

																							
COMUNE DI SUNI	REGIONE AUTONOMA DELLA SARDEGNA	PROVINCIA DI ORISTANO																					
<p align="center">PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UNA SINGOLA TURBINA EOLICA DELLA POTENZA PARI A 975 kWp</p> <p align="center">Sito in Comune di Suni (OR) – Loc. “Funtana Ide”</p>																							
AUTORIZZAZIONE UNICA Ai sensi dell'art. 12 – D.lgs. n. 387 del 29 Dicembre 2003		VALUTAZIONE IMPATTO AMBIENTALE Allegato B1 – DGR 45/24 del 27.9.2017																					
PROCEDURA P.A.U.R (<i>Legge regionale 08 febbraio 2021, n. 2</i>) Disciplina del provvedimento unico regionale in materia ambientale (PAUR), di cui all'articolo 27 bis del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 (Norme in materia ambientale), e successive modifiche e integrazioni.																							
PROPONENTE:																							
		EWT ITALIA DEVELOPMENT S.r.l. Via Giuseppe Rovani, 7 20123 Milano (MI) P. IVA 10525690961																					
OGGETTO:		CODICE ELABORATO:																					
RELAZIONE ANALISI COSTI BENEFICI		 Integrazione documentale																					
SCALA / FORMATO Relazione (f.to) A4	DATA EMISSIONE: 12 novembre 2021																						
PROGETTAZIONE:																							
EWT ITALIA DEVELOPMENT S.R.L.		SVILUPPO PROGETTO Eman s.r.l. Via San Quintino 26/A - 10121 Torino - P.I. 11439230019 technical@emansrl.it - eman.srl@pec.it 																					
Project Management PM Alberto Laudadio (L. 4/2013)	Responsabile Tecnico Committente Marco Sorbini																						
Project Management PM Alberto Laudadio (L. 4/2013)	Project Management PM Alberto Laudadio (L. 4/2013)																						
Collaboratori		REVISIONI																					
Dott. Geol. Pasquale D'ambrosio	Geom. Alberto Cosso	<table border="1"> <thead> <tr> <th>N°</th> <th>DATA</th> <th>DESCRIZIONE</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>01</td> <td>12 novembre 2021</td> <td>EMISSIONE</td> </tr> <tr> <td>02</td> <td>26 settembre 2022</td> <td>INTEGRAZIONE</td> </tr> <tr> <td>03</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>04</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>05</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>06</td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	N°	DATA	DESCRIZIONE	01	12 novembre 2021	EMISSIONE	02	26 settembre 2022	INTEGRAZIONE	03			04			05			06		
N°	DATA	DESCRIZIONE																					
01	12 novembre 2021	EMISSIONE																					
02	26 settembre 2022	INTEGRAZIONE																					
03																							
04																							
05																							
06																							
Ing. Gian Luca Cadeddu	Ing. Andrea Ortolani																						
Agr. Dott. Roberto Fazzi	Dott. Agr. Fabrizio Vinci																						

Sommario

1.	Introduzione	2
2.	Identificazione e contestualizzazione del progetto.....	4
2.1.	Strategia Energetica Nazionale.....	4
2.1.1.	Obiettivi e Target.....	4
2.2.	Identificazione del progetto	6
2.2.1.	Aerogeneratore	6
2.2.2.	Opere civili.....	7
2.2.3.	Opere elettromeccaniche.....	7
3.	Analisi costi benefici	7
3.1.	Impatto acustico.....	8
3.2.	Impatto visivo	9
3.3.	Vegetazione	10
3.4.	Avifauna.....	11
3.5.	Valore immissioni evitate di CO2	18
3.6.	Costo di produzione energia.....	18
3.7.	Prezzo energia prodotta	19
3.8.	Valutazione costi benefici.....	19
4.	Ricadute Economiche sul territorio	20
4.1.	Scelta del sito.....	20
5.	Ricadute Occupazionali FER.....	25
5.1.	Ricadute occupazionali EOLICO	28
6.	Conclusioni	32

1. Introduzione

Il progetto in esame si riferisce ad un generatore eolico onshore da realizzarsi sul territorio del comune di Suni, località “Funtana Ide” nella provincia di Oristano ad opera della società EWT Italia Development s.r.l. con sede a Milano. L’aerogeneratore avrà una potenza nominale pari a 975 kW, avente le seguenti dimensioni: altezza al mozzo 84 metri, diametro del rotore di 61 metri, per un’altezza complessiva di circa 115 metri.

L’impianto sarà allacciato alla rete di distribuzione tramite la realizzazione di una nuova cabina di consegna collegata in derivazione in Entra-Esci su linea MT 15 kV esistente a 177 metri a nord della turbina.

Nella presente analisi vengono valutati, oltre agli aspetti prettamente finanziari, anche i costi e benefici che il progetto proposto determina sulle componenti ambientali e socioeconomiche del territorio.

Un valido metodo per la redazione dell’analisi costi benefici è quello pubblicato dalla Commissione Europea, direzione generale della Politica regionale e urbana intitolato “guida all’analisi costi-benefici dei progetti d’investimento – Strumento di valutazione economica per la politica di coesione 2014-2020” pubblicato nel 2014 di cui si riporta una descrizione riassuntiva.

L’ACB è uno strumento analitico che consente di valutare la variazione nel benessere sociale derivante da una decisione di investimento degli obiettivi della politica di coesione. Lo scopo dell’ACB è quindi quello di facilitare una più efficiente allocazione delle risorse dimostrando la convenienza per la società di un particolare intervento rispetto alle possibili alternative.

Le fasi fondamentali della procedura di valutazione economica dei costi e dei benefici sono sinteticamente riassumibili come segue:

- Identificazione del progetto, delle sue voci economiche e delle prospettive di analisi;
- Identificazione e quantificazione monetaria dei costi e dei benefici economici;
- Attualizzazione dei flussi, valutazione del progetto e analisi di sensitività.

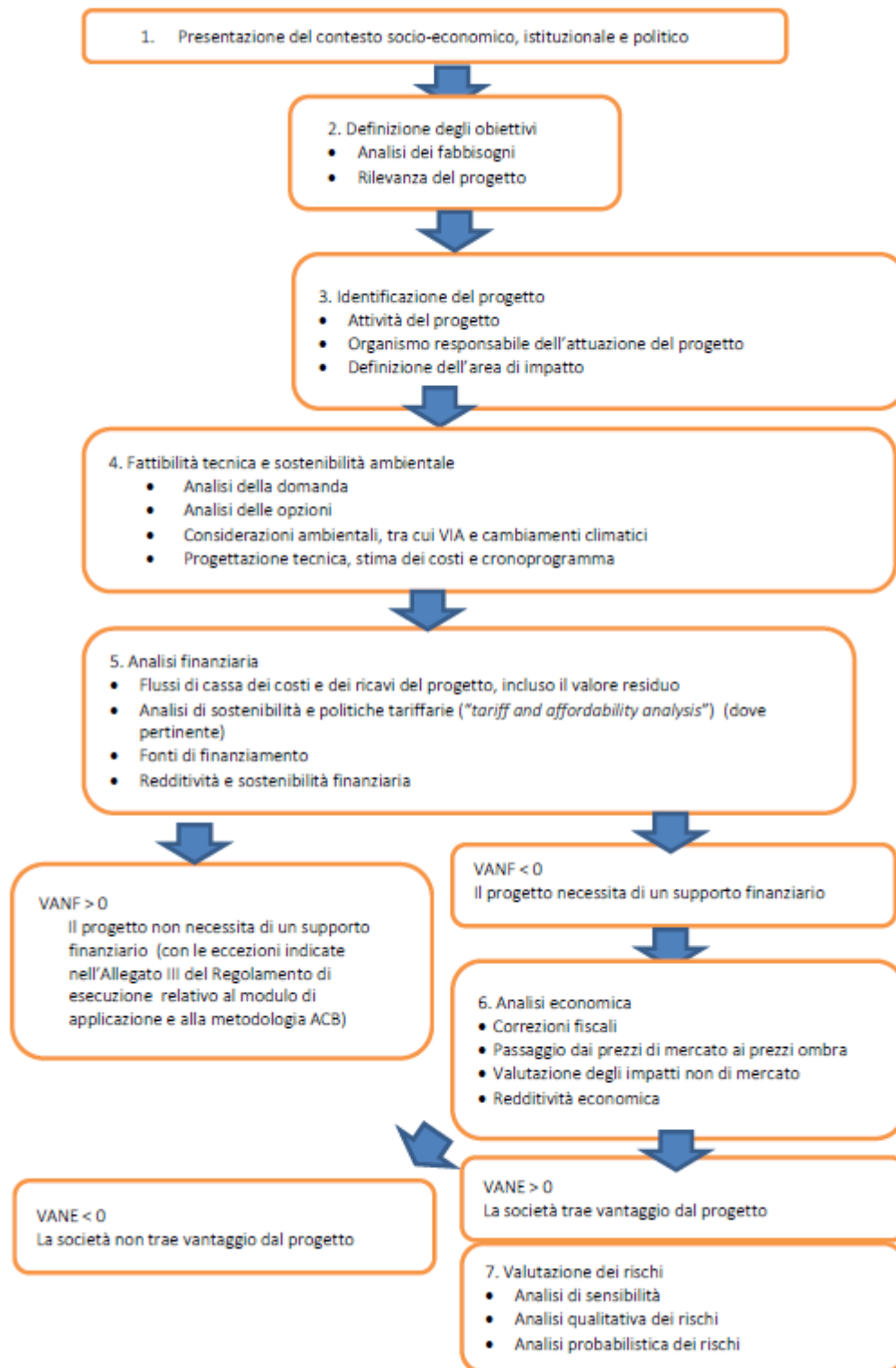


Figura 1 Fasi di Valutazione di un progetto

Nella fase I vengono esaminate le caratteristiche del progetto e le prospettive di analisi di sostenibilità economica e di desiderabilità per la collettività.

Nella Fase II vengono valutati i costi ed i benefici sostenuti dalla collettività sia nella situazione con intervento, sia nella situazione senza intervento. Nell'analisi seguente il calcolo è affrontato sempre in

maniera differenziale tra lo scenario senza intervento e lo scenario di intervento, in modo da considerare solo i maggiori o minori costi e benefici sociali legati alla realizzazione dell'intervento di progetto.

L'analisi sconta degli elementi distorsivi per l'imperfezione dei meccanismi di concorrenza e delle esternalità di produzione e consumo. Il primo elemento si ha quanto al valore di mercato non corrisponde del tutto la scarsità della stessa, il secondo elemento è legato alle esternalità derivanti da meccanismi di interazioni intangibili. L'ACB si appoggia a diverse tecniche per le valutazioni delle intangibilità, facendo ricorso a diversi procedimenti di monetizzazione per i beni privi di mercato.

Nella fase III i costi e benefici economici individuati nella fase precedente per l'orizzonte temporale di analisi e per l'alternativa di progetto vengono sottoposti a confronto, dopo essere stati ricondotti al medesimo periodo di riferimento.

2. Identificazione e contestualizzazione del progetto

2.1. Strategia Energetica Nazionale

Con D.M. del Ministero dello Sviluppo Economico e del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, è stata adottata la Strategia Energetica Nazionale 2017, il piano decennale del Governo italiano per anticipare e gestire il cambiamento del sistema energetico. Di seguito viene riportato uno stralcio dello strumento di pertinenza all'intervento progettuale.

2.1.1. Obiettivi e Target

L'Italia ha raggiunto in anticipo gli obiettivi europei - con una penetrazione di rinnovabili del 17,5% sui consumi complessivi al 2015 rispetto al target del 2020 del 17% - e sono stati compiuti importanti progressi tecnologici che offrono nuove possibilità di conciliare contenimento dei prezzi dell'energia e sostenibilità.

La Strategia si pone l'obiettivo di rendere il sistema energetico nazionale:

- più competitivo, migliorando la competitività del Paese, continuando a ridurre il gap di prezzo e di costo dell'energia rispetto all'Europa, in un contesto di prezzi internazionali crescenti;
- più sostenibile, raggiungendo in modo sostenibile gli obiettivi ambientali e di de-carbonizzazione definiti a livello europeo, in linea con i futuri traguardi stabiliti nella COP21;
- più sicuro, continuando a migliorare la sicurezza di approvvigionamento e la flessibilità dei sistemi e delle infrastrutture energetiche, rafforzando al contempo l'indipendenza energetica dell'Italia.

