

System needs europei e capacità di rete obiettivo. Cosa ci attende nello sviluppo della rete elettrica?

Dalle analisi di ENTSO-E e TERNA sullo sviluppo della rete elettrica (europea e italiana) ottimale, che consenta una maggiore integrazione delle rinnovabili, dei mercati elettrici europei e la riduzione delle emissioni, emergono le sfide per il sistema elettrico italiano: import che rimane elevato, forte riduzione di inerzia di sistema, variazioni di frequenza più repentine e ampie, sostenibilità economica a rischio.

SYSTEM NEEDS E CAPACITÀ DI RETE OBIETTIVO: DUE STUDI ANALOGHI DA DUE PUNTI DI VISTA DIVERSI, UN'OTTIMA OCCASIONE PER FARE UN CONFRONTO

Nel lungo processo di stesura del *Ten Year Network Development Plan* (TYNDP) svolto congiuntamente da ENTSO-E e ENTSO-G, uno dei passaggi fondamentali è l'analisi sulle necessità di sviluppo e investimento della rete elettrica europea¹ che serve da guida all'identificazione dei progetti di interesse comune (PCI) definita in esito all'analisi costi-benefici che rappresenta il cuore del TYNDP.

In realtà, come specificato fin dall'introduzione dello studio, il nome *System Needs* vuole suggerire che lo studio mira a localizzare le aree del sistema elettrico europeo che hanno maggiore bisogno di sviluppo per migliorare l'integrazione dei mercati, delle rinnovabili e ridurre i costi di sistema².

Talibisognisonoindividuatisottoformadiincremento della rete elettrica, ma il potenziamento degli scambi non è l'unica soluzione e, anzi, ENTSO-E si aspetta che lo sviluppo del sistema sia portato avanti da multiple azioni come l'utilizzo di sistemi di stoccaggio di energia (batterie elettrochimiche, pompaggi idroelettrici, soluzioni *power-to-gas*), l'incremento della capacità di generazione o lo sviluppo di *smart grids* che consentano una maggiore flessibilità anche alla domanda.

L'identificazione dei *System Needs* è stata richiesta da ACER fin dal 2012³ e definita con maggior dettaglio nel 2017⁴. Il primo report di identificazione è stato pubblicato con il TYNDP 2018 e ad agosto è stato messo in consultazione il nuovo report svolto nell'ambito dei lavori del TYNDP 2020.

Nello stesso periodo anche Terna è stata impegnata nella predisposizione del nuovo [report](#) sull'identificazione della capacità obiettivo, la cui versione finale è stata sottoposta a consultazione nel mese di novembre. Gli obiettivi dello studio di Terna sono analoghi a quelli di ENTSO-E così come le metodologie adottate che hanno diversi elementi di contatto a partire dagli scenari utilizzati (scenario *National Trends*, sviluppato nell'ambito del TYNDP 2020), gli anni studio (2030 e 2040 per ENTSO-E, 2030 per Terna con un esercizio finale sul 2040) e l'identificazione della rete di riferimento costituita dalla rete attuale più gli sviluppi che saranno completati entro il 2025.

La metodologia⁵ di Terna è sicuramente articolata e completa, a partire dagli indicatori di beneficio considerati che contengono anche la valorizzazione di benefici legati alla sicurezza e adeguatezza del sistema⁶, mentre nel caso dello studio ENTSO-E, l'unico *driver* della valutazione è la minimizzazione dei costi totali di sistema costituiti dalla somma tra costi di investimento in nuove interconnessioni⁷

¹ *Identification of System Needs* (IoSN).

² Intesi come i costi di generazione per la copertura della domanda, i costi relativi alla gestione in tempo reale del sistema, per esempio i costi di MSD in Italia, non fanno parte dell'analisi.

³ Introduzione del concetto di target capacities, ACER Opinion 06/2012.

⁴ Raccomandazioni e criteri per l'esercizio di identificazione dei *System Needs*, ACER Opinion 01/2017.

⁵ [La nuova metodologia di Terna per la capacità di rete obiettivo](#), Newsletter 246.

⁶ Più facilmente stimabili rispetto all'esercizio di ENTSO-E dato il perimetro di analisi limitato.

