurata definizione del controfattuale deve necessariamente includere la previsione del futuro andamento del fattore di emissione medio di CO₂ 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 CO₂ 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 elemento 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 nel paragrafo introduttivo. 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 alimentate a gas 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 CO₂, corrispondente a una riduzione media annua dello 0,3 per cento. Per quanto detto, si è quindi scelto di prendere in considerazione nelle elaborazioni svolte il solo effetto del progresso tecnologico sul fattore di emissione della CO₂ di questi impianti, ipotizzando una riduzione dello stesso pari allo 0,3 per cento annuo per l'intero periodo compreso tra il 2028 e il 2050.

Considerando un fattore di emissione medio delle centrali termoelettriche e una produzione dell'impianto eolico in progetto calcolati anno per anno come sopra descritto si è ottenuto l'ammontare delle emissioni di CO₂ in atmosfera evitate dalla produzione di energia elettrica realizzata dall'impianto eolico in progetto invece che da una centrale termica.

La valorizzazione monetaria di queste mancate emissioni di CO₂ è stata fatta utilizzando gli importi unitari, espressi in €₂₀₁₆/tCO₂e, proposti da EIB Group (2020) e riportati nella tabella sottostante (meglio conosciuti come "curva BEI"). Per gli anni intermedi, come suggerito dalla stessa fonte si è proceduto per interpolazione lineare.

Anno	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
€ ₂₀₁₆ /tCO _{2e}	80	165	250	390	525	660	800

Tavola 6 Costo esterno generato dalle emissioni di anidride carbonica (€₂₀₁₆/tCO_{2e}) 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 CO₂ evitate grazie all'entrata in esercizio dell'impianto in progetto tra il 2028 e il 2050 espresso in €₂₀₂₃/tCO_{2e} utilizzato nelle elaborazioni svolte varia tra € 272 per il 2028 ed € 1.009 per il 2050.

Riduzione delle emissioni di NO_x

Le centrali termoelettriche oltre a emettere CO₂ emettono anche altre sostanze inquinanti, tra le quali risultano particolarmente incidenti dal punto di vista dei costi ambientali gli ossidi di azoto NO_x. 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 ancora una volta che la producibilità di partenza dell'impianto eolico in progetto è stata considerata pari a 288,5 GWh/anno è possibile stimare in prima approssimazione la 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 poco più di 59.000 kg/anno. Naturalmente per quantificare in modo più accurato queste emissioni di NO_x evitate occorre tener presente il decadimento e il tasso di disponibilità delle turbine di cui si è detto in precedenza.

Per quanto riguarda la valorizzazione di queste emissioni in termini monetari è possibile utilizzare il costo delle emissioni di NO_x dei trasporti in ambiente rurale, quantificato da Commissione Europea (2020) in 15,1 €₂₀₁₆/kg. Per convertire questo costo in €₂₀₂₃, come detto in precedenza è necessario moltiplicarlo per 1,26, ottenendo quindi un valore di 19 €₂₀₂₃/kg. Moltiplicando questo valore unitario per la quantità annua di emissioni di NO_x evitata dalla produzione di 288,5 GWh di energia elettrica dall'impianto eolico in progetto invece che da una centrale termica si ottiene una stima di larga massima della quantificazione monetaria di questo beneficio di €₂₀₂₃ 1.127.000/anno. Questo beneficio non è stato cautelativamente preso in considerazione nelle elaborazioni svolte. Di conseguenza, i valori dei parametri di redditività economica dell'intervento in progetto ottenuti in questa sede devono essere considerati come limiti inferiori dei reali valori di questi indicatori.

