

PARCO EOLICO MONTE CERCHIO

Il Committente:  Windtek

Sede Legale: Corso Vercelli n. 10
10152, Torino (TO)
P.IVA e C.F. 12930940015

Oggetto:
RELAZIONE SPECIALISTICA

Titolo:
ANALISI COSTI BENEFICI

Il Tecnico

Dott. Ing. Luciano Messori

Data	Emis.	Aggiornamento	Data	Contr.	Data	Autor.
07/2024	LM	Emissione	07/2024	LM	07/2024	LM

SCALA: N.A.

FORMATO: A4

LUGLIO 2024

Commessa	Tip. impianto	Fase Progetto	Disciplina	Tip. Doc	Titolo	N. Elab	REV
22102	EO	DE	ACB	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: emmecsrts@gmail.com

Geom. Domenico Bresciano

ANALISI COSTI BENEFICI A CURA DI:



Il Tecnico:

Ing. Luciano Messori

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

File: testalino relazione costi_benefici.dwg

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

Sommario

Indice delle tavole	2
Indice delle figure	2
Sigle e abbreviazioni utilizzate.....	3
Introduzione	4
L'impianto eolico di Monte Cerchio	4
Producibilità dell'impianto	8
L'analisi costi-benefici.....	9
Analisi finanziaria.....	11
Costi di investimento	11
Costi di dismissione	11
Costi operativi.....	11
Imposte.....	11
Parametri di redditività finanziaria.....	12
Analisi economica.....	12
Costi economici	12
Costi di costruzione e costi O&M	12
Impatto sul paesaggio	14
Impatti su avifauna e chiroterofauna.....	16
Sottrazione di suolo	21
Rumore	23
Benefici economici	24
Riduzione delle emissioni di CO ₂	24
Aumento della sicurezza energetica.....	26
Riduzione delle emissioni di NO _x	26
Risparmio di altri costi-opportunità del controfattuale	27
Parametri di redditività economica	27
Analisi di rischio	28
Impatti sul sistema socio-economico	31
Impatto dell'energia eolica sugli Obiettivi per lo Sviluppo Sostenibile	34
Conclusioni	35
Bibliografia.....	37

Indice delle tavole

Tavola 1 Valori dei parametri di redditività finanziaria dell'intervento	12
Tavola 2 Fattori di conversione da valori finanziari a valori economici delle componenti del costo di costruzione utilizzati nelle elaborazioni svolte.....	12
Tavola 3 Mortalità degli uccelli per cause antropogeniche prevista negli Stati Uniti – Fonte: Erickson et al. (2005).....	17
Tavola 4 Valore economico delle specie avifaunistiche italiane(stralcio) – Fonte: CESI Ricerca (2006)	19
Tavola 5 Valore economico annuo degli abbattimenti di avifauna causati dalla collisione contro i rotori in movimento (€ ₂₀₂₃) – Fonte: nostre elaborazioni su dati CESI Ricerca (2006) ed Eurostat	20
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)	25
Tavola 7 Valori dei parametri di redditività economica dell'intervento in progetto	27
Tavola 8 VANE dell'intervento in progetto (milioni di euro) al variare della producibilità di partenza dell'impianto e della percentuale del costo esterno delle emissioni di CO ₂ raccomandato dall'EIB utilizzata nelle elaborazioni svolte.....	31

Indice delle figure

Figura 1 Obiettivi di crescita della potenza eolica installata al 2030 (MW) – Fonte: PNIEC 2023	5
Figura 2 Potenza eolica installata al 2023 nelle regioni italiane (MW) – Fonte: Terna (2024)	5
Figura 3 Potenza eolica installata (kW/1.000 abitanti) negli Stati Membri dell'Unione Europea nel 2023 – Fonte: stime EurObserv'ER (2024)	6
Figura 4 Massima potenza installata (GW) per adeguatezza nel lungo termine – Fonte: Terna (2023).....	8
Figura 5 Incidenza di manodopera, noli e trasporti e materiali sul costo di costruzione dell'impianto eolico di Monte Cerchio	13
Figura 6 VANE dell'intervento in progetto (milioni di euro) a seguito di riduzioni del 10 e del 25 per cento del valore della producibilità di partenza utilizzato nelle elaborazioni svolte (val. base).....	29
Figura 7 VANE dell'intervento in progetto (milioni di euro) a seguito di riduzioni del 10 e del 25 per cento del costo esterno unitario della produzione di CO ₂ utilizzato nelle elaborazioni svolte (val. base)	29
Figura 8 VANE dell'intervento in progetto (milioni di euro) a seguito di riduzioni del 10 e del 25 per cento del valore dell'impatto dell'impianto in progetto sul paesaggio utilizzato nelle elaborazioni svolte (val. base)	30
Figura 9 Popolazione residente a Cairo Montenotte dal 1951 al 2021 – Fonte: Censimento permanente ISTAT	31
Figura 10 Popolazione residente a Cengio dal 1951 al 2021 – Fonte: Censimento permanente ISTAT	32
Figura 11 Comuni dell'area di intervento per anno di massimo della popolazione – Fonte: Censimento permanente ISTAT	32

Sigle e abbreviazioni utilizzate

ACB	Analisi costi-benefici
AIP	Area di Impatto Potenziale
CAPEX	Capital Expenditure (costi di investimento)
DM	Decreto Ministeriale
DPCM	Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri
EIB/BEI	European Investment Bank/Banca Europea degli Investimenti
Euribor	Euro InterBank Offered Rate (tasso interbancario di riferimento)
GSE	Gestore Servizi Energetici
HICP	Harmonised Index of Consumer Prices (indice armonizzato dei prezzi al consumo)
IEA	International Energy Agency (agenzia internazionale dell'energia)
IMU	Imposta Municipale Unica
IRAP	Imposta Regionale sulle Attività Produttive
IRES	Imposta sui Redditi delle Società
IRPEF	Imposta sul Reddito delle Persone Fisiche
ISPRA	Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale
ISTAT	Istituto Nazionale di Statistica
IVA	Imposta sul Valore Aggiunto
JRC	Joint Research Centre
LOLE	Loss of Load Expectation (perdita di carico attesa)
MASE	Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica
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)
OSS	Obiettivo/i per lo Sviluppo Sostenibile
PNIEC	Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima
PPA	Power Purchase Agreement (contratto di acquisto di energia)
SPEC	Species of European Conservation Concern
TRIE	Tasso di Rendimento Interno Economico
TRIF	Tasso di Rendimento Interno Finanziario
ULA	Unità Lavorative Anno
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 Cerchio

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 Cerchio, al fine di valutarne la desiderabilità sociale del punto di vista dell'utilizzo efficiente delle risorse disponibili.

Il nuovo impianto eolico di Monte Cerchio è un impianto per la produzione di energia elettrica da fonte eolica che si prevede di realizzare in un'area situata a cavallo tra i comuni Cairo Montenotte e Cengio, in provincia di Savona. L'impianto in questione è composto da 7 aerogeneratori di potenza pari a 6,2 MW ciascuno, per una potenza complessiva d'impianto stimabile di 43,4 MW.

L'intervento in progetto presenta una perfetta coerenza verticale con l'obiettivo dell'Unione Europea di raggiungere la neutralità climatica per il 2050 e, nel medio periodo, di ridurre entro il 2030 le emissioni nette di gas di serra del 55 per cento rispetto ai valori del 1990.

Sempre a proposito della coerenza verticale dell'intervento in progetto occorre inoltre sottolineare che l'impianto eolico Monte Cerchio contribuirà a raggiungere l'obiettivo contenuto nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima PNIEC 2023 di raggiungere nel 2030 una copertura con energia da fonti rinnovabili del 40,5 per cento del consumo finale lordo di energia.¹ In particolare, secondo lo scenario nazionale con politiche elaborato dallo stesso 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 queste fonti 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*.

Lo stesso PNIEC 2023 si pone l'obiettivo intermedio di avere, al 2025, 17.314 MW di potenza installata (17.014 *onshore* e i rimanenti 300 *offshore*), con un incremento di 5.754 MW di potenza installata *onshore* rispetto agli 11.260 MW installati al 2021. Occorre tuttavia rilevare che nel 2023, quindi a metà del quadriennio 2021-2025, la potenza *onshore* installata in Italia era di 12.308 MW.² Questo vuol dire che tra il 2021 e il 2023 la potenza *onshore* installata in Italia è aumentata di 1.048 MW, corrispondenti al 18,2 per cento dell'obiettivo di crescita per il quadriennio 2021-2025 fissato dal PNIEC 2023. Per assicurare il raggiungimento di questo obiettivo occorre quindi che nel biennio 2024-2025 l'installazione di nuova potenza eolica in Italia proceda a un ritmo molto più sostenuto di quello tenuto tra il 2021 e il 2023.

¹ Vedi: MASE (2023a).

² Vedi: IRENA (2024) su Statista.

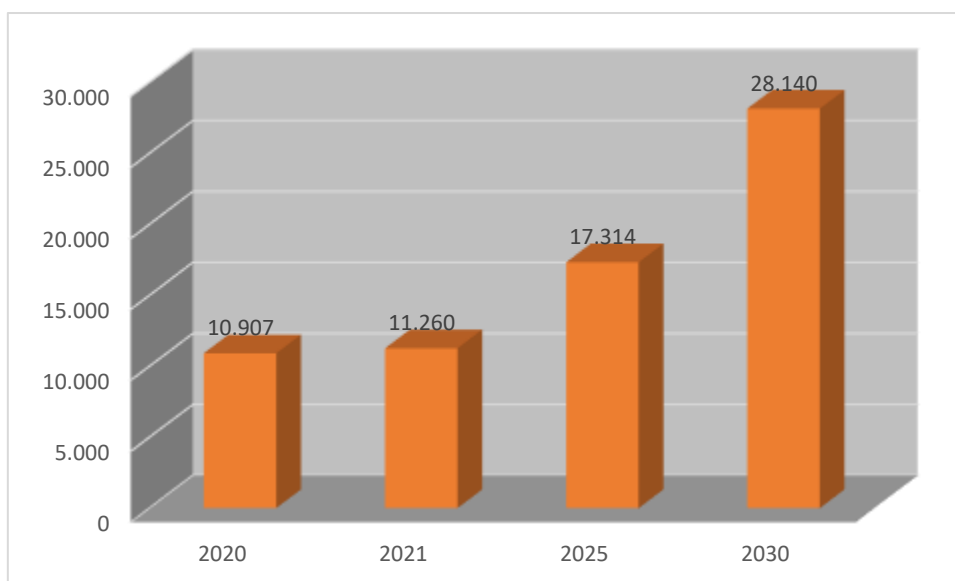


Figura 1 Obiettivi di crescita della potenza eolica installata al 2030 (MW) – Fonte: PNIEC 2023

La distribuzione per regione della potenza eolica installata in Italia nel 2023 mostra una netta prevalenza delle regioni meridionali e delle isole. Poco più del 25 per cento di questa potenza è infatti installata in Puglia e un ulteriore 18,4 per cento in Sicilia, mentre i parchi eolici della Liguria incidono per poco meno dell'1 per cento del totale.

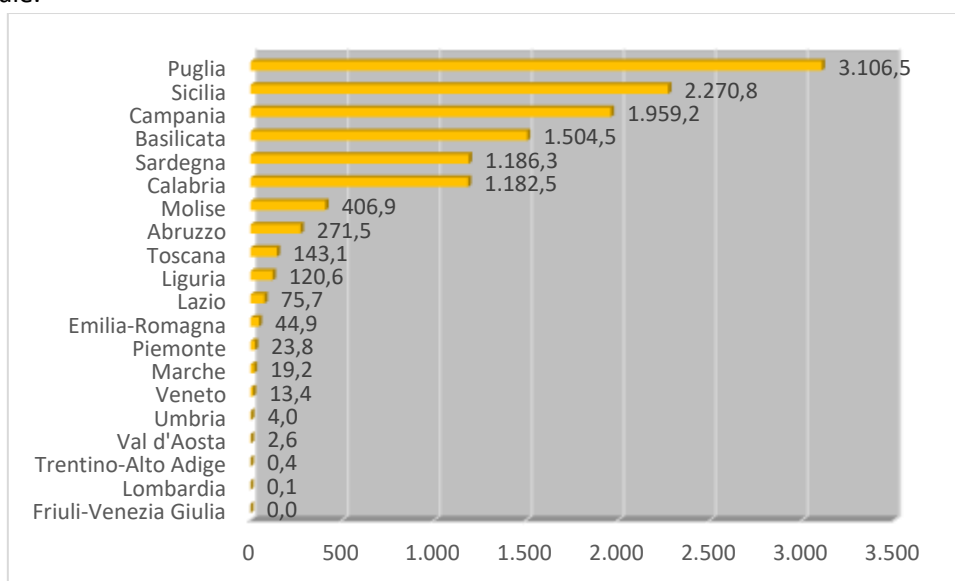


Figura 2 Potenza eolica installata al 2023 nelle regioni italiane (MW) – Fonte: Terna (2024)

Spingendo lo sguardo al di fuori dei confini nazionali appare significativo notare che al 2023 l'Italia risulta al 18° posto tra i 27 paesi dell'Unione Europea per densità di potenza eolica installata ogni 1.000 abitanti, con 209,1 kW/1.000 abitanti. Si tratta di un valore inferiore del 57,1 per cento rispetto al valore medio dello stesso indicatore riferito ai 27 Stati Membri dell'UE (487 kWh/1.000 abitanti) e superiore solo a quelli riferiti a 7 dei 10 paesi entrati nell'UE con l'allargamento del 2004 (Cipro, Lettonia, Ungheria, Repubblica Ceca, Slovenia, Slovacchia e Malta) e a quelli riferiti a Romania e Bulgaria.