Fra i target quantitativi previsti dalla SEN:

- **EFFICIENZA ENERGETICA**

riduzione dei consumi finali da 118 a 108 Mtep con un risparmio di circa 10 Mtep al 2030;

- **FONTI RINNOVABILI**

28% di rinnovabili sui consumi complessivi al 2030 rispetto al 17,5% del 2015; in termini settoriali, l'obiettivo si articola in una quota di rinnovabili sul consumo elettrico del 55% al 2030 rispetto al 33,5% del

2015; in una quota di rinnovabili sugli usi termici del 30% al 2030 rispetto al 19,2% del 2015; in una quota di rinnovabili nei trasporti del 21% al 2030 rispetto al 6,4% del 2015;

- **RIDUZIONE DEL DIFFERENZIALE DI PREZZO DELL'ENERGIA**

contenere il gap di costo tra il gas italiano e quello del nord Europa (nel 2016 pari a circa 2 €/MWh) e quello sui prezzi dell'elettricità rispetto alla media UE (pari a circa 35 €/MWh nel 2015 per la famiglia media e al 25% in media per le imprese);

- **CESSAZIONE DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA CARBONE**

con un obiettivo di accelerazione al 2025, da realizzare tramite un puntuale piano di interventi infrastrutturali;

- **RAZIONALIZZAZIONE DEL DOWNSTREAM PETROLIFERO**

con evoluzione verso le bioraffinerie ed un uso crescente di biocarburanti sostenibili e del GNL nei trasporti pesanti e marittimi al posto dei derivati dal petrolio;

- **VERSO LA DECARBONIZZAZIONE AL 2050**

rispetto al 1990, una diminuzione delle emissioni del 39% al 2030 e del 63% al 2050 raddoppiare gli investimenti in ricerca e sviluppo tecnologico clean energy: da 222 Milioni nel 2013 a 444 Milioni nel 2021;

- **PROMOZIONE DELLA MOBILITÀ SOSTENIBILE E DEI SERVIZI DI MOBILITÀ CONDIVISA;**

- **NUOVI INVESTIMENTI SULLE RETI PER MAGGIORE FLESSIBILITÀ, ADEGUATEZZA E RESILIENZA**

maggior integrazione con l'Europa; diversificazione delle fonti e rotte di approvvigionamento gas e gestione più efficiente dei flussi e punte di domanda

- **RIDUZIONE DELLA DIPENDENZA ENERGETICA DALL'ESTERO**

dal 76% del 2015 al 64% del 2030 (rapporto tra il saldo import/export dell'energia primaria necessaria a coprire il fabbisogno e il consumo interno lordo), grazie alla forte crescita delle rinnovabili e dell'efficienza energetica

- **Azioni trasversali**

Il raggiungimento degli obiettivi presuppone alcune condizioni necessarie e azioni trasversali:

- **INFRASTRUTTURE E SEMPLIFICAZIONI**

Il SEN 2017 prevede azioni di semplificazione e razionalizzazione della regolamentazione per garantire la realizzazione delle infrastrutture e degli impianti necessari alla transizione energetica, senza tuttavia indebolire la normativa ambientale e di tutela del paesaggio e del territorio né il grado di partecipazione alle scelte strategiche;

- **COSTI DELLA TRANSIZIONE**

grazie all'evoluzione tecnologica ed ad una attenta regolazione, è possibile cogliere l'opportunità di fare efficienza e produrre energia da rinnovabili a costi sostenibili. Per questo la SEN segue un approccio basato

prevalentemente su fattori abilitanti e misure di sostegno che mettano in competizione le tecnologie e stimolino continui miglioramenti sul lato dell'efficienza.

- Compatibilità tra obiettivi energetici e tutela del paesaggio:
 - la tutela del paesaggio è un valore irrinunciabile, pertanto per le fonti rinnovabili con maggiore potenziale residuo sfruttabile, cioè eolico e fotovoltaico, verrà data priorità all'uso di aree industriali dismesse, capannoni e tetti, oltre che ai recuperi di efficienza degli impianti esistenti. Accanto a ciò si procederà, con Regioni e amministrazioni che tutelano il paesaggio, alla individuazione di aree, non altrimenti valorizzabili, da destinare alla produzione energetica rinnovabile;
 - effetti sociali e occupazionali della transizione: fare efficienza energetica e sostituire fonti fossili con fonti rinnovabili genera un bilancio netto positivo anche in termini occupazionali, ma si tratta di un fenomeno che va monitorato e governato, intervenendo tempestivamente per riqualificare i lavoratori spiazzati dalle nuove tecnologie e formare nuove professionalità, per generare opportunità di lavoro e di crescita.

L'intervento progettuale è l'applicazione diretta della Strategia Energetica Nazionale che punta alla decarbonizzazione del paese e all'incremento dell'energia prodotta da FER, Fonti Energetiche Rinnovabili.

Inoltre, la progressiva dismissione di ulteriore capacità termica dovrà essere compensata dallo sviluppo di nuova capacità rinnovabile, di nuova capacità di accumulo o da impianti termici a gas più efficienti e con prestazioni dinamiche più coerenti con un sistema elettrico caratterizzato da una sempre maggiore penetrazione di fonti rinnovabili.

A fronte di una penetrazione delle fonti rinnovabili fino al 55% al 2030, la società TERNA S.p.A. ha effettuato opportuna analisi con il risultato che l'obiettivo risulta raggiungibile attraverso nuovi investimenti in sicurezza e flessibilità. TERNA ha, quindi, individuato un piano minimo di opere indispensabili, in buona parte già comprese nel Piano di sviluppo 2017 e nel Piano di difesa 2017, ed altre che saranno sviluppate nei successivi Piani annuali, da realizzare al 2025 e poi ancora al 2030.

2.2. Identificazione del progetto

L'energia elettrica prodotta dall'aerogeneratore verrà immessa in rete tramite cavidotto interrato e una nuova cabina di consegna collegata in derivazione su linea MT 15kV esistente denominata URI.

2.2.1. Aerogeneratore

Tra le componenti tecnologiche di progetto, gli aerogeneratori sono gli elementi fondamentali in quanto operano la conversione dell'energia cinetica trasmessa dal vento in energia elettrica.

L'aerogeneratore di progetto è del tipo ad asse orizzontale il cui sostegno, una torre tubolare in acciaio con altezza al mozzo di 84 metri, porta sulla sommità la navicella, costituita da un basamento e un involucro esterno. All'interno sono contenuti tutti gli organi meccanici ed elettrici per trasformare la rotazione in energia elettrica.

2.2.2. Opere civili

L'impianto avrà come opera principale il plinto di fondazione. In base ai risultati delle indagini geognostiche esecutive, atte a valutare la consistenza stratigrafica del terreno, le fondazioni potranno essere a plinto diretto o su pali.

Il pre-dimensionamento effettuato per la fondazione ha portato ad ipotizzare un plinto di fondazione diretta a plinto isolato a pianta circolare di diametro 18 metri. Il plinto è composto da un anello esterno a sezione troncoconica con sezione variabile da 100 a 175 cm e da un nucleo centrale cilindrico di altezza 175 cm e diametro 490 cm.

La viabilità esistente non richiede particolari interventi per il passaggio degli automezzi adibiti per il trasporto delle parti dell'aerogeneratore. La viabilità da realizzare avrà la funzione di collegare le strade esistenti con la piazzola dell'aerogeneratore.

2.2.3. Opere elettromeccaniche

Il cavidotto MT è posato lungo la viabilità di progetto ed esistente, entro scavi a sezione obbligata a profondità stabilita dalle normative vigenti e dal codice della strada. Le sezioni di scavo saranno diverse a seconda se la posa dovrà avvenire su terreno agricolo/strada sterrata o strada asfaltata.

3. Analisi costi benefici

L'elemento strategico per un futuro sostenibile è certamente il maggior ricorso alle energie rinnovabili, le quali rappresentano la capacità di produrre energia senza pericolo di esaurimento e nel tempo esse producono energia "pulita", con minori emissioni inquinanti e gas serra. Tra queste l'eolico, soprattutto di grande taglia continua ad essere, al momento, la tecnologia rinnovabile con costi di produzione sempre più competitivi e più paragonabile a quelli delle fonti fossili convenzionali.

L'eolico, come tutte le energie rinnovabili ha il suo costo ambientale. I costi ambientali non rientrano nel prezzo di mercato e pertanto non ricadono sui produttori e sui consumatori, ma vengono globalmente imposti alla società. Tali costi sono tutt'altro che trascurabili e vanno identificati e stimati in ogni progetto.

Intorno al 1950 è stato sviluppato dall'Unione Europea un progetto denominato ExternE (Externalities of Energy), con l'obiettivo di sistematizzare i metodi ed aggiornare le valutazioni delle esternalità ambientali associate alla produzione di energia, con particolare riferimento alle diverse tecnologie rinnovabili applicabili in Europa.

Il progetto sviluppato dall'Unione Europea è basato su una metodologia di tipo Impact Pathway Methodology, per valutare i costi esterni associati alla produzione di energia. La metodologia del progetto ExternE definisce prima gli impatti rilevanti e poi ne dà una quantificazione economica. Di seguito verranno espone le direttive di questo studio, adattato ai giorni d'oggi, per arrivare a quantificare i costi ambientali.

Il progetto ExternE individua come esternalità rilevanti nel caso di impianti per la produzione di energia da fonte eolica il rumore e l'impatto visivo, ritenendo gli altri impatti trascurabili anche nella quantificazione monetaria.

In particolare, si afferma che l'impatto su flora, fauna, avifauna ed in generale sull'ecosistema sia rilevante solo nel caso in cui l'impianto sia realizzato in aree di particolare valore naturalistico o in prossimità di aree di particolare valore per fauna e avifauna. Considera poi gli altri impatti (elettromagnetico, impatto sul suolo) del tutto trascurabili.

3.1. Impatto acustico

Dall'analisi previsionale di impatto acustico di progetto si evince che gli effetti del rumore prodotto dall'aerogeneratore di progetto sono percepibili nell'intorno dell'aerogeneratore per le prime centinaia di metri.

L'aerogeneratore di progetto è stato posizionato ad oltre 200 m da edifici abitati (in gran parte case rurali, frequentate saltuariamente).

Sinteticamente, sulla base dei dati tecnici forniti dal produttore ed alla luce della soluzione tecnica prescelta (aerogeneratori della ditta EWT modello DW61- 975 kW) per l'installazione del futuro aerogeneratore lo scenario emissivo più gravoso ossia il regime di funzionamento implicante un maggiore livello di potenza sonora pari a $LWA=105.7$ dB(A), per tutti i ricettori esaminati lo studio di impatto acustico revisionale ha stabilito che:

- i limiti assoluti di immissione di cui all'art. 6 DPCM 1.03.1991 validi per "Tutto il territorio nazionale" risultano sempre rispettati, sia per il periodo di riferimento diurno che notturno
- i limiti differenziali, di cui all'art. 2, comma 2 del D.P.C.M. 1/03/1991, risultano sempre rispettati sia per il periodo di riferimento diurno che notturno, o meglio non risultano applicabili in quanto vengono meno le sue condizioni.

Il costo ambientale derivante dall'impatto acustico prodotto dall'aerogeneratore di progetto che la società dovrà scontare, può essere legato ad un eventuale deprezzamento che potrebbero subire i terreni agricoli posti nell'intorno dell'aerogeneratore di progetto.

A tal riguardo è opportuno effettuare alcune puntualizzazioni:

- l'attività agricola non viene ostacolata in alcun modo dalla presenza di aerogeneratori, i terreni limitrofi sono pascoli non coltivabili;
- la realizzazione o l'adeguamento della viabilità di servizio agli aerogeneratori, spesso rende maggiormente accessibile gli appezzamenti in prossimità dell'impianto che acquisiscono un valore aggiunto.

In ogni caso volendo individuare un'area di potenziale deprezzamento dei terreni dovuto alle emissioni sonore prodotte dagli aerogeneratori, si è ipotizzato di calcolare un'area di inviluppo pari a 300 m attorno all'aerogeneratore, che comporta una estensione complessiva di circa 7.07 ha.

In questo intorno non esiste alcun tipo di edificio. Il valore di mercato dei terreni a pascolo e pascolo arborato nell'area varia da un minimo di 5.000 €/ha ad un massimo di 8.000 €/ha. I terreni limitrofi all'area di installazione delle turbine sono per lo più pascoli, però a favore di sicurezza consideriamo un valore medio di 8.000 €/ha.

Supponendo, teoricamente, che il rumore generato dalla turbina eolica comporti un deprezzamento dei terreni del 20% (valore assolutamente teorico considerando che l'attività di selvicoltura non viene limitata dalla presenza nelle vicinanze di una turbina eolica), risulta che l'installazione dell'aereogeneratore genera una perdita di valore e quindi un costo esterno di 1600 €/ha, e complessivamente un costo ambientale di:

$$1600 \text{ €/ha} \times 7.07 \text{ ha} = 11.312,00 \text{ €}$$

Questo valore va poi rapportato alla quantità di energia prodotta, l'analisi della producibilità di progetto risulta pari a 1,885 GWh/anno di energia, quindi in 25 anni:

$$1,885 \text{ GWh/anno} \times 25 \text{ anni} = 47,125 \text{ GWh} = 47.125.000 \text{ kWh}$$

Pertanto, il costo esterno (o ambientale) dovuto al rumore prodotto dagli aerogeneratori lo stimiamo in:

$$11.312,00 \text{ €} / 47.125.000 \text{ kWh} = \mathbf{0,00024 \text{ €/kWh}}$$
 (0,24 millesimi di euro per kWh prodotto)

3.2. Impatto visivo

Per la stima del costo ambientale dell'impatto visivo generato dall'aereogeneratore di progetto, è stato preso come riferimento lo studio redatto dal Professore Domenico Tirendi dell'Università di Napoli. In tale studio è stata valutata una stima monetaria dell'impatto paesaggistico con il metodo della valutazione di contingenza. La valutazione di contingenza è una metodologia nata negli Stati Uniti per stimare il danno prodotto su una risorsa ambientale la cui gestione è pubblica, questa metodologia fu applicata con successo per la prima volta nel 1989 per stimare il danno ambientale prodotto dallo sversamento di petrolio da una petroliera che naufragò nei pressi di una baia dell'Alaska procurando un disastro naturale di notevole entità.

Il Prof. Tirendi ha utilizzato tale metodologia per valutare e quantificare l'impatto paesaggistico prodotto dalla realizzazione di due parchi eolici nei Comuni di Accadia e Sant'Agata di Puglia, nel sub appennino Dauno.

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 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."

Nel questionario 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? (Sì - NO). Essendo la delocalizzazione molto onerosa la Regione interverrà nella misura del 50% del costo, 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 questa programma, lei come voterebbe?”.

Nello studio è stato chiesto ad un campione significativo di abitanti dei due comuni quanto fossero disposti a pagare per una delocalizzazione dei Parchi Eolici in altre aree indicando nella domanda i valori di 5 €, 10 €, 25 €, 50 €.