Mancato acquisto del combustibile necessario nel controfattuale

L'impianto eolico in progetto produrrà la quantità di energia elettrica stimata come illustrato in precedenza, che non sarà quindi più necessario produrre utilizzando le centrali termoelettriche. Queste centrali generano naturalmente una serie di costi economici di produzione, tra i quali il principale è quello dell'acquisto del combustibile necessario al loro funzionamento. In modo cautelativo è possibile considerare che l'unico costo-opportunità che l'impianto eolico in progetto permetterà di risparmiare sia quello dell'acquisto del combustibile necessario per la produzione della stessa quantità di energia utilizzando una centrale termoelettrica. Per una quantificazione monetaria di questo costo, per quanto forzatamente imprecisa, si può fare riferimento ai dati contenuti in ENI (2023). Secondo questa fonte, la produzione di 1MWh di energia elettrica comporta l'utilizzo di 0,5883 barili di petrolio. Considerando, in modo estremamente cautelativo, un prezzo medio del petrolio di \$ 40 al barile e considerando un tasso di cambio di € 1,00 = \$ 1,1883 (valore medio riferito al periodo compreso tra il 04/01/1999 e il 04/01/2024) si è quantificato in termini monetari il risparmio dovuto al mancato acquisto del combustibile che sarebbe stato necessario per produrre la stessa quantità di energia elettrica prodotta dall'impianto eolico in progetto utilizzando invece una centrale termoelettrica.

Per una quantificazione di massima della sottovalutazione dei costi-opportunità del controfattuale dovuta all'ipotesi semplificativa adottata è possibile ipotizzare 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 utilizzare i dati di LCOE diversi dai costi dell'acquisto del combustibile e delle emissioni di CO₂ e NO_x per questo impianto pubblicati dall'IEA sul suo sito web.¹⁸

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 per CAPEX e costi O&M di 11,24 \$/MWh, di cui 4,25 \$/MWh per CAPEX¹⁹ e 6,99 \$/MWh per costi O&M. 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 dall'acquisto del combustibile e dalle emissioni di CO₂ e NO_x) di 10 \$/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 9,1 €/MWh. Considerando una producibilità iniziale dei 288,5 GWh/anno, questo valore corrisponde a un risparmio iniziale di risorse rispetto al controfattuale di 2,6 milioni di euro all'anno. Nel corso degli anni il costo opportunità del controfattuale è ovviamente destinato a ridursi a causa dell'effetto congiunto del decadimento delle turbine e del tasso di disponibilità dell'impianto ipotizzati. In ogni caso, nel 2050 il valore del risparmio di risorse rispetto al controfattuale generato dalla realizzazione dell'impianto in progetto sarà ancora pari a poco meno di 2 milioni di euro. Come detto, questo risparmio di risorse non è stato cautelativamente preso in considerazione nelle elaborazioni svolte. Di conseguenza, i valori dei parametri di redditività economica dell'intervento in progetto ottenuti in questa sede devono essere considerati come limiti inferiori dei reali valori di questi indicatori.

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 seguenti valori dei parametri di redditività economica dell'intervento in valutazione:

Parametro	valore
Valore Attualizzato Netto Economico (VANE)	€ 625 milioni
Tasso di Rendimento Interno Economico (TRIE)	23,3 %

Tavola 7 Valori dei parametri di redditività economica dell'intervento

Seconda conclusione: i risultati ottenuti mostrano che 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.

¹⁸ 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.

¹⁹ I CAPEX considerati comprendono \$ 4,17 per costi di investimento e \$ 0,08 per costi di decommissioning.

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.

Per quanto esistano modalità più avanzate e complete di valutazione della sensitività di un modello ai propri parametri, l'approccio consigliato a questo fine da Commissione Europea (2014) consiste nel modificare uno per volta i valori associati a ciascuna variabile utilizzata nelle elaborazioni svolte e valutare l'effetto di tale cambiamento sul VANE. Tale approccio presuppone che i parametri presi in considerazione siano mutuamente indipendenti.

Commissione Europea (2014) suggerisce, come criterio guida, di considerare critiche quelle variabili per le quali una variazione di $\pm 1\%$ del valore adottato nel caso base dia luogo a una variazione di più dell'1% del valore del VANE e di ipotizzare come variazioni percentuali delle variabili critiche $\pm 10\%$ e $\pm 25\%$.

Per ciascuna variabile considerata Commissione Europea (2014) indica poi di calcolare l'elasticità del VANE, definita come la variazione percentuale del VANE per un aumento dell'1 per cento della variabile in esame, e il valore di rovesciamento, ossia la variazione percentuale rispetto allo scenario di riferimento della variabile stessa, che renderebbe pari a zero il VANE del progetto.