Un confronto con i grandi paesi dell'UE evidenzia il ritardo nei loro confronti dell'Italia nello sviluppo dell'energia eolica. La Germania presenta infatti una densità di potenza eolica installata di 823,6 kW/1.000 abitanti, pari quindi a circa 4 volte quella italiana, la Spagna una di 640 kW/1.000 abitanti, pari quindi a oltre

3 volte quella italiana, e la Francia una di 328,4 kW/1.000 abitanti, valore decisamente inferiore a quelli riferiti a Germania e Spagna ma comunque superiore del 57,1 per cento a quello riferito all'Italia.

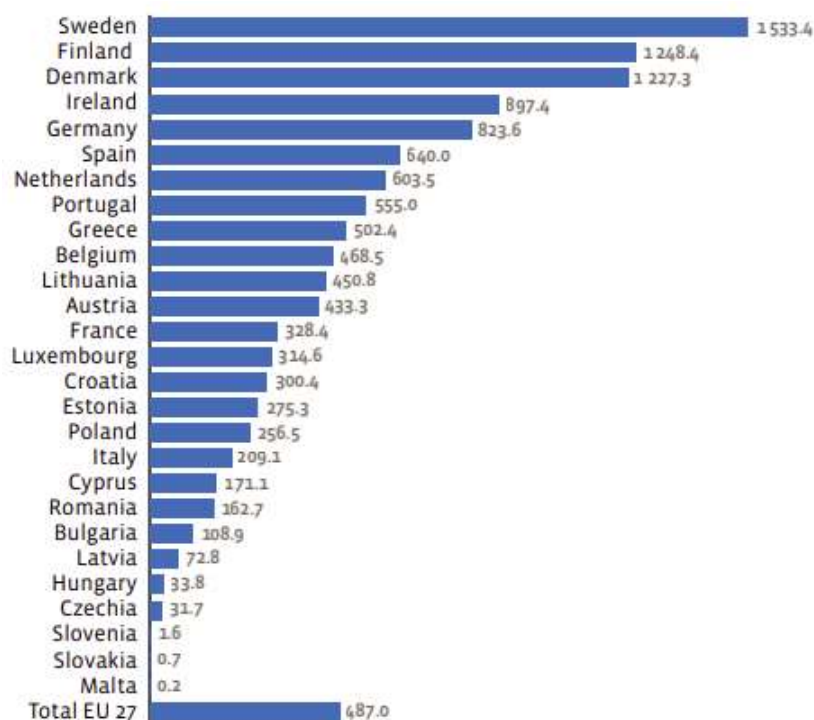


Figura 3 Potenza eolica installata (kW/1.000 abitanti) negli Stati Membri dell'Unione Europea nel 2023 – Fonte: stime EurObserv'ER (2024)

MASE (2023b) fornisce una misura dell'impatto dell'eolico sull'economia nazionale. Secondo i risultati delle elaborazioni preliminari (quindi soggette a future revisioni) contenuti in questo documento, nel 2022 in Italia l'impatto occupazionale diretto e indiretto di questo settore è risultato di 4.088 ULA³ permanenti (impegnate nelle fasi di esercizio e manutenzione degli impianti per l'intera durata del loro ciclo di vita) e di 4.854 ULA temporanee (impegnate nella progettazione, costruzione e installazione dei nuovi impianti). Sempre secondo le stesse elaborazioni, il valore aggiunto per l'intera economia generato dal complesso degli investimenti e delle spese di O&M associati all'energia eolica nel 2022 è stato di 602 milioni di euro.

Per passare dai dati macroeconomici a scala nazionale sopra riportati agli effetti sull'occupazione dell'impianto eolico in progetto è possibile rifarsi a quanto contenuto in Dell'Anna (2021), che utilizzando un modello basato sull'analisi Input-Output giunge a quantificare l'effetto totale⁴ sull'occupazione della produzione di 1 TWh di energia eolica in 445,99 uomini/anno, dei quali 308,95 legati alla fase di realizzazione dell'impianto e i restanti 137,04 a quella di gestione (costi O&M). Considerando una producibilità di partenza dell'impianto in progetto di 74,4 GWh/anno, di cui si dirà in dettaglio nel prossimo paragrafo, quanto detto consente di stimare l'effetto totale sull'occupazione dell'impianto eolico in progetto in 33 uomini/anno, dei quali 23 nella fase di realizzazione dell'impianto e i restanti 10 in quella di gestione.

³ Come noto le ULA (Unità di Lavoro) indicano la quantità di lavoro prestato nell'anno da un occupato a tempo pieno

⁴ Come noto, l'effetto totale sull'occupazione di una qualsiasi attività economica può essere classificato in 3 categorie: diretto, indiretto e indotto. Nel caso in esame, l'effetto diretto sarà quello derivante dalla produzione e dall'installazione in loco degli aerogeneratori, dalle attività di manutenzione e in generale da tutte le attività collegate alla gestione dell'impianto durante il suo ciclo di vita. L'effetto indiretto sarà quello dovuto alle conseguenze di queste attività sulle loro catene di fornitura. L'effetto indotto deriva dal fatto che i lavoratori beneficeranno della creazione di reddito dovuta all'effetto diretto e di quello indiretto e di conseguenza aumenteranno la loro domanda di beni e servizi, con conseguenze positive sul reddito e l'occupazione.

Naturalmente, a parità di domanda alla crescita della quantità di energia elettrica prodotta da fonte eolica corrisponde una pari riduzione di quella prodotta dalle centrali termoelettriche alimentate da combustibili fossili. Di conseguenza, per ottenere l'impatto occupazionale netto dell'impianto eolico in progetto occorre sottrarre all'impatto totale sull'occupazione dell'impianto eolico in progetto sopra riportato la conseguente riduzione della domanda di lavoro dovuta al calo della domanda di energia prodotta dalle centrali termoelettriche alimentate a combustibili fossili. Per quantificare questa riduzione si può fare riferimento a Garrett-Peltier (2017) che quantifica l'effetto occupazionale negativo sulla domanda di lavoro espressa dalle centrali termoelettriche alimentate da combustibili fossili della realizzazione degli impianti eolici in circa 1 posto di lavoro perso per ogni 3 creati nei nuovi impianti eolici. Di conseguenza, l'effetto occupazionale netto dell'impianto eolico in progetto durante la fase di esercizio e manutenzione può essere stimato in primissima approssimazione in 6-7 uomini/anno.

Oltre a contribuire al raggiungimento dei target di sviluppo delle energie rinnovabili di cui si è detto, l'energia eolica può dare un importante contributo anche alla riduzione dei costi generati dai blackout garantendo l'adeguatezza del sistema elettrico italiano, definita dal Decreto Ministeriale MITE del 28/10/2021 come un valore di LOLE⁵ 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 considerato il rischio legato alla disponibilità di energia alla frontiera nord. L'energia eolica può fornire un contributo significativo anche in questo senso, perché la sua produzione non dipende dalla disponibilità di acqua e non genera scarichi in grado di alterare la temperatura del corpo ricevente.

Nello scenario di lungo termine (2033), grazie al rilevante aumento delle fonti rinnovabili, dei sistemi di accumulo e a un ulteriore sviluppo della rete di trasmissione, il sistema elettrico italiano potrà rinunciare, oltre alle centrali a carbone già dismesse, anche a una parte del parco di generazione a gas. Il ruolo della capacità termica negli scenari di lungo termine si sposta progressivamente dalla copertura del carico di energia alla disponibilità a coprire i picchi di potenza.

Nel lungo termine i potenziali rischi per l'adeguatezza del sistema elettrico risultano ulteriormente attenuati 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 a quelle previste dagli scenari di riferimento.

L'impianto eolico in progetto fornirà un contributo significativo al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione e di sviluppo delle energie rinnovabili di cui si è detto. L'importanza di questi obiettivi è enfatizzata dal fatto che secondo Terna (2023) il proseguimento del processo di rinuncia al contributo del

⁵ 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.

carbone alla copertura della domanda di energia elettrica è legato al verificarsi di una serie di condizioni abilitanti, una delle quali è costituita proprio da una crescita della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in linea con gli obiettivi al 2030 del PNIEC senza eccessivi ritardi dovuti all'imprevisto dilatarsi dei tempi burocratici richiesti per la realizzazione dei nuovi impianti necessari a questo fine.

In particolare, la prevista dismissione degli impianti a carbone e a olio combustibile porterà nel 2033 a una riduzione di 7,6 GW della capacità termica installata. A fronte di queste dismissioni, si prevede l'installazione di soli 5,2 GW di nuova capacità termica. Inoltre, Terna (2023) sottolinea anche che, specie nel lungo termine, non è garantito che un'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 almeno una parte delle centrali termoelettriche di cui è prevista la dismissione, con conseguenze negative dal punto di vista ambientale.



Figura 4 Massima potenza installata (GW) per adeguatezza nel lungo termine – Fonte: Terna (2023)

Producibilità dell'impianto

Secondo l'Atlante Eolico Italiano la producibilità prevista dell'impianto eolico 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 progetto eseguita in loco indicano che la produzione lorda attesa è di 86,7 GWh/anno. Sottraendo prudenzialmente da questo valore il 14,2 per cento per eventuali perdite di sistema si ottiene una stima netta $P_{50\%}$ di 74,4 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;
- degli incrementi della velocità in base alle varie altezze di monitoraggio;

ha dato come risultato una produzione effettiva attesa, al netto delle perdite, di 80 GWh/anno.

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 74,4 GWh/anno. Si sono inoltre considerati un decadimento dello 0,5 per cento annuo⁶ a partire dal secondo anno di esercizio e di un tasso

⁶ Fonte: GSE (2017). Si tratta di un valore cautelativo che non tiene conto del progresso tecnologico intervenuto successivamente alla stesura del documento sia sui materiali che sui componenti (es. oggi il rotore è installato su magneti permanenti con conseguente assenza di attriti sulle parti in movimento).

di disponibilità dell'impianto del 95 per cento per i primi 20 anni di esercizio, del 90 per cento per il ventunesimo e dell'85 per cento per gli anni successivi.

La quantificazione in termini monetari dei ricavi generati dall'impianto in progetto è stata fatta sulla base di una tariffa PPA di 6,5 c€/kWh. Si è ipotizzata la vendita a tariffa GSE anche dopo la fine dell'incentivo. A proposito dell'ammontare di questa tariffa si ritiene utile notare che secondo la bozza del Decreto FER X del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica del 1° marzo 2024 recante il titolo "Sostegno alla produzione di energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili" (Decreto FER X) la remunerazione dell'energia da fonte eolica dovrebbe passare dagli attuali 6,5 a 7,8 c€/kWh.

Utilizzando la producibilità dell'impianto sopra definita e il tasso di interesse reale del 4 per cento suggerito da Commissione Europea (2014), a questo incremento della remunerazione dell'energia da fonte eolica corrisponde un incremento del valore attuale dei ricavi generati dall'impianto in progetto nel corso della sua vita utile pari a 11,1 milioni di euro. Tuttavia, dato l'attuale stato di bozza del Decreto FER X questo incremento non è stato preso in considerazione nelle elaborazioni svolte. Per questa ragione è ragionevolmente possibile ritenere che i valori dei parametri di redditività finanziaria dell'investimento in progetto risultanti dalle elaborazioni svolte siano da considerarsi come limiti inferiori del reale valore di questi indicatori.

L'analisi costi-benefici

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

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

L'analisi finanziaria è svolta dal punto di vista del proprietario e/o dell'operatore del progetto con l'obiettivo di verificare la sua sostenibilità finanziaria e di calcolare gli indici di rendimento finanziario del progetto d'investimento e del capitale investito 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 dall'intervento in valutazione al benessere della collettività quindi, in altri termini, la sua desiderabilità sociale. La valutazione della desiderabilità sociale dell'impianto eolico di Monte Cerchio 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*, quindi mediante un raffronto tra i costi e i benefici che verrebbero a generarsi negli scenari seguenti:

- scenario "progettuale", nel quale l'impianto eolico in progetto viene realizzato;
- alternativa "0" (scenario "do nothing"), nel quale l'impianto eolico in progetto non viene realizzato e l'energia elettrica da esso prodotta fino al 2050 viene invece prodotta da una centrale termoelettrica non cogenerativa con emissioni di CO₂ e di altri inquinanti atmosferici (principalmente NO_x, SO_x e PM₁₀) corrispondenti a quelle della centrale media di questo tipo in esercizio nel nostro paese. A partire dal 2051 si è cautelativamente ipotizzato che con il raggiungimento della neutralità climatica dell'Unione Europea anche in questo scenario l'energia elettrica che nello scenario progettuale sarebbe stata prodotta dall'impianto eolico venga prodotta senza generare emissioni. L'impiego di risorse necessario alla produzione di energia elettrica in questo scenario è invece stato considerato come pari a quello necessario per produrla utilizzando un impianto a gas a ciclo combinato con una potenza di 790 MW (che rappresenta l'impianto per la produzione di energia elettrica da combustibili

fossili a più basso Levelised Cost of Electricity LCOE contenuto nel database dell’Agenzia Internazionale dell’Energia IEA).⁷

Coerentemente con il punto di vista adottato, per la valutazione dei costi e dei benefici l’analisi economica non utilizza i prezzi di mercato (prezzi finanziari), ma i prezzi economici (prezzi ombra), che rappresentano il valore per la collettività delle risorse utilizzate, risparmiate o generate dall’investimento oggetto della valutazione. I prezzi ombra differiscono dai prezzi di mercato per la presenza di:

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

I prezzi ombra possono essere ricavati dai prezzi di mercato, quando questi ultimi esistono, depurandoli dai trasferimenti e dalle distorsioni del mercato, oppure possono essere stimati direttamente 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, che possono essere tratti dalla letteratura oppure, come in questo caso, stimati direttamente. I prezzi ombra dei beni non scambiati sul mercato utilizzati nelle elaborazioni svolte sono stati invece tratti dalla letteratura tecnica di riferimento.

