



PROGETTO PER LA COSTRUZIONE E L'ESERCIZIO DI UN
IMPIANTO EOLICO DELLA POTENZA DI 93 MW
DENOMINATO "MONTESECCO" DA REALIZZARSI NEI
COMUNI DI SERRACAPRIOLA E CHIEUTI (FG) CON LE
RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ELETTRICHE

ANALISI COSTI BENEFICI AMBIENTALI

Rev. 0.0

Data: 27 dicembre 2023

QQR-WND-025. REL032

Committente:

Repsol Montepuccio 1, srl
Roma (RM) Via Michele Mercati 39 CAP 00197
C. F. e P. IVA: 17293391003
PEC: repsolmontepuccio1@pec.it

Progetto e sviluppo:

Queequeg Renewables, ltd
2nd Floor, the Works,
14 Turnham Green Terrace Mews,
W41QU London (UK)
Company number: 11780524
email: mail@quren.co.uk

1 Sommario

1	Sommario.....	2
2	Premessa.....	3
3	Riferimenti metodologici	5
4	Breve descrizione dell'opera in progetto	6
4.1	Localizzazione dell'impianto	6
4.2	Analisi della fattibilità dell'intervento	8
4.2.1	Fattibilità tecnico-strutturale	8
4.3	Caratteristiche tecniche generali dell'opera	9
4.3.1	Criteri generali di progetto e potenza installata	9
4.3.2	Producibilità energetica dell'impianto	9
5	Analisi della compatibilità dell'opera (Valutazione degli impatti)	11
6	Metodologia di valutazione ACB	13
6.1	I metodi di valutazione del valore economico dei beni ambientali	15
6.2	Il progetto "Externe"	19
6.3	Il costo globale delle fonti energetiche	20
7	ANALISI DEI COSTI	24
7.1	Rumore	24
7.2	Paesaggio	25
7.3	Costo di produzione dell'energia	28
8	ANALISI DEI BENEFICI	30
8.1	Prezzo dell'energia.....	30
8.2	Benefici ambientali	31
9	RISULTATI.....	33

2 Premessa

Il presente documento costituisce l'analisi costi benefici (di seguito anche ACB) predisposta a supporto dell'istanza di Valutazione di Impatto Ambientale ai sensi dell'art.23 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., Parte II, Titolo III per la realizzazione di un nuovo impianto eolico per produzione di energia elettrica denominato "Spineto" della società Queequeg Renewables.

Nello specifico, il progetto prevede la realizzazione di un parco eolico costituito da n. 14 aerogeneratori di potenza nominale pari a 6,6 MW e una potenza complessiva di 93 MW da realizzarsi nei comuni di Chieuti e Serracapriola; parte integrante dell'intervento sarà la realizzazione delle opere di connessione alla rete, indispensabili al funzionamento dell'impianto, da realizzarsi nei comuni di Chieuti e Serracapriola.

Il settore energetico ha un ruolo cardinale nello sviluppo dell'economia, sia come fattore abilitante (fornire energia a costi competitivi, con limitato impatto ambientale e con elevata qualità del servizio è una condizione essenziale per lo sviluppo delle imprese e per le famiglie), sia come fattore di crescita di per sé (si pensi al grande potenziale economico della cosiddetta *Green economy*). Come riconosciuto nelle più recenti strategie energetiche europee e nazionali, assicurare un'energia più competitiva e sostenibile è uno degli obiettivi di maggiore interesse per il futuro.

IEA (International Energy Agency) stima che per il 2023 un totale di oltre 1.7 miliardi di dollari verranno investiti in tecnologie a bassa emissione di CO₂. Questo importo rappresenta oltre il 60% degli investimenti totali stimati in energia, con un aumento anno su anno di oltre il 55%.

La produzione energetica da fonte eolica ha vissuto negli ultimi anni un incremento massiccio nella efficienza, con conseguente abbassamento del costo dell'energia prodotto che si riversa su un prezzo all'utente finale (commerciale o privato) più competitivo. L'eolico 'onshore' rappresenta attualmente una delle fonti di produzione di energia più efficienti ed economiche disponibili.

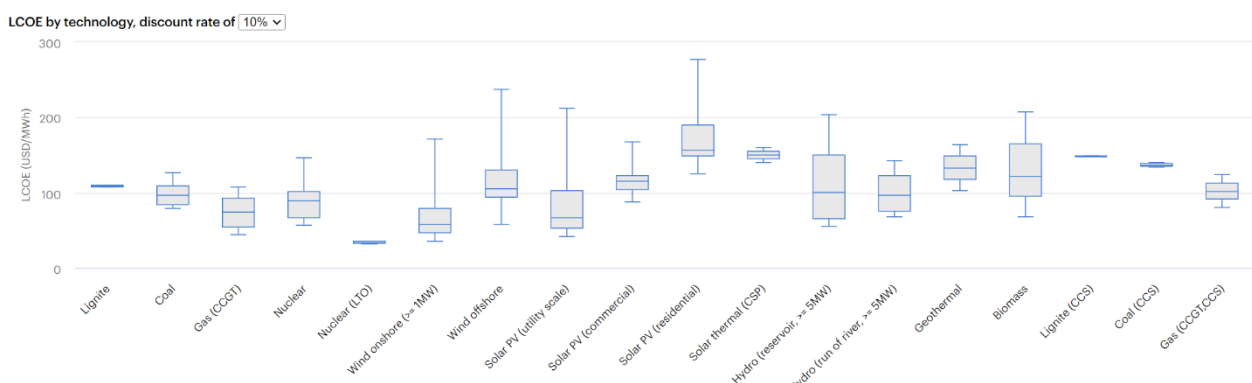


Figure 2-1 Costo del MWh per fonte di energia (fonte: IEA)

Ciò è il risultato dei progressivi miglioramenti nella tecnologia, scaturiti da importanti investimenti in ricerca applicata, e dalla diffusione globale degli impianti (economie di scala), alimentata dalle politiche di incentivazione adottate dai governi a livello mondiale. Lo scenario attuale, contraddistinto dalla riduzione degli

incentivi, ha contribuito ad accelerare il progressivo annullamento del differenziale di costo tra la generazione elettrica convenzionale e la generazione FER.

In questo contesto, la misura dell'efficienza di prodotto di impianti come quello proposto ma più in generale delle stazioni di generazione elettrica, sono misurati da un parametro chiamati LCOE (*"Levelized Cost of Energy"* o "Costo Livellato dell'Elettricità") che indica in ultima sintesi il costo netto di produzione di una unità di energia generata durante il periodo di vita utile del produttore.

In questo contesto, la società Repsol Renovables S.A., controllata al 75% dal gruppo oli&gas Repsol SA, rappresenta uno dei principali player su scala mondiale nel settore delle FER, detenendo al momento circa 3,5 GW di asset rinnovabili in esercizio in tutto il mondo. La società è al momento attiva in Europa, Stati Uniti e in Cile e l'Italia, assieme alla Spagna, è al centro della sua strategia per il continente.

In tale direzione si inquadra il presente progetto di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte eolica che Repsol Renovables SA, attraverso la controllata Repsol Montepuccio 1 S.r.l., ha in programma di realizzare nei comuni di Chieuti e Serracapriola siti in Regione Puglia.

In considerazione del rapido evolversi della tecnologia, che oggi mette a disposizione aerogeneratori di provata efficienza, con potenze di circa un ordine di grandezza superiori rispetto a quelle disponibili solo vent'anni or sono, il progetto proposto prevede l'installazione e la messa in esercizio di n. 14 turbine della potenza nominale di 6.6 MW ciascuna, posizionate su torri di sostegno metalliche dell'altezza indicativa di 134 m, nonché l'approntamento delle opere accessorie indispensabili per il funzionamento e la gestione degli aerogeneratori (viabilità, piazzole, distribuzione elettrica di impianto, cavidotto di connessione alla RTN e opere accessorie necessarie al funzionamento dell'impianto stesso). Gli aerogeneratori in progetto saranno dislocati tra quote altimetriche indicativamente comprese nell'intervallo tra i 26 e i 130 m s.l.m.

La potenza complessiva del parco eolico sarà di 93 MW, con una potenza elettrica in immissione di 93 MWac come stabilito dal preventivo di connessione rilasciato dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (Terna) con codice pratica 202303650 del 11/08/2023.

Le opere da realizzare riguardano i comuni di Chieuti, Serracapriola, San Paolo di Civitate, Torremaggiore, nonché i comuni di Rotello e San Martino in Pensilis in ove è previsto il potenziamento/rifacimento di direttrici RTN 150kV esistenti e la realizzazione di due nuovi elettrodotti RTN a 150kV.

3 Riferimenti metodologici

L'Analisi Costi-Benefici (ACB) è un metodo di valutazione ex ante di progetti privati applicata anche nel campo delle scelte di investimento pubbliche: essa può essere utilizzata per valutare la convenienza di un singolo progetto, di un programma, o di uno strumento di politica economica. In realtà, essa è parte integrante del progetto stesso, in quanto consente di valutarne la convenienza e di scegliere, tra diverse alternative progettuali, quella più conveniente.

L'ACB prende in esame diverse prospettive di valutazione: quella finanziaria, quella economica e quella sociale.

Nell'*analisi finanziaria* l'investimento viene considerato dal punto di vista privato: il progetto viene valutato in rapporto alla sua capacità di contribuire al profitto del proponente, e pertanto vengono considerate le tipiche variabili che influenzano direttamente la funzione del profitto (flusso di ricavi e dei costi). Il progetto sarà considerato conveniente se il profitto da esso derivante sarà positivo. Nel caso di confronto tra diverse alternative progettuali si considererà più conveniente il progetto cui è associato un livello di profitto più elevato.

Nell'*analisi economica* la prospettiva rispetto alla quale deve essere valutata la convenienza di un progetto è invece quella collettiva. L'operatore pubblico che finanzia l'intervento dovrà valutare i benefici per la collettività massimizzando la funzione di benessere collettivo e sarà quindi quest'ultima funzione la discriminante che consentirà di decidere se attuare (o finanziare) un progetto o quale alternativa progettuale realizzare.

Nel caso in esame si è scelto di seguire sia l'approccio dell'analisi economica, considerando che la massima rilevanza è data dagli effetti ambientali associati all'intervento in progetto.

Prima di procedere con la quantificazione dei costi e dei benefici economici correlati alla realizzazione delle opere di progetto, si riportano alcune considerazioni relativamente alle problematiche intrinsecamente connesse all'ACB ed alle metodologie comunemente utilizzate per la valutazione dei beni economici.

