

				
COMUNE DI SUNI	REGIONE AUTONOMA DELLA SARDEGNA	PROVINCIA DI ORISTANO		
<p align="center"><b>PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UNA SINGOLA TURBINA EOLICA DELLA POTENZA PARI A 975 kWp</b></p> <p align="center">Sito in Comune di Suni (OR) – Loc. “Funtana Ide”</p>				
<b>AUTORIZZAZIONE UNICA</b> Ai sensi dell'art. 12 – D.lgs. n. 387 del 29 Dicembre 2003		<b>VALUTAZIONE IMPATTO AMBIENTALE</b> Allegato B1 – DGR 45/24 del 27.9.2017		
<b>PROCEDURA P.A.U.R</b> ( <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:				
		<b>EWT ITALIA DEVELOPMENT S.r.l.</b> Via Giuseppe Rovani, 7 20123 Milano (MI) P. IVA 10525690961		
OGGETTO:		CODICE ELABORATO:		
<b>RELAZIONE ANALISI COSTI BENEFICI</b>		 Integrazione documentale		
SCALA / FORMATO	DATA EMISSIONE:			
<b>Relazione (f.to) A4</b>	<b>12 novembre 2021</b>			
PROGETTAZIONE:		SVILUPPO PROGETTO		
<b>EWT ITALIA DEVELOPMENT S.R.L.</b>		 Eman s.r.l. Via San Quintino 26/A - 10121 Torino - P.I. 11439230019 technical@emansrl.it - eman.srl@pec.it		
Project Management <i>PM Alberto Laudadio (L. 4/2013)</i>	Responsabile Tecnico Committente <i>Ing. Daniele Lucchi</i>			
Coordinatore progettista <i>Ing. Daniele Lucchi</i>	Responsabile Tecnico Elaborato <i>Ing. Daniele Lucchi</i>			
Collaboratori		REVISIONI		
<i>Dott. Geol. Pasquale D'ambrosio</i>	<i>Geom. Alberto Cosso</i>	N°	DATA	DESCRIZIONE
<i>Ing. Gian Luca Cadeddu</i>	<i>Ing. Andrea Ortolani</i>	01	12 novembre 2021	EMISSIONE
<i>Agr. Dott. Roberto Fazzi</i>	<i>Dott. Agr. Fabrizio Vinci</i>	02		
		03		
		04		
		05		
		06		

## Sommario

1. INTRODUZIONE .....	2
2. PREMESSA GENERALE .....	3
2.1. I dati sulle installazioni di energie rinnovabili (2018 e primo semestre 2019).....	9
2.2. I dati del sistema energetico nazionale (2018) .....	10
2.3. Il contributo delle Energie Rinnovabili alla domanda di energia .....	11
2.4. Dati statistici – Quadro Generale.....	11
2.5. Quadro generale e Dati Statistici – La Sardegna.....	15
3. ACB – ANALISI COSTI BENEFICI .....	17
4. IDENTIFICAZIONE DEL PROGETTO .....	19
4.1. Strategia Energetica Nazionale.....	19
4.2. Obiettivi e Target.....	19
5. Identificazione del progetto .....	22
5.1. Aerogeneratore .....	22
5.2. Opere civili .....	22
5.3. Opere elettromeccaniche .....	22
6. ANALISI COSTI BENEFICI.....	23
6.1. Impatto acustico.....	23
6.2. Impatto visivo.....	25
6.3. Vegetazione .....	26
6.4. Avifauna .....	27
6.5. Valore immissioni evitate di CO2 .....	34
6.6. Costo di produzione energia .....	34
6.7. Prezzo energia prodotta .....	35
6.8. Valutazione costi benefici .....	36
7. CONCLUSIONI .....	36

## 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.

La turbina è ubicata su terreno agricolo e individuato nel N.C.T. del Comune di Suni, al Foglio catastale n. 25, particella n. 235, di proprietà del sig. Pischedda Pireo Angelo, con il quale si è siglata regolare scrittura per il trasferimento del diritto di Superficie, per gli spazi fisici occupati dal corpo turbina (fondazione, plinto, torre, navicella, rotore) e dalla piazzola di montaggio (Costruction) e di servizio (O&M) e della stradella di accesso alla turbina.



**Figura:** ubicazione della turbina eolica da progetto e opere connesse

Si prevede l’installazione di una singola turbina avente una potenza nominale pari a 975 kW del tipo EWT DW61. La base della turbina è posta ad una quota di 365 m s.l.m. L’altezza massima della torre sarà da progetto sarà pari a 84 m Hub e il diametro del rotore avrà un ingombro di Ø61m. L’altezza massima della turbina al Tip di pala sarà di 114,5 m sls (assumeremo 115 m sls).

L’ubicazione della turbina è stata scelta in base a studi storici, condotti in area vasta, sulla ventosità (velocità e direzione prevalente del vento), orografia del sito, vincoli ambientali e culturali, interferenze con

infrastrutture/servizi tecnologici (linee elettriche in media tensione, acquedotti, metanodotti, ferrovie, ecc.), accessibilità (vicinanza a strade esistenti) e presenza di abitazioni, oltre che disponibilità dei proprietari terrieri. La turbina occupa una porzione interna della particella 235 del foglio 25 (WTG + cabina di macchina) nella stessa proprietà, mentre le opere connesse RTN saranno fronte strada pubblica, come stabilito da ENEL Distribuzione nella TICA n. 249975955 rilasciata in data 21/01/2021 (Prot. ED-21-01-2021- P1022683) e come predisposto nel progetto di connessione debitamente approvato da ENEL.

L'impianto sarà allacciato alla rete di Distribuzione tramite Realizzazione di una nuova cabina di consegna collegata in entra-esce su linea MT esistente CORALLO@, uscente dalla cabina primaria AT/MT SUNI. Tale soluzione prevede la realizzazione di un nuovo impianto di rete per la connessione per il quale si riporta di seguito il dettaglio dei lavori:

- MONTAGGI ELETTROMECCANICI CON 2 SCOMPARTI DI LINEA + CONSEGNA n 1,
- CAVO INTERRATO AL 185 MM2,
- DOPPIA TERNA STESSO SCAVO (TERRENO) m 10,
- CAVO INTERRATO AL 185 MM2,
- DOPPIA TERNA STESSO SCAVO (ASFALTO) m 4

## 2. PREMESSA GENERALE

Sulla scorta degli studi climatici degli ultimi anni, particolarmente dei dati pubblicati nel 2019 sull'aumento globale della temperatura e sui suoi effetti disastrosi per l'ambiente e per l'uomo, le differenti conferenze mondiali ed europee sul clima hanno ribadito che sta diventando via via più cogente rideterminare le scelte relative alla crescita industriale e umana.

Il rispetto dell'ambiente, mera occasionalità durante gli anni '80 e '90, è divenuto sempre più il fulcro attorno al quale stanno ruotando le politiche energetiche e ambientali del mondo. Coniugare sostenibilità e crescita è dunque diventato l'obiettivo strategico verso cui indirizzare le politiche industriali, sociali ed ambientali. A fronte degli incentivi per promuovere lo sviluppo sostenibile, esperienza avveratasi anche in Italia tra il 2007 ed il 2013, oggi, grazie al calo evidente delle componenti di impianto, ripensare il fotovoltaico o l'eolico in chiave futuristica e futuribile è possibile.

Così, senza inventare soluzioni che abbiano un impatto economico-finanziario sulla vita di tutti i contribuenti, la possibilità di realizzare impianti di produzione di energia (da fonte solare nello specifico) in market-parity è diventata una soluzione possibile e attuabile.

La continua riduzione del costo degli impianti e il livello di efficienza e sicurezza raggiunto da sistemi integrati di rinnovabili, accumulo, auto elettriche, reti locali rappresenta la vera alternativa al modello delle fossili. Inoltre, le buone pratiche di corretto inserimento degli impianti, confermano che è possibile realizzare impianti ben integrati nell'ambiente e nel paesaggio. Non a caso, il tema delle autorizzazioni e del consenso locale rimane un buco nero delle procedure italiane, da affrontare quanto prima sia per i nuovi impianti sul territorio italiano che per l'eolico off-shore, ma anche per il revamping degli impianti esistenti. Le differenti attuazioni delle Linee guida per il corretto inserimento degli impianti nel paesaggio datate 2010, cozzano oggi con la

necessità di sostituire i combustibili fossili con sistemi, appunto, rinnovabili; per cui, le aree un tempo salvaguardate sulla scorta di approssimative e fuorvianti indagini cognitive, andrebbero oggi ripensate alla luce del miglioramento ambientale e sociale che solo l'inserimento di impianti di produzione di energia da fonte rinnovabile può garantire tanto a livello di riassetto idrogeologico quanto sotto il profilo occupazionale. In questo senso male si innestano le interpretazioni, del tutto arbitrarie e finanche prive di fondamento, che vorrebbero forzosamente applicare i dettami della SEN (Strategia Energetica Nazionale 2017), ad esempio relativamente al consumo di suolo, che è la parte che più propriamente riguarda, per sua stessa natura, il fotovoltaico e in minima parte l'eolico.

