

INDICATORI DI COSTO NELLA GENERAZIONE ENERGETICA

Analisi critica del concetto di LCOE

MARCO RAO, CARLO TRICOLI

ENEA – Unità Centrale Studi e Strategie
Sede Centrale, Roma



AGENZIA NAZIONALE PER LE NUOVE TECNOLOGIE,
L'ENERGIA E LO SVILUPPO ECONOMICO SOSTENIBILE

INDICATORI DI COSTO NELLA GENERAZIONE ENERGETICA

Analisi critica del concetto di LCOE

MARCO RAO, CARLO TRICOLI
ENEA – Unità Centrale Studi e Strategie
Sede Centrale, Roma

I Rapporti tecnici sono scaricabili in formato pdf dal sito web ENEA alla pagina
<http://www.enea.it/it/produzione-scientifica/rapporti-tecnici>

I contenuti tecnico-scientifici dei rapporti tecnici dell'ENEA rispecchiano l'opinione degli autori e non necessariamente quella dell'Agenzia.

The technical and scientific contents of these reports express the opinion of the authors but not necessarily the opinion of ENEA.

INDICATORI DI COSTO NELLA GENERAZIONE ENERGETICA

Analisi critica del concetto di LCOE

MARCO RAO, CARLO TRICOLI

Riassunto

Questo rapporto esamina criticamente una delle principali misure economiche di valutazione dei costi di generazione energetica, l'LCOE (Levelised Cost of Energy), allo scopo di offrire delle prospettive di discussione e superamento di alcune delle criticità inerenti l'uso di tale indicatore. Le aree di improvement evidenziate riguardano la considerazione degli aspetti finanziari nell'uso del tasso di sconto e il trattamento dell'incertezza applicato ad alcuni dei parametri di costo maggiormente significativi. Brevi cenni sono inoltre dedicati all'apertura del nuovo indicatore proposto a elementi come i costi di sistema.

Parole chiave: LCOE, costo del capitale, incertezza.

Abstract

This report presents a critical review on one of the main economic measures for the energy generation cost, the LCOE (Levelised Cost of Energy), in order to discuss and overcome some of the problems related to the use of this indicator. The areas of discussion and improvement are: the consideration of the financial aspects in the use of the discount rate and the treatment of uncertainty applied to some of the most significant cost parameters. Some notes are dedicated to the integration in the new indicator of other elements as system costs.

Key words: LCOE, cost of capital, uncertainty.

Indice

Introduzione.....	7
1. Cenni sugli indicatori di costo di generazione dell'energia	9
1.1 Natura e ragioni di impiego del LCOE come indicatore di riferimento	12
1.2 Il modello LCOE implementato nell'analisi	13
2. L'indicatore impiegato nell'analisi	17
2.1 Un modello per il tasso di sconto	17
2.2 Simulare l'incertezza per le componenti di costo.....	19
3. Eolico offshore.....	22
3.1 I principali elementi di costo.....	23
3.1.1 CAPEX	23
3.1.2 OPEX	25
3.2 Dati di input, parametri del WACC e stima intervallare del LCOE	27
3.2.1 <i>Modello di costo del capitale e stima intervallare del LCOE per l'eolico offshore.....</i>	<i>28</i>
3.3 Applicazioni del modello esteso – uso del modello del tasso di sconto nella valutazione di una misura di policy	29
3.4 Uso del modello esteso – Un'applicazione del trattamento dell'incertezza alla stima di alcuni parametri tecnici	32
3.4.1 <i>Distanza dalla costa e profondità delle acque</i>	<i>32</i>
4. Eolico onshore	34
4.1 I principali elementi di costo.....	35
4.1.1 CAPEX	35
4.1.2 OPEX	35
4.2 Dati di input, parametri del WACC e stima intervallare del LCOE	36
6.2.1 <i>Modello di costo del capitale e simulazione del LCOE.....</i>	<i>37</i>

4.3 Applicazioni del modello esteso – uso del modello del tasso di sconto nella comparazione tra tecnologie	38
5. Integrazione tra indicatori di tipo LCOE e cds.....	41
6. Conclusioni	43
Bibliografia.....	44
Elenco degli acronimi	46

Indice delle tabelle e delle figure

Figura 1 - Grafico del LCOE basato sui dati di tabella 1.....	12
Figura 2 - Simulazione Monte Carlo del LCOE di un impianto nucleare (dati da Tabella 3)	20
Figura 3 - Distribuzione di frequenza dei costi di investimento per [LCOE > 70 USD/MWh] – (dati da tabella 3)	21
Figura 4 - Potenza installata cumulata globale per l'eolico offshore (MW) e tasso di variazione dell'installato sull'anno precedente (%) - anni 1991 - 2013.....	22
Figura 5 - Ripartizione geografica della capacità installata cumulata per l'eolico offshore a livello globale, anno 2013(%)	23
Figura 6 - Ripartizione percentuale del LCOE dell'eolico offshore tra CAPEX (con dettaglio) e OPEX - dati percentuali	24
Figura 7 – Trend di prezzo delle turbine eoliche per quattro Paesi, anni 2005-2010.....	24
Figura 8 - Stima intervallare del LCOE - Eolico Offshore Italia, 2010	28
Figura 9 - Effetti dell'applicazione di un incentivo fiscale per il raggiungimento di un LCOE target – dati in euro/MWh.....	30
Figura 10- Uso simultaneo di incentivi e riduzione del costo del capitale per il raggiungimento di un LCOE target.....	31
Figura 11 - Fattore di scala del CAPEX offshore in funzione della distanza dalla costa (km) e della profondità delle acque (m) per la classe di profondità 30-40 m.....	32
Figura 12 - Distribuzione di probabilità per l'LCOE dell'eolico offshore base (blu) e ricalcolata per il fattore di scala (rosso)	33
Figura 13 - Potenza installata cumulata globale per l'eolico onshore (MW) e tasso di variazione dell'installato sull'anno precedente (%) - anni 1991 - 2011.....	34
Figura 14 - Ripartizione geografica della capacità installata cumulata per l'eolico onshore a livello globale, anni 2001 - 2012 (MW)	34
Figura 15 - Ripartizione percentuale dei CAPEX per l'eolico offshore (dati percentuali)	35
Figura 16 - Stima intervallare del LCOE - Eolico Onshore Italia, 2010.....	37
Figura 17 - Effetti dell'applicazione di un incentivo fiscale sul LCOE per le tecnologie offshore ed onshore	38
Figura 18 – LCOE + costi di sistema dell'eolico offshore nel Regno Unito	41
Figura 19 - Simulazione bootstrap del costo totale di generazione (LCOE + costi di sistema) ...	42
Tabella 1 - Dati caratteristici impianto X.....	10
Tabella 2–Variabili del modello LCOE impiegato nei calcoli	15
Tabella 3 - Parametri caratteristici del LCOE per impianti nucleari EPR III per la Francia (dati IEA, 2010)	20
Tabella 4 - Il modello LCOE impiegato nei calcoli – eolico offshore	27
Tabella 5 - Componenti di costo del capitale e parametri soggetti a simulazione per il calcolo del LCOE	28
Tabella 6 - Il modello LCOE impiegato nei calcoli - onshore	36
Tabella 7 - Componenti di costo del capitale e parametri soggetti a simulazione per il calcolo del LCOE	37
Tabella 8 - Condizioni di raggiungimento di un LCOE del parco di generazione mediante strumenti di policy e misure finanziarie.....	40

Introduzione

La valutazione dei costi di generazione energetica, in particolar modo di generazione elettrica, rappresenta un tema tanto rilevante per l'agenda politico-industriale quanto complesso da trattare. Ciò appare evidente non appena si abbandonano l'alveo delle definizioni e dei concetti forniti dalle organizzazioni di ricerca e dalle grandi imprese internazionali per approfondire natura e significato delle misure economiche più collaudate.

Questo studio presenta una riflessione critica sui metodi di valutazione attraverso la costruzione ed analisi di un indicatore di costo di generazione energetica costruito sulla base del concetto di LCOE (Levelized Cost Of Energy - LCOE)¹ mediante due operazioni: la modellazione del costo del capitale ed il trattamento dell'incertezza dei parametri del modello. È importante ricordare che il taglio del presente documento è puramente metodologico. Ciò che interessa mostrare è la possibilità e l'utilità della costruzione di misure economiche più estese e versatili del LCOE: utilizzare una struttura formale più generale ed aperta ad integrazioni e approfondimenti, aumenta la significatività e la capacità applicativa dell'indicatore nel supporto alle decisioni. Per offrire un saggio delle possibilità applicative dell'indicatore proposto, alcuni casi studio saranno di seguito presentati e discussi.

La scelta del LCOE come indicatore base è spiegata dalla sua universale accettazione da parte della comunità scientifica e dagli operatori istituzionali e privati: ciò trova riscontro nelle numerose pubblicazioni in cui il medesimo indicatore è utilizzato. Le più autorevoli provengono da organizzazioni intergovernative, organismi di ricerca e grandi aziende di consulenza: ad alcune di esse si è fatto esplicito riferimento nella trattazione.

Il **primo passo** dell'analisi riguarda la struttura di uno degli elementi chiave dell'equazione di costo, il tasso di sconto: usualmente trattato come una costante negli studi di riferimento, è qui espresso mediante un semplice modello, derivato dalla teoria del Capital Asset Pricing Model (CAPM)². Tale approfondimento consente di illustrare il peso della componente finanziaria in alcune importanti applicazioni, come le valutazioni strategiche sulla competitività tra tecnologie, conferendo maggiore precisione e significatività alle stime di costo.

Il **secondo passo** prevede il trattamento dell'incertezza dei termini dell'equazione di costo, materia di delicata gestione per la sua intrinseca complessità tecnica e per la non univoca definizione e scelta su *cosa si intenda per incertezza* del costo e su *come incorporarla* nei relativi modelli.

Nello studio la prospettiva visuale prescelta è quella del decisore pubblico, pur essendo diversi e teoricamente sovrapponibili i soggetti interessati alla stima dei costi (un focus sugli aspetti finanziari, ad esempio, può risultare utile sia ad un investitore privato che investa in un impianto di produzione, sia al policy maker che intenda esplorare le condizioni economiche necessarie al raggiungimento della parity grid per una o più tecnologie).

I calcoli presentati sono basati su dati ed ipotesi di variabilità dei medesimi tratti da uno studio di riferimento (MacDonald, 2010): il motivo di tale scelta risiede nella presenza di un livello di

¹ L'LCOE è l'indicatore più utilizzato dalle istituzioni internazionali, in primis la IEA, nella valutazione dei costi di generazione dell'energia (in modo particolare, per la generazione elettrica (IEA, 2010)).

² Il Capital Asset Pricing Model (brevemente, CAPM) è un modello di equilibrio dei mercati finanziari [Sharpe, (1964) Lintner (1965) e Mossin (1966)].

dettaglio nei dati disponibili adeguato agli obiettivi dell'analisi ed omogeneo per le due tecnologie esaminate successivamente.

Il modello utilizzato nei calcoli è basato sulla consueta equazione LCOE degli studi di riferimento (IEA, 2010). Il modello del costo del capitale, utilizza la formula standard dalla teoria del Capital Asset Pricing Model (Benninga, 2010)³. Le misure di incertezza calcolate tengono conto degli intervalli di variabilità di alcune componenti chiave del modello forniti, per uniformità, dal medesimo studio.

A livello operativo, il risultato di questo lavoro ha comportato la costruzione di un modello di calcolo. Le basi dati sono contenute in files di Microsoft Excel ed il modello di costo è implementato in codice Visual Basic for Application. Ulteriori moduli di calcolo sono gestiti da script in diversi ambienti di sviluppo e nella sezione conclusiva trova applicazione uno di essi, sviluppato in R⁴.

I risultati dell'analisi condotta forniscono argomentazioni a sostegno dell'implementazione di uno schema "aperto" del concetto di costo, capace di inglobare formalmente e in maniera coerente diverse istanze di analisi partendo dal LCOE. Quanto detto si traduce nella costruzione di un modello matematico generale, praticamente implementato mediante un software, in cui sia possibile affiancare/dettagliare i calcoli corrispondenti a diversi componenti della stima dei costi in modo semplice e chiaro.

A livello pratico, si mostrano nel seguito le stime intervallari degli LCOE delle due tecnologie e alcune elaborazioni condotte su di esse in applicazioni finalizzate ad obiettivi specifici come, ad esempio, il raggiungimento di un LCOE target.

La principale considerazione, premessa e al contempo conclusione di questa analisi, è che **non esiste "il" costo di generazione dell'energia ma solo una serie di approcci di calcolo che è possibile considerare con una visione di sistema**. In questo studio si è molto circoscritto il perimetro di azione, muovendo da un *approfondimento* di tale misura, operato sul costo del capitale, e da una sua *estensione* concettuale, effettuata mediante il trattamento dell'incertezza⁵, per mostrare alcune delle possibilità applicative da ciò generate.

E' difficile ritenere che una valutazione di costo possa ritenersi completa, in particolare per i policy maker ed i grandi players economici, se non la si estende a fattori chiave quali le esternalità (ext) e i costi di sistema (cgs)⁶: una sezione conclusiva dello studio propone alcune osservazioni sulla possibilità di integrare il nuovo indicatore proposto con i medesimi allo scopo di fornire degli spunti di riflessione in materia.

³ Capitolo 2 – pagg. 54-60.

⁴ R è un ambiente di sviluppo specifico per l'analisi statistica dei dati.

⁵ Il trattamento dell'incertezza è in particolar modo utile nella stima di tutte le componenti di costo relative alle tecnologie di generazione basate su fonti rinnovabili, in cui è questione basilare identificare, nei calcoli deterministici, adeguate misure medie in luogo delle corrispondenti distribuzioni di probabilità, proprio a causa dell'importanza di tale fenomeno (POLIMI, 2010).

⁶ Le aree di intersezione tra costi di sistema ed esternalità portano spesso a sovrapposizioni concettuali tra i medesimi. In questo studio tale problema non è accennato ma si effettua un semplice esperimento concettuale pertinente col resto del lavoro svolto in precedenza.

1. Cenni sugli indicatori di costo di generazione dell'energia

Una possibile introduzione ai metodi di valutazione dei costi di generazione elettrica (di seguito si parlerà solo di essa) consiste nel partire da una misura di costo elementare e "svilupparla", incorporando via via maggiore informazione nelle formule di calcolo e costruendo una serie di indicatori di diversa portata ed utilità. Questo particolare tipo di esercizio è ben descritto in un documento del Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti di diversi anni fa (Short, Packey, & Holt, 1995) ed illustra una sequenza di misure economiche che arriva al concetto di LCOE partendo da un indicatore base, quello del VAN o Valore Attuale Netto. Il predetto documento si rivela quindi estremamente utile a familiarizzare con i fondamentali dell'analisi (costo del capitale, ammortamento, valutazioni probabilistiche dei modelli di costo etc.), per la cui trattazione dettagliata si rimanda allo studio originario.

Come conseguenza dell'approccio sopra richiamato, ne consegue che è possibile organizzare diverse misure di costo in uno schema logico teso a valutare la loro pertinenza ed utilità a seconda del tipo di utilizzazione prescelta (Short, Packey, & Holt, 1995)⁷: prima di illustrare ciò con un breve esempio, si richiamano brevemente le definizioni degli indicatori utilizzati a tale scopo.

- **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 scontata⁸. Tale costo rappresenta il prezzo a cui dovrebbe essere venduta l'energia prodotta se si vuole raggiungere il pareggio di bilancio.

L'esempio che segue ha lo scopo di mostrare in modo intuitivo l'utilità del confronto tra indicatori. Ciò che si intende è che i diversi soggetti interessati alla costruzione e gestione di un impianto di generazione di energia sono in genere interessati a specifiche misure di costo, essendo normalmente diversi i loro obiettivi (per le ovvie differenze di priorità tra interessi pubblici e privati, ad esempio). Tale discorso sarà ulteriormente esteso ed approfondito nei

⁷ Pagg. 35-38.