I risultati evidenziano che ad Accadia su 200 abitanti, 87 (43,5%) sono disposti a pagare, mentre a Sant'Agata di Puglia su 200 abitanti, 95 (47,5%) sono disposti a pagare. Mediamente i dati dei due comuni mettono in evidenza che i residenti sono disposti a pagare 17,6 € per delocalizzare il parco eolico di progetto e non avere l'impatto visivo da esso prodotto.

Considerando ora l'impianto di progetto in un singolo aerogeneratore e sovrastimando i risultati della ricerca condotta nei due comuni Dauni, che risale al 2006, possiamo considerare che sicuramente oggi oltre il 50/60% della popolazione residente sia disposta a pagare fino a 20/25€ per delocalizzare il parco eolico.

Consideriamo la condizione peggiore che il 60% della popolazione residente nel raggio dei 9 km (area di maggiore visibilità dell'impianto) sia disposta a pagare fino a 25 euro, risulta che $8600 \times 0.6 \times € 25 = € 129.000,00$

Anche in questo caso in rapporto alla quantità di energia prodotta nei venti anni, risulta che:

$$€ 129.000,00 / 47.125.000 \text{ kWh} = 0,00273 \text{ €/kWh}$$

Il valore ottenuto tiene conto della popolazione residente e non del visitatore dell'area. Considerando che nell'area non vi sono attrazioni turistiche di grande rilievo, si ipotizza comunque per eccesso di incrementare il valore ottenuto del 30% nella stima dell'impatto paesaggistico.

Pertanto, il costo esterno (o ambientale) dovuto all'impatto paesaggistico, soprattutto di natura visiva, prodotto dagli aerogeneratori di progetto, lo stimiamo in:

$$\mathbf{0,0036 \text{ €/kWh}}$$

3.3. Vegetazione

I potenziali effetti del progetto sulla componente floristico-vegetazionale devono riferirsi esclusivamente alla fase di cantiere. Valutate le ordinarie condizioni operative degli impianti eolici, infatti, la fase di esercizio non configura fattori di impatto negativi in grado di incidere in modo apprezzabile sull'integrità della vegetazione e delle specie floristiche.

Di contro, l'esercizio dell'impianto e l'associata produzione energetica da fonte rinnovabile sono sinergici rispetto alle azioni strategiche da tempo intraprese a livello internazionale per contrastare il fenomeno dei

cambiamenti climatici ed i conseguenti effetti catastrofici sulla biodiversità del pianeta a livello globale. Esiste quindi un'importante dimensione economica legata alle funzioni socio-ambientali dei sistemi vegetali, che sebbene spesso indirette non sono per questo di minore importanza. Una parte significativa di questa dimensione economica, per le finalità del presente studio, è computata attraverso la stima del danno monetario al paesaggio (cfr. par. 3.2.2). Al fine di pervenire ad una stima esaustiva dei costi esterni che tenga conto anche degli altri aspetti sopra descritti, si è deciso di utilizzare i costi stimati per le attività di ripristino e compensazione in analogia con quanto proposto dal progetto ExternE. In linea di principio si tratterebbe di quantificare i costi necessari ad un intervento che ripristini una vegetazione autoctona, o comunque analoga alla preesistente, e che scongiuri, per quanto possibile, l'infiltrazione di specie alloctone.

Poiché gli effetti del progetto in termini di alterazione della copertura vegetale sono riferibili alla necessità di procedere alla prevalente eliminazione di superfici a pascolo e, localmente di esemplari arboreo/arbustivi, i costi di ripristino per delle superfici delle piazzole di macchina, comprese le scarpate, sono quantificabili indicativamente in € 27.000,00, come desunti dal quadro Economico delle opere civili allegato al progetto definitivo.

Anche in questo caso in rapporto alla quantità di energia prodotta nei venti anni, risulta che:

$$€ 27.000,00 / 47.125.000 \text{ kWh} = 0,000573 \text{ €/kWh}$$

Pertanto, il costo esterno (o ambientale) dovuto all'impatto sulla vegetazione prodotto dagli aerogeneratori di progetto, lo stimiamo in:

$$\mathbf{0,000573 \text{ €/kWh}}$$

3.4. Avifauna

Ai fini della stima monetaria dei costi ambientali a carico della componente Fauna, si farà riferimento ad un metodo sviluppato dal CESII Ricerche orientato alla stima dei costi di reintroduzione in natura (ossia del valore economico) degli esemplari eventualmente impattati dai rotori in movimento durante il funzionamento dell'impianto. Il metodo si basa sulla valutazione delle risorse (economiche ed umane) messe in campo dalle amministrazioni pubbliche ed associazioni non governative (LIPU, WWF, ecc.) per il mantenimento dell'avifauna.

Poiché il fine è quello di determinare il prezzo di "mercato" per le specie selvatiche il metodo considera alcuni valori economici acquisiti attraverso indagini di mercato. Per quanto riguarda, ad esempio, il valore della cicogna bianca, questo deriva dai costi del progetto "cicogna bianca" dell'associazione Olduvai mentre per il Gipeto il valore deriva dai costi del progetto LIFE "International program for the Bearded Vulture in the Alps". Gli altri costi acquisiti sono prezzi di vendita di alcuni rivenditori specializzati. Si noti che tali prezzi si riferiscono ad animali non selvatici, ma domestici. Il valore dell'animale selvatico è certamente superiore. Un animale domestico, infatti, non sopravviverebbe in natura, in quanto non abituato a procacciarsi il cibo o a migrare. Il rilascio di animali selvatici 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, si è stimato che il costo di reintroduzione è circa quattro volte il costo di allevamento e che quindi sia possibile introdurre un fattore 4 tra il valore di un animale domestico ed uno "selvatico". In definitiva, combinando attraverso complesse analisi statistiche i dati economici dei progetti di reintroduzione in natura di alcune specie avifaunistiche ed il prezzo di mercato di altre, si è pervenuti alla determinazione della seguente funzione di monetizzazione.

$Valeco = 27.63481 \times (1.885721 / \text{SPEC} \times S.125194 / \text{CLASSEPOP}) / -\log(\text{PERC-EU}) - 29$. Nella Tabella 1 si riportano, per le specie presenti in Italia, il valore intrinseco ed il valore economico determinato in accordo con la metodologia più sopra descritta.

Figura 2: Valore economico delle specie faunistiche Italia

FamName	SciName	NOME COMUNE	SPEC	Valore intrinseco	Valore €
ANATIDAE	<i>Marmaronetta angustirostris</i>	ANATRA MARMORIZZATA	SPEC 1	37870	€ 1 046 50
ANATIDAE	<i>Aythya nyroca</i>	MORETTA TABACCATA	SPEC 1	17876	€ 493 98
PHALACROCORACIDAE	<i>Phalacrocorax pygmeus</i>	MARANGONE MINORE	SPEC 1	10406	€ 287 55
CICONIIDAE	<i>Ciconia nigra</i>	CICOGNA NERA	SPEC 2	4978	€ 137 54
FALCONIDAE	<i>Falco biarmicus</i>	LANARIO	SPEC 3	2805	€ 77 49
SCOLOPACIDAE	<i>Numenius arquata</i>	CHIURLO	SPEC 2	2795	€ 77 22
LARIDAE	<i>Larus audouinii</i>	GABBIANO CORSO	SPEC 1	2495	€ 68 91
RALLIDAE	<i>Crex crex</i>	RE DI QUAGLIE	SPEC 1	2373	€ 65 54
THRESKIORNITHIDAE	<i>Platalea leucorodia</i>	SPATOLA	SPEC 2	2267	€ 62 61
OTIDIDAE	<i>Tetrax tetrax</i>	GALLINA PRATAIOLA	SPEC 1	2203	€ 60 84
SCOLOPACIDAE	<i>Limosa limosa</i>	PITTIMA REALE	SPEC 2	2107	€ 58 18
FALCONIDAE	<i>Falco naumanni</i>	GRILLAIO	SPEC 1	1973	€ 54 49
ACCIPITRIDAE	<i>Gypaetus barbatus</i>	GIPETO	SPEC 3	1780	€ 49 16
CICONIIDAE	<i>Ciconia ciconia</i>	CICOGNA BIANCA	SPEC 2	1287	€ 35 53
STURNIDAE	<i>Sterna bengalensis</i>	STERNA DEL RUPPEL	Non-SPEC	1192	€ 32 90
THRESKIORNITHIDAE	<i>Plegadis falcinellus</i>	MIGNATTAIO	SPEC 3	940	€ 25 95
CORACIIDAE	<i>Coracias garrulus</i>	GHIANDAIA MARINA	SPEC 2	927	€ 25 58
ACCIPITRIDAE	<i>Hieraetus fasciatus</i>	AQUILA DEL BONELLI	SPEC 3	886	€ 24 44
ACCIPITRIDAE	<i>Neophron percnopterus</i>	CAPOVACCAIO	SPEC 3	791	€ 21 82
ACCIPITRIDAE	<i>Circus cyaneus</i>	ALBANELLA REALE	SPEC 3	685	€ 18 89
ACCIPITRIDAE	<i>Milvus milvus</i>	NIBBIO REALE	SPEC 2	671	€ 18 52
PHASIANIDAE	<i>Alectoris graeca</i>	COTURNICE	SPEC 2	659	€ 18 19
FALCONIDAE	<i>Falco eleonorae</i>	FALCO DELLA REGINA	SPEC 2	626	€ 17 28
FALCONIDAE	<i>Falco vespertinus</i>	FALCO CUCULO	SPEC 3	592	€ 16 31
LANIIDAE	<i>Lanius minor</i>	ÀVERLA CENERINA	SPEC 2	552	€ 15 21
ANATIDAE	<i>Aythya ferina</i>	MORIGLIONE	SPEC 2	484	€ 13 35
LARIDAE	<i>Larus genei</i>	GABBIANO ROSEO	SPEC 3	392	€ 10 80
ARDEIDAE	<i>Botaurus stellaris</i>	TARABUSO	SPEC 3	380	€ 10 48
ANATIDAE	<i>Anas strepera</i>	CANAPIGLIA	SPEC 3	335	€ 9 22
LARIDAE	<i>Sterna sandvicensis</i>	BECCAPESCI	SPEC 2	318	€ 8 76
SCOLOPACIDAE	<i>Tringa totanus</i>	PETTEGOLA	SPEC 2	303	€ 8 34
GLAREOLIDAE	<i>Glareola pratincta</i>	PERNICE DI MARE	SPEC 3	251	€ 6 90
LARIDAE	<i>Chlidonias niger</i>	MIGNATTINO	SPEC 3	220	€ 6 04
ANATIDAE	<i>Aythya fuligula</i>	MORETTA	SPEC 3	218	€ 5 98
LARIDAE	<i>Sterna nilotica</i>	STERNA ZAMPENERE	SPEC 3	215	€ 5 91
Scolopacidae	<i>Calidris alpina</i>	GAMBECCHIO	SPEC 3	200	€ 5 49
ANATIDAE	<i>Anas clypeata</i>	MESTOLONE	SPEC 3	191	€ 5 24

