



Dipartimento di Impresa e Management
Corso di Laurea in Economia e Management
Cattedra di Economia Aziendale

Il Ciclo di vita di un Parco Eolico

RELATORE :

Prof. Fabrizio Di Lazzaro

CANDIDATO:

Matteo Cigliese,
Matricola 195391

ANNO ACCADEMICO 2016 / 2017

Indice

| | |
|--|----|
| INTRODUZIONE | 4 |
| 1. Il settore eolico e la normativa di riferimento in Italia | 5 |
| <i>1.1 Premessa</i> | 5 |
| <i>1.2 Il mercato della generazione di energia eolica in Europa ed in Italia</i> | 7 |
| <i>1.3. Gli aspetti regolatori presenti in Italia</i> | 12 |
| 1.3.1 L'iter autorizzativo | 12 |
| 1.3.2 Il sistema degli incentivi | 17 |
| 2. L'Investimento iniziale | 21 |
| <i>2.1 Le componenti del costo dell'investimento iniziale</i> | 21 |
| <i>2.2 Il contratto Engineering Procurement and Construction (EPC)</i> | 27 |
| 3. Il Finanziamento dell'investimento iniziale | 29 |
| <i>3.1 Introduzione</i> | 29 |
| 3.1.1 Il Project Financing..... | 29 |
| 3.1.2 Il leasing finanziario..... | 33 |
| 3.1.3 Altre forme di finanziamento: Finanziamento Corporate | 35 |
| 4. Il ciclo produttivo | 36 |
| <i>4.1 Premessa</i> | 36 |
| <i>4.2 Il costo dei fattori produttivi</i> | 37 |
| <i>4.3 I ricavi di gestione</i> | 41 |
| 5. Dismissione e ripristino dell'area | 43 |
| <i>5.1 Il processo di dismissione e ripristino</i> | 43 |
| <i>5.2 I costi di smantellamento e ripristino (decommissioning costs) – lo studio italo svedese</i> ... | 45 |
| 5.2.1 Le regole di decommissioning | 45 |
| 5.2.3 I risultati dell'analisi | 48 |
| <i>5.3 Ulteriori casi di stime preventive di decommissioning di parchi eolici in Italia</i> | 49 |
| <i>5.4 Conclusioni sul dismantling</i> | 50 |
| <i>5.5 Il revamping</i> | 50 |
| 6. Caso Windfarm S.P.A. | 52 |
| <i>6.1 I due parchi di Windfarm SpA</i> | 52 |
| <i>6.2 Il conto economico aggregato</i> | 53 |
| <i>6.3 Le caratteristiche dei contratti di O&M</i> | 55 |
| <i>6.4 Caratteristiche del finanziamento sull'investimento iniziale</i> | 56 |
| <i>6.5 Lo stato patrimoniale di Windfarm SpA</i> | 56 |
| <i>6.6 Il Business Plan</i> | 58 |
| BIBLIOGRAFIA | 61 |

INTRODUZIONE

L'argomento da me scelto affronta un tema che mi ha sempre affascinato: la produzione di energia attraverso l'uso di una delle principali fonti naturali di cui il nostro pianeta dispone, ovvero il vento. La produzione di energia attraverso una fonte rinnovabile quale il vento, come è a tutti noto, permette la minimizzazione del negativo impatto ambientale scaturito da un eccessivo sfruttamento di combustibili fossili.

Quello delle energie rinnovabili è un modo sostenibile e "pulito" di soddisfare una sempre crescente domanda di energia che a medio termine non potrà più essere accontentata puntando sui combustibili tradizionali ormai in progressiva fase di esaurimento.

Questo documento vuole percorrere le tappe più importanti del ciclo di vita di un parco eolico, inteso come una pluralità di aerogeneratori localizzati nel medesimo territorio e interconnessi tra loro.

Dall'idea del posizionamento delle turbine, all'investimento iniziale, e relativo finanziamento, alla gestione del prodotto "*energia eolica*" incluso la vendita di energia, per poi concludere con l'ultimo ma non di minore importanza delicato passaggio della dismissione e ripristino del terreno.

Prima di iniziare ad analizzare nel dettaglio i vari *step* sopra riportati si ritiene necessario dedicare spazio preliminare al peso fondamentale del mercato delle energie rinnovabili in Europa e nel Mondo ed in particolare al settore eolico, prestando poi attenzione all'aspetto normativo e regolatorio di riferimento esistente nel nostro Paese.

Al termine dell'elaborato, si mostrerà un esempio numerico riferibile ad un parco eolico e si darà una indicazione di quelle che sono le aspettative e le prospettive dell'eolico a medio termine.

1. Il settore eolico e la normativa di riferimento in Italia

1.1 Premessa

L'energia prodotta da fonti eoliche avviene tramite l'uso di un aerogeneratore a pale, il cui lontano antenato altro non era che il mulino a vento. Sembra che il primo mulino a vento con pale sia stato costruito nell'antica Babilonia intorno al 2000 a.C.

Nel Medioevo i mulini vengono introdotti anche in Europa. La prima presenza registrata è su territorio francese, risalente verso il 1100, e dimostra un importante cambiamento strutturale: il movimento non è più verticale ma su asse orizzontale, una caratteristica comune ai motori eolici odierni.



Figura 1 Mulino sperimentale Askov

Nel 1891 interventi di tipo meccanico, come la diminuzione del numero di pale e il nuovo design a rotazione, permisero di dare vita al primo mulino sperimentale Askov, in grado di produrre una potenza costante, ampiamente poi utilizzato nei Paesi Nordici.

Successivamente il danese Poul La Cour, spinto dalla volontà di far arrivare l'elettricità anche nelle campagne della Danimarca, cercò di risolvere uno dei principali problemi presentati dall'eolico: come immagazzinare l'energia prodotta. La questione fu risolta

tramite la elettrolisi.

Negli anni '20 si assiste alla messa a punto della turbina eolica Darrieus, dal nome del suo inventore, la prima ad asse verticale. Meglio conosciuto come il *mulino a vento eggbeater*, la stabilità è uno dei suoi punti critici, la sua attività si ferma infatti quando il vento supera i 70km orari.



Figura 2 - Turbina eolica Darrieus

Dopo anni di stasi, dati dal boom di fonti di energia fossile, la crisi petrolifera degli anni '70 riporta l'attenzione sullo sviluppo di energia rinnovabile, come quella eolica, coinvolgendo l'attenzione di importanti enti istituzionali e di ricerca. Nel 1980 nel New Hampshire si dà il via al primo tentativo di parco eolico al mondo, composto da venti turbine. Nonostante la non perfetta riuscita di questo primo progetto, l'America riesce in breve a battere il record di capacità nel 1981 con una turbina da

7,5 MW, dimostrando al mondo la possibilità di utilizzare turbine di elevate dimensioni, uniche nella loro grandezza, per la produzione energetica.

Gli anni '90 sono quelli del primo parco *off-shore*, nel 1991 a Vindeby Danimarca vengono infatti installate undici turbine da 450 kW, mentre *on-shore*, nel Regno Unito, a Delabole in Cornovaglia, in un agriturismo vengono collocate dieci turbine per produrre energia sufficiente ad alimentare oltre 2.700 case. E ancora in questi anni si assiste ad un grande investimento del Regno Unito su questo tipo di energia con l'apertura del O'Doune Braes, parco eolico scozzese in grado di produrre 72 MW di potenza. Il governo britannico ha recentemente dichiarato di voler raggiungere entro il 2020 l'ambizioso traguardo di soddisfare il fabbisogno energetico domestico attraverso la produzione di energia elettrica eolica e quindi focalizzandosi su un massiccio investimento in parchi eolici *off-shore*.

Se osserviamo il posizionamento di un parco eolico, esistono due tipologie di parco: *on-shore* e *off-shore*. Un parco *on-shore* è caratterizzato da impianti posizionati su colline, alture o generalmente in zone aperte e ventose, solitamente località distanti almeno 3 km dalla costa più vicina. Possono essere collegati sia alla rete pubblica, sia a una rete isolata per alimentare utilizzatori locali. La potenza prodotta da questi si estende solitamente da 20 kW fino a 20 MW.

Quando invece gli impianti sono installati in laghi o in mare, ad alcune miglia dalla costa, si parla di parco eolico *off-shore*. Nel 2007 in Italia nel Molise la costruzione del primo impianto eolico *off-shore* a circa 3 km di distanza dalla costa nel mar Adriatico è stata bloccata per via di pareri negativi della giunta regionale.



Figura 3 - un parco eolico *on-shore* in Messico

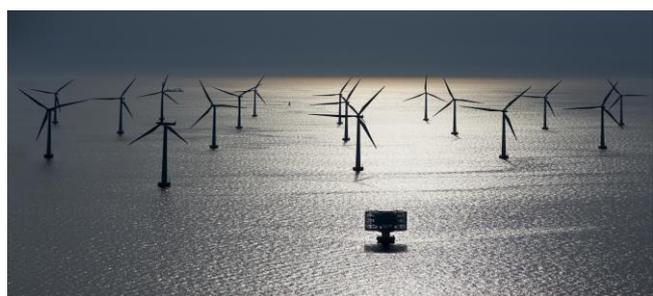


Figura 4 - un *off-shore* in Gran Bretagna

Dal vento al mare, gli studi sull'eolico di Darrieus hanno portato l'ingegnere russo Alexander Gorlov ad applicare lo stesso principio alle turbine sottomarine per produrre nuova energia sfruttando il moto delle onde e delle maree.



Figura 5 - Una turbina sottomarina

1.2 Il mercato della generazione di energia eolica in Europa ed in Italia

Lo sviluppo delle energie rinnovabili sono una delle priorità dell'Unione Europea (UE); questo è quanto è stato ribadito dalla Commissione Europea nell'ambito del cosiddetto *Pacchetto Unione dell'Energia*, pubblicato nel febbraio del 2015 e, che illustra tra l'altro la visione della UE in merito al "nuovo accordo globale sul clima", discusso poi nelle successive conferenze mondiali sul tema delle Rinnovabili.

Già la direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili evidenziava questo obiettivo come punto centrale della politica per l'Unione dell'Energia e rappresentava il motore fondamentale della fornitura di energia pulita a tutti i cittadini europei, anche al fine di rendere l'UE il leader mondiale nel settore delle energie rinnovabili.

In data 1 febbraio 2017 la Commissione Europea nella "Relazione della Commissione al Parlamento Europeo, al Consiglio, al Comitato economico e Sociale Europeo e al Comitato delle Regioni" riporta i progressi compiuti in materia di energie rinnovabili.

In predetta relazione viene citato che nel 2014 la quota di energia da fonti rinnovabili ha raggiunto il 16% del consumo finale lordo di energia - la quota media nel 2013/2014 era del 15,5% - nel 2015 è poi cresciuta fino al 16,4%.

Il ruolo svolto dalle energie rinnovabili ha permesso un risparmio nel 2015 di circa 16 miliardi di euro sulle importazioni di combustibili fossili, entro il 2030 questo numero dovrebbe salire fino a toccare i 58 miliardi di euro; la Commissione sottolinea il legame fra energie rinnovabili ed efficienza energetica: il passaggio dai combustibili fossili a fonti rinnovabili potrebbe ridurre il

consumo di energia primaria (ipotizzando un fattore di energia primaria pari a 2,5, un'unità di energie rinnovabili sostituirebbe 2,5 unità di energia elettrica da combustibili).

Nella medesima relazione viene poi affrontata la questione della decarbonizzazione del sistema energetico dell'Unione. Nel 2015 l'emissione di gas serra si è ridotta di un ammontare pari alle emissioni prodotte annualmente in un paese come l'Italia. Il continuo sviluppo delle rinnovabili è inoltre divenuto un mezzo per rendere l'UE un leader mondiale nell'innovazione e ricerca in questo mercato, con il 30% di brevetti registrati, l'UE infatti può essere considerata un pioniere che ha cercato sempre di dare priorità alla ricerca di nuove tecnologie.

Infine grazie al progresso tecnologico, i costi di produzione sono via via calati e le rinnovabili possono essere gradualmente più integrate nel mercato; l'applicazione delle direttive contenute nel pacchetto *Energia pulita per tutti gli europei* renderà ancora più semplice la loro partecipazione in condizioni di parità con altre fonti energetiche. Il pacchetto in buona sostanza conferma l'impegno della Commissione Europea a fare dell'UE il primo leader mondiale nel campo delle energie rinnovabili.

Nel periodo 2004-2015 la diffusione dell'energia eolica in Europa è più che quadruplicata, rappresentando al momento un terzo dell'energia elettrica europea, con i maggiori contributi da parte di Regno Unito, Germania, Spagna, Svezia, Francia e Italia

Sulla base di quanto dichiarato dall'Associazione Nazionale Energia del Vento (ANEV) nella sua relazione annuale del 2017, in Europa risulta installata una potenza complessiva di circa 161 Gigawatt (GW); la tabella - riportata a pagina successiva - evidenzia il peso relativo dei principali paesi europei. Emerge chiaramente che l'Italia nel mercato europeo gioca un ruolo significativo.

Nel 2016 il mercato eolico europeo, come emerge dal report "*Financing and investment trends*" pubblicato dall'associazione WindEurope (ex EWEA – European Wind Energy Association), ha raggiunto i 43 miliardi di euro stabilendo un record dopo i 35 rilevati nel 2015.

I flussi d'investimenti si sono concentrati maggiormente nelle aree del Regno Unito, Germania, Belgio e Norvegia. Il primato spetta però al Regno Unito con ben 12,7 miliardi d'investimenti, subito dietro con 5,3 miliardi di euro la Germania

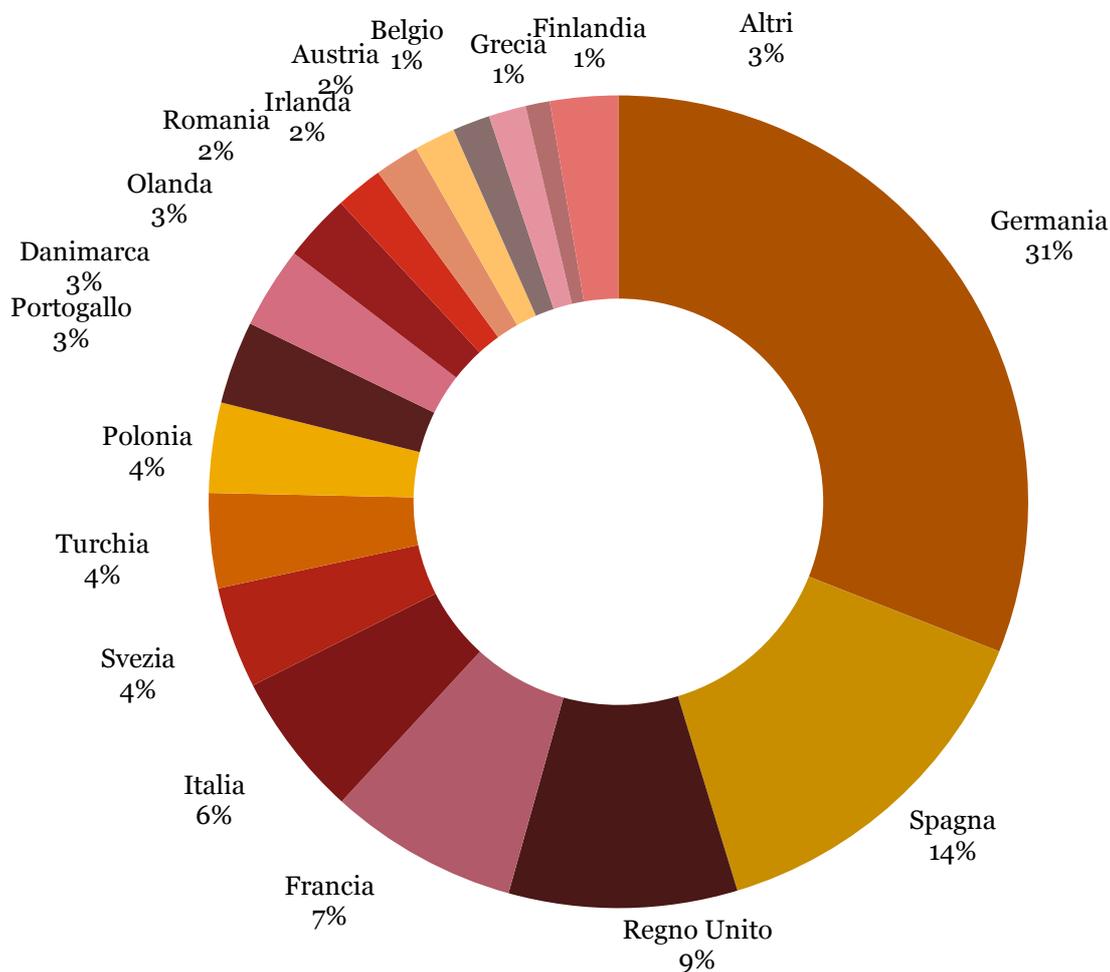
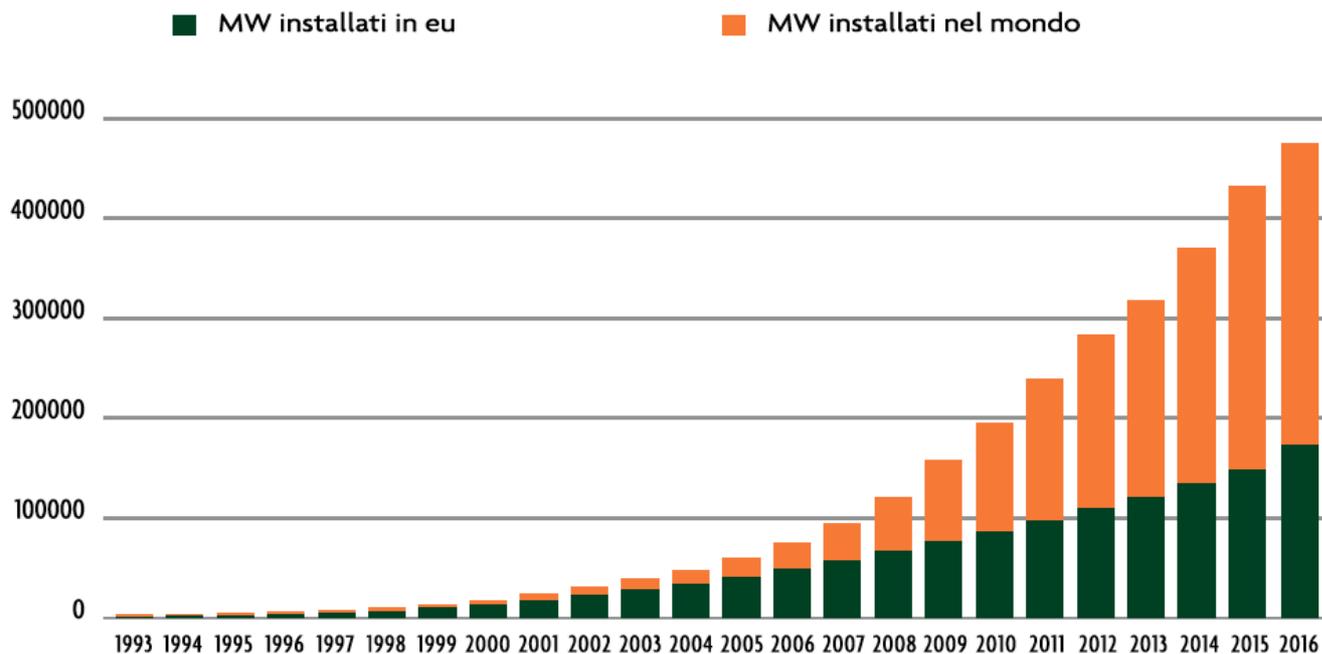


Grafico 1 - Totale capacità installata in Europa nel 2016

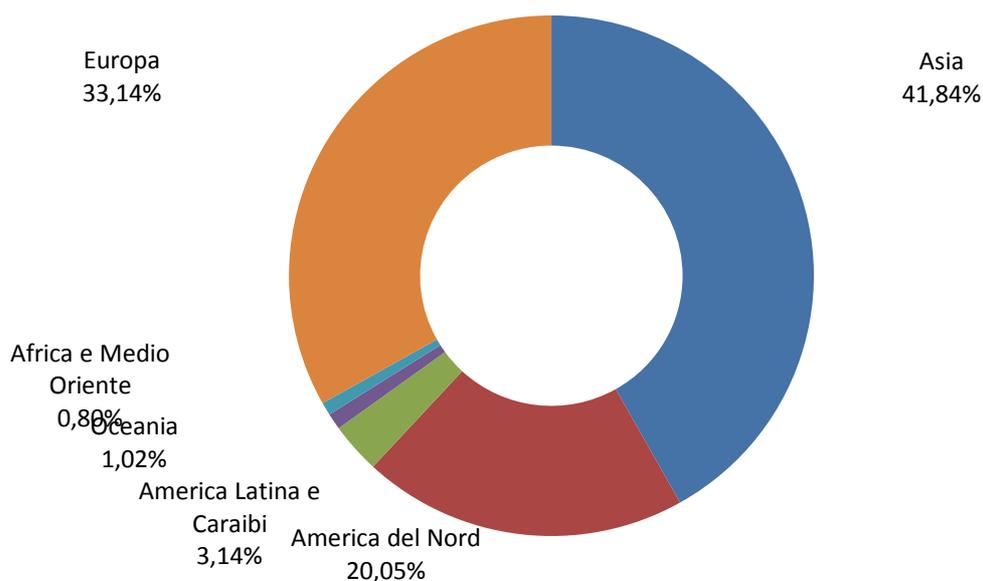
Nonostante la forte crescita dell'eolico in Europa (il potenziale previsto di capacità installata in Europa nel 2020 è di circa 230 GW) il peso percentuale sull'eolico mondiale è diminuito negli anni in virtù dell'inizio dello sfruttamento anche in altre parti del mondo. Questo è facilmente intuibile dal grafico che viene riportato di seguito.



