



Position paper

Audizione presso le Commissioni Ambiente
e Attività Produttive della Camera dei Deputati

15 marzo 2022



Renexia



MEMORANDUM SU EOLICO OFFSHORE IN ITALIA

1. EXECUTIVE SUMMARY

L'eolico offshore rappresenta una componente essenziale per il raggiungimento degli sfidanti obiettivi che l'Italia si è intesa dare con il New Green Deal. In particolare, l'eolico offshore floating, per il minore impatto ambientale e sui territori, è la migliore opportunità disponibile per garantire uno sviluppo sostenibile di questa fonte rinnovabile e avviare un nuovo settore industriale nel nostro Paese.

La complessità di questa tecnologia rende però necessario individuare un percorso strutturato che tenga conto di tutti i vincoli di sistema.

Nel documento verranno forniti elementi di supporto alle decisioni traendo spunto dall'esperienza dello sviluppo dell'eolico offshore nel mare de Nord, considerato ormai un esempio di successo.

In estrema sintesi:

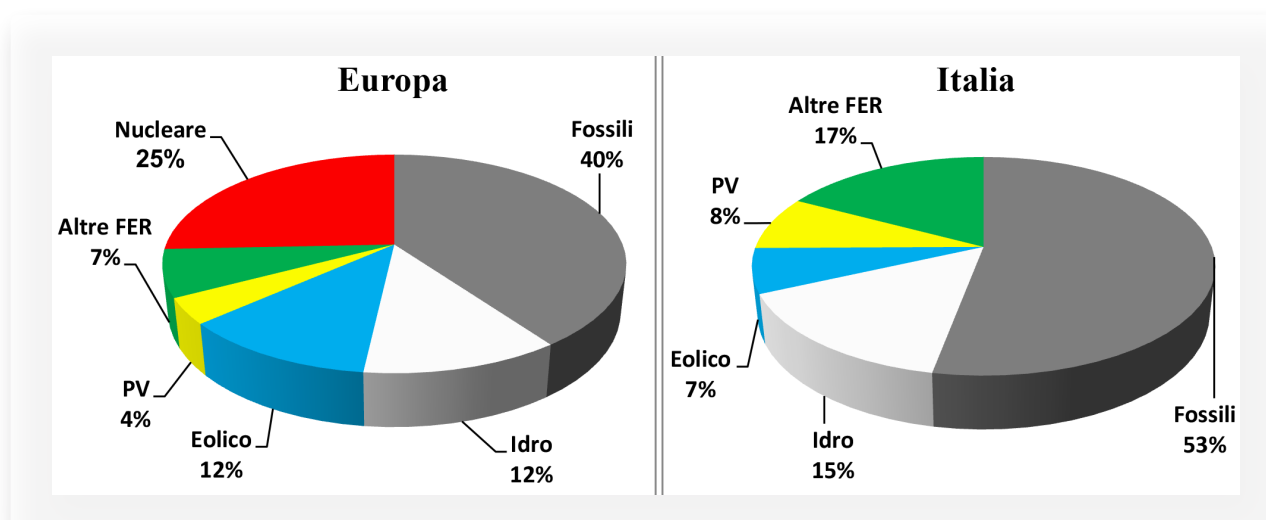
- a. È necessario strutturare inizialmente **aste di dimensione adeguata alla creazione di una filiera industriale specializzata**; un valore indicativo è di circa 4 GW per round di aste;
- b. Gli **strike price iniziali** devono tenere conto dei costi di start-up e costituiscono un investimento che consente in pochi anni di rendere la tecnologia competitiva con i migliori sistemi di produzione da fonti fossili; il valore iniziale dovrà essere **compreso tra i 150 e i 170 €/MWh**;
- c. La complessità e la dimensione di questi progetti, caratterizzati da tempi maggiori rispetto ai sistemi onshore di piccola taglia, richiedono processi di autorizzazione ed incentivazione completamente diversi.
- d. In particolare, è necessario mantenere una **selezione rigida dei progetti** per evitare iniziative velleitarie e promuovere invece i progetti più robusti e caratterizzati da iter progettuale e approvativo avanzato;
- e. Nel contempo, per consentire agli investitori di supportare le fasi di sviluppo dei progetti migliori, **non è possibile richiedere come condizione per partecipare alle aste il completamento di tutto il percorso autorizzativo**;
- f. L'equilibrio tra queste due esigenze è essenziale per il successo del settore e può essere ottenuto con **vincoli progressivi nel processo di asta** (superamento fase consultazione pubblica per la concessione demaniale, ottenimento STMG, conclusione fase di scoping, ecc.) e tempi adeguati per il superamento della fasi di progetto.