A titolo esemplificativo, ma non esaustivo, cerchiamo di considerare, al di là degli abituali schemi politico-propagandistici, i punti di contrasto tra quanto viene dichiarato nella SEN e quanto agli atti con il Piano Nazionale per l'Energia e il Clima del 2018 e i vari recepimenti delle direttive comunitarie in tema di energia e clima (non ultima la risoluzione UE 2018/2001). La SEN nel paragrafo "Fonti rinnovabili, consumo di suolo e tutela del paesaggio" dice testualmente che:

*Sulla base della legislazione attuale, gli impianti fotovoltaici, come peraltro gli altri impianti di produzione elettrica da fonti rinnovabili, possono essere ubicati anche in zone classificate agricole, salvaguardando però tradizioni agroalimentari locali, biodiversità, patrimonio culturale e paesaggio rurale. Tuttavia, agli impianti fotovoltaici con moduli collocati a terra in aree agricole non è consentito l'accesso agli incentivi statali (di cui al 28/2011). Dato il rilievo delle due fonti principali Eolico e Fotovoltaico per il raggiungimento degli obiettivi al 2030, e considerato che, in prospettiva, questa tecnologia ha il potenziale per una ancora più ampia diffusione, occorre individuare modalità di installazione coerenti con i parimenti rilevanti obiettivi di riduzione del consumo di suolo. A questo obiettivo anche il Parlamento sta ponendo attenzione, con un disegno di legge che mira al contenimento del consumo del suolo (inteso come superficie agricola, naturale e semi naturale, soggetta a interventi di impermeabilizzazione). Il DDL prevede, tra l'altro, che sia definita la riduzione progressiva e vincolante del consumo di suolo e che, nell'ambito delle procedure ambientali, siano valutate alternative di localizzazione che non determinino consumo di suolo. Per altro verso, molte Regioni hanno in corso attività di censimento di terreni incolti e abbandonati, con l'obiettivo, tuttavia, di rilanciarne prioritariamente la valorizzazione agricola. Si ritiene che sia opportuno, in via generale, un divieto di installazione del fotovoltaico in aree agricole. Si intende in ogni caso avviare un dialogo con le Regioni per individuare strategie per l'utilizzo oculato del territorio, anche a fini energetici, facendo ricorso ai migliori strumenti di classificazione del territorio stesso (es. land capability classification). Potranno essere così circoscritti e regolati i casi in cui*

*si potrà consentire l'utilizzo di terreni agricoli improduttivi a causa delle caratteristiche specifiche del suolo, ovvero individuare modalità che consentano la realizzazione degli impianti senza precludere l'uso agricolo dei terreni (ad es.: impianti rialzati da terra).*

Fermo restando che oggi non si parla più di incentivi pubblici, almeno per le tipologie di impianti che superano i limiti di potenza per le iscrizioni a registro o ad asta (Decreto FER), i concetti espressi nella SEN risultano in forte contrapposizione con le nuove strategie europee di decarbonizzazione.

In primo luogo, le liste dei terreni improduttivi e/o delle aree industriali o da bonificare dismesse non risultano ancora completate a livello istituzionale; in secondo luogo pensare di sopperire alla domanda di energia con l'installazione di impianti solari su tetto è pura utopia, calcolando anche le situazioni di disastro finanziario a cui sono soggette gran parte delle imprese italiane; in terzo luogo prevedere l'uso combinato di impianti di produzione e agricoltura (elevazione dal suolo) comporta, di per sé, oneri di impianto aggiuntivi che, in market-parity, sarebbero difficilmente sostenibili da qualsiasi investitore.

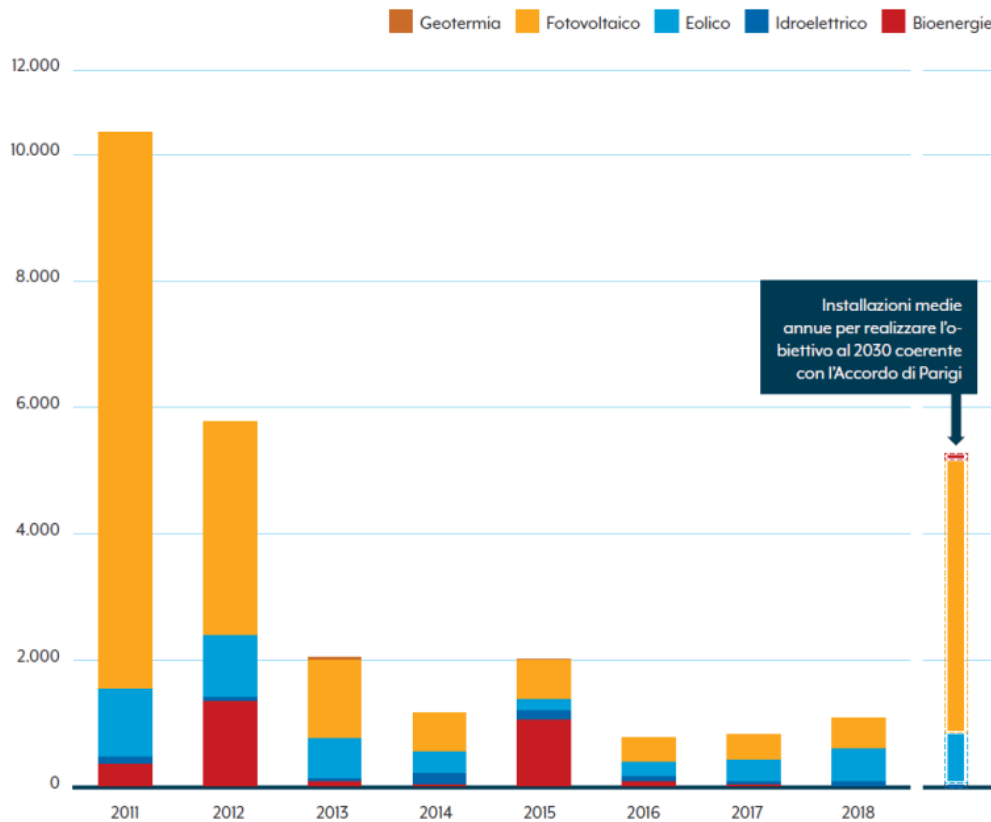
Tuttavia, il punto non è questo. Se è infatti un dato di fatto che l'installazione di impianti di produzione di energia solare con inseguitori mono-assiali comporta un uso medio di suolo agricolo pari a ca. 2 ha. per MW installato, rileviamo che in Italia, ogni anno, per ragioni connesse piuttosto all'edilizia speculativa che al reale fabbisogno abitativo o infrastrutturale, si perdono circa 52 Km<sup>2</sup> di suolo (fonte ISPRA). Tuttavia, se prendiamo in considerazione il dato aggiornato al 2018 dell'intera capacità eolica e fotovoltaica installata in Italia, pari a poco più di 20 GW, rivelatosi inferiore all'obiettivo di 23 GW al 2016 che il quarto Conto Energia aveva prefigurato, e ammettiamo, solo ai fini di un calcolo teorico, che tale potenza FV fosse stata installata solo ed esclusivamente a terra e solo su superfici agricole (dato non vero, visto che l'81% degli impianti è stato realizzato per autoconsumo su tetto) l'occupazione teorica di terreni agricoli sarebbe grosso modo inferiore a 0,05 milioni di ettari, ovvero pari a meno dello 0,4% del totale della superficie agricola utile (SAU) del nostro paese.

Per tornare al punto, dunque, sebbene la riduzione del consumo e della impermeabilizzazione del suolo siano una priorità, sarà difficile perseguire gli obiettivi di decarbonizzazione al 2030, che prevedono quasi di triplicare le installazioni eoliche e fotovoltaiche, senza incidere in qualche modo sul suolo del paese. Tuttavia, una buona parte del suolo che nei prossimi anni potrebbe essere dedicato a tali tecnologie non dovrà necessariamente provocare uno stravolgimento dell'agricoltura o un degrado irreversibile del territorio. La pratica sarà dunque quella non solo di coniugare produzione di energia e rispetto del territorio, ma anche di considerare le installazioni come parte integrante del paesaggio ed anche come sistemi, semmai, in grado di mitigare i dissesti.