Fonte: ANEV - Rapporto 2017

Grafico 2 – Crescita dell'eolico dal 1993 al 2016: confronto tra capacità installata europea e mondiale

Nella tabella seguente è invece riportato il peso delle varie macro aree geografiche mondiali, in termini di capacità installata, come risulta dal rapporto 2017 del Global World Energy Council (GWEC).



Fonte: dati 2017 Global Wind Energy Council (GWEC)

Grafico 3 - Totale capacità installata nel mondo 2016 (in % per area geografica)

Un gigawatt (GW) è uguale a 10^9 Watt, l'unità di misura degli utilizzatori di elettricità con potenza maggiore è il chilowatt (kW). 1000 watt corrispondono a un chilowatt (kW) e 1GW corrisponde a mille MW e a un milione di kW, dove il Watt è l'unità di misura della potenza del Sistema Internazionale ed è equivalente in unità elettriche a un *volt* moltiplicato per *ampere*. L'utilizzo di energia elettrica nelle economie domestiche è maggiore di 3000 chilowattora (kWh) per 2 persone, con 5 o più persone risulta essere più di 6000kWh. Bisogna fare attenzione a non confondere il Watt, misura di potenza, con il Wattora (Wh) che invece è la unità di misura dell'energia elettrica (potenza moltiplicato tempo). Il Wattora corrisponde all'energia elettrica prodotta da una potenza di un Watt per un'ora, a titolo di esempio una lampada che assorbe 100 Watt in due ore consuma 200 Wh.

In Europa, con una capacità di circa 300 TWh generata nel 2016, circa l'11% della domanda di consumo energetico è soddisfatta dalla fonte eolica e la nostra penisola, secondo quanto riportato da *WindEurope*, si colloca al terzo posto in termini di produzione (116GWh) coprendo il 18% dei consumi annui

Tuttavia il tasso di sviluppo dell'eolico in Italia è andato via via calando negli ultimi anni per motivi di carattere burocratico, geografico ed ambientale.

“È un luogo comune duro a morire quello per cui in Italia la risorsa vento è limitata e comunque scarsamente produttiva, dal momento che in Italia ormai l'eolico è diventato un tassello fondamentale nel sistema energetico, destinato a crescere grazie ai continui sviluppi tecnologici che rendono più efficienti gli impianti e alla progressiva riduzione dei costi. Il problema sta nella mancanza di adeguati cambiamenti: nell'inerzia attuale i numeri sinora raggiunti andranno sempre più diminuendo a cominciare dalla riduzione dei nuovi impianti installati (attualmente circa 300MW, a differenza dei 1000MW di pochi anni fa) fino alle difficoltà a sostituire impianti esistenti con altri più nuovi ed efficienti” ha affermato recentemente il vicepresidente e responsabile energia di Legambiente¹.

A quanto sopra si lega quanto riportato dal presidente dell'ANEV² che evidenzia come l'Italia abbia perso terreno negli ultimi due anni. E' necessario perciò un serio piano di sviluppo che consenta al paese di sfruttare le potenzialità ancora disponibili. Infatti non mancano di certo il potenziale installabile e i luoghi dove installarlo. Dai risultati di uno studio condotto dall'ANEV sono state individuate varie aree nel Sud Italia particolarmente favorevoli ad una buona riuscita, purchè si rispettino i criteri del “*buon eolico*”, ovvero regole nella realizzazione di un impianto, previste nel

¹ Articolo 14 febbraio 2017 Roberta De Carolis, *Energia eolica, l'Italia è terza in Europa. Il settore cresce nonostante i continui attacchi?* Intervento di Edoardo Zanchini, Vicepresidente e Responsabile energia di Legambiente

² Simone Togni, presidente ANEV

Protocollo sottoscritto dall'ANEV con Legambiente e Greenpeace. Queste regole prevedono vincoli di natura ambientale, territoriale e paesaggistica che in seguito, nella presente trattazione verranno illustrati più nel dettaglio.

Una volta individuati i siti, ANEV stima che possano esserci 17.150 MW di potenziale eolico installabile entro il 2030 (ad oggi la capacità installata risulta pari a 9.242 MW), cui corrisponderebbe una produzione annuale di energia elettrica pari a 36,4 TWh, circa 606 kWh pro capite in un anno con una copertura del consumo interno lordo del 9,58%.

1.3. Gli aspetti regolatori presenti in Italia

1.3.1 L'iter autorizzativo

In Italia i soggetti che vogliono intraprendere la costruzione di un impianto alimentato da fonti di energia rinnovabile (in seguito FER o FR), devono percorrere un iter burocratico, in particolare procedure per la tutela dell'ambiente e autorizzazioni all'esercizio.

La prima considerazione è prendere nota di ciò che esiste a livello di Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR), alla normativa di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) e alle Linee Guida per l'inserimento degli impianti eolici nel territorio individuato.

Dalla valutazione di questi elementi emergono alcuni aspetti da tenere in grande considerazione per l'approvazione di un progetto di sviluppo di un parco eolico.

La Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) è una procedura amministrativa di supporto per l'autorità competente, finalizzata ad individuare, descrivere e valutare gli impatti ambientali derivanti dall'attuazione di un determinato progetto. Questa procedura è quindi uno strumento di supporto decisionale tecnico e amministrativo. La valutazione della compatibilità ambientale è svolta dagli organi della Pubblica Amministrazione. Gli impatti ambientali mostrano quali modifiche di stato ambientale potrebbe apportare il progetto in questione e la procedura VIA svolge il compito di misurare l'effetto di queste potenziali modifiche, positive o negative.

Il D.Lgs. 29 dicembre 2003, n. 387 prevedeva, all'articolo 12 comma 10, l'approvazione in Conferenza Unificata, su proposta del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e del Ministro per i Beni e le Attività Culturali, di apposite Linee Guida per lo svolgimento del procedimento di autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica.

Le Linee Guida regionali per la produzione di energia attraverso lo sfruttamento del vento sono infatti uno strumento utile a sviluppare responsabilmente progetti eolici sostenibili.

Al loro interno è stato stabilito l'elenco degli atti che rappresentano i contenuti minimi indispensabili per superare positivamente l'iter autorizzativo e vengono chiarite le procedure che ogni impianto, in base alla fonte e alla potenza installata, deve affrontare per ottenere l'autorizzazione.

Gli obiettivi delle Linee Guida sono quattro: razionalizzare il procedimento autorizzativo, elaborare uno strumento concorde con il Piano Energetico Regionale, definire gli strumenti per assicurare che gli impianti autorizzati vengano realizzati e chiarire ai soggetti coinvolti i criteri e i parametri di scelta su cui basare la valutazione della compatibilità ambientale.

Le Linee Guida fissano i criteri per le Regioni con i quali individuare norme per il corretto inserimento degli impianti nel paesaggio, delimitare le aree non idonee per specifiche tipologie di impianti e definire di misure compensative. Nell'autorizzare progetti localizzati in zone agricole caratterizzate da produzioni agro-alimentari di qualità e/o di particolare pregio rispetto al contesto paesaggistico-culturale, deve essere verificato che l'insediamento e l'esercizio dell'impianto non comprometta o interferisca negativamente con le finalità perseguite dalle disposizioni in materia di sostegno nel settore agricolo, con particolare riferimento alla valorizzazione delle tradizioni agroalimentari locali, alla tutela della biodiversità, così come del patrimonio culturale e del paesaggio rurale.

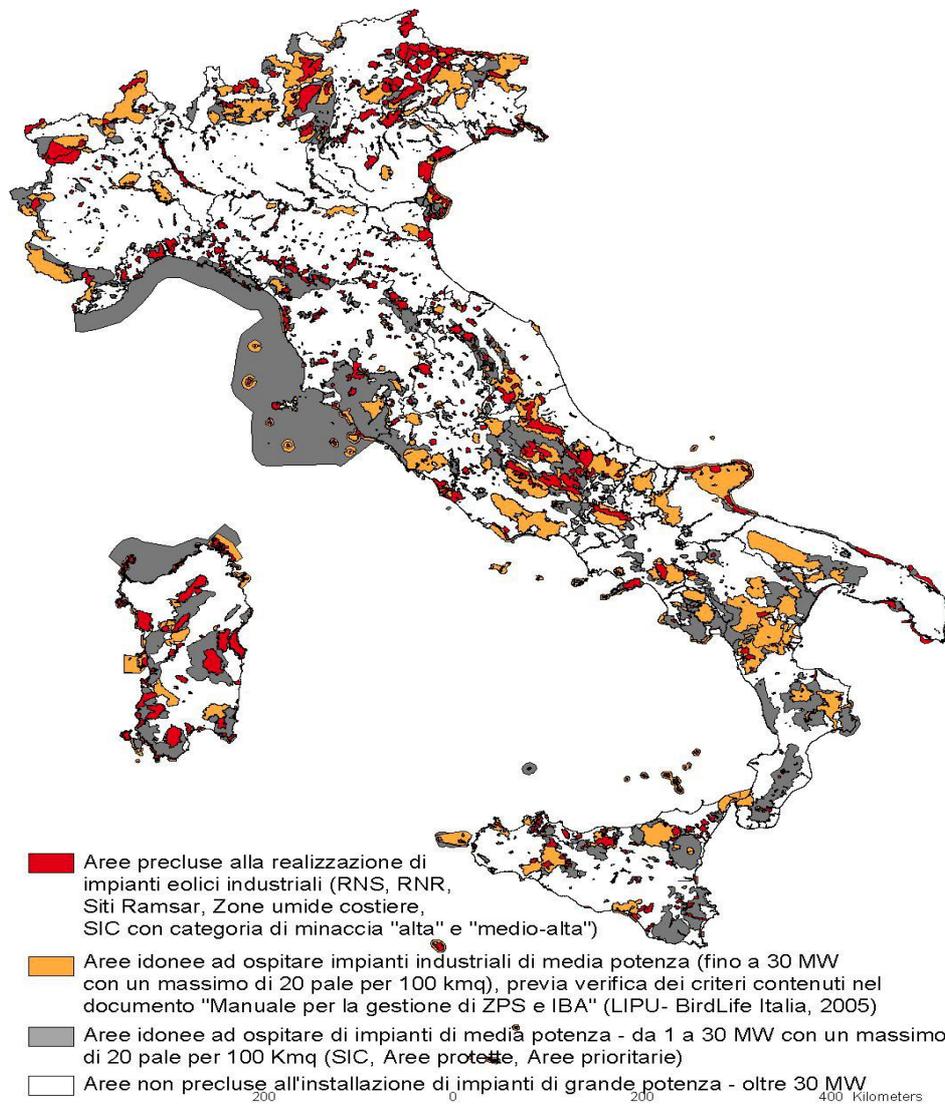
Spesso rinnovabilità di una fonte energetica non è sinonimo di compatibilità ambientale.

L'energia eolica rappresenta sicuramente una risorsa irrinunciabile per fronteggiare la minaccia dei cambiamenti climatici, l'attenzione di alcuni organismi, quali il WWF Italia, per minimizzare e razionalizzare l'impatto sulle biodiversità di tutte le fonti energetiche ha chiesto anche per l'eolico, come anche per le altre fonti di energia rinnovabile, che fossero emanate linee guida governative dai ministeri competenti ed ha stipulato un protocollo d'intesa con i produttori di energia eolica (Protocollo ANEV).

Fornire uno strumento tecnico-scientifico che permetta di ridurre i potenziali impatti eolici sulla biodiversità è il preciso intento delle Linee Guida "*Eolico e Biodiversità*". Si deve tenere presente che queste Linee guida WWF non sono in alcun modo sostitutive o integrative rispetto alle procedure stabilite per legge.

È dimostrato che gli impianti eolici possono produrre nel breve medio e lungo periodo impatti negativi sugli ambienti, si distinguono solitamente due tipi d'impatto: diretto, dovuto all'alterazione e distruzione di tipi di habitat, erosione del suolo, collisione degli animali con parti dell'impianto in particolare il rotore, ed indiretto, dovuto all'alterazione dell'uso del suolo, alla frammentazione, all'aumento del disturbo antropico con conseguente alterazione di popolazioni selvatiche.

A questo proposito bisogna tenere presente che ci sono alcune aree la cui normativa regionale potrebbe imporre di non operare: Zone di Protezione Speciale (ZPS), Siti di Importanza Comunitaria (SIC) e Zone limitrofe SIC o ZPS ne sono un principale esempio.



Fonte: wwf - for a living planet - EOLICO & BIODIVERSITÀ, linee guida per la realizzazione di impianti eolici industriali in Italia

Grafico 4

La tabella sopra riportata mostra le aree a diversa compatibilità potenziale rispetto all'insediamento di impianti eolici.

In rosso le aree precluse all'installazione di impianti eolici industriali, in arancione le aree da valutare secondo il "Manuale per la gestione di ZPS e IBA", in grigio le aree non precluse all'installazione di impianti di media potenza (da 1 a 30 MW), in bianco le aree non precluse all'installazione di impianti con potenza superiore a 30 MW

Una volta individuato il luogo si passa ai requisiti tecnici del territorio richiesti: durata temporale dello studio anemologico, velocità media del vento, numero massimo di aerogeneratori, densità massima di potenza ammessa per sito e superficie massima occupabile. Legate all'ambiente e al paesaggio vi sono problematiche di tipo impatto acustico elettromagnetico e visivo, interferenza nelle comunicazioni, mitigazione, ripristino e dismissione. Questi passi amministrativi necessari per l'avvio del progetto nelle Regioni del nostro paese sono poco uniformi tra loro, ad esempio il potenziale eolico regionale non è sempre esplicitato da tutte le Regioni, i criteri di misurazione della densità delle pale sul terreno sono molti e poco simili fra loro. Queste incoerenze geografiche sono spesso causa di rallentamenti nell'avvio del progetto e possono aumentare i costi d'investimento di qualche punto percentuale.

Il Decreto Legislativo 28/2011, entrato in vigore a fine marzo del medesimo anno, modifica e integra quanto già stabilito dalle Linee Guida in merito agli iter procedurali per l'installazione degli impianti alimentati da FER. I singoli interventi, a seconda della taglia e della potenza installata, possono essere sottoposti a Autorizzazione Unica (AU), Procedura Abilitativa Semplificata (PAS) o semplice Comunicazione.

Entrando in maggior dettaglio negli iter richiesti abbiamo i seguenti scenari.

a) Autorizzazione Unica (AU)

L'AU è il provvedimento introdotto dall'articolo 12 del D.Lgs. 387/2003 per l'autorizzazione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti di energia rinnovabili (di seguito FER) al di sopra di prefissate soglie di potenza. L'AU, rilasciata al termine di un procedimento unico svolto nell'ambito della Conferenza dei Servizi³ alla quale partecipano tutte le amministrazioni interessate, costituisce titolo a costruire e a esercire l'impianto e, ove necessario, diventa variante allo strumento urbanistico. Tale titolo autorizzativo non sostituisce la Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) laddove richiesta dalla legislazione vigente. Il procedimento unico ha durata massima pari a 90 giorni al netto dei tempi previsti per la procedura della VIA, se necessaria. I tempi del procedimento sono così stabiliti: entro 15 giorni dalla presentazione della richiesta l'Amministrazione competente, verificata la completezza formale della documentazione, comunica al richiedente l'avvio del procedimento oppure la non procedibilità dell'istanza per carenza della

³ Istituto della legislazione italiana di semplificazione amministrativa dell'attività della pubblica amministrazione.

documentazione prescritta. In questo secondo caso sarà solo dalla data di ricevimento della documentazione completa che andranno ricalcolati i tempi. Trascorsi i 15 giorni senza che l'Amministrazione abbia comunicato l'improcedibilità, l'iter si intende avviato. Entro 30 giorni dal ricevimento dell'istanza, l'Amministrazione convoca la Conferenza dei Servizi. Nel corso del procedimento autorizzativo, il proponente può presentare modifiche alla soluzione per la connessione individuata dal gestore di rete, fermi restando gli atti di assenso e le valutazioni già effettuate per quelle parti del progetto non interessate dalle modifiche.

Nel medesimo iter possono essere richiesti dall'Amministrazione procedente (anche su input delle altre amministrazioni interessate) ulteriori documentazioni e/o chiarimenti.

Questa richiesta avviene in un unico momento, entro 90 giorni dall'avvio del procedimento. Se il proponente non fornisce la documentazione integrativa entro i successivi 30 giorni, salvo proroga per un massimo di ulteriori 30 giorni concessa a fronte di comprovate esigenze tecniche, si procede all'esame del progetto sulla base degli elementi disponibili.