⁸La produzione di energia elettrica, grandezza di tipo fisico, non può essere scontata in quanto tale. Il risultato della discussione operata dagli esperti IEA ad oggi suggerisce che tale produzione debba essere intesa, in realtà, come il valore economico della medesima; tale asserzione non elimina, tuttavia, la perplessità suscitata dal problema logico alla base. "The EGC Expert Group thus quickly came to the – universally accepted – conclusion **that the operation that seems to discount physical output is the result of the necessary discounting of the monetary value of output, i.e. its price.** This substitution of physical output for its economic value (price) is possible because the nominal, undiscounted price stays the same throughout the operating lifetime of the plant. The correct time value of the annual revenue flow is now obtained by adjusting output rather than price with the correct discount factor. In fact it is not output per se that is discounted but its economic value, which is, of course, standard procedure in cost-benefit accounting" (IEA, 2010) pag. 35.

capitoli seguenti e viene qui proposto utilizzando dei dati immaginari su cui calcolare gli indicatori prima descritti.

Ipotizziamo di voler valutare l'economicità di un ipotetico impianto generatore di elettricità X, di cui si conoscano i seguenti dati di base, estremamente aggregati per non appesantire l'esempio:

Tabella 1 - Dati caratteristici impianto X

anni	0	1	2	3	4	tasso di sconto	10%
Entrate (k euro)		200	200	199	199	prezzo energia	€ 0,20
Entrate (k euro) scontate		182	200	199	199	costo	€ 0,17
Costi (k euro)		150	150	149	149	LCOE	€ 0,17
Costi scontati (k euro)	60	136	124	112	102		
Produzione annua (kWh)		1000	998	995	993		
Produzione annua scontata (kWh)		909	824	748	678		

		Valore
NPV	k euro	245
TLCC	k euro	-534
LCOE	euro/MWh	0,17

Fonte: elaborazione ENEA

L'impianto X è costruito nell'arco dell'anno 0, ad un costo di 60.000 euro. La tabella descrive i risultati ottenuti applicando un prezzo dell'energia di 20 centesimi di euro al kWh per i successivi 4 anni di vita dell'impianto. I costi sono scontati e sommati per l'arco di vita, fornendo come risultato una somma di circa mezzo milione di euro, a fronte di entrate scontate di circa 800 mila euro. Da ciò segue la presenza di un NPV positivo, di circa 245 mila euro. L'LCOE, come detto, è il prezzo a cui vendere l'energia prodotta per ottenere il pareggio di bilancio e risulta esattamente pari al TLCC diviso per la produzione scontata.

Nello scegliere e valutare degli indicatori di costo, il primo passo è individuare la prospettiva del valutatore ed i suoi obiettivi. Un investitore privato potrebbe accontentarsi di verificare che il NPV è positivo (in prima approssimazione, in quanto vi sono anche altri indicatori chiave, come il tempo di ritorno degli investimenti). Il decisore pubblico, al contrario, troverà più significativo osservare il costo livellato, in quanto misura della competitività di una tecnologia (vedi caso rinnovabili vs fossili) e, di conseguenza, sarà interessato a determinare il TLCC non per singolo impianto, bensì per classe di tecnologia, guadagnando così una prospettiva di diverso tipo ed ampiezza del contesto su cui basare le decisioni.

Ragionare sui diversi indicatori permette di comprendere quanto siano interconnessi. Prima di entrare nel dettaglio dei flussi considerati, è già possibile dall'esercizio soprastante riflettere sull'elemento chiave, dato dal prezzo dell'energia da vendere e dalla sua determinazione.

L'LCOE è un prezzo teorico, che garantisce il pareggio tra entrate e ricavi: in realtà, se pensiamo al prezzo dell'energia elettrica, potremmo trovarci in una situazione di mercato in cui il prezzo praticabile sia attestato anche molto al di sotto del LCOE calcolato (ciò è tipico del caso rinnovabili). In tali situazioni, la presenza di incentivi, con un intervento dello stato, potrebbe garantire una convenienza nella produzione (generando un NPV positivo): questo intervento, tuttavia, comporta squilibri del mercato e aggravii fiscali per i consumatori (gli oneri sulla bolletta elettrica sperimentati in Italia).

Il decisore pubblico, per motivi inerenti a politiche ambientali ad esempio, potrebbe voler favorire la penetrazione di una tecnologia attualmente fuori mercato: dovrà perciò prendere in considerazione un obiettivo per il suo indicatore (LCOE) che simultaneamente si riverberi su indicatori di altro tipo (NPV). Per fare ciò, sarà necessario incorporare nella struttura base dell'indicatore di partenza degli elementi ulteriori (inserire nella formula gli incentivi) e ricalcolare il suo LCOE ottenendo un valore accettabile per i due tipi di soggetti, pubblico e privato. Sta di fatto che, operare questa semplice aggiunta nel calcolo dell'indicatore, oltre agli effetti di sistema di cui prima si parlava (alterazione del mercato e carico fiscale), produce un indicatore diverso, che non è più possibile identificare con la definizione di costo livellato.

E' quindi lecito chiedersi, in una ipotesi di questo tipo se non sia possibile:

1. modificare l'LCOE in quanto tale, intervenendo sui suoi termini, modificandone il livello di dettaglio e di qualificazione;
2. modificare l'LCOE in modalità congiunta incentivi-componenti di costo.

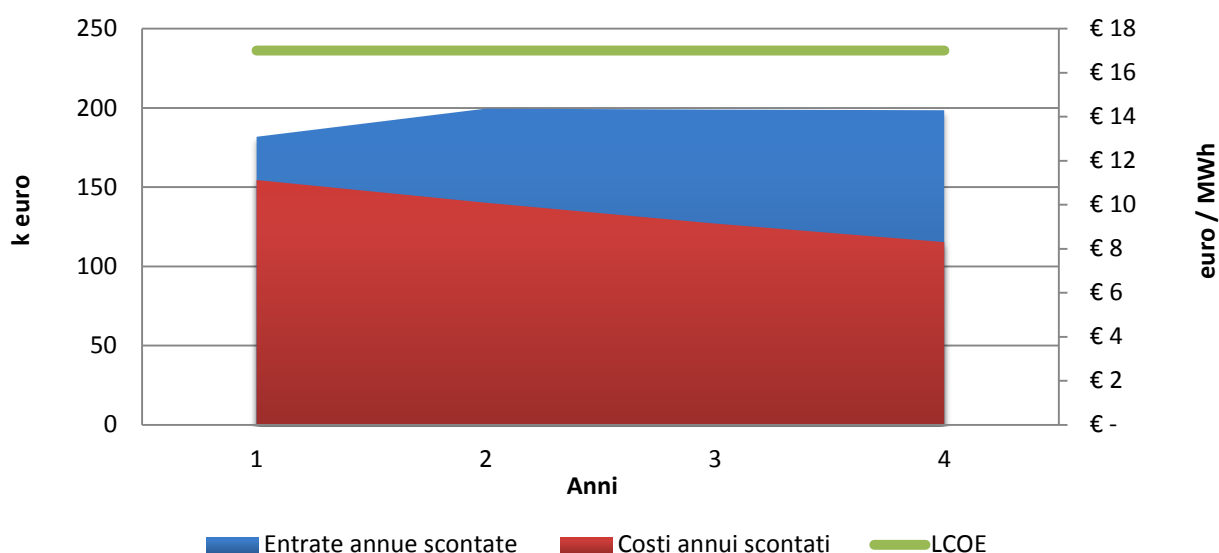
In questo lavoro, gli esperimenti 1) e 2) sono realizzati per i casi studio esaminati, eolico di terra ed offshore. Questo tipo di approccio è poi esteso al raggiungimento di obiettivi per l'intero parco di generazione (nel nostro caso semplificato costituito dalle due sole tecnologie considerate).

In estrema sintesi, diversi tipi di indicatori rappresentano diverse prospettive ed interessi in materia di valutazione del costo di generazione dell'energia. La necessità di armonizzare differenti obiettivi può condurre ad un'evoluzione degli indicatori di base, calibrata su specifiche esigenze. Come applicazione concreta di quanto detto, nei capitoli che seguono, l'esempio di cui ai punti 1 e 2 sarà tradotto con la volontà di raggiungere per le tecnologie eoliche un valore target di LCOE, sia utilizzando solo un sistema di incentivi che intervenendo simultaneamente anche sulla struttura del modello di costo.

1.1 Natura e ragioni di impiego del LCOE come indicatore di riferimento

Il concetto di Levelised Cost of Energy⁹ è ben espresso dall'esempio riportato in tabella 1 al capitolo precedente: esso corrisponde al prezzo, costante¹⁰, a cui dovrebbe essere venduta l'energia prodotta nell'intero arco di vita dell'impianto per pareggiare esattamente tutti i costi sopportati per la costruzione, gestione e smantellamento dell'impianto medesimo.

Figura 1 - Grafico del LCOE basato sui dati di tabella 1



Fonte: elaborazione ENEA

Una volta determinati tali costi, l'LCOE è automaticamente calcolato come prezzo, puramente teorico: ciò detto in quanto, per definizione, nel calcolo del LCOE si assume stabilità del prezzo di vendita dell'energia elettrica¹¹ essendo nella realtà quest'ultimo variabile. La sola complessità del mercato elettrico e dei meccanismi di determinazione dei prezzi, dovrebbe essere sufficiente a far comprendere quanto sia essenziale analizzare in profondità la struttura dei costi e le modalità di calcolo degli stessi (per l'intrinseca incertezza di componenti chiave di costo nel mondo reale, ad esempio, come il prezzo dei combustibili fossili).

Come detto, l'utilizzo del LCOE trova ragione nella facilità con cui è possibile confrontare i costi di diverse tecnologie nel loro ciclo di vita, possibilità offerta proprio dalla considerazione del valore della produzione quale fattore "livellante" dei costi: il suo successo è attribuibile alla semplicità di utilizzo, alla trasparenza di una metodologia largamente condivisa dalla comunità scientifica ed utilizzabile per confronti ad ampio spettro tecnologico nel contesto di valutazioni di politiche energetiche tramite strumenti modellistici e non (IEA, 2010).

Sviluppando quanto detto al termine del capitolo precedente, i limiti di tale indicatore sono ben noti, variabili in funzione dei diversi tipi di analisi da effettuare. Riguardo al contributo di classificazione apportato dal DOE di cui al capitolo precedente, ad esempio l'LCOE è

⁹ La E dell'acronimo viene spesso tradotta come Electricity: in questo lavoro si segue la definizione IEA ogni volta che si traduce LCOE (anche se la trattazione riguarda la generazione elettrica).

¹⁰ Il LCOE può essere calcolato anche supponendo un trend o una variabilità erratica del prezzo dell'energia elettrica e operando lo stesso tipo di variazioni sul livello fisico della produzione: come per la nota 7, si segue tuttavia la definizione (IEA, 2010).

¹¹(IEA, 2010) pag. 33.

raccomandato se l'obiettivo è quello di classificare diverse opzioni di scelta (tecnologie concorrenti in un parco di generazione elettrica) mentre è sconsigliato se l'obiettivo è quello di selezionare una opzione vincente tra due alternative; è quindi molto diffusa la pratica di proporre misure "modificate" del LCOE allo scopo di adattarle a particolari analisi e confronti (Hallam & Karau, 2012). E' prassi comune elaborare diverse strategie di adattamento ove le tecnologie da considerare richiedano speciali modifiche o anche un completo cambiamento di approccio come, ad esempio, per i "costi di equilibrio" utilizzati nelle valutazioni di costo di impianti nucleari (De Roo & Parsons, 2011). Nelle politiche di investimento, l'LCOE è utilizzato in congiunzione a molti altri fattori rilevanti: sono, ad esempio, essenziali informazioni quali la capacità di copertura del fabbisogno energetico presente in una determinata regione, le sue prospettive e il tasso di utilizzazione previsto per gli impianti (EIA/DOE, 2010).

Appare opportuno, quindi, adottare un approccio caratterizzato da una visione di sistema sulla costruzione e l'utilizzo di indicatori. Il livello di semplicità delle assunzioni e delle corrispondenti formule impiegato è oggetto di un trade-off con la capacità del modello di comparare tecnologie differenti. Quanto più si usano formule molto dettagliate, aumentando la specificazione dei componenti principali della formula LCOE, tanto più si corre il rischio di non poter replicare lo stesso livello di informazione (e l'affidabilità della stessa) per tutte le tecnologie trattate. La presente analisi, pur limitata a due casi, ha tenuto conto di questo fattore, esplicitamente considerato in diversi studi di riferimento.

La qualificazione e la specificazione dei costi deve fornire in qualche modo una misura del vero impatto economico dell'utilizzo di una tecnologia: in questo senso l'integrazione di una misura come il LCOE con i costi di sistema appare come ineludibile: non come semplice opzione di ricerca, bensì come una delle fasi di lavoro essenziali nella costruzione di un indicatore di costo che abbia un significato realistico. Lo stesso discorso, che in parte si sovrappone concettualmente, dovrebbe essere riservato alle esternalità: ciò spiega perché questo lavoro, proponga, dopo la trattazione prevista sul nuovo indicatore, una sezione conclusiva riservata ad alcuni ragionamenti sviluppati sulle modalità di integrazione dei costi di sistema e delle esternalità nella cornice di riferimento dei costi livellati.

1.2 Il modello LCOE implementato nell'analisi

Il primo passo da compiere consiste nell'individuare le componenti chiave di costo per tipologia, e di seguito calcolarle sulla scorta dei dati disponibili, aumentando poi il livello di dettaglio delle formule in funzione delle informazioni esistenti. In un contesto di comparazione tecnologica, si è tipicamente vincolati a raggiungere un livello di specificazione funzionale delle componenti pari al massimo livello comune di dettaglio dei dati (per operare confronti omogenei). Nei casi studio considerati, ci si è avvalsi di informazioni di letteratura da fonte DECC/Mott MacDonald in quanto il livello di dettaglio della base dati del modello si adattava in modo soddisfacente al tipo di elaborazioni proposte.

Riguardo al primo passo da compiere, è possibile iniziare la specificazione del modello dalla ben nota equazione di costo base IEA¹²:

¹²(IEA, 2010) pag. 34, equazione. (2)'

Equazione 1– LCOE

$$LCOE = \frac{\sum_t (Investment_t + O\&M_t + Fuel_t + Carbon_t + Decommissioning_t) * (1 + r)^{-t}}{(\sum_t Electricity_t * (1 + r)^{-t})}$$

Dove il significato dei termini è:

- LCOE = costo livellato dell'energia
- $P_{Electricity}$ = prezzo dell'energia venduta (in questo caso parliamo di energia elettrica)
- O&M = costi di Operation & Maintenance
- Fuel = costi del combustibile
- Carbon = costi legati alle emissioni di CO2
- Decommissioning = smantellamento dell'impianto
- r = tasso di sconto
- Electricity = produzione annua di elettricità

Ogni termine è riportato nelle sommatorie effettuate per l'intero orizzonte temporale considerato. L'equazione identifica i driver primari di costo (suscettibili di disaggregazioni anche molto fini ove presente la necessaria disponibilità di dati), in secondo luogo al tipico trade-off tra accuratezza e precisione in funzione degli obiettivi dello studio. Ad esempio, i parametri fortemente legati all'efficienza dell'impianto, sono dipendenti dall'effettivo utilizzo degli stessi, dalla per ogni tecnologia. Fare ciò comporta un lavoro estremamente accurato e laborioso per garantire che nel modello di ogni singola tecnologia siano riportati valori realmente rappresentativi della realtà degli impianti.

Ancora più complesso il discorso per i dati di tipo economico: in tal caso, ci si scontra con la ovvia riservatezza che le aziende applicano a dati sensibili relativi ad investimenti e costi di gestione. Potendo lavorare in media, solo con dati che rappresentano grandi medie operate per classi di impianto, almeno per quanto riguarda i dati economici, un livello di dettaglio quale quello presente nello studio di riferimento appare congruo riguardo all'obiettivo di illustrare le potenzialità di applicazione di un indicatore esteso quale quello di seguito trattato.

La struttura della base dati impiegata è riportata nella figura a pagina seguente. Per riga sono riportate le voci che concorrono al calcolo delle componenti di costo della 1), con indicazione affiancata delle relative unità di misura; per colonna si riporta il dettaglio delle stime per tipologia di impianto, FOAK e NOAK, nelle tre ipotesi convenzionalmente definite da Mott MacDonald sul livello dei relativi valori (tre classi convenzionali di dati, Alto, Medio, Basso).