Resta il fatto, come dimostra il grafico che segue, che le installazioni di fonti rinnovabili in Italia crescono troppo lentamente. Se si considera la media delle installazioni negli ultimi cinque anni, davvero gli obiettivi al 2030 prima della SEN e poi del PNIEC appaiono del tutto irraggiungibili. Occorre inoltre considerare che i target italiani andranno sicuramente aumentati per renderli coerenti con gli impegni fissati con l'Accordo di

Parigi e adeguare politiche e decisioni appare quanto mai urgente e indispensabile anche a seguito degli allarmi lanciati dall'IPCC sul clima.

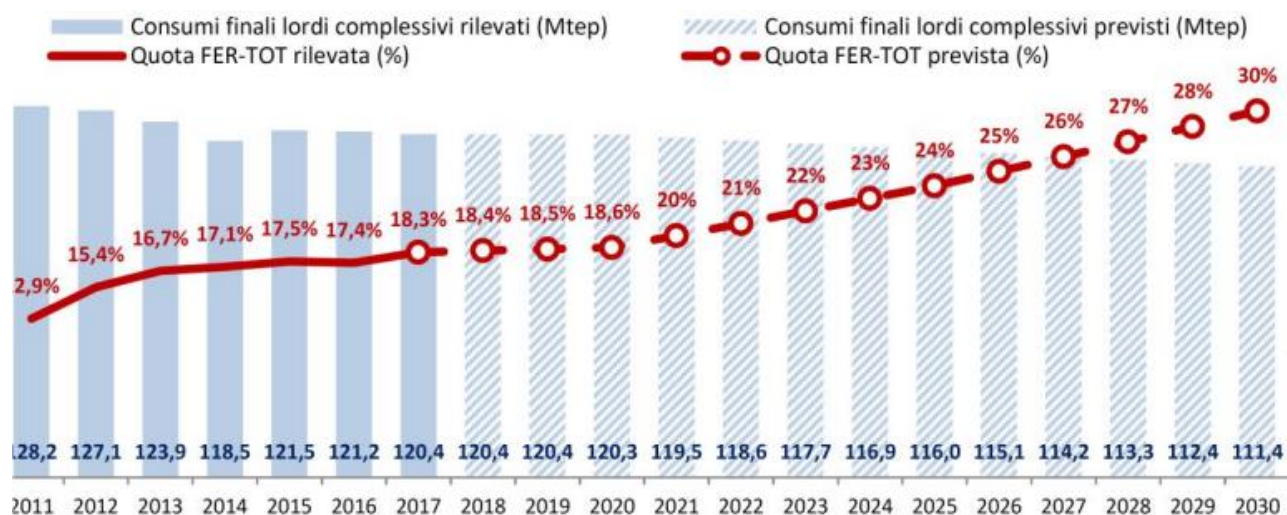
L'obiettivo infatti è evitare l'innalzamento delle temperature medie di 1,5°C raggiungendo entro il 2040 il traguardo di un sistema economico e produzioni a emissioni nette zero



Rapporto Comuni Rinnovabili 2019 – Legambiente

Valga ora la pena, anche a sostegno di quanto sostenuto sopra, entrare nel merito delle nuove politiche comunitarie e nazionali, ponendo la nostra attenzione sul Piano Nazionale per il Clima e l'Energia che, oltre ad evidenziare lo stato di fatto, si pone l'obiettivo di stabilire in quali settori della produzione di energia da fonti rinnovabili siano presenti i presupposti per rispettare gli obiettivi comunitari di produzione energetica legata alla salvaguardia dell'ambiente, con l'obiettivo preciso di ridurre l'innalzamento della temperatura globale.





Secondo gli obiettivi del Piano, il parco di generazione elettrica subirà un'importante trasformazione grazie all'obiettivo di phase-out della generazione da carbone già a partire dal 2025, nonché grazie alla promozione delle fonti energetiche rinnovabili.

Un contributo significativo delle rinnovabili deriverà proprio dal settore elettrico, che al 2030 raggiungerà i 16 Mtep di generazione da FER, pari a 187 TWh, soprattutto grazie alle tecnologie più diffuse e notoriamente più affidabili quali eolico e fotovoltaico. L'implementazione e i nuovi impianti sfruttando queste tecnologie permetteranno al settore di coprire il 55,4% dei consumi finali elettrici lordi, contro il 34,1% del 2017. In questo contesto generale, eolico e fotovoltaico saranno le principali forze trainanti. Tra impianti utility-scale e installazioni in generazione distribuita, il solare rappresenterà da solo circa il 60 per cento dell'aumento previsto fra il 2019 e il 2024. Secondo gli analisti, in questo segmento, saranno le installazioni commerciali e industriali piuttosto che quelle residenziali, a guidare la crescita, rappresentando i tre quarti dei nuovi impianti nei prossimi cinque anni. Questo perché le economie di scala combinate con un migliore allineamento della domanda di energia rinnovabile e di quella elettrica consentiranno un maggiore autoconsumo e maggiori risparmi sulle bollette proprio nei settori commerciale e industriale.

Se è vero che per il raggiungimento degli obiettivi rinnovabili al 2030 sarà necessario non solo stimolare nuova produzione, ma anche preservare quella esistente (revamping, ad esempio), è altrettanto vero che per raggiungere gli obiettivi mondiali, europei e nazionali, sarà necessario realizzare nuovi impianti di produzione, come testimonia la tabella che segue, contenuta nel *Piano Nazionale per l'Energia e il Clima*:



	Obiettivi 2020		Obiettivi 2030	
	UE	ITALIA	UE	ITALIA (Proposta PNIEC)
<b>Energie Rinnovabili</b>				
Energie da FER nei Consumi Finali Lordi	20%	17%	32%	30%
Energie da FER nei Consumi Finali Lordi nei trasporti	10%	10%	14%	21.6%
Energie da FER nei Consumi Finali Lordi per riscaldamento e raffrescamento			14%	21.6%
<b>Efficienza Energetica</b>				
Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007	-20%	-24%	-32.5%	-43%
Riduzione dei consumi finali tramite regimi obbligatori	-1.5% annuo (senza trasp.)	-1.5% annuo (senza trasp.)	-0.8% annuo (con trasporti)	-0.8% annuo (con trasporti)
<b>Emissioni Gas Serra</b>				
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	-21%		-43%	No imposto obiettivo nazionale
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	-10%	-13%	-30%	-33%
Riduzione complessiva dei GAS a Effetto serra rispetto ai livelli del 1990	-20%		-40%	No imposto obiettivo nazionale

In sintesi, per fornire una solida base analitica al Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima sono stati realizzati uno scenario base che descrive una evoluzione del sistema energetico con le politiche e le misure correnti e uno scenario Pniec che quantifica gli obiettivi strategici del Piano.

La visione dichiarata del PNIEC è quella della transizione energetica verso la decarbonizzazione, puntando sulle energie rinnovabili, e verso l'efficienza e l'uso razionale ed equo delle risorse naturali, mediante l'economia circolare. Per questo il Piano intende:

- accelerare il percorso verso una decarbonizzazione profonda del settore energetico entro il 2050;
- promuovere l'autoconsumo e le comunità dell'energia rinnovabile;
- trasformare il sistema energetico ed elettrico da centralizzato a distribuito, basato sulle fonti rinnovabili;
- continuare a garantire adeguati approvvigionamenti delle fonti convenzionali;
- promuovere l'efficienza energetica;
- promuovere l'elettrificazione dei consumi, in particolare nel settore civile e nei trasporti, per migliorare la qualità dell'aria e dell'ambiente;
- promuovere le attività di ricerca e innovazione, comprese quelle per l'accumulo dell'energia rinnovabile;
- ridurre gli impatti negativi della transizione energetica sul consumo di suolo e sull'integrità del paesaggio.

Si prevede che saranno infine adottate politiche e misure orizzontali intersettoriali quali:

- una attenta governance del Piano coinvolgendo diversi ministeri, le Regioni, i Comuni, l'Autorità di regolazione, il mondo della ricerca, delle associazioni delle imprese e dei lavoratori;
- la semplificazione dei procedimenti per la realizzazione degli interventi nei tempi previsti unitamente alla stabilità del quadro normativo e regolatorio;
- l'aggiornamento e, se necessario, la riforma dei diversi organismi pubblici operanti sui temi energetici e ambientali, per renderli funzionali agli obiettivi di decarbonizzazione profonda per il 2050;
- la promozione delle attività di ricerca;
- la revisione della fiscalità energetica, diversificata sulla base delle emissioni climalteranti e inquinanti (ad esempio, in ipotesi, la carbon tax).