La prima di queste grandezze ad essere presa in considerazione nella valutazione di sensitività sviluppata di seguito è la producibilità di partenza dell'impianto eolico, considerata nelle elaborazioni svolte di 288,5 GWh/anno. L'elasticità del VANE rispetto alla producibilità dell'impianto eolico in progetto risulta di 1,8, cioè una riduzione dell'1 per cento della producibilità dell'impianto eolico porta a una diminuzione dell'1,8 per cento del VANE dell'intervento in progetto. Di conseguenza, la producibilità dell'impianto eolico costituisce una variabile critica nel senso sopra specificato. Il valore di rovesciamento della producibilità dell'impianto eolico, cioè il valore della producibilità di partenza dell'impianto eolico che renderebbe pari a zero il VANE dell'intervento in progetto, è di poco inferiore ai 124,2 GWh/anno, pari quindi a solo il 43 per cento del valore della producibilità di partenza utilizzato nelle elaborazioni svolte. Considerando le riduzioni percentuali del 10 e del 25 per cento di questa grandezza suggerite da Commissione Europea (2014) si sono ottenuti valori del VANE rispettivamente pari a 515,3 e 350,7 milioni di euro, quindi ancora ampiamente positivi. Da questi risultati 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 annua di partenza 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 CO₂ utilizzati nelle elaborazioni svolte. L'elasticità del VANE rispetto a questi valori risulta pari a 1,6. Di conseguenza, anche il costo esterno unitario delle emissioni di CO₂ costituisce una variabile critica di questa procedura di valutazione. I valori di rovesciamento di questa variabile corrispondono a poco meno del 39 per cento di quelli della curva BEI utilizzati nelle elaborazioni svolte. Considerando le riduzioni percentuali del 10 e del 25 per cento di questa grandezza suggerite da Commissione Europea (2014) si sono ottenuti valori del VANE pari rispettivamente a 523 e 370 milioni di euro, quindi anche in questo caso ancora ampiamente positivi. Da questi risultati 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 del costo unitario delle emissioni di CO₂ marcatamente inferiore rispetto a quello utilizzato 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. La ragione di questa decisione è che pur non trattandosi di una variabile critica (l'elasticità del VANE rispetto a questa variabile è infatti pari solo a -0,48, quindi abbondantemente al di sotto della soglia il cui superamento identifica una variabile critica) si tratta di un parametro che è fonte di grande preoccupazione per le comunità locali più vicine al sedime dell'impianto eolico in progetto. Il valore di rovesciamento del costo economico dell'impatto sul paesaggio generato dall'intervento in progetto risulta di poco meno di 51,5 milioni di euro, quindi di oltre 3 volte superiore rispetto a quello utilizzato nelle elaborazioni svolte. Questo risultato mostra la robustezza del giudizio di desiderabilità sociale dell'impianto eolico in progetto dal punto di vista dell'utilizzo efficiente delle risorse disponibili precedentemente formulato rispetto a una variazione anche importante della valutazione del suo impatto sul paesaggio.

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 simulazione ha mostrato che in seguito a questa variazione i parametri in questione mutano di poco. Infatti, il VANE dell'intervento in progetto passa da 625 a 565,5 milioni di euro, mentre il TRIE passa dal 23,3 al 23,1 per cento. Di conseguenza, il giudizio di desiderabilità sociale dell'intervento in progetto dal punto di vista dell'utilizzo efficiente delle risorse disponibili risulta robusto anche rispetto a una riduzione del periodo di valutazione da 30 a 20 anni.

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 delle due variabili critiche sopra identificate, cioè la producibilità dell'impianto eolico e il costo esterno unitario delle emissioni di CO₂. I risultati di queste variazioni sono riportati nella tabella sottostante, che mostra come in caso di contemporanea riduzione del 25 per cento della producibilità dell'impianto eolico rispetto al valore utilizzato nelle elaborazioni svolte e del costo esterno delle emissioni di CO₂ rispetto ai valori della curva BEI il VANE dell'intervento in progetto sia ancora pari a 159,4 milioni di euro, quindi ampiamente positivo.