Riportiamo di seguito alcuni elementi sullo sviluppo del mercato eolico offshore nel Mare del Nord.

2. BILANCIO ENERGETICO EUROPEO

Preliminarmente può essere utile un confronto sull'utilizzo delle diverse fonti utilizzate per la produzione di energia elettrica in Europa ed in Italia. L'eolico ha un peso decisamente inferiore in Italia.

Quote produzione energia elettrica per fonte



Fonte EU: valori 2019

L'energia elettrica prodotta in Europa da fonte eolica offshore vale circa il 18% della produzione eolica complessiva nel 2021, con una quota in costante crescita.

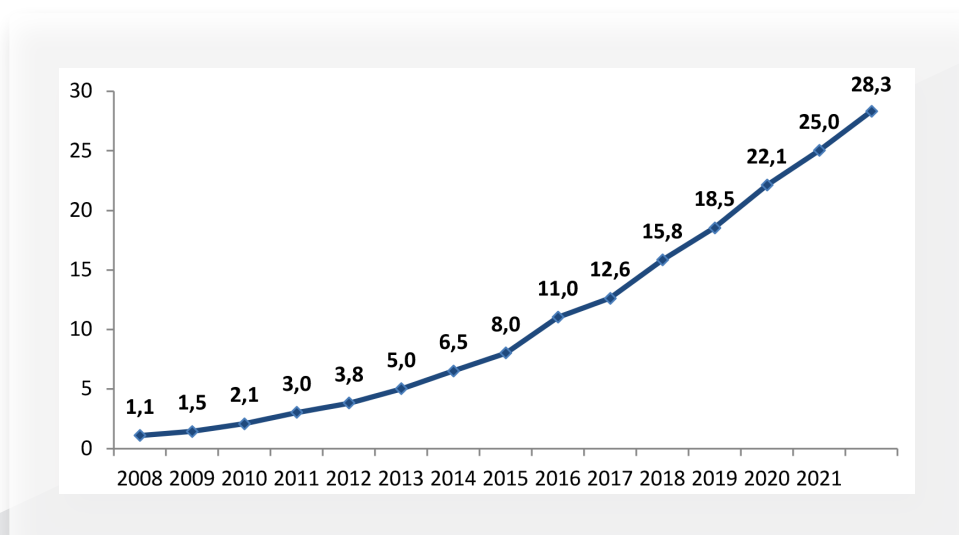
Sulle installazioni complessive nel 2021 di impianti eolici in Europa, l'eolico offshore rappresenta il 30% circa.

In Europa le ore annue equivalenti di produzione dell'onshore sono circa 1.700 contro le quasi 3.000 dell'offshore.

3. IL MERCATO EOLICO OFFSHORE NEL MARE DEL NORD

La produzione di energia eolica offshore nel Mare del Nord, relativa ai paesi EU 27 ed UK, si è sviluppata a partire dai primi anni 2000 ed ha raggiunto nel 2021 una potenza installata di 28,3 GW.