FamName	SciName	NOME COMUNE	SPEC	Valore intrinseco	Valore €
EMBERIZINAE	<i>Emberiza melanocephala</i>	ZIGOLO CAPNERO	SPEC 2	187	€ 5 138
ARDEIDAE	<i>Ardeola ralloides</i>	SGARZA CIUFFETTO	SPEC 3	184	€ 5 056
ACCIPITRIDAE	<i>Circaetus gallicus</i>	BIANCONE	SPEC 3	181	€ 4 974
Scolopacidae	<i>Limosa lapponica</i>	PITTIMA MINORE	Non-SPEC	179	€ 4 927
PICIDAE	<i>Picoides tridactylus</i>	PICCHIO TRIDATTOLO	SPEC 3	179	€ 4 921
STRIGIDAE	<i>Otus scops</i>	ASSIOLO	SPEC 2	169	€ 4 645
CHARADRIIDAE	<i>Eudromias morinellus</i>	PIVIERE TORTOLINO	Non-SPEC	166	€ 4 572
STRIGIDAE	<i>Strix uralensis</i>	ALLOCCO DEGLI URALI	Non-SPEC	165	€ 4 529
PICIDAE	<i>Picus viridis</i>	PICCHIO VERDE	SPEC 2	161	€ 4 409
EMBERIZINAE	<i>Miliaria calandra</i>	STRILLOZZO	SPEC 2	151	€ 4 136
PROCELLARIIDAE	<i>Calonectris diomedea</i>	BERTA MAGGIORE	SPEC 2	148	€ 4 055
LARIDAE	<i>Chlidonias hybrida</i>	MIGNATTINO PIOMBATO	SPEC 3	145	€ 3 965
ANATIDAE	<i>Anas querquedula</i>	MARZAIOLA	SPEC 3	139	€ 3 801
CAPRIMULGIDAE	<i>Caprimulgus europaeus</i>	SUCCIACAPRE	SPEC 2	135	€ 3 712
ACCIPITRIDAE	<i>Aquila chrysaetos</i>	AQUILA REALE	SPEC 3	133	€ 3 642
ANATIDAE	<i>Mergus merganser</i>	SMERGO MAGGIORE	Non-SPEC	132	€ 3 630
TURDINAE	<i>Oenanthe hispanica</i>	MONACHELLA	SPEC 2	128	€ 3 499
ALAUDIDAE	<i>Lullula arborea</i>	TOTTAVILLA	SPEC 2	128	€ 3 498
STRIGIDAE	<i>Bubo bubo</i>	GUFO REALE	SPEC 3	126	€ 3 463
CHARADRIIDAE	<i>Vanellus vanellus</i>	PAVONCELLA	SPEC 2	117	€ 3 208
SYLVIINAE	<i>Phylloscopus bonelli</i>	LUI BIANCO	SPEC 2	115	€ 3 149
PHASIANIDAE	<i>Alectoris barbara</i>	PERNICE SARDA	SPEC 3	114	€ 3 126
LARIDAE	<i>Chlidonias leucopterus</i>	MIGNATTINO ALBIANCHE	Non-SPEC	113	€ 3 100
RALLIDAE	<i>Porphyrio porphyrio</i>	POLLO SULTANO	SPEC 3	112	€ 3 066
LARIDAE	<i>Sterna albifrons</i>	FRATICELLO	SPEC 3	111	€ 3 040
TURDINAE	<i>Phoenicurus phoenicurus</i>	CODIROSSO	SPEC 2	110	€ 3 009
SCOLOPACIDAE	<i>Scolopax rusticola</i>	BECCACCIA	SPEC 3	109	€ 2 973
EMBERIZINAE	<i>Emberiza hortulana</i>	ORTOLANO	SPEC 2	107	€ 2 937
ARDEIDAE	<i>Nycticorax nycticorax</i>	NITTICORA	SPEC 3	104	€ 2 840
LANIIDAE	<i>Lanius senator</i>	AVERLA CAPIROSSA	SPEC 2	104	€ 2 836
PHASIANIDAE	<i>Alectoris rufa</i>	PERNICE ROSSA	SPEC 2	99	€ 2 709
ANATIDAE	<i>Somateria mollissima</i>	EDROONE	Non-SPEC	98	€ 2 687
ARDEIDAE	<i>Ardea purpurea</i>	AIRONE ROSSO	SPEC 3	98	€ 2 673
SYLVIINAE	<i>Sylvia undata</i>	MAGNANINA	SPEC 2	84	€ 2 299
SYLVIINAE	<i>Phylloscopus sibilatrix</i>	LUI VERDE	SPEC 2	84	€ 2 281
ARDEIDAE	<i>Casmerodius albus</i>	AIRONE BIANCO MAGGIORE	Non-SPEC	82	€ 2 238
CUCULIDAE	<i>Clamator glandarius</i>	CUCULO DAL CIUFFO	Non-SPEC	82	€ 2 238
PARIDAE	<i>Parus cristatus</i>	CINCIA DAL CIUFFO	SPEC 2	81	€ 2 200
ARDEIDAE	<i>Ixobrychus minutus</i>	TARABUSINO	SPEC 3	80	€ 2 170
ACCIPITRIDAE	<i>Milvus migrans</i>	NIBBIO BRUNO	SPEC 3	78	€ 2 130
BURHINIDAE	<i>Burhinus oedipnemos</i>	OCCHIONE	SPEC 3	72	€ 1 959
ANATIDAE	<i>Netta rufina</i>	FISTIONE TURCO	Non-SPEC	69	€ 1 891
CHARADRIIDAE	<i>Charadrius alexandrinus</i>	FRATINO	SPEC 3	68	€ 1 848
PICIDAE	<i>Jynx torquilla</i>	TORCICOLLO	SPEC 3	66	€ 1 803
Scolopacidae	<i>Tringa erythropus</i>	TOTANO MORO	SPEC 3	64	€ 1 726
FRINGILLIDAE	<i>Carduelis cannabina</i>	FANELLO	SPEC 2	62	€ 1 678
ACCIPITRIDAE	<i>Gyps fulvus</i>	GRIFONE	Non-SPEC	60	€ 1 635
RALLIDAE	<i>Porzana parva</i>	SCHIRIBILLA	Non-SPEC	59	€ 1 608

FamName	SciName	NOME COMUNE	SPEC	Valore intrinseco	Valore €
PHOENICOPTERIDAE	Phoenicopterus ruber	FENICOTTERO	SPEC 3	58	€ 1 584
CORVIDAE	Pyrrhocorax pyrrhocorax	GRACCHIO CORALLINO	SPEC 3	57	€ 1 534
TURDINAE	Monticola solitarius	PASSERO SOLITARIO	SPEC 3	52	€ 1 414
LARIDAE	Larus minutus	GABBIANELLO	SPEC 3	52	€ 1 399
SCOLOPACIDAE	Actitis hypoleucos	PIRO PIRO PICCOLO	SPEC 3	46	€ 1 253
RALLIDAE	Porzana porzana	VOLTOLINO	Non-SPEC	45	€ 1 202
TURDINAE	Monticola saxatilis	CODIROSSONE	SPEC 3	44	€ 1 180
HIRUNDINIDAE	Hirundo daurica	RONDINE ROSSICIA	Non-SPEC	43	€ 1 160
ANATIDAE	Anas crecca	ALZAVOLA	Non-SPEC	41	€ 1 116
PICIDAE	Picus canus	PICCHIO CENERINO	SPEC 3	40	€ 1 079
ACCIPITRIDAE	Circus aeruginosus	FALCO DI PALUDE	Non-SPEC	38	€ 1 013
STRIGIDAE	Athene noctua	CIVETTA	SPEC 3	37	€ 987
SYLVIINAE	Acrocephalus schoenobaenus	FORAPAGLIE	Non-SPEC	36	€ 976
ALCEDINIDAE	Alcedo atthis	MARTIN PESCATORE	SPEC 3	36	€ 961
ANATIDAE	Tadorna tadorna	VOLPOCA	Non-SPEC	33	€ 893
ANATIDAE	Anser anser	OCA SELVATICA	Non-SPEC	32	€ 859
PICIDAE	Dendrocopos leucotos	PICCHIO DORSO BIANCO	Non-SPEC	32	€ 849
PROCELLARIIDAE	Puffinus yelkouan	BERTA MINORE	Non-SPEC	31	€ 830
SYLVIINAE	Sylvia hortensis	BIGIA GROSSA	SPEC 3	30	€ 800
TYTONIDAE	Tyto alba	BARBAGIANNI	SPEC 3	28	€ 735
UPUPIDAE	Upupa epops	UPUPA	SPEC 3	27	€ 706
MOTACILLIDAE	Anthus campestris	CALANDRO	SPEC 3	26	€ 695
ACCIPITRIDAE	Circus pygargus	ALBANELLA MINORE	Non-SPEC	26	€ 684
COLUMBIDAE	Columba oenas	COLOMBELLA	Non-SPEC	25	€ 675
LANIIDAE	Lanius collurio	AVERLA PICCOLA	SPEC 3	25	€ 673
ALAUDIDAE	Galerida cristata	CAPPELLACCIA	SPEC 3	25	€ 670
FALCONIDAE	Falco peregrinus	PELLEGRINO	Non-SPEC	25	€ 666
HAEMATOPODIDAE	Haematopus ostralegus	BECCACCIA DI MARE	Non-SPEC	25	€ 654
PHASIANIDAE	Perdix perdix	STARNA	SPEC 3	25	€ 652
FALCONIDAE	Falco tinnunculus	GHEPPIO	SPEC 3	23	€ 619
EMBERIZINAE	Emberiza cia	ZIGOLO MUCIATTO	SPEC 3	23	€ 614
PARIDAE	Parus palustris	CINCIA BIGIA	SPEC 3	23	€ 602
MEROPIDAE	Merops apiaster	GRUCCIONE	SPEC 3	22	€ 591
COLUMBIDAE	Streptopelia turtur	TORTORA	SPEC 3	22	€ 591
ANATIDAE	Cygnus olor	CIGNO REALE	Non-SPEC	20	€ 520
LARIDAE	Larus melanocephalus	GABBIANO CORALLINO	Non-SPEC	20	€ 519
TURDINAE	Oenanthe oenanthe	CULBIANCO	SPEC 3	20	€ 513
PHASIANIDAE	Coturnix coturnix	QUAGLIA	SPEC 3	19	€ 495
TETRAONIDAE	Tetrao tetrix	FAGIANO DI MONTE	SPEC 3	18	€ 467
PASSERINAE	Montifringilla nivalis	FRINGUELLO ALPINO	Non-SPEC	18	€ 461
PICIDAE	Dendrocopos medius	PICCHIO ROSSO MEZZANO	Non-SPEC	18	€ 459
ALAUDIDAE	Calandrella brachydactyla	CALANDRELLA	SPEC 3	18	€ 457
SYLVIINAE	Acrocephalus melanopogon	FORAPAGLIE CASTAGNOLO	Non-SPEC	17	€ 431
HIRUNDINIDAE	Delichon urbica	BALESTRUCCIO	SPEC 3	16	€ 423
SITTIDAE	Tichodroma muraria	PICCHIO MURAILOLO	Non-SPEC	15	€ 395
FALCONIDAE	Falco subbuteo	LODOLAIO	Non-SPEC	15	€ 382
HIRUNDINIDAE	Hirundo rustica	RONDINE	SPEC 3	15	€ 380
PASSERINAE	Passer montanus	PASSERA MATTUGIA	SPEC 3	15	€ 380

FamName	SciName	NOME COMUNE	SPEC	Valore intrinseco	Valore €
ALAUDIDAE	Melanocorypha calandra	CALANDRA	SPEC 3	15	€ 374
STRIGIDAE	Glaucidium passerinum	CIVETTA NANA	Non-SPEC	15	€ 372
RECURVIROSTRIDAE	Himantopus himantopus	CAVALIERE D'ITALIA	Non-SPEC	14	€ 370
HIRUNDINIDAE	Riparia riparia	TOPINO	SPEC 3	14	€ 369
ACCIPITRIDAE	Pernis apivorus	FALCO PECCHIAIOLO	Non-SPEC	14	€ 355
MUSCICAPINAE	Muscicapa striata	PIGLIAMOSCHE	SPEC 3	13	€ 333
ARDEIDAE	Egretta garzetta	GARZETTA	Non-SPEC	13	€ 322
APODIDAE	Tachymarpis melba	RONDONI MAGGIORE	Non-SPEC	12	€ 312
ACCIPITRIDAE	Accipiter gentilis	ASTORE	Non-SPEC	12	€ 310
ALAUDIDAE	Alauda arvensis	ALLODOLA	SPEC 3	12	€ 306
PASSERINAE	Passer domesticus	PASSERA OLTREMONTANA	SPEC 3	12	€ 306
CHARADRIIDAE	Charadrius dubius	CORRIERE PICCOLO	Non-SPEC	11	€ 266
PHALACROCORACIDAE	Phalacrocorax carbo	CORMORANO	Non-SPEC	11	€ 263
ARDEIDAE	Bubulcus ibis	AIRONE GUARDABUOI	Non-SPEC	11	€ 262
PRUNELLIDAE	Prunella collaris	SORDONE	Non-SPEC	10	€ 255
STRIGIDAE	Aegolius funereus	CIVETTA CAPOGROSSO	Non-SPEC	10	€ 253
MOTACILLIDAE	Anthus spinoletta	SPIONCELLO	Non-SPEC	10	€ 252
STURNIDAE	Sturnus vulgaris	STORNO	SPEC 3	10	€ 251
RECURVIROSTRIDAE	Recurvirostra avosetta	AVOCETTA	Non-SPEC	10	€ 249
REMIZIDAE	Remiz pendulinus	PENDOLINO	Non-SPEC	10	€ 248
PHALACROCORACIDAE	Phalacrocorax aristotelis	MARANGONE DAL CIUFFO	Non-SPEC	10	€ 234
PODICIPEDIDAE	Tachybaptus ruficollis	TUFFETTO	Non-SPEC	9	€ 227
CORVIDAE	Nucifraga caryocatactes	NOCCIOLAIA	Non-SPEC	9	€ 209
LARIDAE	Sterna hirundo	STERNA COMUNE	Non-SPEC	8	€ 204
SYLVIINAE	Locustella luscinioides	SALCIAIOLA	Non-SPEC	8	€ 200
RALLIDAE	Rallus aquaticus	PORCIGLIONE	Non-SPEC	8	€ 200
SYLVIINAE	Cettia cetti	USIGNOLO DI FIUME	Non-SPEC	8	€ 195
PANURINAE	Panurus biarmicus	BASETTINO	Non-SPEC	8	€ 190
SYLVIINAE	Sylvia sarda	MAGNANINA SARDA	Non-SPEC	8	€ 183
LARIDAE	Larus ridibundus	GABBIANO COMUNE	Non-SPEC	8	€ 183
CORVIDAE	Corvus corax	CORVO IMPERIALE	Non-SPEC	8	€ 181
LARIDAE	Larus cachinnans	GABBIANO REALE	Non-SPEC	7	€ 174
ACCIPITRIDAE	Accipiter nisus	SPARVIERE	Non-SPEC	7	€ 172
HYDROBATIDAE	Hydrobates pelagicus	UCCELLO DELLE TEMPESTE	Non-SPEC	7	€ 168
PODICIPEDIDAE	Podiceps cristatus	SVASSO MAGGIORE	Non-SPEC	7	€ 168
PASSERINAE	Passer hispaniolensis	PASSERA SARDA	Non-SPEC	7	€ 166
PICIDAE	Dryocopus martius	PICCHIO NERO	Non-SPEC	7	€ 164
TURDINAE	Turdus torquatus	MERLO DAL COLLARE	Non-SPEC	7	€ 161
PICIDAE	Dendrocopos minor	PICCHIO ROSSO MINORE	Non-SPEC	7	€ 159
CORVIDAE	Pyrrhocorax graculus	GRACCHIO ALPINO	Non-SPEC	7	€ 159
RALLIDAE	Gallinula chloropus	GALLINELLA D'ACQUA	Non-SPEC	6	€ 150
SYLVIINAE	Sylvia nisoria	BIGIA PADOVANA	Non-SPEC	6	€ 150
MUSCICAPINAE	Ficedula albicollis	BALIA DAL COLLARE	Non-SPEC	6	€ 150
SYLVIINAE	Acrocephalus arundinaceus	CANNARECCIONE	Non-SPEC	6	€ 146
SYLVIINAE	Cisticola juncidis	BECCAMOSCHINO	Non-SPEC	6	€ 145