Nel contesto delineato dal PNIEC, pare di capire che eolico e fotovoltaico potranno essere una delle principali forze trainanti. Tra impianti in utility-scale e installazioni in generazione distribuita, il solare rappresenterà da solo circa il 60 per cento dell'aumento previsto fra il 2019 e il 2024, fino ad arrivare a regime al 2030. Secondo gli analisti, in questo segmento, saranno le installazioni industriali, piuttosto che quelle residenziali, a guidare la crescita, rappresentando i tre quarti dei nuovi impianti nei prossimi cinque anni. Questo perché le economie di scala, combinate con un migliore allineamento della domanda di energia rinnovabile e di quella elettrica, consentiranno un maggiore autoconsumo e maggiori risparmi sulle bollette proprio nei settori commerciale e industriale. Sarà compito degli operatori e delle istituzioni garantirne un capillare sviluppo.

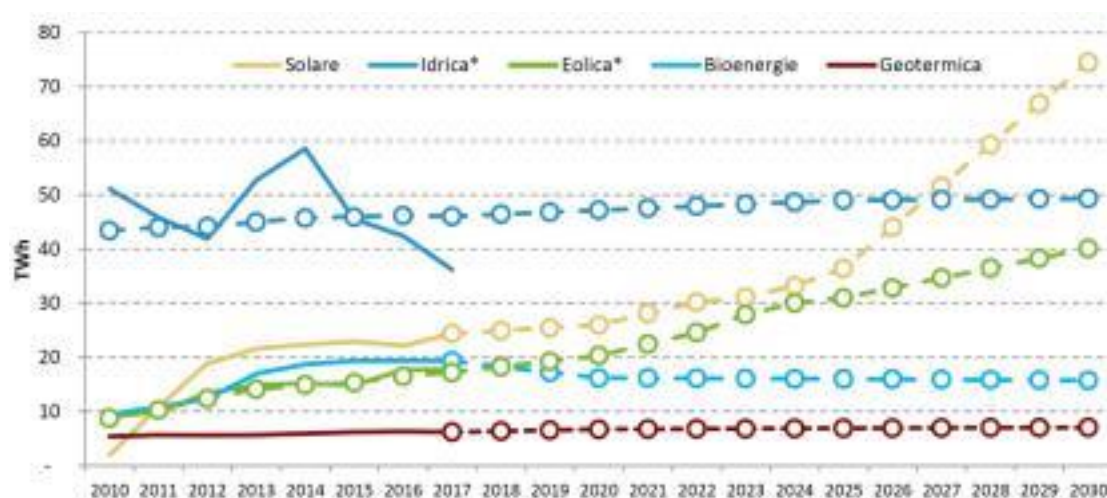
## 2.1. I dati sulle installazioni di energie rinnovabili (2018 e primo semestre 2019)

Nei primi otto mesi del 2018 il trend di crescita delle principali FER elettriche ha presentato un segno negativo: -17% di nuove installazioni rispetto allo stesso periodo del 2017. La causa di questo significativo calo delle installazioni è rappresentata essenzialmente dal comparto eolico. Se si parla di energia dal vento, infatti, la realizzazione di unità produttive è calata del 96%, fermando la quota di potenza installata a 137 MW (- 52% sul dato dell'anno 2017).

Tale dato fa rilevare che, di fatto, l'energia dal vento vive una situazione di saturazione piuttosto geografica che qualitativa o tecnologica: le aree nazionali a grande producibilità sono sostanzialmente sature; troppe installazioni localizzate nelle stesse aree con conseguenti significativi impatti ambientali. Nonostante quanto detto, vale la pena evidenziare che le operazioni di revamping e repowering in atto stanno leggermente invertendo il trend, se non altro in termini di produzione annua lorda (cfr. Rapporto mensile su Sistema Elettrico, Marzo 2019, Terna S.p.A.).

Diverso è invece il discorso che riguarda il fotovoltaico. Nonostante la sensibile crescita del settore seguita al meccanismo di incentivazione del Conto Energia (2007-2012) e nonostante il calo fisiologico delle installazioni dopo la fine delle incentivazioni, la tecnologia fotovoltaica rappresenta, in Italia, una delle possibilità più coerenti con il territorio per addivenire agli obiettivi di decarbonizzazione.

Lo dimostrano, a scanso di equivoci, le tabelle che seguono, dove si potrà facilmente notare che l'utilizzo della tecnologia solare fotovoltaica, secondo le stime del MiSe, tenderà a triplicare.



\*Tabella elaborata dal ministero dello Sviluppo Economico

Non a caso, già nel primo semestre del 2019 (dati Osservatorio FER realizzati da ANIE Rinnovabili) per il Fotovoltaico si è registrata una ripresa del trend positivo delle installazioni, che, nel mese di giugno 2019, con un incremento di 44.3 MW raggiunge complessivamente 231 MW con un +21% delle installazioni rispetto all'anno precedente. Le regioni che hanno registrato il maggior incremento, in termini di potenza, sono Basilicata, Marche, Sardegna, Trentino-Alto Adige e Valle d'Aosta, mentre quelle con il maggior decremento sono Molise, Puglia e Umbria. Tutte le regioni hanno registrato un incremento in termini di unità di produzione e tra quelle con incremento maggiore si segnalano Basilicata, Calabria, Piemonte e Marche.

A fronte di quanto sinteticamente descritto ne consegue che, per arrivare agli obiettivi ambiziosi nazionali e comunitari, nonostante il ruolo significativo che avrà l'implementazione della generazione distribuita sarà necessario snellire le pratiche autorizzative (sostenibilità è anche meno burocrazia) e favorire l'installazione di impianti di produzione.

## 2.2. I dati del sistema energetico nazionale (2018)

Il Ministero dello Sviluppo Economico spiega che il sistema energetico italiano registra un aumento della domanda di energia (+1,6% rispetto al 2017), pur rimanendo ancora inferiore ai valori precrisi e nonostante le variazioni metodologiche intervenute nella rilevazione dei consumi petroliferi, al netto delle quali si registrerebbe una sostanziale stabilità.

La domanda di energia primaria è cresciuta più del PIL, ed è stata soddisfatta da gas naturale e petrolio (complessivamente quasi il 70% del totale), dalle fonti rinnovabili (oltre un quinto del totale) e, in modo residuale, dall'energia elettrica importata e dai combustibili solidi.

## 2.3. Il contributo delle Energie Rinnovabili alla domanda di energia

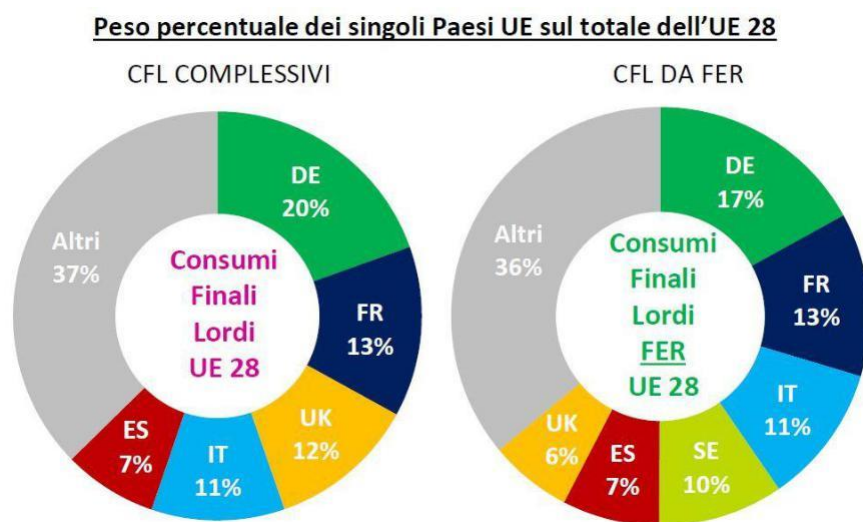
Le rinnovabili soddisfano per oltre un quinto la domanda di energia e si confermano come risorsa strategica anche in termini economici ed occupazionali per lo sviluppo sostenibile del Paese. Aumenta la domanda per gli usi civili, che rimangono il primo settore di consumo finale, seguito dai trasporti. Rimane debole la domanda dell'industria, sebbene l'evoluzione del meccanismo delle PPA (Power Purchase Agreement) potrà senza dubbio essere una nuova leva di risparmio anche per le grandi industrie.

Le FER si confermano come una risorsa strategica. Nel 2018 hanno soddisfatto oltre il 18% dei consumi finali lordi di energia, ben oltre l'obiettivo previsto dal target europeo al 2020. Con riferimento al solo settore elettrico, l'incidenza delle FER, calcolate applicando i criteri di calcolo della direttiva 2009/28/CE sul consumo interno lordo di energia elettrica al netto dei pompaggi, è stimata pari al 34,5%, oltre 3 punti percentuali in più rispetto al 2017 e il secondo valore più elevato degli ultimi sei anni dopo il 2014 (quando la quota di FER era stata pari al 37,5%). In particolare, il risultato è connesso al recupero della generazione idroelettrica, per effetto delle migliori condizioni di piovosità. Si stima che nel 2018 alle attività legate alla realizzazione e gestione di nuovi impianti alimentati da FER siano corrisposte circa 58.000 unità di lavoro permanenti e poco meno di 38.000 temporanee.