⁷ Nonostante lo studio si concentri sulle necessità delle interconnessioni transfrontaliere, nei costi di investimento vengono aggiunte anche quote legate allo sviluppo della rete interna agli Stati per tenere in considerazione anche gli effetti sulla rete interna che lo sviluppo di scambi tra le frontiere comporta.

e il costo di generazione per il soddisfacimento della domanda. Rimane comunque interessante confrontare i due esercizi provando a capire cosa ci dicono sul sistema italiano, al di là dei risultati.

CAPACITÀ OBIETTIVO DI TERNA

Il report messo in consultazione a inizio novembre presenta i risultati dell'applicazione della metodologia precedentemente consultata (e commentata nella [Newsletter 246](#)). L'obiettivo dello studio è quello di individuare "la capacità di trasporto che è economicamente efficiente realizzare, perché i benefici marginali sono maggiori dei costi marginali"

Come previsto, l'analisi è stata svolta su due scenari "contrastanti", il caso *BAU* e quello *PNIEC*, focalizzandosi su un unico anno studio, il 2030. I due scenari rappresentano due possibili evoluzioni del sistema elettrico:

- lo scenario *BAU*, uno scenario "*technology driven*" che non raggiunge gli obiettivi delle politiche di decarbonizzazione né di breve né di lungo periodo, con uno sviluppo ridotto delle rinnovabili (nel 2030 ci sarebbero 45 GW tra solare e eolico), poco efficientamento energetico (con la domanda elettrica che arriva a 340 TWh) e un *phase-out* del carbone legato a motivi economici e che vede la dismissione degli ultimi impianti solo dopo il 2030
- lo scenario *PNIEC* invece è uno scenario "*policy driven*" che raggiunge gli obiettivi di decarbonizzazione italiani ed europei. Quindi si ipotizza un forte ricorso all'efficientamento (domanda elettrica che arriva a 330 TWh), uno sviluppo sostenuto delle rinnovabili (71 GW tra eolico e solare) e la chiusura totale degli impianti a carbone a partire dal 2025.

Un ultimo dettaglio rilevante riguarda la modellizzazione implicita dell'import, ossia, nei modelli utilizzati, i paesi esteri confinanti sono rappresentati in maniera esplicita e quindi l'import è un *output* diretto delle simulazioni.

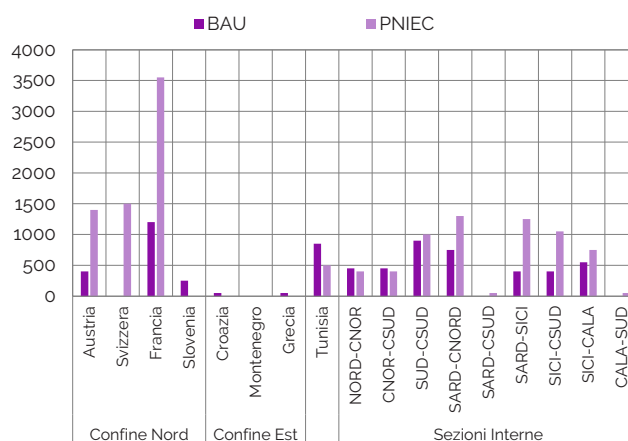
Questo aspetto ha generato, nelle analisi sullo scenario *PNIEC*, una prima soluzione che prevedeva un grande aumento della capacità di

interconnessione con l'estero, in particolare con la Francia, con conseguente forte aumento dell'import netto. Per gestire questa situazione è stata introdotta una normalizzazione dei benefici, mentre ai costi per l'aumento dell'interconnessione con l'estero sono stati aggiunti i costi di decongestionamento della rete interna.

La struttura zonale analizzata è quella che entrerà in vigore a gennaio 2021⁸ e per ogni sezione interna o confine con paesi esteri è stato individuato un valore di capacità obiettivo che corrisponde a quel valore per cui i benefici marginali di avere più capacità di interconnessione coincidono con il costo marginale di costruire tale capacità.

In esito alle analisi, la capacità obiettivo individuata nei due scenari considerati è riportata nella **Figura 1**.