4 Breve descrizione dell'opera in progetto

4.1 Localizzazione dell'impianto

Il parco eolico "Montesecco" in progetto ricade nella regione morfologica del Tavoliere di Puglia che si estende per 3000-4000 km² tra i monti Dauni ad ovest, il promontorio del Gargano ed il mare Adriatico ad est, il fiume Fortore a nord e Ofanto a sud. In particolare, i 14 aerogeneratori in progetto sono tutti localizzati nel territorio comunale di Chieuti, nella porzione sud, e Serracapriola interessandone la parte nord. Le opere funzionali alla connessione dell'impianto alla RTN e della viabilità di servizio dell'impianto sono previste riguardare i comuni di Chieuti, Serracapriola, San Paolo di Civitate, Torremaggiore, nonché i comuni di Rotello e San Martino in ove è previsto il potenziamento/rifacimento di direttrici RTN 150 kV esistenti e la realizzazione di due nuovi elettrodotti RTN a 150 kV.

Il comune di Chieuti è situato all'estremità settentrionale della Provincia di Foggia ed è delimitato a nord dal torrente Saccione e a sud dal fiume Fortore.

Il comune di Serracapriola ha una superficie di circa 14.235 ha, un'altitudine media di 295 m s.l.m. e confina con i comuni di Chieuti, Rotello (CB), San Martino in Pensilis (CB), San Paolo di Civitate, Torremaggiore e Lesina.

L'agro comunale di Serracapriola, compreso tra il Sub-Appennino Dauno ed il Promontorio del Gargano, è situato nell'estrema Puglia nord-occidentale, a confine con la Regione Molise, nell'alto Tavoliere della Provincia di Foggia; il centro abitato sorge su un pianalto, posto alla quota indicativa di circa 260 m s.l.m.

Il territorio comunale si estende dal Mare Adriatico, con una costa lunga circa 8 km in cui sfocia il Fiume Fortore, alla bassa collina (quota massima 269 m s.l.m. in corrispondenza della dorsale orientata N-S su cui sorge l'abitato) e rientra parzialmente nel Parco Nazionale del Gargano nella porzione a valle della Ferrovia Bologna-Bari.

Il principale corso d'acqua dell'area è rappresentato dal Fiume Fortore, la cui destra idrografica rientra in agro di Serracapriola e che in alcuni tratti fa da confine con i Comuni di San Paolo di Civitate e Lesina, con il suo ampio fondovalle blandamente degradante verso il Mar Adriatico. Secondariamente, è presente il Torrente Saccione che per un tratto funge da confine con la Regione Molise.

L'agro di interesse si presenta come un tipico paesaggio collinare costiero con una forte vocazione all'uso agricolo del territorio, esteso per circa 142 km².

In funzione della direzione di provenienza dei venti dominanti, della morfologia e dell'esistente sviluppo dell'area, il layout di progetto si sviluppa secondo un allineamento di due diagonali parallele nord-sud degli aerogeneratori. È inoltre possibile riconoscere quattro raggruppamenti principali: uno ad ovest della Strada Provinciale 45 al confine con il Molise costituito da quattro macchine; uno compreso tra la Strada Provinciale 45 e la Strada Statale 16ter costituito da tre macchine; uno ad ovest del territorio di Chieuti costituito da

quattro macchine; e infine uno ad ovest di San Paolo di Civitate e sud del bosco Monacesca costituito dalle rimanenti quattro macchine.

Sotto il profilo geografico, nel dettaglio, l'impianto è organizzato in quattro porzioni di territorio così inquadrabili:

- la porzione ovest, in territorio di Chieuti e Serracapriola, è localizzata a ovest della Strada Provinciale 45 al confine con la regione Molise e comprende gli aerogeneratori WTG-C, WTG-F, WTG-D.
- la porzione nord ovest, in territorio di Serracapriola, è composta da tre aerogeneratori WTG-A, WTG-B, WTG-E, e corre parallelamente alla Strada Provinciale 45 e la Strada Statale 16ter.
- la porzione nord est, in territorio di Chieuti e Serracapriola, è localizzata ad est del comune di Chieuti ed è composta da quattro aerogeneratori WTG-H, WTG-I, WTG-O, WTG-P.
- la porzione est, nel territorio comunale di Serracapriola ad est di quest'ultimo, comprende gli aerogeneratori WTG-G, WTG-L, WTG-M, WTG-N.

Viene di seguito riportata l'ubicazione del parco eolico in progetto situato nei comuni di Chieuti e Serracapriola.



Figura 4-1: Localizzazione del parco eolico "Montesecco – Montepuccio Sud" (Fonte: Google Earth)

4.2 Analisi della fattibilità dell'intervento

4.2.1 Fattibilità tecnico-strutturale

Il progetto "Montesecco" si inserisce, come anticipato in premessa, in un periodo di consolidato sviluppo per gli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, sostenuto ed auspicato dai più recenti regolamenti e strumenti di programmazione internazionali, nazionali e regionali in materia energetica.

In termini di fattibilità tecnica dell'impianto, in sede di progetto sono stati attentamente esaminati, con esito favorevole, tutti i principali aspetti concernenti:

- la disponibilità delle aree di intervento, rispetto a cui la società proponente si è da tempo attivata per acquisire contrattualmente il consenso dei proprietari dei poderi agricoli interessati dall'installazione degli aerogeneratori. Alla data di predisposizione del presente progetto sono in via di perfezionamento i relativi contratti di diritto di superficie con gli interessati;
- la disponibilità della risorsa vento ai fini della produzione di energia da fonte eolica, oggetto di osservazioni di lunga durata disponibili sull'area vasta;
- la disponibilità dell'Amministrazione Comunale a trovare, di concerto con la proponente, forme di compensazioni che giovino la comunità locale e che si sommino a quelle previste ai sensi di legge;
- la fase di trasporto della componentistica delle macchine attraverso la viabilità principale e secondaria di accesso al sito, la cui idoneità in via preliminare è stata progettualmente verificata da professionista specializzato incaricato dalla proponente;
- i condizionamenti ambientali (caratteristiche morfologiche, geologiche, botaniche, faunistiche, insediative, archeologiche e storico-culturali ecc.), di estrema importanza per realizzare una progettazione che determini un impatto sostenibile sul territorio;
- le caratteristiche infrastrutturali della rete elettrica per la successiva immissione dell'energia prodotta alla RTN, in accordo con quanto indicato dal Gestore di Rete nel preventivo di connessione (STMG).

Il quadro complessivo di informazioni e di riscontri che è scaturito dall'analisi di fattibilità del progetto, in definitiva, ha condotto a ritenere che la scelta localizzativa dei Comuni di Chieuti e Serracapriola, e in particolare delle aree identificate per l'intervento, presenti condizioni favorevoli, sotto il profilo tecnico-gestionale, alla realizzazione di una centrale eolica e derivanti principalmente da:

- le ottimali condizioni di ventosità del territorio, conseguenti alle particolari condizioni orografiche e di esposizione, di sicuro interesse ai fini della produzione di energia dal vento, e per le quali si rimanda alla Relazione sulla Risorsa Anemologica;
- le idonee condizioni geologiche e morfologiche locali, contraddistinte da un esteso altopiano basaltico con caratteristiche compatibili alla realizzazione di opere di viabilità e di piazzole per l'installazione, la manutenzione e l'esercizio delle opere a progetto;
- le accettabili condizioni infrastrutturali e di accessibilità generali ante-operam;

- la disponibilità di un punto di connessione formalmente offerto dal gestore della Rete Elettrica Nazionale Terna S.p.A. e accettato dalla proponente ai sensi della normativa Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA).

4.3 Caratteristiche tecniche generali dell'opera

4.3.1 Criteri generali di progetto e potenza installata

L'impianto sarà composto da 14 aerogeneratori della potenza nominale di 6.6 MW per una potenza complessiva in immissione di 93 MW, nonché da tutte le opere e infrastrutture accessorie necessarie e funzionali alla costruzione ed esercizio della centrale.

Gli aerogeneratori previsti in progetto, coerentemente con i più diffusi standard costruttivi, saranno del tipo a tripala in materiale composito, con disposizione *upwind* (ossia con il rotore sopravento rispetto alla navicella) e regolazione attiva sia del passo della pala che dell'angolo di imbardata della navicella.

La torre di sostegno della navicella sarà in acciaio del tipo tubolare, dimensionata per resistere alle oscillazioni ed alle vibrazioni causate dalla pressione del vento e dal moto rotatorio del gruppo rotore, ed ancorata al terreno mediante fondazioni dirette.

Le turbine eoliche, di generazione paragonabile a quella di progetto, hanno un tempo di ritorno dell'impatto di CO₂ di circa 6-8 mesi, ossia compensano nei primi sei/otto mesi dall'entrata in esercizio le emissioni di CO₂ che sono state necessarie per realizzare gli aerogeneratori stessi.

Come accennato, tutti gli aerogeneratori saranno collegati elettricamente alla sezione a 36kV di una futura SE di smistamento della RTN, la cui costruzione è prevista dalla STMG rilasciata da Terna.

Le linee elettriche di trasporto dell'energia elettrica prodotta dagli aerogeneratori saranno completamente interrate e realizzate in parallelismo alla viabilità esistente o a progetto.

4.3.2 Producibilità energetica dell'impianto

Di seguito di riporta la curva di producibilità del generatore individuato, con potenza nominale massima pari a 6,6 MW, senza perdite dovuti a effetti scia, e con una densità dell'aria pari a 1,225 kg/m³.

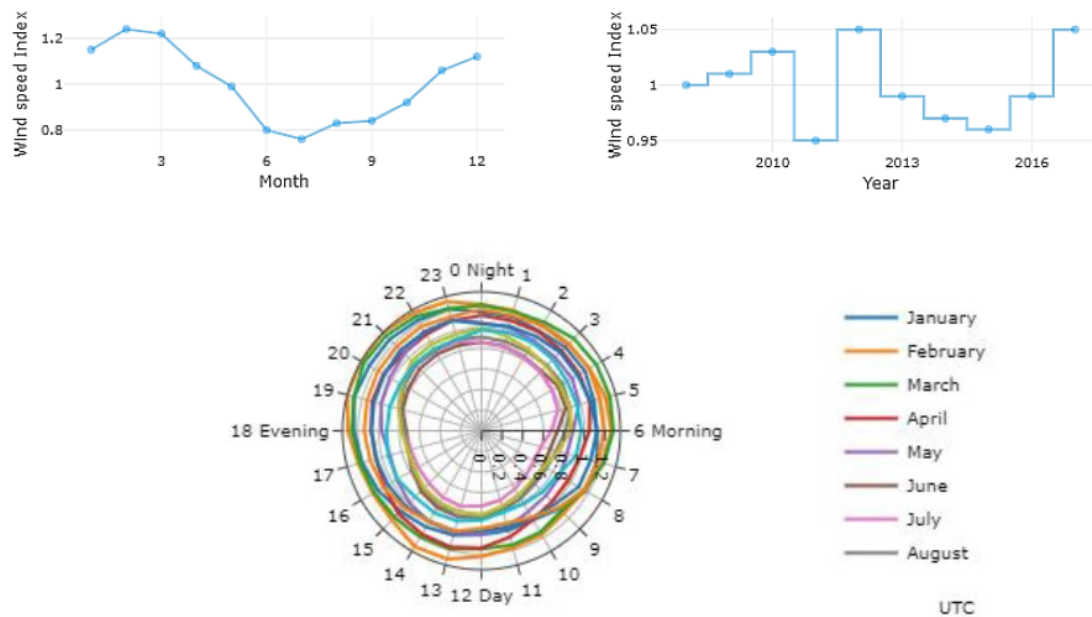


Figura 4-2: Scostamenti orari e stagionali dalla ventosità media

Interpolando i dati di perdita con le distribuzioni di vento rilevate, si stima pertanto che l'impianto avrà una produzione lorda annua pari a circa 3.321 ore annue, e quindi una netta attesa pari a circa 2.970 ore equivalenti annue in P50.