Un limite importante della procedura di valutazione economica utilizzata in questa sede è costituito dal fatto che i prezzi ombra non sono lo strumento più idoneo a cogliere la distribuzione dei costi e dei benefici generati dall’intervento in progetto tra i diversi gruppi di *stakeholder* interessati. Per questa ragione i risultati ottenuti non mostrano la distribuzione dell’impatto del progetto stesso sul benessere di questi gruppi.⁸ 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 della presente ACB si è considerato che i lavori per la realizzazione dell’intervento in progetto si svolgeranno tra il 2025 e il 2027, per una durata complessiva di 30 mesi, e che l’impianto sarà in esercizio tra il 2028 e il 2057. Le operazioni di dismissione dell’impianto stesso sono infine state previste per il 2058 e 2059. Nell’ambito dell’analisi di sensitività dei risultati ottenuti si è tra l’altro verificato l’effetto sui parametri di redditività economica dell’intervento in progetto di una riduzione del periodo di esercizio dell’impianto da 30 a 20 anni.

⁷ Vedi: IEA (2020).

⁸ Vedi Commissione Europea (2014).

Analisi finanziaria

L'analisi finanziaria riportata di seguito è stata condotta sulla base dei dati contenuti nel Business Plan dell'intervento in progetto.

Costi di investimento

Il CAPEX dell'intervento in progetto è stato cautelativamente considerato pari a 43,7 milioni di euro. Ai soli fini delle elaborazioni svolte si è considerato che il 20 per cento di questo importo, pari a 8,7 milioni di euro, sia costituito da risorse proprie, mentre il rimanente 80 per cento, pari a 35 milioni di euro, sia costituito da capitale di prestito. L'impiego del CAPEX e l'erogazione del capitale di prestito sono stati considerati uniformemente ripartiti durante i 30 mesi di durata prevista della fase di cantiere. Per quanto riguarda le condizioni del prestito si sono considerati 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 al termine della loro vita utile si è considerato un costo di € 500.000 per WTG, quindi di 3,5 milioni di euro complessivi. Questi costi sono stati ripartiti in modo uniforme nei due anni successivi alla dismissione dell'impianto eolico. Lo smantellamento delle turbine al termine della loro vita utile potrebbe essere seguito dal revamping dell'impianto con l'installazione di nuove navicelle e nuove eliche molto probabilmente in grado, vista l'evoluzione delle turbine negli ultimi 10 anni, di raddoppiare la potenza installata. Questa soluzione avrebbe il pregio di poter usufruire del miglioramento dell'atteggiamento dell'opinione pubblica locale nei confronti dell'energia eolica che si inizia a registrare qualche tempo dopo la costruzione dell'impianto di cui riferisce Wolsink (2007).

In alternativa, si potrebbe pensare di ripristinare la sistemazione a parco delle piazzole delle turbine, che durante la vita utile dell'impianto verranno utilizzate per il turismo eolico. Il costo di questo ripristino in prima approssimazione è quantificabile in € 50.000 per ciascuna piazzola. I risultati ottenuti utilizzando ciascuna delle due soluzioni non differiscono in maniera apprezzabile tra loro, perché il valore attuale della spesa per la sistemazione a parco delle piazzole, eventualmente prevista solo durante la fase di dismissione dell'impianto, risulterebbe alquanto limitato. Nelle elaborazioni svolte si è ipotizzato che lo smantellamento delle turbine sia seguito dal revamping dell'impianto.

Costi operativi

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

- stipula di una polizza di assicurazione "all risk";
- canone annuo O.&M. stipulato con il costruttore delle turbine che garantisce interventi di manutenzione ordinaria e straordinaria; normalmente il canone cresce progressivamente al trascorrere del tempo, quindi è più basso inizialmente per raggiungere il massimo alla fine del periodo di valutazione, 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 nel trentennio di € 50.000 a WTG, per un totale di € 350.000/anno.

Il totale annuo degli OPEX nelle elaborazioni svolte è stato considerato pari all'1 per cento dei CAPEX, quindi a € 437.000.

Imposte

Per quanto riguarda le imposte, per l'analisi finanziaria si sono considerate un'aliquota IRES del 24 per cento, un'aliquota IRAP del 3,9 per cento e un'IMU di €/kW 2,00, corrispondente a € 86.800/anno.

Parametri di redditività finanziaria

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

Le elaborazioni svolte come descritto hanno permesso di determinare i valori di questi parametri riportati nella tabella sottostante.

Parametro	valore
Valore Attualizzato Netto Finanziario (VANF)	€ 10 milioni
Tasso di Rendimento Interno Finanziario (TRIF)	11,4 %

Tavola 1 Valori dei parametri di redditività finanziaria dell'intervento

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

Analisi economica

L'analisi economica dell'intervento in progetto sviluppata di seguito comprende la quantificazione dei costi e dei benefici economici da esso generati e il loro raffronto attraverso il calcolo dei valori assunti dai principali parametri di redditività economica dell'intervento stesso: il Valore Attuale Netto Economico VANE e il Tasso di Rendimento Interno Economico TRIE.

Costi economici

Costi di costruzione e costi O&M

Il costo finanziario netto (IVA esclusa) dell'intervento in progetto è stato considerato di € 39.350.000.

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 ultimi utilizzati nel seguito sono riportati nella tabella sottostante.

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

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

Il fattore di conversione pari a 0,83 utilizzato per la manodopera è stato ottenuto considerando⁹:

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

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

⁹ Seguendo quanto suggerito da Commissione Europea (2014) i contributi sociali sono stati cautelativamente considerati parte del costo economico della manodopera in quanto salario differito.

- un'incidenza del costo della manodopera pari al 30 per cento,¹⁰ alla quale è stato applicato il fattore di conversione calcolato in precedenza;
- un'incidenza del costo del carburante pari al 15 per cento¹¹. 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 Economico¹² secondo i quali il prezzo alla pompa di questo carburante, pari a 1.826,72 euro per 1.000 litri, rappresenta la risultante di un costo industriale pari a 768,91 euro per 1.000 litri (che rappresenta il valore delle risorse impiegate nella sua produzione), un'accisa di 728,70 euro per 1.000 litri e un'IVA di 329,71 euro per 1.000 litri.
- un'imposizione fiscale del 30 per cento sull'utile di impresa, considerato anche in questo caso pari al 10 per cento dell'importo complessivo.

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

Per rendere possibile l'utilizzazione dei coefficienti di conversione da valori finanziari a valori economici sopra riportati, come si vede dalla figura sottostante nelle elaborazioni svolte l'incidenza della manodopera è stata considerata pari al 18,5 per cento, quella dei noli e trasporti al 34 per cento e quella dei materiali al 47,4 per cento. Per quanto detto il fattore di conversione sintetico dei CAPEX dell'impianto in progetto risulta quindi pari a 0,90.

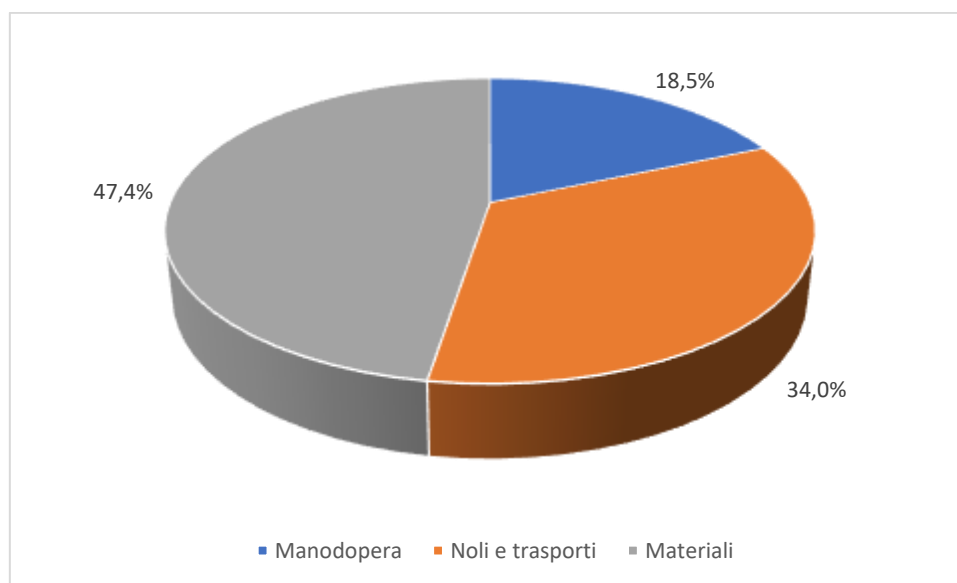


Figura 5 Incidenza di manodopera, noli e trasporti e materiali sul costo di costruzione dell'impianto eolico di Monte Cerchio

Procedendo in questo modo, si è ottenuto un valore economico complessivo del costo di realizzazione dell'impianto eolico in valutazione pari a 35,3 milioni di euro. Nelle elaborazioni svolte, in prima approssimazione questo costo è stato considerato come uniformemente ripartito nei 30 mesi di durata prevista del cantiere. I costi economici di dismissione dell'impianto in progetto sono stati considerati pari ai

¹⁰ Vedi: Pastori e altri (2014).

¹¹ Non sono stati presi in considerazione i costi esterni generati dal trasporto stradale perché dipendenti in misura importante dallo specifico percorso di ogni automezzo.

¹² Disponibili all'indirizzo web https://dgsaie.mise.gov.it/prezzi_carburanti_settimanali.php

costi finanziari di dismissione illustrati nell'analisi finanziaria,¹³ mentre il valore residuo delle opere realizzate al termine della loro vita utile è stato cautelativamente considerato pari a zero.

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

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 quantificare in termini monetari questo impatto si può partire dalla considerazione che secondo OECD (2001) 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 elementi culturali creati dall'uomo;
- le funzioni, comprendenti la fornitura di luoghi di vita e di lavoro per gli agricoltori e le comunità rurali in genere, di luoghi di svago per la società nel suo insieme e di servizi ecosistemici quali ad esempio la biodiversità e l'approvvigionamento idrico;
- i valori, comprendenti i costi di mantenimento del paesaggio da parte degli agricoltori e il valore che la società attribuisce al paesaggio rurale, in termini culturali e ricreazionali.

Fatta questa premessa occorre notare che gli effetti sul paesaggio interferito dell'installazione degli aerogeneratori prevista dall'intervento in progetto non riguardano, se non in misura molto limitata, la sua struttura e le sue funzioni in quanto detta installazione non ne andrà ad alterarne in modo apprezzabile le caratteristiche funzionali ed ecologiche né a modificare le potenzialità di uso dei terreni, ma riguardano quasi esclusivamente i valori attribuiti al paesaggio stesso come percepito dalla comunità locale interessata, in quanto si andrà a determinare una modifica del paesaggio visuale la cui lettura, peraltro, presenta inevitabilmente importanti elementi di soggettività.

Il giudizio sulla qualità visiva del paesaggio dipende infatti in modo marcato dallo specifico contesto culturale e dalle caratteristiche personali dell'osservatore. Per convincersene basta pensare al fatto, di cui si dirà più in dettaglio nel seguito, che gli impianti eolici, oltre a incontrare frequentemente l'opposizione di gruppi preoccupati del loro impatto sul paesaggio, costituiscono anche un elemento in grado di attrarre determinati segmenti della domanda turistica (legati al turismo didattico ma non solo ad esso) in un'area. A questo proposito ai fini di questo lavoro è interessante rilevare che Bagnoli et al. (2022) quantifica i visitatori del parco eolico "Cinque stelle", che sorge nel comune di Stella, anch'esso in provincia di Savona, in circa un migliaio all'anno.

OECD (2001) nota, inoltre, che non esiste una maniera univoca per definire, classificare e valutare le strutture e le funzioni di un paesaggio, perché queste dipendono in modo importante dal punto di vista di chi effettua la valutazione e dai suoi scopi. Il pubblico urbano tende a valutare il paesaggio rurale dal punto di vista estetico, ricreativo e culturale. L'ecologista percepisce il paesaggio principalmente come un fornitore di biodiversità e habitat. Le comunità rurali e, in ultima analisi, i consumatori beneficeranno del valore economico del paesaggio derivante dalla produzione di prodotti agricoli e dal suo essere un posto dove vivere e lavorare.

Per quantificare in termini monetari gli impatti sul paesaggio dell'impianto eolico in progetto, e quindi essere in grado di prenderli in considerazione nell'ACB, si possono assumere come riferimento i risultati contenuti

¹³ Si è ritenuto che l'errore commesso in questo modo fosse trascurabile in considerazione dei valori delle altre grandezze coinvolte nelle elaborazioni svolte e della collocazione di questi costi nel lontano futuro.

in JRC (2011). Questo lavoro contiene una meta-analisi di 33 studi sulla disponibilità a pagare per il paesaggio rurale, condotti in 11 paesi europei e 3 paesi extra-europei, che forniscono complessivamente una quantificazione monetaria della disponibilità a pagare per 96 paesaggi diversi. Questi dati sono utilizzati per quantificare il valore di alcuni tipi di paesaggio rurale (prati/coltivazioni permanenti e seminativi) per l'Unione Europea nel suo insieme e per ciascuno Stato Membro.