% costo CO ₂ /producibilità	100%	90%	75%
288.548 GWh	625.050.381	523.028.992	369.996.908
259.693 GWh	515.316.627	423.497.448	285.768.678
216.411 GWh	350.717.898	274.201.856	159.427.793

Tavola 8 VANE dell'intervento in progetto al variare della producibilità dell'impianto e della percentuale del costo esterno delle emissioni di CO₂ raccomandato dall'EIB utilizzata nelle elaborazioni svolte

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 socio-economico più direttamente interferito dalla realizzazione dell'impianto eolico in progetto è costituito dai comuni di Albera Ligure, Cabella Ligure e Fabbrica Curone (in provincia di Alessandria), direttamente interessati dal posizionamento delle turbine, e da quello di Santa Maria di Staffora (in provincia di Pavia), non direttamente interessato dal posizionamento delle turbine ma interessato dalla loro viabilità di accesso. Si tratta di un'area soggetta a costante spopolamento già da prima degli anni '50.²⁰ Tra il censimento del 1951 e quello del 2021 la popolazione complessiva di questi 4 comuni è infatti passata da 6.631 a 1.816 abitanti (-72,6 per cento). Il dettaglio comunale, mostrato nella figura sottostante, indica che nel periodo in questione lo spopolamento ha interessato in modo sostanzialmente uniforme tutti e 4 i comuni dell'area. Tra il 1951 e il 2021 la popolazione di Albera Ligure è passata da 879 a 314 abitanti (- 64,3 per cento), quella di Cabella Ligure è da 1.850 a 468 abitanti (- 74,7 per cento), quella di Fabbrica Curone da 2.147 a 586 abitanti (- 72,7 per cento) e quella di Santa Margherita di Staffora da 1.755 a 448 abitanti (- 74,5 per cento).

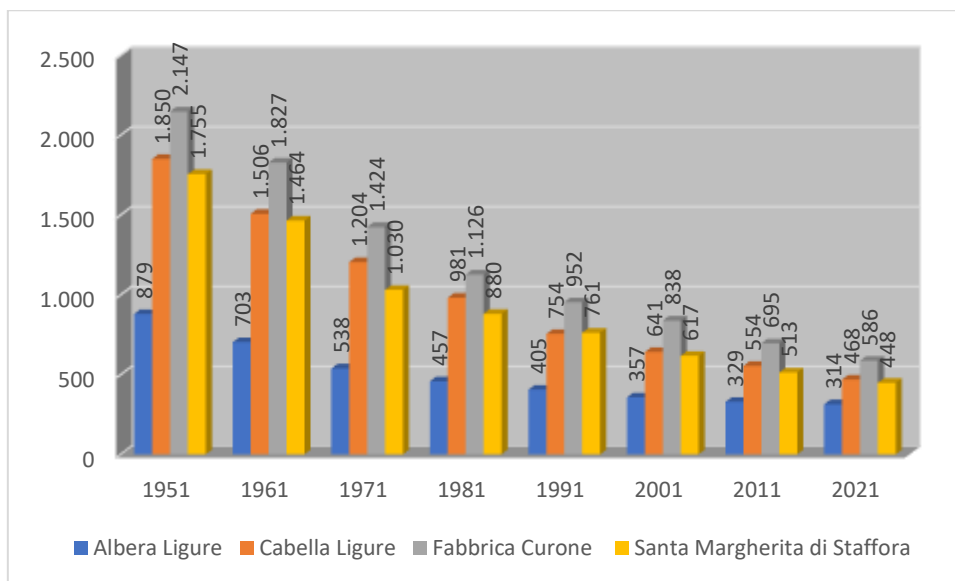


Figura 5 Popolazione di Albera Ligure, Cabella Ligure, Fabbrica Curone e Santa Margherita di Staffora dal censimento del 1951 al censimento del 2021 – Fonte: censimenti ISTAT