I lavori della Conferenza dei Servizi rimangono sospesi fino al termine prescritto per la conclusione delle procedure di verifica di assoggettabilità o di VIA. Trascorsi 45 giorni dall'avviso dell'avvenuta trasmissione del progetto preliminare (articolo 20 D.Lgs. 152/2006) senza che sia intervenuto un provvedimento esplicito sulla verifica di assoggettabilità, l'Autorità competente si esprime in sede di Conferenza dei Servizi. Per la decisione in materia di VIA, decorso il termine previsto dall'articolo 26, comma 2, del D.Lgs. 152/2006 (120 o 150 giorni dalla presentazione dell'istanza), subentra l'esercizio del potere sostitutivo da parte del Consiglio dei Ministri.

La competenza per il rilascio dell'Autorizzazione Unica è in capo alle Regioni o alle Province da esse delegate. La soglia di potenza oltre la quale è necessario sottoporre l'impianto eolico ad Autorizzazione Unica è 60 kW.

b. Procedura Abilitativa Semplificata (PAS)

Introdotta dal D.Lgs. 28/2011 in sostituzione della Denuncia di Inizio Attività (DIA) è la procedura utilizzabile per la realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da FER al di sotto di prefissate soglie di potenza, nel caso di impianto eolico 60 kW. Alle Regioni è data, al contempo, la possibilità di ampliare il campo di applicazione di tale strumento autorizzativo semplificato ad impianti di potenza fino a 1 MW (art. 6). La PAS deve essere presentata al Comune almeno 30 giorni prima dell'inizio dei lavori, accompagnata da una relazione firmata da un progettista abilitato e dagli opportuni elaborati progettuali che attestano la compatibilità del progetto con gli strumenti urbanistici e i regolamenti edilizi vigenti. Bisogna inoltre allegare alla PAS, che ha una validità di 3 anni, il preventivo per la connessione redatto dal gestore della rete e accettato dal proponente, nonché l'indicazione dell'impresa alla quale si vogliono affidare i lavori.

A fine intervento il progettista o il tecnico abilitato presenta al Comune un certificato di collaudo finale. Trascorso il termine di 30 giorni dalla presentazione della PAS, in assenza di riscontri o notifiche da parte del Comune è possibile iniziare i lavori.

c. Comunicazione al Comune

Questo è un iter autorizzativo semplificato in quanto riguarda solo alcune tipologie di piccoli impianti per la produzione di energia elettrica da FER, assimilabili ad attività edilizia libera. La comunicazione di inizio lavori deve essere accompagnata da una dettagliata relazione a firma di un progettista abilitato, non sono necessari i 30 giorni di attesa, come per la PAS, per l'inizio dei lavori.

1.3.2 Il sistema degli incentivi

La fase pre DM 23 giugno 2016

Da anni ormai la possibilità di diminuire l'effetto serra producendo energia pulita e rinnovabile e gli alti costi connessi alla realizzazione di impianti che utilizzano fonti rinnovabili, spingono sempre di più i Governi dell'UE ad incentivarne la produzione, attraverso vari meccanismi di agevolazioni.

Nella fase iniziale, che va dal 1991 al 1999 il primo sistema di incentivazione in Italia è regolato dalla delibera n.6 del 1992 del Comitato Interministeriale dei Prezzi (cosiddetto CIP6). Tale sistema prevede una incentivazione tipo *feed in tariff*, ovvero per un certo numero di anni tutta l'energia prodotta da fonti rinnovabili ha una unica tariffa omnicomprensiva agevolata.

Con la liberalizzazione del settore elettrico in Italia, il meccanismo di incentivazione del settore eolico in Italia viene quindi regolato dal Decreto 79/1999, cosiddetto Decreto Bersani, poi modificato con la Legge Finanziaria del 2008, con lo scopo di sviluppare la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Il sistema di incentivazione (concetto di *feed in premium*, ovvero viene riconosciuto un premio su tutta l'energia prodotta che si va a sommare al valore dell'energia immessa in rete al prezzo di mercato) è consistito principalmente nella creazione dei cosiddetti Certificati Verdi (CV), titoli negoziabili rilasciati dal Gestore Servizi Energetici (GSE) in misura proporzionale all'energia prodotta da un impianto alimentato da fonti rinnovabili. Il meccanismo si basava sostanzialmente sull'obbligo d'immissione di una quota minima di elettricità prodotta da impianti a energia rinnovabili a carico dei produttori che invece utilizzavano di base fonti non rinnovabili. Il possesso del certificato dimostrava così l'adempimento a tale obbligo, ogni certificato posseduto corrispondeva a 1 MWh di energia rinnovabile prodotta.

I produttori da fonti fossili potevano anche ottemperare all'obbligo acquistando ed annullando i CV prodotti da terzi. Nasceva in pratica un mercato di Certificati Verdi.

La Gestione Riconoscimento Incentivo (GRIN) garantisce sulla produzione netta di energia la corresponsione di una tariffa in euro da parte del GSE in aggiunta ai ricavi d'esercizio.

L'incentivo viene così calcolato:

$$GSE \text{ Purchase price anno } t = k * (180 \text{ euro/MWh} - Re) * 0,78$$

dove k è generalmente pari a 1 per gli impianti eolici

Re è il prezzo di cessione dell'energia elettrica definito annualmente dall'Autorità sulla base delle condizioni economiche registrate sul mercato nell'anno precedente.

Ogni calo dei prezzi dell'energia veniva perciò pienamente compensato dall'incentivo.

La Legge Finanziaria 2008 e successive modifiche reintroduce il concetto di Tariffa Omnicomprensiva o *feed in tariff* per alcune tipologie di impianti, tra cui l'eolico inferiore a 200kW (tariffa pari a 300euro/MWh).

Il Decreto Ministeriale del 6 luglio 2012 e in seguito il Decreto Ministeriale 23 giugno 2016 hanno attuato quanto previsto nel D. Lgs. 28/11, per quel che riguarda la conversione in incentivo del diritto ai certificati verdi. Il decreto legislativo nello specifico introduce il meccanismo di incentivazione successivo ai certificati verdi oltre all'eliminazione della quota d'immissione obbligatoria di energie rinnovabili prevista dal Decreto Bersani.

Il DM del luglio 2012, per gli impianti posti in essere dopo il 31 dicembre 2012, introduce il concetto dei meccanismi di accesso diretto per i piccoli impianti, i registri con contingenti di potenza per impianti eolici inferiori a 5MW e le aste al ribasso sulla tariffa base per i grandi impianti eolici.

La durata del sistema incentivante è di 20 anni e la tariffa incentivante base va da 291 euro/MWh per i mini eolici (inferiori a 20kW) a 127 euro/MWh per i maggiori di 5MW.

Per i nuovi impianti il DM 6 luglio 2012 prevede la possibilità di scegliere tra due diversi meccanismi incentivanti da individuare in funzione della potenza e della tipologia dell'impianto.

Il DM 23 giugno 2016

Il successivo e tuttora in vigore, DM del 23 giugno 2016, efficace dal 30 giugno 2016, aggiorna i meccanismi di incentivazione degli impianti nuovi o riattivati ed entrati in esercizio dal primo gennaio 2013.

Per l'accesso agli incentivi sono previste differenti modalità a seconda della potenza dell'impianto; in linea con il precedente DM del 2012, con una potenza superiore a 5MW si accede all'incentivo per aggiudicazione nell'ambito di procedure competitive di asta al ribasso.

Gli impianti con una potenza inferiore ai 5MW accedono alla tariffa tramite iscrizione ad appositi registri ed entro i limiti di potenza stabiliti annualmente dal Ministero. I piccoli impianti (fino a 60Kw) accedono agli incentivi in modo diretto. Le modalità di remunerazione degli impianti che hanno diritto al sistema incentivato sono due: le tariffe onnicomprensive e l'incentivo.

a) La tariffa onnicomprensiva

Gli impianti di potenza non superiore a 500 kW possono richiedere al GSE il ritiro della produzione netta immessa in rete mediante l'erogazione di una specifica **tariffa onnicomprensiva**. Tale tariffa onnicomprensiva T_o è determinata secondo la formula seguente:

$$T_o = T_b + P_r$$

Dove T_b è la tariffa incentivante base ricavata per ciascuna fonte e tipologia di impianto, nella tabella sotto riportata è indicata la tariffa per l'eolico.

| Fonte rinnovabile | Tipologia | Potenza | VITA UTILE degli IMPIANTI | TARIFFA |
|-------------------|---------------|-------------|---------------------------|---------|
| | | kW | anni | €/MWh |
| Eolica | On-shore | 1<P≤20 | 20 | 250 |
| | | 20<P≤60 | 20 | 190 |
| | | 60<P≤200 | 20 | 160 |
| | | 200<P≤1000 | 20 | 140 |
| | | 1000<P≤5000 | 20 | 130 |
| | | P>5000 | 20 | 110 |
| | Off-shore (1) | 1<P≤5000 | - | - |
| | | P>5000 | 25 | 165 |

Fonte: Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana – DM 23 giugno 2016

Tabella 1 - Tariffa incentivata nel settore eolico

b) L'incentivo

Altro meccanismo incentivante, obbligatorio per impianti superiori a 500 kW e opzionale per quelli inferiori a tale soglia, è quello dell'**incentivo**. Tali impianti possono richiedere al GSE sulla produzione netta immessa in rete, l'erogazione dell'incentivo "I" sulla base dei dati della produzione di energia elettrica netta immessa in rete e dei prezzi zionali orari. L'incentivo "I" è determinato applicando la seguente formula:

$$I = T_b + P_r - P_z$$

Dove T_b è la tariffa incentivante base ricavata per ciascuna fonte e tipologia di impianto dalla tabella nonché, qualora l'impianto abbia partecipato con esito positivo a una procedura d'asta, ridotta della percentuale aggiudicata nella medesima procedura.

P_r è l'ammontare totale degli eventuali premi a cui ha diritto l'impianto, per l'eolico tali premi sono ottenibili solo in caso di impianti *off shore*;

P_z è il prezzo zonale orario, della zona in cui è immessa in rete l'energia elettrica prodotta dall'impianto.

Nel caso in cui il valore dell'incentivo risulti negativo:

a) esso è posto pari a zero per gli impianti che accedono agli incentivi a seguito di partecipazione alle procedure d'asta.

b) per gli altri impianti, il valore è mantenuto negativo e il GSE effettua gli opportuni conguagli nell'ambito della liquidazione degli importi, con le modalità di cui all'articolo 22 del DM 6 luglio 2012.

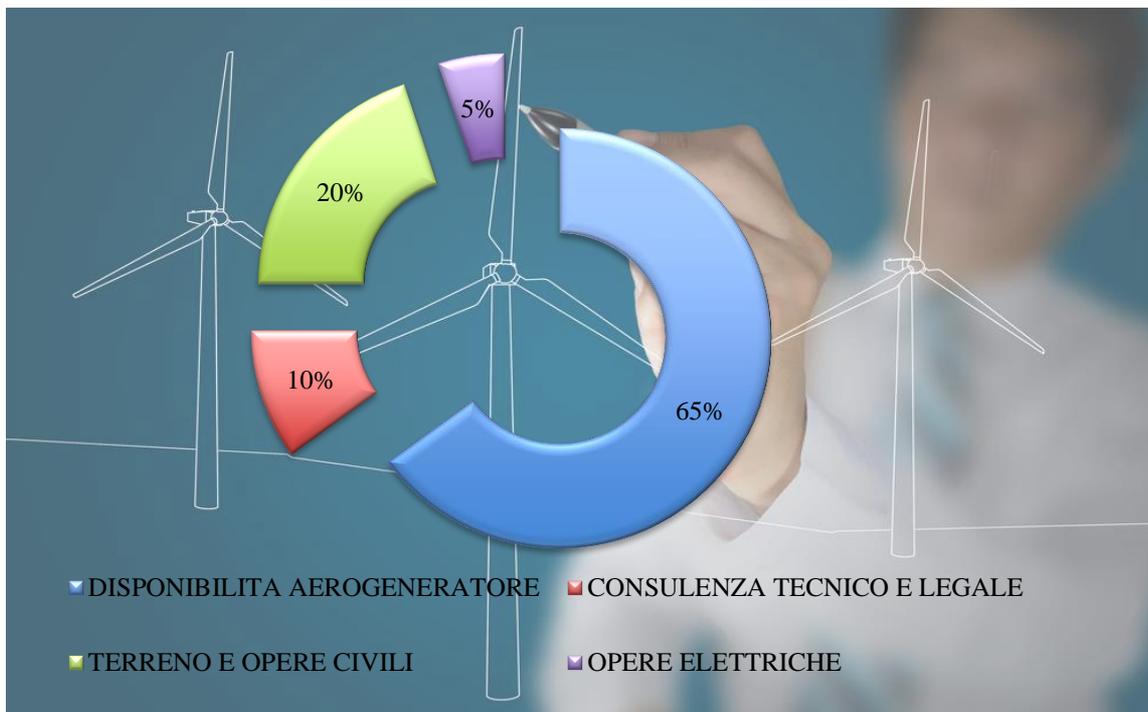
2. L'Investimento iniziale

2.1 Le componenti del costo dell'investimento iniziale

Per avviare la costruzione di un impianto alimentato da energia eolica l'impresa deve sostenere un significativo investimento iniziale e la redditività dell'impianto eolico dipende fortemente da tale costo, essendo lo stesso preponderante rispetto al costo di gestione e manutenzione.

L'investimento iniziale può essere scorporato in alcune macro voci.

- a) Individuazione sito, studi di fattibilità e oneri autorizzativi (costi di consulenza tecnica e legale);
- b) Terreno e opere civili;
- c) Opere elettriche;
- d) Aerogeneratore, intendendo l'acquisto, il trasporto e l'installazione dell'impianto di aerogenerazione.



Fonte: Rielaborazione dati Energy Hunters

Grafico 5 - Le componenti del costo d'investimento iniziale (in %)

I consulenti di Energy Hunters (spin off del dipartimento dell'Università di Bologna) hanno effettuato uno studio sul peso relativo che hanno mediamente le macro componenti di costo, il cui risultato appare nella tabella di cui sopra.

a) Individuazione del sito ottimale, studi di fattibilità e oneri autorizzativi

Per investire nell'eolico con buone aspettative di redditività di progetto è opportuno innanzitutto individuare un terreno che presenti la massima ventosità possibile. Attraverso una formula matematica si può determinare come la produzione di energia elettrica sia proporzionale al cubo della velocità del vento del sito secondo la seguente formula:

$$P_{\text{elettrica in rete}} = 0,5 * \rho A C_p(\beta, \omega_r) v^3 * \eta_{\text{elettrico}}$$

Dove :

ρ è la densità dell'aria pari a 1225 Kg/m³ in condizioni standard ma variabile con temperatura e altitudine;

A è l'aria mossa dalla turbina misurata in m²;

C_p : è il coefficiente di conversione aerodinamico della turbina variabile con la velocità del rotore ω_r e l'angolo d'incidenza delle pale β fisso o variabile ;

v è la velocità del vento;

$\eta_{\text{elettrico}}$: un termine che tiene conto di tutte le perdite elettriche nel generatore elettrico stesso e a valle di esso fino al punto di consegna della rete; solitamente è stimato intorno a 0,95.

Questo calcolo ci porta a considerare un aspetto importante: se due siti presentano una ventosità media annuale una il doppio dell'altra, la differenza di produzione di energia sarà di circa otto volte; dunque è fondamentale condurre precise analisi per quantificare il potenziale energetico del sito scelto, con le quali determinare la velocità del vento e la densità dell'aria.

Ma come riconoscere un terreno che presenti buone probabilità di trovare alta ventosità? Innanzitutto un luogo situato vicino ad un esistente impianto eolico garantisce quasi sicuramente una buona dose di vento annua ed un potenziale energetico simile a quello dell'impianto già installato. Inoltre le mappe del vento possono aiutare in questa ricerca mostrando i luoghi più ventosi, in Italia ad esempio alcune zone del sud e le isole sono caratterizzate da raffiche più forti rispetto alle zone del nord. Scendendo più nel dettaglio, si può trovare una buona ventosità media sulle cime e sulle alture, nonché nelle valli e nei canali. Alle volte come criterio di scelta del sito si possono anche usare testimonianze di persone o indicatori naturali, anche se questi ultimi due parametri sono molto poco affidabili.

Nella scelta del terreno dove installare l'impianto bisogna considerare alcuni fattori critici di natura progettuale: la distanza tra il generatore e gli eventuali edifici circostanti (distanza minima consigliata 40-50 metri); la distanza tra il generatore e la rete elettrica (minore è la distanza e minori sono presumibilmente i costi per collegare l'impianto alla rete) e l'impatto ambientale; occorre infatti tenere conto della compatibilità ambientale e paesaggistica, a questo proposito l'ANEV

suggerisce alcuni piccoli passi per un “*buon eolico*” nel rispetto del paesaggio, ovvero esclusione delle aree di particolare pregio paesaggistico, scelta del tipo di sostegno al fine di minimizzare l’impatto visivo, individuazione delle migliori soluzioni cromatiche possibili e infine dismissione a fine ciclo con ripristino alla situazione iniziale.

Attraverso le analisi anemometriche, che servono a verificare l’effettiva disponibilità della ventosità, si arriva alla scelta finale per la determinazione del luogo dove verrà installato l’impianto eolico. Le analisi vengono condotte installando torri anemometriche in un sito per un certo periodo di mesi, al termine dei quali si potrà sapere il potenziale eolico del terreno e viene prodotto un certificato che attesta la producibilità eolica del sito.

Quindi da tenere in considerazione sono i valori dei parametri di ventosità che si riscontrano su un terreno e la densità dell’area. Quest’ultima può incidere sulla producibilità eolica di un sito in maniera significativa, per verificarne tale incisività basta osservare come tale parametro sia una variabile cruciale nell’equazione matematica espressa nella pagina precedente. La densità dell’aria, a parità di altre condizioni, aumenta al diminuire dell’altitudine sul livello del mare e all’aumentare della temperatura. Per questo non è corretto parlare di vento medio, quanto piuttosto di potenza aerodinamica specifica, vero parametro da tenere in considerazione per la stima del potenziale eolico di un sito.

Le analisi anemometriche permettono anche di capire non solo l’intensità ma anche il numero di ore/mese o ore/anno in cui il sito ha un livello di ventosità adeguata.

I costi associati a questa fase iniziale del progetto riguardano anche tutti gli oneri di tipo amministrativo che lo sviluppatore del campo eolico deve sostenere per superare tutte le fasi autorizzative. Nel complesso questa tipologia di costi ha natura di servizi consulenziali di tipo tecnico, legale e finanziario e oscilla tra il 5% e il 10% del costo complessivo dell’investimento iniziale.

b) Terreno e opere civili

Il 20% circa dell’investimento iniziale è occupato invece dalle spese per le opere civili, che comprendono la realizzazione delle fondazioni (l’ammontare dipende dalla qualità di tenuta del terreno e dalla sua formazione geologica), la costruzione di strade di accesso all’impianto e di collegamento tra le turbine, piazzole, cavidotti interrati ed edifici di servizio.

Di minore importanza dal punto di vista del costo, ma fondamentale per la certezza del progetto è l'elemento relativo alla disponibilità del terreno per almeno 25-30 anni. Tale disponibilità può avvenire tramite un diritto di proprietà oppure attraverso l'ottenimento di un semplice diritto di superficie.⁴

c) Opere elettriche

Si intende la realizzazione della sottostazione e il collegamento elettrico tra le macchine e fino alla linea di trasporto ed il cui peso relativo è intorno al 8% - 10%.