FamName	SciName	NOME COMUNE	SPEC	Valore intrinseco	Valore €
MOTACILLIDAE	Motacilla cinerea	BALLERINA GIALLA	Non-SPEC	6	€ 145
APODIDAE	Apus pallidus	RONDONI PALLIDO	Non-SPEC	6	€ 133
ARDEIDAE	Ardea cinerea	AIRONE CENERINO	Non-SPEC	6	€ 130
TETRAONIDAE	Tetrao urogallus	GALLO CEDRONE	Non-SPEC	6	€ 127
TETRAONIDAE	Lagopus mutus	PERNICE BIANCA	Non-SPEC	6	€ 124
STRIGIDAE	Strix aluco	ALLOCCO	Non-SPEC	5	€ 122
CUCULIDAE	Cuculus canorus	CUCULO	Non-SPEC	5	€ 116
EMBERIZINAE	Emberiza cirius	ZIGOLO NERO	Non-SPEC	5	€ 114
HIRUNDINIDAE	Hirundo rupestris	RONDINE MONTANA	Non-SPEC	5	€ 113
SYLVIINAE	Hippolais polyglotta	CANAPINO	Non-SPEC	5	€ 113
CINCLIDAE	Cinclus cinclus	MERLO ACQUAIOLA	Non-SPEC	5	€ 111
STRIGIDAE	Asio otus	GUFO COMUNE	Non-SPEC	5	€ 109
SYLVIINAE	Sylvia conspicillata	STERPAZZOLA DI SARDEGNA	Non-SPEC	5	€ 109
SYLVIINAE	Sylvia melanocephala	OCCHIOCOTTO	Non-SPEC	5	€ 102
FRINGILLIDAE	Serinus citrinella	VENTURONE	Non-SPEC	5	€ 98
TURDINAE	Luscinia megarhynchos	USIGNOLO	Non-SPEC	5	€ 97
FRINGILLIDAE	Loxia curvirostra	CROCIERE	Non-SPEC	5	€ 96
STURNIDAE	Sturnus unicolor	STORNO NERO	Non-SPEC	4	€ 95
ORIOIDAE	Oriolus oriolus	RIGOGOLO	Non-SPEC	4	€ 94
TURDINAE	Turdus viscivorus	TORDELA	Non-SPEC	4	€ 92
COLUMBIDAE	Columba livia	PICCIONE SELVATICO	Non-SPEC	4	€ 89
EMBERIZINAE	Emberiza schoeniclus	MIGLIARINO DI PALUDE	Non-SPEC	4	€ 89
CORVIDAE	Corvus monedula	TACCOLA	Non-SPEC	4	€ 87
SYLVIINAE	Acrocephalus scirpaceus	CANAIOLA	Non-SPEC	4	€ 87
CERTHIDAE	Certhia familiaris	RAMPICHINO ALPESTRE	Non-SPEC	4	€ 86
APODIDAE	Apus apus	RONDONI	Non-SPEC	4	€ 85
PICIDAE	Dendrocopos major	PICCHIO ROSSO MAGGIORE	Non-SPEC	4	€ 77
MOTACILLIDAE	Motacilla flava	CUTRETTOLA	Non-SPEC	4	€ 76
SYLVIINAE	Regulus ignicapilla	FIORRANCINO	Non-SPEC	4	€ 74
COLUMBIDAE	Streptopelia decaocto	TORTORA DAL COLLARE ORIENTALE	Non-SPEC	4	€ 73
PASSERINAE	Petronia petronia	PASSERA LAGIA	Non-SPEC	4	€ 71
FRINGILLIDAE	Pyrrhula pyrrhula	CIUFFOLOTTO	Non-SPEC	4	€ 70
ACCIPITRIDAE	Buteo buteo	POIANA	Non-SPEC	4	€ 70
SYLVIINAE	Sylvia cantillans	STERPAZZOLINA	Non-SPEC	4	€ 69
SYLVIINAE	Acrocephalus palustris	CANAIOLA VERDOGNOLA	Non-SPEC	3	€ 67
PARIDAE	Parus montanus	CINCIA BIGIA ALPESTRE	Non-SPEC	3	€ 67
RALLIDAE	Fulica atra	FOLAGA	Non-SPEC	3	€ 65
TURDINAE	Saxicola torquata	SALTIPALO	Non-SPEC	3	€ 63
AEGITHALIDAE	Aegithalos caudatus	CODIBUGNOLO	Non-SPEC	3	€ 61
TETRAONIDAE	Bonasa bonasia	FRANCOLINO DI MONTE	Non-SPEC	3	€ 59
FRINGILLIDAE	Coccothraustes coccothraustes	FROSONE	Non-SPEC	3	€ 59
TURDINAE	Saxicola rubetra	STIACCINO	Non-SPEC	3	€ 59
ANATIDAE	Anas platyrhynchos	GERMANO REALE	Non-SPEC	3	€ 57
TURDINAE	Phoenicurus ochruros	CODIROSSO SPAZZACAMINO	Non-SPEC	3	€ 55
CORVIDAE	Pica pica	GAZZA	Non-SPEC	3	€ 53

FamName	SciName	NOME COMUNE	SPEC	Valore intrinseco	Valore €
CORVIDAE	Corvus corone	CORNACCHIA	Non-SPEC	3	€ 53
CORVIDAE	Garrulus glandarius	GHIANDAIA	Non-SPEC	3	€ 53
MOTACILLIDAE	Anthus trivialis	PRISPOLONE	Non-SPEC	3	€ 52
FRINGILLIDAE	Serinus serinus	VERZELLINO	Non-SPEC	3	€ 51
CERTHIIDAE	Certhia brachydactyla	RAMPICHINO	Non-SPEC	3	€ 50
SYLVIINAE	Sylvia borin	BECCAFICO	Non-SPEC	3	€ 48
COLUMBIDAE	Columba palumbus	COLOMBACCIO	Non-SPEC	3	€ 48
FRINGILLIDAE	Carduelis spinus	LUCARINO	Non-SPEC	3	€ 45
PHASIANIDAE	Phasianus colchicus	FAGIANO COMUNE	Non-SPEC	3	€ 43
EMBERIZINAE	Emberiza citrinella	ZIGOLO GIALLO	Non-SPEC	3	€ 42
TURDINAE	Turdus pilaris	CESENA	Non-SPEC	3	€ 40
FRINGILLIDAE	Carduelis chloris	VERDONE	Non-SPEC	2	€ 39
PARIDAE	Parus ater	CINCIA MORA	Non-SPEC	2	€ 36
PARIDAE	Parus caeruleus	CINCIARELLA	Non-SPEC	2	€ 35
SYLVIINAE	Sylvia atricapilla	CAPINERA	Non-SPEC	2	€ 35
SYLVIINAE	Regulus regulus	REGOLO	Non-SPEC	2	€ 33
SYLVIINAE	Phylloscopus collybita	LUI PICCOLO	Non-SPEC	2	€ 33
TURDINAE	Turdus philomelos	TORDO BOTTACCIO	Non-SPEC	2	€ 30
SITTIDAE	Sitta europaea	PICCHIO MURATORE	Non-SPEC	2	€ 30
SYLVIINAE	Sylvia communis	STERPAZZOLA	Non-SPEC	2	€ 29
MOTACILLIDAE	Motacilla alba	BALLERINA BIANCA	Non-SPEC	2	€ 28
FRINGILLIDAE	Carduelis carduelis	CARDELLINO	Non-SPEC	2	€ 27
PRUNELLIDAE	Prunella modularis	PASSERA SCOPAIOLO	Non-SPEC	2	€ 20
TROGLODYTIDAE	Troglodytes troglodytes	SCRICCILOLO	Non-SPEC	2	€ 19
TURDINAE	Turdus merula	MERLO	Non-SPEC	2	€ 19
TURDINAE	Erithacus rubecula	PETTIROSSO	Non-SPEC	2	€ 13
PARIDAE	Parus major	CINCIALLEGRA	Non-SPEC	1	€ 8
FRINGILLIDAE	Fringilla coelebs	FRINGUELLO	Non-SPEC	1	€ 1

La stima dei potenziali costi dovuti agli impatti derivanti da eventuali collisioni di avifauna, imputabile all'aerogeneratore di progetto non è quantificabile in maniera puntuale in quanto manca uno storico dell'area. Studi sul monitoraggio della componente faunistica su impianti eolici esistenti sul territorio della Sardegna, il Parco Eolico Ulassai e Perdasdefogu e il Parco eolico di Sa Turrina Manna, evidenziano il valore di 0.113 il primo e 0.03 il secondo collisioni/WTG anno. Ipotizzando di porci nel caso più gravoso di 0.113 collisioni annue si riscontrano 2.83 collisioni in 25 anni di vita utile dell'impianto eolico. Si può ipotizzare un valore medio di 5138 euro a capo: $2.83 * 5138 = 14.540,54$ € di costo per abbattimento avifauna.

$€ 14.540,54 / 47.125.000 \text{ kWh} = 0,000308 \text{ €/kWh}$

Pertanto, il costo esterno (o ambientale) dovuto all'impatto sull'avifauna prodotto dagli aerogeneratori di progetto, lo stimiamo in:

0,000308 €/kWh

3.5. Valore immissioni evitate di CO2

La realizzazione di un impianto eolico produce il risparmio di costi esterni negativi evitati alla collettività.

Il beneficio ambientale derivante dalla sostituzione con la produzione eolica di altrettanta energia prodotta da combustibili fossili può essere valutato come mancata emissione, ogni anno, di rilevanti quantità di inquinanti.

Tra le principali emissioni associate alla generazione elettrica da combustibili tradizionali vanno ricordati:

- 491 g/kWh di CO₂ (anidride carbonica);
- 104.5 mg/kWh di SO₂ (anidride solforosa);
- 375.5 mg/kWh di NO_x (ossidi di azoto).

Questo significa che per l'impianto eolico in progetto con una produzione annua non inferiore a 1.88 GWh, una centrale tradizionale produrrebbe:

- circa 925.53 tonnellate di CO₂ (anidride carbonica);
- circa 1.96 quintali di SO₂ (anidride solforosa);
- circa 7.07 quintali di NO_x (ossidi di azoto).

La componente più rilevante è il risparmio di emissione di CO₂, che in base agli studi dell'EPA United States Environmental Protection Agency per l'anno 2020 si attesta a 42 \$/tonn = 35.50 €/tonn e nell'anno 2045 sui 64 \$/tonn = 54.15 €/tonn

Utilizzando comunque il valore di 35.5 €/ tonnellata CO₂, stimiamo il valore delle immissioni in ambiente di CO₂ evitate per kWh prodotto pari a;

$$0,0355 \text{ €/kg} \times 0,483 \text{ kg/kWh} = 0,0171 \text{ €/kWh}$$

3.6. Costo di produzione 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 d'intervento, dal costo di realizzazione dell'impianto, dalla vicinanza del punto di consegna che determina un risparmio sulla realizzazione delle opere di rete per il trasporto dell'energia prodotta e dall'accessibilità del sito.

L'area sulla quale insiste l'aereogeneratore in oggetto si trova in condizioni Anemologiche ottimali e il punto di consegna si trova a breve distanza dall'area di progetto e per quanto riguarda il percorso del cavidotto esterno (che collega l'impianto eolico al punto di consegna), esso può utilizzare la viabilità in parte esistente.

È opportuno precisare che una tradizionale centrale alimentata con combustibili fossili rispetto ad una centrale a fonte rinnovabile è caratterizzata dall'assenza di consumo di "combustibile", in quanto il vento è una risorsa gratuita e disponibile liberamente. Da quando l'industria eolica ha avuto inizio, circa 20 anni fa, il costo dell'energia eolica è in continua diminuzione, grazie alle economie di scala legate all'ottimizzazione dei processi produttivi e soprattutto alle innovazioni tecnologiche degli aerogeneratori.

Nel suo studio LAZARD calcola l'LCOE per ciascuna tecnologia, tenendo conto di tutte le variabili: dai costi delle attrezzature, di costruzione e di finanziamento alle spese di funzionamento e manutenzione fino

alle ore medie lavoro degli impianti. Nello studio emerge un costo per l'energia eolica onshore da 26 €/MWh a 54 €/MWh, dato in calo rispetto all'anno precedente.