La produzione elettrica stimata è pertanto pari a circa 275.000 MWh annui.

L'impianto eolico previsto da progetto si dimostra in linea con quanto previsto dal Piano Energetico Regionale, in quanto contribuisce allo sviluppo di fonti rinnovabili destinate al consumo elettrico, favorendo una produzione "pulita" di energia e quindi una riduzione dell'impiego di fonti maggiormente inquinanti.

5 Analisi della compatibilità dell'opera (Valutazione degli impatti)

Nello Studio di impatto ambientale sono stati valutati i possibili impatti ambientali del nuovo impianto eolico in progetto della società Queequeg Renewables. La valutazione è stata effettuata considerando l'analisi dello stato ambientale attuale e i diversi fattori di impatto individuati.

Ai fini dell'identificazione e della valutazione degli impatti vengono presi in considerazione vari aspetti atti a verificare l'influenza (negativa o positiva) complessiva dell'impianto in relazione al suo funzionamento.

Si sono, quindi, individuati i diversi aspetti ambientali e sono stati valutati i relativi impatti sulle diverse matrici, attraverso la definizione di opportuni criteri di valutazione.

I principali fattori ambientali presi in considerazione per la stima degli impatti connessi al funzionamento dell'impianto derivano dall'analisi congiunta del quadro progettuale e di quello ambientale.

Tali fattori sono:

- Atmosfera: aria e clima;
- Geologia e Acque;
- Suolo, uso del suolo e patrimonio agroalimentare;
- Sistema paesaggio: paesaggio, patrimonio culturale e beni materiali;
- Biodiversità;
- Rumore e vibrazioni;
- Campi elettromagnetici;
- Rifiuti;
- Popolazione e salute umana.

Dall'analisi effettuata, tutti gli impatti significativi in fase di esercizio dell'impianto sono pressoché nulli o marginali.

Al riguardo, si sottolinea come per valutare a fondo i benefici ambientali derivanti dalla scelta dell'energia eolica è opportuno considerare non solo la fase di esercizio dell'impianto ma l'intero ciclo di vita dello stesso. Come riportato nella Brochure ANEV 2023, *"nel 2022 l'installato eolico ha superato gli 11 GW che hanno consentito di produrre un quantitativo di energia pulita di circa 20TWh, con un risparmio superiore ai 25 milioni di barili di petrolio e quasi 12 milioni di tonnellate di emissioni risparmiate di CO₂."* Inoltre, *"nel caso particolare di un impianto eolico è interessante valutare due aspetti sostanziali, la quota parte di CO₂ prodotta nell'intero ciclo di vita (per una turbina da 2 MW considerando il mix energetico italiano è pari a circa 1.920 tCO₂) e l'energy pay back time (EPBT), ovvero il tempo necessario a raggiungere il pareggio tra energia spesa per le fasi di estrazione, produzione, progettazione, trasporto, installazione, futuro smantellamento e riciclaggio dell'opera e quella prodotta in fase di esercizio. Si stima per una turbina eolica un EPBT medio intorno*

ai 9 mesi. Dopo 9 mesi quindi una turbina eolica ha già prodotto l'energia necessaria a tutto il suo ciclo di vita, dall'estrazione delle materie prime necessarie alla costruzione, fino allo smaltimento dell'ultimo componente."

Altro beneficio ambientale riguarda la fase di dismissione, in quanto è interessante notare come solo una piccola parte dei componenti dell'impianto finisca in discarica.

Rapporto dell'opera con i cambiamenti climatici e valutazione degli impatti

Così come riportato dal Centro Regionale di Informazione delle Nazioni Unite, per "cambiamenti climatici" si intendono i cambiamenti a lungo termine delle temperature e dei modelli meteorologici. Questi cambiamenti possono avvenire in maniera naturale, ad esempio tramite variazioni del ciclo solare. Tuttavia, a partire dal 19° secolo, le attività umane sono state il fattore principale all'origine dei cambiamenti climatici, imputabili essenzialmente alla combustione di combustibili fossili come il carbone, il petrolio e il gas.

La combustione di combustibili fossili genera emissioni di gas a effetto serra che agiscono come una coltre avvolta intorno alla Terra, trattenendo il calore del sole e innalzando le temperature.

Tra gli esempi di emissioni di gas a effetto serra che provocano i cambiamenti climatici figurano il biossido di carbonio e il metano. L'energia, l'industria, i trasporti, l'edilizia, l'agricoltura e l'uso del suolo sono tra i principali responsabili delle emissioni.

Studiare gli impatti dei cambiamenti climatici sui sistemi naturali e umani significa analizzarne, secondo la definizione dell'IPCC (2014) gli "effetti su persone, abitazioni, salute, ecosistemi, beni e risorse economiche, sociali e culturali, servizi (inclusi quelli ambientali) e infrastrutture dovuti all'interazione dei cambiamenti climatici o degli eventi climatici pericolosi che si presentano entro uno specifico periodo di tempo, e alla vulnerabilità di una società o di un sistema esposti ai cambiamenti climatici stessi".

Gli impianti FER sono considerati potenzialmente parte della soluzione al problema del cambiamento climatico, che passa tramite la decarbonizzazione e la transizione energetica.

La realizzazione di impianti FER, come il progetto proposto, è già di per sé una misura di adattamento e di contrasto ai cambiamenti climatici e riduzione effetto serra. In sostituzione ai metodi di produzione di energia da fonti fossili, infatti, gli impianti da fonti rinnovabili favoriscono la diminuzione dei quantitativi di CO₂ immessi in atmosfera, in piena applicazione delle direttive volte alla transizione energetica.

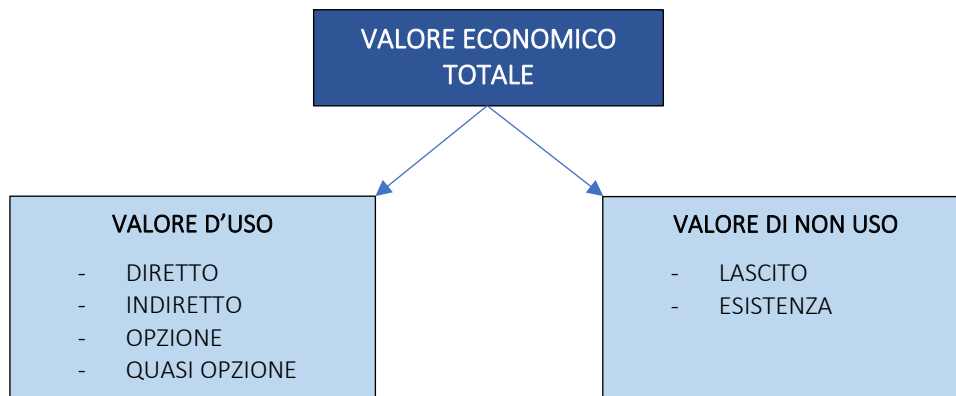
6 Metodologia di valutazione ACB

Nella valutazione degli effetti ambientali relativi alla realizzazione di un intervento, bisogna considerare che i beni ambientali sfuggono alla logica di mercato e, pertanto, il loro valore non può essere determinato attraverso l'analisi tradizionale delle curve di domanda ed offerta. È evidente, allora, come la definizione del valore economico di una risorsa ambientale, ossia l'attribuzione di un corrispettivo monetario ad essa, debba superare i limiti del valore di scambio ed abbracciare una nozione di valore più ampia che consideri tutte le ragioni per le quali la risorsa ambientale è fonte di utilità per la collettività.

In linea generale, quindi, l'attività di valutazione di un bene ambientale implica la misurazione, attraverso una qualche unità di misura convenzionale, della capacità del bene di essere utile e quindi di soddisfare determinati bisogni. In presenza di esternalità negative, risulta necessario identificare la curva del costo esterno, ossia cercare di misurare i danni ambientali. Tale misurazione dovrà essere effettuata in termini monetari, dal momento che i benefici privati sono espressi in questa unità di misura: la moneta, infatti, è utilizzata come strumento di misurazione dei guadagni e delle perdite di utilità (o di benessere). L'idea fondamentale per la misurazione in termini monetari dei benefici è che gli individui rivelino le loro preferenze per i beni ambientali mostrando la loro Disponibilità A Pagare (DAP) per quei beni. Il prezzo di mercato costituisce la guida iniziale per misurare tale disponibilità, e quindi, la spesa totale per il bene rappresenta la prima approssimazione del beneficio ricevuto. Ovviamente, la ragione per la quale la moneta viene utilizzata come unità di misura è che tutti esprimono le proprie preferenze nei termini di questa unità di misura: se acquistiamo un bene, ad esempio, esprimiamo la nostra disponibilità a pagare offrendo moneta in cambio di quel bene, e indirettamente riflettiamo il valore economico che viene attribuito al bene in questione.

Naturalmente l'approccio monetario presenta numerosi limiti. In primo luogo, tale approccio "monetizza" le preferenze degli individui per una variazione nella fornitura di un bene non di mercato (es. qualità ambientale) – non il valore del bene in sé. Spesso le persone non hanno preferenze ben definite in termini monetari per i beni non di mercato; può quindi essere necessario fornire informazioni aggiuntive per consentire la formazione di tali preferenze. La disponibilità a pagare, inoltre, dipendendo dalla capacità di pagare, è distorta dalla distribuzione del reddito.

A livello teorico, il problema della valutazione economica dei beni ambientali ha subito, negli ultimi decenni, una profonda rielaborazione, soprattutto a causa delle pressioni politiche rivolte al cambiamento della politica ambientale. Nel corso degli anni '80, in particolare, le critiche rivolte alla teoria microeconomica tradizionale di non tenere conto, nelle valutazioni monetarie dei beni ambientali, dei valori diversi da quelli di puro utilizzo ha spinto verso l'introduzione del concetto di Valore Economico Totale (VET). Nonostante esistano approcci diversi, e non vi sia accordo unanime circa la terminologia utilizzata, in economia ambientale si è giunti ad identificare una precisa tassonomia dei valori economici dei beni ambientali, così come riportato nel seguente schema.