I risultati ottenuti indicano che, in Italia, la disponibilità a pagare per un paesaggio dove prevalgono i prati e le coltivazioni permanenti risulta compresa tra un minimo di 287 e un massimo di 482 €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 dei prezzi al consumo armonizzato per gli attuali 27 paesi dell'Unione Europea HICP riferito al 2023, pari a 126,38, e quello riferito al 2009, pari a 91,35. Si è così ottenuto un intervallo di valori compresi tra un minimo di 397 e un massimo di 667 €₂₀₂₃/ha all'anno, con un valore medio di questo indicatore pari a 458 €₂₀₂₃/ha all'anno.

Per determinare l'area all'interno della quale si manifesteranno prevedibilmente la maggior parte degli impatti dell'impianto eolico sul paesaggio (Area di Impatto Potenziale AIP), consideriamo una lunghezza totale della viabilità di collegamento tra gli aerogeneratori di km 3,75. Per calcolare la larghezza dell'AIP, in prima approssimazione utilizziamo la formula:

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

dove:

R= raggio dell'area di studio;

E= numero di aerogeneratori;

H= altezza dell'aerogeneratore al rotore.¹⁴

Nel caso in esame sarà $R = (100+7) \times 128 = 13.696$ metri. Si noti che il valore di R così calcolato risulta cautelativo perché maggiore rispetto al bacino visivo distante in linea d'aria non meno di 50 volte l'altezza massima del più vicino aerogeneratore all'interno del quale esaminare e mitigare l'effetto visivo provocato da un'alta densità di aerogeneratori relativi 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 anche il DM 10 settembre 2010 "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili". Oltre a questa fascia di km 3,75 di lunghezza e km 13,7 di larghezza da ciascun lato della congiungente degli aerogeneratori si sono considerati anche due semicerchi di km 13,7 di raggio in corrispondenza del primo e dell'ultimo aerogeneratore. Ne segue che l'AIP considerata nel seguito ha un'estensione totale di km² 692,4 (ha 69.240). Si noti che l'impostazione descritta oltre ad essere coerente con il contenuto del DM 10 settembre 2010 è coerente anche con quanto riportato da MIBAC (2006) 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. Occorre tuttavia osservare che Adeyeye et al. (2020) puntualizza che quando un osservatore si allontana dall'impianto eolico le turbine in prospettiva appaiono sempre più piccole fino a occupare un posto marginale nel panorama visibile e che probabilmente la maggior parte del loro impatto visivo si localizza entro un raggio di km 5 dall'impianto stesso estendibile fino a km 13 per aree particolarmente sensibili o considerate punti focali. Anche alla luce di questa puntualizzazione l'estensione dell'AIP qui considerata deve essere intesa come cautelativa.

Come detto, la presenza dell'impianto eolico influenzerà solo il valore che la società attribuisce al paesaggio rurale, mentre la struttura e le funzioni dello stesso ne verranno interferiti solo in misura molto limitata. Inoltre, il valore di un paesaggio è determinato da una serie di componenti, quali: la biodiversità, la cultura e

¹⁴ Vedi MIBAC (2006).

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).¹⁵ 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 (2001) di cui si è detto abbiano tutti lo stesso valore, e facendo, in modo molto conservativo, l'ulteriore ipotesi che la presenza dell'impianto eolico in progetto vada a ridurre la qualità visuale del paesaggio interferito all'interno dell'AIP del 90 per cento, si è quindi deciso di quantificare in termini monetari l'impatto sul paesaggio dell'impianto eolico in progetto nel 30 per cento della disponibilità unitaria a pagare per il paesaggio determinata sulla base di quanto contenuto in JRC (2011). Considerando un valore medio di questo indicatore di 458 €₂₀₂₃/ha all'anno si ha quindi un valore unitario dell'impatto sul paesaggio dell'impianto eolico in progetto di 137,40 €₂₀₂₃/ha. Moltiplicando questo valore unitario per l'estensione dell'AIP sopra riportata si ottiene un valore di stima del costo esterno complessivo dell'impatto sul paesaggio dell'impianto eolico in progetto di 9.500.000 €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 un progetto viene annunciato) a nuovamente positivo (dopo 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 tende a diminuire con il passare del tempo, di pari passo con il miglioramento dell'atteggiamento dell'opinione pubblica locale nei confronti dell'energia eolica che si inizia a registrare qualche tempo dopo la costruzione dell'impianto. Questa diminuzione non è stata cautelativamente presa in considerazione nelle elaborazioni svolte. Anche per questa ragione, i valori dei parametri di redditività economica ottenuti dalle elaborazioni svolte rappresentano delle sottostime del reale valore di questi indicatori.

Impatti su avifauna e chiroterofauna

Gli impatti degli impianti eolici su avifauna e chiroterofauna costituiscono un altro aspetto che di solito desta grande preoccupazione nelle comunità locali direttamente interferite dalla realizzazione di un impianto eolico e, più in generale, nell'opinione pubblica. Questi impatti possono classificarsi in due grandi categorie:

- impatti diretti;
- impatti indiretti.

Gli impatti diretti rendono conto della mortalità diretta di avifauna e chiroterofauna per collisione contro i rotori in movimento. Malgrado risulti estremamente complesso ricavare un dato sufficientemente realistico sulla 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 in termini assoluti la mortalità diretta dell'avifauna causata da collisione contro i rotori degli impianti eolici in movimento risulta sensibilmente inferiore a quella dovuta ad altre cause antropogeniche. Per convincersi di questo fatto è sufficiente osservare le stime della mortalità annua di

¹⁵ Vedi JRC (2011).

avifauna per cause antropogeniche prevista negli Stati Uniti contenute in Erickson et al. (2005) e riportate nella tabella sottostante.¹⁶

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%

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 generata anche dal fatto che nell'attuale situazione *ante-operam* il comportamento degli animali risulta diverso da quello che sarà nella situazione *post-operam*, quindi dopo l'inserimento nell'ambiente degli aerogeneratori in progetto. In considerazione dell'ovvia mancanza dei risultati di un monitoraggio *post-operam*, nel seguito sono stati utilizzati i dati sulla mortalità dell'avifauna dovuta alla produzione di energia elettrica contenuti in Sovacool (2013), secondo i quali gli impianti eolici sono responsabili di circa 0,3/0,4 capi di avifauna morti per GWh prodotto, mentre le centrali termoelettriche alimentate a combustibili fossili sono responsabili di 5,2 capi di avifauna morti per GWh prodotto. Applicando questi risultati all'intervento in progetto e considerando, come detto, la sua producibilità di partenza pari a 74,4 GWh, si ottiene una prima grossolana stima di 30 capi di avifauna annui morti per collisione contro i rotori dell'impianto eolico in progetto.

Per ottenere una stima di questo valore più aderente alla realtà in esame occorre però tener conto della possibilità, oggi accertata, di mitigare oltre il 70 per cento di questa mortalità attraverso la pitturazione in nero di una delle pale della turbina, come previsto dal presente progetto.¹⁷ Si tratta di un'innovazione non ancora presente all'epoca della raccolta dei dati utilizzati da Sovacool (2013). Per questa ragione, tenendo conto degli effetti di questa innovazione nel seguito si ipotizzerà una media di 9 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. Occorre inoltre tener presente che, come nota lo stesso Sovacool (2013), l'incerta attendibilità dei dati riguardanti il numero di capi di avifauna abbattuti per collisione contro i rotori di un impianto eolico oltre a essere dovuta alle cause di cui si è detto è in parte dovuta anche alla possibile presenza di errori di misura nei risultati delle rilevazioni. Questi errori possono avere varie origini:

- gli animali saprofiti possono rimuovere le carcasse dell'avifauna e dei chiropteri prima che i rilevatori le scoprano;

¹⁶ Per interpretare correttamente i dati riportati di seguito occorre tener presente alcune considerazioni, quali quella che gli 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 diverse 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 dovuta a collisione con le pale eoliche interessa in genere grossi rapaci con popolazioni più limitate, basso successo riproduttivo, elevata longevità ed elevato valore conservazionistico.

¹⁷ Vedi, ad esempio, May et al. (2020).

- le carcasse possono sfuggire ai rilevatori, in modo particolare in contesti agricoli e in ambienti caratterizzati da boschi particolarmente fitti.

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

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

- la classificazione SPEC, che riassume il livello di rischio di estinzione della specie tenendo conto della numerosità della popolazione europea, della sua tendenza evolutiva, dello stato di conservazione e dei rischi che corre la specie stessa;
- Il numero di coppie nidificanti in Italia, che tiene conto della rarità, e quindi in termini economici della non sostituibilità del bene;
- la percentuale della popolazione italiana rispetto al resto d'Europa, che tiene conto della sostituibilità o reintegrabilità degli individui italiani con individui europei.

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

- Non-SPEC (specie non di interesse conservazionistico) = 1,
- SPEC3 (specie 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 poi considerata una divisione in classi del numero di coppie presenti a vario titolo in Italia associando a ciascuna classe un valore numerico compreso tra 10 (0-5 coppie presenti in Italia) e 1 (oltre 1 milione di coppie presenti in Italia).

Poiché il fine è quello di determinare una valutazione monetaria per le specie selvatiche, CESI Ricerca (2006) prende in considerazione alcuni valori economici acquisiti attraverso indagini di mercato. Per quanto riguarda il valore della cicogna bianca, questo valore deriva invece dai costi del progetto "cicogna bianca" dell'associazione Olduvai mentre il valore del Gipeto 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 domestici e non a quelli selvatici 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. Per questo motivo il rilascio in natura di animali domestici comporta un periodo di addestramento e di monitoraggio e quindi, in definitiva, un costo che deve essere opportunamente valutato. A tal fine, attraverso analisi economiche condotte su progetti di reintroduzione, CESI Ricerca (2006) stima che il costo di reintroduzione sia circa quattro volte il costo di allevamento e che quindi sia possibile introdurre un fattore pari a 4 tra il valore di un animale domestico e quello di uno selvatico.

In definitiva, combinando attraverso le opportune tecniche statistiche i dati economici dei progetti di reintroduzione in natura di alcune specie avifaunistiche e il prezzo di mercato di altre, CESI Ricerca (2006)

perviene alla determinazione della seguente funzione di monetizzazione del valore delle specie di avifauna presenti in Italia:

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

Di seguito si riportano la classificazione SPEC, il valore intrinseco (il valore assunto dell'espressione contenuta tra le parentesi quadre, che determina il "peso relativo" delle singole specie) ed il valore economico per le specie prese in considerazione in questa valutazione contenuti in CESI Ricerca (2006).

Specie	Classificazione SPEC	Valore intrinseco	Valore economico (€ ₂₀₀₆)
Albanella minore	Non-SPEC	26	684
Allodola	3	12	306
Aquila reale	3	133	3.642
Biancone	3	181	4.974
Falco pescatore	Non-SPEC
Gheppio	3	23	619
Poiana	Non-SPEC	4	70
Rondone maggiore	Non-SPEC	12	312
Tottavilla	2	128	3.498

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

Per una valorizzazione monetaria dei futuri abbattimenti dovuti a impatto contro i rotori in movimento, oltre ad assegnare un valore monetario alle singole specie occorre ipotizzare la specie degli esemplari coinvolti. Per fare questo, si sono prese in considerazione le 90 specie avifaunistiche rilevate nell'area di studio durante le campagne di osservazione sul campo svolte nei periodi compresi tra il settembre 2022 e il giugno 2023 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 a 4.

Tra le 90 specie avifaunistiche rilevate nel corso delle campagne di osservazioni svolte, si è qui scelto di tralasciare le 81 specie appartenenti alla classe di rischio 1 (rischio basso o non significativo) e di prendere in considerazione solo le 9 appartenenti alle classi di rischio 2 (rischio potenziale), 3 (rischio evidente) e 4 (rischio evidente e sostanziale).

Si è quindi ipotizzato che si verificano mediamente 1,5 abbattimenti annui per ciascuna specie in classe 4, 1 per quelle in classe 3 e 0,5 per quelle in classe 2, per un totale di 9 abbattimenti annui. Per calcolare il valore economico di questi abbattimenti si è partiti dai valori economici di ciascuna specie considerata contenuti in CESI Ricerca (2006) e riportati nella tabella precedente, che non contiene purtroppo una quantificazione del valore economico del falco pescatore. Al solo scopo di assicurare una maggiore completezza a questa valutazione nelle elaborazioni svolte si è assegnata a questa specie lo stesso valore economico del biancone. 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, a rigore sarebbe stato necessario utilizzare la più recente classificazione SPEC disponibile, che a nostra conoscenza è quella del 2023.¹⁸ Tuttavia, rispetto a quanto riportato da CESI Ricerca (2006) nell'aggiornamento del 2023 la classificazione SPEC delle specie in questione è migliorata per alcune delle specie prese in considerazione, con conseguente riduzione del loro valore economico calcolato utilizzando la funzione di monetizzazione sopra riportata, e rimasta inalterata per le rimanenti. Per questa ragione nelle elaborazioni svolte, i cui risultati sono riportati nella tabella sottostante, si è cautelativamente scelto di

¹⁸ Vedi Burfield et al. (2023).

considerare il valore economico delle specie riportato da CESI Ricerca (2006) aggiornato al 2023, senza tener conto dell'aggiornamento della classificazione SPEC intervenuto nel frattempo.