Tabella 2–Variabili del modello LCOE impiegato nei calcoli¹³

		FOAK			NOAK		
		Alto	Medio	Basso	Alto	Medio	Basso
Tempi							
Tempi di pre-costruzione	anni						
Tempo di costruzione	anni						
Tempo di vita dell'impianto	anni						
Dati tecnici							
Produzione lorda	MW						
Efficienza lorda	%						
Perdita media di producibilità annua	%						
Disponibilità media impianto	%						
Fattore di carico	%						
Potenza ausiliaria	%						
Rimozione CO ₂	%						
Costi di investimento							
Costi autorizzativi, tecnici, di progettazione	€/kW						
Procedure amministrative, autorizzazioni	€/kW						
EPC	€/kW						
Infrastrutture	€/kW						
Costo totale del capitale (escl. IDC)	€/kW						
Costi operativi							
O&M fissi	€/MW/a						
O&M variabili	€/MW/a						
O&M totali	€/MW/a						
Costi assicurativi	€/MW/a						
Connessione alla rete e tariffe	€/MW/a						
Trasporto e stoccaggio della CO ₂	€/MW/a						
Totale Costi operativi	€/MW/a						

Fonte: elaborazione ENEA

Nella tabella soprastante vi sono alcune celle colorate in grigio: questo espediente visivo richiama la necessità della scelta di valori specifici per la cosiddetta “calibrazione” del modello: con ciò si intende che un determinato LCOE può essere raggiunto mediante numerose

¹³ La tabella è riportata in forma sintetica rispetto alla versione utilizzata per facilitarne la visualizzazione.

combinazioni delle componenti di costo. Presupponendo una determinata rigidità dei parametri tecnici in termini di variabilità, si evidenzia una maggiore flessibilità per i costi economici, in modo particolare per i costi di capitale, specie ove tale costo sia considerato mediante una forma funzionale differenziata in base al tipo di capitale stesso, come si vedrà nei capitoli seguenti.

Il modello è stato realizzato in Microsoft Excel, con l'utilizzo di alcune routine scritte in VBA.

2. L'indicatore impiegato nell'analisi

Lo sviluppo del LCOE proposto in questo studio comporta due modifiche sull'equazione base 1):

- utilizzo del tasso di sconto come modello, secondo l'equazione standard della teoria CAPM;
- predisposizione di range di variabilità per alcuni parametri di costo riportati nelle tabelle e generazione dei parametri medesimi in simulazioni di tipo Monte Carlo.

Di seguito si forniscono alcuni dettagli sulla procedura generale seguita nello sviluppo dell'indicatore.

2.1 Un modello per il tasso di sconto

La prima qualificazione che è possibile fare è relativa ad un discorso di composizione del costo del capitale. E' possibile pensare al capitale impiegato dall'impresa che costruisce e gestisce l'impianto come costituito da due tipologie fondamentali: capitale di debito e capitale proprio¹⁴. Ogni forma di capitale deve essere remunerata ad un determinato e definito tasso di interesse. Il Weighted Average Cost of Capital (WACC)¹⁵ totale è quindi ottenuto dalla media ponderata dei diversi tipi di investimento, remunerati allo specifico tasso di interesse richiesto da ogni componente del gruppo dei fornitori di capitale.

La formula adottata è la seguente:

Equazione 2 – Formula del tasso di sconto dell'indicatore utilizzato

$$r = WACC = (D/(D + E)) * k_d + (E/(D + E)) * k_e$$

dove:

D = quota capitale di debito

E = quota capitale equity

k_e = costo del capitale equity

k_d = costo del capitale di debito

¹⁴ La semplificazione proposta si propone di rendere maggiormente comprensibile la metodologia impiegata, essendo semplice l'estensione formale del modello includendo n diverse tipologie di capitale specifico, se necessario. Nell'esempio proposto si caratterizza il capitale aziendale come diviso tra "debito" ed "equity". Con quest'ultima tipologia di capitale si intende il denaro prestato da investitori di varia natura, caratterizzati da un assetto sociale differente da quello di un istituto di credito ordinario: le tipologie di azionisti sono molto diverse, potendosi tra esse annoverare le famiglie che acquistano obbligazioni di una corporation così come attori della finanza speculativa come gli hedge fund. La semplificazione operata è abbastanza forte. In realtà, oltre a dividere il capitale in comparti, e a selezionare i prestatori con i rispettivi tassi di interesse, è aperta la stessa questione della differenziazione funzionale dei tassi di sconto; si intende con ciò che è materia di dibattito anche, ad esempio, lo scontare differenti flussi di costo con tassi appropriati [(Heptonstall, 2006) pag. 12].

¹⁵ Il WACC è inteso come [media ponderata](#) tra il costo dei diversi tipi di capitale considerati.

Per quanto concerne il costo del capitale equity, il tasso applicato è espresso da una formula che lega il rendimento totale (dividendo e incremento/decremento del prezzo dell'azione in oggetto) al mercato proprio dell'azione considerata.

Equazione 3 – Costo del capitale equity

$$k_e = \beta_{em}(E[r_m] - r_f) + r_f$$

Dove k_e , r_m sono rispettivamente il rendimento lordo del titolo in questione e del portafoglio di mercato, r_f è il rendimento lordo privo di rischio, e beta è dato dalla seguente espressione.

Equazione 4 – Beta

$$\beta_{em} = cov(K_e R_m) / var(R_m)$$

Il coefficiente β_{em} rappresenta il comportamento di un titolo rispetto al mercato, una misura della variazione che un determinato titolo mostra con regolarità statistica rispetto ai movimenti del mercato. Geometricamente, rappresenta il coefficiente angolare della retta di regressione dei rendimenti del titolo esaminato rispetto al mercato di riferimento.

La costruzione ragionata degli indicatori nelle equazioni da 2 a 4 richiede una conoscenza specifica dei livelli di rischio connessi alle attività da valutare, cosicché il fondo di investimento che decidesse, ad esempio, di investire nella costruzione di un impianto eolico in una determinata regione geografica dovrebbe ricorrere ad una valutazione operata da specialisti sul livello di affidabilità finanziaria dell'investimento, per poi poter correttamente stimare il tasso di interesse da richiedere al capitale prestato.

In questo studio non si propone un'analisi basata su dati storici di siffatta natura, ma si mostra la rilevanza che le variabili del modello del capitale esercitano sul calcolo del LCOE, allo scopo di evidenziarne la capacità di supporto alle decisioni. In particolare il costo del capitale sarà utilizzato come strumento per il raggiungimento di un LCOE target in congiunzione all'uso di incentivi.

Riassumendo: il costo del capitale, nel modello utilizzato in questo lavoro, prevede il frazionamento del medesimo in diversi comparti, ognuno remunerato ad uno specifico tasso di interesse: il costo totale risulta quindi dalla somma ponderata delle quote considerate. L'utilità di tale approfondimento risiede nell'analisi degli effetti di manovre su quote e remunerazione del capitale, qui applicata come strumento per il raggiungimento di obiettivi (un LCOE target).

Lo schema generale delle variabili aggiunte al modello LCOE standard è il seguente:

D	Quota del capitale di Debito
k_d	Interesse applicato al capitale di debito
t	Aliquota di tassazione sul capitale di debito
E	Quota di capitale equity
k_s	Interesse applicato al capitale equity
r_f	Tasso di interesse privo di rischio
$E[r_m]$	Expected Market Risk Premium
B_{equity}	Beta

2.2 Simulare l'incertezza per le componenti di costo

E' di chiara evidenza la profonda incertezza intrinseca nell'evoluzione di alcune componenti chiave di costo. Se alcune sono caratterizzate da una notevole erraticità, come ad esempio il costo del combustibile fossile negli impianti che ne fanno uso (prezzo del gas naturale e del greggio), altre sembrerebbero caratterizzate da un profilo decisamente più regolare, al punto che rimane aperta la questione di poterne stimare deterministicamente la traiettoria temporale (curve di apprendimento nella stima dei costi di investimento degli impianti).

Stimare correttamente la variabilità attuale e l'evoluzione futura dei termini chiave dell'equazione LCOE richiede un'attività di monitoraggio e valutazione critica sistematica delle previsioni formulate dagli addetti ai lavori: in questa sede, come supporto alle ipotesi formulate, si sono integrate nei calcoli alcune ipotesi formulate da operatori del settore riguardo ad alcuni parametri (Megavind per i costi di investimento dell'offshore, ad esempio).

Riguardo al metodo di calcolo, si sono considerati nel modello una serie di range di variabilità stimati dalle fonti disponibili per condurre simulazioni di tipo Monte Carlo. Il risultato di tale attività, consiste in una stima intervallare in luogo di una puntuale, con conseguente possibilità di graduare la probabilità di eventi specifici (ad esempio: la probabilità che il costo di generazione di una centrale nucleare superi una determinata soglia di accettabilità in seguito al rischio di allungamento dei tempi di costruzione a causa di imprevisti).

Tale approccio è in forte connessione con il trattamento sistematico del costo del capitale mediante una funzione. E' chiaro che stime sul rischio di crescita dei costi totali dovute ad eventi non pianificabili si riflettono sul rischio percepito dagli istituti di credito e degli investitori in genere e, quindi, sul tasso di interesse dei diversi tipi di capitale.

A livello operativo, dopo avere stabilito i previsti range di variabilità per i parametri da simulare, si è eseguita una simulazione di tipo Monte Carlo con 100.000 repliche per produrre le necessarie stime dei costi. Il risultato è illustrato nelle apposite sezioni dei casi studio.

E' importante sottolineare che si è seguito un processo di generazione dei valori casuali dei parametri di tipo uniforme continuo. Questo in quanto si è presupposta equi probabilità di verificarsi per i valori contenuti nei range, non essendo stato condotto uno studio ad - hoc che

giustificasse puntualmente la scelta di un modello di probabilità specifico. Il modello implementato è predisposto per permettere siffatta variazione, con una estensione del codice basata su uno script Matlab. Allo scopo di illustrare intuitivamente alcune applicazioni di questo sviluppo del modello di costo, si riportano di seguito degli esempi di lavoro realizzati a partire dai dati IEA contenuti in uno degli studi di riferimento (IEA, 2010)¹⁶. I dati utilizzati per il calcolo del LCOE, data la formula di cui all'equazione 1, sono quelli nella seguente tabella.

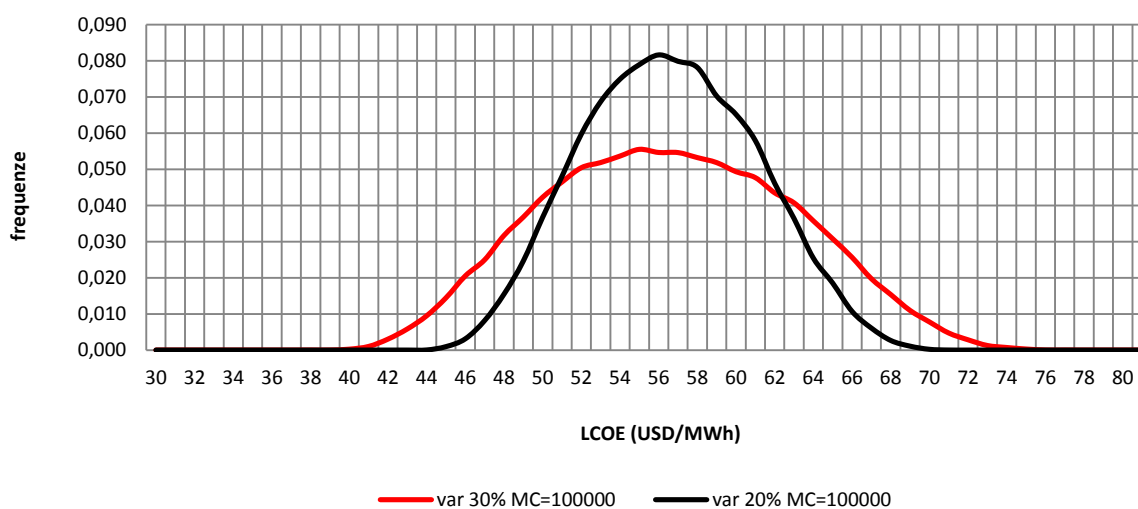
Tabella 3 - Parametri caratteristici del LCOE per impianti nucleari EPR III per la Francia (dati IEA, 2010)

Parametri	u.d.m.	Valore
Potenza	Mwe	1630
Fattore di carico	%	0,85
Tasso di sconto	%	0,05
Costo Overnight	USD/kWe	3860
Costo di investimento (5% t. sconto.)	USD/kWe	4483
Tempi di costruzione	anni	7
Vita reattore	anni	60
Ciclo combustibile (front-end)	USD/MWhe	7
Ciclo combustibile (back-end)	USD/MWhe	2
O&M	USD/MWhe	16
Decommissioning (5% t. sconto)	USD/MWhe	0
Decommissioning	anni	10

Fonte: elaborazione su dati IEA

La figura 2 illustra i risultati della simulazione per due casi distinti: nel primo esperimento si è imposta ai parametri una varianza del 20% rispetto al valore di riferimento IEA, nel secondo una varianza del 30%.

Figura 2 - Simulazione Monte Carlo del LCOE di un impianto nucleare (dati da Tabella 3)

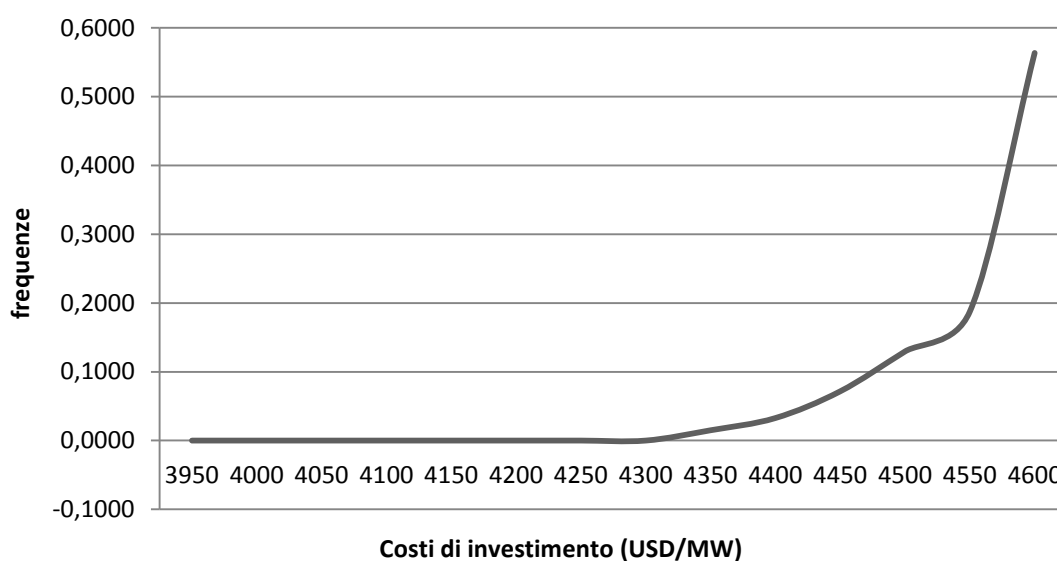


Fonte: elaborazione su dati IEA

¹⁶ Pag. 59.

Il valore puntuale riportato dal documento IEA per la tecnologia in questione, con un tasso di sconto del 5%, è pari a 56,42 USD/MWh. Come previsto, il valore del costo livellato si distribuisce normalmente intorno a tale valore medio: alla luce dell'esempio applicativo accennato in precedenza, potrebbe essere utile osservare le condizioni relative a certi eventi, ad esempio il superamento di una determinata soglia di costo. Si ipotizzi di essere interessati a sapere per quali valori dei costi di investimento il LCOE sia superiore, poniamo, a 70 USD/MWh. Ci troviamo nella situazione in cui la varianza dei parametri incerti è del 30%: quello che è necessario fare è il campionamento dei valori casuali dei costi di investimento corrispondenti al caso $LCOE > 70$ USD/MWh. Il risultato è il seguente:

Figura 3 - Distribuzione di frequenza dei costi di investimento per [LCOE > 70 USD/MWh] – (dati da tabella 3)



Fonte: elaborazione su dati IEA

La figura 3 ci informa che, qualora il nostro obiettivo sia contenere il costo livellato nella soglia definita, e le informazioni in nostro possesso ci inducano ad attribuire una variabilità per i parametri chiave del 30%, dovremo contenere i costi di investimento al di sotto di un valore prudenziale di circa 4400 USD/MW. L'esempio riportato illustra una delle molteplici applicazioni delle stime intervallari alla pianificazione e al supporto alle decisioni, in questo caso nei termini della regolazione di alcuni termini di costo allo scopo di raggiungere un obiettivo specifico.