FIGURA 1. VALORI DI CAPACITÀ OBIETTIVO ADDIZIONALE NEGLI SCENARI BAU E PNIEC



Fonte: Terna

Come si può osservare, i risultati ottenuti sono particolarmente divergenti nei diversi scenari considerati per quanto riguarda la frontiera Nord (1850 MW nello scenario *BAU* contro 6450 MW nello scenario *PNIEC*) e in seconda battuta per quanto riguarda i collegamenti con le isole, con il collegamento tra Centro Sud, Sicilia e Sardegna, attuabile tramite il *Tyrrhenian Link*, che passa da 400 MW per lo scenario *BAU* a circa 1.100 MW nello scenario *PNIEC*. Interessante inoltre osservare come il secondo collegamento con il Montenegro (600 MW), negli scenari considerati, non avrebbe particolare "efficienza" economica.

⁸ Polo di Rossano assorbito nella zona geografica Calabria e Umbria che passa da Centro Nord a Centro Sud.

Come previsto dalla metodologia, i valori finali di capacità obiettivo, un unico valore per ogni frontiera e sezione, sono stati calcolati con il metodo del "least regret"⁹ applicato anche a soluzioni intermedie per meglio approssimare e identificare la soluzione migliore. I valori finali di capacità aggiuntiva sono riportati in **Tabella 1**, insieme con i valori iniziali¹⁰. Analizzando i risultati solo per quanto riguarda gli interventi di rinforzo tra le zone italiane, si osserva che buona parte della capacità obiettivo potrebbe essere realizzata tramite progetti già presenti nel Piano di Sviluppo (PdS) di Terna e gli interventi da individuare sarebbero quelli relativi ai collegamenti tra Sardegna e Centro Nord (solo parzialmente coperto dall'incremento legato alla sostituzione del SACO12 con il SACO13) e Calabria - Sicilia. Si osserva inoltre come il *Tyrrhenian Link* risulti un intervento efficiente, mentre l'altro intervento rilevante previsto dal Piano di Sviluppo, ossia l'interconnessione HVDC tra Centro Sud e Centro Nord/Nord potrebbe avere una capacità in MW più contenuta¹¹ rispetto ai circa 1.000 MW finora preventivati nei PdS.

A completamento dell'esercizio di valutazione, è stata svolta un'analisi nell'anno studio 2040 che ha mostrato come la rete individuata generi benefici netti positivi anche negli scenari di lunghissimo termine, dando così un'indicazione di robustezza della soluzione ottenuta.

SYSTEM NEEDS EUROPEI

Nell'esercizio svolto da ENTSO-E, i benefici netti dello sviluppo della rete sono ottenuti comparando gli investimenti per realizzare tale rete con la riduzione dei costi di generazione, stimata confrontando il caso di sviluppo della rete con quello in cui la rete non viene più sviluppata dopo il 2025. Infine, è stato svolto un'ulteriore simulazione per identificare i massimi benefici raggiungibili in una situazione totalmente ideale, ossia quella in cui non ci siano limiti di transito tra gli stati (caso *Copperplate*).

Lo scenario su cui si basa l'analisi è il *National Trends* che, al 2030, incorpora gli obiettivi nazionali dei vari paesi europei, in termini di sviluppo del *mix* di produzione e della domanda, ma, a differenza