Specie	Classe di rischio	Abbattimenti annui ipotizzati	Valore economico abbattimenti (€ ₂₀₂₃)
Albanella minore	3	1	1.012
Allodola	2	0,5	226
Aquila reale	4	1,5	8.086
Biancone	4	1,5	11.044
Falco pescatore	3	1	7.363
Gheppio	3	1	916
Poiana	3	1	104
Rondone maggiore	2	0,5	231
Tottavilla	3	1	5.178

Tavola 5 Valore economico annuo degli abbattimenti di avifauna causati dalla collisione contro i rotori in movimento (€₂₀₂₃) – Fonte: nostre elaborazioni su dati CESI Ricerca (2006) ed Eurostat

Come si vede dalla tabella, nelle ipotesi fatte il valore monetario degli abbattimenti annui causati dalle collisioni di uccelli con i rotori in movimento può essere complessivamente quantificato in €₂₀₂₃ 34.160.¹⁹

Oltre a generare la mortalità diretta dell'avifauna di cui si è detto, i rotori di un impianto eolico in movimento presentano una certa pericolosità per alcune specie di chiroteri, in modo particolare per quelle adatte a foraggiare in aree aperte e dal volo alto. Nel caso specifico, la stima dei potenziali rischi di impatto diretto dell'impianto in progetto tra le specie rilevate nell'area sono generalmente medio-bassi, mentre sono alti solo per *Hypsugo savii*, *Pipistrellus kuhlii* e gruppo *Pipistrellus kuhlii/nathusii*.

Gli abbattimenti di chiroteri per collisione con questi rotori generano un costo sociale, perché i chiroteri, nutrendosi di insetti, forniscono servizi ecosistemici che hanno un valore economico. Una quantificazione monetaria del valore economico di questi servizi, anche se riferita a un contesto ambientale del tutto diverso rispetto a quello in esame, è contenuta in Boyles et al. (2011) che stima il valore dei servizi ecosistemici forniti dai chiroteri in un'area agricola del centro-sud del Texas nella quale prevale la coltivazione del cotone in \$ 74 per acro (corrispondenti a circa \$ 183 per ettaro). Tuttavia, non essendo stato possibile rinvenire in letteratura dati sulla mortalità dei chiroteri per collisione con i rotori eolici e sul valore economico del singolo esemplare riferiti a un contesto assimilabile a quello in esame giudicati sufficientemente attendibili, il costo sociale di questi abbattimenti non è a nostra conoscenza quantificabile con un sufficiente livello di attendibilità e pertanto non è stato preso in considerazione nelle elaborazioni svolte. Anche in considerazione del ridotto valore monetario degli abbattimenti di uccelli per collisione contro i rotori dell'impianto in progetto in movimento, si stima che l'errore commesso a causa di questa omissione sia del tutto trascurabile rispetto al valore delle altre grandezze in gioco.

Gli impatti indiretti dell'impianto eolico possono riguardare la sottrazione di habitat e il disturbo che può causare l'allontanamento (temporaneo o definitivo) dall'area dell'impianto in progetto delle specie di avifauna 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 chiroteri in funzione delle loro caratteristiche di volo e scelta degli habitat di alimentazione, si ritiene che gli impatti indiretti generati dal

¹⁹ Totale ottenuto assegnando al falco pescatore lo stesso valore economico del biancone.

progetto sulla chiroterofauna siano bassi o trascurabili. Inoltre, occorre anche considerare che l'apertura di strade e altre piste di accesso per la posa degli aerogeneratori, potrà aumentare in alcuni casi le potenzialità di aree di foraggiamento, in particolare per le specie ecotonali che sono favorite nell'attività di volo dalla presenza di piste in ambienti forestali. In considerazione della loro ridotta entità questi impatti non sono stati presi in considerazione nelle elaborazioni svolte.

Tenendo presente l'ottica *with-without* adottata dal presente studio, per correttezza metodologica al valore monetario degli abbattimenti annui causati dalle collisioni di uccelli con i rotori eolici in movimento 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 (ipotizzata nell'alternativa "0"), principalmente a causa del contributo di quest'ultima al cambiamento climatico attraverso le sue emissioni di CO₂.²⁰ A questo proposito appare significativo ricordare che secondo Sovacool (2013) la produzione di energia elettrica da impianti eolici uccide approssimativamente 13 volte meno capi di avifauna per GWh generato rispetto a quella da centrali alimentate a combustibili fossili.²¹ Considerando che, come si vedrà in dettaglio in seguito, tra il 2005 e il 2020 le emissioni di CO₂ del parco termoelettrico italiano per kWh prodotto sono diminuite del 25,5 per cento, sulla base di quanto contenuto in Sovacool (2013) è possibile stimare che attualmente le centrali termoelettriche siano responsabili della morte di 3,9 capi di avifauna per GWh prodotto. Questo corrisponde a un numero totale annuo di capi di avifauna morti per la produzione dei 74,4 GWh che costituiscono la producibilità iniziale dell'impianto eolico in progetto da parte di una centrale termoelettrica pari a 290.²² Le informazioni di cui disponiamo al momento non ci consentono di formulare un'ipotesi sufficientemente attendibile sulla specie degli esemplari coinvolti. Di conseguenza, risulta impossibile formulare una loro valorizzazione monetaria.

In considerazione dell'evidente sproporzione tra il numero annuo di abbattimenti di capi di avifauna dovuti a impatto contro i rotori eolici in movimento ipotizzato (9) e il numero di capi di avifauna morti nel controfattuale stimato come descritto (290) si è deciso di considerare il costo economico totale di questi abbattimenti e degli abbattimenti di chiroterofauna per collisione contro i rotori eolici pari a quello dei capi di avifauna morti nel controfattuale. Di conseguenza, questi costi non sono stati presi in considerazione nelle elaborazioni svolte.

Sottrazione di suolo

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

²⁰ Già Wormworth et al. (2010) sulla base di una meta-analisi condotta su oltre 200 lavori scientifici constata gli ingenti impatti dei cambiamenti climatici sull'avifauna in termini di comportamento, successo riproduttivo e sopravvivenza stessa degli uccelli. Gli autori concludono che la variabile fondamentale nella determinazione dei futuri impatti di questi cambiamenti sull'avifauna sarà costituita dalla loro entità, che a sua volta dipenderà dall'entità e dalla velocità della riduzione delle emissioni di gas di serra. Tuttavia, secondo Sovacool (2013) questo impatto negativo oltre a essere causato dai cambiamenti climatici ha anche altre cause che si determinano in vari punti del processo produttivo: a monte durante l'estrazione del combustibile (principalmente del carbone), durante la produzione per collisione e folgorazione con le attrezzature della centrale termoelettrica, successivamente alla produzione per avvelenamento causato da piogge acide e inquinamento da mercurio.

²¹ Questa fonte rileva che le centrali elettriche alimentate a combustibili fossili sono responsabili dell'uccisione di avifauna in vari punti del loro processo produttivo: a monte durante l'estrazione del combustibile (principalmente del carbone), durante la produzione per collisione e folgorazione con le attrezzature dell'impianto, successivamente alla produzione per avvelenamento causato da piogge acide, inquinamento da mercurio e per i cambiamenti climatici indotti.

²² Sovacool (2013) nota che le turbine eoliche sembrano costituire un pericolo importante per l'avifauna perché gli effetti negativi che generano su di essa sono concentrati in un posto solo, mentre quelli generati dalle centrali alimentate a combustibili fossili risultano meno evidenti perché sono distribuiti nello spazio e nel tempo.

riferimento alla *Relazione Tecnica valutazione espropri asservimenti e occupazione temporanea, indennità di sorvolo delle aree per il parco eolico Monte Cerchio* facente parte della presente documentazione.

Questo documento, che contiene una valutazione di massima dei costi in questione, nelle note finali avverte però che a valle dell'occupazione reale dei terreni sarà necessario procedere al computo di dettaglio delle superfici occupate che diverrà la base del calcolo dell'indennizzo per i 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 della regione agraria N. 1, della quale fanno parte i due comuni di Cairo Montenotte e Cengio, direttamente interferiti dall'impianto in progetto, acquisiti dalle delibere della Commissione Esproprio Provinciale pubblicati dall'Osservatorio Immobiliare dell'Agenzia delle Entrate e riferiti al 2018.²³ La superficie da espropriare per la realizzazione dell'impianto in progetto è stata quantificata in circa 7,7 ettari, attualmente adibita principalmente a bosco ceduo (4,7 ettari), seminativi (1,4 ettari) e prato (1 ettaro). L'indennità di esproprio complessiva di questa superficie calcolata come descritto è risultata complessivamente pari a € 40.100.

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.²⁴ Considerando una superficie di occupazione temporanea di 19,1 ettari (9,9 dei quali attualmente adibiti a bosco ceduo e misto per il quale si è scelto di utilizzare il valore D35 – altre piante industriali), il costo complessivo dell'occupazione temporanea di terreni è risultato di € 67.400.

Si è poi 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 15,3 ettari (10,3 dei quali attualmente adibiti a bosco ceduo) si è ottenuto un valore di questa voce pari a € 37.300.

Infine, 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 questo cavidotto passa su di un'area già quasi totalmente adibita a strada – anche cartografata a livello catastale, pur tuttavia, visto la 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 fatto considerando un'area di 0,05 ettari, valutata 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 € 95.

Queste cifre, che sono certamente inferiori, presumibilmente di almeno il 30 per cento, a quelle che saranno determinate dagli esiti della trattativa diretta per l'effettiva acquisizione di queste aree, sono state ritenute indicative del valore economico della sottrazione di suolo e quindi 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 7,7, con quella che sarebbe necessaria per la realizzazione di un impianto fotovoltaico collocato a terra di pari potenza installata. A questo proposito GSE (2023) rileva che in Liguria la superficie occupata media degli impianti fotovoltaici installati a terra è di 1,24 ettari per MW. Di conseguenza, è possibile stimare la superficie occupata da un impianto di

²³ Si tratta delle ultime valutazioni disponibili sul sito dell'Agenzia delle Entrate, consultabili all'indirizzo web <https://www.agenziaentrate.gov.it/portale/web/guest/schede/fabbricatiterreni/omi/banche-dati/valori-agricoli-medi>.

²⁴ Vedi <https://www.crea.gov.it/>

questo tipo con una potenza pari a quella dell'impianto eolico in progetto (43,4 MW) in circa 54 ettari. Come si vede, si tratterebbe di un utilizzo di suolo di circa 7 volte superiore rispetto a quello dell'impianto eolico in progetto.

Rumore

Lo studio acustico effettuato nell'ambito dello Studio di Impatto Ambientale per l'intervento in progetto nota che l'area di influenza degli aerogeneratori si estende per un raggio di 500 metri dal previsto punto di installazione di ciascuno di essi. Oltre questo limite l'effetto sul clima acustico degli aerogeneratori non è più avvertibile in quanto la distanza produce la sua attenuazione al di sotto del rumore di fondo naturale.

All'interno delle previste aree di influenza dei 7 aerogeneratori dell'impianto eolico in progetto sono presenti tre ricettori. La stessa relazione di valutazione del clima acustico rileva che questi ricettori sono di difficile accesso ed appaiono in cattivo/pessimo stato d'uso e manutenzione, sovrastati dalla vegetazione e in evidente stato di abbandono.

Per questi ricettori il modello previsionale utilizzato ha dato come risultato che utilizzando gli aerogeneratori alla massima potenza i limiti di immissione diurni e notturni sono tutti verificati mentre i valori differenziali di immissione sono rispettivamente di 3,2, 6,0 e 1,5 dB per il periodo diurno e di 6,0, 9,8 e 3,4 dB per quello notturno. Si noti che nel caso di due dei tre ricettori si tratta di valori inferiori al limite di 5 dB per il periodo diurno, mentre in tutti e tre i casi si tratta di valori superiori al limite di 3 dB per il periodo notturno, entrambi fissati dal DPCM 14-11-1997. Risulta peraltro sufficiente utilizzare gli aerogeneratori più vicini a questi ricettori a potenza leggermente ridotta per rientrare nei limiti di legge.

Un altro punto importante da tenere in considerazione per stabilire l'entità del danno causato da un'emissione sonora è che il fastidio da questa generato non varia solo al variare delle sue caratteristiche acustiche, ma anche al variare di una serie di fattori non acustici di natura sociale, psicologica ed economica. A parità di altre condizioni, un rumore considerato necessario, quale quello generato dalla sirena di un'ambulanza o da un'importante attività economica, tende infatti 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 di impianto eolico 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. Sempre tenendo presente l'andamento a U dell'atteggiamento dell'opinione pubblica nei confronti dell'energia eolica di cui parla Wolsink (2007), per quanto detto si può concludere che il costo esterno dovuto al rumore generato dall'impianto eolico oltre ad essere modesto tenderà a diminuire nel tempo.

Il costo ambientale derivante dall'impatto acustico prodotto dal parco eolico in progetto che la società dovrà sopportare, potrebbe anche essere in parte legato ad un eventuale deprezzamento che potrebbero subire i terreni agricoli posti nell'intorno degli aerogeneratori di progetto.

A tal riguardo è opportuno puntualizzare che:

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

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

Ciò premesso, per quantificare in termini monetari il costo esterno del rumore prodotto dagli aerogeneratori dell'impianto eolico in progetto è possibile fare riferimento a Bateman et al. (2001) che quantifica nello 0,822 per cento 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 gioco l'errore commesso trascurando il costo esterno generato dal rumore degli aerogeneratori in fase di esercizio risulta del tutto trascurabile.

Benefici economici

I principali benefici economici generati dalla realizzazione di un impianto eolico sono la riduzione delle emissioni di CO₂ e l'aumento della sicurezza energetica generati. Inoltre, nelle elaborazioni svolte sono stati presi in considerazione i benefici derivanti dalla riduzione delle emissioni di NO_x e quelli generati dal risparmio dei CAPEX, dei costi O&M e del costo di acquisto del combustibile che sarebbe stato necessario sostenere nel controfattuale.

Riduzione delle emissioni di CO₂

Il principale beneficio esterno generato dalla realizzazione dell'impianto eolico in valutazione consiste nella riduzione delle emissioni di CO₂ generate dalla produzione di energia elettrica.