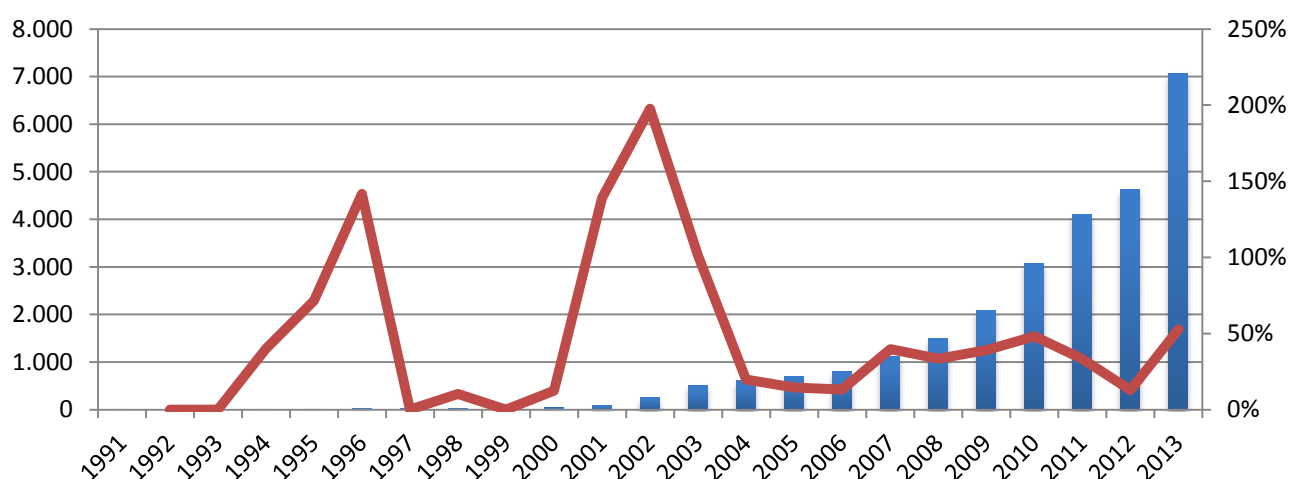
3. Eolico offshore

L'eolico offshore è ancora nelle fasi iniziali del percorso verso la maturità di mercato e si caratterizza per un'intensità di capitale significativamente superiore a quella dell'eolico di terra. Rispetto all'onshore, tuttavia, le potenzialità in termini di produzione si confermano superiori anche in chiave prospettica (E-ON, 2012) grazie agli sviluppi degli elementi tecnologici che maggiormente influiscono sul capacity factor (elementi costruttivi, fisica atmosferica dei siti di produzione, livello di scala degli impianti, minori vincoli sociali all'accettazione). I rapporti dell'offshore con l'omologa tecnologia di terra segnalano una proporzione simile tra costi di capitale e capacità di produzione, per un fattore 2: l'offshore costa, e produce, all'incirca il doppio rispetto all'onshore, ciò che evidenzia chiaramente come la riduzione dei costi di investimento costituisca il principale nodo da sciogliere per questa tecnologia (IRENA, 2012).

La sfida che determinerà il futuro dell'offshore è l'abbattimento dei costi delle fondazioni, in modo particolare in acque profonde (EWEA, 2013), per arrivare a grandi installazioni basate su turbine di grossa taglia dotate di sufficiente spazio per operare in modo ottimale. Elementi essenziali che incidono sui costi sono la distanza dalla costa, il diametro dei cavi, le fondazioni in acque profonde ed il complesso delle criticità relative alla fase di installazione; la scelta del sito è quindi essenziale nel rendere conto dell'economicità dei progetti.

La capacità media globale delle turbine è intorno ai 3,4 MW: vi sono recenti installazioni di 3,6 MW e in prospettiva di 5 MW (IRENA, 2012). L'eolico offshore è cresciuto, in termini di capacità installata negli ultimi 5 anni ad un tasso medio del 33% (57%, se consideriamo il trend a partire dall'anno 2000), più che raddoppiando l'installato ogni due anni. Nel 2013 la potenza installata cumulata mondiale era di oltre 7 GW, circa il 30% in più rispetto all'anno precedente.

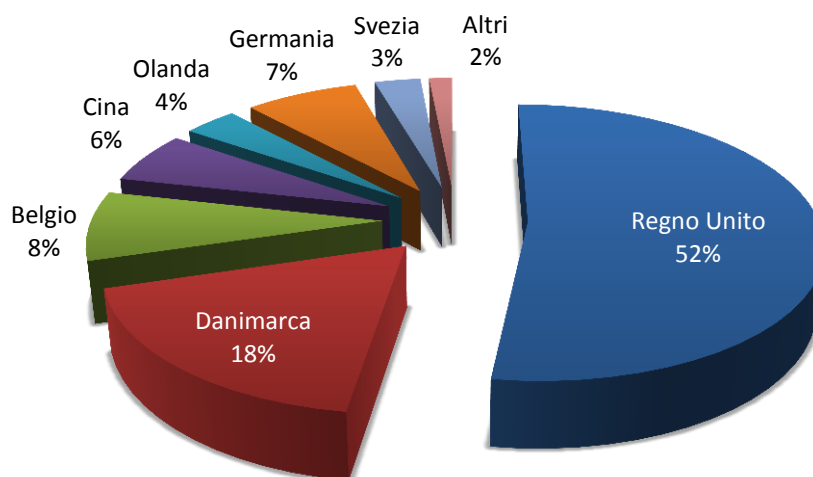
Figura 4 - Potenza installata cumulata globale per l'eolico offshore (MW) e tasso di variazione dell'installato sull'anno precedente (%) - anni 1991 - 2013



Fonte: elaborazione ENEA su Earth Policy Institute

L'Europa copre praticamente da sola la quasi totalità dell'installato (94% nel 2012), con il solo Regno Unito a dar conto di oltre la metà dell'installato cumulato globale.

Figura 5 - Ripartizione geografica della capacità installata cumulata per l'eolico offshore a livello globale, anno 2013(%)



Fonte: elaborazione ENEA su Earth Policy Institute

3.1 I principali elementi di costo

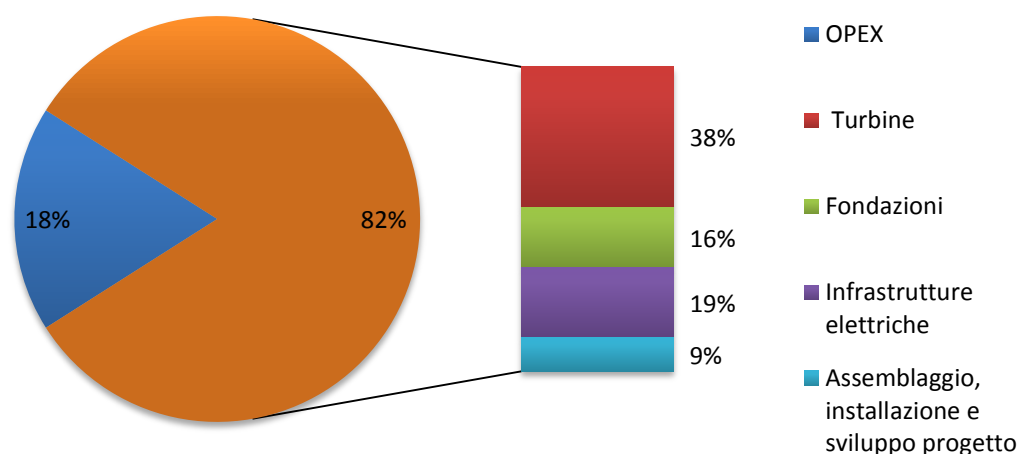
Gli elementi fondamentali per l'offshore sono comuni all'omologa tecnologia di terra e riguardano, come noto, i costi di investimento, i costi operativi fissi e variabili ed il capacity factor. Tali componenti devono essere considerati in un contesto di calcolo finanziario in cui gli elementi primari sono i tempi di costruzione, la vita economica dell'impianto ed il costo del capitale. Come detto nell'introduzione, quest'ultimo è usualmente considerato come costante su cui applicare analisi di sensitività: nel presente modello viene determinato per mezzo dell'equazione standard del costo medio ponderato del capitale (WACC).

3.1.1 CAPEX

Le spese di capitale, ossia il CAPEX (Capital expenditures¹⁷) rappresentano il principale driver tecnologico su cui agire per aumentare la penetrazione commerciale dell'offshore. La figura seguente illustra la ripartizione percentuale del costo livellato di generazione elettrica (LCOE) e delle principali componenti del CAPEX secondo uno studio del 2010 elaborato dal governo danese (Megavind, 2010).

¹⁷ Il CAPEX comprende le spese per la realizzazione di investimenti in asset durevoli di natura operativa (ad esempio macchinari) e corrisponde pertanto a investimenti in capitale fisso.

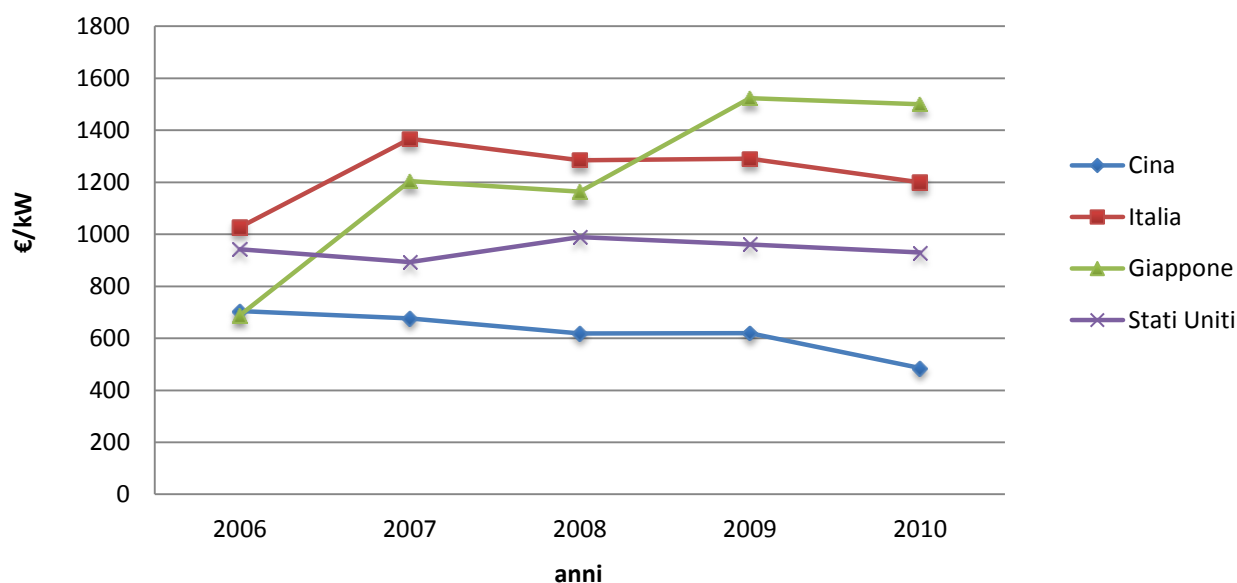
Figura 6 - Ripartizione percentuale del LCOE dell'eolico offshore tra CAPEX (con dettaglio) e OPEX - dati percentuali



Fonte: elaborazione ENEA su dati Megavind

I costi di investimento dell'offshore hanno sperimentato una crescita nella prima decade del 2000 fondamentalmente legata al costo delle materie prime utilizzate per la realizzazione degli impianti (in particolar modo acciaio e rame), al peso crescente dei progetti di installazione in acque profonde e alla stessa crescita del mercato per via della pressione sul sistema produttivo, nonché alla crescente sofisticatezza tecnologica degli impianti e dei singoli componenti. L'elemento di costo di gran lunga più rilevante è costituito dalle turbine, che incidono per quasi la metà del CAPEX. I trend internazionali di costo degli ultimi dieci anni si sono dimostrati piuttosto stabili ad eccezione del 2009, con differenze anche marcate tra i vari Paesi, come la figura seguente dimostra.

Figura 7 – Trend di prezzo delle turbine eoliche per quattro Paesi, anni 2005-2010



Fonte: elaborazione ENEA su dati IRENA

I quattro Paesi considerati rendono conto dell'intervallo di prezzo tipico per i Paesi sviluppati (tra i 1000 e i 1400 euro/kW), fra i quali gli Stati Uniti presentano i costi minori. La Cina

presenta i costi minori in assoluto (anche estendendo l'analisi a più Paesi rispetto a quelli di figura) ma la variabilità dei prezzi delle turbine è fondamentalmente connessa alla struttura dei mercati locali, oltre che alle dinamiche delle commodities di maggiore rilevanza (acciaio, rame e cemento danno conto di una buona quota del trend generalmente discendente dei prezzi) e alla competizione commerciale tra i costruttori.

Per quanto concerne le infrastrutture elettriche, è da ricordare che la connessione alla rete può avvenire nelle modalità HVAC (corrente alternata ad alto voltaggio) quando la distanza tra il punto di connessione alla rete e la wind-farm non è eccessiva mentre la corrente diretta (HVDC) ha senso su lunghe distanze. Nel futuro si stima di riuscire a rendere economicamente conveniente la trasmissione anche a distanze superiori a 50 km (IRENA, 2012). I costi di connessione alla rete, per l'offshore, sono all'incirca tra il 15 e il 30% dei CAPEX.

Per quanto concerne i costi di costruzione che riguardano il trasporto e l'installazione delle torri e delle turbine, nonché di ogni infrastruttura connessa alla farm, l'elemento di maggior rilievo sono le fondazioni, normalmente costituite da piloni in acciaio fissati mediante fori di perforazione (in alternativa vi sono tuttavia molteplici possibilità tecnologiche al riguardo, in particolare necessarie se si tratta di impianti in acque profonde). Nelle fondazioni un ruolo determinante è attribuito ai materiali di costruzione, all'incirca la metà del costo delle stesse è riferito all'acciaio necessario. Assume quindi notevole importanza l'esame della dinamica dei prezzi delle principali commodities come driver dei costi di costruzione (van der Zwaan & Rivera-Tinoco, 2011). I costi di trasporto ed installazione delle turbine sono altresì elementi rilevanti che incidono sul costo totale delle stesse e risulta strettamente connesso alla taglia delle medesime, quindi la riduzione di quest'ultima si pone come elemento di costo rilevante: per l'offshore è in particolare cruciale il supporto offerto da specifiche navi dedicate alle operazioni di trasporto ed installazione, come l'esperienza danese dimostra in termini di riduzione dei tempi grazie a specifiche imbarcazioni appositamente progettate allo scopo (IRENA, 2012).

3.1.2 OPEX

I costi operativi, fissi e variabili, danno conto di una quota variabile intorno al 20% dei costi livellati di generazione elettrica. I dati storici disponibili indicano una generale discesa del trend a partire dagli anni 80: tuttavia molte cautele devono essere poste nella valutazione di tali dinamiche per via delle modalità tutt'altro che uniformi di raccolta dati tra Paesi e progetti e per la necessaria attenzione da porre nell'extrapolare tali costi dai bilanci di progetti in cui la componente tecnologica è cambiata in modo sensibile nelle ultime decadi. Naturalmente, nella valutazione degli OPEX, variabile chiave è il capacity factor: appare tuttavia rilevante notare come la probabilità di malfunzionamenti o incidenti cresca necessariamente al variare del tempo; ciò suggerisce che le spese O&M dovrebbero (e alcuni dati sperimentali lo dimostrano) non essere distribuite uniformemente nel tempo.

Vi sono diversi elementi di interesse nella valutazione degli OPEX che influiscono sulla significatività dei calcoli di costo: l'*improvement* di efficienza nella gestione dei costi operativi ha come effetto l'aumento della vita media dell'impianto, per minore logoramento delle strutture e dei componenti. Le informazioni disponibili su metodi e tecnologie utili ad indagare

questi aspetti dovrebbero essere convenientemente tenute in conto in particolar modo nella stima probabilistica del LCOE.

