

02



Mercato elettrico

La nuova metodologia di Terna per la capacità di rete obiettivo

Nell'ambito della revisione della regolazione tariffaria verso un'incentivazione di tipo output-based, Terna ha recentemente pubblicato due consultazioni per presentare le metodologie di calcolo delle capacità obiettivo e dei benefici inerenti alla riduzione delle congestioni intrazonali. La metodologia per la capacità obiettivo è stata migliorata rispetto alla prima versione del 2018, rendendola più accurata e robusta. Rimangono alcuni aspetti che potrebbero essere oggetto di ulteriori riflessioni, anche nelle prossime edizioni del report.

LA REVISIONE DELLA REGOLAZIONE TARIFFARIA VERSO UN'INCENTIVAZIONE OUTPUT-BASED

Negli scorsi mesi, Terna ha messo in consultazione due proposte riguardanti le metodologie di calcolo per stimare i valori ottimali delle capacità obiettivo¹ e per calcolare il beneficio derivante da "interventi di sviluppo finalizzati alla risoluzione delle congestioni intra-zonali, dei vincoli di rete per la regolazione di tensione e delle condizioni di essenzialità".

LA BASE REGOLATORIA VERSO L'OUTPUT-BASED

Queste consultazioni si collocano nel più ampio procedimento di revisione della regolazione tariffaria del servizio di trasmissione, iniziata nel 2015 con la delibera 653/2015² e finalizzata al superamento dei meccanismi di incentivazione di tipo *input-based* verso un'incentivazione di tipo *output-based*, basata cioè sui benefici attesi di un investimento nelle infrastrutture di trasmissione.

Con la [delibera 884/2017](#)³ e con la successiva 129/2018⁴, l'Autorità aveva infatti affrontato in prima attuazione la questione di sviluppare e rafforzare gli strumenti propedeutici alla regolazione *output-based*, prevedendo tra l'altro la definizione da parte di Terna della metodologia per la determinazione delle capacità obiettivo (*target capacities*), ossia

gli obiettivi economicamente efficienti di sviluppo della capacità di trasporto tra zone, con riferimento non solo alle interconnessioni in interazione con ENTSO-E, ma anche ai principali colli di bottiglia a livello nazionale, per poi predisporre un rapporto di identificazione di queste capacità obiettivo. Inoltre, per promuovere l'efficienza nel servizio di dispacciamento, sempre all'interno della [delibera 129/2018](#), l'Autorità aveva previsto di incentivare interventi per la risoluzione dei vincoli di rete interni alle zone, come primo *step* di implementazione di strumenti rivolti alla riduzione dei costi di dispacciamento. I dettagli su come valutare l'incentivo per lo sviluppo di questi interventi sono stati successivamente delineati nella [delibera 699/2018/R/eel](#).

IL PRIMO RAPPORTO SULLA CAPACITÀ OBIETTIVO

Nel 2018, come previsto dalla delibera 129/2018, Terna aveva svolto una prima consultazione sulla metodologia di determinazione delle capacità obiettivo⁵ e successivamente aveva pubblicato il rapporto contenente i risultati dell'analisi poi ratificati dall'Autorità con la [delibera 698/2018/R/eel](#) (**Tabella 1**) insieme a una serie di richieste di accorgimenti e migliorie da attuare in vista della predisposizione del nuovo rapporto di identificazione delle capacità obiettivo, previsto per la fine di Settembre 2020.

¹ Ossia la capacità di trasporto che è economicamente efficiente sviluppare su ogni sezione di rete, fino al livello in cui i benefici marginali attesi superano i costi marginali dell'investimento

² Delibera 653/2015/R/eel: "Testo integrato della regolazione *output-based* del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023", 23 dicembre 2015.

³ Delibera 884/2017/R/eel: "Disposizioni di prima attuazione in materia di meccanismi di incentivazione degli *output* del servizio di trasmissione", 21 dicembre 2017.