Per una stima in termini quantitativi delle emissioni in atmosfera di CO₂ evitate attraverso la produzione di questa energia elettrica da parte di una centrale eolica invece che di una centrale termoelettrica è possibile utilizzare i fattori di emissione riferiti alla produzione termoelettrica per tipologia di impianto e tipologia di combustibile riferiti al 2020 contenuti in ISPRA (2022), che per impianti non cogenerativi indicano un valore medio di questo indicatore riferito alle centrali termoelettriche italiane di 472,5 g/kWh di CO₂ con una riduzione del 25,5 per cento rispetto ai 634,6 g/kWh del 2005. Moltiplicando il fattore di emissione medio di CO₂ al 2020 per la producibilità iniziale prevista dell'impianto eolico in progetto, quantificata come detto in precedenza in 74,4 GWh/anno, si possono quantificare in prima approssimazione le emissioni di CO₂ evitate con la realizzazione dell'impianto eolico in progetto in poco più di 35.000 tonnellate/anno.²⁵ Per una stima più precisa di questo valore occorre tener presente che anche l'energia eolica genera emissioni di gas di serra, durante la costruzione, l'assemblaggio, il trasporto, la manutenzione e la dismissione degli impianti. A questo proposito si rileva che dall'analisi del ciclo di vita delle turbine Vestas V162-6.2 MW con un'altezza al mozzo di m 125 (quelle di cui si prevede l'utilizzo nell'impianto in progetto), emerge che queste presentano delle marcate caratteristiche di sostenibilità, quali un tasso di riciclabilità dell'84 per cento e un'impronta di carbonio di soli 4,7 g CO_{2e}/KWh. Ne segue che utilizzando il valore della producibilità annua iniziale dell'impianto eolico in progetto, supponendo una disponibilità annua del 100 per cento e trascurando il decadimento dell'impianto, è possibile valutare le sue emissioni di CO₂ in 350 tonnellate/anno. Di conseguenza, le emissioni di CO₂ effettivamente evitate dalla realizzazione dell'impianto eolico in progetto, sempre nelle ipotesi sopra specificate, risultano quantificabili in circa 34.650 tonnellate/anno.

Un'accurata definizione del controfattuale dovrebbe 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

²⁵ Emissioni evitate quantificate al lordo del previsto decadimento dell'impianto e considerando una disponibilità dello stesso del 100 per cento.

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 nell'autunno del 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 nell'introduzione. Questa situazione potrebbe da un lato allontanare nel tempo il previsto *phase-out* del carbone, e dall'altro indurre, anche a causa della lunghezza dei tempi burocratici necessari per ottenere l'autorizzazione a realizzare nuove centrali elettriche a energie rinnovabili, a mantenere in esercizio centrali termoelettriche ormai obsolete e quindi caratterizzate da alti fattori di emissione.

Per quanto riguarda la riduzione dei fattori di emissione dovuta al progresso tecnologico, si è considerato che tra il 2005 e il 2020 il fattore di emissione medio degli impianti non cogenerativi alimentati a gas naturale si è ridotto del 4 per cento, essendo passato da 411,2 a 394,8 g/kWh di CO₂. Si tratta di un calo 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, ipotizzando fino al 2050 una riduzione dello stesso pari allo 0,3 per cento annuo.

Considerando l'andamento del fattore di emissione medio di CO₂ delle centrali termoelettriche sopra descritto, l'impronta di CO₂ delle turbine durante il loro ciclo di vita quantificata da Vestas (2022) e una producibilità dell'impianto eolico in progetto calcolata anno per anno come illustrato in dettaglio al punto dedicato a questo argomento si è ottenuto l'ammontare delle emissioni di CO₂ in atmosfera evitate anno per anno dalla produzione di energia elettrica realizzata dall'impianto eolico in progetto invece che da una centrale termoelettrica.

Coerentemente con quanto suggerito da Commissione Europea – DG Politica Regionale e Urbana (2022), la valorizzazione di queste mancate emissioni di CO₂ è stata fatta utilizzando gli importi unitari, espressi in €₂₀₁₆/tCO_{2e}, proposti da EIB Group (2020) e riportati nella tabella sottostante (meglio conosciuti come "curva BEI") che riflettono le migliori stime disponibili del costo di raggiungere i target di limitazione del riscaldamento globale stabiliti dagli accordi di Parigi del 2015. Per gli anni intermedi, come suggerito dalla stessa fonte si è proceduto per interpolazione lineare.

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

Tavola 6 Costo esterno generato dalle emissioni di anidride carbonica (€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, fattore corrispondente al rapporto tra l'HICP per gli attuali 27 paesi dell'Unione Europea riferito al 2023, pari a 126,38, e quello riferito al 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.

A differenza di quello che accade in altri paesi europei, in Italia, la riduzione delle emissioni di CO₂ dovuta all'entrata in esercizio degli impianti eolici non sembra avere effetti positivi apprezzabili sulla loro

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

Aumento della sicurezza energetica

Uno dei previsti benefici economici 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:

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

Le interruzioni fisiche dei flussi possono essere causate da atti di terrorismo o conflitti e hanno come conseguenza ultima un aumento del prezzo dei combustibili fossili e quindi dell'energia elettrica, mentre gli aumenti di prezzo con origine diversa dall'interruzione fisica dei flussi possono avere origine da politiche di limitazione dell'offerta messe in atto dai paesi produttori di queste materie prime al fine di influenzarne il prezzo.

Dal punto di vista economico, il problema dell'insicurezza energetica consiste nel fatto che almeno nel nostro paese esiste una relazione inversa tra il prezzo delle materie prime energetiche e il livello di attività economica. Di conseguenza, il contributo dell'intervento in progetto alla sicurezza energetica del nostro paese contribuirà positivamente al benessere collettivo anche perché contribuirà a mettere al riparo l'attività economica italiana dalle conseguenze negative degli shock energetici. L'energia eolica, pur non essendo una fonte di energia in grado di garantire un contributo costante al soddisfacimento della domanda di energia elettrica, essendo prodotta localmente può costituire un utile supporto alla sicurezza energetica del nostro paese. Commissione Europea (2022) riferisce che per una centrale a gas a ciclo combinato la BEI quantifica il costo unitario dell'insicurezza energetica dovuta all'utilizzo di combustibili importati in € 10/MWh. Questo corrisponde a un beneficio dell'impianto eolico in progetto generato dall'aumento della sicurezza energetica calcolato in base alla sua producibilità di partenza di € 744.000/anno.

Riduzione delle emissioni di NO_x

Le centrali termoelettriche oltre a emettere CO₂ emettono anche altre sostanze inquinanti, principalmente ossidi di azoto NO_x, ossidi di zolfo SO_x e particolato PM₁₀. Tra questi inquinanti risultano particolarmente incidenti dal punto di vista dei costi ambientali gli ossidi di azoto NO_x. Per questa ragione nelle elaborazioni svolte è stata presa in considerazione la sola riduzione dei costi ambientali generata dall'impianto eolico in progetto a causa delle mancate emissioni di NO_x, mentre non sono state cautelativamente prese in considerazione le riduzioni dei costi ambientali causate dalle mancate emissioni di SO_x e di PM₁₀. Per effetto di questa omissione i valori dei parametri di redditività economica dell'intervento in progetto ottenuti dalle elaborazioni svolte sono da considerarsi dei limiti inferiori dei reali valori di questi indicatori.

Secondo ISPRA (2022), al 2020 il fattore di emissione medio degli NO_x per le centrali termoelettriche italiane era di 205,36 mg/KWh. Di conseguenza, sulla base di questo indicatore e ricordando che la producibilità di partenza dell'impianto eolico in progetto è stata considerata pari a 74,4 GWh/anno è possibile stimare 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 termoelettrica in poco più di 15.280 kg/anno. 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 74,4 GWh di energia elettrica dall'impianto eolico in progetto invece che da una centrale termica si ottiene una quantificazione monetaria di questo beneficio di €₂₀₂₃ 290.000/anno.

Risparmio di altri costi-opportunità del controfattuale

Come più volte ripetuto, l'impianto eolico in progetto presenta una producibilità di partenza di 74,4 GWh/anno, quantitativo che non sarà quindi più necessario produrre utilizzando le centrali termoelettriche. Il mancato impiego delle risorse necessarie per questa produzione termoelettrica costituisce un ulteriore beneficio generato dall'esercizio di questo impianto.

Una quantificazione monetaria di questo beneficio può essere fatta ipotizzando che nel caso di non realizzazione dell'impianto in progetto la stessa quantità di energia elettrica da questo prodotta sarebbe stata invece prodotta utilizzando un impianto a gas a ciclo combinato con una potenza di 790 MW e utilizzando i dati di LCOE diversi dal costo delle emissioni di CO₂ e NO_x per questo impianto pubblicati dall'IEA sul suo sito web.²⁶

Secondo questa fonte, ipotizzando un tasso di sconto del 3 per cento e un costo del gas naturale di 8 \$/MBtu, si ottiene un LCOE di 56,73 \$/MWh, di cui 4,25 \$/MWh per CAPEX²⁷, 6,99 \$/MWh per costi O&M e 45,50 \$/MWh per l'acquisto del combustibile. Considerando, coerentemente con quanto contenuto in Commissione Europea (2014), fattori di conversione da valori finanziari a valori economici pari a 0,91 per i CAPEX e 0,88 per i costi O&M, si ottiene un LCOE (non comprendente i costi generati dalle emissioni di CO₂ e NO_x) di 55,52 \$/MWh.

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

Parametri di redditività economica

Il tasso di attualizzazione sociale utilizzato in questa sede per il calcolo del VANE dell'intervento in progetto è quel 3 per cento raccomandato da Commissione Europea (2022) per i progetti finanziati dall'Unione Europea.

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

Parametro	valore
VANE	€ 121 milioni
TRIE	18,4 %

Tavola 7 Valori dei parametri di redditività economica dell'intervento in progetto

²⁶ Come detto in precedenza, 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.

²⁷ I CAPEX considerati comprendono \$ 4,17 per costi di investimento e \$ 0,08 per costi di decommissioning.

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

Analisi di rischio

Il primo passaggio dell'analisi di rischio è costituito dall'analisi di sensitività, che consente di identificare le variabili critiche del progetto, cioè quelle grandezze le cui variazioni, positive o negative che siano, hanno il maggiore impatto sui valori dei suoi parametri di redditività economica.

Per quanto esistano modalità più avanzate e complete di valutazione della sensitività di un modello alle possibili variazioni dei valori delle variabili utilizzate, l'approccio consigliato a questo fine da Commissione Europea (2014) consiste nel modificare uno per volta i valori associati a ciascuna variabile critica 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 di queste variabili $\pm 10\%$ e $\pm 25\%$. Per ciascuna variabile considerata Commissione Europea (2014) invita poi a calcolare l'elasticità del VANE, definita come la variazione percentuale del VANE per una variazione dell'1 per cento del valore 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.

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 in quella sede appare a prima vista estremamente probabile. Tuttavia, per completezza disciplinare si è ugualmente provveduto a studiare gli effetti sul VANE delle variazioni sopra indicate dei valori delle principali grandezze utilizzate nelle elaborazioni svolte. Di seguito si riportano i risultati dell'analisi di sensitività svolta al variare di:

- producibilità di partenza dell'impianto eolico in progetto;
- costo esterno unitario delle emissioni di CO₂;
- impatto sul paesaggio dell'impianto eolico;
- vita utile delle turbine;
- tasso di attualizzazione sociale.

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 74,4 GWh/anno (valore base). L'elasticità del VANE rispetto alla producibilità dell'impianto eolico in progetto risulta di 2,8, cioè una riduzione dell'1 per cento della producibilità dell'impianto eolico porta a una diminuzione del 2,8 per cento del VANE dell'intervento in progetto. Di conseguenza, la producibilità dell'impianto eolico costituisce una prima variabile critica del progetto nel senso sopra specificato.

Ipotizzando riduzioni percentuali del 10 e del 25 per cento di questa grandezza si sono ottenuti valori del VANE rispettivamente pari a 87,7 e 37,7 milioni di euro, quindi ancora ampiamente positivi. 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 47,4 GWh/anno, pari quindi al 63,7 per cento del valore della producibilità di partenza utilizzato nelle elaborazioni svolte, già scelto in modo cautelativo. Questi risultati permettono di affermare la robustezza del giudizio di desiderabilità sociale dell'impianto eolico in progetto dal punto di vista dell'utilizzo efficiente delle risorse disponibili rispetto a una variazione anche importante della sua producibilità di partenza.

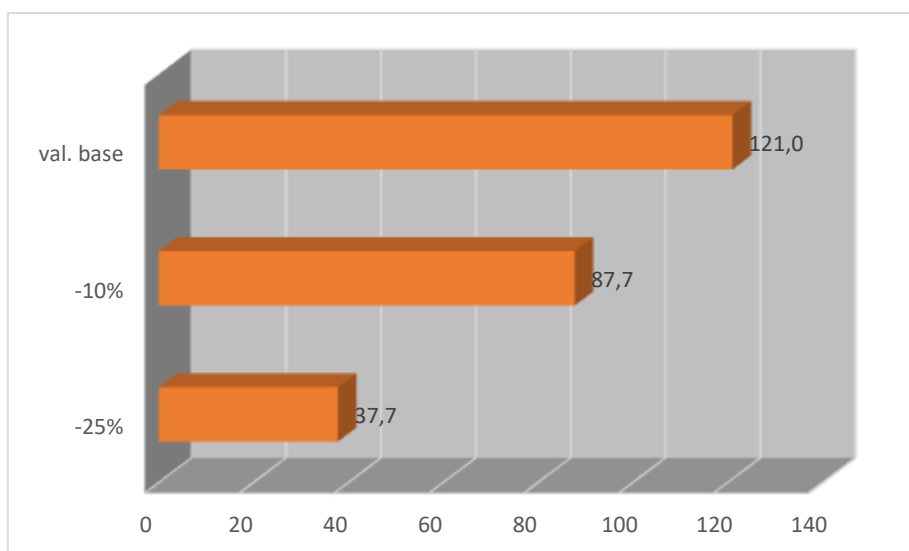


Figura 6 VANE dell'intervento in progetto (milioni di euro) a seguito di riduzioni del 10 e del 25 per cento del valore della producibilità di partenza utilizzato nelle elaborazioni svolte (val. base)

Un'altra grandezza il cui valore contribuisce in modo importante alla determinazione dei parametri di redditività economica dell'intervento in progetto è sicuramente costituita dal valore del costo esterno unitario delle emissioni di CO₂ utilizzato nelle elaborazioni svolte. L'elasticità del VANE rispetto ai valori del costo esterno unitario delle emissioni di CO₂ utilizzati nelle elaborazioni svolte risulta pari a 2,2, quindi una riduzione dell'1 per cento del valore unitario del costo esterno delle emissioni di CO₂ porta a una diminuzione del 2,2 per cento del VANE dell'intervento in progetto. Di conseguenza, anche il costo esterno unitario delle emissioni di CO₂ costituisce una variabile critica di questa procedura di valutazione.