Potenza eolica offshore installata nel Mare del Nord (GW)



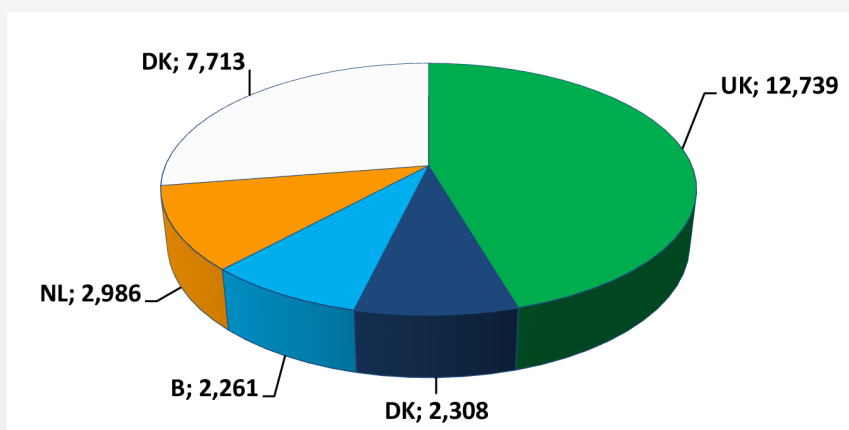
Fonte: Wind Europe 2021¹

La distribuzione della potenza eolica offshore installata è fortemente differenziata tra i vari Paesi in relazione alle differenti politiche introdotte in questo settore.

In particolare, il Regno Unito ha installato circa il 50% della potenza totale e la Germania circa il 30%.

¹ <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/wind-energy-in-europe-2021-statistics-and-the-outlook-for-2022-2026/>

Potenza eolica offshore installata per Paese (GW)

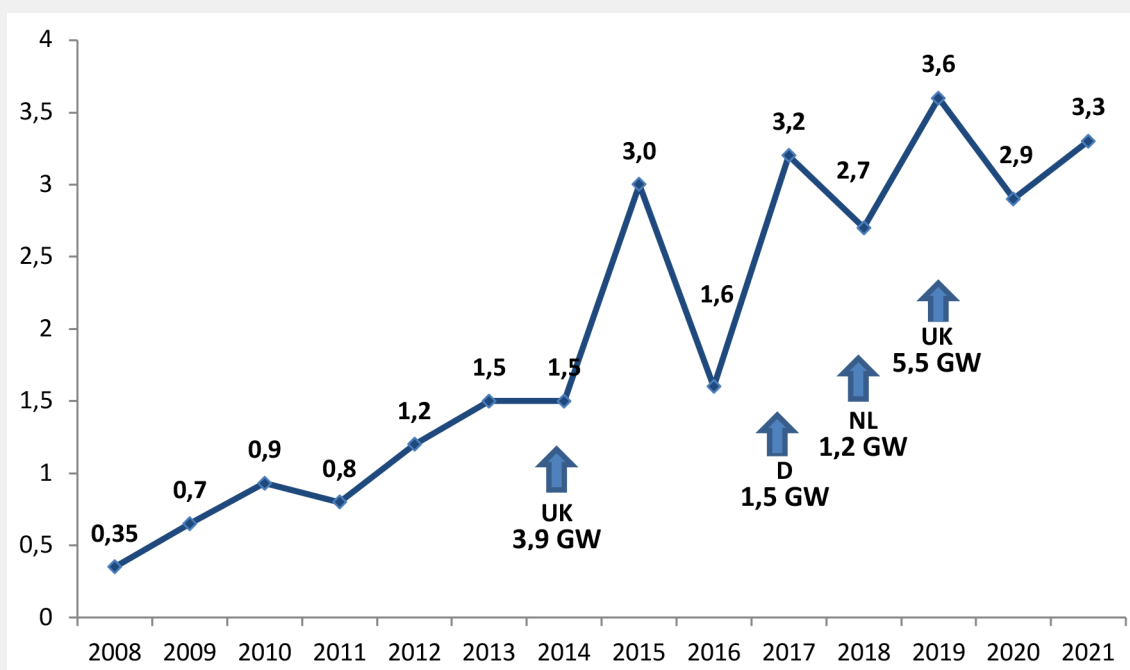


Fonte: Wind Europe 2021

Con la prima gara del 2014 in UK, per quasi 4 GW, è stata data agli operatori una prospettiva di sviluppo solida e certa nel medio periodo, creando quindi le condizioni per la formazione di una filiera industriale specializzata.

In questo modo è stato possibile rispondere in modo efficiente alla domanda di mercato, con tassi di crescita della potenza installata compresi tra 2÷3GW/anno.