Il Valore Economico Totale è composto da “valori d’uso” e “valori di non uso” (o intrinseci). Appartengono alla prima categoria, i valori d’uso (diretto ed indiretto) ed i valori d’opzione e quasi opzione; rappresentano, invece, valori di non uso, il valore di lascito ed il valore d’esistenza. Il valore economico totale risulta quindi pari a:

VET = valore d’uso diretto + valore d’uso indiretto + valore d’opzione + valore di quasi opzione + valore di esistenza + valore di lascito

Il valore d’uso rappresenta la principale componente del valore economico di una risorsa ambientale. Gran parte del valore che da questo deriva è legato, infatti, all’utilità percepita dai consumatori attraverso la fruizione. Alcuni autori distinguono tra valore d’uso diretto, che deriva dalla fruizione diretta della risorsa naturale (si pensi, ad esempio, al piacere che deriva dall’utilizzo di una spiaggia), e valore d’uso indiretto, legato ai benefici indiretti che gli individui ricevono dall’utilizzo della risorsa (si pensi, ad esempio, ai fruitori di una spiaggia che beneficiano, nel corso della loro permanenza, degli effetti paesaggistici del territorio circostante).

Il valore di opzione è legato al desiderio di assicurare la disponibilità del bene per un potenziale utilizzo futuro. Esso assume particolare rilevanza quando vi sono situazioni di incertezza sulla disponibilità futura della risorsa ambientale, come, ad esempio, per i c.d. beni irriproducibili o per i beni la cui offerta non è in grado di adeguarsi alle variazioni della domanda. Il valore d’opzione corrisponde, in linea teorica, all’ammontare di un ipotetico premio assicurativo pagato al fine di avere la garanzia della disponibilità futura del bene per un uso diretto o indiretto. I soggetti avversi al rischio saranno, infatti, disposti a pagare una somma di denaro per garantirsi tale disponibilità in futuro.

Il valore di quasi opzione individua, invece, il valore attribuito alla possibilità di preservare la risorsa per utilizzi futuri non ancora identificati e conseguenti al processo di sviluppo tecnologico. In altre parole, esso rappresenta il valore del potenziale aumento di conoscenza che può derivare dalla semplice esistenza di quel bene.

Oltre al valore d’uso, esistono altre valenze, sinteticamente definite come valori di non uso, del tutto indipendenti dall’utilizzo individuale del bene. Ad esempio, il valore di lascito si identifica con l’utilità derivante

dalla consapevolezza che, grazie al proprio interessamento, anche le generazioni future potranno godere di determinate risorse ambientali (atteggiamento di tipo altruistico). Dal punto di vista economico, tale valore è esprimibile quindi come la disponibilità a pagare da parte di un soggetto per la conservazione di un certo bene affinché le generazioni future possano disporne. È evidente, allora, come tale concetto sia affine al valore di opzione, nel senso che, come questo, si riferisce a fruizioni differite nel tempo, è correlato all'uso di una risorsa, ma è condizionato dall'incertezza sulla sua disponibilità futura.

Il valore di esistenza è invece legato alla possibilità di preservare il bene da una possibile distruzione a prescindere da qualunque considerazione legata all'uso attuale o futuro di tale risorsa. Tale valore si riferisce, infatti, all'utilità percepita dai soggetti per il solo fatto che le risorse continuino ad esistere, indipendentemente dalla possibilità di trarne un beneficio dall'uso. In termini economici, tale valore è misurato dalla disponibilità a pagare per l'esistenza o la salvaguardia di determinati beni.

L'introduzione del Valore Economico Totale ha segnato un indubbio passo in avanti nelle valutazioni economiche dei beni ambientali. In letteratura, oggi, esiste un sostanziale accordo sul fatto che le componenti appena richiamate possano influire, almeno in linea teorica, sul valore di una risorsa ambientale.

Tuttavia, esistono numerose perplessità legate alla possibilità di quantificare valori come quelli di esistenza, per i quali non esiste un riferimento di mercato. Naturalmente, tale problema può essere ridimensionato considerando il peso relativo che le diverse componenti assumono in termini di effettivo contributo al valore economico totale. Nel caso della stima degli effetti misurabili del danno ambientale, infatti, tale operazione consente una notevole semplificazione delle operazioni di stima, garantendo la possibilità di trascurare alcune componenti irrilevanti. In linea generale, la rilevanza delle componenti di non uso dipende da tre elementi fondamentali:

- l'irreversibilità del bene - se il bene non viene preservato, le possibilità di rigenerazione sono assai complesse e i tempi ancor più lunghi;
- l'incertezza - in quanto il futuro non è noto e gli attuali errori di gestione della risorsa possono generare dei costi potenziali futuri difficili da determinare;
- l'unicità - il bene in questione non è facilmente sostituibile, si preferirà quindi la preservazione piuttosto che lo sfruttamento indiscriminato

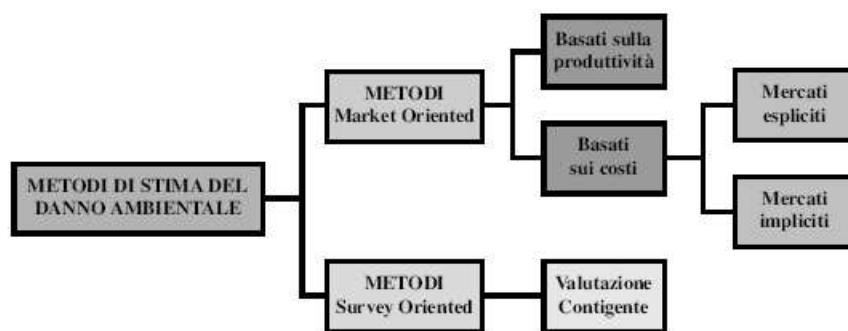
6.1 I metodi di valutazione del valore economico dei beni ambientali

Negli ultimi anni sono state definite numerose e differenti metodologie di stima dei costi e benefici esterni ambientali. Malgrado la maggior parte degli approcci si basi su un apparato teorico comune ben definito, esistono notevoli differenze tra loro. Naturalmente, è al di là dello scopo del presente lavoro presentare una rassegna esaustiva delle diverse tecniche di "monetizzazione" esistenti, tuttavia, è opportuno descrivere sinteticamente le principali tecniche al fine di spiegare quali sono i loro ambiti specifici di

applicazione e perché diversi approcci applicati ad un medesimo problema di valutazione ambientale producono risultati diversi.

In primo luogo, è necessario sottolineare come, dal punto di vista giurisprudenziale, il valore economico di un bene ambientale per la collettività sia pari al danno (costo) subito dalla collettività a causa di un'attività di alterazione, deterioramento e distruzione del bene stesso. È evidente allora come gran parte delle tecniche di valutazione sviluppate sia rivolta alle quantificazioni dei danni arrecati all'ambiente.

Come rilevato da numerosi autori (vedi, ad esempio, Stirling, 1992) esiste una notevole confusione nella classificazione e nomenclatura dei diversi metodi. Malgrado la maggior parte degli autori distingua tra metodi diretti (o delle preferenze dichiarate) e metodi indiretti (o delle preferenze rivelate), i differenti significati attribuiti alla parola 'diretto' da parte dei diversi autori, ha infatti impedito la formazione di un linguaggio comune (Fontana, 2005). Al fine di superare (evitare) tale confusione, si distinguerà tra metodi di stima "market oriented" e metodi di stima "survey oriented". Consideriamo la seguente figura.



Per quanto riguarda i metodi market oriented, basati sui costi, assumono particolare rilevanza le tecniche orientate a mercati espliciti, ossia basate su dati di prezzo e quantità ricavati da mercati effettivi. È possibile distinguerle in:

- costo di ripristino: ricostruzione e stima delle spese che sarebbe necessario sostenere per riportare i beni ambientali danneggiati alla situazione precedente il danno (baseline);
- costo di sostituzione: ricostruzione e stima delle spese che sarebbe necessario sostenere per beni prodotti dall'uomo che possano sostituire i beni o i servizi ambientali compromessi;
- costo del progetto ombra: ricostruzione e stima delle spese che sarebbe necessario sostenere per creare un progetto alternativo alla risorsa ambientale danneggiata;
- costo di rilocalizzazione: ricostruzione e stima delle spese che sarebbe necessario sostenere per spostare altrove le attività economiche danneggiate a causa della riduzione della qualità ambientale;
- spese difensive: ricostruzione e stima delle spese che sarebbe necessario sostenere per evitare o prevenire impatti sulle componenti ambientali.

Le tecniche orientate a mercati impliciti utilizzano, invece, dati di prezzo e quantità ricavati da mercati di beni surrogati rispetto a quello ambientale da valutare. È possibile distinguerle in:

- prezzi edonici (Griliches, 1971; Rosen, 1974): si fa riferimento al valore di mercato di particolari beni succedanei complementari ai beni ambientali. Si ricorre a questi metodi quando i beni ambientali danneggiati sono intangibili (paesaggio incontaminato, aria pulita, silenziosità di un luogo);
- costi di viaggio (Hotelling, 1931; Clawson, 1959; Claxton e Knetsch, 1966): si fa riferimento alle spese sostenute dagli individui per raggiungere una determinata località, e si assume che tali cifre rappresentino l'effettivo valore che gli individui attribuiscono al sito.

Le tecniche orientate alla produttività considerano l'ambiente naturale come fattore di produzione (Ellis e Fisher, 1987; Maler, 1992; Freeman, 1993):

$$Q = f(K, L, E)$$

Dove:

Q = prodotto,

K = capitale,

L = lavoro

E = indicatore di qualità ambientale.

Qualora la forma algebrica della funzione di produzione sia nota è possibile calcolare l'effetto che una variazione della qualità ambientale ha sulla produzione. Se un danno altera la quantità o il prezzo di un bene (o di un servizio) fornito da una qualità ambientale, il valore monetario di tale cambiamento costituisce, quindi, una misura del danno alla qualità ambientale stessa. In linea generale, i metodi orientati al mercato presentano una serie di criticità:

- le stime sono dipendenti dal mercato e dunque da fattori contingenti;
- esistono delle difficoltà nella ripartizione della responsabilità dei danni nello spazio e nel tempo, in caso di più inquinatori;
- sono difficilmente applicabili ai casi di danno atmosferico, alla falda, a bacini idrici di vaste dimensioni;
- sono di difficile applicabilità al concetto di biodiversità;
- non sono applicabili qualora i danni ambientali siano, in massima parte, localizzati in aree marginali, di pregio modesto e con scarso valore d'uso per la collettività.

