

A photograph of an offshore wind farm with several white wind turbines in a row on the ocean. The sky is clear and blue.

03

Energie rinnovabili e clima

Aste FER1: il problema autorizzazioni influisce sui risultati

Gli esiti della prima asta evidenziano i benefici del meccanismo e dell'avvicinamento alle condizioni di market parity, mentre la seconda asta, andata corta, riflette la situazione di difficoltà che impedisce a tanti nuovi investimenti di prendere vita a causa della lentezza delle procedure autorizzative. Dovesse questa situazione ripetersi nei prossimi bandi, si rischierebbe di rallentare ulteriormente lo sviluppo di nuova capacità FER in vista del raggiungimento degli obiettivi PNIEC, e di vanificare i benefici attesi del sistema ad asta.

I risultati dei primi due bandi per l'assegnazione degli incentivi secondo le disposizioni del decreto ministeriale del 4 luglio 2019 ([decreto FER1](#)), entrambi svolti prima che la crisi da COVID-19 stravolgesse i mercati, offrono diversi spunti di riflessione riguardo alla peculiare situazione che il settore delle rinnovabili sta vivendo in Italia.

Infatti, se gli esiti del primo bando evidenziano i benefici sia del meccanismo sia dell'avvicinamento delle condizioni di *market parity* derivante dal progresso tecnologico, gli esiti del secondo, andato corto, riflettono invece la situazione di difficoltà che impedisce a tanti nuovi investimenti di prendere vita a causa degli impedimenti, per una parte rilevante dell'offerta, nel presentare progetti compatibili con le regole delle aste (sono infatti esclusi dai bandi i progetti fotovoltaici realizzati in aree agricole) e della generale lentezza degli iter autorizzativi.

Dovesse questa situazione ripetersi nei prossimi bandi, si rischierebbe non solo di rallentare ulteriormente lo sviluppo di nuova capacità FER in vista del raggiungimento degli obiettivi PNIEC (la capacità assegnata finora tramite asta rappresenta meno del 3% della capacità da sviluppare per raggiungere l'obiettivo), ma anche di vanificare i benefici attesi del sistema ad asta, con inevitabili conseguenze sulla bolletta dei consumatori.

COMPLESSIVAMENTE, SOLO IL 69% DEL CONTINGENTE DISPONIBILE TRA ASTE E REGISTRI RISULTA ASSEGNATO

Degli 1.6 GW di contingente complessivamente messi a disposizione finora per le procedure concluse il 30 ottobre 2019 e il 31 gennaio scorso, solo circa 1.1 GW sono stati assegnati: 587.5 MW a seguito del primo bando e 521.6 MW a seguito del secondo.

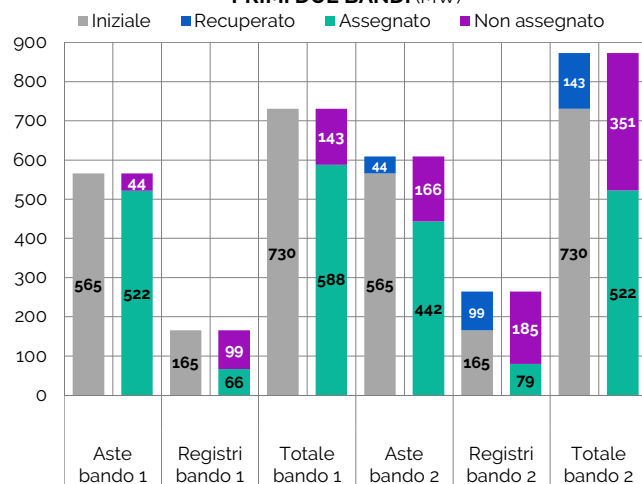
Tra il bando di ottobre 2019 e quello di gennaio 2020 si è infatti registrata una diminuzione della capacità assegnata sia in termini assoluti che percentuali: il rapporto tra potenza assegnata e contingente totale disponibile è stato nel secondo bando inferiore di circa il 20%¹ rispetto al primo.