Risulta evidente che il peso relativo delle opere civili ed elettriche cresce sensibilmente nel caso di parchi eolici *off shore* mentre il costo della turbina può diminuire anche in valore assoluto in quanto potrebbe essere sufficiente una turbina di altezza inferiore rispetto a quella che si utilizza per parchi *on shore*.

d) L'aerogeneratore

Come viene prodotta l'energia eolica?

L'aerogeneratore è un impianto eolico che effettua la conversione di energia cinetica del vento in energia elettrica.

I componenti principali sono: la navicella, la torre, il mozzo, le pale e l'albero.

Il meccanismo di **funzionamento** di una **turbina eolica** è molto semplice da comprendere, soprattutto perché esso è strettamente collegato alla struttura della pala eolica.

La turbina eolica è composta da una **pala rotante** che rappresenta la "vela del sistema", le pale agiscono come una barriera che si oppone al vento cosicché la potenza del vento costringerà le pale a ruotare con la genesi di **energia cinetica** (energia dettata dal movimento delle pale).

Le pale eoliche sono collegate a un rotore, a sua volta collegato all'albero, il rotore trasferisce l'**energia meccanica** (energia di rotazione) all'albero che la manda al **generatore elettrico** che è posizionato sull'altra estremità dell'albero.

Un generatore è un dispositivo che utilizza le proprietà d'**induzione elettromagnetica** per produrre tensione elettrica (una differenza di carica elettrica).

Il generatore **trasforma** l'energia di rotazione in energia elettrica mediante un gioco di trasferimento di energia da una struttura all'altra (*dal vento alle pale -> rotore -> albero -> generatore*). Questo appena descritto è il meccanismo di funzionamento legato alle strutture più semplici delle **turbine eoliche**; il progresso ha fatto nascere **pale eoliche** più complesse, ma tutte possono essere ricondotte allo schema di **trasferimento energetico** che va dal vento alle pale, fino ad arrivare al generatore.

⁴ Articolo 952 Codice Civile : Il proprietario può costituire il diritto di fare e mantenere al di sopra del suolo una costruzione a favore di altri, che ne acquista la proprietà

All'aumento della velocità corrisponde un aumento progressivo della potenza erogata dalla macchina, fino al raggiungimento della "velocità nominale" (*rated wind speed*) che permette alla pala di raggiungere la sua potenza massima (*cut-out wind speed*), oltre questo limite la pala attiva dei meccanismi di sicurezza con cui cessa momentaneamente di funzionare per evitare danni.

Gli aerogeneratori si possono classificare secondo vari criteri, i principali sono:

- per taglia (piccola, media, grande) a seconda della potenza e dimensione;
- per asse di rotazione (turbina ad asse orizzontale o verticale, per i micro impianti);
- per sistema di controllo della velocità (attivo, passivo);
- per sistema di generazione elettrica (sincrono o asincrono);
- per interazione con la rete elettrica (*grid connected* o *stand alone*)
- per posizionamento (*on shore* e *off shore*)

Il costo dell'aerogeneratore

Rappresenta tra il 60% e l'80% dell'investimento totale iniziale e comprende il costo per l'acquisto, il trasporto, l'installazione e l'avvio dell'aerogeneratore. La fornitura delle macchine rappresenta la spesa più rilevante.

Numerose sono le fonti e gli studi fatti sull'andamento nel corso degli anni del costo complessivo per un aerogeneratore e, più in particolare del costo per MW installato. Sicuramente si può affermare che lo sviluppo della tecnologia ha consentito un relativo abbattimento dei costi.

Uno studio commissionato nel 2013 al Politecnico di Milano da parte della Autorità dell'Energia Elettrica e Gas si concludeva con il rilevamento di costi pari a circa 2000-3000 euro/kW per turbine da 30 kW; 1530-2170 euro/kW per macchine da 650kW e 1227-1740 euro/kW per impianti da 2MW.

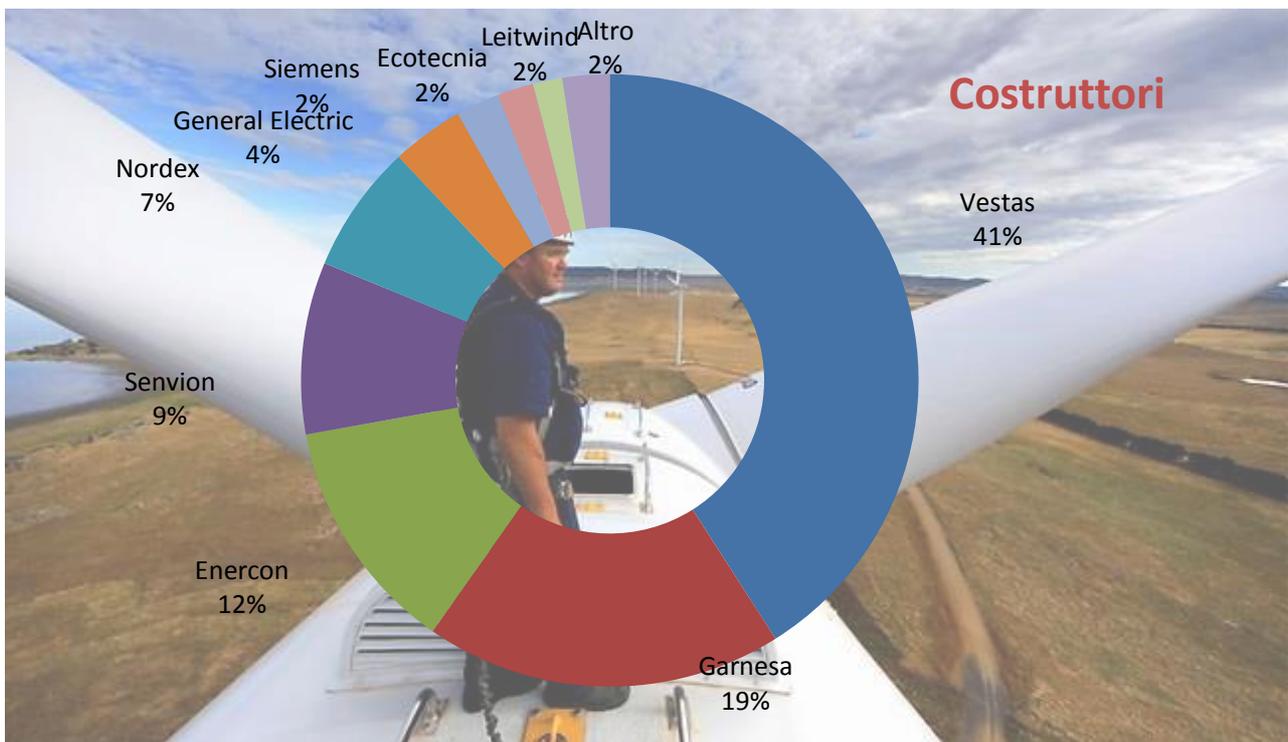
Oggi il costo specifico di realizzazione di un impianto "chiavi in mano" *on shore*, generalmente varia tra 900€ e 1.200€ per kW installato, con un valore medio di circa 1.050€/kW.

Il costo complessivo della turbina eolica da installare, quindi inclusivo di acquisto, trasporto montaggio ed avviamento, cresce all'aumentare della potenza del rotore e dell'altezza della torre.

Il trasporto è uno dei costi più difficili da stimare poiché dipende dalla dimensione dell'aerogeneratore, dalla localizzazione rispetto alla casa produttrice e dall'accessibilità del luogo d'installazione.

Il suo peso può variare sull'intero ammontare dei costi (mediamente circa il 10%). Il costo di installazione di un aerogeneratore non è comunque eccessivamente alto, se confrontato con altre tecnologie rinnovabili, quale ad esempio il fotovoltaico. Si può affermare che il costo di ogni kW installato diminuisce all'aumentare della grandezza dell'impianto.

Come emerge dal Rapporto ANEV 2017, Il numero di aerogeneratori installati in Italia, a tutto il 2016, è pari a 6615, con una potenza media di 1,4MW. Il mercato della costruzione e fornitura di impianti eolici in Italia è concentrato su poche imprese; le prime cinque imprese coprono circa l'88% della potenza totale installata fino al 2016. Solo il Gruppo Vestas ha una quota di mercato di oltre il 40% in termini di MW installati.



Fonte: Anev – Rapporto 2017

Grafico 6 - I principali costruttori di turbine in Italia (in %) – Dati 2016

Dati 2016

| Costruttore | MW |
|-------------------------|--------|
| Vestas | 3787,4 |
| Garnesa | 1731,9 |
| Enercon | 1151,0 |
| Senvion | 839,3 |
| Nordex | 625,6 |
| General Electric | 350,3 |
| Siemens | 211,7 |
| Ecotecnia | 174,7 |
| Leitwind | 142,1 |
| Altro | 228,0 |

Fonte: Anev – Rapporto 2017

Tabella 2 - Il totale dei MW installati in Italia per costruttore di turbine (in MW)

2.2 Il contratto *Engineering Procurement and Construction (EPC)*

Come già esposto all'inizio del precedente paragrafo, il costo d'investimento iniziale può essere scomposto in sotto elementi, ovvero: oneri per individuazione sito, studi di fattibilità e autorizzazioni varie; terreno e opere civili; opere elettriche; aerogeneratore, intendendo l'acquisto, il trasporto e l'installazione dell'impianto di aerogenerazione.

Prescindendo dai costi di tipo consulenziale che sono propri della fase di fattibilità del progetto e autorizzativa, in relazione a tutti gli altri elementi di costo, lo sviluppatore di un parco eolico ha due sostanziali alternative:

- a. siglare contratti separati con le differenti parti che svolgeranno le singole attività;
- b. affidarsi ad un unico soggetto che assorbirà tutte le responsabilità relative alla messa in opera del parco;

Ognuna delle due soluzioni ha chiaramente vantaggi e svantaggi.

Nel caso sub a. Ogni singolo *contractor* siglerà un accordo con lo sviluppatore e questo darà la possibilità di mettere a gara diversi fornitori per le diverse attività, con un prevedibile sostanziale risparmio in termini di costo. Tuttavia il rischio principale ricade in capo allo sviluppatore del parco e potrebbe risultare difficile attribuire ad uno specifico fornitore gli eventuali ritardi nella messa in opera. Anche il *project management* dello sviluppo del parco potrebbe risultare difficile da gestire.

Il caso opposto è quello sub b. in cui ogni attività relativa alla fornitura, installazione e tutte le attività connesse (incluse le opere civili ed elettriche) viene commissionata formalmente ad un unico soggetto.

In questo caso lo sviluppatore del parco trasferisce ogni rischio ad un unico fornitore senza dover più gestire il coordinamento nella delicata fase della messa in opera di tutte le attività relative allo *start up* dell'impianto. Inoltre alla firma del contratto si ha la certezza di un prezzo fisso e di una data consegna dell'impianto funzionante.

Chiaramente lo svantaggio è nel maggior costo che dovrà sostenere lo sviluppatore del parco per avere una sola controparte, che a sua volta dialogherà con i subfornitori.

Il contratto EPC o contratto d'appalto "*chiavi in mano*", di matrice anglosassone, è regolato dalla legge italiana, e ha come scopo la progettazione, costruzione, installazione di un impianto per la produzione di energia elettrica.

Il contratto è generalmente suddiviso in più sezioni, tra le quali solitamente si ha:

- accordo tra le parti
- disposizioni generali (includono il prezzo complessivo e le tempistiche relative alle varie fasi fino all'installazione)
- studio, progettazione e costruzione dell'impianto
- dichiarazioni e garanzie.

La durata del contratto è variabile a seconda del progetto e può prevedere termini intermedi entro i quali devono essere realizzate opere o attività specifiche. Al termine dei lavori l'impianto deve essere consegnato al committente, in quel momento avviene il pagamento del saldo ed il rilascio da parte dell'appaltatore delle garanzie. La responsabilità per danni derivanti dall'interruzione dell'attività per un funzionamento difettoso dell'impianto è generalmente a carico dell'EPC *Contractor*. Il prezzo si paga conformemente allo stato di avanzamento dei lavori.

Per tutti i rischi connessi all'attività di installazione (e anche per ciò che concerne la gestione dell'impianto una volta montato e operativo) è importante quantificarne l'impatto sulla redditività attesa dell'impianto, attraverso delle analisi di sensitività. Queste permettono di valutare l'incidenza che il verificarsi di un evento possa avere sulla redditività del progetto. Le conclusioni di tali analisi comportano spesso la necessità di trasferire un rischio futuro, a fronte di un onere, anche significativo, per evitare le conseguenze in caso di accadimenti negativi. La soluzione per cui ormai molte imprese optano è quella di assicurarsi da rischi di montaggio impianto.

Questo tipo di contratto assicurativo, il cui costo è generalmente incluso nelle offerte "chiavi in mano", copre i rischi ai quali si espone l'attività di montaggio di un impianto fino al momento del collaudo finale. Sono assicurabili ogni tipo di macchina o impianto alimentato da FER, in particolare la polizza prevede la copertura di: opere e impianto da costruire, opere preesistenti, costi di demolizione ovvero spese per eventuale rimozione del materiale danneggiato, attrezzature e mezzi di cantieri necessari all'esecuzione dell'opera.

La polizza può essere di tipo *All Risks*, ovvero, oltre a tali coperture, è risarcibile ogni danno materiale e diretto causato da eventi naturali di forza maggiore, incendio, errori umani (imperizia, negligenza), maggiori costi per lavoro straordinario e danni verificatisi durante il periodo di manutenzione.

Dalla struttura di base della polizza si è assistito di recente alla nascita della cd *polizza smontaggio*, che rappresenta la copertura dei rischi ai quali è esposta l'attività di smontaggio di un impianto fino al momento dello smaltimento. Tale polizza può prevedere anche la copertura per eventuali danni da inquinamento ambientale.

3. Il Finanziamento dell'investimento iniziale

3.1 Introduzione

Completato l'iter autorizzativo, l'imprenditore che intende avviare un progetto di sfruttamento di energia rinnovabile deve cercare il modo migliore di finanziare tale attività ed in particolare il significativo investimento iniziale.

Come tutti i progetti di investimento, l'impresa deve trovare il bilanciamento ottimale tra le due fonti di finanziamento per eccellenza: il capitale proprio ed il capitale di credito.

Per bilanciamento ottimale si intende quell'equilibrio finanziario tale per cui la leva finanziaria⁵ non deve andare oltre quel punto in cui il costo di ulteriore finanziamento genererebbe un ritorno per l'azionista inferiore.

Il capitale di credito può essere ottenuto sostanzialmente in due modi: attraverso il *project financing*, per i progetti eolici di larga scala e tramite leasing finanziario. In via residuale può essere utilizzato il *finanziamento corporate*.

3.1.1 Il Project Financing

Quella del *project financing*, utilizzata soprattutto per investimenti di ammontare significativo, è una tecnica finanziaria utilizzata per quei progetti, originariamente di tipo infrastrutturale o comunque per impianti di grandi dimensioni, che presentano come garanzia del finanziamento i *cash flow* derivanti dal medesimo progetto. L'investimento viene valutato dal potenziale finanziatore per la sua capacità di generare flussi di cassa attraverso la predisposizione di un piano economico-finanziario (o *business plan*) che deve dimostrare la capacità del cash flow atteso di soddisfare almeno tutti i costi operativi, il debito esistente, gli accantonamenti e le imposte.

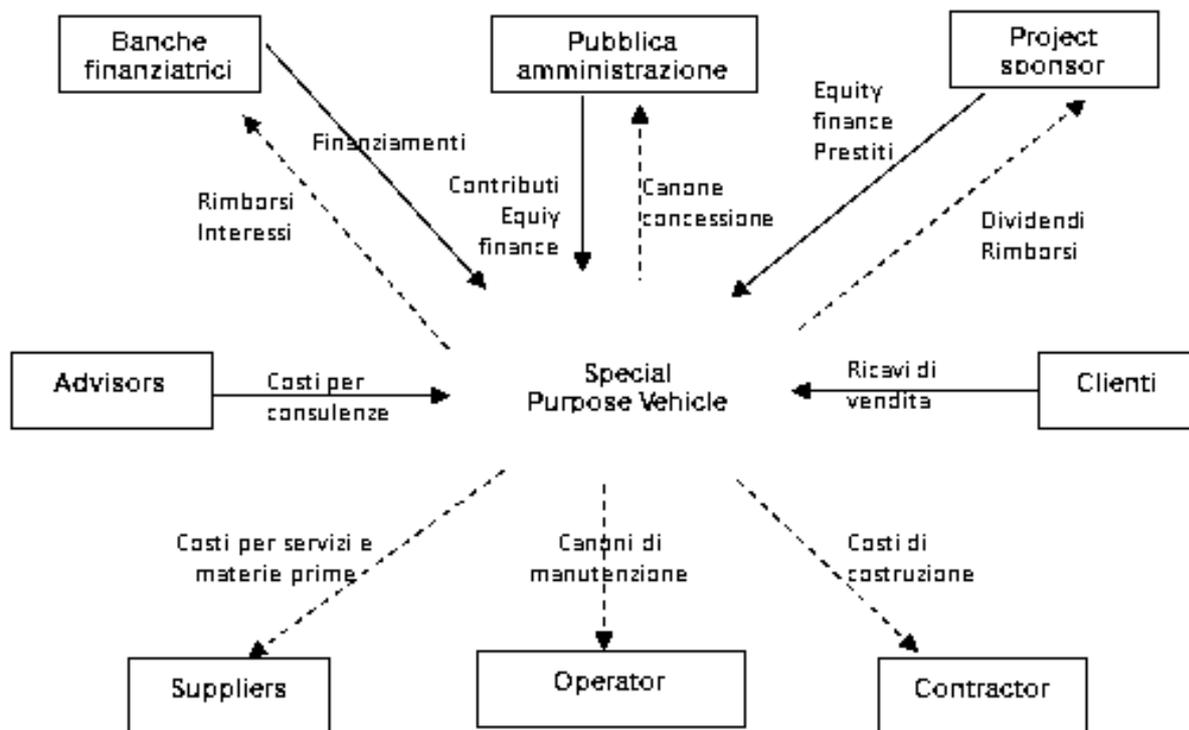
I flussi di cassa generati sono quindi innanzitutto destinati al debito, solo in un secondo momento serviranno alla remunerazione dell'*equity*. La concessione di incentivi pubblici costituisce elemento essenziale per la valutazione della redditività del progetto, sia dal punto di vista dei finanziatori sia da quello dei promotori o sviluppatori o *sponsor*. Il ruolo di interlocutore della Pubblica Amministrazione è perciò molto importante per quanto riguarda sia i profili autorizzativi che per la certezza della concessione degli incentivi.

a. I soggetti coinvolti nel *project financing*

La realizzazione del progetto è solitamente delegata ad una società veicolo, costituita dai vari *stockholders*, la cosiddetta *Special Purpose Vehicle* (SPV) o Società di Progetto. Capitalizzata dagli sponsor (anche promotori dell'iniziativa), la SPV funge da mezzo di collegamento fra il gruppo dei

⁵ La leva finanziaria è un termine che identifica il rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto di un'impresa. La leva finanziaria è una componente del Teorema di Modigliani Miller

finanziatori, i garanti e il progetto stesso. Tale società non possiede mezzi patrimoniali se non quelli destinati alla realizzazione del progetto che riceve dai finanziatori. I fondi vengono erogati come finanziamenti bancari a medio lungo termine. Infine l'erogazione del finanziamento definitivo è condizionata all'ottenimento da parte della Pubblica Amministrazione competente di tutte le autorizzazioni (concessioni e permessi) necessarie, nonché, al diritto all'ottenimento di incentivi pubblici. Lo schema sotto riportato della struttura di un'operazione di *project financing* mette in mostra i flussi economico-finanziari e la rete di relazioni che lega la molteplicità di soggetti che prendono parte a tale operazione.