Per quanto riguarda i metodi "survey oriented", le tecniche orientate a mercati ipotetici, o di valutazione contingente, sono invece basate su interviste attraverso le quali viene stimata la disponibilità a pagare degli individui, o di un insieme di individui, per particolari beni e servizi ambientali. In alternativa, sempre tramite

interviste, tali tecniche si affidano a valutazioni di tali beni e servizi fornite da esperti. Il valore di un bene ambientale viene così individuato attraverso la ricostruzione della disponibilità a pagare (DAP) degli individui per un beneficio ambientale o la disponibilità ad accettare compensi per un costo ambientale (DAC). Tale disponibilità viene stimata attraverso domande dirette su preferenze personali riguardo l'ambiente, o dedotta analizzando le scelte da essi effettuate in simulazioni in cui vengono proposti beni o servizi ambientali alternativi.

Naturalmente anche questo metodo non è esente da criticità, quali:

- la scarsa conoscenza da parte dell'individuo relativa ai beni ambientali;
- il rischio di comportamenti strategici (free riding);
- non neutralità delle modalità di pagamento;
- il fatto che le preferenze non sono sempre transitive e sommabili;
- il rischio distorsione in ragione del tipo di domanda o del campione.

Dal punto di vista della quantificazione del valore economico totale delle risorse ambientali, i diversi metodi di valutazione presentano, quindi, delle evidenti criticità. Le metodologie market oriented permettono di stimare solo il valore d'uso, diretto ed indiretto, dei beni ambientali; mentre le metodologie survey oriented, malgrado permettano di individuare sia il valore d'uso che il valore di non uso, risultano altamente arbitrarie.

Sebbene il concetto di Valore Economico Totale di una risorsa ambientale rappresenti, quindi, un avanzamento dal punto di vista teorico, i metodi utilizzati per la sua valutazione non permettono una chiara quantificazione dei diversi elementi che lo compongono. Tale fenomeno non è sorprendente: da una parte, l'Economia Ambientale, tentando di riportare all'interno dell'impostazione standard i problemi di carattere ambientale, non permette di considerare in maniera soddisfacente parte dei valori di non uso; dall'altra, l'Economia Ecologica, sebbene interessata al valore intrinseco del capitale naturale non sembra ancora in grado di esprimere, a livello operativo, metodi in grado di quantificare il valore economico di una risorsa.

Queste considerazioni evidenziano in ultima analisi le criticità intrinsecamente connesse alla quantificazione economica dei beni ambientali.

Noto quanto sopra, ai fini della presente analisi si è deciso di utilizzare quale riferimento la metodologia sviluppata nell'ambito del progetto ExternE, acronimo di "External Costs of Energy" e riferimento di una serie di progetti promossi dalla Commissione Europea a partire dagli anni Novanta. Le analisi condotte nell'ambito di tale progetto sono anche stati utilizzati nell'ambito di analisi costi benefici a livello "macro" per valutare il costo globale di produzione dell'energia e gli effetti dello sviluppo delle rinnovabili.

Nel successivo paragrafo si riporta una breve descrizione della metodologia adottata per l'implementazione del progetto ExternE.

6.2 Il progetto "Externe"

Il progetto ExternE, "External Costs of Energy", è stato inizialmente promosso dalla Commissione Europea in collaborazione con il Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti nel 1991, in seguito alla convinzione che gli impatti ambientali connessi alla produzione di energia non fossero debitamente considerati nei processi decisionali. Il progresso nella conoscenza scientifica aveva dimostrato che talune fonti energetiche possono provocare impatti negativi anche molto significativi su un ampio numero di recettori, influenzando sulla salute umana, sugli ecosistemi e sull'ambiente in generale.

La scelta di approfondire le esternalità riconducibili al settore dell'energia è stata, quindi, dettata da diversi fattori, tra cui:

- la necessità di considerare l'interesse ambientale nella scelta tra differenti fonti energetiche e tecnologie ad esse associate;
- la necessità di valutare i costi ed i benefici dell'applicazione di standard ambientali più rigorosi;
- la maggiore attenzione verso l'utilizzo di strumenti economici nelle politiche ambientali;
- la promozione di politiche volte all'incoraggiamento dello sviluppo dei meccanismi di mercato e della competizione nel settore dell'energia (privatizzazione, liberalizzazione dei mercati energetici...)

La metodologia sviluppata nell'ambito del progetto ExternE rappresenta il primo approccio sistematico per la valutazione monetaria dei costi esterni di una vasta gamma di cicli di produzione di energia. L'approccio al calcolo delle esternalità è di tipo bottom-up e si basa sullo studio del percorso degli impatti (Impact Pathway): l'analisi procede in maniera sequenziale dalla quantificazione dei fattori d'impatto (emissioni atmosferiche, rumore ecc..) alla stima delle modificazioni ambientali, alla valutazione degli impatti fisici fino a giungere alla loro quantificazione in termini monetari. Gli impatti ed i costi sono sommati per i diversi recettori sensibili e lo studio si delinea come un'analisi di tipo multidisciplinare.

Il primo studio prodotto dal progetto ExternE è stato pubblicato negli Stati Uniti ed in Europa tra il 1994 ed 1995 e propone una metodologia di lavoro da applicarsi per un dettagliata quantificazione dei costi esterni del ciclo di vari carburanti o fonti energetiche. In particolare, lo studio comprende i seguenti volumi:

- Vol. 1: Sintesi;
- Vol. 2: Metodologia;
- Vol. 3: Carbone e lignite;
- Vol. 4: Petrolio e gas;
- Vol. 5: Nucleare;
- Vol. 6: Eolico ed idroelettrico.

Negli anni la metodologia è stata ulteriormente sviluppata (l'ultima pubblicazione comprendente l'aggiornamento della stessa risale al 2005) e lo studio esteso ad altri settori come il fotovoltaico, i rifiuti o i danni riconducibili al riscaldamento globale.

Ai fini della presente analisi, ci si concentrerà sulla metodologia proposta da ExternE per la monetizzazione dei danni riconducibili alla produzione di energia tramite lo sfruttamento del vento, ovvero al vol. 6 del suddetto studio pubblicato dalla Commissione Europea – Direzione generale XII Scienza, ricerca e sviluppo. La sezione relativa alla fonte energetica in esame, ovvero il vento, illustra sia la metodologia proposta per il calcolo delle esternalità riconducibili ad un parco eolico, che l'applicazione della stessa per due wind farm localizzate in due diverse zone del Regno Unito, al fine di evidenziare i costi esterni in funzione dell'ubicazione del parco stesso. Nello specifico, il primo parco eolico considerato è situato a Delabole in Cornovaglia, in un'area caratterizzata da un paesaggio prevalentemente collinare, largamente abitato, nonché una delle principali mete turistiche del Regno Unito. Il secondo impianto è ubicato presso le località di Penrhyddlan e Llidiartywaun nel Galles centrale, in un'area maggiormente isolata e meno popolata e frequentata.

Gli impatti identificati come maggiormente rilevanti da ExternE relativamente alla fonte energetica in esame sono i seguenti

- rumore prodotto dagli aerogeneratori;
- impatto visivo degli aerogeneratori.

Sono, invece, considerati mediamente poco rilevanti gli impatti determinati dagli aerogeneratori sull'avifauna e sugli ecosistemi e le relative valutazioni economiche sono ritenute trascurabili.

6.3 Il costo globale delle fonti energetiche

Tra i numerosi studi condotti su questo argomento, decisamente significativi sono quelli condotti per assoRinnovabili e ANEV rispettivamente da Althesys e da eLeMeNS.

Lo studio commissionato da assoRinnovabili ha la finalità di stimare i costi e i benefici legati allo sviluppo delle energie rinnovabili per l'Italia, analizzando i costi di generazione elettrica e confrontando le fonti fossili con quelle rinnovabili. Di seguito si riportano le valutazioni principali e le conclusioni.

"... l'analisi si è sviluppata su due livelli: innanzitutto si sono confrontati e valutati i costi di generazione elettrica delle varie fonti disponibili, rinnovabili e non, considerando sia i costi industriali e finanziari che i relativi costi ambientali e sociali legati alla generazione elettrica (esternalità).

Di seguito si riportano le tabelle elaborate, dalle quali si evince come, già oggi, in alcuni casi le rinnovabili possano essere competitive sul piano economico rispetto alle fonti fossili anche senza tener conto degli aspetti ambientali. Se si includono nel computo del costo di generazione elettrica anche quelli esterni legati agli

impatti ambientali e sociali delle diverse fonti (Global Cost), le rinnovabili hanno costi inferiori a quelli del carbone e, a seconda del costo del combustibile, anche a quelli del gas.

Gli LCOE stimati in Italia

€/MWh	Carbone		Gas Naturale		Eolico		Fotovoltaico ¹		Idroelettrico	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
RSE, 2014	53,0	65,0	70,0	86,0	123,0		150,0		77,0	165,0
Ecofys, 2014	60,0	90,0	80,0	135,0	55,0	120,0	75,0	105,0	25,0	135,0
IEA, 2015					69,5		108,1		130,2	
Irex Monitor, 2014-2015 ²					81,5		112,3	147,3		
MEDIA	67,0		92,8		89,8		116,3		106,4	

¹ Impianti Utility Scale (> 1 MW)

² Eolico: Irex Annual Report 2015; Fotovoltaico: Irex Annual Report 2014

Gli LCOE stimati a livello globale

€/MWh	Carbone		Gas Naturale		Eolico		Fotovoltaico		Idroelettrico	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
Ecofys, 2014 ¹	55,0	95,0	75,0	135,0	55,0		90,0		30,0	160,0
IRENA, 2015 ¹					31,6	105,4	94,1	185,2	26,3	173,1
IEA, 2015 ²	30,1	67,7	30,1	90,3	41,4		71,5		15,1	173,1
Irex Monitor, 2015 ³					60,2		126,8			
MEDIA	62,0		82,6		58,7		113,5		96,3	

¹ Media UE 28

² Media mondiale

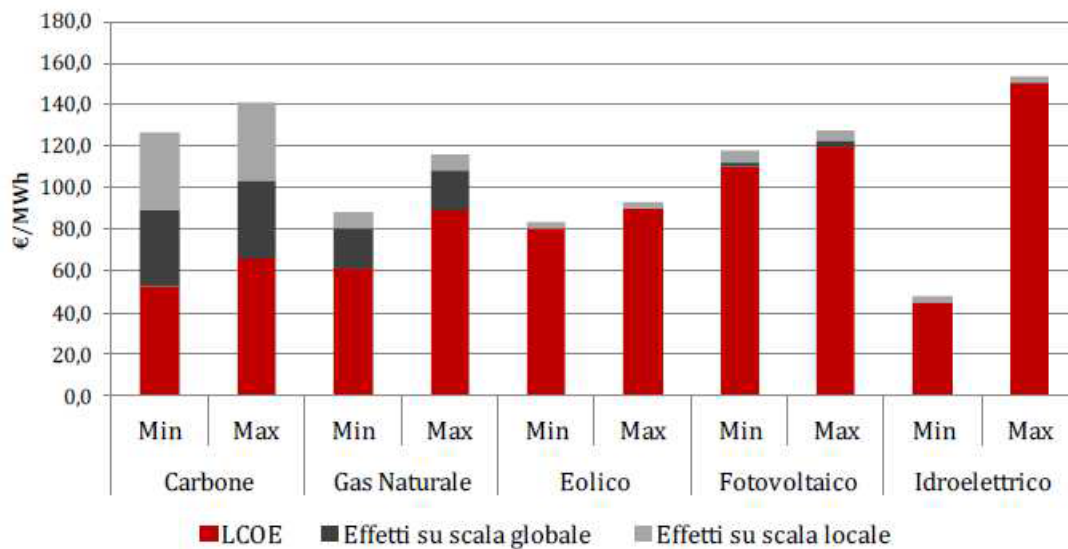
³ Eolico: Irex Annual Report 2015; Fotovoltaico (utility scale): Irex Annual Report 2014; media (IT, FR, DE, ES, DK, EL, UK, RO, PL)