⁴ Delibera 129/2018/R/eel: "Disposizioni urgenti in ordine a meccanismi di incentivazione degli *output* del servizio di trasmissione. Adeguamento delle disposizioni in materia di riconoscimento di incentivi a progetti con rischi elevati", 8 marzo 2018.

⁵ Si veda l'articolo "[La valutazione delle capacità di rete obiettivo](#)", *NewsLetter* 222, Giugno 2018

TABELLA 1. CAPACITÀ OBIETTIVO DETERMINATE DALL'AUTORITÀ

Confini e Sezioni Analizzate	Capacità esistente (MW)	Capacità Obiettivo (MW)
Italia – Nazioni a Nord (Francia, Svizzera, Austria)	7705 (Import)	11805 (Import)
Italia – Nazioni a Est (Slovenia, Grecia)	1230 (Import)	1530 (Import)
Zona Nord – Zona Centro Nord	4000 ND - CN	4500 ND - CN
	1300 CN - ND	1800 CN - ND
Zona Centro Nord – Zona Centro Sud	1300 CN - CS	Non applicabile CN - CS
	2700 CS - CN	3800 CS - CN
Zona Centro Sud – Zona Sud	Senza limitazioni CS - SU	Non applicabile CS - SU
	4600 SU - CS	5500 SU - CS
Zona Centro Nord – Zona Sardegna	0 CN - SA	500 CN - SA
	0 SA - CN	500 SA - CN
Zona Sardegna – Zona Centro Sud	900 SA - CS	1300 SA - CS
	720 CS - SA	1120 CS - SA

Fonte: ARERA, Delibera 698/2018/R/eel

In agosto, Terna ha quindi pubblicato una consultazione riguardante l'aggiornamento della metodologia per la determinazione delle capacità obiettivo.

LA METODOLOGIA PROPOSTA E GLI AFFINAMENTI RISPETTO ALLA PRIMO RAPPORTO

GLI SCENARI ALLA BASE DELLA VALUTAZIONE

Il primo passo nella metodologia di calcolo delle capacità obiettivo è la scelta degli scenari e dell'orizzonte temporale su cui svolgere le valutazioni dei benefici previsti (che andranno poi confrontati con i costi). Da questo punto di vista Terna ha optato per l'utilizzo di due scenari contrastanti: uno scenario *business as usual* (BAU) che non prevede il raggiungimento di *target* di *policy*, mantenendo gli attuali *trend* di evoluzione del mercato, e lo scenario PNIEC che al contrario prevede il raggiungimento dei *target* nazionali ed europei previsti per il 2030. Questi scenari sono utilizzati anche nella redazione del Piano di Sviluppo (PdS) e sono stati scelti proprio per garantire continuità tra tali attività.

Rispetto all'orizzonte temporale, l'approccio scelto, che conferma quanto fatto per la prima versione del rapporto, è quello di valutare i benefici solo per l'anno 2030 mantenendo il *cashflow* dei benefici costante sino al termine di vita economica dell'esercizio dell'*asset* (25 anni). Un'ulteriore valutazione al 2040 sarà aggiunta, se possibile,

con l'unico scopo di indicare la robustezza dei risultati ottenuti. Questo sembra essere un primo punto di possibile miglioramento da discutere sulla metodologia consultata, in quanto condurre le analisi per il solo anno di studio 2030 potrebbe restituire dei risultati parziali, in termini di benefici per il sistema, considerata la prospettiva di forti cambiamenti strutturali nel lungo termine per seguire il processo di decarbonizzazione.

La struttura zonale di riferimento è quella che sarà in vigore dal prossimo anno, quindi con la zona geografica Calabria in sostituzione del polo di Rossano e con l'Umbria appartenente al Centro Sud e non al Centro Nord. Inoltre, la capacità di transito tra le zone e con i paesi limitrofi incorporerà gli interventi già autorizzati o in via di autorizzazione il cui completamento, secondo il PdS 2020, è previsto entro l'inizio del 2025 (**Tabella 2**).