Fonte: S. Di Diego e F. Frangueli –il piano economico-finanziario nell'ambito del project financing

Tabella 3 - Una struttura tipo di Project Financing

Il ruolo centrale è proprio quello della Società di Progetto, costituita unicamente per la realizzazione e gestione del progetto.

La parte legale che concerne la complessa rete di relazioni che legano finanziatori, *sponsor* e controparti del progetto, e la preparazione di documenti per le varie negoziazioni, spetta a qualificati consulenti legali di cui l'impresa deve necessariamente dotarsi.

Il principale vantaggio del *project financing* è proprio il servizio svolto dalla SVP, a cui sono devoluti oneri, rischi (rischio sulle entrate, rischio di gestione e rischio sulla costruzione) e benefici.

Quanto sopra di fatto limita al massimo le garanzie prestate dagli *sponsor*: i finanziatori non potranno avanzare azioni di rivalsa direttamente sul patrimonio degli azionisti se non nei limiti delle garanzie comprese nel *security package*⁶ da loro prestate e dall'apporto di *equity*.

b. Il piano economico finanziario

Alcuni svantaggi caratterizzano il *project financing*, in particolare gli elevati costi dell'operazione (costi finanziari e costi di consulenza legale, tecnica e finanziaria) e la rigidità della struttura contrattuale.

I costi del finanziamento, che rappresentano una delle voci principali degli oneri ricorrenti di un parco eolico, sono determinati sulla base della percezione del rischio che ha il finanziatore nei confronti del progetto.

Il *business plan* deve quindi avere necessariamente alcune caratteristiche di completezza ed accuratezza per permettere al finanziatore di svolgere le proprie analisi e stabilire il costo che applicherà al finanziamento.

Non vi sono delle regole rigide di costruzione di un *business plan* ma tuttavia per prassi non dovrebbero mancare i seguenti elementi:

- a. la descrizione del progetto dal punto di vista tecnico;
- b. le caratteristiche dello sponsor;
- c. lo scenario di riferimento dal punto di vista del mercato;
- d. il contesto normativo e regolatorio in cui si inquadrerà il progetto (tipologia e durata degli incentivi);
- e. la descrizione degli elementi finanziari che derivano dai contratti che lo sponsor/promotore/sviluppare intende siglare con terze parti;
- f. lo sviluppo numerico dei conti economici, stati patrimoniali e rendiconti finanziari (*cash flow*) prospettici per almeno tutta la durata dell'incentivo e del previsto finanziamento. I cash flow prospettici devono essere costruiti in modo tale da prevedere la remunerazione dei vari finanziatori sulla base della loro *seniority*;

c. La valutazione di convenienza economica e sostenibilità finanziaria

Il finanziatore, a fronte di un piano economico finanziario, svolgerà le sue analisi di vulnerabilità dello stesso (*sensitivity analysis*) e stabilirà a valle la finanziabilità o meno del progetto, il costo dell'operazione e l'ammontare di finanza che è disponibile a mettere a disposizione. La differenza deve essere coperta dall'*equity* dello sponsor.

⁶ Il *security package* nell'ottica delle banche deve consentire una massima ripartizione dei rischi del progetto tra tutte le parti in causa. Tra le garanzie che le banche si fanno solitamente rilasciare vi sono: il pegno sulle quote della società finanziata, l'ipoteca sul terreno o sul diritto di superficie, il pegno o la cessione dei crediti vantati dalla società finanziata.

Due sono le tipologie di analisi che svolge il finanziatore: la convenienza economica (che viene analizzata preliminarmente anche dallo sponsor) e la sostenibilità finanziaria.

Per valutare la convenienza economica di un'operazione di *project financing* i criteri ai quali generalmente si fa ricorso sono il Valore Attuale Netto (VAN) e il Tasso Interno di Rendimento (TIR).

Il VAN rappresenta la ricchezza incrementale generata dall'investimento, espressa come se fosse immediatamente disponibile nell'istante in cui viene effettuata la valutazione. Esso viene determinato come somma algebrica dei flussi di cassa operativi attesi dalla realizzazione dell'intervento, scontati a quel tasso che corrisponde al costo stimato del capitale investito⁷.

Affinchè il progetto sia finanziabile innanzitutto il VAN deve essere positivo; questo infatti dimostra la capacità del progetto di liberare flussi monetari sufficienti a ripagare l'investimento iniziale, remunerare i capitali impiegati nell'operazione e lasciare eventuali risorse disponibili per ulteriori destinazioni.

Il TIR è il tasso che rende il VAN uguale a zero, cioè che rende l'investimento iniziale uguale al valore attuale di tutti i flussi netti di cassa, incluso il rimborso del debito e il pagamento dei turo dividendi. La valutazione del progetto da parte del potenziale finanziatore viene attuata confrontando il TIR con il costo stimato del capitale investito : se il TIR è superiore l'investimento è conveniente in quanto il costo delle fonti di finanziamento sono inferiori rispetto al rendimento.

La sostenibilità finanziaria rappresenta invece la capacità del progetto di generare flussi monetari sufficienti a garantire il rimborso dei finanziamenti e un'adeguata redditività per gli azionisti. Vi sono a tal proposito alcuni indicatori capaci di valutare il margine di sicurezza su cui i soggetti finanziatori possono contare per essere garantiti in merito al pagamento del servizio del debito. I principali sono il *Debt Service Cover Ratio* (DSCR) e il *Loan Life Cover Ratio* (LLCR). il DSCR esprime il cosiddetto servizio annuale del debito, ovvero la capacità del progetto di rimborsare la rata di debito relativa all'anno corrente. Per ogni anno di gestione del progetto esso è pari al rapporto tra il flusso di cassa operativo ed il servizio del debito costituito dalla rata. Valori di DSCR superiori o pari ad 1,20 evidenziano un'adeguata capacità del progetto di rimborso della rata. Il valore minimo del quoziente, per risultare conveniente, non può comunque essere pari ad uno poiché risulterebbe compromessa la possibilità di erogare dividendi agli azionisti. Il LLCR è il risultato del quoziente tra la somma attualizzata, al tasso di interesse del debito, dei flussi di cassa operativi tra la data di valutazione e l'ultimo anno per il quale è previsto il rimborso, incrementato della riserva di cassa per il servizio del debito e il debito residuo allo stesso istante di valutazione. Il

⁷ Il tasso di sconto che viene utilizzato per l'attualizzazione dei flussi di cassa deve rappresentare il costo del capitale necessario a finanziare l'investimento. Viene di norma utilizzato il c.d. *Weighted Average Cost of Capital*, tasso che rappresenta la remunerazione media del capitale, sia di rischio sia di debito.

numeratore del quoziente rappresenta il valore attuale dei flussi generati dal progetto su cui i finanziatori possono contare per il futuro rientro delle somme ancora dovute, che sono invece al denominatore. Più l'indice di copertura considerato assume valori superiori all'unità - cosiddetto punto di equilibrio - maggiore sarà la solidità finanziaria dell'investimento.

L'indice include inoltre la riserva di cassa per il servizio del debito cioè la c.d. DSRA (Debt Service Reserve Account). Questa riserva è costituita per tutelare il soggetto finanziato in ogni istante di vita del debito da inaspettati eventi negativi e rappresenta solitamente una porzione del debito in essere (ad esempio, il 50% dell'ammontare della rata dell'anno successivo).



Fonte: S. Di Diego e F. Franguelli –il piano economico-finanziario nell'ambito del project financing

Figura 6

3.1.2 Il leasing finanziario

Per progetti di dimensioni minori si usa invece fare ricorso ad altre forme di finanziamento, quali ad esempio il leasing finanziario.

Il leasing finanziario è un'attività finanziaria esplicata da banche e da società finanziarie. Le società di leasing svolgono un'attività creditizia mediante la stipulazione di contratti di locazione finanziaria, che svolgono implicitamente la funzione di soddisfare fabbisogni finanziari emergenti da decisioni di investimento. La società di leasing nella veste di locatore concede il bene al locatario per un tempo determinato e in contropartita di un canone periodico. Pertanto la funzione di finanziamento si esplica nel fatto che la spesa per l'acquisto è sostenuta dal locatore mentre il locatario è avvantaggiato dalla dilazione del pagamento. La conseguenza di questa formula è che la proprietà del bene locato appartiene alla società di leasing fino all'eventuale riscatto da parte del cliente. La differenza rispetto al leasing operativo è soprattutto nel fatto che a fine periodo è prevista una opzione di riscatto del bene da parte del locatario, tale per cui il leasing finanziario rappresenta una sorta di finanziamento all'acquisto di un bene.

Le società di leasing inizialmente erano restie a concedere finanziamenti per turbine eoliche, in quanto mercato ancora poco conosciuto e quindi non pienamente affidabile. Negli ultimi anni

tuttavia i soggetti finanziatori hanno compreso la garanzia dei flussi derivanti da fonti rinnovabili, tale per cui il business presenta rischi non di certo maggiori di altre settori di mercato.

Alla società che finanzia il progetto deve per prima cosa essere presentata la documentazione attestante il completamento dell'iter autorizzativo comprensivo di concessioni, cessione del diritto di superficie sul quale verranno installate le turbine eoliche, qualificazione dell'impianto come IAFR e successiva emissione delle delibere comunali, regionali ed autorizzazioni all'emissione di Certificati Verdi (prima dell'attuale normativa che sostituisce tali certificati). La documentazione deve essere corredata da un'opinione legale che ne confermi correttezza e legittimità delle autorizzazioni. Superata questa fase la società comincia ad erogare fondi sotto forma di prestiti per avviare il progetto.

Per spiegare meglio il concetto di leasing finanziario si può costruire un esempio numerico.

Il progetto prevede la costruzione ed installazione di cinque turbine, ciascuna con potenza di 850kW (complessive MW 4,25 e 2000 ore annue di funzionamento per turbina). I costi prevedono l'ottenimento della concessione del diritto di superficie del Comune, l'acquisto delle turbine con annessi costi di nolo, trasporto sistemazione strade e costi per l'allacciamento alla rete elettrica del GSE. L'importo dell'investimento ammonta a circa 5 milioni di euro, somma ritenuta troppo limitata per utilizzare la tecnica del *project financing*. Infatti il promotore ha rilevato che in ipotesi di *project financing* l'ammontare complessivo del costo finanziario che dovrebbe sostenere è significativo in valore assoluto e quasi pari al 7% dell'ammontare dell'investimento.

Il promotore ha quindi contattato una società di leasing che, a valle di una *due diligence* di tipo tecnico e legale ha deliberato la concessione di un leasing finanziario che prevede il rimborso in sette anni di altrettanti canoni annuali, con maxi canone iniziale pari al 20% dell'importo complessivo dell'impianto oggetto dell'operazione ad un tasso d'interesse del 6% circa e prezzo di riscatto finale non significativo.

Nella tabella sotto riportata, i valori di tale operazione:

| Impieghi | Euro/000 | Fonti | Euro/000 |
|-------------------------|-----------------|---------------------|-----------------|
| Terreno | 100 | Mezzi Propri | 1595 |
| Turbine | 3750 | | |
| Opere civili | 700 | Leasing Finanziario | 3605 |
| Interconnessione | 600 | | |
| Altri costi di start up | 50 | | |
| Totale | 5200 | Totale | 5200 |

Tabella 4 - Investimenti iniziali e copertura finanziaria

Come si può notare il leasing copre il 70% delle necessità finanziarie, mentre il rimanente 30% è immesso dall'azionista con mezzi propri.

Il cash flow cumulativo operativo netto del progetto, considerando venti anni di operatività, risulta essere di circa 16 milioni di euro, con ricavi per 18,7 milioni di euro; tali ricavi si basano su una tariffa omnicomprensiva di 110 euro per MWh, l'impianto dovrebbe produrre un volume annuo di energia pari a 8.500 MWh.

I canoni di leasing annui e le uscite fiscali pari al 30% del reddito del progetto conducono al cash flow netto complessivo di cui sopra.

3.1.3 Altre forme di finanziamento: Finanziamento Corporate

In via residuale l'impresa che si appresta ad effettuare un investimento iniziale nel settore eolico potrebbe adottare una soluzione tradizionale di equity/debito, dove il secondo è rappresentato da finanziamento a medio lungo termine, eventualmente garantito dall'impresa stessa e dai suoi azionisti, tale tipo di soluzione è però raramente adottata in quanto lo sponsor usualmente cerca di allocare quanto più possibile i rischi del progetto eolico alla società che gestirà il parco stesso.

4. Il ciclo produttivo

4.1 Premessa

Il ciclo produttivo di una società che gestisce (direttamente o indirettamente) un parco eolico e vende energia da fonti rinnovabili si può definire estremamente semplice e ripetitivo.

Infatti le uniche attività rilevanti sono caratterizzate dalle periodiche verifiche manutentive che devono essere svolte sull'impianto e dalla verifica che non occorranno problemi di allacciamento alla rete elettrica.

Tra l'altro va sottolineato che tale tipo di attività è solitamente regolata da contratti rigidi (cosiddetti *Operations & Maintenance contract* o *O&M*) di durata pluriennale che vengono stipulati dalla società proprietaria del parco eolico e fornitori specializzati, in modo da rendere ancora meno rischiosa per l'imprenditore la gestione del parco eolico.

Il sistema degli incentivi dovrebbe poi essere costruito in modo tale da dare un livello di garanzia dal punto di vista dei ricavi attesi della società. A tal proposito è necessario quantificare per ogni parco eolico alcuni parametri chiave:

- NPV (*Net Present Value*): è il valore attuale netto dei flussi di cassa (cash flows) che l'impiego di capitale in un certo progetto consente di realizzare;
- TLCC (*Total Life Cycle Cost*): rappresenta la somma totale dei costi sopportati dalla fase di progettazione e realizzazione dell'impianto fino a fine vita (compreso il *decommissioning*);
- LCOE (*Levelised Cost of Energy*): è il costo livellato di generazione dell'energia equivalente al TLCC diviso la produzione totale durante la vita dell'impianto, anch'essa scontata. Tale costo rappresenta il prezzo a cui dovrebbe essere venduta l'energia prodotta se si vuole raggiungere il pareggio di bilancio.

Bloomberg New Energy Finance ("BNEF") ha rilevato che il LCOE globalizzato per il solare è sceso da 129 dollari a 122 per MWh nella prima metà del 2015, mentre per gli impianti eolici a terra (*on shore*) è passato da 85 dollari a 82 dollari per MWh. Nello stesso arco di tempo, il LCOE di produzione da carbone è passato da 66 a 75 dollari per MWh nelle Americhe, da 68 a 73 nella regione Asia-Pacifico e da 82 a 105 in Europa. Per la produzione elettrica da turbine a gas a ciclo combinato il costo livellato è passato invece da 76 a 82 dollari per MWh nelle Americhe, da 85 a 93 in Asia-Pacifico e da 103 a 118 nella regione EMEA (Europa, Medio Oriente e Africa).

Nei paragrafi seguenti vengono analizzati in dettaglio i costi e ricavi di un parco eolico in funzionamento.

4.2 Il costo dei fattori produttivi

I costi associati ad un parco eolico possono essere suddivisi in tre macro aree: costi d'investimento, costi di gestione e costi di dismissione, nel presente capitolo si tratterà dei costi di gestione o costi di funzionamento e produzione.

Sui costi d'investimento si è ampiamente scritto nel capitolo di riferimento.

Costi di funzionamento e produzione

I costi di funzionamento di un impianto eolico riguardano principalmente:

- l'amministrazione;
- il canone agli enti locali per l'utilizzo del sito;
- i premi assicurativi;
- la manutenzione ordinaria e straordinaria degli impianti;

E' proprio l'ultima categoria di costo quella più rilevante e su cui l'imprenditore deve prestare maggiore attenzione.

Le moderne turbine eoliche sono progettate per durare generalmente circa 120.000 ore, ovvero circa 20 anni. Come sopra anticipato, dopo un periodo iniziale di garanzia che viene coperto dal costruttore stesso delle macchine, si è soliti stipulare un contratto di servizio con società specializzate nella manutenzione degli impianti (contratti di O&M).

Un contratto di *Operations and Maintenance* (O&M) è un contratto d'opera in cui una parte si obbliga a compiere verso corrispettivo un'opera o un servizio in favore di un'altra, con lavoro prevalentemente proprio. Il contratto definisce quindi limiti e responsabilità delle parti, rispetto alla fornitura del servizio di conduzione e manutenzione ordinaria dell'impianto.

Le attività di un contratto *Operations and Maintenance* possono prevedere tre tipologie di attività: manutenzione ordinaria, manutenzione straordinaria e monitoraggio.

La manutenzione ordinaria viene svolta regolarmente per verificare la corretta funzionalità del sistema e per individuare misure preventive per evitare qualsiasi danno o malfunzionamento. Tipiche le operazioni di *assessment* generale dell'impianto, ispezione parte elettrica e meccanica, verifica producibilità e reportistica interventi.

La manutenzione straordinaria prevede generalmente pronto intervento in caso di guasto o malfunzionamento, verifiche prestazionali, ripristino funzionamento, adeguamenti normativi e reportistica eventi. L'ultima macro area del monitoraggio si occupa del controllo remoto dell'impianto, della verifica di performance in tempo reale ed ultimo reportistica mensile. Tutte

queste operazioni vengono svolte da società specializzate che offrono al cliente un servizio completo assicurando adeguati rendimenti dell'impianto, efficace manutenzione ordinaria, una pronta manutenzione straordinaria e un corretto monitoraggio.

La struttura del contratto O&M varia, tra l'altro, anche in funzione della grandezza dell'impianto: fino a 60 kW il contratto si presenta esclusivamente come un accordo fra le parti con il quale il prestatore d'opera si impegna alla manutenzione ordinaria, che consiste generalmente nel definire un calendario di manutenzione. Da 60 kW a 800 kW nel contratto sono presenti più parti, spesso un *broker* assicurativo, oltre alla semplice manutenzione ordinaria può essere previsto che vi sia il servizio di monitoraggio fino al controllo remoto. Per grandezze superiori al MW la struttura del contratto è più rigida sotto il profilo della definizione dei mutui impegni assunti e prevede generalmente manutenzione ordinaria, straordinaria e monitoraggio.

Di seguito si riporta un estratto di uno studio elaborato nel 2012 da ISES, realtà facente parte di ISES Corporation, gruppo consulenziale operante nell'O&M che esamina tre differenti contratti O&M per tre tipologie di impianti: 55kW, 200kW e 3MW.

Da tale studio appare evidente che via via che cresce la dimensione dell'impianto, anche la complessità del contratto di O&M tende ad aumentare.

Relativamente ad una grandezza di 55 kW il contratto prevede una manutenzione ordinaria secondo un calendario di interventi, una disponibilità minima garantita e calcolata in funzione delle ore di guasto ottenuta come somma delle ore di fermo programmate e di guasto, inoltre una garanzia biennale da difetti di origine e fabbricazione inclusa nella costruzione dell'aerogeneratore qualora il prestatore d'opera fosse anche il costruttore stesso. Il rapporto contrattuale è fra il prestatore d'opera e l'impresa cliente.