TABELLA 1. CAPACITÀ OBIETTIVO ADDIZIONALE E TOTALE DETERMINATE DA TERNA

Confini e Sezioni Analizzate	Rete di riferimento (MW)	Capacità Obiettivo aggiuntiva (MW)	Capacità Obiettivo finale (MW)
Italia - Nazioni a Nord (Francia, Svizzera, Austria e Slovenia)	8435 (Import)	2900 (Import)	11335 (Import)
Italia - Nazioni a Est (Croazia, Montenegro e Grecia)	1100 (Entrambe le direzioni)	50 (Entrambe le direzioni)	1150 (Entrambe le direzioni)
Italia - Tunisia	0 (Entrambe le direzioni)	650 (Entrambe le direzioni)	650 (Entrambe le direzioni)
Zona Nord - Zona Centro Nord	3900 ND - CN	400 (Entrambe le direzioni)	4300 ND - CN
	2700 CN - ND		3100 CN - ND
Zona Centro Nord - Zona Centro Sud	2500 CN - CS	400 (Entrambe le direzioni)	2900 CN - CS
	2400 CS - CN		2800 CS - CN
Zona Centro Sud - Zona Sud	2000 CS - SU	950 SU-CS	2000 CS - SU
	4600 SU - CS		5550 SU - CS
Zona Centro Nord - Zona Sardegna	315 CN - SA	1000 (Entrambe le direzioni)	1015 CN - SA
	395 SA - CN		1095 SA - CN
Zona Sardegna - Zona Centro Sud	900 SA - CS	0 (Entrambe le direzioni)	900 SA - CS
	720 CS - SA		720 CS - SA
Zona Sardegna - Zona Sicilia	0 (Entrambe le direzioni)	800 (Entrambe le direzioni)	800 (Entrambe le direzioni)
Zona Sicilia - Zona Centro Sud	0 (Entrambe le direzioni)	700 (Entrambe le direzioni)	700 (Entrambe le direzioni)
Zona Sicilia - Zona Calabria	1200 SI - CA	650 CA-SI	1200 SI - CA
	1100 CA - SI		1750 CA - SI
Zona Calabria - Zona Sud	2.350 CA - SU	0 (Entrambe le direzioni)	2350 CA - SU
	1100 SU - CA		1100 SU - CA

Fonte: Terna

⁹ Con *least regret* si intende una metodologia che consente di identificare il set di valori di capacità obiettivo che, in un insieme di possibili alternative, presenta il cosiddetto "*least regret*" (minimo rimpianto) dove il "*regret*" è misurato come la differenza tra il beneficio massimo ottenuto dalle possibili alternative e il beneficio ottenuto dal set di valori considerato.

¹⁰ Si ricorda che i valori iniziali di capacità indicano i valori "*winter peak*" della rete di riferimento al 2025 che corrisponde alla rete attuale con rinforzi tra Italia e Francia (+1.200 MW), Italia e Austria (+400), Nord e Centro Nord (+400), Centro Sud e Sud (+400).

¹¹ Anche considerando che nel Piano di Sviluppo di Terna è presente un altro intervento (codice 432-P) che garantirebbe un incremento dei limiti tra Centro Nord e Centro Sud di circa 150-300 MW.

dei singoli *PNIEC*, i flussi *cross-border* sono esito dell'ottimizzazione e non imposti con input (è quindi allineato allo scenario *PNIEC* dello studio di Terna). L'evoluzione al 2040 è stata costruita a partire dai dati dei singoli TSO (approccio *bottom-up*) e mostra un forte incremento della domanda contro un rallentamento nello sviluppo di rinnovabili rispetto al periodo 2020-2030.

I principali esiti dello studio in termini di sviluppo di capacità possono essere riassunti nei seguenti punti:

- entro il 2025 ci si attende un aumento delle interconnessioni di 35 GW, concentrati soprattutto sui confini tedeschi (oltre 12 GW, con tutte le interconnessioni rafforzate a eccezione di quella con la Francia). Per l'Italia sono considerati gli stessi rinforzi previsti nello studio di Terna, ossia l'interconnessione con Francia e Austria
- al 2030 l'incremento di capacità (rispetto al 2025) potrebbe toccare i 50 GW. Nuovamente, le maggiori necessità riguardano la capacità di interconnessione tedesca, in particolare con Polonia, Austria e Svizzera (oltre 10 GW solo su questi tre confini). Anche il confine Francia - Belgio (+3 GW) e Belgio - Olanda (+2 GW) potrebbe richiedere importanti sviluppi. Per quanto riguarda l'Italia si confermano alcuni numeri emersi dal report di Terna. La frontiera Nord vedrebbe un aumento di 3.7 GW¹², l'interconnessione con la Tunisia (600 MW) comporta dei benefici e anche, a differenza di quanto emerso nello studio Terna, il completamento del secondo tratto di interconnessione con il Montenegro (600 MW)
- al 2040 l'incremento di capacità (rispetto al 2030) potrebbe toccare i 43 GW. Le maggiori necessità riguardano la penisola iberica e ancora la Germania. La Spagna dovrebbe incrementare le proprie interconnessioni di 5 GW con Francia e 4 GW con Portogallo, mentre la Germania vedrebbe gli interventi concentrarsi principalmente ai confini con Polonia, Austria e Svizzera (+11 GW). Per quanto riguarda l'Italia, gli sviluppi sarebbero abbastanza distribuiti, con

il confine Nord maggiormente interessato (+4.7 GW), ma sono necessari incrementi anche con l'area balcanica (altri 600 MW) e la Grecia (+1.000 MW), con l'aggiunta del rinforzo del collegamento con Malta.