Le sezioni ed i confini (ossia sezioni che separano una zona italiana da una zona estera) su cui si svolge l'analisi includono tutte le sezioni tra le zone italiane, compresi i collegamenti Sicilia-Centro Sud e Sardegna-Sicilia attualmente non esistenti ma oggetto del Tyrrhenian Link. Per quanto riguarda i confini sono considerati il confine Nord che comprende le interconnessioni con Francia, Svizzera, Austria e Slovenia⁶, il confine Est che comprende Montenegro, Grecia e un'eventuale connessione con la Croazia, e il confine con il Nord Africa per tenere in considerazione i progetti di interconnessione previsti con la Tunisia.

⁶ Nonostante nella delibera 698/2018 l'ARERA abbia preferito separare il confine con la Slovenia dagli altri tre, unendolo al confine Est

TABELLA 2. INTERVENTI COMPLETATI ENTRO L'INIZIO DEL 2025

Progetto	Sezione/Confine coinvolto	Aumento di capacità di trasporto (MW)	Completamento (PdS 2020)
HVDC Italia – Francia	Italia – Francia	1200	2020*
EL 220 kV Nauders – Glorenza	Italia – Austria	300	2022
EL 132 kV Brennero – Steinach	Italia – Austria	100	2023
EL 380 kV Calenzano – Colunga	Nord – Centro Nord	400	2023
EL 380 kV Deliceto – Bisaccia	Sud – Centro Sud	400	2021

*Terna nel corso del 2020 ha chiesto e ottenuto la proroga ad aprile 2022 per il completamento del progetto HVDC con la Francia

Fonte: Terna

BENEFICI E INDIVIDUAZIONE DELLE LINEE DA VALUTARE: IL METODO TOPSIS

La valutazione dei benefici si basa sul confronto, a partire dal caso base, dei risultati di simulazioni zonali di mercato dell'energia e dei servizi di dispacciamento, in presenza o meno dei rinforzi di rete. L'approccio alla valutazione dei benefici è differenziato a seconda che si stiano valutando gli interventi già previsti da PdS e incorporati nel caso base o gli sviluppi ulteriori, in particolare:

- un approccio denominato TOOT (*Take out One at the Time*), per gli interventi già autorizzati e in costruzione, che consiste nel rimuovere uno alla volta gli interventi previsti e valutare il beneficio come differenza tra il caso base e quello senza l'intervento di sviluppo
- un approccio denominato PINT (*Put IN one at the Time*), per le valutazioni di capacità aggiuntiva, in cui vengono aggiunti incrementi unitari di capacità e valutati i benefici come differenza tra il caso con l'intervento e il caso base.

Nel metodo PINT, per costruire la strategia o le strategie di sviluppo e selezionare, iterazione dopo iterazione, le sezioni e i confini a cui aggiungere degli incrementi di capacità è stata introdotta, a integrazione della metodologia adottata per la costruzione del primo rapporto, un'analisi multi-criterio, svolta attraverso il metodo TOPSIS⁷.

Il metodo TOPSIS prevede che in ogni iterazione e per ogni sezione o confine vengano monitorati quattro criteri:

1. Ore di congestione da simulazione del mercato dell'energia
2. Differenziale di prezzo da simulazione del mercato dell'energia

3. Costo marginale di realizzazione della capacità nella specifica iterazione

4. Stato di avanzamento della realizzazione nella specifica iterazione

Sulla base di questi quattro criteri, le sezioni/confini su cui si procede ad aggiungere capacità nell'iterazione successiva sono quelle che risultano più "vicine" alla soluzione ideale, rappresentata dai punteggi migliori registrati nei quattro criteri.

Ogni iterazione del metodo PINT prevede un aumento di 400 MW alla capacità di scambio sulle sezioni e di 500 MW per i confini. Tale incremento viene effettuato solo nel caso in cui, oltre a essere selezionato dal metodo TOPSIS descritto in precedenza, il rapporto tra benefici e costi è maggiore di 1.

Per migliorare, rispetto alla prima edizione, la descrizione delle curve di beneficio e costo in prossimità del loro punto di intersezione, Terna ha previsto di svolgere step ridotti in prossimità di tale punto, considerando incrementi ridotti della metà e quindi pari rispettivamente a 200 MW e 250 MW per sezioni e confini.