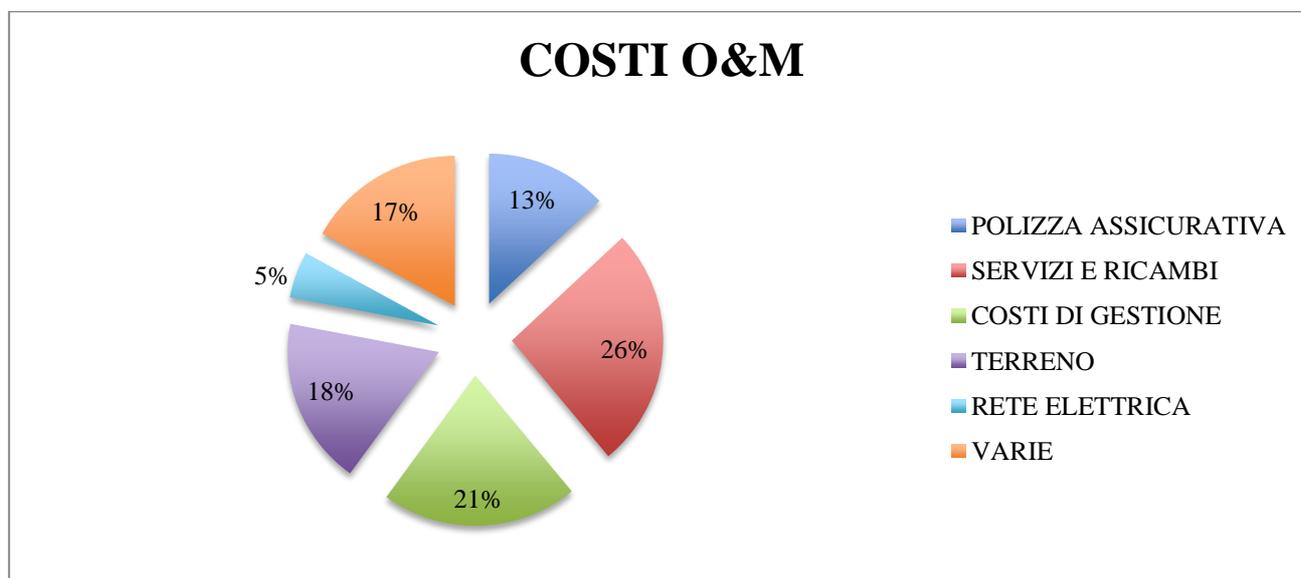
Per un impianto da 200 kW i servizi offerti sono: supervisione e gestione dell'esercizio in remoto attraverso un sistema di tele-diagnostica e controllo; manutenzione ordinaria in funzione di un calendario di interventi comprensivo di sostituzione di parti in usura e servizio pronto-magazzino e come ultimo disponibilità minima garantita calcolata come riportato sopra per l'impianto da 55 kW. Le parti coinvolte in questo secondo caso oltre alle due principali possono essere i subappaltatori del prestatore d'opera (fornitori di parti o ricambi), il *broker* assicurativo con cui l'impresa cliente stipula un'apposita polizza assicurativa (in genere in convenzione) per la copertura della straordinaria, ed infine un terzo in qualità di garante dell'impresa cliente presente sull'impianto all'atto dell'esecuzione degli interventi maggiori.

L'ultimo caso di contratto O&M riguarda un impianto da 3MW. Il contratto proposto in questo caso offre i medesimi servizi dell'impianto da 200 kW con opportuni aggiornamenti di valori della disponibilità minima garantita, tempi d'intervento, parametri operativi oggetto di supervisione in

funzione di una più elevata disponibilità garantita. Ciò che differenzia questo contratto dai due precedenti è la sua struttura di garanzia dell'investimento: come garanzia della qualità delle operazioni di manutenzione vi sarà una terza parte con il fine di intervenire a tutela degli interessi di entrambi in tutte le fasi critiche.

Si prevede verrà stipulata una polizza fra il prestatore d'opera e la compagnia di assicurazione e negoziata con l'impresa cliente e l'istituto di credito nella fase di fornitura dell'impianto. Tale istituto interverrà nel ruolo di *escrow agent*, cioè a garanzia dell'impresa cliente verso le obbligazioni del prestatore d'opera. Dunque in quest'ultimo caso le parti coinvolte sono: subappaltatori del prestatore d'opera, compagnia assicurativa, *escrow agent* come garante delle prestazioni contrattuali del prestatore d'opera ed infine una terza parte in qualità di garante di ambedue le parti che dovrà essere presente in tre momenti: all'atto della misura annuale della disponibilità del valore minimo garantito, durante interventi di manutenzione programmata e ogni qual volta si verifichi un evento di guasto di maggiore entità.

L'incidenza dei costi delle attività di O&M è riportata nel seguente grafico a torta, come emerge da un'analisi effettuata da German Wind Energy Association (la corrispondente organizzazione di ANEV in Germania).



Fonte: German Wind Energy Association

Grafico 7- La struttura dei costi di O&M

I dati rappresentano i costi per impianti eolici di grandezza compresa fra alcune centinaia di kW e qualche MW. Si nota come la voce maggiore sia rappresentata dalla somma dei costi di manutenzione ordinaria e polizza assicurativa che ricoprono poco meno della metà della totalità (40%), i costi di gestione inoltre incidono per quasi un quarto.

Occorre fare un'ultima considerazione in merito a questa categoria di costi.

Con l'accumulo delle ore di funzionamento i costi di manutenzione tendono ad aumentare: il rotore e l'ingranaggio per la moltiplicazione dei giri di rotazione dell'albero devono essere sostituite dopo circa un utilizzo del 75%, il costo ammonta al 15-20% del costo dell'aerogeneratore. I costi relativi all'esercizio e manutenzione degli impianti vengono valutati principalmente in due modi: valore annuo complessivo, espresso in percentuale dell'investimento nelle macchine eoliche; oppure come stima di costo per unità di energia prodotta (€/kWh).

La manutenzione di impianti eolici è un'attività dispendiosa per i produttori di energia eolica ma anche pericolosa per gli operai, vista l'altezza degli aerogeneratori, e gli incidenti sul lavoro anche mortali non sono pochi. Dati questi rischi la manutenzione degli impianti è soggetta alle norme e misure per la prevenzione degli infortuni sul lavoro del D.Lgs. 9 aprile 2008 e si stanno cercando soluzioni alternative, una di queste è l'utilizzo di droni.

La società spagnola Arborea Intellbird nel 2015 ha presentato "*Aracnòptero*"⁸, un drone finalizzato alle ispezioni delle pale eoliche

Nel nostro paese l'utilizzo di una simile tecnologia deve rispettare la normativa "ENAC" disciplinata dal regolamento "Mezzi Aerei a Pilotaggio Remoto". Il regolamento distingue tra operazioni non critiche quelle condotte entro una distanza tale che il pilota è in grado di mantenere il contatto visivo continuativo con il mezzo aereo e quelle critiche. Nel mancato rispetto del regolamento ENAC si incorre in gravi sanzioni amministrative e penali. Va poi considerata la conseguenza che l'utilizzo di questi droni comporterà sui documenti relativi alla sicurezza sul lavoro: oggi ancora non esiste una normativa specifica sulla tutela della sicurezza sul lavoro connessa con l'utilizzo di droni, ma andranno definite delle misure di prevenzione e bisognerà investire sulla formazione del personale. Il Parlamento Europeo per garantire appunto la sicurezza nell'utilizzo dei droni, ha adottato verso fine 2015 una risoluzione non legislativa per fornire un quadro di come debbano procedere la Commissione, i paesi UE e le altre parti interessate.

I costi esterni che ricadono sulla comunità

Un'ulteriore categoria è quella dei costi esterni, cioè quei costi che non rientrano nel costo complessivo di gestione e non ricadono quindi su produttori e consumatori. Sono però costi imposti dalla società e comprendono tutti potenziali danni causati all'ambiente o alla salute dell'uomo dall'utilizzo di uno specifico combustibile durante tutta la gestione del prodotto, dall'acquisizione alla dismissione. Questi costi sostenuti dalla società rappresentano generalmente il 2% del prodotto interno lordo dell'Unione Europea. I metodi tradizionali di valutazione economica non ne tengono

⁸ Sviluppato da Arborea Intellbird. Dall'articolo Rinnovabili.it *Aracnòptero, il drone che sorveglia le pale eoliche*. Aprile 2014

conto, rendendo difficile un confronto fra le tecnologie impiegate per lo sfruttamento di fonti rinnovabili e non.

La Commissione Europea attraverso il cosiddetto progetto “*ExternE*” valuta i costi appunto esterni legati alla produzione di energia elettrica lungo tutta la vita di un impianto.

| FONTE | COSTO ESTERNO NELL'UE (c€/kWh) |
|--------------|---------------------------------------|
| CARBONE | 2-15 |
| PETROLIO | 3-11 |
| GAS | 1-3 |
| NUCLEARE | 0,2-0,7 |

| FONTE | COSTO ESTERNO NELL'UE (c€/kWh) |
|---------------|---------------------------------------|
| BIOMASSE | 0,08-3 |
| IDROELETTRICA | 0,03-1 |
| FOTOVOLTAICO | 0,4-0,6 |
| EOLICO | 0,05-0,25 |

Fonte: Costi esterni di produzione di energia elettrica nei paesi UE dal progetto ExternE

Tabella 5 - Costi esterni derivanti da produzione di energia elettrica nei paesi UE

Dalla tabella si può facilmente notare come i costi esterni siano notevolmente minori per le fonti rinnovabili rispetto ai tradizionali combustibili fossili.

4.3 I ricavi di gestione

I ricavi dipendono fortemente dal fatto se l'impianto sia connesso alla rete o meno (come accade per i micro impianti) e, laddove connesso che tipologia di incentivo è stata scelta dall'imprenditore. Ricordiamo infatti che per i cosiddetti nuovi impianti le opzioni possibili sono date da quanto previsto dal DM del 23 giugno 2016, efficace dal 30 giugno 2016, che aggiorna i meccanismi di incentivazione degli impianti nuovi o riattivati ed entrati in esercizio dal primo gennaio 2013.

Per l'accesso agli incentivi sono previste differenti modalità a seconda della potenza dell'impianto.

Gli impianti di potenza non superiore a 500 kW possono richiedere al GSE il ritiro della produzione netta immessa in rete mediante l'erogazione di una specifica *tariffa omnicomprensiva*.

L'altro meccanismo incentivante, obbligatorio per impianti superiori a 500 kW e opzionale per quelli inferiori a tale soglia, è quello dell'*incentivo*. Tali impianti possono richiedere al GSE sulla produzione netta immessa in rete, l'erogazione dell'incentivo “I” sulla base dei dati della produzione di energia elettrica netta immessa in rete e dei prezzi zionali orari. L'incentivo è pari alla differenza tra tariffa base e prezzo zonale orario della zona in cui è immessa in rete l'energia elettrica prodotta dall'impianto.

Tale differenza non può essere negativa per quegli impianti che accedono agli incentivi a seguito di partecipazione alle procedure d'asta.

Per comprendere la attuale redditività dei progetti eolici localizzati in Italia occorre ricordare la procedura d'asta del 2016 che aveva per oggetto 800MW *on shore* e 30MW *off shore*.

Dall'esito dell'asta pubblicato dal Ministero si può confermare la presenza di una domanda ben superiore all'offerta e l'aggiudicazione finale ad un numero di soggetti che hanno – tutti - offerto il massimo ribasso previsto (ovvero 40% del prezzo base pari a 110 euro per MWh) evidenzia la perdurante attrattività del settore eolico sebbene il periodo d'oro sia ormai passato.

L'elemento ricavo rimane tendenzialmente certo per un definito numero di anni (oggi pari a 20). Alla fine del periodo di incentivazione gli impianti maturano ricavi sulla base del prezzo a cui possono vendere l'energia. Tale prezzo è collegato al prezzo zonale orario dove è situato l'impianto. In pratica il campo eolico ritorna ad essere parte di un sistema non più protetto.

5. Dismissione e ripristino dell'area

5.1 Il processo di dismissione e ripristino

La vita utile di un aerogeneratore è stimata tra i 25 e i 30 anni, al termine dei quali, nel caso non ricorrano le condizioni per un *revamping*, ovvero di aggiornamento tecnologico dell'impianto stesso, si provvederà alla sua dismissione e al ripristino dei luoghi all'uso originario.

Una delle caratteristiche che qualifica l'energia del vento come sostenibile è proprio la quasi totale reversibilità degli interventi di modifica del territorio. Come sopra citato, le operazioni per lo smantellamento dell'impianto e riqualificazione del sito sono varie, le più importanti sono: lo smontaggio degli aerogeneratori e delle apparecchiature tecnologiche, la dismissione delle fondazioni e delle piazzole degli aerogeneratori, la dismissione della sottostazione MT/AT e della cabina di smistamento, il riciclo e lo smaltimento dei materiali e il ripristino dello stato dei luoghi attraverso la rimozione delle opere e il rimodellamento del terreno allo stato originario.

ANEV ritiene, sulla base della, seppur limitata, esperienza finora conseguita da alcuni operatori, che solo una piccola parte dell'impianto non è riutilizzabile, come si evince dalla tabella seguente:

| Materiale | Percentuale | Scenario |
|--------------------------|-------------|----------------|
| pale d'acciaio | 90% | Riutilizzabile |
| acciaio privo di ruggine | 90% | Riutilizzabile |
| ghisa | 90% | Riutilizzabile |
| rame | 95% | Riutilizzabile |
| plastica-PVC | 100% | Discarica |
| alluminio | 90% | riutilizzabile |
| fibre vetro | 100% | Discarica |
| olio | 100% | incenerito |
| piombo | 90% | riutilizzabile |
| zinco | 90% | riutilizzabile |

Fonte: Rielaborazione dati ANEV - Report 2017

Tabella 6 - Riutilizzo materiali a fine vita campo eolico

La rimozione delle turbine avviene secondo precise modalità: attraverso un autogru, rimuovendo tutti gli olii utilizzati nei circuiti idraulici degli aerogeneratori, scollegando cablaggi elettrici, smontando e posizionando a terra il rotore e le pale ed infine tagliandole a dimensioni trasportabili con mezzi idonei. Solo in seguito si avrà la fase di recupero e smaltimento degli apparati elettrici.

Uno studio effettuato nel 2012 dagli ingegneri americani M.J. Kaiser e B.Snyder⁹ sui parchi *off shore* disaggrega il processo di dismissione e ripristino di un sito che ha ospitato un parco eolico come segue:

- a. smantellamento della turbina, che consiste nel trasporto e messa in opera di una gru per smontare la turbina stessa;
- b. trattamento delle pale d'acciaio, torre e navicella inteso come smontaggio, trasporto e vendita delle stesse;
- c. trattamento delle fondazioni e materiale di scarto, ovvero demolizione delle fondazioni, trasporto del materiale di scarto , vendita del cemento e del metallo, ripristino del sito (*foundation site*);
- d. trattamento dei cavi, intendendo la escavazione, trasporto e vendita dei cavi , nonché il ripristino del sito (*cable site*).

In merito al possibile riutilizzo dei componenti i due studiosi espongono quindi la sottostante matrice nella quale abbiamo differenti opzioni per i vari componenti del parco eolico.

Sembrirebbe che, diversamente da quanto indicato da ANEV nel paragrafo precedente, le pale della turbina e la sottostazione siano parti che presumibilmente possano non essere riutilizzate agevolmente e quindi mandate in discarica.

Va notato che tra le opzioni vi è la "scogliera", in questo caso si sta parlando di un parco *off shore* e della possibilità di lasciare *in situ* delle parti, tali che a lungo andare potrebbero diventare una sorta di scogliera artificiale.

⁹ Kaiser, M.J. & Snyder, B. – *Off shore wind energy cost modelling, 2012*

| Componente | Scogliera | Discarica | Rottame | Lasciato sul sito |
|--------------------------|-----------|-----------|---------|-------------------|
| Pale della turbina | N | Y | N | N |
| Navicella | N | Y | Y | N |
| Torre | N | U | Y | N |
| Monopile | Y | U | Y | N |
| Cavi | N | Y | N | Y |
| Fondazioni sottostazione | Y | U | Y | N |
| Sottostazione | N | Y | N | N |

Tabella 7 - Tavola opzioni per macrocomponente (Yes/No/Unlikely)

5.2 I costi di smantellamento e ripristino (*decommissioning costs*) – lo studio italo svedese

L'attività di dismissione o smantellamento e ripristino comporta un costo, fortemente dipendente da tre elementi: la capacità installata, la localizzazione geografica del parco e il livello di ripristino previsto del sito.

Numerosi *paper* sono stati elaborati nel corso degli ultimi anni a livello scientifico, per modellizzare i costi attesi di *decommissioning*.

Uno studio svolto nel 2014 dal Dott. G. Giovannini , Teaching Assistant al Dipartimento di Earth Sciences dell'Università di Uppsala ha comparato il modello svedese e quello italiano in termini regolatori e di *cost assessment*. La dissertazione è stata quindi ripresa nell'anno successivo da John Mc Carthy del medesimo dipartimento nell'ambito di uno studio approfondito sull'analisi dei costi previsti di *decommissioning* dei parchi eolici svedesi.

5.2.1 Le regole di *decommissioning*

Le analisi svolte da Giovannini evidenziano che, senza prendere in considerazione le piccole turbine eoliche come quelle per la micro generazione (fino a 10 kW), in Italia il regime regolatorio è piuttosto rigoroso in quanto gli sviluppatori di campi eolici, per assicurare alle Autorità Locali che il *decommissioning* sarà effettuato, devono produrre garanzia bancaria o polizza assicurativa (*decommissioning bond*) pari all'ammontare del previsto costo. Questa garanzia è uno degli elementi necessari al rilascio dell'autorizzazione. In mancanza dello stesso il permesso non è rilasciato e l'operatore non può iniziare a costruire il campo eolico.

Quanto sopra è quello che si deriva dal Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico n.219 del 10 settembre 2010 – *Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da Fonti Rinnovabili*.

Questo tipo di regolamentazione di fatto potrebbe scoraggiare i piccoli investitori a vantaggio di grandi imprese, proprio perché comporta dei costi aggiuntivi *upfront*. Inoltre, l'importo totale garantito dalla polizza potrebbe essere superiore a quello effettivamente necessario, in quanto, tra l'altro, nella sua determinazione non si tiene conto della possibile rivendita come rottame (*scrap value*) dei componenti dell'impianto. In Svezia il regolamento è diverso e le condizioni differiscono, per ogni parco eolico, sulla base del numero e l'altezza delle turbine a vento. Più precisamente, per le centrali eoliche con un massimo di sei turbine e un'altezza massima complessiva di 150 metri, non vi è alcun obbligo per gli sviluppatori di fornire la garanzia, anche se l'operatore è comunque ovviamente tenuto a prendersi cura delle future operazioni di smantellamento. Considerando la durata del parco eolico, è peraltro difficile essere certi che saranno gli stessi sviluppatori ad eseguire in ultima analisi questa attività, comunque, solo nel 28% dei casi che hanno già ricevuto l'autorizzazione tra gli anni 2009 e 2012, gli sviluppatori hanno dovuto fornire l'intero importo della cauzione (L. Aldén, 2014).

Rispetto all'iter autorizzativo italiano, in Svezia emerge quindi una maggiore flessibilità procedurale.