Stime dei costi esterni per le diverse fonti di generazione

€/MWh	Carbone		Gas Naturale		Eolico		Fotovoltaico		Idroelettrico	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
RSE, 2014	50,00	70,00	20,00		trascurabili		2,00		trascurabili	
Ecofys, 2014	81,70	95,30	34,30		4,20		14,20		1,00	
ExternE, 2005	86,37		25,34		1,28		6,11		4,90	
REN 21, 2012	64,42		26,48		3,24		7,69		3,24	
MEDIA	74,6		26,5		2,9		7,5		3,0	

Global Cost of Electricity per le diverse fonti di generazione

€/MWh	Carbone		Gas Naturale		Eolico		Fotovoltaico		Idroelettrico	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
LCOE	52,1	65,9	61,1	89,3	80,0	90,0	110,0	120,0	45,0	150,0
Costi esterni	74,6		26,5		2,9		7,5		3,0	
Global cost	126,7	140,5	87,6	115,8	82,9	92,9	117,5	127,5	48,0	153,0



In seguito, tenendo conto dei risultati della prima parte, si è svolta l'analisi costi-benefici per il sistema Paese relativa allo sviluppo delle rinnovabili, considerando due possibili scenari di crescita. Il primo, inerziale, che prevede una quota moderata di nuove installazioni (Business as Usual - BAU) e il secondo, più spinto, che consente di prevedere una produzione da FER del 58,5% sulla domanda elettrica al 2030 (Accelerated Deployment Policy - ADP).

dati in mln €		
Costi	BAU	ADP
Incentivi	158.347	171.043
di cui nuovi	2.467	15.164
Detrazioni fiscali fotovoltaico	2.429	3.495
Costi carenze infrastrutturali	1.585	1.815
TOTALE	162.361	176.354
Benefici	BAU	ADP
Riduzione del prezzo dell'elettricità	72.091	92.254
Riduzione del fuel risk	7.586	11.825
Emissioni di CO ₂ evitate	25.289	48.369
Altre esternalità evitate	13.537	16.575
Ricadute economiche dirette	50.246	74.538
di cui per l'occupazione	20.862	34.051
Ricadute economiche indirette	15.899	25.959
Ricadute economiche indotte	7.344	11.092
TOTALE	191.992	280.612
Saldo benefici-costi	29.631	104.258

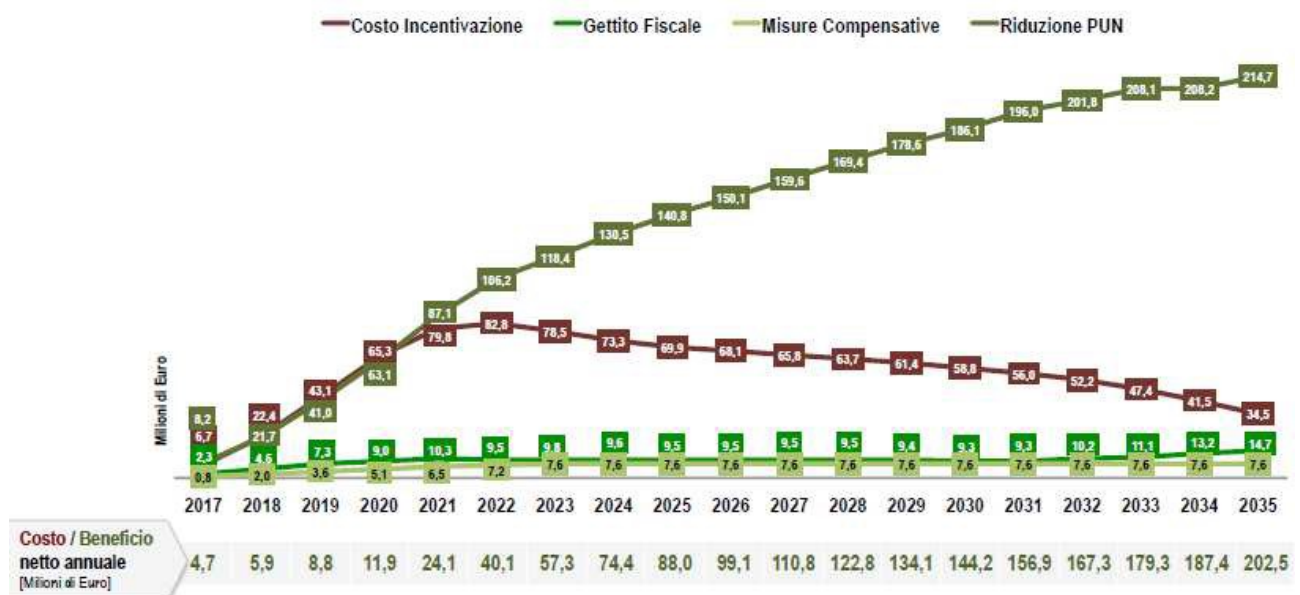
L'analisi costi-benefici evidenzia come gli effetti positivi apportati al sistema Paese dalle FER (fonti energetiche rinnovabili) siano considerevolmente superiori agli incentivi erogati per il loro sviluppo. Il saldo

dell'analisi è ampiamente positivo in entrambi gli scenari ipotizzati, con benefici netti compresi tra i 29,6 mld € (BAU) e i 104,2 mld € (ADP).

Lo studio commissionato da ANEV ha invece l'obiettivo di valutare gli effetti dell'incentivazione della generazione eolica sul sistema italiano, e in particolare si focalizza su alcuni dei benefici derivanti dalla fonte eolica, quali:

- Effetto di riduzione del Prezzo Unico Nazionale dell'energia - PUN [beneficiari: consumatori di energia elettrica]
- Gettito fiscale [beneficiari: finanza pubblica / contribuenti]
- Misure compensative locali [beneficiari: Comuni ospitanti impianti eolici]

Di seguito si riporta il grafico che rappresenta lo scenario determinato adottando i parametri più cautelativi (scenario LOW 2017-2035).



7 ANALISI DEI COSTI

7.1 Rumore

Per quanto riguarda il rumore, il percorso di impatto proposto dal progetto ExternE per il rumore prevede: la valutazione del rumore generato dalla turbina in base al modello della stessa; la valutazione del rumore generato dagli aerogeneratori e del rumore totale in ambiente in rapporto alla presenza di abitazioni, al livello di fondo piuttosto che alla presenza di ostacoli fisici che limitino la propagazione del suono; la percezione del rumore da parte di chi normalmente fruisce di una determinata area. La monetizzazione del danno viene quindi eseguita in termini di svalutazione delle abitazioni e dei terreni presenti nell'area di interesse o in termini di fastidio percepito dagli abitanti.

La valutazione di impatto acustico, eseguita applicando il metodo assoluto di confronto e comprensiva di fatto delle suddette valutazioni, ha evidenziato che il valore del livello di pressione sonora stimato nell'ambiente esterno in seguito alla realizzazione del parco sarà inferiore ai valori previsti dalla legislazione vigente e validi per "tutto il territorio nazionale", sia in periodo di riferimento diurno che notturno. Pertanto, alcuna variazione di rumorosità è prevista per gli ambienti abitativi.

Ferma restando la perfetta compatibilità dell'attività agricola con la presenza dell'impianto eolico, si potrebbe ipotizzare, a vantaggio di sicurezza, un leggero deprezzamento dei terreni presenti nel raggio di 500 m intorno agli aerogeneratori, per una superficie complessiva pari a 1.178 ha. Quindi, atteso che in tale area di intorno agli aerogeneratori non vi sono edifici, si potrebbe ritenere congruo un deprezzamento del valore dei terreni pari al 20% del loro valore commerciale, che, nell'area considerata è pari a circa € 20.000,00 per ettaro.

Pertanto, il deprezzamento che si determinerebbe è così determinato:

$$€ 20.000,00 \times 20\% \times 1.099 \text{ ha} = € 4.396.000,00$$

Tale importo rappresenta quindi il **costo esterno associabile all'impatto acustico**. Di seguito tale valore viene riparametrato rispetto alla produzione di energia elettrica attesa, che è pari a:

$$275.000 \text{ MWh/anno} \times 20 \text{ anni} = 5.500.000 \text{ MWh}$$

Pertanto, il costo esterno unitario è pari a **0,80 €/MWh**

7.2 Paesaggio

Per quanto riguarda il costo economico associabile alla modifica del paesaggio, il progetto ExternE considera:

- 1) l'impatto visivo della turbina in relazione alle caratteristiche della stessa; l'area di interferenza visuale tenendo conto della morfologia dei luoghi e della tipologia di paesaggio;
- 2) l'impatto visivo sia rispetto alla fruizione dei luoghi da parte della popolazione che di pianificazione del territorio;
- 3) la possibile percezione della modifica del paesaggio valutabile rispetto all'attuale uso del suolo, alla ventosità, a fattori socio-economici anche tramite rilievi e fotomontaggi.

La monetizzazione del danno, ovvero il costo ambientale, viene quindi calcolata in base alla disponibilità a pagare per la preservazione del paesaggio da parte dei residenti e dei turisti.

In particolare, lo studio di ExternE giunge all'individuazione di due diversi valori monetari per il danno associabile al parco eolico ubicato in Cornovaglia e per il parco eolico situato in Galles. Essendo, infatti, il danno pari alla somma del prodotto della disponibilità a pagare da parte dei residenti per il numero dei residenti con il prodotto della disponibilità a pagare da parte dei turisti per il numero dei turisti, esso varierà in funzione della densità abitativa della zona e dell'attrattiva turistica dei luoghi.

Nel caso in esame, dalle valutazioni effettuate nello studio paesaggistico hanno evidenziato come l'impatto degli aerogeneratori risulti poco significativo, soprattutto grazie all'aver scelto un'area non sottesa a punti di vista particolarmente significativi.