LE CURVE DI COSTO MARGINALE

Oltre alla stima dei benefici, l'altra valutazione fondamentale alla base della determinazione della capacità obiettivo è la definizione del costo marginale della capacità aggiuntiva.

Come Terna stessa evidenzia, tale stima è soggetta a un forte livello di aleatorietà, in quanto il costo di costruzione di capacità di interconnessione può variare significativamente in base alla tecnologia utilizzata, alla lunghezza oggetto dell'intervento e alla capacità del collegamento.

⁷ Technique for Order of Preference by Similarity to Ideal Solution

Per questo Terna propone che si utilizzi la stima dei costi indicata nell'ultima versione del Piano di Sviluppo per i progetti su sezioni e confini che sono già previsti e che quindi si possono considerare fino ai valori di capacità già pianificati. Invece, per valori di incremento di capacità di scambio superiori a quelli già previsti nel Piano di Sviluppo, la stima dei costi è basata sull'utilizzo dei costi standard identificati in un report⁸ predisposto dalla *Agency for the Coordination of Electricity Regulators* (ACER), in esito a una specifica *survey* tra i diversi TSO.

Inoltre, sulla base dei riscontri ottenuti a valle del primo studio sulla capacità obiettivo, sono stati considerati anche gli OPEX, in linea con i valori considerati nel PdS per gli incrementi già previsti e posti pari al 1.3% dei CAPEX in assenza di informazioni.

LA DETERMINAZIONE DELLA CAPACITÀ OBIETTIVO

A conclusione delle iterazioni di simulazione, per ognuno dei due scenari simulati, sarà disponibile l'insieme dei valori delle capacità obiettivo di ogni sezione/confini analizzato. Per determinare l'insieme di valori finale si usa il metodo del *least regret*, ossia, si sceglie quel *set* di valori che minimizza la massima possibile perdita rispetto ai diversi scenari considerati, in termini di minori benefici raggiunti.

Anche il metodo del *least regret* è stato affinato rispetto alla prima edizione, infatti i due *set* di valori tra cui scegliere sono originati da scenari tra loro molto contrastanti e la selezione di uno dei due *set* potrebbe essere migliorata investigando *set* di valori intermedi tra le opzioni fino a individuare una strategia di sviluppo che presenti il minor rimpianto tra tutte quelle analizzate.

Questa metodologia, seppur nel documento di consultazione non venga spiegata nel dettaglio, si può certamente ritenere utile e condivisibile, permettendo l'individuazione di una soluzione intermedia che possa essere più efficiente rispetto ai due *set* di valori iniziali.

SPUNTI MIGLIORATIVI ALLA PROPOSTA DI TERNA

La proposta redatta da Terna fa tesoro dell'esperienza maturata nell'edizione di due anni fa e le modifiche e gli affinamenti introdotti migliorano la metodologia proposta, nonostante la complessità dell'analisi da svolgere. Rimangono tuttavia alcuni aspetti che potrebbero essere oggetto di ulteriori riflessioni, anche nelle prossime edizioni del report.

Il primo spunto nasce dalla considerazione che la *System Adequacy* è composta da *Transmission Adequacy* e *Generation Adequacy*, che possono essere considerate complementari e, in alcuni casi, sostitute. Sarebbe pertanto importante dettagliare come si coordina lo sviluppo della capacità di rete con la capacità di generazione: ad esempio, specificando se gli scenari utilizzati prendono in considerazione una capacità di generazione allineata ai risultati delle recenti aste del *Capacity Market*, e come si intende considerare il possibile risultato di successive aste, con le quali potrebbe essere contrattualizzata ulteriore nuova capacità di generazione.

Andrebbero inoltre resi maggiormente trasparenti i criteri adottati per stabilire la capacità di trasmissione *target* in modo coordinato con la definizione di quello di capacità di generazione da approvvigionare sul mercato e se esistano o meno ragioni di priorità o non sostituibilità tra le due.