Trend installazioni offshore e principali aste (GW)



Fonte: Wind Europe 2021

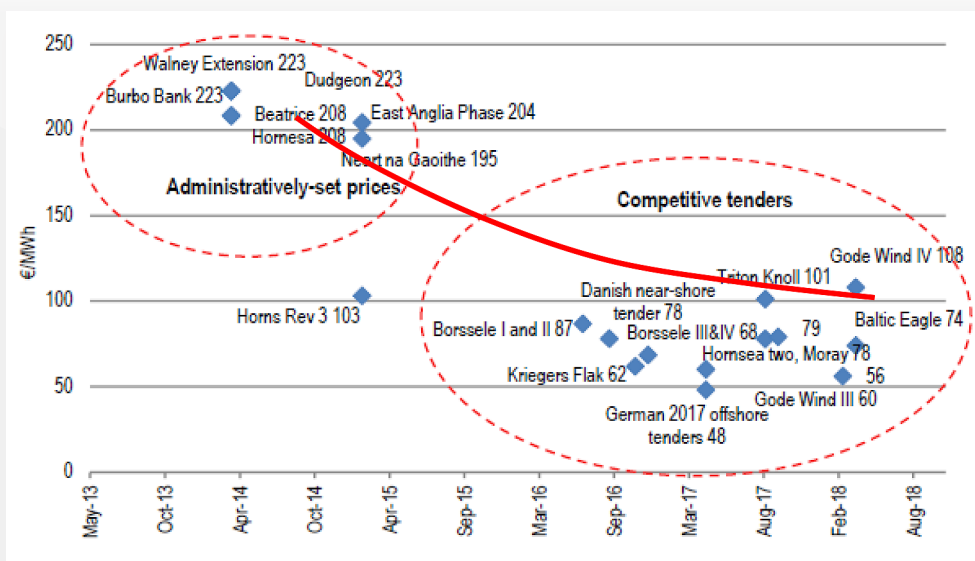
Nell'arco di cinque anni, nel Mare del Nord sono state lanciate gare per circa 15 GW e recentemente è stata avviata una ulteriore gara in Scozia per 25 GW tutti offshore, di cui circa 15 GW *floating*.

Nel 2021 sono stati finanziati progetti eolici offshore in Europa per circa 24 G€, per una potenza da installare di 7,1 GW.

Per quanto riguarda i prezzi di aggiudicazione delle aste si è partiti con una prima fase, definita a “prezzi amministrati”, necessaria per avere una massa critica di impianti tale da consolidare una curva di esperienza affidabile ed attivare di una supply chain efficiente.

I valori di aggiudicazione (*strike price*) sono partiti da valori iniziali prossimi ai 200 €/MWh per scendere nella fase successiva, definita a “prezzi competitivi”, a meno di 80 €/MWh nelle aste più recenti.

Prezzi di aggiudicazione €/MWh (compresa connessione RTN)