Ipotizzando riduzioni dei valori di questo parametro del 10 e del 25 per cento si sono ottenuti valori del VANE pari rispettivamente a 94,9 e 55,8 milioni di euro, quindi anche in questo caso ancora ampiamente positivi. Il valore di rovesciamento del costo esterno unitario delle emissioni di CO₂ corrisponde a poco meno del 54 per cento di quelli della curva BEI utilizzati nelle elaborazioni svolte. Questi risultati permettono di affermare la robustezza del giudizio di desiderabilità sociale dell'impianto eolico in progetto dal punto di vista dell'utilizzo efficiente delle risorse disponibili rispetto a una variazione anche importante del costo esterno unitario delle emissioni di CO₂.

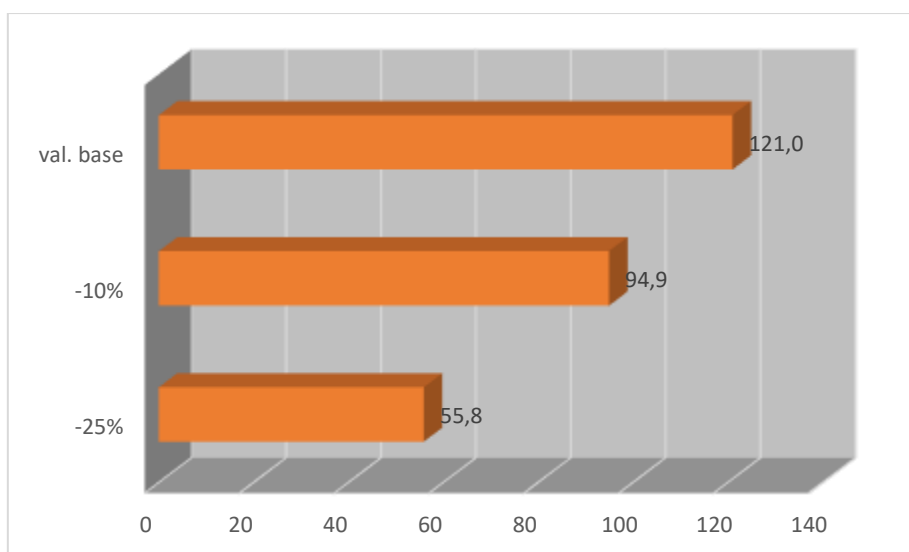


Figura 7 VANE dell'intervento in progetto (milioni di euro) a seguito di riduzioni del 10 e del 25 per cento del costo esterno unitario della produzione di CO₂ utilizzato nelle elaborazioni svolte (val. base)

Si è poi preso in considerazione l'effetto di una variazione della quantificazione monetaria dell'impatto sul paesaggio generato dall'impianto eolico in progetto. Si tratta, come detto, di un parametro che è fonte di grande preoccupazione per le comunità locali più vicine al sedime dell'impianto stesso. L'elasticità del VANE rispetto al valore dell'impatto sul paesaggio dell'intervento in progetto utilizzato nelle elaborazioni svolte risulta pari a 1,4, quindi un aumento dell'1 per cento del valore unitario del costo esterno generato dall'impatto sul paesaggio dell'impianto eolico in progetto porta a una diminuzione del 1,4 per cento del VANE dell'intervento in progetto. Di conseguenza, anche il valore monetario dell'impatto sul paesaggio costituisce una variabile critica di questa procedura di valutazione.

Le elaborazioni svolte hanno evidenziato che aumentando il valore di questa grandezza del 10 e del 25 per cento il VANE dell'investimento in progetto si ridurrebbe rispettivamente a 103,9 e 78,4 milioni di euro. Il valore di rovesciamento del costo economico dell'impatto sul paesaggio generato dall'intervento in progetto risulta di poco superiore ai 16,2 milioni di euro, quindi superiore di oltre il 70 per cento rispetto a quello utilizzato nelle elaborazioni svolte. I risultati ottenuti mostrano quindi la robustezza del giudizio di desiderabilità sociale dell'impianto eolico in progetto dal punto di vista dell'utilizzo efficiente delle risorse disponibili rispetto a una variazione anche importante della valutazione monetaria del suo impatto sul paesaggio.

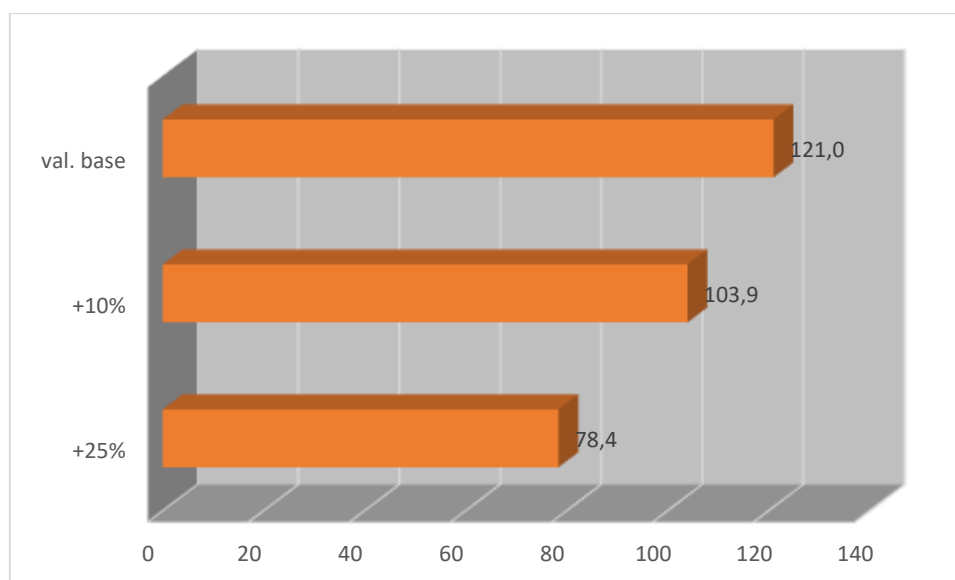


Figura 8 VANE dell'intervento in progetto (milioni di euro) a seguito di riduzioni del 10 e del 25 per cento del valore dell'impatto dell'impianto in progetto sul paesaggio utilizzato nelle elaborazioni svolte (val. base)

Si è inoltre 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, in questa ipotesi il VANE dell'intervento in progetto passerebbe da 121 a 114,6 milioni di euro, mentre il TRIE passerebbe dal 18,4 al 18,1 per cento. Come si vede, è possibile confermare il giudizio di desiderabilità sociale dell'intervento in progetto dal punto di vista dell'utilizzo efficiente delle risorse disponibili precedentemente formulato anche nel caso di riduzione della vita utile delle turbine da 30 a 20 anni.

Infine, si è verificato l'effetto sul VANE dell'intervento in progetto di valori del tasso di attualizzazione sociale compresi tra il 2 e il 5 per cento. Il risultato di questa verifica mostra che con un tasso di attualizzazione sociale del 5 per cento il VANE dell'intervento in progetto sarebbe di 84,7 milioni di euro, mentre il valore di rovesciamento del tasso di attualizzazione sociale risulta appena superiore al 18 per cento. Di conseguenza è possibile confermare la robustezza del giudizio di desiderabilità sociale dell'intervento in progetto dal punto di vista dell'utilizzo efficiente delle risorse disponibili precedentemente formulato anche nel caso in cui il

tasso di attualizzazione sociale fosse notevolmente superiore rispetto a quello utilizzato nelle elaborazioni svolte.

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

Si è quindi studiato l'effetto combinato sul VANE della variazione contemporanea del 10 e del 25 per cento di due delle variabili critiche sopra identificate, cioè la producibilità di partenza 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 anche nell'improbabile caso di una riduzione del 25 per cento della producibilità di partenza dell'impianto in progetto e di una contemporanea riduzione del 25 per cento del costo esterno unitario delle emissioni di CO₂ rispetto a quanto quantificato dalla curva BEI il VANE del progetto risulterebbe ancora lievemente positivo.

% costo CO ₂ /producibilità	100%	90%	75%
74,4	121,0	94,9	55,8
67,0	87,7	64,2	29,1
59,0	52,1	31,5	0,5

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

I risultati ottenuti permettono di raggiungere una terza conclusione: **la robustezza del giudizio di desiderabilità sociale dell'intervento in progetto dal punto di vista dell'utilizzo efficiente delle risorse disponibili precedentemente formulato risulta 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 Cairo Montenotte e Cengio, in provincia di Savona, il cui territorio risulta interessato dal sedime dello stesso. Tra il 1981 e il 2021 Cairo Montenotte ha vissuto una lunga fase di lenta contrazione demografica. In questo periodo la sua popolazione è infatti scesa da 14.400 a 12.648 abitanti (-12,2 per cento) ritornando praticamente al livello del 1951. In seguito a questo calo demografico nel 2021 la densità abitativa di questo comune si è attestata sui 126 abitanti/km².

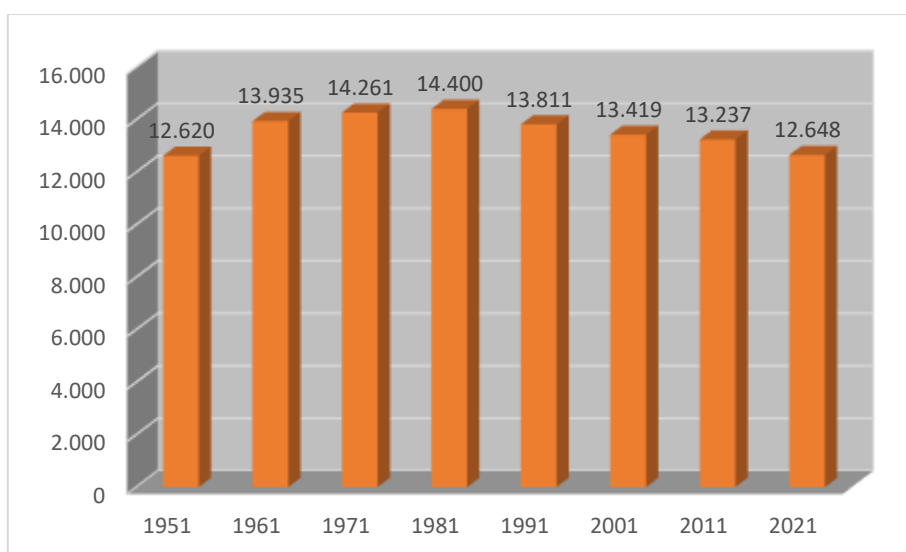


Figura 9 Popolazione residente a Cairo Montenotte dal 1951 al 2021 – Fonte: Censimento permanente ISTAT

Come si vede dalla figura sottostante, negli ultimi 40 anni anche la popolazione di Cengio risulta in diminuzione. Tra il 1981 e il 2021 questa popolazione è infatti passata da 4.603 a 3.293 abitanti (-28,5 per cento) raggiungendo una densità abitativa di 174 abitanti/km².

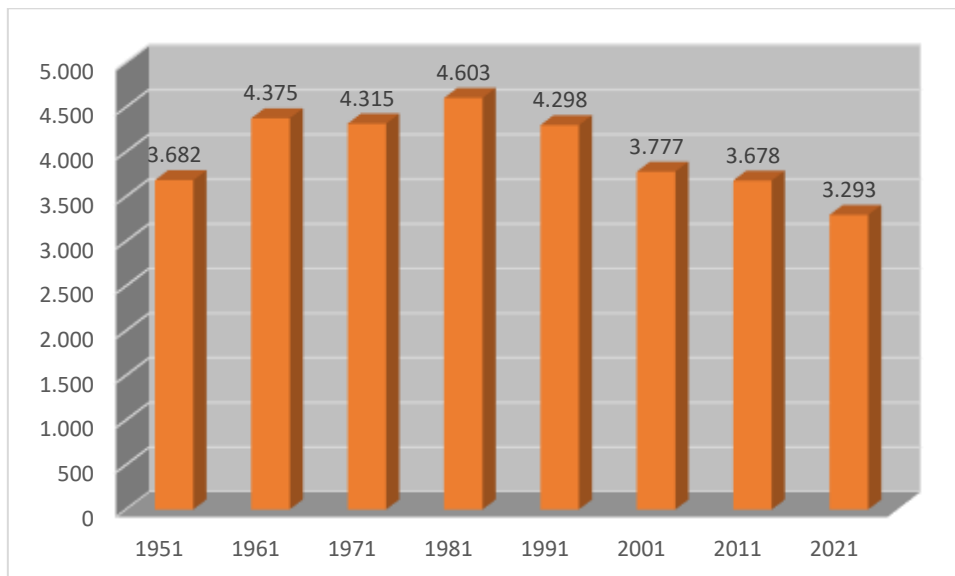


Figura 10 Popolazione residente a Cengio dal 1951 al 2021 – Fonte: Censimento permanente ISTAT

Allargando lo sguardo a una scala territoriale più ampia si vede che l’area di intervento risulta inserita in un contesto territoriale caratterizzato ormai da decenni da un andamento demografico negativo. I comuni situati dal lato piemontese del confine regionale hanno raggiunto il massimo della loro popolazione nel 1951 (andamento rappresentato dal colore verde nella mappa sottostante), mentre, come visto, la popolazione di Cairo Montenotte e Cengio è in calo “solo” dal 1981 (andamento rappresentato dal colore arancione).