La medesima questione, in termini più estesi e sicuramente complessi da affrontare, riguarda il coordinamento fra Paesi interconnessi degli standard di adeguatezza e della capacità di interconnessione dedicata al mutuo soccorso nei periodi di criticità.

La valutazione delle capacità obiettivo, così come configurata ora, lega strettamente la stima dei benefici alle assunzioni di scenario considerate, in particolare ai prezzi delle commodities: soprattutto nello scenario BAU, dal prezzo delle commodities assunto dipenderanno le dinamiche di *coal-to-gas switching* a livello europeo e quindi l'import netto, il livello di sviluppo tecnologico, il livello dei

⁸http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/UIC%20Report%20%20-%20Electricity%20infrastructure.pdf

prezzi e l'entità dei flussi sul territorio nazionale, determinando i benefici attesi. Si segnala altresì che nello scenario PNIEC le *commodities* sono assunte a valori particolarmente elevati rispetto alle più recenti dinamiche. Un'analisi sulla robustezza dei risultati potrebbe essere svolta, per esempio, tramite degli scenari di sensitività in cui valutare come cambia la stima dei benefici rispetto alle possibili variazioni dei fondamentali, ad esempio rispetto ai prezzi delle *commodities* come gas, carbone e CO₂.

GLI INCENTIVI PER L'EFFICIENTAMENTO DEL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO

La delibera 699/2018 identifica le specifiche modalità per calcolare gli incentivi destinati a Terna per la realizzazione di interventi che riducano le congestioni intrazonali, dei vincoli di rete per regolazione di tensione e le condizioni di essenzialità.

Come precisato nella delibera stessa, possono rientrare tra gli interventi di sviluppo anche gli interventi effettuati da soggetti terzi nel caso in cui, tramite contratti a termine di lungo periodo siglati al termine di procedure concorsuali, Terna acquisisca la disponibilità delle risorse messe a disposizione dai medesimi.

La delibera stabilisce anche che il premio che Terna ha diritto a ricevere per gli interventi realizzati è pari alla somma del:

- a) 50% dell'annualità dei benefici attesi derivanti dalla riduzione dei costi MSD, dei costi di essenzialità e dall'integrazione delle fonti rinnovabili, calcolati secondo la metodologia Analisi Costi-Benefici 2.0⁹
- b) 50% della riduzione dei costi di dispacciamento, derivanti dalla riduzione dei costi di MSD-ex ante annuali, dei costi di essenzialità e dei costi della mancata produzione eolica (MPE).

Terna ha quindi pubblicato la lista degli interventi per i quali calcolerà i benefici e ha messo in consultazione la metodologia di calcolo di quest'ultimi.

Gli interventi presentati sono i seguenti:

- Installazione compensatori sincroni area Sud/

Centro Sud

- Installazione di un compensatore sincrono da 250 MVar presso la stazione di Garigliano
- Installazione di due compensatori sincroni da 250 MVar presso la stazione di Matera
- Installazione di un compensatore sincrono da 250 MVar presso la stazione di Foggia (ex Manfredonia)
- Raddoppio collegamento Brindisi Enipower
- Realizzazione del Raddoppio del Collegamento 380 kV Stazione Elettrica Brindisi C.le Enipower e Stazione Elettrica Brindisi Pignicelle.
- Contratto per l'approvvigionamento di disponibilità di risorse per la regolazione della tensione nell'area di Brindisi (uno dei progetti pilota approvato dall'Autorità con Delibera 675/2018/R/eel).

Per quanto riguarda la metodologia di calcolo dei benefici, la delibera 699/2018 prevedeva già tutta una serie di dettagli che lasciano poco spazio di manovra a Terna. Per la prima metà dei benefici (vedi punto a. sopra) la metodologia è direttamente quella prevista dalla ACB 2.0, mentre per la seconda metà (punto b.), la consultazione entra più nel dettaglio, descrivendo un approccio che sembra essere condivisibile.