Ad ogni modo, al fine di tenere comunque conto di tale possibile costo esterno, ci si è riferiti ad uno studio e relative valutazioni effettuate dal prof. Tirendi¹, che ha utilizzato la metodologia del progetto ExternE per valutare e quantificare l'impatto paesaggistico prodotto dalla realizzazione di due parchi eolici nei Comuni di Accadia e Sant'Agata di Puglia, nei Monti Dauni.

Riprendendo un passaggio dello Studio. *"Il paesaggio in quanto bene pubblico viene consumato da turisti e residenti senza alcuna spesa. Il fatto che non sia pagato, però, non significa che il paesaggio non abbia un suo valore. Un consumatore, infatti, potrebbe essere disposto a pagare per la sua fruizione/mantenimento (valore d'uso corrente), per poterne usufruire in futuro (valore d'opzione), perché ne possano usufruire le future generazioni (valore di lascito), per il piacere che altri individui possano goderne (valore vicario) e per il solo fatto che un bene territoriale con quelle caratteristiche esista (valore di esistenza). La valutazione di contingenza consiste nel domandare ad un campione di individui quale sia la massima disponibilità a pagare (DAP) per il mantenimento/miglioramento della qualità di una risorsa mirando a tracciare una curva di domanda altrimenti latente. Questo strumento, fondato su questionari compilati attraverso interviste del tipo "in persona" ad un*

¹ Articolo pubblicato sulla Rivista AEIT n.11 del novembre 2006.

campione casuale di 200 residenti dei comuni di Accadia e Sant'Agata (per un totale di 400 interviste complessive) ha avuto come obiettivo principale la misurazione del possibile danno arrecato al paesaggio dalla presenza delle turbine eoliche."

TABELLA 1 - DISPONIBILITÀ A PAGARE DEL CAMPIONE DEGLI INTERVISTATI DI ACCADIA E SANT'AGATA DI PUGLIA						
DAP per livello di tassazione						
	Accadia			Sant'Agata di Puglia		
Tasso	si	totale	% si	si	totale	% si
5 €	30	50	60	33	50	66
10 €	28	50	56	26	50	52
25 €	14	50	28	22	50	44
50 €	15	50	30	14	50	28

In pratica è stato chiesto a questo campione significativo di abitanti dei due comuni quanto fossero disposti a pagare per una delocalizzazione dei Parchi Eolici in altre aree indicando nella stessa domanda i valori di 5€, 10 €, 25€, 50 €. E' evidente che questa "valorizzazione" è stata richiesta solo a chi era disposto a pagare ovvero ad autotassarsi per non avere l'impianto eolico nel territorio comunale.

"Nel questionario dopo una serie di domande preparatorie è stato richiesto all'intervistato di esprimere la propria disponibilità a pagare (DAP) per ottenere la delocalizzazione degli impianti eolici presenti nel proprio ambito comunale. La richiesta relativa alla DAP è stata preceduta dalla descrizione del seguente scenario: «La Giunta Regionale della Puglia sta studiando un Piano di localizzazione dei nuovi impianti eolici; per quelli già attivi, laddove sia evidente la presenza di impatti negativi sul paesaggio circostante sta valutando la possibilità di delocalizzare gli impianti «off-shore» (sul mare) sul basso adriatico a notevole distanza dalla costa in modo da risultare non visibile anche attraverso l'uso di colori in grado di renderne minimo l'impatto visivo. Lei sarebbe a favore di uno spostamento delle turbine? (SI - NO). Essendo la delocalizzazione molto onerosa la Regione interverrà nella misura del 50% dei costi, lasciando la restante parte a carico dei cittadini.

Se la sua famiglia fosse chiamata a contribuire con un contributo di € x da pagare una sola volta per attuare questo programma, lei come voterebbe?".

Dalla Tabella 1, sopra riportata, si evince che ad Accadia su 200 abitanti, 87 (43,5%) sono disposte a pagare e mediamente sono disposte a pagare 17,6 €. A Sant'Agata di Puglia su 200 persone sono disposte a pagare 95 persone (47,5%) e mediamente sono disposte a pagare 17,6 €.

Mediando ulteriormente i dati dei due comuni possiamo dire che il 45,5% dei residenti è disposto a pagare una somma di 17,6 €, per delocalizzare il parco eolico e non avere l'impatto visivo da esso prodotto. Considerando inoltre che la ricerca è del 2006 e che l'indice di rivalutazione ISTAT da gennaio 2006 a gennaio 2023 è pari a 1,374, abbiamo $17,6 \text{ €} \times 1,374 = 24,18 \text{ €}$.

Esaminando ora le particolarità del Parco Eolico in esame e sovrastimando i risultati della ricerca condotta nei due comuni dauni (che presentano comunque caratteristiche ambientali di pregio e che caratterizzano le strutture territoriali e paesaggistiche della regione Puglia, al contrario del territorio in questione), possiamo ipotizzare che il 50% della popolazione residente sia disposta a pagare 30 € per delocalizzare il parco eolico.

La popolazione residente viene riferita a quella complessiva di tutti i comuni interessati dalle opere di realizzazione del Parco Eolico, come di seguito riportato.

Comune	n. abitanti (fonte ISTAT)
Comune di Chieuti	1522
Comune di Serracapriola	3634
Comune di San Paolo di Civitate	5457
Comune di Torremaggiore	16531
Comune di Rotello	1099
Comune di San Martino in Pensilis	4522
Comune di Lesina	6229

La popolazione complessiva è pari quindi a circa 40.000 abitanti.

Il costo esterno legato al paesaggio si può quindi valutare pari a

$$40.000 \text{ abitanti} \times 30 \text{ €} = 1.200.000,00 \text{ €}$$

Al fine di tenere conto del valore assegnato al paesaggio dai turisti e non residenti che attraversano l'area, si è incrementato il costo ambientale calcolato per i residenti del 30%, ottenendo infine una stima del costo esterno pari a € 1.560.000,00.

Considerato che la produzione di energia in 20 anni è, come riportato in precedenza, pari a 5.500.000 MWh, il costo esterno unitario è pari a 0,28 €/MWh.

7.3 Costo di produzione dell'energia

Ai costi sopra stimati va aggiunto il costo di produzione dell'energia elettrica per l'impianto in studio. In generale, i costi della generazione di elettricità dal vento dipendono da vari fattori, in particolare dall'intensità del vento nel sito prescelto, dal costo delle turbine e delle relative attrezzature, dalla vicinanza alla rete elettrica nazionale e dall'accessibilità al sito.

Innanzitutto, è opportuno ricordare come l'individuazione e le caratteristiche anemologiche del sito prescelto abbiano un'indubbia importanza economica, in quanto la fisica chiarisce che la potenza della vena fluida è proporzionale al cubo della velocità del vento: se quest'ultima dovesse raddoppiare, matematicamente si potrebbe ottenere un'energia otto volte maggiore.

Inoltre, rispetto ad una tradizionale centrale alimentata con combustibili fossili, una centrale a fonte rinnovabile è caratterizzata dall'assenza di oneri per il "combustibile", in quanto il vento è una risorsa assolutamente gratuita e perciò disponibile liberamente. Si deve tener anche conto del fatto che, nel breve termine, i costi iniziali di investimento predominano rispetto a quelli di esercizio, comportando una particolare attenzione alla copertura finanziaria dell'investimento, in modo particolare se si ricorre a finanziamenti di terzi. Da oltre venti anni, ossia da quando l'industria del settore ha cominciato a raggiungere la sua maturità commerciale, il costo dell'energia eolica è in continua diminuzione, grazie alle economie di scala legate all'ottimizzazione dei processi produttivi, alle innovazioni e al conseguente miglioramento delle prestazioni delle macchine eoliche. In letteratura esistono vari studi che stimano i costi dell'energia generata da impianti eolici. Il più utilizzato è quello che utilizza l'approccio del "costo di produzione costante dell'energia", rapportato all'intera vita operativa dell'impianto, meglio conosciuto con l'acronimo LCOE (Levelized Cost of Energy). Questo tipo di approccio, utilizzato, fra l'altro, per confrontare il costo della generazione elettrica delle diverse fonti (fossili e non), tiene conto dei costi di investimento del capitale, del costo delle operazioni di manutenzione degli impianti (O&M) e del costo del combustibile; costituisce inoltre un punto di riferimento nelle analisi dei costi di produzione dell'energia elettrica derivante dalle diverse fonti esistenti. E' evidente che il costo del capitale risulti essere il principale componente per le tecnologie rinnovabili, mentre, al contrario, il costo del combustibile ha un peso molto grande per la maggior parte di quelle fossili.

Come indicato nel rapporto "Renewable power generation costs in 2021" di IRENA (International Renewable Energy Agency), tra il 2010 e il 2021, il LCOE (Levelized Cost of Energy) per l'eolico onshore a livello globale è diminuito del 68%, da 0,102 USD/kWh a 0,033 USD/kWh; nel 2021 è sceso del 15%, anno su anno. In particolare, il costo medio dell'energia elettrica prodotta da fonte eolica in Europa nel 2021, inteso come Levelized Cost of Electricity, è stato di 0,042 USD/kWh.

La diminuzione sopra riportata è dovuta a vari fattori, tra i quali:

- Miglioramento della tecnologia degli aerogeneratori: il processo di ottimizzazione delle dimensioni delle turbine e del diametro del rotore in rapporto alla potenza specifica, così come l'ottimizzazione della configurazione del layout per sfruttare al meglio la risorsa eolica, ha portato a un aumento del rendimento energetico, una riduzione dei costi di O&M per unità di capacità e ridotto gli LCOE;
- Economie di scala: la riduzione del numero di turbine necessarie per un progetto determinata dalle maggiori potenze disponibili influiscono sui costi di produzione, sui costi di O&M e sull'installazione;
- Tecnologie digitali: hanno consentito una migliore analisi dei dati e verifica/programmazione di eventuali attività di manutenzione

	2010			2021		
	5 th percentile	Weighted average	95 th percentile	5 th percentile	Weighted average	95 th percentile
	(2021 USD/kW)					
Africa	0.070	0.097	0.111	0.041	0.049	0.079
Central America and the Caribbean	0.091	0.091	0.091			
Eurasia	0.128	0.128	0.128	0.029	0.045	0.071
Europe	0.086	0.130	0.195	0.026	0.042	0.059
North America	0.066	0.103	0.140	0.024	0.031	0.055
Oceania	0.114	0.129	0.140	0.026	0.032	0.040
Other Asia	0.107	0.148	0.160	0.038	0.048	0.074
Other South America	0.090	0.105	0.136	0.034	0.050	0.084
Brazil	0.109	0.109	0.109	0.018	0.024	0.036
China	0.067	0.083	0.104	0.020	0.028	0.038
India	0.055	0.090	0.113	0.023	0.030	0.034