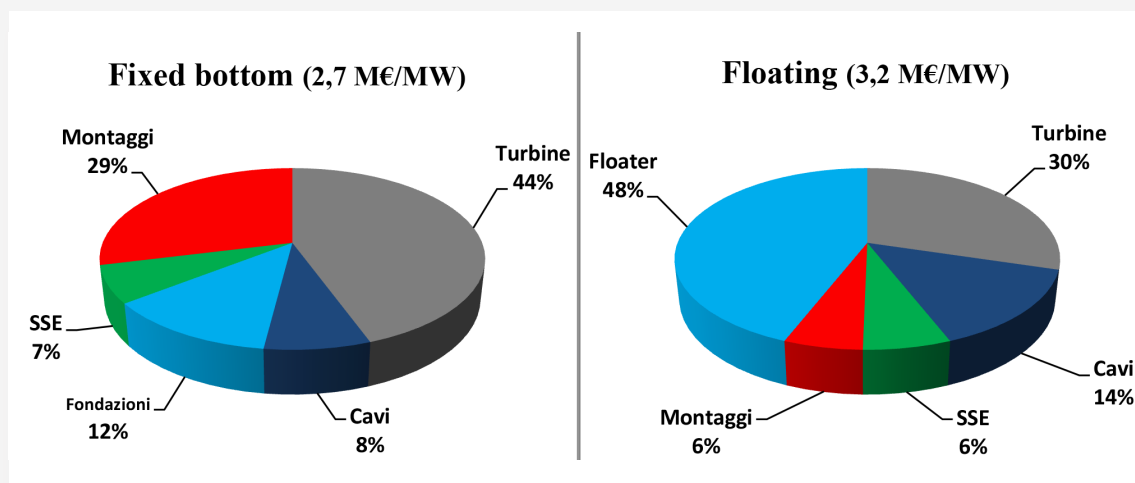
Fonte: Credit Suisse 2018 ²

² https://research-doc.credit-suisse.com/docView?language=ENG&format=PDF&sourceid=em&document_id=1080434601&serialid=mlwV6nQqFrnUz93sJo8YLvYQKpFwDVo0MbQGCn9EDd8%3D&cspld=null

4. CONSIDERAZIONI SUL COSTO DI INVESTIMENTO

I costi di investimento per gli impianti offshore *fixed bottom* di grande taglia nel Mare del Nord e degli impianti *floating* in fase di sviluppo nel Mediterraneo sono i seguenti:

Peso relativo Capex



Fonte Catapult 2021, scoping MITE 2022 ³

Per gli impianti *fixed bottom* nel Mare del Nord si sono considerati i valori riportati da un recente studio di Catapult, che coincidono con i costi dichiarati per l'impianto di Dogger Bank da 2.470 MW.

Questi livelli di performance, che rendono la tecnologia *fixed bottom* estremamente competitiva in termini di LCOE, derivano dal know-how e dalle esperienze maturate nella produzione su larga scala dei diversi sottosistemi ed in particolare di turbine, cavi e processi di installazione.

Per quanto riguarda la tecnologia *floating* nel Mediterraneo, ci si è basati sui dati riportati nelle procedure di scoping recentemente presentate dagli sviluppatori; il costo di investimento si aggira sui 3,0÷3,3 M€/MW, non dissimile dai valori riscontrati nel Mare del Nord prima che venisse raggiunta la massa critica in grado di creare una *supply chain* efficiente.

Da rilevare come oltre la metà del costo di investimento è costituito dal floater e dai montaggi, mentre per il *fixed bottom* il peso è di circa il 40%.

La competitività della tecnologia *floating* può usufruire delle efficienze ottenute nel Mare del Nord per i sottosistemi turbina, cavi e SSE, ed è pertanto sul costo del *floater* e sui costi di installazione che i principali analisti stimano ci possano essere significativi miglioramenti.

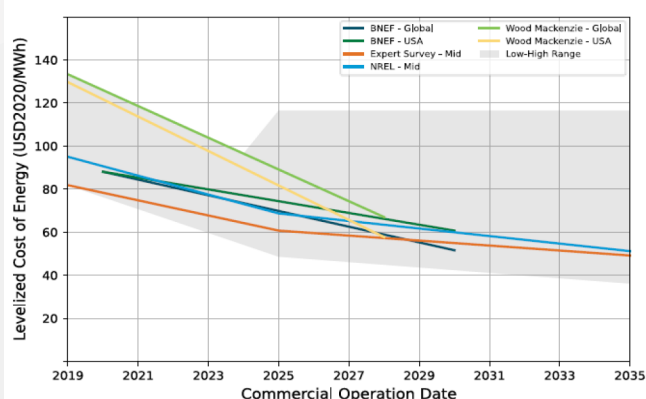
³ <https://ore.catapult.org.uk/wp-content/uploads/2021/01/FOW-Cost-Reduction-Pathways-to-Subsidy-Free-report-.pdf>

A differenza degli altri componenti, che possono essere prodotti, almeno per la componentistica, anche relativamente lontano rispetto alla collocazione dell'impianto, la realizzazione e la messa in esercizio dei *floater* richiede una struttura industriale locale che deve pertanto essere costituita ad hoc in ogni area geografica.