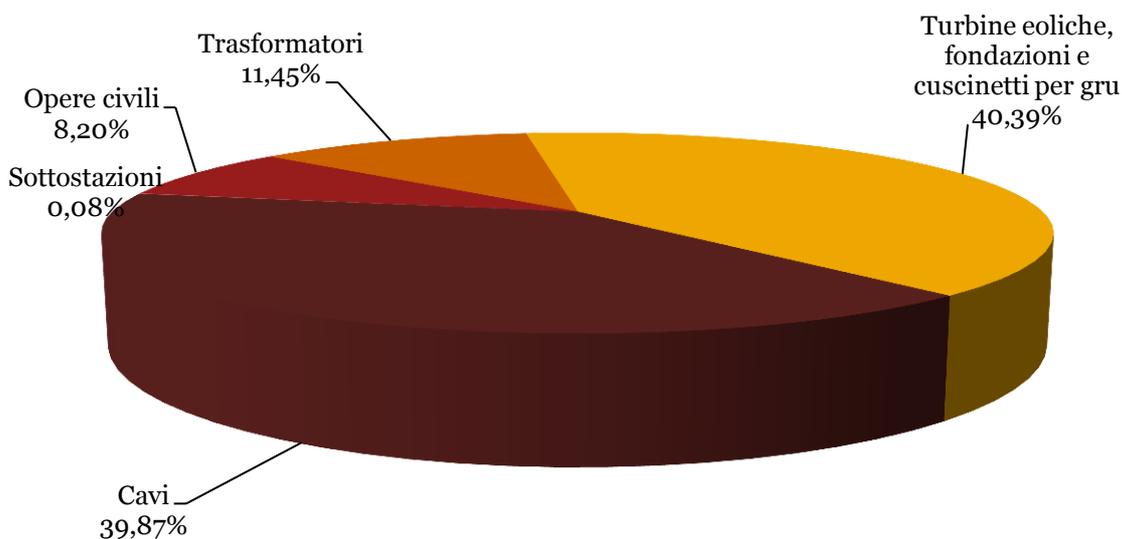
5.2.2 I costi di *decommissioning*

I costi di dismissione e ripristino è quella parte di costo complessivo maggiormente soggetta ad aleatorietà dato il suo accadimento futuro. In Italia vi sono ancora rari casi di smantellamento di un parco eolico in quanto lo sviluppo dei parchi è iniziato in modo significativo a partire dagli anni novanta. In Danimarca e Svezia si è già presentato qualche caso di smantellamento di piccoli impianti ma tuttavia è ancora difficile capire se le stime che vengono fatte in fase autorizzativa da parte dello sviluppatore corrispondono indicativamente ai costi che verranno effettivamente sostenuti a fine vita del parco.

In ogni caso, mentre tra la regolamentazione svedese e italiana vi è comunque qualche similitudine, la valutazione dei costi di dismissione presenta approcci completamente diversi. In Italia, secondo le Linee Guida rilasciate dal governo italiano, le Regioni o soggetti delegati, devono verificare se la valutazione dei costi di smantellamento sia stata accuratamente determinata.

Inoltre, deve essere fatto secondo listini prezzi pubblicati dalle Regioni, dove ogni attività comporta un costo tabellare. Va inoltre tenuto presente che poiché non è consentito inserire nella stima qualsiasi possibile riciclo o rivendita di scarti, questo tipo di approccio porta a costi spesso sovrastimati. D'altra parte, una volta che l'offerta di asta al ribasso si è conclusa con un forte sconto rispetto alla tariffa base, anche le operazioni di smantellamento dovrebbero ricevere una significativa riduzione dei prezzi.

Uno studio (Falco M., 2014) effettuato su un parco eolico di 10MW (cinque turbine Vestas da 2MW ognuna) sito in Basilicata ad una distanza di circa 15 km dal luogo dove effettuare il rilascio dello *scrap*, ha concluso con un costo complessivo stimato pari a circa 2.180.000 euro, ovvero 436.000 a turbina, prima di qualsiasi *cost saving* scaturente da una gara per il servizio. Nella tabella sotto riportata si ha la ripartizione dei costi per tipologia.



Fonte: Falco M. - 2014

Grafico 8 - Ripartizione dei costi di smantellamento

In Svezia la metodologia principale dei costi di smantellamento consiste nel fare riferimento a "casi precedenti". In effetti, generalmente, le municipalità locali tendono ad approvare la valutazione degli sviluppatori basata su casi simili già approvati; ciò potrebbe portare a sottostimare i costi di smantellamento finale in quanto ogni parco ha peculiarità proprie e tenere solo conto del numero delle turbine e dell'altezza di ogni turbina, rappresenta un elemento spesso

non sufficiente a determinarne correttamente i costi a finire. Un ammontare di circa 300.000 SEK (pari a circa 31.000 euro) è stato nel corso del 2013 e 2014 il costo indicativo complessivo per MW. Un secondo metodo di calcolo accettato dalle autorità è basato su un modello originario prodotto dagli studiosi Perez e Rickardsson nel 2008 e poi ripreso dalla società di consulenza Consortis Producentansvar AB e Svensk Vindenergi. Tale metodo si basa essenzialmente sul rilevare le singole componenti di costo direttamente dai *contractors* che effettueranno la singola sottoattività. Tale approccio, anche se appare molto accurato, non è diffusamente utilizzato e sembra concentrarsi soprattutto sul *dismantling* della turbina stessa, senza tener conto di eventuali rimozioni di pastiglie da gru come pure del rifacimento di strade e piazzole in un ottica *greenfield*¹⁰.

5.2.3 I risultati dell'analisi

Sulle base degli studi effettuati e di casi concreti raccolti da Giovannini in Svezia si possono riassumere in una tabella alcuni dati relativi al *dismantling* (previsto o effettuato) di alcuni parchi eolici, per la precisione: due casi reali in Svezia, una stima effettuata secondo il modello Perez-Rickardsson, due stime effettuate da operatori privati svedesi ed il caso italiano menzionato nei precedenti paragrafi.

Elaborazione su dati: Alden et al - 2014 & Perez O., Rickardsson E. - 2008

| Livello di Ripristino | Esempio modello svedese | Sweden Gotland | Sweden Västerbotten | Italia Sud | Sweden Falkenberg | Sweden Gotland |
|------------------------------|-------------------------------|-------------------|------------------------|----------------|----------------------|-------------------|
| | 1,65 mw | 2 MW | 2MW | 2MW | 0,225 MW | 0,5 MW |
| | Stima | Stima | Stima | Stima | Consuntivo | Consuntivo |
| Fondazioni | ✓ | ✓ | | | ✓ | ✓ |
| Cavi | ✓ | | | | ✓ | |
| Cuscinetti per gru | | ✓ | | | ✓ | ✓ |
| Strade | | ✓ | | | ✓ | ✓ |
| Costo totale (SEK) | 1.482.000 | 1.125.000 | 465.000 | 4.000.000 | 41.643 | 269.600 |
| (EURO) | 155.000 | 118.000 | 48.600 | 418.000 | 4.300 | 28.000 |
| Costo totale per MW (SEK) | 898.000 | 562.000 | 232.000 | 2.000.000 | 181.000 | 539.000 |
| (EURO) | 94.000 | 59.000 | 24.300 | 209.000 | 18.900 | 56.000 |

Tabella 8 - Studio decommissioning costs

¹⁰ *greenfield* è un terreno vergine, incontaminato

Purtroppo non è possibile effettuare paragoni sulle stime finali per MW in quanto, a titolo di esempio, il parco eolico italiano è l'unico ad essere completamente smantellato. Le centrali eoliche svedesi ipotizzano invece diversi livelli di ripristino. È forse possibile individuare le differenze di costo tra il parco eolico italiano e quelli svedesi eseguendo comparazioni separate e per categoria di attività. Il primo confronto può essere fatto tra il parco eolico italiano e quello di Gotland (2MW turbina eolica), tenendo presente che la rimozione dei cavi rappresentava quasi il 40% del costo complessivo (come mostrato nella precedente tabella). Inoltre, il costo di smantellamento del parco italiano non tiene conto della possibile riduzione del prezzo in caso di asta al ribasso (30-40%). Un confronto equo può forse essere raggiunto, sottraendo entrambi gli elementi menzionati. Il costo risultante per MW per lo smantellamento del parco italiano sarebbe comunque sempre più alto (circa + 25-50%) rispetto alla turbina a vento da 2 MW di Gotland (562.000 SEK per MW).

Un secondo confronto può essere effettuato tra la turbina eolica da 1,65 MW e quella italiana. Il confronto può essere fatto assumendo lo stesso livello di ripristino per l'impianto eolico italiano, vale a dire deduzione del costo di rimozione dei pad di gru (7,22%), il costo di rimozione delle strade (8,20%) e la riduzione del prezzo dovuto all'asta più bassa dell'offerta (30-40%) sul costo complessivo per MW. Il costo finale risulterebbe tra 1.000.000 e 1.184.000 SEK. Anche in questo caso, il costo stimato per il parco italiano sarebbe più alto (circa + 10-30%) rispetto a quello calcolato secondo il modello Perez Rickardsson per una turbina a vento da 1,65 MW (898.000 SEK).

5.3 Ulteriori casi di stime preventive di decommissioning di parchi eolici in Italia

Da alcune ricerche svolte dallo scrivente su progetti di dismissione di progetti eolici si possono citare due casi di relazione di stima preventiva dei costi di dismissione e ripristino, entrambi risalenti al periodo 2011-2012.

Nel primo si tratta del progetto tecnico definitivo avente oggetto un'area nel Comune di S. Venanzo, in provincia di Perugia, dove è stato realizzato un impianto eolico della potenza di 18,4 MW ottenuta da 8 generatori eolici, ciascuno con potenza 2,3 MW. La durata dello smantellamento dell'intero complesso è stimata intorno ai 4-5 mesi e a circa 5-6 giorni per aerogeneratore. Per le varie attività di dismissione impianto e ripristino dello stato dei luoghi il costo previsto ammonta a circa 750.000 euro. Da ciò emerge un costo previsto di circa 41.000 euro per MW.

Nella relazione tecnica¹¹ si cita che il primo intervento riguarda la rimozione degli aerogeneratori, eseguita in questo caso da ditte specializzate, che si occuperanno anche della rimozione di tutte le

¹¹ Relazione tecnica, soggetto proponente Innova Wind Srl, dic 2011

opere civili ed elettromagnetiche. Le torri in acciaio saranno smaltite presso specifiche aziende di riciclaggio.

Nel secondo caso la zona di riferimento è il Comune di Stigliano, in Provincia di Matera. Il costo stimato dalla società di ingegneria Teknè è pari a 369.000 euro per un parco eolico di 16,4MW e pertanto con una incidenza pari a circa 22.500 euro per MW (dalla lettura della relazione si parla di un importo pari all'1,5% del totale investimento). Va notato che dalla relazione tecnica¹² si nota che una parte delle fondazioni non verrà smontata.

Ancora una volta, anche sulla scorta di quanto rappresentato nello studio Italo svedese, si può concludere che i valori finali di riferimento sono molto variabili e probabilmente il costo per MW non rappresenta, *per se*, un parametro esaustivo di riferimento.

5.4 Conclusioni sul dismantling

Come anticipato in premessa, le uniche certezze sui costi di dismissione e ripristino è che l'ammontare degli stessi è difficilmente quantificabile e varia sulla base di molti fattori, quali: la dimensione del parco eolico, la localizzazione geografica dello stesso, il livello di ripristino richiesto e la possibilità di utilizzare un unico prestatore di servizi che in modo efficiente esegua interamente l'opera di smantellamento.

Sicuramente però si può affermare che è escluso che il valore di realizzo degli elementi di scarto possa essere superiore ai costi di ripristino, pertanto è assolutamente corretto accantonare un importo che rappresenti il costo netto a finire del *dismantling*.

Si può al tempo stesso dire che trattandosi di un costo che viene sostenuto al termine di un periodo di almeno 20-25 anni, il suo ammontare attualizzato è comunque contenuto rispetto a tutti gli altri elementi di costo di un progetto eolico.

Qualora poi, l'operatore dovesse procedere con un *revamping* totale o parziale dell'impianto, il tema assumerebbe proporzioni ancora minori, dato il protrarsi del tempo.

5.5 Il revamping

Il *revamping* dell'impianto non rappresenta una vera alternativa al *decommissioning* ma casomai una modalità di rinvio del tema.

E' una materia di acceso dibattito in Italia e all'estero in quanto occorre identificare regole operative, procedure e *best practices* per garantire efficacia e trasparenza nei progetti di rinnovamento dei parchi eolici. Questo l'obiettivo con cui è stata lanciata nel corso del 2015 la *Carta del rinnovamento eolico sostenibile*. Un impegno siglato dai principali operatori settore, tra i

¹² Progetto definitivo, ingegnere M.Falco, soggetto proponente Relight Energie Srl, 2011

quali: E2i Energie Speciali, Enel Green Power, ERG Renew, Falck Renewables, E.On e IVPC, insieme a Legambiente ed Anci. La Carta nasce da quella che ormai è un'evidenza per il settore del vento europeo ed italiano. Molti degli aerogeneratori nazionali hanno un livello di anzianità elevato (alcuni superano i dieci anni) e non sono più efficienti dal punto di vista tecnologico, né tanto meno efficaci dal punto di vista produttivo. In questo scenario, il rinnovamento degli impianti più obsoleti apre diverse opportunità, sul versante tecnologico, occupazionale e anche del prezzo all'ingrosso dell'elettricità.

Affinché i benefici riguardino anche l'ambiente, il *revamping* eolico deve essere attuato puntando all'integrazione ambientale e paesaggistica nei territori coinvolti, consentendo una maggiore fruizione e valorizzazione di quei territori e comuni "ventosi" spesso ad alta vocazione turistico culturale oltre che agricola. *"Attuare i principi della 'Carta' significa dare al Paese l'opportunità di consolidare e incrementare la quota di elettricità da fonte rinnovabile, in particolare attraverso l'eolico, che ha dimostrato essere competitivo per contribuire a raggiungere gli obiettivi Europei al 2020 e, in prospettiva, quelli al 2030"*.¹³

Dalle dichiarazioni degli operatori, attuare i principi della Carta significa anche coinvolgere le istituzioni nazionali e territoriali per porre in essere un quadro normativo che consenta di:

- identificare e classificare le aree, in cui sono già presenti impianti eolici, caratterizzate da una consolidata accettabilità delle Comunità territoriali;
- semplificare le procedure tecnico-amministrative ai fini del rilascio delle autorizzazioni per gli interventi di "rinnovamento" in siti a più alta vocazione eolica e conformi ai criteri della tutela del paesaggio;
- integrare i processi autorizzativi con le iniziative per il potenziamento delle reti elettriche al fine di rendere convergenti ed efficienti i diversi percorsi amministrativi;
- Aumentare la produzione del "kWh verde" a un prezzo stabile nel lungo periodo, individuato attraverso un'equa procedura concorsuale, che assicuri la giusta remunerazione degli investimenti e la loro sostenibilità economica complessiva.

¹³ Comunicato stampa del 9 novembre 2016 – Fiera Ecomondo Rimini

6. Caso Windfarm S.P.A.

6.1 I due parchi di Windfarm SpA

Il presente caso numerico tratta di due campi eolici facenti parte di Windfarm SpA , veicolo societario di un gruppo economico denominato Gruppo Zeta. I due parchi sono localizzati in due comuni limitrofi. Le caratteristiche tecniche dei due campi sono rappresentate di seguito:

| | PARCO ALFA | PARCO BETA |
|-------------------------------|-------------------|-------------------|
| Zona | Sud Italia | Sud Italia |
| Numero turbine | 15 | 16 |
| Capacità per turbina | 1,5 MW | 2 MW |
| Totale capacità | 22,5 MW | 32 MW |
| Scadenza O&M | 31/12/2018 | 31/12/2022 |
| Inizio operatività | 2006 | 2008 |
| Tipo di incentivo | Certificati verdi | Certificati verdi |
| Durata incentivo | 12 anni | 15 anni |
| Produzione annua (MWH) | 32.000 | 56.000 |

Tabella 9 - Dati tecnici Parco Alfa e Parco Beta

Poiché sono entrati in operatività tra il 2006 e il 2008 si può notare dalla tabella che il sistema vigente è ancora quello dei certificati verdi, che assicura un ricavo stabile tramite *feed in premium* per un periodo variabile di 12-15 anni.

Qualora fossero entrati in funzione nel 2017, come evidenziato nei paragrafi precedenti, avremmo assistito al fenomeno delle aste al ribasso su una tariffa omnicomprensiva (cfr. capitoli 1.3 e 4.3).

Nel grafico ad istogrammi che segue sono rappresentate le perdite che hanno sofferto i due parchi a causa della congestione della rete elettrica. Le congestioni sono avvenute in particolare nei periodi invernali per problemi tecnici legati alla rete o per momenti di scarsa domanda.

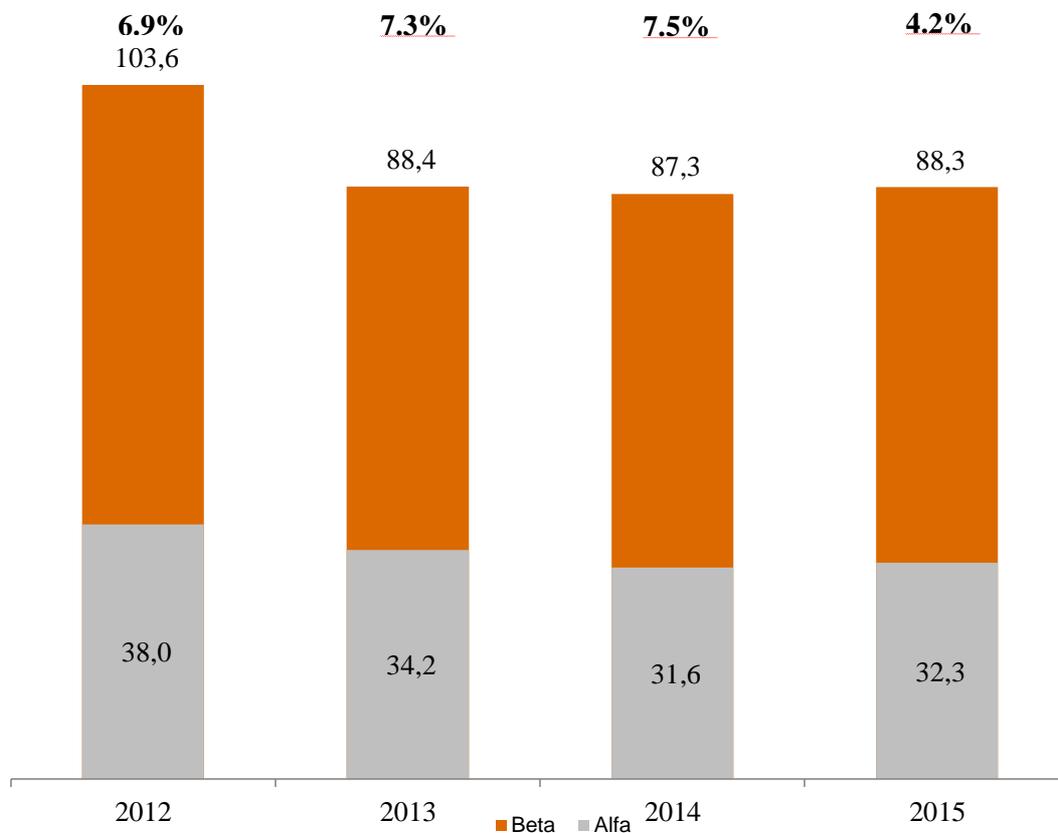


Grafico 9 - Perdite stimate dovute alla congestione della rete

6.2 Il conto economico aggregato

Esponiamo nel presente paragrafo gli elementi principali del conto economico aggregato dei due parchi per l'anno 2015.