I costi fissi comprendono usualmente voci come assicurazione, costi di accesso alla rete e i contratti di manutenzione, mentre quelli variabili si riferiscono a manutenzioni previste o meno non coperte dai contratti e altri costi relativi a materiali, componenti e prestazioni d'opera.

Gli impianti offshore devono resistere a condizioni ambientali difficili. I costi sono tuttora molto condizionati dagli specifici progetti e la ricerca appare essenziale in modo particolare nello sviluppo di sistemi di pianificazione della gestione operativa basati sul rischio e in grado di ottimizzare i costi oltre che nello sviluppo di sistemi di accesso agli impianti robusti rispetto alle condizioni climatiche e capaci di ottimizzare i costi di gestione (Megavind, 2010).

3.2 Dati di input, parametri del WACC e stima intervallare del LCOE

I valori in grassetto blu corrispondono a quelli di calibrazione utilizzati.

Tabella 4 - Il modello LCOE impiegato nei calcoli – eolico offshore

Tempi		FOAK			NOAK		
		Alto	Medio	Basso	Alto	Medio	Basso
Tempi di pre-costruzione	anni	5	6	7	4	5	6
Tempo di costruzione	anni	1,5	2	3	1,5	2	2,5
Tempo di vita dell'impianto	anni	18	22	23	20	24	25
Dati tecnici							
Produzione lorda	MW	200	200	200	200	200	200
Efficienza lorda	%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Perdita media di producibilità annua	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Disponibilità media impianto	%	93,50%	94,60%	95,60%	94,80%	95,90%	96,90%
Fattore di carico	%	35,00%	39,00%	43,00%	38,00%	41,00%	45,00%
Potenza ausiliaria	%	2,00%	2,20%	2,40%	1,80%	2,00%	2,20%
Rimozione CO ₂	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Costi di investimento							
Costi autorizzativi, tecnici, di progettazione	€/kW	49,5	60,5	71,5	38,5	49,5	55
	M€	9,9	12,1	14,3	7,7	9,9	11
Procedure amministrative, autorizzazioni	€/kW	49,5	60,5	71,5	38,5	49,5	55
	M€	9,9	12,1	14,3	7,7	9,9	11
EPC	€/kW	2750	3300	3850	2475	3025	3575
	M€	550	660	770	495	605	715
Infrastrutture	€/kW	0	0	0	0	0	0
	M€	0	0	0	0	0	0
Total Capital Costs (excl. IDC)	€/kW	2849	3421	3993	2552	3124	3685
Costi operativi							
O&M fissi	€/MW/a	77000	88000	99000	50244	55267	60292
	M€/a	15	18	20	10	11	12
O&M variabili	€/MW/a	0	0	0	0	0	0
	M€/a	0	0	0	0	0	0
O&M totali	€/MW/a	15	18	20	10	11	12
	M€/a						
Costi assicurativi	€/MW/a	24200	27500	29700	16500	18700	22000
	M€/a	5	6	6	3	4	4
Connessione alla rete e tariffe	€/MW/a	5500	9900	13200	5500	9900	13200
	M€/a	1	2	3	1	2	3
Trasporto e stoccaggio della CO ₂	€/MW/a	0	0	0	0	0	0
	M€/a	0	0	0	0	0	0
Totale Costi Fissi		106700	125400	141900	72243,6	83867,3	95492,1
Totale Costi Operativi	M€/a	21,3	25,1	28,4	14,4	16,7	19,1
Percentuale dei costi O&M fissi sui costi EPC	%	2,80%	2,70%	2,60%	2,00%	1,80%	1,70%

Fonte: Mott MacDonald

3.2.1 Modello di costo del capitale e stima intervallare del LCOE per l'eolico offshore

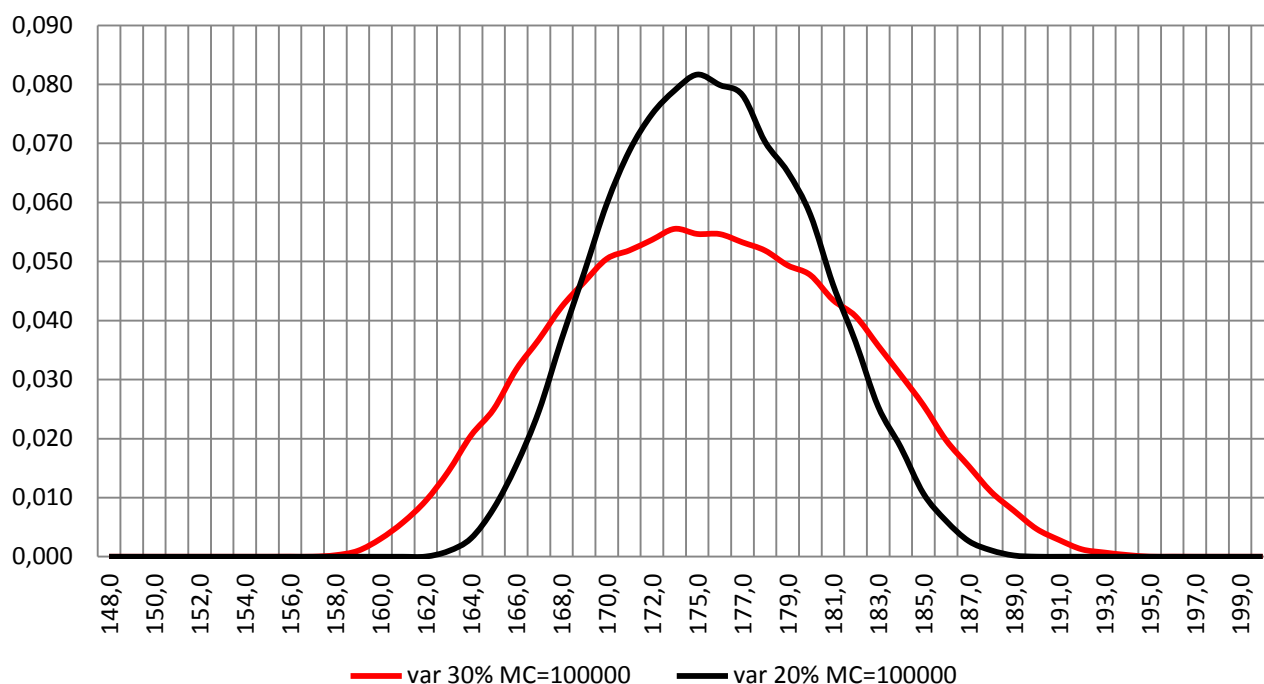
La tabella sottostante illustra i parametri di calibrazione della formula del costo medio ponderato del capitale utilizzata e l'intervallo di variabilità dei parametri simulati mediante tecniche Monte Carlo nell'ipotesi varianza 20% e varianza 30%.

Tabella 5 - Componenti di costo del capitale e parametri soggetti a simulazione per il calcolo del LCOE

$W_d (D/(D+E))$	%	60%
k_d	%	6%
T (livello della tassazione)	%	34%
$w_s (E/(D+E))$	%	40%
$E[r_m]$	%	7%
B_{equity}	%	150%

Fonte: elaborazione su dati Mott MacDonald

Figura 8 - Stima intervallare del LCOE - Eolico Offshore Italia, 2010



Fonte: Elaborazione su dati Mott MacDonald

La figura 8 è stata ricavata nell'ipotesi di distribuzione uniforme continua per le variabili soggette a simulazione (). La possibilità di utilizzare modelli di distribuzione di probabilità specifici richiede una conoscenza del comportamento delle variabili da simulare in grado di giustificare le scelte effettuate, cosa possibile in funzione dei parametri e delle tecnologie considerate (Darling & You, 2011). Ad esempio, uno studio sulle curve di apprendimento potrebbe configurarsi come uno dei fattori in grado di determinare un intervallo di variabilità del CAPEX da utilizzare per previsioni, un esercizio che potrebbe essere arbitrariamente reso più articolato nel caso di stime sulle relazioni tecniche chiave come quelle relative al capacity

factor¹⁸. In assenza di informazioni dettagliate in grado di dare conto del tipo di variabilità dei parametri simulati, si è proceduto ipotizzando equiprobabilità per gli intervalli predefiniti. I valori riportati sono quelli di calibrazione corrispondenti ad un tasso di sconto del 10% e ad un LCOE di circa 175 euro (MacDonald, 2010)¹⁹. I valori dello studio inglese sono espressi in sterline e sono stati convertiti a un tasso di cambio sterlina/euro di 1,10.

Ricordando l'organizzazione dei dati del modello utilizzato, una ulteriore possibilità di applicazione di stime stocastiche è relativa al processo di stima dei valori NOAK a partire dalle stime FOAK²⁰ per impianti di nuova generazione seguendo le metodologie di riferimento (DOE-NETL, 2012).

3.3 Applicazioni del modello esteso – uso del modello del tasso di sconto nella valutazione di una misura di policy

L'esercizio di calcolo seguente si propone di dimostrare l'utilità dell'utilizzo di un modello di costo del capitale in una applicazione legata al raggiungimento di un determinato obiettivo, quale ad esempio la *grid parity* tra una tecnologia non ancora matura commercialmente ed una caratterizzata da minori costi. L'esercizio descritto è effettuato in modalità deterministica, senza tenere conto dell'incertezza, ed al momento applicato alla sola tecnologia offshore²¹. Si consideri ad esempio la previsione effettuata dal governo danese (Megavind, 2010)²² sull'abbattimento del CAPEX al 40% sul livello 2010, ipotizzando di voler determinare come realizzare questo obiettivo per vie alternative non legate ad aspetti tecnologici. In pratica è come se ci chiedessimo se sia possibile ottenere il risultato prospettato in assenza di evoluzione tecnologica. Le motivazioni di questo esercizio sono molteplici ma la principale è esaminare come sia possibile accelerare la penetrazione di una tecnologia prescindendo dalle sue potenzialità puramente tecniche. Questo perché, ad esempio, il previsto *improvement* tecnologico potrebbe essere "fuori tempo massimo", cioè potremmo non avere tempo di aspettare la prevista evoluzione per motivi legati al rischio climatico e alla necessità di penetrazione delle FER. E' inoltre interessante esaminare come un modello dettagliato di costo consenta di esplorare vie alternative al raggiungimento di determinati obiettivi.

Traducendo in calcolo la previsione di Megavind, ed applicandola ai dati della tabella 4, l'LCOE dell'eolico offshore si porterebbe a circa 120 euro. Si immagini, dunque, in base a quanto sopra detto, di voler esaminare le condizioni per realizzare una uguale diminuzione di costo attraverso due strumenti alternativi²³: 1) misure di politica energetica (incentivi) e 2) variazioni nei parametri del modello di costo del capitale (in particolare: proporzione tra capitale di

¹⁸ Per esempio indagando sulla relazione tra evoluzione del diametro dei rotori e del prezzo e della capacità delle turbine eoliche (JRC, 2011).

¹⁹ Pag. 87.

²⁰ Le definizioni di impianti FOAK e NOAK sono quelle dello studio di riferimento, basato sullo standard UK (DECC, 2011).

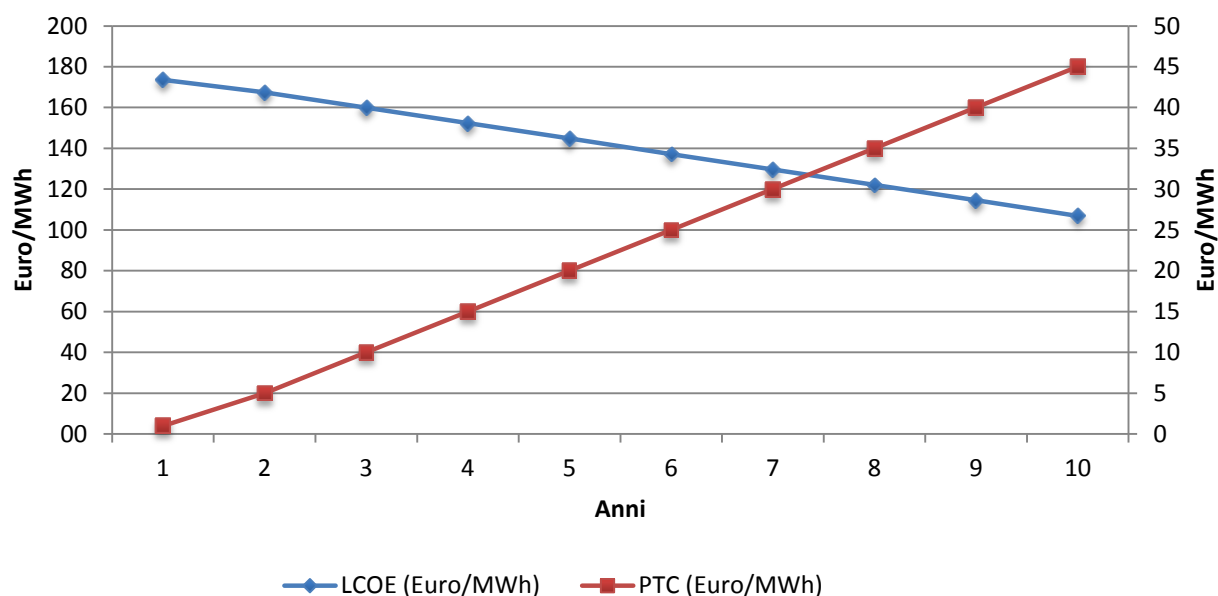
²¹ Nel paragrafo.

²² Pagina 10.

²³ Si tratta inoltre, inutile dirlo, di ipotesi più "controllabili" rispetto a quelle collegate al corso dello sviluppo industriale o alle congiunture economiche internazionali (Breyer & Gerlach, 2012). Quello che si intende dire non è che sia più "facile" erogare incentivi o modificare le condizioni di finanziamento di tecnologie non mature, ma semplicemente che la struttura formale coinvolta nella diminuzione dei costi consente di individuare velocemente i parametri da cambiare. La stima dell'abbattimento dei costi di investimento, invece, operata ad esempio per mezzo di curve di apprendimento, si presenta come esercizio di valutazione maggiormente complesso ed incerto.

debito ed equity, interesse sul debito e premio per il rischio). Considerando le due ipotesi di intervento alternativo una alla volta e partendo dalla prima, otteniamo che, applicando ad esempio un incentivo sotto forma di credito fiscale sulla produzione di elettricità, sarebbe necessario arrivare a un LCOE di 37 euro/MWh ed ipotizzando un aumento progressivo del credito di 5 euro/MWh annui²⁴, otterremo l'obiettivo voluto tra l'8° e il 9° anno.

Figura 9 - Effetti dell'applicazione di un incentivo fiscale per il raggiungimento di un LCOE target – dati in euro/MWh



Fonte: Elaborazione su dati Mott MacDonald

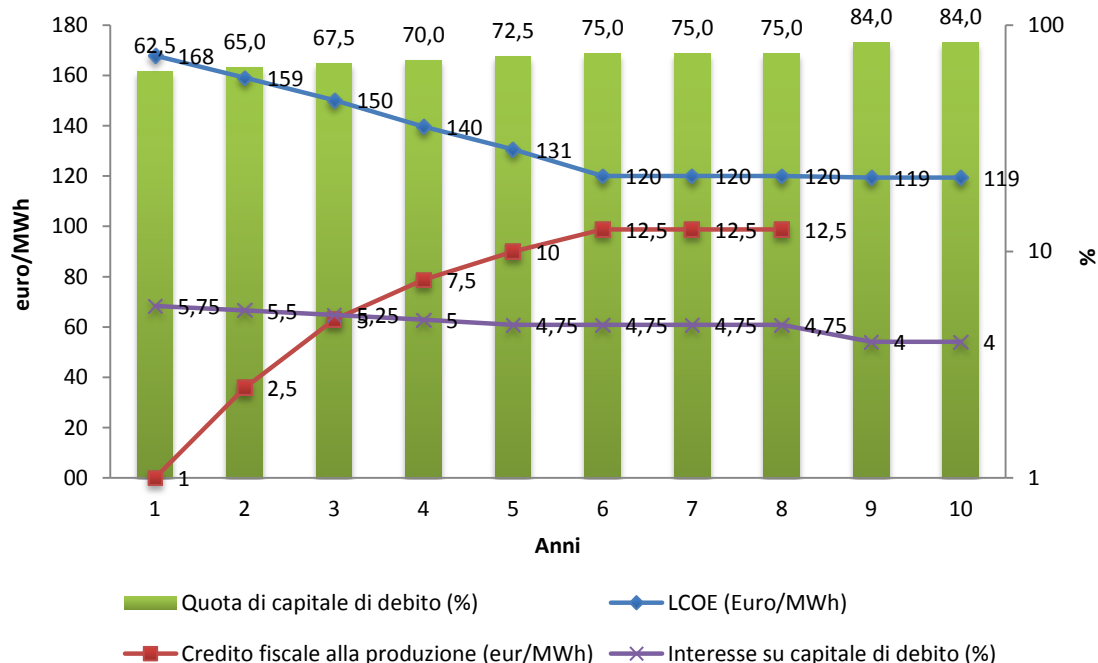
Riguardo alla composizione del capitale, potremmo seguire diverse vie tra cui: 1) calibrare la quota di capitale di debito al 90% (risultato: LCOE pari a 119 euro) 2) combinare opportunamente più parametri del modello, ad esempio portando il costo del capitale equity a 0 e la quota di capitale di debito (che diventerebbe in tal caso più costosa del capitale equity) al 45% (risultato: LCOE pari a 119 euro).