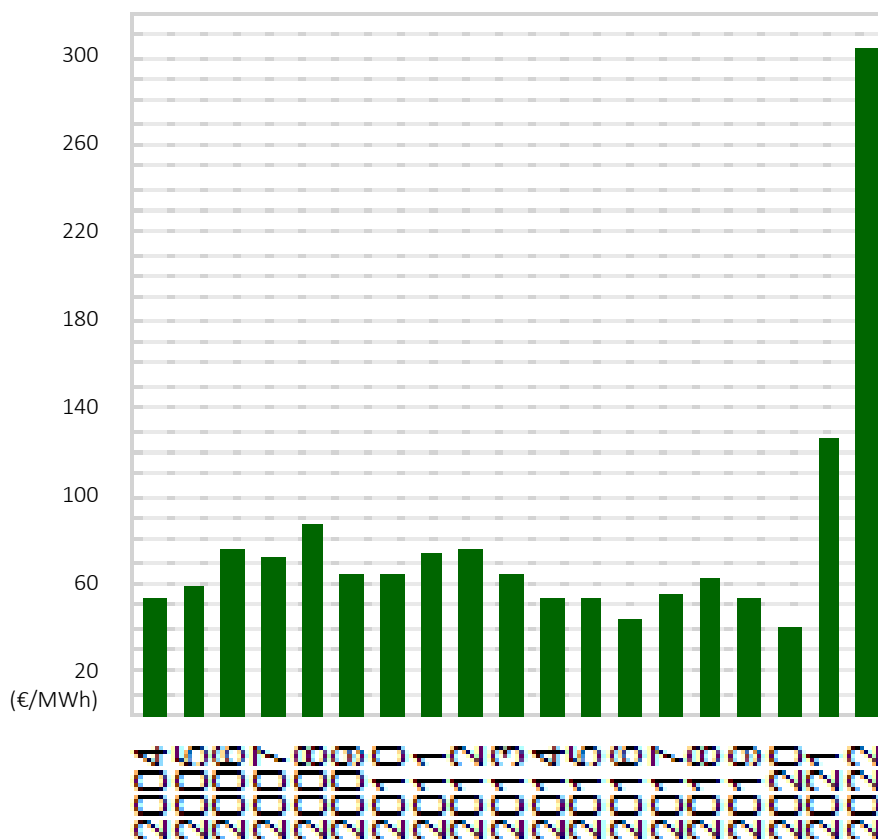
Per quanto attiene il Parco Eolico in esame, dal momento che utilizzerà macchine di ultima generazione molto efficienti che sfruttano molto bene la risorsa eolica dell'area, possiamo tranquillamente stimare un costo di produzione dell'energia elettrica cautelativamente pari a **50 €/MWh**.

8 ANALISI DEI BENEFICI

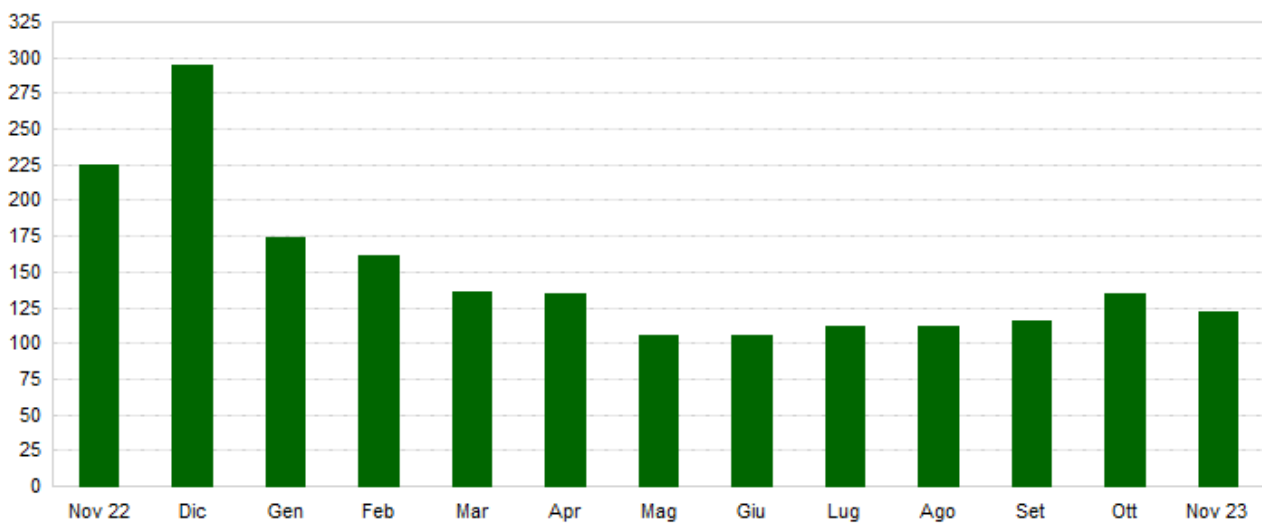
8.1 Prezzo dell'energia

Per poter valutare compiutamente costi e benefici va stimato il prezzo dell'energia, in altri termini il valore di quanto prodotto dal parco eolico.

Il prezzo medio di acquisto dell'energia nell'ultimo periodo, in particolare nell'anno 2022, ha subito un incremento notevole, fino a picchi di 500 €/MWh, a causa delle ripercussioni legate a questioni socio-geopolitiche. Di seguito, si riporta il grafico con i valori annuali medi dell'andamento del PUN a partire da 2004, fino al 2022 (fonte: <https://www.mercatoelettrico.org/It/Statistiche/ME/GraphAnnuale.aspx>).



Nel 2023 il prezzo è tornato a scendere, rimanendo pur sempre ampiamente superiore alla media del ventennio precedente. In ragione di ciò, si è fatto riferimento ad un valore plausibile che potrebbe stabilizzarsi nel prossimo futuro a valori di circa 100 €/MWh.



8.2 Benefici ambientali

Come è ormai riconosciuto a livello unanime dalla comunità scientifica, le emissioni di anidride carbonica, tra i principali responsabili del riscaldamento globale del pianeta, derivano in gran parte dallo sfruttamento dei combustibili fossili; tali emissioni possono essere evitate preferendo la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. I benefici ambientali che derivano dall'esercizio dell'impianto sono connessi dunque alla mancata immissione in atmosfera di gas ad "effetto serra" (CO₂), oltre che di gas nocivi alla salute, quali gli NO_x ed SO_x.

Nel caso specifico, il quantitativo di emissioni evitate può essere valutato moltiplicando la produzione di energia elettrica del parco eolico di progetto per il fattore di emissione del mix energetico nazionale. Tale fattore rappresenta la quantità di un determinato inquinante immessa in atmosfera per unità di energia elettrica prodotta, considerando la composizione percentuale delle varie fonti di produzione di energia elettrica che concorrono nella rete nazionale.

I dati del rapporto dell'Ispra "Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra nel settore elettrico nazionale e nei principali Paesi Europei" pubblicato nel 2019 permettono di definire, per l'Italia, un fattore di emissione per l'Italia pari (nel 2017) a 312 grammi di CO₂ equivalente/kWh, in diminuzione rispetto agli anni precedenti grazie all'apporto delle fonti rinnovabili.

Tabella 4.7 – *Fattore di emissione di gas serra dal settore elettrico per la produzione di elettricità e calore (g CO_{2eq} / kWh) nei principali Paesi europei e in EU28. Dati in ordine decrescente del valore del 2017.*

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017
EU28	481,3	437,5	399,1	384,7	346,5	317,9	302,3	297,0
Polonia	719,8	753,8	741,8	715,2	699,0	663,8	650,3	639,8
Germania	585,3	559,9	514,6	476,5	451,4	436,5	432,5	403,4
Italia	578,7	549,6	507,7	457,2	386,2	325,2	316,6	312,0
Spagna	439,0	468,5	444,3	407,3	239,8	304,3	258,9	302,6
Regno Unito	696,0	564,2	490,2	507,4	468,0	371,9	295,0	263,4
Francia	111,3	77,5	85,3	95,7	85,0	62,5	68,1	76,5
Svezia	34,0	53,2	50,7	58,6	73,2	48,6	54,8	53,2

(Fonte: ISPRA Rapporti 303/2019)

In considerazione dell'ulteriore certa riduzione avvenuta negli ultimi anni grazie al contributo crescente della produzione di energia da FER, si ritiene ragionevole considerare un valore ai fini del presente studio di **280 grammi di CO₂ equivalente/kWh**.

Per la valutazione economica di tale valore, si può fare riferimento allo studio elaborato dal Netherlands Bureau of Economics (CPB) e Netherlands Environmental Assessment Agency (PBL) in "Valuation of CO₂ emissions in SCBA: implications of the scenario study Welfare, Prosperity and the Human Environment (2016)". Nel documento sono riportati i valori del "Social Cost of Carbon" (SCC) per diversi scenari di riduzione delle emissioni di CO₂ collegata a investimenti nella produzione di energia elettrica.

I valori di riferimento, in uno scenario di contenimento dell'aumento della temperatura media globale al di sotto dei 2°C, variano fra i 200 e i 1.000 €/ton al 2050 che, con un tasso di sconto pari al 3.5%, corrispondono ad un range di circa 76 – 382 €/ton al 2022, con un valore mediano di circa 230€/ton.

Nell'ambito del presente studio, si è quindi scelto di considerare un costo sociale delle emissioni di CO₂ pari a 200 €/t; con tale valore, il **beneficio** che si ottiene è pari, quindi, a:

$$0,28 \text{ t/MWh} \times 200 \text{ €/t} = \underline{\underline{56,00 \text{ €/MWh}}}$$

9 RISULTATI

Di seguito si riporta una tabella riepilogativa in cui sono indicati i singoli contributi fin qui valutati ed il relativo saldo.

COSTI/BENEFICI	IMPORTO
Prezzo di vendita dell'energia elettrica	100 €/MWh
LCOE (Levelized Cost of Energy)	-50 €/MWh
Costo esterno per impatto acustico	-0,80 €/MWh
Costo esterno per impatto visivo	-0,28 €/MWh
Valore delle emissioni di CO2	56 €/MWh
SALDO COSTI/BENEFICI	104,92 €/MWh

Al saldo positivo che emerge dalla suddetta tabella si aggiungono i benefici associati alla costruzione dell'impianto, in grado di generare un investimento che porta un sicuro indotto sul territorio: oltre alle imposte locali (IMU e TASI) che il proponente dovrà versare nel periodo associato alla vita utile dell'impianto ed ai costi di realizzazione che saranno con ogni probabilità riversati in favore di imprese e tecnici locali, ci si riferisce agli interventi previsti nell'ambito del progetto di paesaggio, definiti con la finalità di ottenere una valorizzazione del territorio interessato attraverso meccanismi di riqualificazione ambientale, urbanistica, sociale e di sviluppo economico.