In seguito a questa lunghissimo periodo di calo demografico al censimento 2021 la densità insediativa ad Albera Ligure risulta di soli 15 abitanti/km², mentre il valore dell'analogo indicatore riferito a Cabella Ligure risulta di 8 abitanti/km², quello riferito a Fabbrica Curone di 11 abitanti/km² e quello riferito a Santa Margherita di Staffora di 12 abitanti/km². Lo stato del mercato immobiliare dell'area risulta indicativo dei fenomeni di spopolamento sopra descritti e della conseguente scarsissima antropizzazione dell'area. Secondo i dati pubblicati dall'Osservatorio Immobiliare dell'Agenzia delle Entrate, al primo semestre 2023 il valore di mercato delle abitazioni civili in aree caratterizzate dalla prevalenza di immobili in normale stato di conservazione nel centro di Albera Ligure risultava compreso tra 380 e 520 €/m², in quello di Cabella Ligure risultava compreso tra 430 e 570 €/m², in quello di Fabbrica Curone tra 520 e 670 €/m², e in quello di Santa Margherita di Staffora tra 660 e 730 €/m². Si tratta di valori indicativi della scarsissima pressione antropica esistente in questi comuni.

²⁰ In realtà lo spopolamento di quest'area ha origini molto più remote. Albera Ligure ha raggiunto il massimo della sua popolazione post-unitaria nel 1871 (1.593 abitanti), così come Cabella Ligure, che nel 1871 contava 3.267 abitanti. Fabbrica Curone ha raggiunto il massimo della sua popolazione nel 1901, quando contava 3.245 abitanti, mentre Santa Margherita di Staffora lo ha raggiunto nel 1931 (1.953 abitanti).

La debolezza del sistema economico dell'area è evidenziata dai dati relativi all'imponibile medio IRPEF dei contribuenti dei 3 comuni interferiti appartenenti alla provincia di Alessandria riferito all'anno di imposta 2021. La figura sottostante mostra che i valori di questi imponibili risultano inferiori alla media dell'analogo indicatore riferita ai contribuenti della provincia di Alessandria di una percentuale compresa tra il 15,5 per cento di Albera Ligure e il 18,4 per cento di Fabbrica Curone, mentre risultano inferiori alla media dell'analogo indicatore riferita a tutti i contribuenti del Piemonte di un percentuale compresa tra il 19 per cento di Albera Ligure e il 21,8 per cento di Fabbrica Curone.

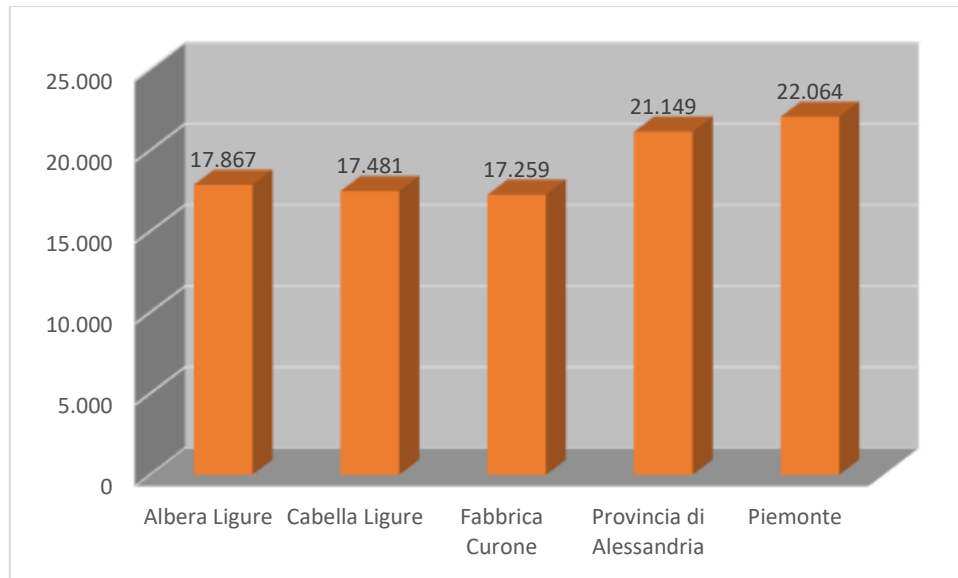


Figura 6 Imponibile medio IRPEF dei contribuenti di Albera Ligure, Cabella Ligure e Fabbrica Curone – Fonte: nostre elaborazioni su dati MEF