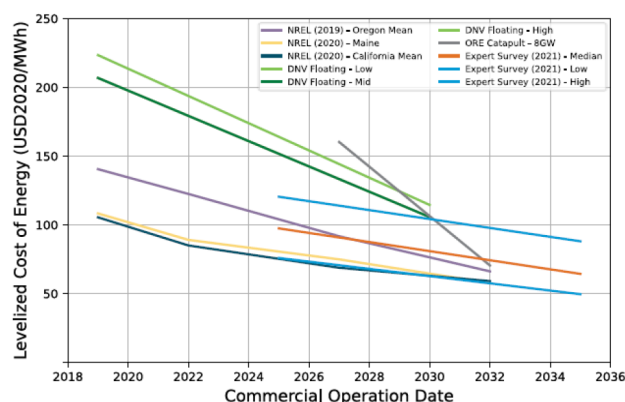
5. COMPETITIVITÀ EOLICO OFFSHORE FLOATING

Secondo i principali analisti la previsione del costo medio di produzione (LCOE o Levelized Cost of Energy) al 2030 è di circa 60 \$/MWh per l'offshore tradizionale e di valori compresi tra 70 e 100 \$/MWh.

LCOE Offshore tradizionale



LCOE Offshore floating



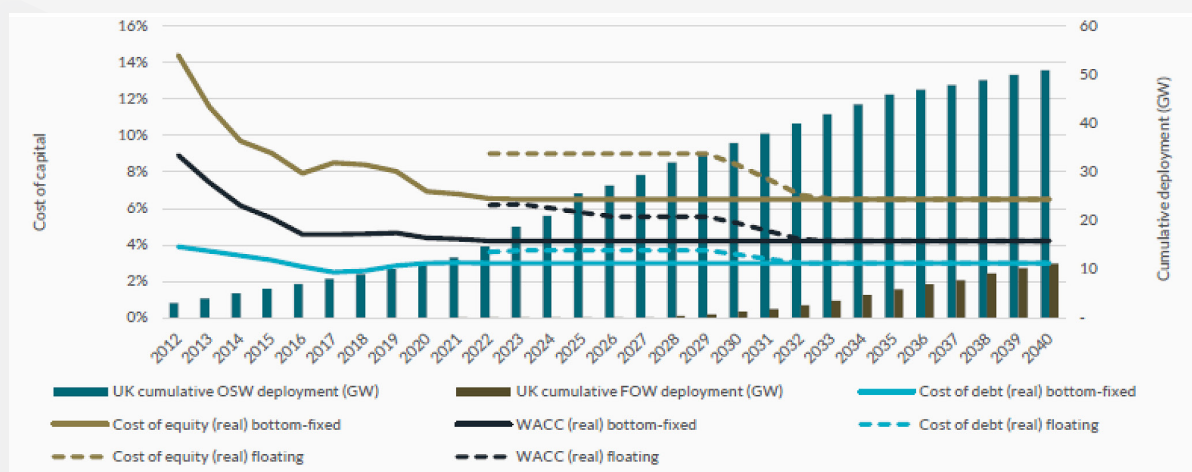
Fonte US-DOE 2021 ⁴

La riduzione del LCOE per la tecnologia *floating* deriverà, oltre che dal minore costo unitario di investimento, anche dal minore costo del capitale investito per la riduzione del livello di rischio una volta acquisiti i ritorni di esperienza dei processi produttivi e di installazione dei *floater*.

Il WACC di questi progetti si ridurrà nel tempo, con il consolidamento dei processi di realizzazione dei *floater*; lo spread attuale di circa il 2% rispetto al fixed bottom si ridurrà a zero in orizzonte 2030.