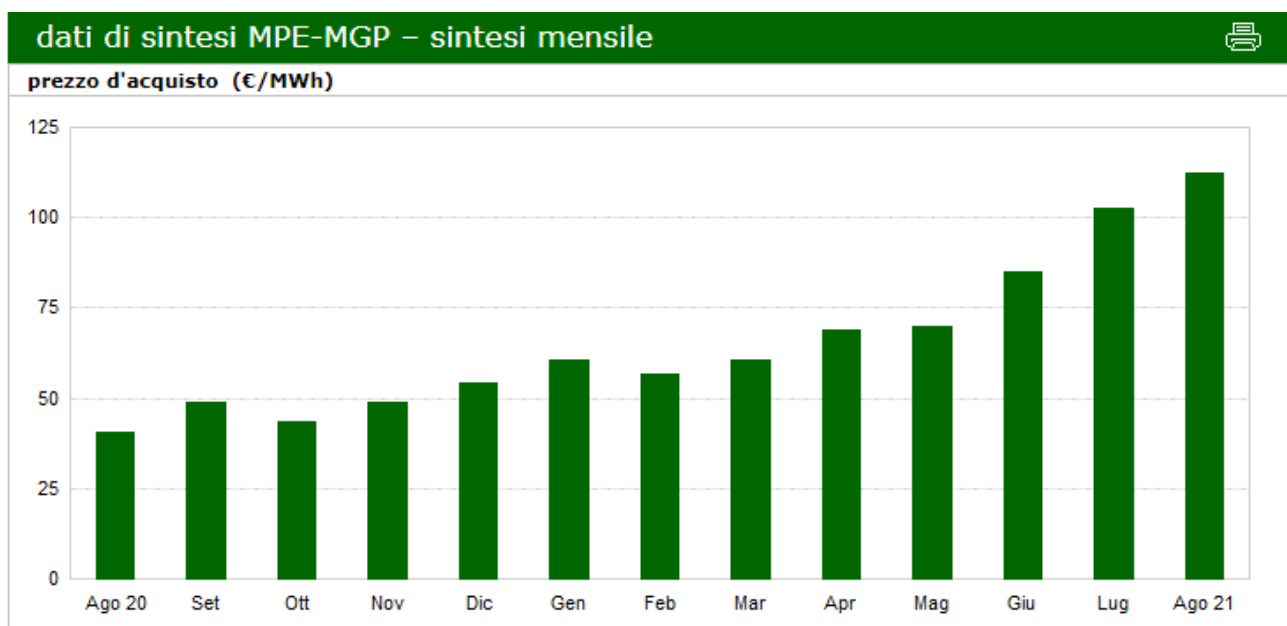
Per l'impianto eolico di progetto è possibile stimare un costo di produzione dell'energia elettrica pari a:

54 €/MWh ovvero 0,054 €/kWh

3.7. Prezzo energia prodotta

L'analisi verrà completata con l'indicazione del prezzo di vendita dell'energia prodotta, sia nel caso di incentivi che di vendita diretta sul mercato libero. La tariffa incentivante per un aerogeneratore eolico di questo tipo è di 85 €/MWh, cioè 0.085 €/kWh. Nel caso in cui si decida di vendere l'energia sul mercato, il prezzo medio di acquisto dell'energia in Italia nel 2020 è di 38,92 €/MWh, con i valori più bassi degli ultimi due anni causa covid-19 (Fonte GME), dato in controtendenza rispetto al 2021 con una media di 84,11 €/MWh (Fonte GME), ovvero 0,08411 €/kWh.

L'analisi prende in considerazione il valore dell'incentivo di **0,085 €/kWh**, valore al di sotto del valore di vendita dell'energia degli ultimi mesi (vedi figura sottostante).



3.8. Valutazione costi benefici

In base alle valorizzazioni dei costi esterni sopra riportate dalla seguente tabella è possibile quantificare che i benefici economici della produzione di energia elettrica per il Parco Eolico di progetto sono superiori ai costi esterni prodotti.

Voci Costo -Benefici	Tipologia	Valore
Prezzo vendita energia		0.085
Costo produzione energia LCOE	costo	-0.054
Costo impatto acustico	costo	-0.00024
Costo impatto visivo	costo	-0.0036
Costo impatto vegetazione	costo	-0.000573
costo impatto avifauna	costo	-0.000308
Emissioni CO2 Evitate	Beneficio	0.0171
Saldo Totale	€/kWh	0.043379

4. Ricadute Economiche sul territorio

4.1. Scelta del sito

La scelta del sito, quando si fa la ricerca sul territorio per individuarne uno eleggibile, ovviamente è fortemente subordinata a tutta una serie di programmazioni diverse, delineate dalle stesse linee guida Regionali (DGR 59/90) ma anche da quelle Nazionali.

La prima attività risulta quella di trovare la disponibilità dei terreni all'interno di quelle zone che non sono reputate "inidonee" dalla programmazione sui vincoli e siglare un accordo preliminare per garantire la Le caratteristiche del progetto vanno valutate dal punto di vista delle alternative, in termini di:

- alternativa zero;
- alternativa localizzativa;
- alternativa progettuale;

Primo scenario: prosecuzione delle attività in essere - costituisce l'ipotesi che non prevede la realizzazione del Progetto. Tale alternativa consentirebbe di mantenere lo status quo dell'ambiente ma la soluzione comporterebbe il mancato beneficio degli effetti del Progetto sulla comunità (seppur di modeste dimensioni). Quindi, il primo scenario ma anche il più realistico, prevede la continuità delle attività in essere che sono rappresentate dal pascolo stagionale di capi ovini da parte della proprietà.

Non realizzando il parco, infatti, si rinunciarebbe alla produzione di circa 2.000 kWh che contribuirebbero a: risparmiare in termini di emissioni in atmosfera di composti inquinanti e di gas serra che sarebbero di fatti emessi da un altro impianto di tipo convenzionale;

incrementare in maniera importante e diffusa sul territorio, la produzione da Fonti Energetiche Rinnovabili, favorendo il raggiungimento degli obiettivi previsti dal Pacchetto Clima-Energia.

Per ultimo ma di importanza primaria si ricordano anche gli effetti positivi che si avrebbero dal punto di vista socioeconomico, con la creazione di un indotto occupazionale in aree che vivono in maniera importante il fenomeno della disoccupazione.

Notevole sarebbero anche le mancate emissioni di sostanze microinquinanti e di gas serra che la costruzione del parco comporterebbe, con notevole beneficio per l'intera comunità.

Esso, infatti, eviterebbe l'emissione in atmosfera per l'intera vita utile del parco di:

Emissioni evitate CO2 (kg/anno):	1.416.991,00	25 anni (ton):	35.424,80
Emissioni evitate Nox (kg/anno):	3.148,90	25 anni (ton):	78,7
Emissioni evitate SO2 (kg/anno):	2.938,90	25 anni (ton):	73,5
TEP/anno:	482,80	25 anni:	12.070,7

La quantità di energia prodotta apporterebbe un discreto incremento alla quota di F.E.R. prodotta dal nostro Paese e nel territorio di riferimento in cui si è sviluppato solo un iniziale comparto delle turbine da 60 kW (presenti in discreto numero nel Comune di Sindia a più di 3 km dal sito).

Si sono valutate alternative localizzative ma una sostanziale modifica della localizzazione corrispondente ricadrebbe nella alternativa zero.

La scelta dell'area è stata dettata dapprima da analisi di tipo anemometrico, che hanno evidenziato potenzialità notevoli per la zona oggetto dello studio; una volta scelta l'area si sono posti gli aerogeneratori in modo da minimizzare gli impatti dal punto di vista paesaggistico e ambientale.

Le alternative progettuali sono state valutate sulla base della risposta alle seguenti domande:

Perché questo tipo di turbine? EWT, in quanto casa madre, sviluppa e progetta impianti non "cluster" ma "mono turbina" per policy aziendale. La scelta di turbine di nuova generazione rappresenta il top dal punto di vista tecnologico e permette di abbattere in maniera importante anche gli impatti acustici e di abbassare a parità di macchine installate il costo per KW prodotto.

Perché questo numero di turbine? EWT ha sposato la generazione diffusa di energia eolica rinunciando alle grandi centrali. Inoltre, la scelta della singola turbina è stata dettata principalmente dalla regola che poche turbine di media potenza abbattano in maniera importante l'impatto visivo riducendo l'effetto selva.

Perché questa posizione? La posizione è dettata per l'80% dalla stessa programmazione regionale e nazionale in merito alla vincolistica e quindi alle aree non idonee individuate dalla attuale DGR 59/90. La scelta del sito e dell'esatta ubicazione scaturiscono dalla volontà di ottimizzare le potenzialità anemometriche del sito e di assecondarne dal punto di vista paesaggistico e orografico le problematiche che lo stesso pone.

La scelta del sito è fortemente condizionata da fattori normativi di programmazione territoriale, ambientale e naturale. La posizione della turbina, a partire dalle analisi Anemologiche e dalla disponibilità del terreno dipende fortemente dall'analisi vincolistica del terreno e delle eventuali opere connesse.

Nella fattispecie, e anche grazie a suite online che restituiscono la vincolistica in modo automatico, si predilige sempre le colture erbacee specializzate (che con vecchia normativa DGR 28/56 e 3/17) rappresentavano aree non preclusive. Si analizza la presenza di altri vincoli come la Rete Natura 2000 e vincoli paesaggistici o di interferenza con alvei incisi coi 150 m doppia sponda della Ex Galasso e del PAI.

Valutata l'assenza puntuale di tali vincoli si effettua un sopralluogo per le conferme circa la viabilità e la possibilità di connessione alla Rete elettrica. In questo caso il sito di installazione è facilmente raggiungibile

dalla viabilità rurale presente nel territorio e la possibilità di connessione è data dalla scelta di un sito in prossimità a cabine secondarie che normalmente possono accettare in “immissione” una potenza entro il MW di potenza nominale come nel nostro caso. Le opere di connessione, infatti, sono decisamente poco invasive rispetto ai grandi “cluster” eolici che necessitano di infrastrutture dimensionalmente più impattanti. Nel nostro caso, a parte la turbina, la piccola cabina a base torre e la cabina di consegna non saranno presenti altri manufatti, in quanto il cavidotto risulta essere interrati fino al punto di connessione.

Secondo scenario: prosecuzione delle attività in essere - Il secondo scenario possibile è che il terreno ritrovi nel tempo altre riutilizzazioni agricole/pastorali. Attualmente non possiamo ipotizzarne né il quando né il come, né possiamo dire se questi utilizzi interesserebbero tutta la superficie o solo una parte di essa.

Un'altra possibilità è che il terreno possa essere diviso in lotti più piccoli ed essi vengano riutilizzati con differenti destinazioni. Potremmo avere (come in questo momento) alcuni pezzi soggetti a periodi di rinaturalizzazione, seguiti da periodi di riutilizzo, che di fatto annullerebbero in tempi minimi molti dei vantaggi della rinaturalizzazione per le specie animali e vegetali, riportando con un solo ciclo di lavorazioni meccaniche il terreno alle condizioni iniziali, ma che potrebbero avere il vantaggio di non depauperare il suolo con utilizzi intensivi. Chiaramente utilizzi frazionari, saltuari ed estemporanei non produrrebbero grandi ricadute economiche od occupazionali e sarebbero sempre soggetti a essere modificati in relazione a scelte di convenienza del momento. La divisione in più parti potrebbe peraltro significare anche l'apparire di nuovi confini e recinzioni che accrescerebbero la frammentazione del territorio.

Terzo scenario: rinaturalizzazione - Una delle possibilità è quello del progressivo abbandono dell'utilizzo agricolo/pastorale dell'area, che porterebbe a una graduale e progressiva rinaturalizzazione. Effettivamente la ridotta presenza antropica in una superficie così grande potrebbe innescare fenomeni di ricolonizzazione da parte di alcune specie animali, oltre che di quelle vegetali. Il vantaggio di questo scenario per alcune specie animali e vegetali ci sarebbe, vista la densità di aziende zootecniche nei terreni confinanti.

Questo scenario tuttavia appare poco probabile. Il terreno fa parte di una grande proprietà privata, che ha tutto l'interesse di rimettere in qualche modo a frutto il terreno, oppure di cederlo prima che il suo valore si abbassi troppo. Non è credibile che una superficie di questo genere resti all'interno di una proprietà che rinunci a un suo utilizzo pastorale (e dunque a trarne redditi anche non significativi) per i prossimi 30 anni, lasciando ri-naturalizzare le superfici.

Quarto scenario: uso industriale misto ad allevamento ed eventuale cessione dell'energia ad una eventuale Comunità Energetica territoriale.

Le aree di fatto sono destinate ad un uso pastorale, e dal punto di vista della destinazione urbanistica a destinazione agricola “E1”. In tal senso lo scenario prevede che l'impianto possa essere “complementare” alla conduzione attuale dei terreni ad uso pascolo di capi ovini.

Gli scenari generati dall'alternativa "0" impongono tutti ulteriori considerazioni circa la mancata creazione di nuove opportunità occupazionali sia a breve che a lungo termine legate alla realizzazione e gestione/manutenzione del progetto.

Il progetto presentato prevede un utilizzo minimo di territorio all'interno dell'azienda agricola Sias, per la produzione di energia elettrica tramite un impianto eolico. Questo significa essenzialmente una immissione a breve del terreno nel ciclo produttivo industriale. In ultima analisi (ma non meno importante) tutti gli scenari collegati all'alternativa "zero" impedirebbero la realizzazione di un impianto di produzione di energie alternative in grado di apportare un sicuro beneficio (seppur di modesta entità) ambientale globale in termini di riduzione di emissioni climalteranti e di consumo di risorse non rinnovabili.