Il progressivo spopolamento e la conseguente scarsissima antropizzazione del territorio in esame lo hanno portato a ritagliarsi un qualche spazio sul mercato turistico rivolto al segmento di domanda degli amanti della natura e della pace. Per quanto riguarda la consistenza dell'industria ricettiva in questi comuni, secondo l'ISTAT nel 2022 ad Albera Ligure erano in attività 3 esercizi ricettivi per complessivi 32 posti letto (tra i quali 2 agriturismi per un totale di 12 posti letto), mentre a Cabella Ligure gli esercizi ricettivi erano 8, per complessivi 201 posti letto (tra i quali 2 agriturismi con un totale di 28 posti letto e 1 rifugio di montagna con 40 posti letto), a Fabbrica Curone 12, per complessivi 418 posti letto (tra i quali 2 campeggi per un totale di 105 posti letto, 1 casa per ferie con 140 posti letto, 1 rifugio di montagna con 24 posti letto e 1 agriturismo con 5 posti letto), e a Santa Margherita di Staffora erano 6 per complessivi 993 posti letto (tra i quali 1 grande campeggio con 905 posti letto e 3 agriturismi con un totale di 51 posti letto).

Come si vede, la struttura dell'offerta ricettiva di questi comuni appare chiaramente orientata a soddisfare una domanda di turismo verde e comunque espressa da persone in cerca di pace e tranquillità. A questo proposito appare indicativo ricordare che Cabella Ligure è un centro di importanza mondiale dello Sahaja Yoga. La presenza di un impianto eolico come quello in progetto contribuirà a migliorare l'immagine ambientale del territorio mostrando in modo evidente il suo orientamento verso lo sviluppo sostenibile.²¹ Si tratta di un orientamento in grado di attirare turisti interessati a questo tema, come sono di solito quelli che

²¹ Questa associazione tra salvaguardia dell'ambiente, attenzione alla sostenibilità e 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 in un suo spot pubblicitario (visibile [qui](#)) immagini di pale eoliche in movimento allo scopo di comunicare in modo efficace al mercato la propria immagine di prodotti naturali, biologici e sostenibili.

costituiscono il segmento di domanda del turismo verde che rappresenta il nucleo centrale della domanda turistica dell'area.

Per quanto riguarda il movimento turistico, gli arrivi e le presenze negli esercizi ricettivi di cui sopra al 2022 sono riportati nella tabella sottostante.

Comune	Arrivi	Presenze	durata media (gg)
Albera Ligure	452	1.106	2,4
Cabella Ligure	856	3.711	4,3
Fabbrica Curone	368	1.796	4,9
Santa Margherita di Staffora	1.989	11.655	5,9

Tavola 9 Arrivi e presenze negli esercizi ricettivi di Albera Ligure, Cabella Ligure, Fabbrica Curone e Santa Margherita di Staffora al 2022 – Fonte: ISTAT

Come si vede, al 2022 gli arrivi negli esercizi ricettivi risultano superiori alla popolazione in 3 dei 4 comuni dell'area, e nel caso di Santa Margherita di Staffora risultano superiori alla popolazione di questo comune di circa 4 volte. Si tratta di proporzioni che, pur molto alte in valore assoluto, risentono chiaramente del numero estremamente ridotto di abitanti dell'area

L'importanza relativa dell'industria turistica nell'economia di questi comuni è confermata dalla *Classificazione dei comuni in base alla densità turistica* pubblicata dall'ISTAT, in base alla quale Fabbrica Curone e Santa Margherita di Staffora appartengono al quinto quintile dei comuni italiani come intensità e caratteristiche dell'offerta turistica (molto alta), Cabella Ligure al quarto quintile (alta) e Albera Ligure al terzo (media). 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. Questo indicatore, così come gli altri riportati da questa classificazione, deve essere letto tenendo presente che a parità di altre condizioni il suo valore risulta positivamente influenzato dalla scarsa numerosità della popolazione dei comuni dell'area.