I benefici, a livello annuale, dello sviluppo della rete sono misurati¹³ in riduzione dei costi di generazione, riduzione del *curtailment* delle rinnovabili e la riduzione delle emissioni di CO₂ e sono riportati, insieme ai costi dello sviluppo, nella **Tabella 2**.

TABELLA 2. COSTI TOTALI E BENEFICI ANNUALI DELLO SVILUPPO DI RETE IN CONFRONTO A UNA SITUAZIONE CON NESSUN INVESTIMENTO DOPO IL 2025 (PERIMETRO ENTSO-E)

	2030	2040
Costi totali per la realizzazione delle infrastrutture di rete (M€)	17000	45000
Riduzione costo di generazione (M€)	-3095	-9558
Riduzione <i>curtailment</i> (TWh)	-21	-110
Riduzione emissioni di CO ₂ (Mton)	-43	-53

Fonte: ENTSO-E

Al di là dei risultati in termini di benefici, che giustificerebbero gli investimenti necessari allo sviluppo della rete, è interessante osservare quali sono i *needs* del sistema elettrico europeo, focalizzandosi sul 2030.

A livello aggregato, in uno scenario di forte sviluppo delle rinnovabili come è quello atteso dalle politiche di decarbonizzazione europee, lo sviluppo della rete consente di portare l'elevata produzione rinnovabile concentrata in alcuni paesi verso quelle aree con maggiore presenza di produzione termoelettrica. I risultati della simulazione mostrano inoltre che oltre a una maggiore integrazione delle rinnovabili lo sviluppo della rete consente un maggiore utilizzo della produzione nucleare e una riduzione della produzione a carbone e a gas.

I risultati a livello dei singoli paesi mostrano tuttavia delle disomogeneità. Da una parte ci sono paesi come la Germania e la Spagna che, grazie allo sviluppo della rete, riescono a esportare la loro produzione rinnovabile altrimenti non utilizzabile e paesi come la Francia che aumentano l'utilizzo del nucleare. Dall'altra, paesi come l'Italia, che vede

¹² Rispetto alla simulazione di Terna, scenario *PNIEC*, l'incremento di capacità sulla frontiera Nord è ridotto. Il motivo, oltre ovviamente alle differenze nella metodologia utilizzata e anche nei modelli stessi, può essere legato al fatto che nello studio Terna i limiti tra i paesi Europei non vengono modificati e quindi l'eventuale variazione dei flussi è concentrata quasi esclusivamente negli scambi con l'Italia

¹³ Come già specificato, i benefici sono valutati senza soffermarsi sui costi per la gestione in tempo reale del sistema, ma valutati solo nell'ottica di MGP.

invece contrarsi la produzione interna a gas o la Polonia dove si riduce la produzione a carbone. Interessante, tra l'altro, notare come, probabilmente per le ipotesi modellistiche di maggiore efficienza degli impianti a carbone tedeschi rispetto ad altri impianti europei, la produzione a carbone della Germania risulti in leggero aumento (+4 TWh) con lo sviluppo della rete, andando cioè a sostituire parte della produzione a carbone di altri paesi, come la Polonia.

2030, QUALE SCENARIO PER L'ITALIA?

Lo scenario *National Trends* utilizzato per il 2030 mostra per l'Italia, anche in condizioni di rete uguale al 2025, degli elevati livelli di import netto che arrivano a quasi 70 TWh. Questa situazione è confermata anche dalle simulazioni svolte da Terna (i dati della simulazione con la capacità obiettivo mostrano 66 TWh di import, mentre scendono a 30 TWh per il caso *BAU*) e dagli esercizi svolti da REF-E con il proprio modello ELFO++ Europa sui dati resi disponibili da ENTSO-E.