Il calcolo dei benefici associati alla riduzione dei costi di MSD-ex ante è suddiviso in due fasi:

- Analisi di sicurezza: si effettuano analisi di sicurezza della rete, volte a identificare le differenze tra i seguenti casi di rete:
 - Caso BASE, caratterizzato dall'assenza di tutti gli interventi oggetto di valutazione
 - Caso SVILUPPO, caratterizzato, in aggiunta rispetto al caso BASE, dall'entrata in esercizio contemporanea di tutti gli interventi oggetto di valutazione
- Simulazioni MSD ex ante: considerando come input gli esiti delle analisi di sicurezza di cui al punto precedente, si simula l'MSD ex-ante tramite un *tool* di simulazione (What-if MSD ex-ante), che, sulla base delle offerte storiche degli operatori e dei vincoli in esito alle analisi di

⁹ <https://download.terna.it/terna/0000/1009/13.PDF>

sicurezza, replica gli esiti delle sessioni MSD1 al fine di stimare la variazione dei costi tra i due casi BASE e SVILUPPO.

L'analisi è svolta sui tre anni antecedenti l'entrata in funzione dell'ultimo progetto oggetto di valutazione.

Il beneficio associato alla riduzione delle condizioni di essenzialità si svolge a partire da una verifica degli esiti delle analisi di sicurezza, da cui si individuano le eventuali rimozioni delle condizioni di essenzialità degli impianti di produzione.

I benefici annui corrispondenti sono pari alla differenza tra la media annua dei corrispettivi che sarebbero stati complessivamente riconosciuti (a copertura dei costi fissi e variabili) agli impianti di produzione ammessi al regime di essenzialità¹⁰ in assenza dei progetti oggetto dell'analisi e la media annua dei corrispettivi che sarebbero stati complessivamente riconosciuti agli impianti di produzione ammessi al regime di essenzialità in presenza dei medesimi progetti.

Infine, i benefici associati alla riduzione della mancata produzione eolica sono anch'essi valutati a partire dai risultati dell'analisi sulla riduzione dei costi di MSD e in particolare utilizzano le simulazioni svolte con il *tool What-if* MSD ex-ante. Da queste simulazioni, infatti, è disponibile, per entrambi i casi BASE e SVILUPPO, la mancata produzione eolica prevista in fase di programmazione per ciascuna zona di mercato (MPE-BASE e MPE-SVILUPPO). Il relativo costo viene ottenuto valorizzando la mancata produzione eolica al prezzo zonale MGP. La differenza tra il costo medio annuo che sarebbe stato sostenuto per la mancata produzione eolica nei casi senza o con gli interventi oggetto di analisi costituisce il beneficio associato alla riduzione di MPE.

I PROSSIMI STEP

La consultazione sulla metodologia per la determinazione della capacità obiettivo si è chiusa il 4 settembre, il rapporto finale, che sarà anch'esso oggetto di una successiva consultazione, è atteso nelle prossime settimane e, come accaduto per il primo rapporto, è verosimile che la delibera dell'Autorità che ratifica i valori definitivi arriverà entro la fine del 2020. Al momento non sono definite scadenze per future edizioni di questo rapporto, ma questa attività dovrebbe diventare una prassi in quanto, già nella delibera 884/2017 l'Autorità ha individuato tale rapporto come "propedeutico a un futuro meccanismo incentivante alla realizzazione di nuova capacità nei limiti della capacità obiettivo". La consultazione sulla metodologia per il calcolo dei benefici e della riduzione dei costi di MSD si chiude il 25 settembre. La delibera 699/2018 prevede che Terna fornisca all'Autorità i risultati della sua applicazione sugli interventi individuati (cfr **Tabella 2**) entro il 30 giugno dell'anno successivo all'entrata in servizio di tali interventi.

¹⁰ Ai fini della quantificazione dei corrispettivi per l'essenzialità si utilizza la stima dei costi delle unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, di cui all'allegato A alla deliberazione 9 giugno 2006, n. 111/06, così come modificata e integrata con deliberazioni successive.