DM 2010 – Linee Guida e compensazioni ambientali (Risp. A nota RAS 22204770 (N. Reg. 11/21) del 10/02/2022

Fermo restando, anche ai sensi del punto 1.1 e del punto 13.4 delle presenti linee guida, che per l'attività di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili non è dovuto alcun corrispettivo monetario in favore dei Comuni, l'autorizzazione unica può prevedere l'individuazione di misure compensative, a carattere non meramente patrimoniale, a favore degli stessi Comuni e da orientare su interventi di miglioramento ambientale correlati alla mitigazione degli impatti riconducibili al progetto, ad interventi di efficienza energetica, di diffusione di installazioni di impianti a fonti rinnovabili e di sensibilizzazione della cittadinanza sui predetti temi, nel rispetto dei seguenti criteri:

- a) non dà luogo a misure compensative, in modo automatico, la semplice circostanza che venga realizzato un impianto di produzione di energia da fonti rinnovabili, a prescindere da ogni considerazione sulle sue caratteristiche e dimensioni e dal suo impatto sull'ambiente (3);
- b) le «misure di compensazione e di riequilibrio ambientale e territoriale» sono determinate in riferimento a «concentrazioni territoriali di attività, impianti ed infrastrutture ad elevato impatto territoriale», con specifico riguardo alle opere in questione (4);
- c) le misure compensative devono essere concrete e realistiche, cioè determinate tenendo conto delle specifiche caratteristiche dell'impianto e del suo specifico impatto ambientale e territoriale;
- d) secondo l'articolo 1, comma 4, lettera f) della legge n. 239 del 2004, le misure compensative sono solo «eventuali», e correlate alla circostanza che esigenze connesse agli indirizzi strategici nazionali richiedano concentrazioni territoriali di attività, impianti e infrastrutture ad elevato impatto territoriale;
- e) possono essere imposte misure compensative di carattere ambientale e territoriale e non meramente patrimoniali o economiche solo se ricorrono tutti i presupposti indicati nel citato articolo 1, comma 4, lettera f) della legge n. 239 del 2004;
- f) le misure compensative sono definite in sede di conferenza di servizi, sentiti i Comuni interessati, anche sulla base di quanto stabilito da eventuali provvedimenti regionali e non possono unilateralmente essere fissate da un singolo Comune;
- g) nella definizione delle misure compensative si tiene conto dell'applicazione delle misure di mitigazione in concreto già previste, anche in sede di valutazione di impatto ambientale (qualora sia effettuata). A tal fine,

con specifico riguardo agli impianti eolici, l'esecuzione delle misure di mitigazione di cui all'allegato 4, costituiscono, di per sé, azioni di parziale riequilibrio ambientale e territoriale;

h) le eventuali misure di compensazione ambientale e territoriale definite nel rispetto dei criteri di cui alle lettere precedenti non possono comunque essere superiori al 3 per cento dei proventi, comprensivi degli incentivi vigenti, derivanti dalla valorizzazione dell'energia elettrica prodotta annualmente dall'impianto.

L'autorizzazione unica comprende indicazioni dettagliate sull'entità delle misure compensative e sulle modalità con cui il proponente provvede ad attuare le misure compensative, pena la decadenza dell'autorizzazione unica.

Secondo tali disposizioni del DM 2010 la società ha prodotto il seguente calcolo sulla base delle determinazioni emerse dal Business Plan legato alla producibilità attesa di impianto, restituita dalla relazione Anemologica.

Tabella producibilità EWT DW61 HH84m – Ø61m

• **2.099.246 KWh/anno Ore equivalenti nette [KWh/KWe] 2.153 heq**

Il BP della Società viene fatto girare ad una tariffa zonale che si può attestare, dalle previsioni annuali fatte dal GSE, intorno a valori pari a 85 c€/kWh.

Moltiplicando tale valore per le ore di producibilità annue (KWh/anno) si ottiene una stima dei proventi lordi pari a **0,085 x 2.099.246 = 178.435 €/anno il cui 3% risulta essere pari a circa 5.350 €/anno**. Chiaramente, tale analisi è suscettibile a modifiche secondo l'andamento del mercato e della tariffa realmente spettante.

Relativamente alla cifra annuale sopra riportata si specifica che, essendo il valore puramente indicativo, andrà contestualizzato e ricalcolato alle condizioni di mercato a cui accederà l'impianto. Infine, in base alla tariffa spettante, verrà stabilito il valore delle opere compensative che sarà stimato come previsto dall'Allegato 2 del D.M. 10.9.2010, ovvero con un importo pari, al massimo, al 3% dei proventi annui.

Diverso se, invece, sul territorio possono instaurarsi rapporti privilegiati con soggetti che volessero aderire ad un sistema misto PPA, CER per la cessione dell'energia direttamente sul territorio.

Infatti, a valle dell'eventuale autorizzazione della turbina, indipendente da qualsiasi forma di ricaduta economica successiva sul territorio, la costituzione di rapporti privilegiati con il territorio coi cosiddetti PPA (Power Purchase Agreement) dove un PPA è un accordo di fornitura di energia elettrica a lungo termine tra due parti, di solito tra un produttore di energia elettrica (seller) e un consumatore o distributore di energia elettrica (buyer). Tra questi potrebbe esserci proprio l'Amministrazione Comunale e le sue utenze pubbliche o semplici PMI. Se poi, oltre ai PPA si potessero implementare le CER sarebbe anche meglio.

I PPA definiscono nel dettaglio tutti i termini e le condizioni per la vendita e l'acquisto di energia elettrica, compresi il volume di elettricità da fornire, i prezzi negoziati, il bilanciamento tra produzione e consumi e le penali in caso di inadempimento del contratto. Trattandosi di un accordo bilaterale, il PPA può assumere varie forme ed essere adattato alle parti. Le forniture di energia elettrica possono essere fisiche o avvenire attraverso gruppi di bilanciamento. Poiché i PPA possono ridurre i rischi legati ai prezzi di mercato, sono utilizzati in particolare dai grandi consumatori di energia elettrica e nel caso di investimenti importanti previsti per la costruzione o il mantenimento di impianti di energia rinnovabile.

Le CER, invece, Comunità Energetiche che rappresentano una forma d'azione collettiva e collaborativa per la transizione energetica, sono un nucleo di realtà che scelgono di alimentare le proprie utenze con energia pulita, autoprodotta e condivisa. L'opportunità che permette di migliorare l'impatto ambientale dei singoli e della collettività, di ridurre i costi in bolletta, contribuire allo sviluppo di reti energetiche sostenibili e accedere agli incentivi per l'energia condivisa. Scegliere di costituire una comunità energetica rinnovabile (CER) o di aggregarti a una configurazione già esistente (o ad un impianto di produzione di terzi) per diventare consumatore e/o produttore di energia rinnovabile e conseguire benefici economici, ambientali e sociali per te stesso e per il territorio.

La comunità energetica alimenta le utenze dei suoi membri attraverso uno o più impianti di produzione energetica rinnovabile, installati in prossimità delle stesse utenze che dipendono dal suo/loro funzionamento. Gli impianti possono essere nuovi o già esistenti, potenziati o adeguati, di proprietà di uno o più membri della comunità energetica o di enti terzi. È essenziale però che la comunità energetica disponga della totale disponibilità di uso e controllo degli stessi. Possono essere inclusi gli impianti rinnovabili costituiti prima del 15 dicembre 2021 purché in misura non superiore al 30% della potenza complessiva della comunità energetica. Ai fini dell'accesso agli incentivi, gli impianti devono avere una potenza pari o inferiore a 1 MW ed essere connessi alla stessa cabina primaria su cui insistono i membri della comunità energetica. Tutti gli impianti devono essere registrati sul sistema GAUDÌ di Terna e quindi caratterizzati dal codice CENSIMP.

L'unico limite delle CER è che l'unità di produzione ad essa collegata non deve essere superiore al MW. In tal senso la turbina EWT da 975 kW ben si adatta potendo garantire il 100% della sua produzione a favore della stessa CER.

5. Ricadute Occupazionali FER

Il graduale, ma costante, sviluppo delle fonti rinnovabili è particolarmente significativo per il Paese, poiché genera ricadute economiche e occupazionali.

Un volano di crescita a livello sociale e per il territorio, ma più in generale per lo sviluppo del Sistema Paese. Per questo è per noi fondamentale poterne stimare gli impatti.

In ottemperanza al D.lgs. 28/2011, è stato sviluppato dal GSE un modello di calcolo specifico che è stato applicato agli impianti a fonti rinnovabili per la generazione di energia elettrica e per la produzione di energia termica

Per il 2021 si stima in via preliminare che siano stati investiti oltre 1,1 mld€ in nuovi impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, in particolar modo nel settore fotovoltaico (807 mln€) e idroelettrico ad acqua fluente (176 mln€).

Il nuovo Valore Aggiunto generato dalle fonti rinnovabili nel settore elettrico nel 2021 si ritiene sia stato complessivamente di oltre 2,7 mld€.

Tecnologia	Investimenti (mln €)	Spese O&M (mln €)	Valore Aggiunto (mln €)	Occupati temporanei diretti + indiretti (ULA)	Occupati permanenti diretti + indiretti (ULA)
Fotovoltaico	807	393	668	5.187	6.160
Eolico	123	328	308	853	3.807
Idroelettrico	176	1.055	893	1.610	11.939
Biogas	1	538	416	7	5.953
Biomasse solide	8	604	270	73	3.764
Bioliquidi	2	557	115	16	1.626
Geotermoelettrico	-	59	44	-	600
Totale	1.117	3.534	2.713	7.746	33.850

La gestione “permanente” di tutto il parco degli impianti in esercizio, a fronte di una spesa di circa 5,5 mld€ nel 2021, si valuta abbia attivato circa 27.300 ULA dirette e indirette, di cui il 54% relativo alla filiera delle stufe e termocamini a legna e il 34% a quella delle pompe di calore.

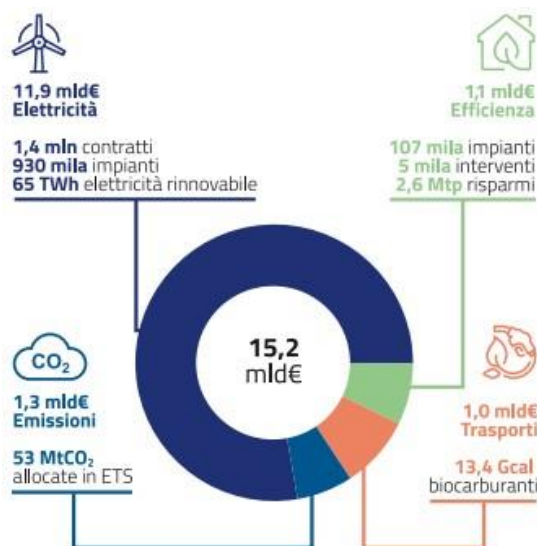
Il nuovo Valore Aggiunto generato dalle fonti rinnovabili nel settore termico nel 2020 si ritiene sia stato complessivamente di circa 4,5 mld€.

Tecnologia	Investimenti (mln €)	Spese O&M (mln €)	Valore Aggiunto (mln €)	Occupati temporanei diretti + indiretti (ULA)	Occupati permanenti diretti + indiretti (ULA)
Solare termico (naturale + forzato)	103	34	81	887	369
Stufe e termocamini a pellet	319	935	228	3.246	2.801
Stufe e termocamini a legna	158	1.731	1.160	1.953	14.791
Pompe di calore (aeroterliche, idrotermiche e geotermiche)	2.176	2.783	3.000	18.066	9.292
Totale	2.756	5.482	4.468	24.152	27.253

La valutazione delle ricadute economiche e occupazionali è solo uno dei possibili ambiti di valutazione degli impatti generati dalle attività promosse dal GSE.

Molte altre analisi possono essere fatte in merito a settori, di rilevanza strategica per il nostro Paese, che oggi risentono positivamente della gestione dei sistemi di incentivazione delle fonti rinnovabili (elettriche, termiche e trasporti) e dell'efficienza energetica da noi promossi.

Nel corso del 2021 la quantità di energia prodotta o risparmiata, supportata dal GSE, ha contribuito alla generazione di una serie di impatti positivi in termini di investimenti generati, nuovi occupati ed emissioni evitate. Di seguito i principali benefici scaturiti dalle azioni sostenute dal GSE.



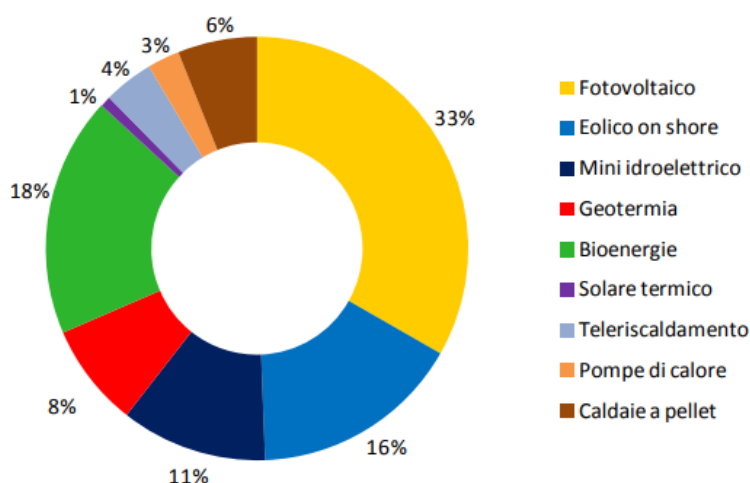
Le ricadute complessive stimate al 2030 sono circa 135 miliardi di euro nello scenario reference e 174 miliardi in quello [r]evolution, con una differenza di circa 39 miliardi di euro a favore di quest'ultimo. Il valore diretto ammonta a circa 99 e 126 miliardi a seconda dell'ipotesi, mentre i consumi indiretti sono stimati tra 21 e 28 miliardi di euro. Infine, il valore aggiunto dell'indotto totalizza 14 miliardi nel reference e 19 nel [r]evolution.

L'eolico (considerando sia on-shore che off-shore) è la tecnologia che fornisce il contributo maggiore, con ricadute economiche complessive stimato tra 35 e 46 miliardi di euro al 2030. Segue il fotovoltaico, con un valore pari a 34-40 miliardi a seconda dello scenario. Rilevante l'apporto delle biomasse, con ricadute economiche complessive che variano dai 22 ai 28 miliardi, mentre mini-idroelettrico e geotermia generano ricadute economiche complessive stimate tra 21 e 24 miliardi di euro. Infine, le ricadute economiche legate allo sviluppo delle rinnovabili termiche è pari a 26 miliardi nello scenario reference ed a 35 nel [r]evolution. Le ricadute occupazionali (dirette ed indirette) al 2030 sono stimate in circa 75.100 unità nel reference, contro le 102.360 unità dell'ipotesi [r]evolution, con una differenza a favore di quest'ultimo di circa 27.000 addetti.