Questo risultato è molto diverso dall'ipotesi con cui è stato costruito il *PNIEC* italiano che vedeva un import netto di circa 30 TWh. In una situazione di import più che raddoppiato, unito agli obiettivi su domanda e sviluppo rinnovabili in Italia, la produzione termoelettrica a gas coprirebbe il 25% della domanda per una produzione totale annua intorno agli 85 TWh.

Inoltre, nel caso con lo sviluppo di rete, ENTSO-E mostra che l'import potrebbe raggiungere gli 85 TWh. Lo sviluppo di rete e l'implementazione dei *PNIEC* in Europa avrebbe quindi l'effetto di aumentare l'import netto italiano di rinnovabili e nucleare europeo sostituendo la produzione a gas interna, senza particolari effetti sulla riduzione del curtailment delle rinnovabili atteso in quanto già contenuto grazie alla presenza di storage zonale anche nel caso senza lo sviluppo di rete.

Come accennato in precedenza, lo studio dei *System Needs* non si occupa di valutare gli effetti in termini di sicurezza, adeguatezza e flessibilità dei vari sistemi elettrici nazionali delle soluzioni ottenute determinati dai nuovi equilibri di mercato. Riporta però quelle che saranno le principali sfide per la gestione in tempo reale del sistema, ossia la

forte riduzione di inerzia di sistema che potrebbe portare a variazioni di frequenza più repentine e ampie, l'aumento di flessibilità necessaria sia nelle rampe di presa e discesa del carico residuo (domanda al netto della produzione rinnovabile) sia per bilanciare la volatilità della produzione delle rinnovabili e altri aspetti legati alla stabilità transitoria del sistema e dei profili della tensione locale.

Questa sfida riguarda in particolar modo il sistema elettrico italiano in quanto, come osservato, l'evoluzione attesa dai *PNIEC* nazionali lo porterebbe ad avere un *mix* di produzione basato su rinnovabili, per lo più non programmabili, e importazioni da estero, con una parte ridotta di produzione interna a gas programmabile e dotata di inerzia rotante.

Nella prassi storicamente osservabile, nei periodi con un'alta incidenza delle rinnovabili, come accaduto nei mesi del primo *lockdown* (quando con forte contrazione della domanda il livello di penetrazione delle rinnovabili è aumentato fino a coprire in alcuni momenti ben oltre il 70% dei consumi) non a caso indicati come un'anticipazione di quelle che potranno essere le condizioni strutturali nel 2030 (in assenza di sistemi di flessibilità innovativi come lo *storage*),

Terna interviene con azioni preventive per mantenere adeguati livelli di sicurezza riducendo notevolmente i limiti di scambio con l'estero per garantire le riserve rotanti da parte di un certo numero di impianti programmabili già "accesi" in esito al Mercato del Giorno Prima (MGP); questa soluzione potrebbe risultare inefficiente sul lungo periodo quando tali condizioni da contingenti potrebbe divenire sistematiche.

Inoltre, un altro aspetto molto rilevante che viene solamente accennato nella definizione degli scenari è la sostenibilità economica, ossia come e se i ritorni attesi degli investimenti necessari per lo sviluppo auspicato delle rinnovabili (in Italia come negli altri Paesi) siano sostenibili nello scenario di equilibrio atteso per l'Italia, e in quale misura possono venire garantiti dal mercato o devono essere sostenuti da schemi di remunerazione dedicati.

Inoltre, alla luce del nuovo *target* sulla riduzione della CO₂ proposto dalla Commissione Europea nel piano 2030 è probabile che i *PNIEC* vadano rivisti incrementando ulteriormente l'obiettivo rinnovabili a copertura dei consumi finali lordi (in Italia dall'attuale 55% previsto dal *PNIEC* si potrebbe passare al 65%).

La realizzazione degli obiettivi europei attraverso i *mix* obiettivi nazionali potrebbe portare a un acuirsi

delle dinamiche descritte mettendo in discussione l'effettiva sostenibilità del *PNIEC* italiano e pertanto andrebbe studiata in modo coordinato e discussa anche alla luce dei possibili controeffetti sulla tenuta della sicurezza del sistema e della fattibilità economica degli investimenti che comporranno il futuro *mix* di generazione.