## 2.4. Dati statistici – Quadro Generale

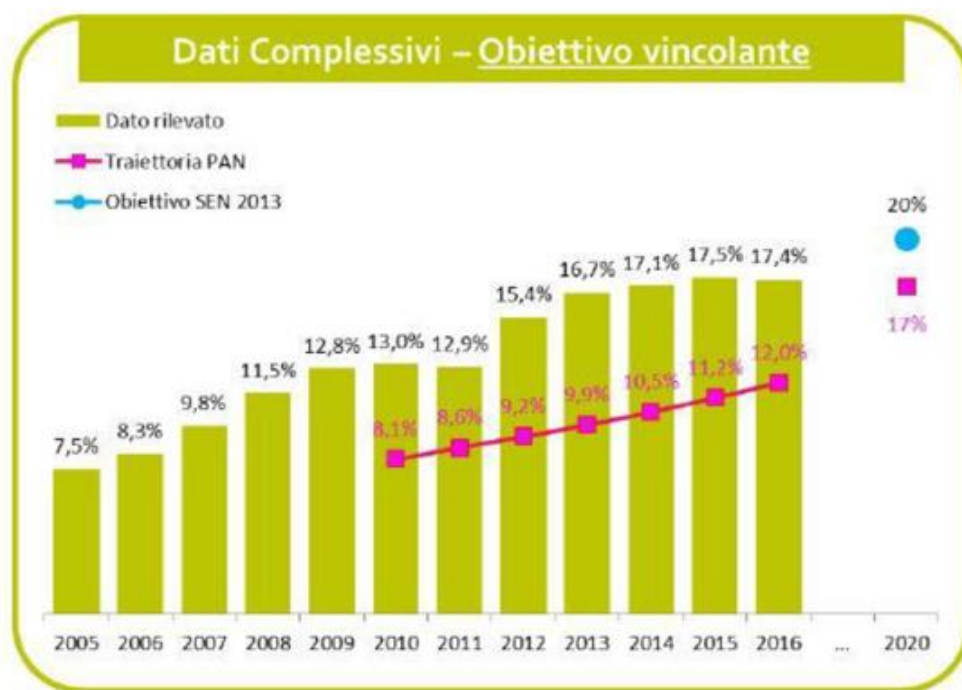
L'analisi dei dati statistici aiuta a definire la cornice entro cui inserire lo sviluppo di nuovi impianti anche di grande taglia. I dati, infatti, indicano con precisione quali sono le azioni da adottare tanto per rispettare gli obiettivi comunitari, quanto per sopperire in modo compatibile e sostenibile alle esigenze di crescita del paese e delle singole Regioni.

L'Italia si posiziona al 3° posto, tra i Paesi EU28, in termini di consumi di energia da FER e al 4° posto in termini di consumi energetici complessivi.



Fonte GSE

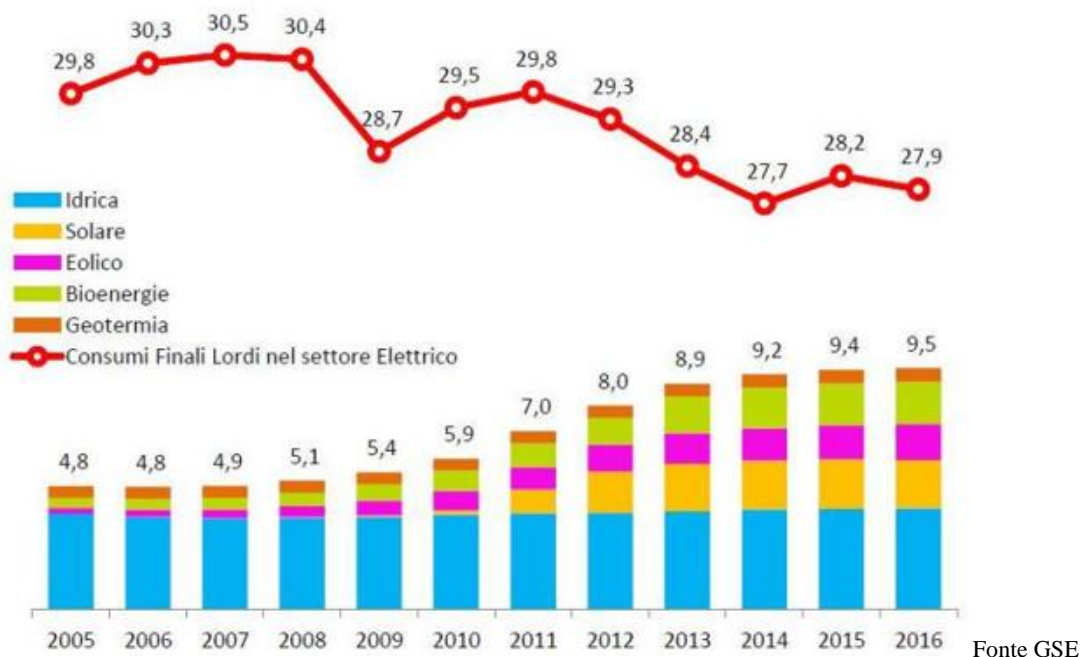
Nel 2016, per il terzo anno consecutivo, l'Italia ha superato la soglia del 17% dei consumi soddisfatti mediante l'utilizzo delle rinnovabili, obiettivo assegnatoci dalla Direttiva 2009/28/CE per l'anno 2020. Inoltre, le stime preliminari sul 2017 indicavano un dato tra il 17,6 e il 17,7%, lievemente superiore al 17,4% del 2016.



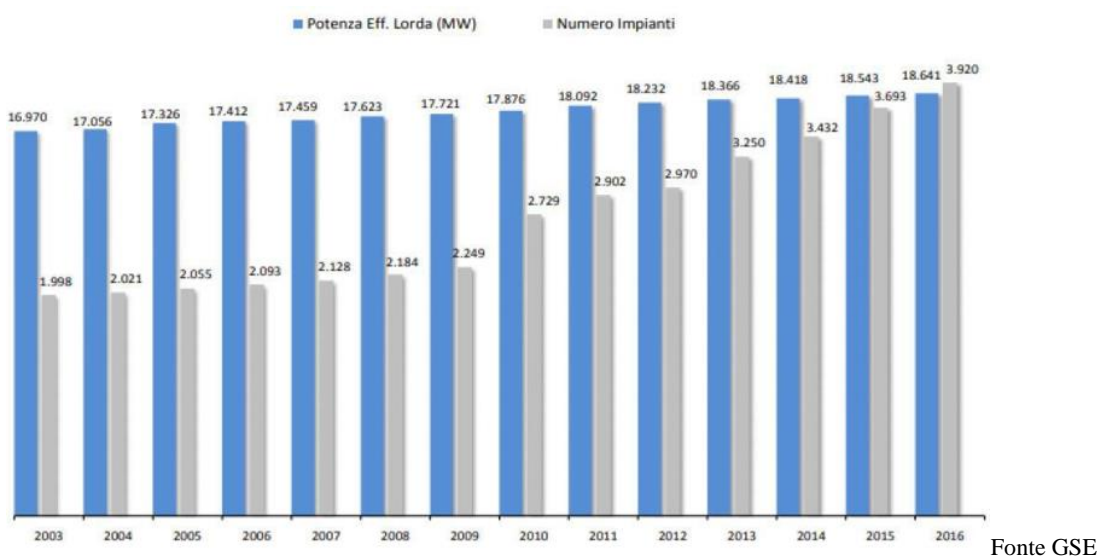
Fonte GSE

Dal 2005 al 2016 l'energia elettrica da FER è praticamente raddoppiata, passando dai 4,8 Mtep del 2005 ai 9,5 Mtep del 2016. Allo stesso tempo il mix rinnovabile del Paese si è decisamente diversificato, integrando alla storica produzione idroelettrica e geotermica, gli ormai rilevanti contributi di energia solare ed eolica.