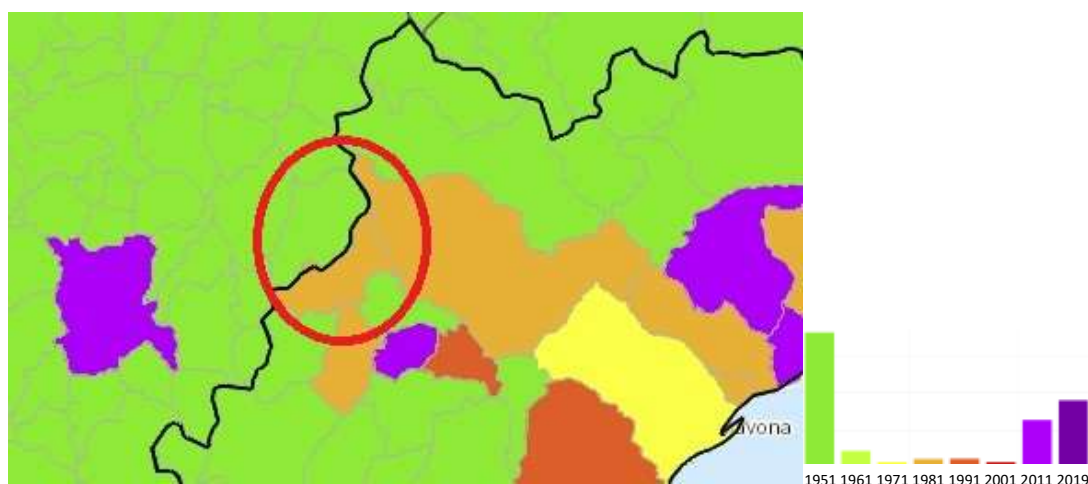


Figura 11 Comuni dell’area di intervento per anno di massimo della popolazione – Fonte: Censimento permanente ISTAT

Lo stato del mercato immobiliare dell’area riflette l’andamento demografico stagnante di questi comuni di cui si è detto. 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 Cairo Montenotte risulta compreso tra i 1.100 e i 1.650 €/m² e in quello di Cengio tra i 495 e i 730 €/m².

L’importanza relativa dell’industria turistica nell’economia di questi comuni è evidenziata dalla *Classificazione dei comuni in base alla densità turistica* pubblicata dall’ISTAT, in base alla quale Cairo

Montenotte appartiene al secondo quintile dei comuni italiani come intensità e caratteristiche dell'offerta turistica (bassa) e Cengio al primo (molto bassa). 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 del comune al quale si riferisce. In ogni caso, secondo l'ISTAT al 2022 a Cengio non risulta in attività alcun albergo, mentre a Cairo Montenotte gli alberghi esistenti erano 4 per complessivi 108 posti letto. Alla stessa data, la dotazione di esercizi extra-alberghieri a Cengio risulta estremamente ridotta, con un totale di 5 esercizi per complessivi 23 posti letto, mentre gli esercizi extra-alberghieri in attività a Cairo Montenotte risultano invece 9, per un totale di 66 posti letto.

Per quanto riguarda invece intensità e caratteristiche della domanda turistica, espresse 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, Cairo Montenotte si colloca nel quarto quintile (alta), mentre Cengio nel primo (molto bassa). I dati ISTAT sul movimento turistico negli esercizi ricettivi sono disponibili alla scala comunale solo per gli esercizi di Cairo Montenotte, nei quali nel 2022 si sono registrati 4.975 arrivi e 18.352 presenze, con una permanenza media di 3,7 giorni. I dati riguardanti il movimento turistico a Cengio non sono invece forniti in modo disaggregato, ma data la modesta consistenza delle strutture ricettive di questo comune per motivi di privacy risultano aggregati insieme a quelli di altri comuni della provincia di Savona alla voce "altri comuni della provincia di Savona". Per quanto riguarda le motivazioni di questo movimento turistico, si osserva che esso risulta attratto sia dal patrimonio culturale di questo territorio, che dalla possibilità di effettuare escursioni lungo la Val Bormida.

Per le attività economiche connesse al turismo, espresse attraverso un ulteriore indice composito legato agli addetti alle unità locali turistiche e al valore aggiunto da queste generato per abitante, i 2 comuni dell'area si collocano entrambi nel primo quintile dei comuni italiani (molto bassa).

Infine, un indicatore sintetico costruito sulla base dei 3 indicatori precedenti colloca Cairo Montenotte nel secondo quintile dei comuni italiani (bassa) e Cengio nel primo (molto bassa).

Quanto detto evidenzia la fragilità della presenza dell'industria turistica a Cengio, mentre le attività ricettive a Cairo Montenotte appaiono leggermente più significative. In ogni caso, il tema del possibile impatto della presenza di turbine eoliche sul settore del turismo negli ultimi anni è stato oggetto di molti studi e ricerche. A questo proposito, Prince et al. (2023) attraverso lo studio della letteratura sull'argomento e dei risultati di una serie di casi studio riguardanti alcune località rurali svedesi 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 sembrano 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 un 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 delle turbine stesse nel paesaggio rurale.

La presenza sul territorio di un impianto eolico contribuisce invece a migliorare la sua immagine ambientale, evidenziando il suo orientamento verso la salvaguardia dell'ambiente e lo sviluppo sostenibile.²⁸

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 riportati da Bidwell (2023) di un'indagine sul campo condotta a Block Island, un'isola situata a poca distanza dalla costa del Rhode Island, prima, durante e dopo la realizzazione di un impianto eolico 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. Da quanto visto in precedenza, si può osservare che quest'ultimo risultato conferma quelli ottenuti da altri 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.²⁹ Si tratta di una pubblicazione che da un'edizione all'altra sta rapidamente arricchendosi di nuovi e interessanti contenuti. Infatti, questa terza 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 organizzare un fine settimana, quelle sui percorsi e sui sentieri che li attraversano, consigli su dove mangiare e dormire e indicazioni sui luoghi da scoprire. L'obiettivo dichiarato di questa guida è quello di fornire uno strumento utile per affrontare la sfida della transizione energetica con il consenso delle comunità locali anche attraverso l'utilizzo di forme innovative di valorizzazione delle risorse locali, mostrando non solo come dalle tecnologie eoliche si possono trarre tanti nuovi vantaggi, a cui troppo spesso non pensiamo, ma anche come sia possibile integrare queste tecnologie con paesaggi, attività agricole e sportive godendo di luoghi fantastici e mai visti prima.

La pubblicazione di Legambiente si chiude con un capitolo su turismo e fruizione di parchi eolici nel mondo, che raccoglie brevi note sulle possibilità di fruizione di 9 parchi eolici sparsi tra Danimarca, Germania, Inghilterra, Australia, Nuova Zelanda, Filippine e Stati Uniti. Sei di questi parchi sono *onshore* e i restanti 3 *offshore*. Tra questi ultimi quello di Block Island, di cui tratta, come detto, Bidwell (2023). 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. Risulta quindi possibile formulare la quarta conclusione di questo lavoro: **esistono molte possibilità di sviluppo locale legate alla presenza di un parco eolico.**

Impatto dell'energia eolica sugli Obiettivi per lo Sviluppo Sostenibile

Come noto, nel 2015 i governi dei 193 paesi membri delle Nazioni Unite hanno sottoscritto l'Agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile, un programma di azione che si propone di sradicare la povertà, proteggere

²⁸ Questa associazione tra immagine ambientale e impianti eolici non è sfuggita al mondo della pubblicità. Ad esempio, per comunicare l'impegno dell'azienda a favore della salvaguardia dell'ambiente uno spot pubblicitario della Mercedes (visibile [qui](#)) mostra la creazione di un'installazione che utilizzando un gioco di luci fa assumere a una pala eolica in movimento nel buio le sembianze del celebre marchio di questa azienda.

²⁹ Disponibile all'indirizzo web <https://parchidelvento.it/>

l'ambiente e promuovere pace e prosperità per tutti entro il 2030. L'Agenda 2030 si articola in 17 Obiettivi per lo Sviluppo Sostenibile OSS che a loro volta sono articolati in un totale di 169 traguardi.

La diffusione della produzione di energia eolica può dare un contributo importante al raggiungimento di vari OSS. Un buon punto di partenza di una breve, ancorché non necessariamente completa, disanima dei principali tra questi obiettivi è costituito dall'OSS 7 "Assicurare a tutti l'accesso a sistemi di energia economici, affidabili, sostenibili e moderni" e in modo particolare dal traguardo 7.2 "Entro il 2030 aumentare notevolmente la quota di energie rinnovabili nel mix energetico globale".

Inoltre, la drastica riduzione delle emissioni di CO₂ generata dalla produzione di energia elettrica utilizzando un impianto eolico invece di una centrale termoelettrica alimentata a combustibili fossili, di cui si è detto nel testo, è in grado di fornire un contributo importante al raggiungimento dell'OSS 13 "Promuovere azioni, a tutti i livelli, per combattere il cambiamento climatico". La conseguente riduzione delle emissioni di sostanze inquinanti andrà poi a ridurre le malattie respiratorie legate all'inquinamento atmosferico specialmente nei bambini, riducendo di conseguenza la mortalità infantile. Questo contribuirà al raggiungimento dell'OSS 3 "Assicurare la salute e il benessere per tutti e per tutte le età" e in modo particolare del traguardo 3.2 laddove dice che entro il 2030 tutti i paesi dovranno ridurre la mortalità dei bambini sotto i 5 anni di età a non più di 25 per ogni 1.000 nati vivi e del traguardo 3.9 "Entro il 2030, ridurre sostanzialmente il numero di decessi e malattie da sostanze chimiche pericolose e da contaminazione e inquinamento dell'aria, delle acque e del suolo".

Lo sviluppo dell'energia eolica contribuisce anche al raggiungimento dell'OSS 9 "Costruire un'infrastruttura resiliente e promuovere l'innovazione ed una industrializzazione equa, responsabile e sostenibile" e dell'OSS 11 "Rendere le città e gli insediamenti umani inclusivi, sicuri, duraturi e sostenibili". Infine, si noti che gli impianti eolici generano elettricità con un minore utilizzo di risorsa idrica rispetto a quelle alimentate a combustibili fossili, favorendo in questo modo il raggiungimento dell'OSS 6 "Garantire a tutti la disponibilità e la gestione sostenibile dell'acqua e delle strutture igienico-sanitarie".

Conclusioni

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

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

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

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 calo demografico 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

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

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

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

Bateman I., Day, B., Lake L., 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, disponibile all'indirizzo web <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113365>

Boyles J. G., Cryan P. M., McCracken G. F. e Kunz T. H. (2011). Economic importance of bats in agriculture, *Science*, 332(6025), 41-42, disponibile all'indirizzo web <https://www.semanticscholar.org/>

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

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. et al., 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>

Dell'Anna F. (2021), Green jobs and energy efficiency as strategies for economic growth and the reduction of environmental impact, *Energy Policy*, Volume 149, 2021, 112031, disponibile all'indirizzo web <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.112031>

Erickson PW, Johnson GD e Young Yr DP (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

EurObserv'ER (2024), Wind energy barometer 2024, disponibile all'indirizzo web <https://www.eurobserv-er.org/category/all-wind-energy-barometers/>

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>

Garrett-Peltier H (2017), Green versus brown: Comparing the employment impacts of energy efficiency, renewable energy, and fossil fuels using an input-output model, *Economic Modelling* 61, 439–447.

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 GSE (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>

International Energy Agency IEA (2020), Levelised Cost of Electricity Calculator. Interactive table of LCOE estimates from Projected Costs of Generating Electricity 2020, disponibile all'indirizzo web <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/levelised-cost-of-electricity-calculator>

IRENA (2024), Onshore wind energy capacity in Italy from 2008 to 2023, *Statista*, disponibile all'indirizzo web <https://www.statista.com/statistics/868477/onshore-wind-energy-capacity-in-italy/>

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

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

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

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

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

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

Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica MASE (2023a), 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 dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica MASE (2023b), Relazione sulla situazione energetica nazionale nel 2022, disponibile all'indirizzo web <https://www.mase.gov.it/notizie/energia-mase-pubblica-la-relazione-sulla-situazione-energetica-nazionale-2022>

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.

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

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

Prince S, Ioannides D, Peters A e Chekalina T (2023), Tourists' perceptions of wind turbines: conceptualizations of rural space in sustainability transitions, *Tourism Geographies*, disponibile all'indirizzo web <https://doi.org/10.1080/14616688.2023.2274834>

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

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

Terna (2024), Installed capacity of wind power plants in Italy in 2023, by region, *Statista*, disponibile all'indirizzo web <https://www.statista.com/statistics/888485/installed-capacity-of-wind-power-plants-by-region-in-italy/>

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, disponibile all'indirizzo web <https://doi.org/10.1016/j.rser.2005.10.005>

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