Incentivi e rinnovabili in Europa: nuova ondata di aste 2021-2025 per la Germania e per la Spagna

RIPRESA DEL SETTORE EOLICO *ONSHORE* IN GERMANIA

A differenza del 2019 ([Newsletter 247](#)), il 2020 si sta rivelando un anno molto favorevole allo sviluppo dell'eolico in Germania. Nei primi dieci mesi del 2020 sono state svolte 6 aste rinnovabili dedicate alla tecnologia *onshore* che si sono concluse con 2.3 GW di capacità accettata (**Figura 1**), + 23% rispetto al totale accettato nel 2019. Un particolare successo è stato registrato nell'asta di ottobre scorso, quando sono stati aggiudicati gli 80% degli 0.8 GW messi a disposizione, un livello di partecipazione che non si vedeva da agosto 2018.

Con 6.1 €cent/kWh, il prezzo aggiudicato¹ rimane in linea con quanto osservato anche nei bandi precedenti dove il premio si è attestato poco al di sotto del *cap* di 6.2 €cent/kWh.

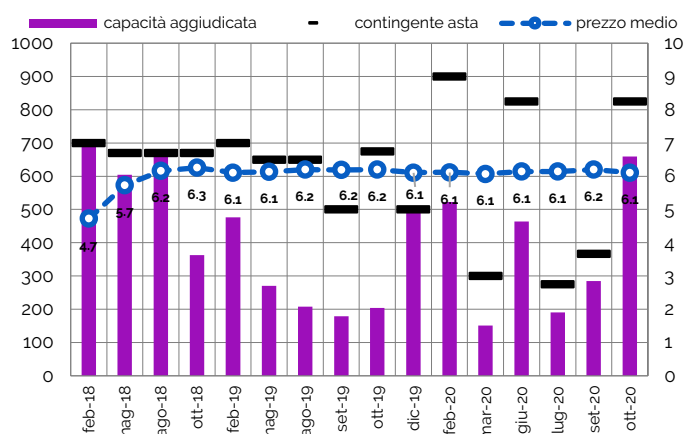
La forte partecipazione alle aste per l'eolico *onshore* nel 2020 è legata all'accelerazione dei processi autorizzativi, il rallentamento dei quali aveva causato la decelerazione vista nel corso del 2019.

Si stima che solo nei primi nove mesi del 2020 i progetti autorizzati ammontino a più di 2 GW² (0.4 GW soltanto nel mese di settembre) e abbiano il potenziale di raggiungere i 2.7 GW complessivi per l'anno in corso, contro i 1.9 GW del 2019.

Sempre in Germania, proseguono i risultati positivi delle aste del solare, dove la partecipazione è rimasta alta.

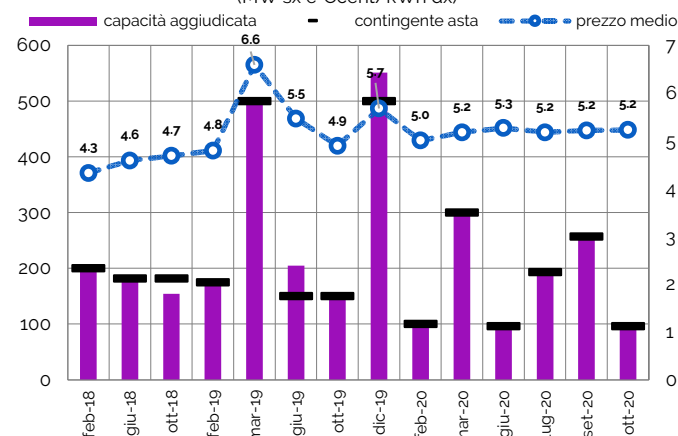
I progetti accettati nelle aste dedicate durante i primi dieci mesi del 2020 ammontano a circa 1.3 GW con un prezzo medio di 5.2 €cent/kWh (**Figura 2**).

FIGURA 1. ESITI DELLE ASTE EOLICO *ONSHORE* 2018-2019: QUANTITÀ E PREZZI MEDI
(MW sx, €cent/kWh dx)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Bundesnetzagentur

FIGURA 2. ESITI DELLE ASTE FOTOVOLTAICO 2018-2020: QUANTITÀ E PREZZI MEDI
(MW sx e €cent/kWh dx)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Bundesnetzagentur

¹ Media ponderata delle offerte accettate.