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 km² e ai visitatori di musei e istituzioni similari per abitante, Albera Ligure si colloca nel quarto quintile (alta), Santa Margherita di Staffora nel terzo (media), Fabbrica Curone nel secondo (bassa) e Cabella Ligure nel primo (molto bassa).

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, Cabella Ligure, Fabbrica Curone e Santa Margherita di Staffora si collocano nel quinto quintile (molto alta), e Albera Ligure nel quarto (alta).

Infine, un indicatore sintetico costruito sulla base dei 3 indicatori precedenti colloca Cabella Ligure e Santa Margherita di Staffora nel quinto quintile dei comuni italiani (molto alta) e Albera Ligure e Fabbrica Curone nel quarto (alta).

Il tema del possibile impatto della presenza di turbine eoliche sul settore del turismo negli ultimi anni è stato oggetto di numerosi 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 altro 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 il paesaggio nella sua interezza e non si focalizzano solo sulle turbine eoliche. Di conseguenza, anche, ad esempio, gli effetti visibili del riscaldamento globale sul paesaggio fanno parte delle loro riflessioni sulla presenza di turbine eoliche nel paesaggio rurale.

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, i risultati di un'indagine sul campo condotta in un'isola vicino alla costa degli Stati Uniti prima, durante e dopo la realizzazione di un impianto eolico riportati da Bidwell (2023) indicano che i turisti con più spiccati valori altruistici (preoccupati 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 famigliari 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. Come visto in precedenza, si tratta di un risultato che conferma quelli ottenuti da precedenti studi sullo stesso argomento.

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.²² Si tratta di una pubblicazione che da un'edizione all'altra sta rapidamente arricchendosi di nuovi e interessanti contenuti. Infatti, questa edizione contiene le informazioni utili per arrivare nei luoghi dove sorgono 24 parchi eolici italiani (erano solo 11 nella prima edizione (2021) e 18 nella seconda (2022)) e organizzarvi 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 in grado di diffondere conoscenze sull'energia eolica e sui cambiamenti climatici globali, dotati in qualche caso di caffè, negozio e sala espositiva interattiva, oltre che di punti di osservazione dotati di pannelli esplicativi e di percorsi didattici. Da notare infine 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. **Quarta conclusione: quanto detto evidenzia la presenza di fenomeni di spopolamento e di scarsa dinamicità dell'economia del territorio interferito dall'impianto eolico in progetto e l'esistenza di 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, con un VANF di 65,4 milioni di

²² Disponibile all'indirizzo web <https://parchidelvento.it/>

euro e un TRIF del 17,7 per cento. 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 (un VANE di 625 milioni di euro e un TRIE del 23,3 per cento), hanno permesso di formulare un giudizio di desiderabilità sociale 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 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.

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 soggetta ormai da decenni a un continuo spopolamento che ha portato il territorio a una condizione di scarsissima antropizzazione, che ha favorito la nascita di un piccolo flusso di turisti amanti della natura e della pace. 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

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>

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

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>, disponibile all'indirizzo web <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421522005845>

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 I.J., Rutherford C.A. 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., 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>

Commissione Europea – DG Politica Regionale e Urbana, Sartori D. (2022), Economic appraisal vademecum 2021-2027 – General principles and sector applications, Ufficio delle pubblicazioni dell'Unione Europea, disponibile all'indirizzo web <https://data.europa.eu/doi/10.2776/182302>

ENI (2023), Fact Book 2022, disponibile all'indirizzo web <https://www.eni.com/assets/documents/eng/reports/2022/Fact-Book-2022-eng.pdf>

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

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>

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/>

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 (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

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 2022 – Anno di imposta 2021, disponibile all'indirizzo web 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/qef/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: [10.1080/14616688.2023.2274834](https://doi.org/10.1080/14616688.2023.2274834), disponibile all'indirizzo web <https://www.tandfonline.com/>

Provincia di Alessandria (2023), Valori agricoli medi 2023, disponibile all'indirizzo web <http://www.provincia.alessandria.it/index.php?ctl=news&fl=singola&id=5220&idbl=55>

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>

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/>

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>, disponibile all'indirizzo web <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032105001255>

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>