In **Figura 1** i macro-risultati dei primi due bandi divisi tra aste e registri, con l'evidenza dell'ammontare di contingente non assegnato nel primo e quindi aggiunto al contingente iniziale nel secondo. Le quantità non assegnate nel secondo risulteranno poi aggiunte al contingente iniziale previsto per il terzo bando.

ASTE EOLICO E FOTOVOLTAICO: RISULTATI CONDIZIONATI DALLO STALLO AUTORIZZATIVO

Le differenze tra primo e secondo bando sono particolarmente rilevanti per quanto riguarda i risultati relativi alle aste per la Categoria A definita dal decreto FER1, ovvero quella dedicata agli impianti eolici *onshore* e fotovoltaici di grande taglia, il cui dettaglio è riportato nella **Tabella 1**.

¹ Il contingente totale disponibile nel secondo bando è comprensivo della quota di contingente non assegnato nel primo bando che è stata recuperata, come da regolamento.

FIGURA 1. ASSEGNAZIONE DEL CONTINGENTE NEI PRIMI DUE BANDI (MW)

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GSE

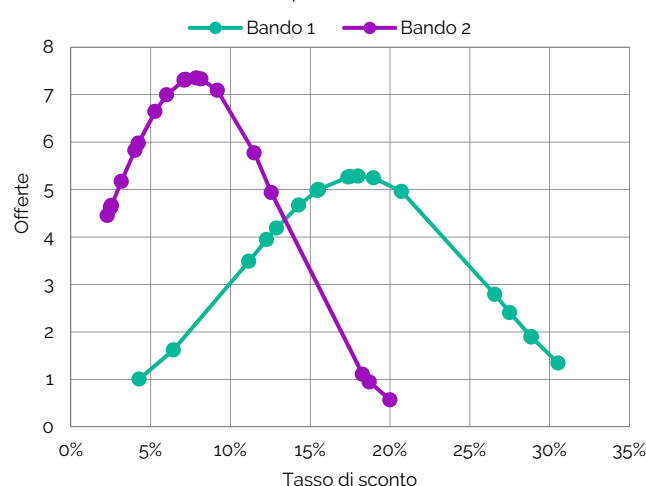
TABELLA 1. DETTAGLIO DEI RISULTATI DELLE ASTE NEI PRIMI DUE BANDI

Regione	Potenza accettata (MW)	N.ro progetti eolico	N.ro progetti solare	Media pesata sconto
BANDO 1				
Basilicata	149.0	5	-	10.0%
Campania	148.1	4	-	24.6%
Sicilia	80.5	3	-	22.1%
Puglia	58.6	3	-	21.9%
Molise	29.4	1	-	28.8%
Liguria	29.4	2	-	14.3%
Sardegna	5.1	-	1	14.3%
BANDO 2				
Puglia	125.4	7	-	4.7%
Campania	118.8	4	-	11.3%
Basilicata	81.8	2	-	8.7%
Sardegna	36.9	1	1	9.1%
Sicilia	28.8	1	-	2.5%
Liguria	12.0	2	-	5.0%
Piemonte	9.7	-	2	7.1%
Calabria	8.0	1	-	8.2%
Lazio	3.9	-	1	5.3%

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GSE

Oltre alla scarsa partecipazione di progetti fotovoltaici in entrambi i bandi (solo 5 progetti su 41, per un totale inferiore ai 25 MW), dovuta sostanzialmente alla mancanza di impianti autorizzati che rispettino i vincoli posti alla partecipazione per tale tecnologia, si nota immediatamente che a fronte di una partecipazione cospicua durante il primo, che ha visto concorrere circa 100 MW in più rispetto al livello di contingente disponibile (500 MW), il secondo ha rivelato invece un mercato corto, dove circa il 15% (ovvero circa 75 MW) del contingente non è stato assegnato.