Le due vie di cui in precedenza rappresentano semplicemente due possibili soluzioni di un insieme generale su cui calcolare un'ottimizzazione. Una soluzione alternativa ed intuitiva al problema iniziale consiste nel considerare l'incentivo in congiunzione a misure che incidano sul costo del capitale, ad esempio ad una diminuzione del tasso di interesse bancario e un aumento della quota di capitale di debito. Tali misure potrebbero corrispondere ad un intervento del sistema bancario teso ad agevolare la penetrazione della tecnologia in esame, intervento che potrebbe anche essere il frutto di misure adottate di concerto con il governo. La figura seguente illustra cosa accadrebbe in un ipotesi quale quella prima descritta. Si ipotizzi di considerare una variazione annua dell'incentivo nella ragione di 2,5 euro/MWh, rispetto ai 5 euro/MWh precedenti. Si ipotizzi, simultaneamente, una variazione del tasso di interesse di

²⁴ Naturalmente l'ipotesi di una determinata progressione temporale nell'erogazione di incentivi è arbitraria: riflette un approccio di tipo progressivo nella gestione dei medesimi. A prescindere dall'unità di tempo utilizzata, gli incentivi potrebbero essere applicati anche in modo immediato o in un arco di tempo inferiore all'anno. Il concetto di erogazione sequenziale si giustifica meglio se inquadrato nel contesto di misure di policy prese di concerto con misure di carattere finanziario.

debito di -0,25 punti percentuali annui, e una variazione della percentuale di debito presa a prestito dalle banche di 2,5 punti percentuali annui. I risultati sono i seguenti:

Figura 10- Uso simultaneo di incentivi e riduzione del costo del capitale per il raggiungimento di un LCOE target



Fonte: elaborazione su dati ENEA

La figura 10 indica che l'obiettivo potrebbe essere raggiunto in 6 anni, applicando l'esatta metà dell'incentivo fiscale concesso in precedenza. Poiché stiamo ipotizzando di applicare un credito fiscale, occorre ragionare in termini di maggiori entrate per lo stato. Se applichiamo questo ragionamento ad un impianto di 200 MW di potenza considerato in un arco di vita pari a 20 anni, con i parametri tecnico economici caratteristici di cui alla tabella 1, ne ricaviamo che lo stato concede un credito di 160 milioni di euro, rispetto ai 320 milioni concessi nel caso esaminato in precedenza. Dal 6° anno, raggiunto l'obiettivo (LCOE = 120 euro), si manifesta la possibilità di mantenere il valore del costo stabile anche terminando l'incentivazione (ma solo imponendo una ulteriore discesa del tasso di interesse a debito fino al livello fisso del 4% ed imponendo contestualmente un aumento della quota di capitale prestatato dagli istituti di credito al livello fisso del 84%).

L'esempio illustra come misure di policy di natura fiscale e finanziaria possano essere impiegate simultaneamente per obiettivi di penetrazione tecnologica.

Se associamo l'esperimento svolto all'abbattimento dei costi dovuto al miglioramento tecnologico (abbattimento dei costi di investimento ed operativi), è possibile configurare scenari di accelerazione della competitività di tecnologie attualmente distanti da quelle caratterizzate da maggiore economicità.

3.4 Uso del modello esteso - Un'applicazione del trattamento dell'incertezza alla stima di alcuni parametri tecnici

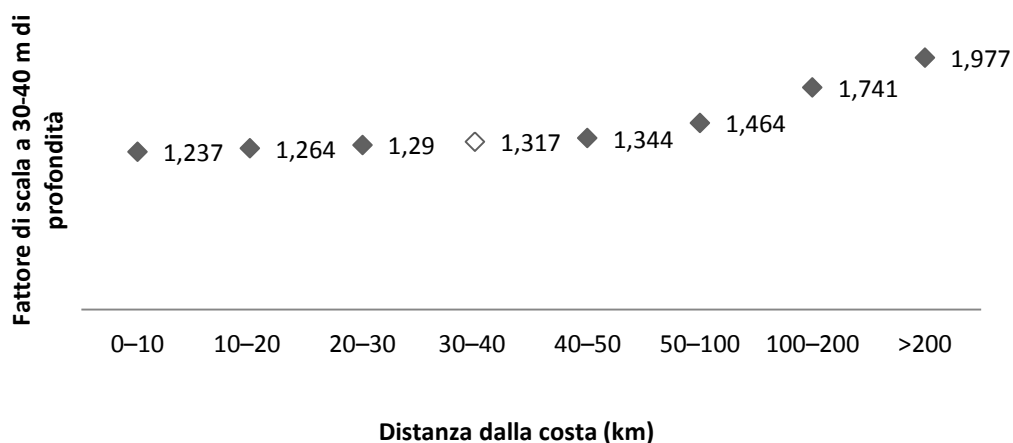
Alcuni parametri tecnologici incidono particolarmente sulle componenti chiave dei modelli di costo: ad esempio, nel computo del LCOE di un impianto offshore, parametri quali la distanza dalla costa e la profondità delle acque in cui collocare l'impianto rivestono un'importanza notevole poiché generano fattori di scala significativi sui costi di investimento. La scelta di usare dei fattori di scala non è casuale: le peculiarità di ogni tecnologia non risultano omogenee, per evidenti motivi legati alla diversità degli impianti e delle condizioni fisico-tecniche relative al loro funzionamento. Di conseguenza, l'utilizzo di un fattore di scala per i costi di investimento potrebbe rappresentare un possibile metodo per rendere omogenea la comparazione degli LCOE di tecnologie concorrenti.

3.4.1 Distanza dalla costa e profondità delle acque

La ricerca e localizzazione del sito di produzione è uno degli aspetti di maggiore rilevanza a livello tecnico-economico di un impianto offshore: un parametro di notevole peso sui costi è rappresentato dalla distanza dalla costa degli impianti.

Nell'analisi a seguire, si utilizzano alcune elaborazioni dell'Agenzia Europea per l'Ambiente utili a fornire un primo ordine di valutazione quantitativo in materia (Eerens & De Visser, 2008) ed a partire da questo genere di valutazioni è possibile integrare i calcoli precedentemente effettuati. Si supponga di disporre di dati inerenti a un ipotetico numero di impianti localizzati sul territorio nazionale e si ipotizzi la possibilità di costruire, su un determinato set n di nuovi impianti di costruzione, una percentuale pari al 20% di impianti localizzati ad una distanza compresa tra 30-40 km dalla costa con una profondità delle acque di 30-40 m. E' possibile tradurre immediatamente tali informazioni nel modello, in termini di ricalcolo della distribuzione di probabilità del LCOE. Le due informazioni combinate richiedono un approfondimento che in prima approssimazione possiamo identificare in un fattore di scala ottenuto dalla moltiplicazione dei due (Eerens & De Visser, 2008).

Figura 11 - Fattore di scala del CAPEX offshore in funzione della distanza dalla costa (km) e della profondità delle acque (m) per la classe di profondità 30-40 m



Fonte: elaborazione su dati EEA

Da cui 1,317, evidenziato in bianco in figura 11, è il fattore di scala in questione. La modifica del costo del capitale rispetto ai valori di calibrazione viene effettuata ponderando per la quantità di impianti stimata. La formula utilizzata è la seguente:

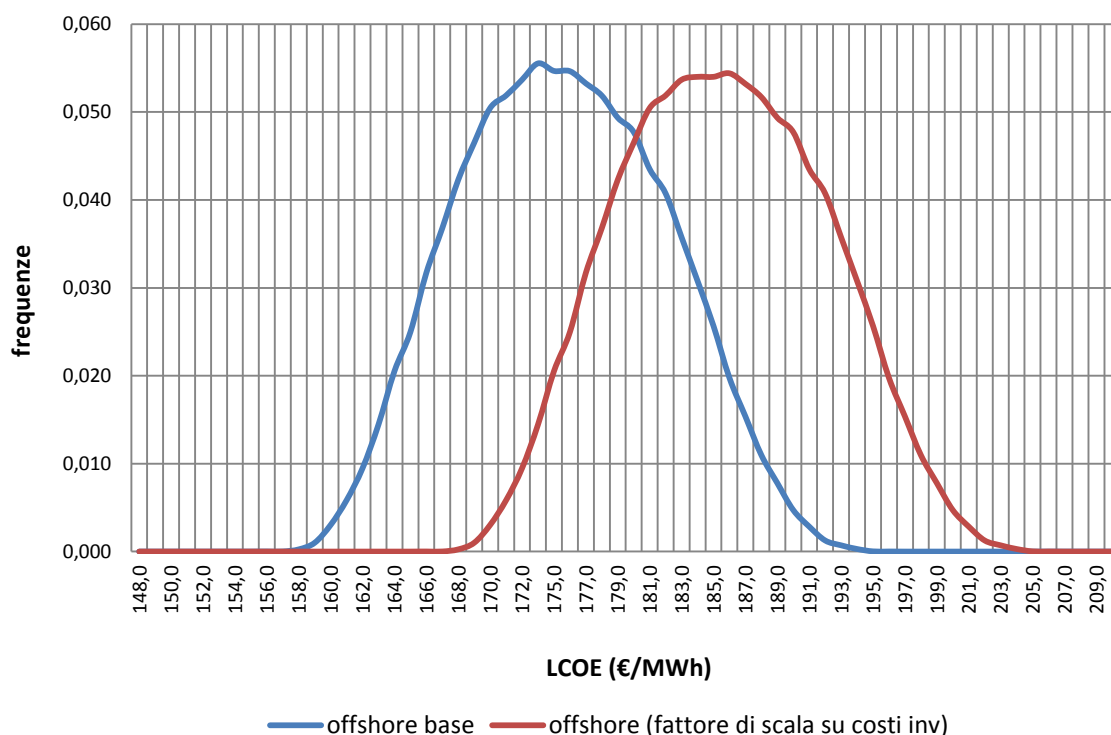
$$costo = (n - x) * costo\ base + x * (costo * fattore\ di\ scala)$$

Dove n è il numero totale di impianti ed x è il numero di quelli per i quali è necessario moltiplicare il costo base per il fattore di scala stimato.

Il calcolo è il più semplice possibile e presuppone una conoscenza puntuale del numero e della localizzazione esatta degli impianti esistenti e di quelli che si intende costruire in sede di pianificazione. La rilevanza dei costi di investimento nella tecnologia esaminata rende immediatamente chiara l'importanza della considerazione di questi parametri nella determinazione del costo livellato.

Una volta calcolato il nuovo costo di investimento, è allora possibile costruire una nuova stima intervallare del LCOE. Le due distribuzioni affiancate sono rappresentate in figura 12.

Figura 12 - Distribuzione di probabilità per l'LCOE dell'eolico offshore base (blu) e ricalcolata per il fattore di scala (rosso)



Fonte: elaborazione su dati EEA

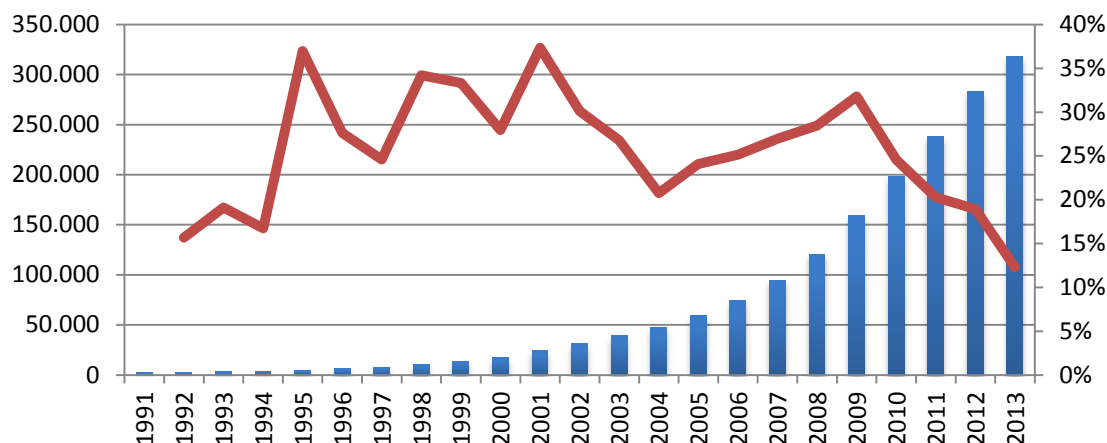
Lo spostamento del costo livellato medio da simulazione risultante è dell'ordine dei 10 euro per MWh.

4. Eolico onshore

L'eolico di terra è una realtà consolidata anche sotto una prospettiva di mercato e conserva tuttora, sotto questo profilo, una chiara superiorità rispetto all'offshore.

L'installato globale è cresciuto, in termini di capacità installata negli ultimi 3 anni ad un tasso medio del 17% (25% se consideriamo il trend a partire dall'anno 2000), con un trend positivo sempre a due cifre e mai inferiore al 10% sull'anno precedente. A fine 2013 la potenza installata cumulata mondiale era di oltre 320GW, circa il 12% in più rispetto a fine 2012.

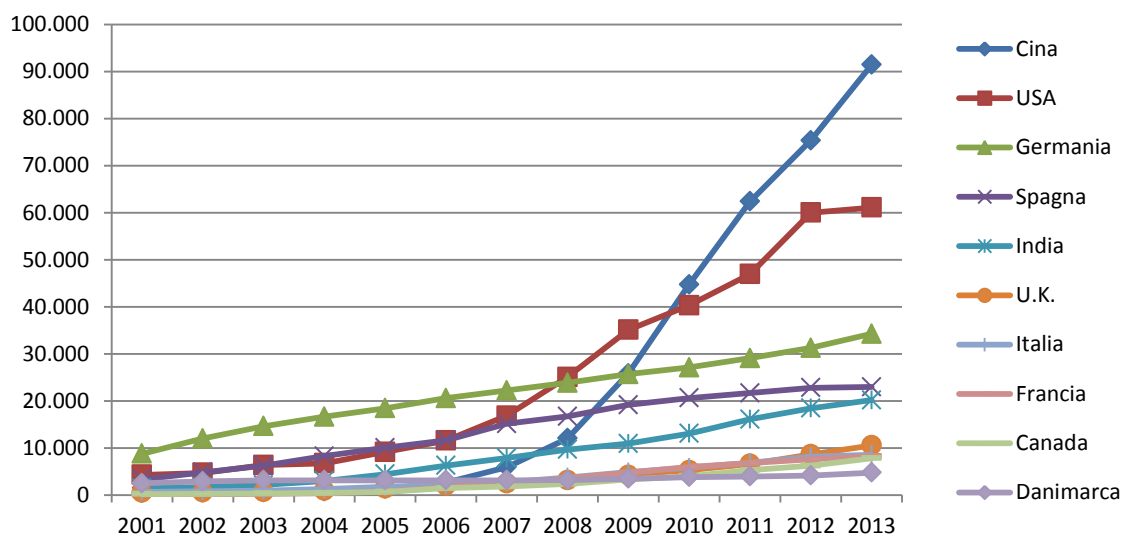
Figura 13 - Potenza installata cumulata globale per l'eolico onshore (MW) e tasso di variazione dell'installato sull'anno precedente (%) - anni 1991 - 2011



Fonte: elaborazione ENEA su fonti varie

L'Europa copre circa un terzo (28% nel 2013), con Spagna e Germania (18%) a dar conto di circa i due terzi dell'installato cumulato comunitario. Circa il 35% è relativo all'Asia, largamente rappresentata dalla Cina, mentre il Nord America (quasi esclusivamente rappresentato dagli Stati Uniti) rende conto del 20% circa del mercato globale.