Dal lato ricavi emerge la coesistenza di quanto deriva dalla vendita di energia a prezzi di mercato e del premio tariffario di circa euro 8,8 milioni in certificati verdi.

I costi di manutenzione presentano una componente fissa ed una variabile, la loro quantificazione è connessa ai due contratti in essere di cui si tratterà più specificatamente nel prossimo paragrafo.

Il costo annuale per il terreno ammonta a euro 664 mila ed è relativo a diritti di superficie e affitto per uso dell'area adibita all'uso dei due parchi.

I costi per assicurazione ammontano a euro 184 mila e riguardano oneri futuri per rischi relativi a potenziali interruzioni di energia.

Il costo del lavoro è relativo a cinque persone della Windfarm SpA operanti nel settore amministrativo, circa euro 40 mila di costo azienda medio annuo per persona. Le attività svolte consistono in: coordinamento delle attività svolte dagli *external contractors*, interazione con le

municipalità e fornitori, controllo di natura ambientale. Le attività di O&M sono in *outsourcing* a parti terze.

Le royalties riguardano gli oneri di concessione che la società versa ai due comuni con cui ha stipulato le convenzioni di durata pluriennale per l'utilizzo dei parchi.

Le utenze sono gli oneri derivanti dall'uso dell'acqua e dell'elettricità.

Le tasse sulla proprietà riguardano invece gli oneri per IMU.

La marginalità a livello di EBITDA è molto elevata e pari al 73,3%. Questa redditività elevata serve per poter sostenere il fabbisogno finanziario emergente dal significativo investimento iniziale. Nella tabella seguente sono sintetizzati tutti gli elementi sopra esposti:

| | 2015 | Long Term |
|--------------------------|----------------|----------------------------|
| | (€K) | Costi operativi (%) |
| Ricavi impianti | 13,002 | |
| <i>Energia elettrica</i> | 4,195 | |
| <i>Certificati verdi</i> | 8,807 | |
| Costi impianti | (3,502) | |
| Manutenzione | (1,617) | 46,5% |
| - componente fissa | (991) | |
| - componente variabile | (196) | |
| - One off items | (430) | |
| Terreno | (664) | 19,9% |
| Assicurazione | (184) | 6,0% |
| Lavoro | (283) | 8,9% |
| Royalties | (285) | 8,9% |
| Utenze | (130) | 3,8% |
| Tasse sulla proprietà | (274) | 3,2% |
| Altri costi | (65) | 2,8% |
| EBITDA | 9,501 | |
| <i>EBITDA in %</i> | <i>73%</i> | |

Tabella 10 - Conto Economico di Windfarm SpA

6.3 Le caratteristiche dei contratti di O&M

Le turbine dei due parchi sono gestite tramite appositi contratti di O&M. Ogni parco ha il suo contratto siglato con terze parti. Entrambi i contratti includono le seguenti attività:

- manutenzione ordinaria
- monitoraggio 24 ore al giorno
- eventuale riparazione di parti delle turbine
- garanzia di performance dei due parchi

Nella tabella seguente sono esposti i principali elementi contrattuali relativi ai due parchi. Come si può notare le caratteristiche sono simili nella struttura:

| | PARCO ALFA | PARCO BETA |
|--------------------------------|--|--|
| Data di inizio | gen-15 | feb-15 |
| Data fine contratto | gen-18 | dic-24 |
| Attività incluse nel contratto | manutenzione ordinaria riparazioni turbine safety inspections monitoraggio 24 ore giorno garanzia di performance | manutenzione ordinaria riparazioni turbine safety inspections monitoraggio 24 ore giorno garanzia di performance |
| Garanzia di performance | | |
| - % ore annue | 97% | 97% |
| - penale sulle ore annue | 4500 euro per ogni 0,1% in meno | 5000 per ogni 0,1% in meno |
| - bonus performance | oltre 98% 3000 euro per ogni 0,1% | oltre 98%, 30% sui ricavi addiz. |
| Condizioni commerciali | | |
| - fixed fee | 28400 euro per turbina/anno | 25500 euro per turbina/anno |
| - reimbursable fee | lavori per vandalismo/cause forza magg. | riparazioni per cause di forza magg. |
| - variable fee | non prevista | euro 5,5 per MW/h |

Tabella 11 - Schema dei contratti di O&M

6.4 Caratteristiche del finanziamento sull'investimento iniziale

Il Gruppo Zeta, tramite la controllata Windfarm SpA, stipulò nel dicembre 2007 un *financing agreement* di Euro 75.350 mila per il finanziamento dei due parchi.

Il pacchetto finanziario consisteva in due *term loan* (mutui) e due finanziamenti IVA; inoltre due contratti di *hedging*¹⁴ sono stati creati a copertura dei rischi sui tassi d'interesse.

Lo schema dei contratti è come segue:

| Tipo debito | Importo originario | Debito residuo al 31.12.2015 | Scadenza | Tasso di riferimento | Tasso d'interesse | Profilo di ripagamento |
|-----------------------------|--------------------|------------------------------|------------|---------------------------------|--|------------------------|
| Term Facility Tranche1 | 21.450.000 | 11.039.382 | 31/12/2022 | Euribor 6m, con contratti swaps | 90bps, fino a 100bps da 1 Gen 2017 e fino a 110bps da 1 Gen 2019 | Amortising |
| Term Facility Tranche2 | 45.850.000 | 23.603.580 | 31/12/2022 | | Possibilità di uno sconto di 5bps se i coverage ratios sono sopra un certo threshold | Amortising |
| Term Facility Tranche 1 VAT | 1.950.000 | Interamente ripagato | n.a. | | | |
| Term Facility Tranche1 | 6.100.000 | Interamente ripagato | n.a. | | | Amortising |

Tabella 12 - Tipo di finanziamento per Windfarm SpA

Il finanziamento è un tipico *project finance* con *limited recourse*¹⁵ sul Gruppo Zeta. Il *security package* include:

- pegno sulle azioni di Windfarm SpA
- ipoteche sugli asset fisici
- privilegi speciali
- garanzie assicurative

6.5 Lo stato patrimoniale di Windfarm SpA

Lo stato patrimoniale della società è esposto nella pagina seguente. Va ricordato che il DSRA rappresenta la riserva di cassa alla data del 31 dicembre 2015 per futuri eventuali rischi che potrebbero limitare la capacità di ripagamento delle rate future dei contratti di finanziamento.

Le immobilizzazioni sono costituite dal parco eolico al netto degli ammortamenti già effettuati. Il capitale circolante netto deriva dalla forbice tra tempi di incasso e pagamento.

Nelle altre passività è anche inclusa una parte di indebitamento finanziario (interessi passivi e altre esposizioni).

¹⁴ L'hedging è una pratica che consiste nell'effettuare una o più operazioni di copertura per proteggersi dai rischi legati ad un altro investimento - www.borsaitaliana.it

¹⁵ Il *project financing* con *limited recourse* prevede specifici impegni anche da parte degli *sponsors*, quantunque limitati nel tempo e nell'ammontare - www.bankpedia.org

Il rapporto debito finanziario su patrimonio netto, tenuto conto della quota parte riclassificata tra le altre passività, è pari a circa 1,5. Tale indicatore appare assolutamente in linea con le aspettative del settore.

| | 31 Dicembre 2015 (€K) |
|----------------------------------|--|
| Immobilizzazioni | 53.784 |
| Capitale circolante commerciale | 1.255 |
| Altre attività/passività | (7.184) |
| Capitale netto investito | 47.856 |
| Indebitamento finanziario netto | 30.316 |
| DSRA | (4.009) |
| Altre attività finanziarie nette | (763) |
| Totale patrimonio netto | 22.311 |
| Fonti di finanziamento | 47.856 |

Tabella 13 - Stato Patrimoniale di Windfarm SpA al 31.12.2015

6.6 Il Business Plan

Nel presente paragrafo sono riportati i dati prospettici relativi ai due parchi fino al 2022, anno in cui scadrà l'ultimo dei benefici tariffari. Dal 2023 è infatti previsto che tutta l'energia prodotta verrà ceduta sul mercato al prezzo zonale del momento.

Nella Tabella 14 sono schematizzati i risultati economici previsionali:

Sintesi Conto Economico 2016E - 2022E

| (€k) | 2016E | 2017E | 2018E | 2019E | 2020E | 2021E | 2022E |
|----------------------|---------------|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Elettricità | 4.236 | 4.416 | 4.691 | 5.189 | 5.596 | 6.076 | 6.145 |
| Certificati verdi | 10.100 | 10.221 | 6.833 | 6.242 | 5.997 | 5.776 | 5.699 |
| Manutenzione | (1.300) | (1.315) | (1.334) | (1.478) | (1.525) | (1.552) | (1.570) |
| Terreni | (640) | (650) | (661) | (674) | (686) | (699) | (705) |
| Assicurazione | (190) | (193) | (196) | (200) | (204) | (208) | (212) |
| Lavoro | (280) | (284) | (289) | (295) | (300) | (306) | (310) |
| Royalties | (303) | (310) | (254) | (253) | (256) | (261) | (266) |
| Utilità | (320) | (324) | (330) | (336) | (343) | (349) | (354) |
| Altro | (180) | (183) | (186) | (189) | (193) | (197) | (201) |
| Costi totali | (3.213) | (3.259) | (3.250) | (3.425) | (3.507) | (3.572) | (3.618) |
| EBITDA | 11.123 | 11.378 | 8.274 | 8.006 | 8.086 | 8.280 | 8.226 |
| Margine% | 77,6% | 77,7% | 71,8% | 70,0% | 69,7% | 69,9% | 69,5% |
| | | | | | | | |
| Ammortamento | (4.120) | (4.120) | (4.120) | (4.120) | (4.120) | (4.120) | (4.120) |
| EBIT | 7.003 | 7.258 | 4.154 | 3.886 | 3.966 | 4.160 | 4.106 |
| Margine% | 48,8% | 49,6% | 36,0% | 34,0% | 34,2% | 35,1% | 34,7% |
| | | | | | | | |
| Interessi finanziari | (1.557) | (1.248) | (1.006) | (766) | (534) | (276) | (190) |
| Altro | (70) | (63) | (35) | (26) | (18) | (11) | (5) |
| EBT | 5.376 | 5.947 | 3.113 | 3.094 | 3.414 | 3.873 | 3.911 |
| Margine% | 37,5% | 40,6% | 27,0% | 27,1% | 29,4% | 32,7% | 33,0% |
| | | | | | | | |
| Tasse | (1.840) | (1.802) | (968) | (950) | (1.031) | (1.151) | (1.180) |
| Utile netto | 3.536 | 4.145 | 2.145 | 2.144 | 2.383 | 2.722 | 2.731 |
| Margine% | 24,7% | 28,3% | 18,6% | 18,8% | 20,6% | 23,0% | 23,1% |

Tabella 14 - Il Business Plan 1/2

I principali elementi da evidenziare sono i seguenti :

- i ricavi dal 2018 scendono in valore assoluto a seguito del termine del beneficio dei certificati verdi sul Parco Alfa;

- la manutenzione cresce lungo l'arco di piano in ragione dell'inflazione attesa di periodo;

- la marginalità a livello di EBITDA cala di otto punti percentuali tra il 2017 e il 2022 esclusivamente per il diminuire del valore dei certificati verdi;

- gli oneri finanziari scendono fino a Euro 190 mila nel 2022 in relazione al progressivo ripagamento del finanziamento in essere (e che terminerà proprio al 31 dicembre 2022).

Va tenuto presente che dal 2023, ipotizzando un prezzo dell'energia nell'ordine dei 70 euro per MWh si arriverebbe ad un livello ipotetico di ricavi (circa Euro 6 milioni) comunque in grado di generare un EBITDA prospettico di circa Euro 2,5 milioni l'anno.

Nella Tabella 15 sotto esposta sono invece riportati i dati patrimoniali e i rendiconti finanziari per il periodo 2016-2022. Nella parte patrimoniale si osserva che il capitale investito netto scende drasticamente per effetto degli ammortamenti sul capitale immobilizzato iniziale. L'indebitamento finanziario a fine 2022 diventa positivo per Euro 4341 migliaia e non vi è più necessità di mantenere un DSRA acceso. La struttura patrimoniale a fine periodo diventa *full equity*.

Sintesi stato patrimoniale 2016E - 2022E

| 31 dicembre (€k) | 2016E | 2017E | 2018E | 2019E | 2020E | 2021E | 2022E |
|---------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Cespiti | 49.664 | 45.544 | 41.424 | 37.304 | 33.184 | 29.064 | 24.944 |
| Capitale circolante commerciale | 4.898 | 4.968 | 3.113 | 3.063 | 2.965 | 2.889 | 2.784 |
| Altre attività/passività | (7.256) | (6.735) | (5.939) | (6.309) | (6.407) | (6.447) | (6.487) |
| Capitale investito netto | 47.306 | 43.777 | 38.598 | 34.058 | 29.742 | 25.506 | 21.241 |
| Indebitamento finanziario netto | 26.225 | 22.342 | 17.786 | 12.826 | 7.766 | 2.759 | (4.341) |
| DSRA | (4.002) | (2.888) | (3.048) | (2.847) | (2.825) | (2.467) | - |
| Altre voci | (763) | (763) | (763) | (763) | (763) | (763) | (758) |
| Patrimonio netto totale | 25.846 | 25.086 | 24.623 | 24.842 | 25.564 | 25.977 | 26.340 |
| Fonti | 47.306 | 43.777 | 38.598 | 34.058 | 29.742 | 25.506 | 21.241 |

Sintesi flussi di cassa 2016E - 2034E

| 31 dicembre (€k) | 2017E | 2018E | 2019E | 2020E | 2021E | 2022E |
|--|----------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| EBITDA | 11.123 | 11.378 | 8.274 | 8.006 | 8.086 | 8.226 |
| Cambiamenti nel capitale circolante netto | (3.923) | (70) | 1.855 | 50 | 98 | 105 |
| Tasse | (1.488) | (2.323) | (1.764) | (580) | (933) | (1.140) |
| Flusso di cassa prima del servizio del debito | 5.712 | 8.985 | 8.365 | 7.476 | 7.251 | 7.191 |
| Debito Rimborso | (5.989) | (6.312) | (4.556) | (4.960) | (5.060) | (7.095) |
| Costi di interesse totali | (1.627) | (1.311) | (1.041) | (792) | (552) | (195) |
| Flusso di cassa prima DSRA/riserve | (1.904) | 1.362 | 2.768 | 1.724 | 1.639 | (99) |
| Cambiamento in DSRA | 7 | 1.114 | (160) | 201 | 22 | 358 |
| Interessi su DSRA | (25) | (22) | (9) | - | 9 | 16 |
| Flusso di cassa disponibile pre-distribuzione | (1.922) | 2.454 | 2.599 | 1.925 | 1.670 | 2.325 |
| Dividendi | - | (4.905) | (2.608) | (1.925) | (1.661) | (2.309) |

Tabella 15 Il Business Plan 2/2

7. CONCLUSIONI

Revamping? Nuovo schema incentivi? Macro turbine o micro eolico? *Off shore* o *on shore*?

Queste sono le domande che si pongono oggi tutti coloro che gravitano intorno al mondo dell'energia eolica: imprenditori, governi e istituti finanziari innanzitutto.

La Strategia Energetica Nazionale messa a punto dal governo italiano sottolinea che le energie rinnovabili sono un elemento cardine per il futuro dell'Italia e devono essere sviluppate, tuttavia il sistema normativo forse potrebbe incentivare maggiormente tale processo.

Le ultime aste a ribasso del 2016 hanno evidenziato che oggi le imprese che operano nell'eolico devono prevedere progetti su larga scala e campi eolici di dimensione significativa per garantirsi una redditività adeguata a ripagare l'investimento iniziale e a remunerare gli *sponsors*.

I progetti *off shore* che stanno nascendo in Germania ne sono un chiaro esempio. Si sta parlando di mega turbine da 13-15 MW l'una e con vite utili di almeno 25-30 anni. Gli *sponsors* di questi progetti sostengono che con il continuo sviluppo tecnologico, l'abbattimento dei costi di investimento per MW è tale che anche in mancanza di un sussidio governativo, questi progetti daranno a breve-medio termine un ritorno sull'investimento adeguato.

In attesa di questa fase però occorre avere un sistema normativo e regolatorio che aiuti lo sviluppo dell'eolico per soddisfare le esigenze energetiche del Paese.

Guardando gli esempi di altre nazioni come la Germania, il Messico ed il Sudafrica, possiamo notare come il sistema degli incentivi – che sono sempre un costo per lo stato ed i suoi contribuenti – privilegi quei progetti che garantiscono la produzione di energia dove serve e quando serve.

Pertanto un parco eolico in grado di fornire elettricità in momenti di picco di domanda e in zone geografiche dove è forte l'esigenza, deve essere maggiormente contribuito in termini di premio o tariffa per la sua funzione economica e sociale.

Questo sistema, unito ad uno sviluppo sostenibile dal punto di vista ambientale, dovrebbe garantire un percorso virtuoso in tutte le fasi del ciclo di vita di un campo eolico.

BIBLIOGRAFIA

Di Diego S., Franguelli F., *Il piano economico-finanziario nell'ambito del project financing*, Torino, Giappichelli Editore, 2012

Wind Europe, *Financing and investments trends*, maggio 2017

ANEV, *Anev Brochure 2017*, giugno 2017

Corrado Teofili, Stefano Petrella, Massimiliano Varriale, *EOLICO & BIODIVERSITÀ, Linee guida per la realizzazione di impianti eolici industriali*, marzo 2007

Energy Hunters Team, *Investire nell'eolico – dal business planning alla realizzazione*, dicembre 2013

Politecnico di Milano, Dipartimento di Energia : Renzo Marchesi, Paola Bombarda, Fausto Bresciani, Andrea Casalegno, Manfredo Guilizzoni, Angelo Gino Manfredi, Priscila Escobar, Alberto Rota, Matteo Zago, *Costi di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili*, Rapporto commissionato da AEEG –, Luglio 2013

Brealey – Myers – Allen – Sandri, *Principi di Finanza aziendale*, VII settimana edizione.

Marco Rao, Carlo Tricolienea, *Indicatori di costo nella generazione energetica - Analisi critica del concetto di LCOE*– Unità Centrale Studi e Strategie Sede Centrale, ENEA, Roma 2015

Kaiser, M.J. & Snyder, B. – *Off shore wind energy cost modelling*, 2012

Giovannini G., *Wind farm decommissioning: a perspective on regulations and cost assessment in Italy and Sweden*, Uppsala University, 2014

Mc Carthy J., *Wind farm decommissioning: a detailed approach to estimate future costs in Sweden*, Uppsala University, 2015

Alden L. Barney A., *Decommissioning of wind farms – Ensuring low environmental impact*, Uppsala University, 2015

International Energy Agency, *Next generation wind and solar power – From cost to value*, 2016

SITOGRAFIA

www.bankpedia.org

www.bloomberg.com

www.borsaitaliana.it

www.gwec.net

www.gse.it

www.projectfinanceinternational.com

www.societaelettrica.it

www.rinnovabili.it

www.wind-energie.de/en