La possibilità che la seconda asta andasse corta era un'ipotesi giudicata plausibile e condivisa da tanti operatori del settore, e questo ha avuto implicazioni rilevanti in termini competitivi: se nella prima asta il tasso medio di sconto rispetto alla base di partenza (70 €/MWh) è stato del 18% (equivalente a un premio di circa 57.4 €/MWh), con un sorprendente massimo di oltre il 30% (meno di 49 €/MWh) e con solo 2 offerte su 19 sotto il 10%, nella seconda asta questi valori sono invece diminuiti significativamente, facendo registrare una media inferiore all'8% (circa 65 €/MWh), un massimo del 20% (56 €/MWh) e solo 4 offerte su 22 al di sopra del 10% (**Figura 2**).

FIGURA 2. DISTRIBUZIONE DEL TASSO DI SCONTO, CATEGORIA A

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GSE

Il risultato dell'ultima asta potrebbe anticipare sia i risultati del bando chiusosi il 31 maggio (i cui esiti sono attesi in estate) che quelli dei bandi seguenti, almeno per quanto riguarda il 2020.

Lo scarso livello di partecipazione registrato nel secondo bando è da considerarsi quindi il risultato della combinazione da un lato dell'esclusione specifica dalle aste di progetti fotovoltaici siti in aree classificate a uso agricolo per motivi legati all'utilizzo del suolo, dall'altro delle generali difficoltà autorizzative a cui vanno incontro gli impianti FER nuovi e in rifacimento/ripotenziamento, figlie di un'organizzazione che non risulta in grado di garantire un processo di *permitting* fluido, uniforme

sul territorio nazionale, coerente con il principio di autorizzazione unica e dalle tempistiche certe e omogenee per i progetti proposti. Gli sviluppatori di progetti, infatti, evidenziano un tempo medio necessario per giungere al termine di una procedura autorizzativa di un impianto FER che attualmente si aggira attorno ai 4-5 anni². La rilevanza del dato trova conferma nel numero.

La mancanza di progetti lato offerta quindi ha avuto delle conseguenze dirette sui risultati dell'ultima asta, rendendone di fatto inefficace il meccanismo, che non ha potuto asservire lo scopo di premiare le risorse più efficienti e meno costose per la comunità.

In primo luogo, come è stato detto, il fatto che la mancanza di progetti autorizzati qualificati per partecipare alla seconda asta potesse determinare un mercato corto fosse un'ipotesi plausibile e condivisa tra gli operatori del settore, può aver sicuramente indotto i partecipanti a implementare strategie poco competitive con ragionevole sicurezza di risultare comunque vincitori in asta.

In secondo luogo, anche il fatto che i tempi autorizzativi siano così dilatati, causa di per sé un ritardo nel *go-to-market* degli impianti e ha un effetto: infatti è plausibile che parte dei progetti che hanno partecipato finora ai bandi, come parte di quelli che parteciperanno alle prossime sessioni, sia più "datata" a livello tecnologico-prestazionale di quanto ci si possa aspettare guardando ai progressi tecnologici più recenti, il che influisce ovviamente sulla competitività esprimibile in fase d'asta.

Infine, questi due elementi vanno poi a sommarsi a uno svantaggio fisiologico a cui parte dei nuovi progetti proposti possono essere soggetti (in particolar modo gli eolici, che hanno finora monopolizzato il contingente), ovvero quello di beneficiare tendenzialmente di condizioni, in termini di accessibilità e disponibilità della fonte rinnovabile meno favorevoli rispetto a quelle dei progetti esistenti, che all'inizio hanno occupato ovviamente i siti più profittevoli.

Pertanto, tutto considerato, è ragionevole pensare che il rischio di vedere porzioni rilevanti di contingente non assegnato nelle prossime aste (e quindi strategie di ribasso coerenti con quelle dell'ultimo bando), in ragione anche degli ulteriori rallentamenti dovuti all'emergenza da COVID-19, sia tutt'altro che remoto.