Figura 14 - Ripartizione geografica della capacità installata cumulata per l'eolico onshore a livello globale, anni 2001 - 2012 (MW)



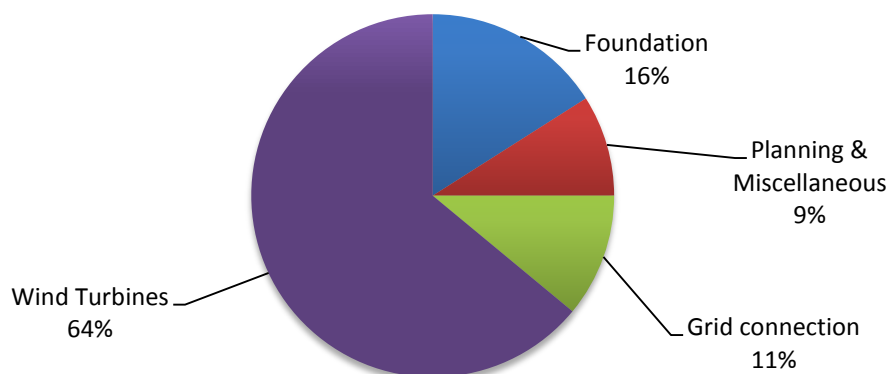
Fonte: elaborazione ENEA su fonti varie

4.1 I principali elementi di costo

4.1.1 CAPEX

Così' come per l'offshore, i CAPEX costituiscono l'elemento chiave su cui puntare per incrementare la competitività di questa tecnologia sul mercato. La figura seguente mostra i driver primari di costo secondo il principale studio di riferimento (IRENA, 2012).

Figura 15 - Ripartizione percentuale dei CAPEX per l'eolico offshore (dati percentuali)



Fonte: elaborazione ENEA su fonti varie

4.1.2 OPEX

Come per l'offshore, tali costi danno conto di una quota compresa tra il 20% e il 25% del LCOE totale. E' sempre opportuno ricordare che qualsiasi fonte dati disponibile deve essere considerata con la cautela dovuta alla forte variabilità dei prezzi delle turbine degli ultimi vent'anni, pur potendosi generalmente configurare un trend decrescente nel periodo e tenendo in conto la scarsa uniformità dei dati relativi a diversi impianti distribuiti geograficamente e temporalmente. In linea di massima il sostanziale declino di tali costi è attribuibile al miglioramento tecnologico delle turbine e all'aumento del capacity factor.

Un importante fattore da tenere ulteriormente in considerazione attiene alla non uniformità temporale della distribuzione di tali costi, che tendono ad aumentare all'aumentare della durata di vita dell'impianto, per la maggiore probabilità del verificarsi di incidenti ed usura delle componenti.

Per quanto concerne il livello medio di tali costi esaminato in una prospettiva geografica, gli Stati Uniti d'America presentano i costi più bassi, per ragioni di mercato e tecnologiche, in contrasto all'area europea che si distingue per il livello medio più alto (IRENA, 2012).

4.2 Dati di input, parametri del WACC e stima intervallare del LCOE

I valori in grassetto blu corrispondono a quelli di calibrazione utilizzati.

Tabella 6 - Il modello LCOE impiegato nei calcoli - onshore

Tempi		FOAK			NOAK		
		Alto	Medio	Basso	Alto	Medio	Basso
Tempi di pre-costruzione	anni	5	6	7	4	5	6
Tempo di costruzione	anni	1,5	2	3	1,5	2	2,5
Tempo di vita dell'impianto	anni	18	22	23	20	24	25
Dati tecnici							
Produzione lorda	MW	100	100	100	100	100	100
Efficienza lorda	%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Perdita media di producibilità	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Disponibilità media impianto	%	94,70%	96,60%	97,20%	96,00%	97,90%	98,50%
Fattore di carico	%	25,00%	28,00%	31,00%	25,00%	28,00%	31,00%
Potenza ausiliaria	%	1,70%	2,00%	2,20%	1,50%	1,80%	2,00%
Rimozione CO ₂	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Costi di investimento							
Costi autorizzativi, tecnici, di progettazione	€/kW	66,55	78,65	42,35	54,45	60,5	110,0
	M€	13,31	15,73	8,47	10,89	12,1	11,0
Procedure amministrative,	€/kW	3630	4235	2722,5	3327,5	3932,5	88,0
	M€	726	847	544,5	665,5	786,5	8,8
EPC	€/kW	0	0	0	0	0	1650
	M€	0	0	0	0	0	165
Infrastrutture	€/kW	0	0	0	0	0	0
	M€	0	0	0	0	0	0
Total Capital Costs (excl. IDC)	€/kW	3696,55	4313,65	2764,85	3381,95	3993	1848
Costi operativi							
O&M fissi	€/MW/a	15073,3	17585,7	20097	12058,2	15073,3	17083
	M€/a	1,54	1,76	1,98	1,21	1,54	1,76
O&M variabili	€/MW/a	0	0	0	0	0	0
	M€/a	0	0	0	0	0	0
O&M totali	€/MW/a	1,54	1,76	1,98	1,21	1,54	1,76
	M€/a	0,0308	0,0297	0,0286	0,022	0,0198	0,0187
Costi assicurativi	€/MW/a	10285	12705	16940	9350	11550	15400
	M€/a	0,99	1,32	1,65	0,99	1,21	1,54
Connessione alla rete e tariffe	€/MW/a	8800	11000	16500	8800	11000	16500
	M€/a	0,88	1,1	1,65	0,88	1,1	1,65
Trasporto e stoccaggio della CO ₂	€/MW/a	0	0	0	0	0	0
	M€/a	0	0	0	0	0	0
Totale Costi Fissi		34158,3	41290,7	53537	30208,2	37623,3	48983
Totale Costi Operativi	€/m/a	3,41	25,08	28,38	14,41	16,72	19,14
Percentuale dei costi O&M fissi sui costi EPC	%	1,00%	1,04%	1,12%	0,88%	0,98%	1,04%

Fonte: elaborazione su dati ENEA

6.2.1 Modello di costo del capitale e simulazione del LCOE

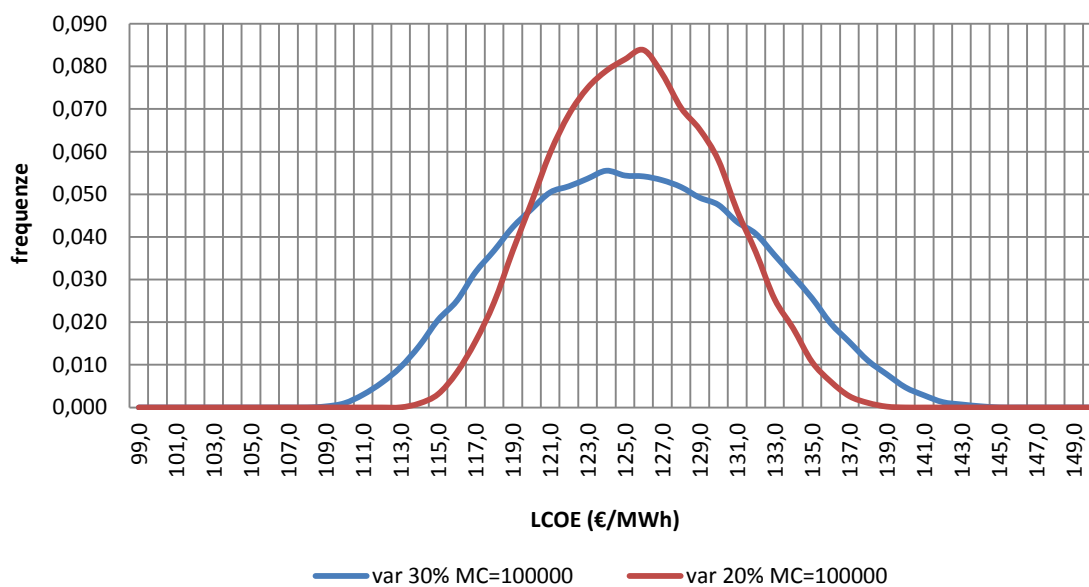
La tabella sottostante illustra i parametri di calibrazione della formula del costo medio ponderato del capitale utilizzato e le simulazioni, varianza 20% e varianza 30% sul costo LCOE da dati di input.

Tabella 7 - Componenti di costo del capitale e parametri soggetti a simulazione per il calcolo del LCOE

$W_{d(D/(D+E))}$	%	60%
k_d	%	6%
T (livello della tassazione)	%	34%
$W_{s(E/(D+E))}$	%	40%
$E[r_m]$	%	7%
B_{equity}	%	150%

Fonte: elaborazione su dati ENEA

Figura 16 - Stima intervallare del LCOE - Eolico Onshore Italia, 2010

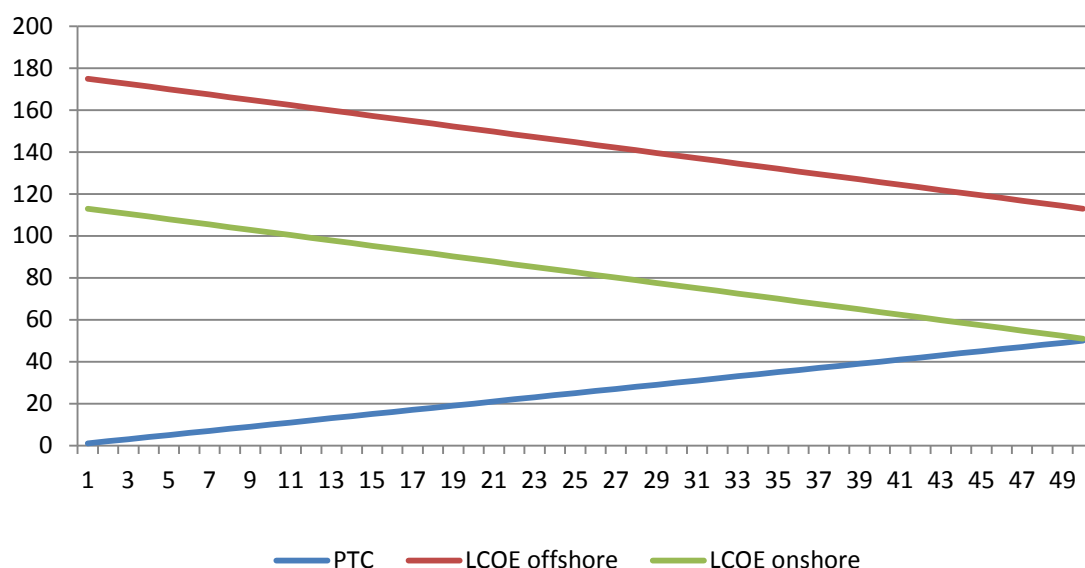


Fonte: elaborazione su dati ENEA

4.3 Applicazioni del modello esteso – uso del modello del tasso di sconto nella comparazione tra tecnologie

Sviluppando quanto riportato al capitolo 5.4 si propone ora l'applicazione del modello del costo del capitale ad un obiettivo riguardante più tecnologie: questa analisi può essere estesa all'intero parco di generazione e verrà condotta per le due sole tecnologie sin qui esaminate. Si ipotizzi che il decisore pubblico si trovi nella situazione di voler favorire la penetrazione sul mercato di alcune tecnologie: in questo esempio poniamo una sola tecnologia da favorire maggiormente sulle due considerate: l'eolico offshore (si intende comunque riservare una quota minoritaria di tali incentivi anche all'altra²⁵). Si assume inoltre che esista la possibilità di coinvolgere il settore bancario nell'elaborazione della politica energetica²⁶. L'obiettivo del decisore viene tradotto praticamente nella fissazione di un determinato livello del LCOE medio del parco di generazione.

Figura 17 - Effetti dell'applicazione di un incentivo fiscale sul LCOE per le tecnologie offshore ed onshore



Fonte: elaborazione su dati MacDonald

La figura 17 mostra gli effetti dell'applicazione di un incentivo sotto forma di credito fiscale alla produzione (PTC), applicato con progressione lineare partendo da 1 fino a 50 euro per MWh sul LCOE degli impianti, sia onshore che offshore, caratterizzati dai parametri tecnico-economici riportati nelle tabelle 4 e 6. L'eolico di terra, applicando un incentivo di 50 €/MWh, porterebbe il suo LCOE a circa 53€/MWh, mentre l'offshore, supportato allo stesso modo, raggiungerebbe i 113 €/MWh. Se il totale degli incentivi erogabili fosse di 50 €/MWh, la parità tra il costo attuale dell'eolico di terra e l'offshore sarebbe raggiunta applicando l'intero incentivo al solo offshore (il punto in cui la linea marrone congiunge l'LCOE dell'offshore con

²⁵ Questo sia per evitare il caso banale in cui tutto l'incentivo venga erogato al solo offshore sia perché è realistica la condizione in cui più di una tecnologia sia sostenuta dal governo.

²⁶ Questa possibilità va intesa come esercizio teorico. La fattibilità concreta di simili misure è condizionata da molti fattori. Qui si preme evidenziare che, con un modello leggermente più esteso del consueto, si riesce a tenere conto dell'influenza di fattori normalmente non considerati e che potrebbero essere attivati, come l'esempio dimostra.

quello di partenza dell'onshore, che corrisponde all'erogazione completa dell'incentivo di 50 euro/MWh).

Tornando all'obiettivo iniziale, il raggiungimento di un certo LCOE medio del parco di generazione ($LCOE_p$ da qui in avanti), rileviamo che l'applicazione di un incentivo di 50 €/MWh su ambedue i tipi di impianti porterebbe ad un $LCOE_p$ di 83 €/MWh, mentre l'applicazione al solo offshore porterebbe ad un $LCOE_p$ di 113 €/MWh. Una simulazione realistica dovrebbe presumibilmente allocare risorse scarse tra le due tecnologie, ovvero distribuire l'incentivo tra offshore ed onshore al fine di massimizzare il parametro $LCOE_p$.

- Ottimizzando con un vincolo dato da un determinato ammontare di incentivi erogabile (Max 40 €/MWh, ad esempio) ed imponendo come solo vincolo che la somma degli incentivi per le due tecnologie eguagli il limite massimo erogabile, avremo come risultato di finanziare esclusivamente l'offshore.
- Imponendo come vincolo al parco di generazione elettrico un LCOE complessivo medio delle due tecnologie di 120 €/MWh, ipotizzando di disporre di un massimo totale erogabile di incentivo di 40 €/MWh, saremmo in grado di raggiungere tale risultato con la seguente configurazione: euro 34,95 per MWh erogati all'offshore (LCOE risultante pari a 140 €/MWh) ed euro 3,17 all'onshore ((LCOE risultante pari a 110 €/MWh).

A questo punto è possibile integrare l'analisi effettuata al capitolo 3.3.

Supponiamo che sia intenzione del governo sollecitare un intervento del sistema bancario a supporto della tecnologia meno competitiva a livello economico, al fine di risparmiare denaro pubblico. A livello formale, ciò si traduce nell'agire sulla variabile k_d , che rappresenta il costo del debito bancario, introducendo altresì un vincolo alla sua variazione (si presume, per dare maggiore realismo all'analisi, che le banche non siano disposte a scendere sotto un certo livello di tasso di interesse, fissato arbitrariamente).