## Andamento FER per fonte e CFL – 2005-2016 (Mtep)



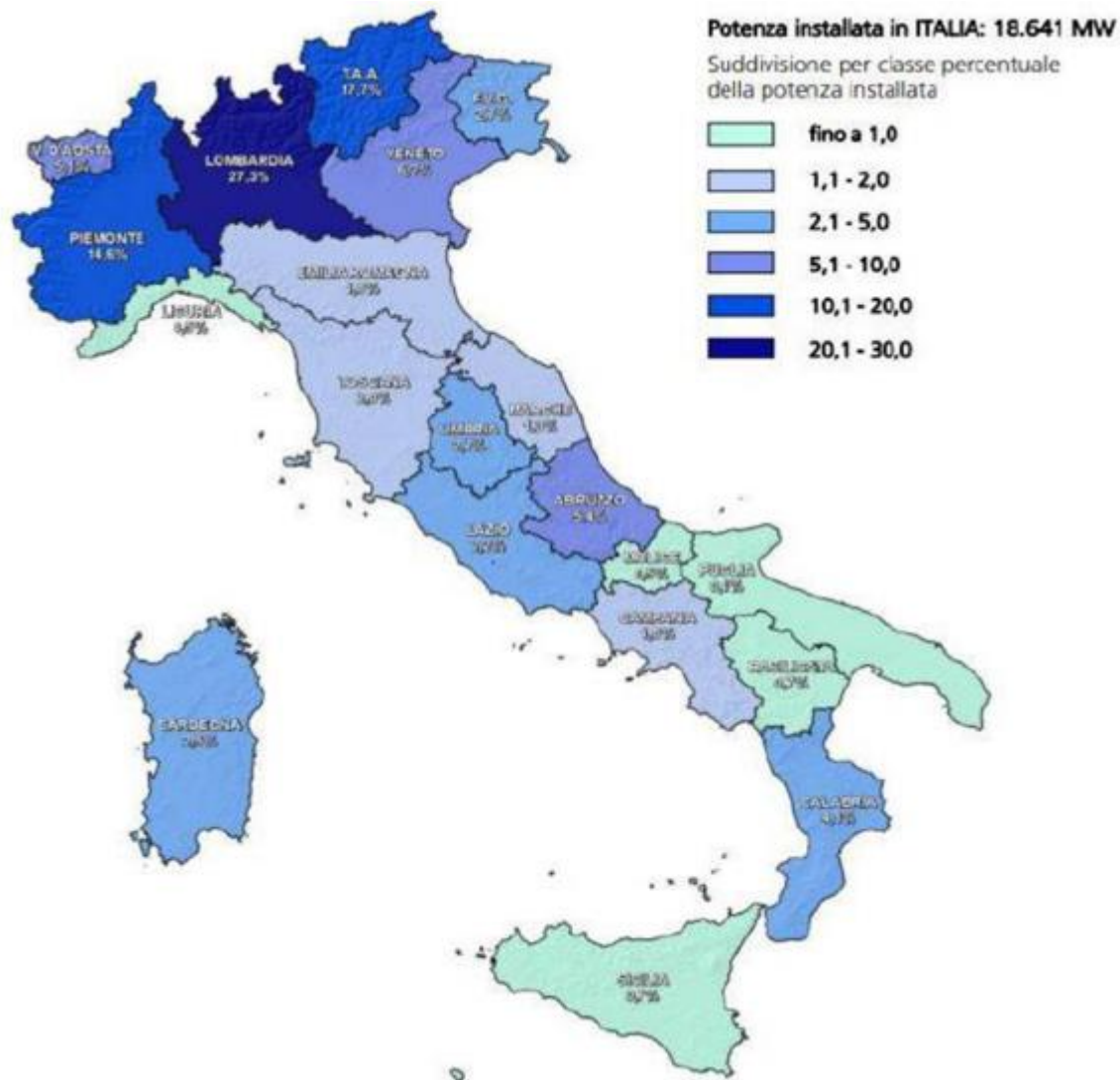
Il periodo compreso tra il 2003 e il 2016 è stato caratterizzato principalmente dall'installazione di impianti di piccole dimensioni; la potenza installata in Italia è cresciuta secondo un tasso medio annuo dello 0,7%. Naturale conseguenza di questo fenomeno è la progressiva contrazione della taglia media degli impianti, passata da 8,5 MW del 2002 a 4,8 MW nel 2016.



Le regioni settentrionali concentrano il 75,9% della potenza installata sul territorio nazionale; la sola Lombardia rappresenta il 27,3%, seguita dal Trentino-Alto Adige con il 17,7% e dal Piemonte con il 14,6%.



Tra le regioni centrali, l'Umbria detiene la più elevata concentrazione di potenza, pari al 2,7%, seguita dal Lazio con il 2,2%. Nel Sud si distinguono invece Abruzzo (5,4%) e Calabria (4,1%).



Se mettiamo a confronto i dati appena mostrati con le ultime analisi disponibili (2018/2019) si vedrà che, come abbiamo accennato più sopra, per il fotovoltaico si è avuto un incremento di potenza installata significativo, dettato dalla nuova sensibilità ambientalista degli utenti, ma anche come risultato positivo dell'applicazione di alcune forme di sostegno (ad esempio con l'introduzione del c.d. super-ammortamento).

A tal proposito il Rapporto Mensile pubblicato nel mese di Marzo 2019 da Terna S.p.A. chiarisce il quadro dello stato di fatto alla data odierna, attestando, rispetto agli anni precedenti, un ulteriore incremento al 18,3% della produzione da fonte rinnovabile: dato rilevante, ma che testimonia come la generazione distribuita non possa sopprimere del tutto il fabbisogno di energia.

Valga la pena esaminare la tabella che segue, dove si noterà la discrasia tra piccoli e grandi impianti, sebbene, in parte legittimata da un impulso alla realizzazione generato dalla previsione di uscita del nuovo decreto FER (oggi in vigore). Tutto ciò spinge a credere che c'è, tutto sommato, l'urgenza di realizzare gradi impianti di

produzione, nel rispetto delle caratteristiche socio-economiche e ambientali, peculiari di ogni territorio regionale.

REGIONE	POTENZA < 12kW		12kW ≤ P < 20kW		20kW ≤ P < 200kW		200kW ≤ P < 1MW		1MW ≤ P < 10MW		P ≥ 10MW		TOTALE	
	NUMERO	MW	NUMERO	MW	NUMERO	MW	NUMERO	MW	NUMERO	MW	NUMERO	MW	NUMERO	MW
PIEMONTE	45.972	202	5.182	91	5.080	388	1.821	620	117	312			57.372	1.613
VALLE D'AOSTA	1.957	9	259	4	135	9	2	1					2.353	24
LOMBARDIA	105.619	443	8.149	142	9.998	758	1.371	783	86	179			125.223	2.303
TRENTINO ALTO	18.635	79	3.447	60	2.634	179	203	96	10	14			24.929	428
VENETO	99.473	430	6.939	121	6.818	521	950	555	68	154	3	131	114.251	1.913
FRIULI VENEZIA	29.103	130	2.387	42	1.938	149	177	111	30	93			33.635	525
LIGURIA	7.694	32	569	10	462	31	52	29	3	5			8.780	107
EMILIA ROMAGNA	70.457	288	6.374	110	7.036	530	1.170	736	96	225	6	145	85.139	2.034
TOSCANA	36.191	153	3.468	60	3.104	230	431	255	49	104	1	11	43.244	813
UMBRIA	15.271	65	1.457	25	1.590	111	350	232	22	46			18.690	479
MARCHE	22.068	94	2.204	38	2.530	195	883	593	63	159			27.748	1.080
LAZIO	48.427	206	3.076	52	2.227	155	418	282	130	464	11	209	54.289	1.358
ABRUZZO	16.261	79	1.887	31	1.465	112	460	340	62	154	1	20	20.136	736
MOLISE	3.139	16	442	8	345	23	100	77	15	50			4.041	174
CAMPANIA	27.215	133	2.589	44	2.241	152	393	232	63	200	3	41	32.504	803
PUGLIA	39.081	182	3.692	64	3.649	249	1.825	1.568	102	432	9	159	48.358	2.655
BASILICATA	5.765	28	1.030	18	947	54	331	237	13	26			8.086	362
CALABRIA	19.970	101	2.555	44	1.827	108	229	133	37	111	2	38	24.620	535
SICILIA	44.199	212	4.502	77	3.318	218	562	408	115	433	3	43	52.699	1.391
SARDEGNA	32.147	145	2.262	40	1.342	89	232	151	77	260	4	99	36.064	783
TOTALE	688.644	3.027	62.470	1.081	58.686	4.261	11.160	7.430	1.158	3421	43	896	822.161	20.117

Tabella elaborata da TERNA S.p.A.

## 2.5. Quadro generale e Dati Statistici – La Sardegna

Un'analisi particolare merita la situazione energetica della Regione Sardegna.