Il gettito per l'erario italiano stimato al 2030 ammonta a circa 28 miliardi nello scenario reference ed a 36 miliardi in quello [r]evolution. Le imposte sull'utile d'esercizio variano tra i 13 e i 15 miliardi, le tasse e i contributi sui salari ammontano tra 11 e 16 miliardi, mentre il gettito IVA è stimato in 3,3-4,5 miliardi a seconda dell'ipotesi adottata.

Infine, la riduzione delle emissioni di CO₂ è stimata in circa 1 miliardo di tonnellate nello scenario reference ed in 1,2 miliardi di tonnellate in quello [r]evolution. Il differenziale di 200 milioni di tonnellate rappresenta quasi 1 miliardo di controvalore in più per lo scenario [r]evolution.

L'eolico, con una quota del 16%, è la terza tecnologia che ha generato valore aggiunto diretto, per un valore complessivo di 700 milioni di euro. Anche l'energia del vento ha conosciuto uno sviluppo importante negli ultimi cinque anni, passando dai 3,5 GW del 2008 agli oltre 8 GW attuali, per la maggior parte realizzati nel Sud Italia e nelle isole. In questo caso, la carenza di imprese italiane nelle prime fasi della filiera viene compensata dalle attività di generazione di energia e di O&M.



5.1. Ricadute occupazionali EOLICO

L'esecuzione di una qualunque opera o piano infrastrutturale ha anche finalità derivate, di tipo Keynesiano: serve cioè ad iniettare occasioni di lavoro e ricchezza nel territorio ove si prevede la sua realizzazione. L'effetto generazione e/o moltiplicatore e/o distributore di ricchezza, proveniente dalla realizzazione, diventa di fatto un aspetto significativo ed importato ai fini di una valutazione completa degli "impatti" indotti dall'opera.

Nell'ambito del programma europeo Altener, creato nel 1993 con l'obiettivo della promozione e dello sviluppo delle FER all'interno dell'Unione Europea, è stato pubblicato lo studio *The impact of renewables on employment and economics* che prevede per il 2005 un incremento di oltre 8.690 unità di lavoro nel settore della produzione di energia da fonte eolica on-shore, mentre l'incremento nel 2010 viene stimato in 20.822 unità.

Attualmente un dato scientifico rilevante sull'utilizzo in merito al potenziale nazionale dell'eolico in Italia è stato predisposto dall'Anev (associazione nazionale energia del vento, e in previsione al 2020 dagli studi effettuati sono raggiungibili i seguenti obiettivi in termini energetici:

- **Obiettivo elettrico 27.2 TWh**
- **Obiettivo di potenza 16200 MW**

Attraverso un gruppo di esperti nel settore eolico l'Anev ha definito il Potenziale Eolico Definitivo Realizzabile In Italia escludendo le aree che si presentano non idonee, sia in termini di aree vincolate o rilevanti paesaggisticamente, sia in termini assoluti per aree che non si presentano idonee all' eolico per motivi di carattere orografico.

I dati elettrici e paesaggistici in Italia hanno portato ai seguenti risultati:

- **Produzione per ogni abitante: 530 KWh;**
- **Occupazione del territorio escludendo le aree vincolate: 0.0015%;**
- **Occupazione del territorio in termini assoluti: 0.0008%;**
- **Previsione della produzione eolica al 2020 rispetto al Consumo interno lordo: 6.72%;**

Inoltre, un dato ulteriore che scaturisce da tale studio è:

- **Occupazione dal settore eolico: 66010 addetti;**

Dall'analisi di tali dati si desume il dato medio in Italia relativo al numero di addetti al settore per ogni Mw installato; quindi, per 16200 Mw installati e 66100 addetti totali sui hanno:

- **4.08 addetti /Mw**

Partendo da queste considerazioni, in questo paragrafo è stata effettuata un'analisi delle possibili ricadute sociali ed occupazionali locali derivanti dalla realizzazione dell'impianto rappresentato da una singola turbina da 975 kW. Oltre ai benefici di carattere ambientale che scaturiscono dall' utilizzo di fonti rinnovabili esplicitabili in barili di petrolio risparmiati, tonnellate di anidride carbonica, anidride solforosa, polveri, e monossidi di azoto evitate si hanno anche benefici legati agli sbocchi occupazionali derivanti dalla realizzazione di campi eolici. L'insieme dei benefici derivanti dalla realizzazione dell'opera possono essere suddivisi in due categorie: quelli derivanti dalla fase realizzativa dell'opera e quelli conseguenti alla sua realizzazione.

Nello specifico, in corso di realizzazione dei lavori si determineranno:

- variazioni prevedibili del saggio di attività a breve termine della popolazione residente e l'influenza sulle prospettive a medio-lungo periodo della professionalizzazione indotta:
 - esperienze professionali generate;
 - specializzazione di mano d'opera locale;
 - qualificazione imprenditoriale spendibile in attività analoghe future, anche fuori zona, o in settori diversi;
- evoluzione dei principali settori produttivi coinvolti:
 - fornitura di materiali locali;
 - noli di macchinari;
 - prestazioni imprenditoriali specialistiche in subappalto,

- produzione di componenti e manufatti prefabbricati, ecc;
- domanda di servizi e di consumi generata dalla ricaduta occupazionale con potenziamento delle esistenti infrastrutture e sviluppo di nuove attrezzature:
 - alloggi per maestranze e tecnici fuori sede e loro familiari;
 - ristorazione;
 - ricreazione;
 - commercio al minimo di generi di prima necessità, ecc.

Tali benefici, non dovranno intendersi tutti legati al solo periodo di esecuzione dei lavori, né resteranno confinati nell'ambito del solo territorio del territorio comunale. Ad esempio, le esperienze professionali e tecniche maturate saranno facilmente spendibili in altro luogo e/o tempo soprattutto in virtù del crescente interesse nei confronti dell'utilizzo delle fonti rinnovabili per la produzione di energia e del crescente numero di installazioni di tal genere. Ad impianto in esercizio, ci saranno opportunità di lavoro nell'ambito delle attività di monitoraggio, telecontrollo e manutenzione del parco eolico, svolte da ditte specializzate che spesso si servono a loro volta di personale locale. Inoltre, servirà altro personale che si occuperà della cessione dell'energia prodotta ai clienti idonei. Stando alle previsioni prodotte dall'Anev sul potenziale eolico regionale si osserva:

IL POTENZIALE EOLICO REGIONALE: BENEFICI ELETTRICI E OCCUPAZIONALI					
REGIONE	OBIETTIVO (MW)	PRODUZIONE (TWh)	TERRITORIO OCCUPATO	PRODUZIONE (kWh) PER ABITANTE	NUMERO DI OCCUPATI
PUGLIA	2070	3,52	0,00136%	863,56	9280
CAMPANIA	1915	3,26	0,00179%	560,43	8160
SICILIA	1900	3,23	0,00092%	643,83	7650
SARDEGNA	1750	2,98	0,00091%	1789,2	7050
MARCHE	1600	2,72	0,00206%	1763,83	6450
CALABRIA	1250	2,12	0,00104%	1059,14	5050
UMBRIA	1090	1,85	0,00163%	2122,64	4410
ABRUZZO	900	1,53	0,00104%	1165,51	3650
LAZIO	900	1,53	0,00058%	276,24	3650
BASILICATA	760	1,29	0,00095%	2186,05	3090
MOLISE	635	1,08	0,00180%	3372,65	2590
TOSCANA	600	1,02	0,00033%	280,36	2450
LIGURIA	280	0,48	0,00069%	296,12	1130
EMILIA	200	0,34	0,00011%	80,14	800
ALTRE	150	0,25	0,00002%	12,07	600

Quindi per la Sardegna in base all'obiettivo di potenziale eolico al 2020 si deduce un numero di addetti al settore eolico siano 7050 per 1750 MW da installare. Le previsioni totali saranno raggiunte annualmente secondo la ripartizione annuale seguente:

IL POTENZIALE EOLICO REGIONALE: RIPARTIZIONE ANNUALE															
REGIONE	Totale al 2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	OBETTIVO RESIDUO (MW)
MARCHE	0	20	30	60	100	120	160	220	200	170	100	150	150	120	1.600
CAMPANIA	519	254	220	200	150	140	120	100	90	77	45				1.396
PUGLIA	685	250	240	200	220	140	130	90	70	45					1.385
SARDEGNA	367	30	50	50	70	170	200	190	150	120	90	110	94	59	1.383
SICILIA	584	100	125	150	120	120	150	100	80	70	60	100	80	61	1.316
CALABRIA	101	100	130	150	170	150	140	110	90	74	35				1.149
UMBRIA	2	15	20	30	70	70	110	140	150	160	110	110	103		1.088
LAZIO	9	20	30	30	30	40	50	60	60	70	90	130	140	141	891
ABRUZZO	158	20	20	35	50	30	40	40	70	70	100	120	90	57	742
BASILICATA	155	30	45	30	50	70	60	70	100	90	60				605
MOLISE	102	30	70	60	40	40	30	60	40	35	25	35	34	34	533
TOSCANA	28	20	30	55	70	50	60	60	40	49	35	40	35	28	572
LIGURIA	9	10	10	20	30	30	20	30	30	40	20	31			271
EMILIA	4	12	15	15	15	15	15	15	15	15	16	24	24		196
ALTRE	3	13	15	15	15	15	15	15	15	15	14				147
OFFSHORE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	0	0	100	200
TOTALE ANNUO	2726	924	1050	1100	1200	1200	1300	1300	1200	1100	900	850	750	600	13.474

Come si osserva allo stato attuale in Sardegna l'obiettivo sarà raggiunto oltre il 2020. A livello locale per il progetto in esame, considerando il numero di addetti da utilizzare in fase realizzazione, esercizio e dismissione dell'impianto, per ogni singola aerogeneratore (in base ad un confronto con i numerosi addetti per ogni MW per impianti grossi si prevede

- 3 addetti in fase di realizzazione dell'impianto;
- 1 addetti in fase di esercizio per la gestione dell'impianto;
- 3 addetti in fase di dismissione;

si evince quindi che il numero degli addetti sarà pari a 6.

A tali addetti si aggiungono tutte le competenze tecniche e professionali che svolgono lavoro progettuale a monte della realizzazione dell'impianto eolico. L'impianto diverrà, inoltre, un polo di attrazione ed interesse per tutti coloro che vorranno visitarlo per cui si prevedranno continui flussi di visitatori che potranno determinare anche richiesta di alloggio e servizi contribuendo ad un ulteriore incremento di benefici in termini di entrata di ricchezza. La presenza della turbina eolica contribuirà ancor più a far familiarizzare le persone con l'uso di certe tecnologie determinando un maggior interesse nei confronti dell'uso delle fonti rinnovabili. Inoltre, tutti gli accorgimenti adottati nella definizione del sito e nel suo corretto inserimento nel contesto paesaggistico aiuteranno a superare alcuni pregiudizi che classificano "gli impianti eolici" come elementi distruttivi del paesaggio.

Tutti questi, sono aspetti di rilevante importanza in quanto vanno a connotare l'impianto eolico proposto non solo come una modifica indotta al paesaggio ma anche come "fulcro" di notevoli benefici intesi sia in termine ambientale (tipo riduzione delle emissioni in atmosfera), che in termini occupazionale-sociale perché sorgente di innumerevoli occasioni di lavoro nonché promotore dell'uso "razionale" delle fonti rinnovabili.

6. Conclusioni

Con la presente relazione, la società proponente EWT ITALIA DEVELOPMENT SRL ha inteso esaminare i costi e benefici legati alla realizzazione del progetto eolico sito nel comune di Suni sottoposto a PAUR - Valutazione di Impatto Ambientale, oltre che le ricadute occupazionali ed economiche e le analisi di un possibile scenario post installazione, delineato sui nuovi strumenti denominati PPA (Power Purchase Agreement) e CER (Comunità Energetiche Rinnovabili).

Per quanto al contesto socioeconomico di riferimento si è mostrato come l'intervento in oggetto sia compatibile con l'obiettivo del 35% di rinnovabili sui consumi complessivi al 2030 rispetto al 17.5% del 2015 della Strategia Energetica Nazionale Italiana.

Sono stati individuati i principali costi connessi all'opera. Il costo diretto di costruzione, che è in capo al proponente, e le esternalità ambientali connesse alla realizzazione dell'opera. Tra le esternalità più significative è emerso l'impatto visivo, faunistico, vegetazionale ed acustico.

La tipologia di produzione di energia elettrica, da fonte rinnovabile e pulita, senza alcuna emissione in atmosfera, elimina quelle esternalità su aria, acqua e consumo di combustibili non rinnovabili.

Nel bilancio non sono state prese in considerazione le ricadute occupazionali che constano in circa 20 unità in fase di cantiere (contemporanee) e circa 1/3 di forza lavoro per la gestione della turbina *in loco*, il contro valore economico dei compensi ricevuti dai proprietari dei terreni interessati dal progetto e gli oneri versati agli enti locali. Inoltre, la diminuzione delle emissioni nocive ha una correlazione diretta sulla diminuzione dei costi sanitari sostenuti per la salute pubblica.

Eventuali ulteriori ricadute sul territorio dal punto di vista economico, di compensazione o di cessione dell'energia PPA/CER) potranno essere valutati a valle dell'Autorizzazione della turbina, in quanto indipendenti da un iter autorizzativo.

Il bilancio tra le esternalità ed i benefici è comunque risultato positivo.