⁴ https://www.energy.gov/sites/default/files/2021-08/Offshore%20Wind%20Market%20Report%202021%20Edition_Final.pdf

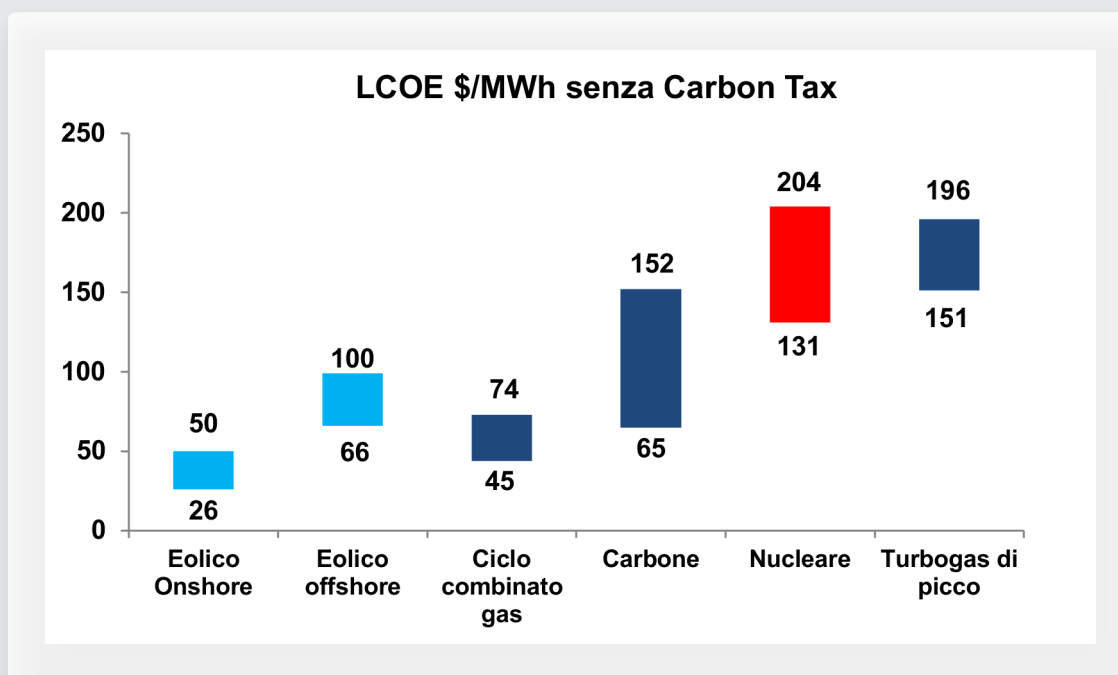
Stima dei costi del capitale investito Fixed bottom vs floating



Fonte: Catapult 2021

6. CONFRONTO LCOE CON PRODUZIONE DA FONTI FOSSILI

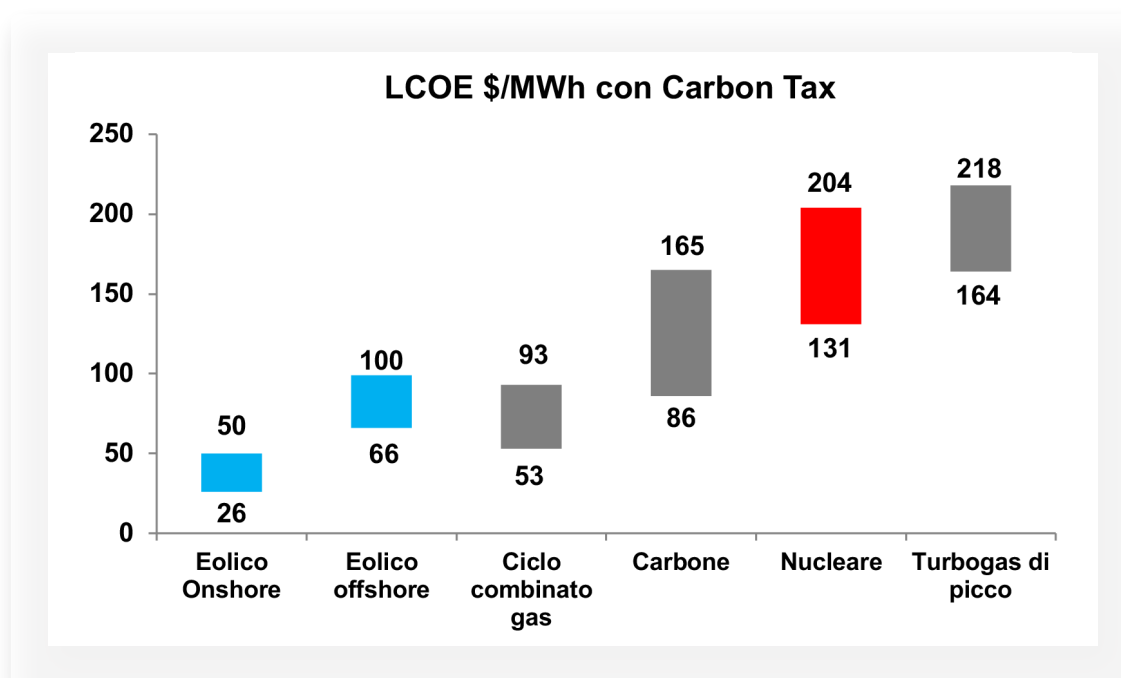
Per un confronto tra i LCOE delle tecnologie da fonte eolica e quelle da fonti fossili si riportano i valori dell'ultimo report di Lazard relativo al mercato USA.