In un report del 2020 del RSE (STUDIO RSE: APPROVVIGIONAMENTO ENERGETICO DELLA REGIONE SARDEGNA (ANNI 2020-2040) ai sensi della del. 335/2019/R/GAS del 30 luglio 2019 - Luglio 2020), viene messa in luce la strategia e la pianificazione Regionale in termini di approvvigionamento energetico.

*La regione Sardegna presenta caratteristiche geografiche, economiche, demografiche e sociali che la differenziano dalle altre regioni Italiane. La condizione d'insularità della regione ha limitato lo sviluppo delle infrastrutture, specie in ambito energetico. Allo stato attuale la Sardegna è l'unica regione italiana esclusa dalla metanizzazione: l'isola è priva di un sistema di trasporto del gas naturale, mentre esistono reti di distribuzione, in alcuni casi ancora in fase di realizzazione, che attualmente utilizzano altri combustibili.*

*I due TSO italiani (TERNA e SNAM) hanno in programma importanti interventi di sviluppo infrastrutturale per la regione, con i progetti di costruzione del nuovo cavo HVDC Sardegna-Sicilia-Continente (cosiddetto "Tyrrenian Link") e della dorsale per il trasporto del gas metano. Questi progetti si affiancano ad azioni di costruzione ed espansione delle reti di distribuzione sia per il gas, sia per l'energia elettrica, proposte dai DSO, nonché ad alcuni progetti di depositi/rigassificatori costieri di GNL.*

*Lo sviluppo delle infrastrutture deve confrontarsi con gli scenari di evoluzione della domanda energetica della regione; inoltre, le soluzioni adottate dovranno essere compatibili con le policy internazionali e nazionali in materia energetica e ambientale, sia al 2030 (PNIEC), sia al 2050.*

*Il presente studio è stato elaborato in virtù della delibera ARERA 335/2019/R/GAS del 30 luglio 2019.*

*L'obiettivo dello studio, in armonia con gli obiettivi definiti dalla predetta delibera, è quello di analizzare e confrontare le diverse opzioni infrastrutturali ipotizzabili in relazione ai fabbisogni energetici della Regione, garantendo nel contempo un adeguato contributo agli obiettivi di de-carbonizzazione, penetrazione delle fonti di energia rinnovabile ed incremento dell'efficienza energetica fissati dal PNIEC. Lo studio si basa su criteri di Analisi Costi-Benefici, applicati a livello di sistema (costi di sistema + esternalità), ricercando, fra le diverse configurazioni di sviluppo infrastrutturale impostate, quella in grado di minimizzare il costo complessivo relativo all'approvvigionamento energetico della regione Sardegna su un periodo di osservazione che si estende da oggi al 2040.*

*Il sistema elettrico sardo è caratterizzato da una rete di trasmissione poco magliata, una rete di distribuzione molto estesa contraddistinta da lunghe linee aeree di media tensione e da uno sviluppo crescente di nuovi impianti a fonti rinnovabili, in particolar modo di tipo eolico (1055 MW al 2019) e fotovoltaico (873 MW al 2019). La rete a 380 kV connette la parte settentrionale e quella meridionale dell'isola, mettendo in comunicazione le due aree sulle quali insistono gli impianti termoelettrici di taglia maggiore (Fiume Santo e Sulcis).*

*La Sardegna è inoltre collegata elettricamente con il continente mediante due elettrodotti in corrente continua: SA.PE.I. (Sardegna-Penisola Italiana) da 1000 MW e SA.CO.I.2 (Sardegna-Corsica-Italia) da 300 MW, che nel 2024 verrà sostituito dal nuovo SA.CO.I.3 da 400 MW.*

*Il gestore della rete di trasmissione nazionale TERNA ha inoltre proposto un nuovo progetto di interconnessione costituito da un doppio collegamento HVDC Continente-Sicilia-Sardegna da 1000 MW, denominato "Tyrrhenian Link", corrispondente ad un investimento previsto di 3.700 M€.*

*Considerando una prospettiva temporale più ampia rispetto a quello dello studio RSE, l'elettrificazione resta comunque la strada più coerente con le politiche di decarbonizzazione sull'orizzonte di lungo termine dal 2050, insieme allo sviluppo dell'idrogeno "verde" per l'alimentazione degli usi non elettrificabili e per la gestione dell'overgeneration da fonti rinnovabili. In merito a tali ultimi aspetti, va rilevato che il grado di riutilizzo delle infrastrutture di trasporto gas sull'isola, eventualmente realizzate per rispondere alle esigenze di medio termine, resta comunque oggetto di difficile valutazione; recenti report internazionali (IRENA) esprimono posizioni prudenti sulla effettiva possibilità di riutilizzo*

*di reti gas per il trasporto di idrogeno. Peraltro, le particolari condizioni insulari, con maggiori difficoltà rispetto al continente nel fronteggiare il crescente fenomeno dell'overgeneration da fonti rinnovabili, potrebbero anticipare condizioni favorevoli di sostenibilità economica della produzione di idrogeno verde per gestire tale fenomeno.*

...fatte queste premesse, da una prospettiva energetica, per raggiungere la neutralità climatica al 2050, il sistema dovrà ricorrere a delle leve fondamentali, che presentano delle forti sinergie tra esse stesse:

- il cambio radicale nel mix energetico a favore di fonti carbon free;
- efficienza energetica accompagnata a cambiamenti comportamentali che influenzino la mobilità passeggeri e i consumi del settore civile;
- una significativa elettrificazione degli usi finali.

La leva di decarbonizzazione principale diventa dunque il potenziamento delle energie rinnovabili, accompagnato da un più decisivo confinamento dei combustibili di origine fossile. Ne risulta un mix energetico governato dalle rinnovabili (almeno 80-90%), con un ruolo marginale/eventuale del gas naturale e delle altre fossili più che altro confinati nei processi industriali difficilmente elettrificabili o ad un utilizzo più o meno marginale nel settore elettrico e dove è possibile all'evenienza agire con la cattura della CO<sub>2</sub>.

Al 2050 si evidenzia l'ineludibile necessità che le rinnovabili siano sfruttate non solo per elettricità, ma anche per produrre combustibili rinnovabili, per decarbonizzare i settori non del tutto elettrificabili, come chimica, acciaio, cemento, trasporti pesanti, marittimi e aerei.

La Strategia si sviluppa, come il PNIEC, in piena coerenza con il principio europeo "energy efficiency first", per cui l'efficienza riveste un ruolo chiave nella decarbonizzazione del nostro Paese. Il forte grado di efficientamento già innescato dalle tendenze del PNIEC e l'espansione del settore della trasformazione per i nuovi combustibili alternativi carbon-free (idrogeno/e-fuels) riducono però i margini di contenimento dei consumi in termini di energia primaria.