L'IMPATTO DELLA PERDITA DI COMPETITIVITÀ

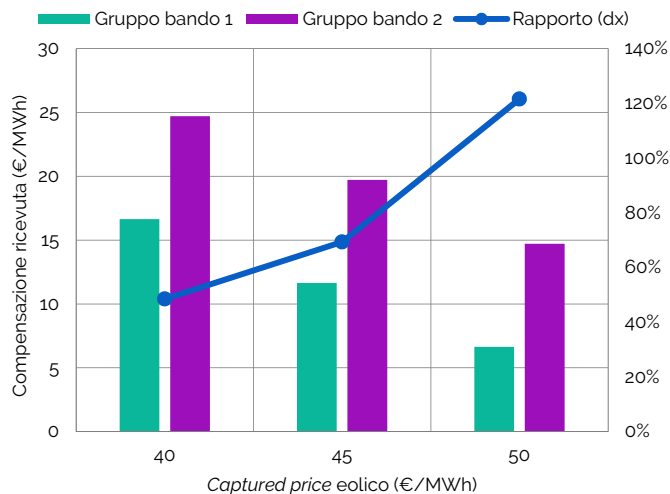
Per capire meglio l'entità dell'impatto che, nel contesto delle aste, una perdita di competitività può avere in termini di spesa, si propone il seguente esercizio, basato proprio sugli esiti delle prime due aste del FER¹.

Per diversi livelli di *captured price* annuale degli impianti eolici e fotovoltaici, abbiamo messo a confronto il costo per MWh che il GSE dovrebbe sostenere (e poi riversare in bolletta) per compensare l'insieme degli impianti vincitori della seconda asta rispetto a quelli vincitori della prima, sulla base della potenza assegnata e degli sconti offerti così come risultanti dalle graduatorie pubblicate dal GSE.

I valori dei *captured price* sono stati fissati in ottica di una graduale ripresa post-pandemia e per semplicità sono stati attribuiti alla tecnologia eolica e ridotti di 2 €/MWh per quella fotovoltaica. Per convenienza si è fissato anche un *load factor* univoco per tutti gli impianti appartenenti a una stessa tecnologia, pari a 2,500 ore/anno per l'eolico e a 1,500 ore/anno per il fotovoltaico.

I risultati dell'esercizio mostrano che, in presenza di prezzi di mercato in linea coi *trend* pre-pandemia, nonostante il contingente assegnato nella seconda asta sia di circa 75 MW inferiore a quello assegnato nella prima, per ogni MWh prodotto dall'insieme degli impianti vincitori della seconda asta il costo di compensazione sostenuto dal GSE si muove in un *range* compreso tra il 50% e il 120% circa in più rispetto al medesimo costo riferito invece agli impianti vincitori nella prima asta. In particolare, il divario percentuale tra i due gruppi è tanto più grande quanto più alto il *captured price* a mercato (Figura 3).

² Testimonianze degli operatori del settore raccolte nell'ambito del PPA Committee.

**FIGURA 3. COMPENSAZIONE PER I GRUPPI
BANDO 1 E BANDO 2**

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GSE

POSSIBILI MISURE DI ARGINAMENTO

Dall'ultima asta a oggi non ci sono elementi che suggeriscano un'estensione dell'offerta e quindi una maggiore partecipazione rispetto all'ultimo bando. Considerando infatti i potenziali ritardi indotti dalle limitazioni causate dalla pandemia e che ai contingenti d'asta vanno aggiunti i MW non assegnati durante i bandi precedenti, è ragionevole aspettarsi che anche il risultato delle prossime aste converga verso i prezzi massimi.

A tal riguardo potrebbe essere utile valutare la possibilità di adottare nel breve termine misure volte a preservare la competitività in asta, in attesa che nei prossimi mesi siano rivedute le linee guida per semplificare i processi autorizzativi, che rappresentano una parte consistente del problema.

In particolare, misure di breve termine facilmente implementabili potrebbero ad esempio prevedere di posticipare ad aste successive le quantità non assegnate negli ultimi bandi, o ricalcare quelle già adottate in primavera in Francia, dove ad aprile è stato deciso di decurtare di due terzi il contingente delle aste in programma a luglio (contingente che sarà recuperato nelle aste di novembre) per poter meglio accompagnare le iniziative visto il periodo di contingenza e favorire lo svolgimento di procedure d'asta sufficientemente competitive. Simili provvedimenti sono al vaglio anche in Grecia, dove i regolatori hanno comunicato di considerare la possibilità di rivalutare il programma delle aste 2020 per gli stessi motivi.