² Stima FA Wind an Land.

APPROVATA WINDSEEG 2020: LA NUOVA LEGGE TEDESCA SULL'EOLICO OFFSHORE

Il 5 novembre scorso il Parlamento tedesco ha approvato la nuova versione di legge che regolerà lo sviluppo della filiera eolica *offshore* nel paese per i prossimi 20 anni. Il nuovo emendamento stabilisce gli obiettivi di crescita della tecnologia *offshore*, che dovrà raggiungere 20 GW di installato nel 2030 e gli ambiziosi 40 GW nel 2040. L'introduzione della discussa seconda componente di offerta³ da considerare nel caso di più offerte a prezzo nullo, è stata posticipata per un'eventuale successiva rivalutazione. Nemmeno l'opzione di contratti per differenza ha avuto consenso, mentre è stato stabilito che per determinare il vincitore in caso di offerte a prezzo zero verrà adottato un meccanismo di lotteria.

La *WindSeeG* 2020 porta importanti novità anche sul fronte dei prezzi massimi. Nella precedente versione della legge, il prezzo massimo ammesso per le nuove aste 2021 da 900 MW avrebbe dovuto essere nullo dato che i due turni del 2017 e del 2018 si sono conclusi senza incentivi effettivi. Considerando i costi tecnologici non tutti i progetti risultavano fattibili in assenza di premio e i prezzi nulli rischiavano di minare la realizzazione dei progetti in *pipeline* nei tempi previsti e, di conseguenza, il raggiungimento degli obiettivi di medio-lungo termine. La nuova legge prevede, quindi, che per le aste rinnovabili nei prossimi anni venga applicato un *cap* di 7.3 €cent/kWh nel 2021, che scende a 6.3 €cent/kWh e a 6.2 €cent/kWh nel 2022 e 2023, rispettivamente. Il nuovo piano prevede 9 procedure d'asta per il periodo 2021-2025 con un totale di capacità da negoziare pari a 4.5 GW rispetto ai 7.7 GW attualmente installati.

UN NUOVO MECCANISMO AD ASTA PER LE RINNOVABILI SPAGNOLE

Il nuovo meccanismo di incentivazione dello sviluppo delle fonti rinnovabili⁴, messo in consultazione dal Governo spagnolo il 6 novembre scorso, prevede la realizzazione di circa 19.4 GW di nuova capacità entro il 2025 tramite 6 aste annuali di circa 3.5 GW/anno applicando l'approccio *pay-as-bid*. Il 51% del volume complessivo messo all'asta sarà dedicato al solare fotovoltaico, l'eolico rappresenta il 44%, mentre i restanti 4% sono divisi fra bioenergia, solare a concentrazione e altri. Le prime aste sono previste entro la fine del 2020 e nel suo complesso, le nuove aste dovrebbero assicurare un terzo dell'obiettivo nazionale intermedio 2025. Lo scopo principale del nuovo meccanismo consiste nel portare il paese sulla traiettoria del raggiungimento degli obiettivi nazionali al 2030. Le aste potranno essere basate sia sulla capacità installata, sia sull'energia prodotta o sulla loro combinazione e sono aperte alla partecipazione anche dei progetti *storage* (in configurazioni *stand alone* o soluzioni ibride solare-BESS). Per attirare tecnologie innovative come l'accumulo e stimolare modulazioni più flessibili, sono previsti extra-incentivi durante le ore di picco che possono raggiungere il 50% in più. È previsto che le risorse accettate possano partecipare anche al mercato dei servizi ancillari senza alcun vincolo sulla remunerazione dei servizi offerti.

³ La bozza iniziale del nuovo emendamento 2020 prevedeva l'introduzione di una seconda *bid component*, che nel caso di prezzi nulli avrebbe permesso agli operatori di differenziare la propria proposta offrendo al sistema ulteriori benefici (componente idrogeno o *sourcing* locale).

⁴ Lo sviluppo recente delle rinnovabili spagnole è basato quasi esclusivamente su meccanismi *merchant*. Gli ultimi meccanismi ad asta centralizzati sono stati realizzati nel periodo 2016-2017.