Fonte: Lazard 's 2021⁵

⁵ <https://www.lazard.com/media/451881/lazards-levelized-cost-of-energy-version-150-vf.pdf>

Considerando l'effetto della carbon tax, stimata da Lazard in un intervallo compreso tra 20÷40\$/tonn di CO₂, il confronto diventa il seguente:



Fonte: Lazard 's 2021

Si vede chiaramente come i valori attuali dell'eolico offshore siano già oggi competitivi con le fonti fossili.

Questa analisi non rispecchia la situazione del mercato europeo con riferimento ai prezzi del gas naturale.

Lazard utilizza in questo report un costo del gas naturale di 3,45 \$/MMBTU, corrispondente a circa 10 €/MWh a fronte dei 20 €/MWh delle quotazioni in Europa del quinquennio precedente alla crisi COVID ed al conflitto Russia-Ucraina, senza considerare l'attuale scenario con prezzi prossimi ai 100 €/MWh.

Ricalibrando LCOE calcolato da Lazard con il valore medio del quinquennio pre-crisi, il LCOE della tecnologia a combustibile fossile più performante, il ciclo combinato a gas comprensiva di carbon tax, oscilla con carbon tax tra i 75 \$/MWh ed i 115 \$/MWh, rendendo pienamente competitivo anche l'eolico offshore floating ad orizzonte 2030.

ALLEGATO:

OBIETTIVI DEL NEW GREEN DEAL IN ITALIA

Gli obiettivi del New Green Deal, relativamente alla nuova potenza installata da fonte eolica e solare sono i seguenti:

GW	2020	2025	2030	$\Delta 1$	$\Delta 2$	Δ Totale
Solare	21,7	36,2	64,0	14,5	27,8	42,3
Eolico	10,8	15,6	23,0	4,8	7,4	12,2
Totale	32,5	51,8	87,0	19,3	35,2	54,5

Pertanto, entro il 2030 deve essere installata nuova capacità eolica e solare per 54,5 GW (Δ Totale), di cui circa 19,3 GW entro il 2025 ($\Delta 1$) e quindi con un tasso di crescita atteso di circa 4 GW/anno nel prossimo quinquennio; questo obiettivo si confronta con un valore a consuntivo di circa 1 GW/anno degli ultimi tre anni.

⁶ Audizione Ministro Cingolani Senato del 13-7-2021:
https://www.senato.it/application/xmanager/projects/leg18/attachments/documento_evento_procedura_commissione/files/000/394/201/Documento_depositato_dal_Ministro_Cingolani.pdf



RENEXIA

Sede legale e amministrativa

Viale Abruzzo, 410 - 66100 Chieti (CH) - Italy

Tel.: +39 0871 58741 r.a.

Fax.: +39 0871 552624

Sede di Roma

Via Sardegna, 14 - 00187 Roma - Italy

Tel.: +39 06 4883642 r.a.

Fax: +39 06 4883645

info@renexia.it

[**www.renexia.it**](http://www.renexia.it)