### **3. ACB – ANALISI COSTI BENEFICI**

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

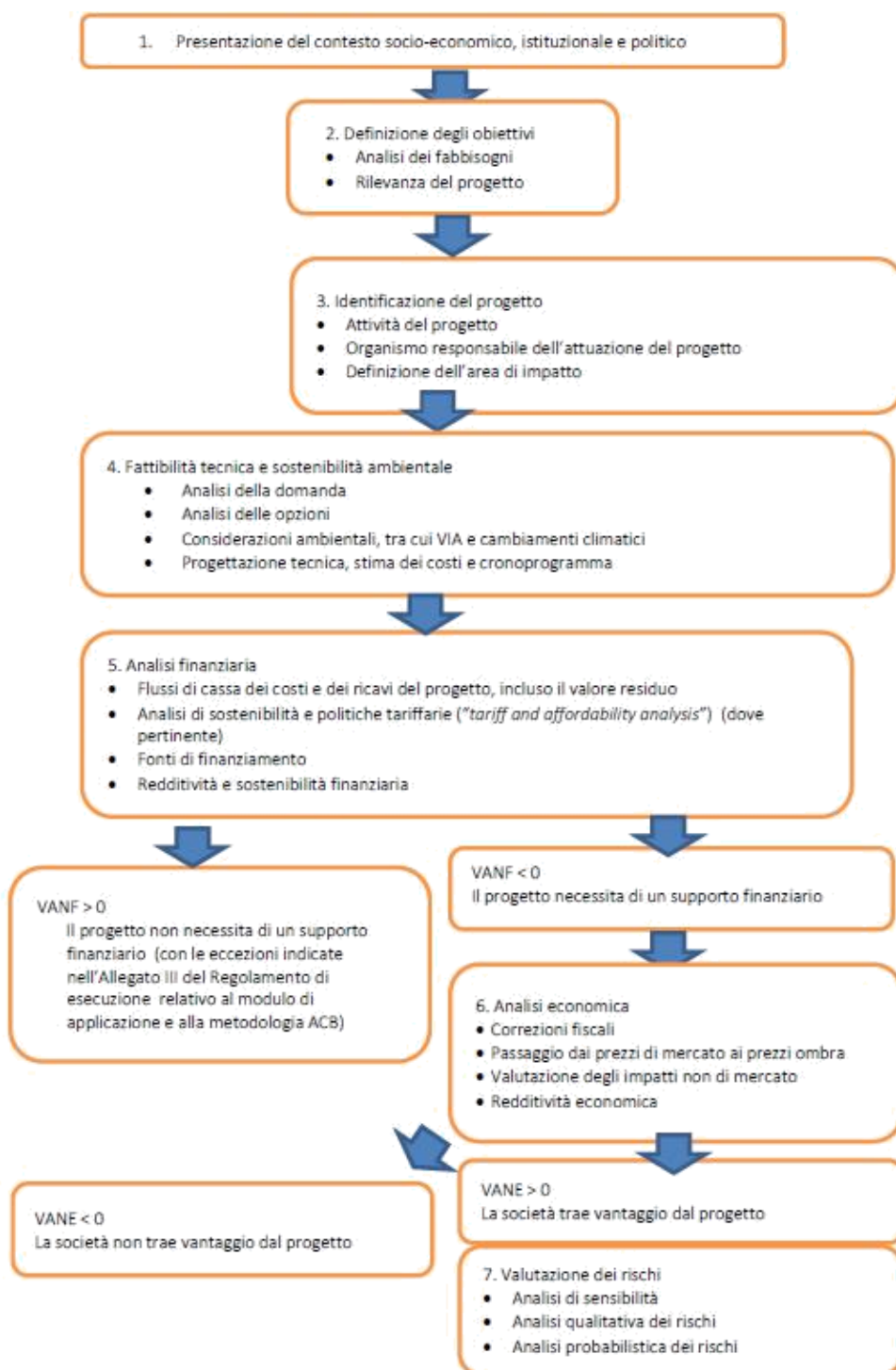
Un valido metodo per la redazione dell'analisi costi benefici è quello pubblicato dalla Commissione Europea, direzione generale della Politica regionale e urbana intitolato "guida all'analisi costi-benefici dei progetti d'investimento – Strumento di valutazione economica per la politica di coesione 2014-2020"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

L'analisi costi benefici (ACB) è uno strumento analitico utilizzato per stimare i vantaggi e gli svantaggi generati da un investimento, valutandone i pro e i contro come misura dell'impatto sul benessere sociale. 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.



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 la 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.

## 4. IDENTIFICAZIONE DEL PROGETTO

### 4.1.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.

### 4.2.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.

## 5. Identificazione del progetto

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto per la produzione di energia da fonte eolica, composto da un aerogeneratore da 975 kW situato nel comune di Suni (OR), località Funtana Ide.

### 5.1. 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.

### 5.2. 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.

### 5.3. 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.

## 6. 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 esposte 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.

### 6.1. 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 500 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'aerogeneratore 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)

## 6.2. Impatto visivo

Per la stima del costo ambientale dell'impatto visivo generato dall'aerogeneratore 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.

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? (Si - 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 di Ittiri 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: **0,0036 €/kWh**

### 6.3. 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: **0,000573 €/kWh**

#### 6.4. 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 delle seguente funzione di monetizzazione.

$$\text{Valeco} = 27.63481 \times (1.885721 / \text{SPEC} \times 0.125194 / \text{CLASSEPOP}) / -\log(\text{PERC-EU}) - 29$$

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: Valore economico delle specie faunistiche Italia 2008**

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

FamName	SciName	NOME COMUNE	SPEC	Valore intrinseco	Valore €
EMBERIZINAE	<i>Emberiza melanocephala</i>	ZIGOLO CAPINERO	SPEC 2	187	€ 5 138
ARDEIDAE	<i>Ardeola rallioides</i>	SGARZA CIUFFETTO	SPEC 3	184	€ 5 056
ACCIPITRIDAE	<i>Circus 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>	EDRODNE	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 oedicephalus</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 ROSSICCA	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	Tadoma tadoma	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	ÀVERLA 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
MEROPIIDAE	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 MURAILO	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	€ 286
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 CUFFO	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	SALCIAIOLO	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	RONDONE 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 citrulus	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 ACQUAILOLO	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	CANNAIOLA	Non-SPEC	4	€ 87
CERTHIDAE	Certhia familiaris	RAMPICHINO ALPESTRE	Non-SPEC	4	€ 86
APODIDAE	Apus apus	RONDONE	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	CANNAIOLA 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	LUGARINO	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, come ad esempio il Parco Eolico di Ulassai e Perdasdefogu e il 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:

$2.83 * 5138 = 14.540,54 \text{ €}$  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**

## 6.5. 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 CO<sub>2</sub> (anidride carbonica);
- 104.5 mg/kWh di SO<sub>2</sub> (anidride solforosa);
- 375.5 mg/kWh di NO<sub>x</sub> (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 CO<sub>2</sub> (anidride carbonica);
- circa 1.96 quintali di SO<sub>2</sub> (anidride solforosa);
- circa 7.07 quintali di NO<sub>x</sub> (ossidi di azoto).

La componente più rilevante è il risparmio di emissione di CO<sub>2</sub>, 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 CO<sub>2</sub>, stimiamo il valore delle immissioni in ambiente di CO<sub>2</sub> evitate per kWh prodotto pari a;

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

## 6.6. 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'aerogeneratore 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.

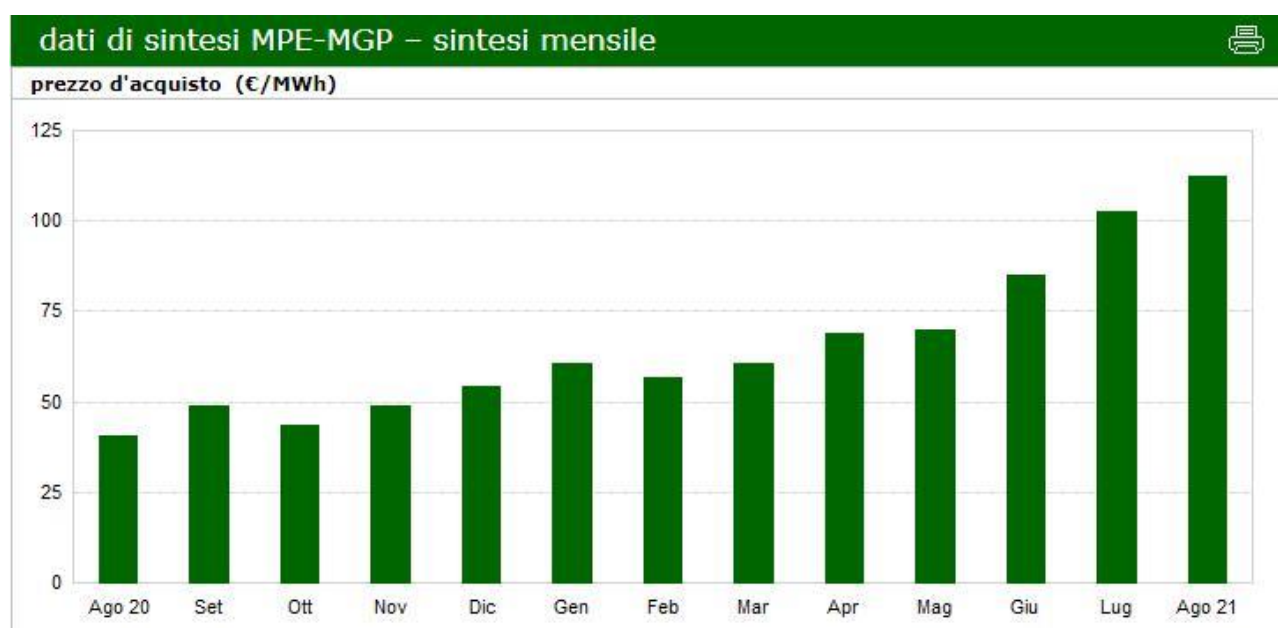
Nel suo studio LAZARD calcola l'LCOE per ciascuna tecnologia, tenendo conto di tutte le variabili: dai costi delle attrezzature, di costruzione e di finanziamento alle spese di funzionamento e manutenzione fino alle ore medie lavoro degli impianti. Nello studio emerge un costo per l'energia eolica onshore 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**

## 6.7. 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 del 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).



## 6.8.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	<b>€/kWh</b>	<b>0.043379</b>

## 7. 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 in località “Funtana Ide”, sottoposto a Valutazione di Impatto Ambientale.

Per quanto al contesto socio-economico di riferimento si è mostrato come l’intervento in oggetto sia compatibile con l’obiettivo del 28 % 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 gratuita, 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, il valore economico dei compensi ricevute 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.

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