I risultati di cui all'ottimizzazione precedente risultano modificati, ipotizzando di replicare le stesse condizioni del problema, ovvero di voler raggiungere gli obiettivi sopra riportati. In pratica si mantiene la percentuale di ripartizione degli incentivi precedente (si eroga il 92% all'offshore e 8% all'onshore) e si possono, in aggiunta, ridurre gli incentivi del 25%: portando a 30 €/MWh il tetto massimo all'incentivazione. In termini di costo del capitale, quanto detto equivale a finanziare il debito da parte delle banche dell'eolico di terra con un tasso del 5,48%, diminuendolo dello 0,52% rispetto al livello di partenza. Traducendo queste percentuali in valuta, per l'onshore, lo Stato risparmia 2.190.000 euro. Tale cifra risulta dall'applicazione del credito fiscale alla produzione di 2,49 euro per MWh per 10 anni (prima 3,17 euro/MWh), posto che l'impianto esaminato produca 219.000 MWh di energia elettrica annui. Riguardo all'offshore, applicando un incentivo percentualmente ridotto come stabilito, pari a 27.5 €/MWh, dobbiamo ridurre in maniera drastica il tasso di interesse, se intendiamo portare l'LCOE a 140 €/MWh come prima. Il tasso k_d dovrà essere fissato al 3,60%, generando un risparmio per lo stato, sull'impianto medio analizzato nei 10 anni, pari a 45 milioni di euro circa.

Naturalmente, occorre quantificare il mancato introito delle banche: per l'onshore la riduzione del tasso applicata al capitale finanziato implica un minor introito pari a 600.000 euro circa (lo

0,52% di 116 milioni di euro). Per l'offshore, parliamo di poco più di 11 milioni di euro, sui 460 milioni finanziati. E' di immediata evidenza che il mancato beneficio delle banche potrebbe essere compensato da un maggior risparmio dello Stato, con un risparmio netto rispetto all'alternativa precedente: tali somme potrebbero essere utilizzate dallo Stato come incentivo di sistema, ovvero come somme destinate ai vari players del sistema di generazione, allo scopo di ridurre il carico totale sul bilancio pubblico.

Un discorso analogo potrebbe essere condotto con riguardo alla quota di capitale equity. Il tipo di ottimizzazione prima descritta potrebbe essere esteso agli investitori privati che, con adeguate forme di incentivo, potrebbero essere spinti a ridurre il premio per il rischio richiesto e a contribuire alla diminuzione del tasso di sconto totale, aiutando lo Stato a ridurre il carico da sopportare in termini di incentivi. La figura sottostante riassume sinteticamente i calcoli e ragionamenti sopra riportati per fornire un quadro visivo immediato dei risultati.

Tabella 8 - Condizioni di raggiungimento di un LCOE del parco di generazione mediante strumenti di policy e misure finanziarie

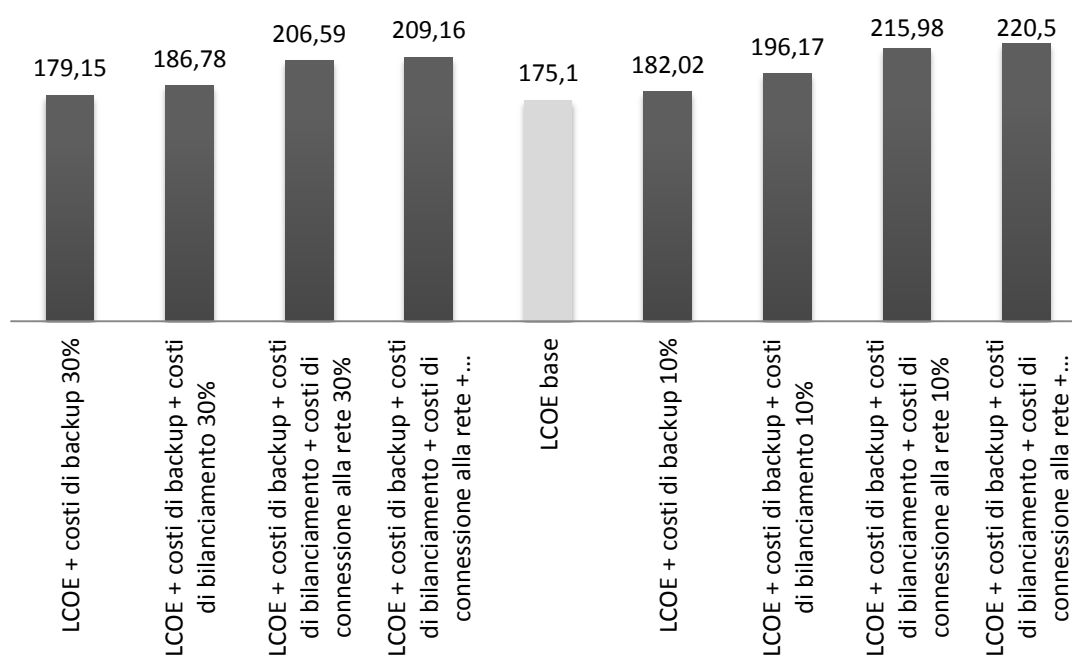
		onshore	offshore	parco di generazione
LCOE base	€/MWh	175,1	114,02	
LCOEp medio	€/MWh			144,56
LCOEp medio target	€/MWh			120
Incentivo da erogare a parità di altre condizioni con tetto massimo di euro 40 per MWh	€/MWh	34,95	3,17	38,12
Tassi di interesse bancario applicati sul capitale	%	0,06	0,06	6,00%
Nuovi incentivi in ipotesi di riduzione sovvenzioni del 25% sul tetto massimo di euro 40 per MWh	€/MWh	27,51	2,49	30,00
Diminuzione richiesta sui tassi di interesse bancario applicati sul capitale	%	0,520%	2,400%	1,46%
Potenza impianto tipo considerato	MW	100	200	
Durata erogazione incentivo	anni	10	10	
Risparmio per lo Stato in ipotesi erogazione incentivo in 10 anni	€	2.190.000	44.763.600	46.953.600
Mancato introito istituti bancari per riduzione tasso di interesse	€	606.606	11.056.320	11.662.926
Beneficio netto sistema paese	€	1.583.394	33.707.280	35.290.674

Fonte: elaborazione ENEA

5. Integrazione tra indicatori di tipo LCOE e cds

Nella ricerca di una misura globale e versatile di costo, i cds rappresentano una componente essenziale da considerare. E' interessante osservare che un primo *trait d'union* tra la misura di costo qui in discussione e i cds è individuabile nel trattamento dell'incertezza. L'affiancamento e l'integrazione dei cds rispetto ad altri approcci analitici non appare immediato (RAE, 2004). Di seguito si mostra come, con una serie di approssimazioni, incorporare i cds nella struttura formale degli LCOE possa essere effettuato mediante il ricorso a tecniche di simulazione e di assunzioni di partenza semplificate.

Figura 18 – LCOE + costi di sistema dell'eolico offshore nel Regno Unito



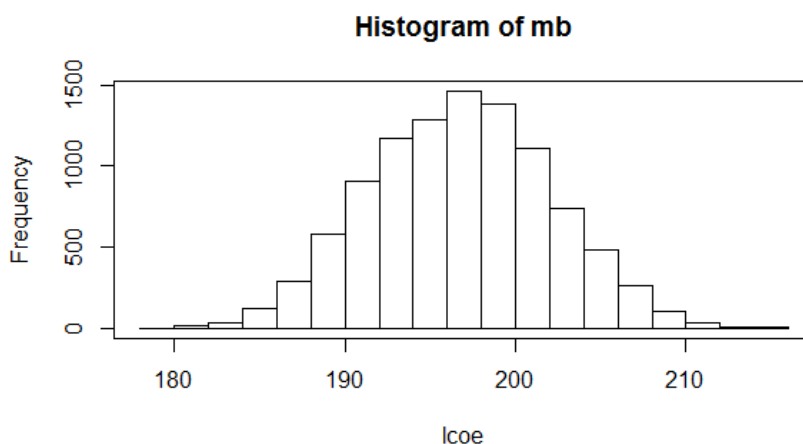
Fonte: elaborazione ENEA su dati MacDonald e NEA

La figura 18 illustra il valore del LCOE dell'eolico offshore (MacDonald, 2010) ed i valori corrispondenti all'integrazione di alcune tipologie di costi di sistema elettrico (NEA/OECD, 2012) su tale costo base, per semplice somma sul costo livellato. I cds sono relativi a due distinte ipotesi di penetrazione tecnologica dell'offshore, al 10% e al 30% e si riferiscono al Regno Unito²⁷.

La figura è costruita cumulando progressivamente a partire dal valore base del costo livellato i costi di sistema dei vari tipi specificati. Quindi, 220,05 euro/MWh, ad esempio, è il costo LCOE dell'offshore sommato ai costi di sistema delle quattro tipologie considerate nell'ipotesi 10%. Questa informazione di base è utilizzabile per fornire una particolare stima intervallare del costo livellato, come la figura sottostante illustra.

²⁷(NEA/OECD, 2012) pagine 126-127.

Figura 19 - Simulazione bootstrap del costo totale di generazione (LCOE + costi di sistema)



Fonte: elaborazione ENEA su dati MacDonald e NEA

La figura 19 si riferisce ad una simulazione bootstrap²⁸ di 1.000.000 di repliche realizzate su un campione di grandezza $n = 9$ con media campionaria risultante di 196,83 euro/MWh. Concettualmente, ciò equivale a tenere conto di un range di variabilità il cui limite minimo è il costo livellato (175,10 euro/MWh) ed il massimo è dato dallo stesso costo sommato a tutti i costi di sistema nell'ipotesi del loro massimo valore (220,05 euro/MWh). Il modello di probabilità generatore del processo casuale è uniforme continuo, il che equivale a presupporre che tutte le ipotesi considerate siano equiprobabili. E' bene non confondere questa misura di "incertezza", con la valutazione relativa alla variabilità intrinseca degli elementi dell'equazione base. Una stima intervallare del costo si può fare, ad esempio, utilizzando le informazioni disponibili sulla variabilità dei costi di investimento. In questo caso l'incertezza si riferisce ad elementi strutturali dell'espressione di costo standard. La figura 19, invece, mostra la distribuzione di probabilità relativa ad un LCOE puntuale (non "incerto") la cui misura di variabilità è dovuta alla presenza di diversi tipi di costi di sistema, differenziati in due ipotesi di penetrazione tecnologica. Ciò equivale a considerare definito il costo livellato e ad usarlo tal quale per ottenere una misura di costo variabile in cui l'incertezza è relativa al peso variabile dei costi di sistema che gli si sommano ed è interessante notare che in tal modo si tiene conto, indirettamente, anche della variabilità intrinseca del valore puntuale dei medesimi costi.

²⁸E' una tecnica inferenziale che fa massiccio ricorso alla potenza di calcolo dei computer [è di recente origine (Efron, 1979)]. Si tratta di una tecnica statistica di ricampionamento con reimmissione per approssimare la distribuzione campionaria di una statistica: è utile se non si conosce la distribuzione della statistica di interesse. L'idea di base del bootstrap è simulare qualche proprietà della distribuzione osservata a partire da un solo campione (come nel caso di analisi dei cds). Si veda anche (Diaconis & Efron, 1983).

6. Conclusioni

Partendo dalla metodologia LCOE si è dimostrato come sia possibile aggiungere capacità di analisi operando alcune modifiche sull'indicatore base.

In particolare, sviluppare la parte finanziaria del modello, ovvero considerare il costo del capitale come una forma funzionale piuttosto che come un valore fisso, consente di valutare in modo più significativo l'impatto di misure di politica energetica, come incentivi alla produzione e agli investimenti, in particolar modo combinando gli incentivi medesimi con misure di politica finanziaria / fiscale al fine di ottenere risultati come il raggiungimento di un determinato livello di costo che consenta la grid parity tra differenti tecnologie.

L'utilizzo di tecniche di simulazione può essere usata per tenere conto della variabilità intrinseca dei componenti dell'equazione di costo, di altri componenti di diversi tipi di costo (come i costi di sistema) e per stimare la relazione (sconosciuta) tra i diversi tipi di costi e l'influenza di altri fattori tecnico / economici.

Le modifiche effettuate sono, evidentemente, utilizzabili simultaneamente, cosicché la simulazione dell'indicatore utilizzato consente, ad esempio, di stimare un grado di incertezza relativamente al raggiungimento di un obiettivo, quale un livello prefissato del LCOE, sotto determinate condizioni del mercato dei capitali. Simili analisi potrebbero essere utilizzate, ad esempio, per consentire al decisore pubblico di stimare l'impatto di politiche monetarie e fiscali in congiunzione e politiche energetico - ambientali, aumentandone mutuamente coerenza ed efficienza.

Bibliografia

- Benninga, S. (2010). *Modelli finanziari - terza edizione*. Milano: McGraw-Hill.
- Breyer, C., & Gerlach, A. (2012). *Global overview on grid-parity event dynamics*. Bitterfeld-Wolfen OT Thalheim: Q-Cells SE.
- Darling, S., & You, F. (2011). Assumptions and the levelized cost of energy for photovoltaics. *Energy & Environmental Science*, Advance Article.
- De Roo, G., & Parsons, J. (2011). A methodology for calculating the levelized cost of electricity in nuclear power systems for fuel recycling. *Energy Economics*, 826-839.
- DECC. (2011). *Electricity Generation Cost Model Model - 2011 Update Revision 1*. London: Department for Energy and Climate Change.
- Diaconis, P., & Efron, B. (1983). Computer-intensive methods in statistics. *Scientific American*, 116-130.
- DOE-NETL. (2012). *Technology Learning Curve (FOAK to NOAK)*. DOE.
- Eerens, H., & De Visser, E. (2008). *Wind Energy Potential in Europe 2020-2030*. Bilthoven: EEA.
- Efron, B. (1979). Bootstrap methods: another look at the jackknife. *The Annals of statistics*, Vol. n. 7 No. 1 1-26.
- EIA/DOE. (2010). *Updated Capital Cost Estimates for Electricity Plants*. Washington: EIA.
- E-ON. (2012, September). *E-ON Offshore Wind Energy Factbook*.
- EWEA. (2013). *Deep Water - The next step for offshore wind energy*. Brussels: EWEA.
- Hallam, C., & Karau, G. (2012). *Temporal Cross-Over Points for Renewable Energy Technology Project Investment With Consideration for Energy Pricing, Carbon Tax Credits, and Implied Socio-Political Value*. San Antonio: The University of Texas of San Antonio, College of Business.
- Heptonstall, P. (2006). *A review of electricity unit cost estimates*. London: UKERC.
- IEA. (2010). *Projected Cost of Generating Electricity*. Paris: IEA.
- IRENA. (2012). *Wind Power - Volume 1 Power Sector Issue 5/5*. Paris: IRENA.
- JRC. (2011). *2011 Technology Map of the SET- Plan*. Luxembourg: European Union.
- MacDonald, M. (2010). *UK Electricity Generation Costs Update*. Brighton: Mott Mac Donald.
- Megavind. (2010). *Denmark supplier of competitive offshore solutions*. Frederiksberg: Danish Wind Industry Association.
- NEA/OECD. (2012). *Nuclear Energy and Renewables: System Effects in Low-carbon Electricity Systems*. Paris: OECD.
- POLIMI. (2010). *Costi di produzione elettrica da fonti rinnovabili*. Milano: Politecnico di Milano.

RAE. (2004). *Cost of generating electricity*. London: Royal Academy of Engineering.

Short, W., Packey, J., & Holt, T. (1995). *A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies*. Golden: National Renewable Energy Laboratories.

van der Zwaan, B., & Rivera-Tinoco, R. (2011). Evolving Economics of Offshore Wind Power - Cost Reductions from Scaling and Learning. *under review* .

Elenco degli acronimi

CAPEX CAPital EXpenditure

CAPM Capital Asset Pricing Model

cds costi di sistema

DECC Department of Energy and Climate Change

ext esternalità

FOAK First of a kind

GW Gigawatt

IEA International Energy Agency

kW Kilowatt

kWh kilowattora

LCOE Levelised Cost Of Energy

MW Megawatt

MWh Megawattora

NOAK Nth Of A Kind

NPV Net Present Value

O&M Operating and Maintenance

OPEX Operation and maintenance expenditure

PTC Production Tax Credit

RR Required Revenue

TLCC Total Life Cycle Cost

USD United States dollar

WACC Weighted Average Cost of Capital

Edito dall' **ENEA**
Servizio Comunicazione

Lungotevere Thaon di Revel, 76 - 00196 Roma

www.enea.it

Stampa: Tecnografico ENEA - CR Frascati
Pervenuto il 16.4.2015

Finito di stampare nel mese di maggio 2015