

# Verifica esterna indipendente di natura expert-based relativa al “Rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo 2020”

Rapporto finale

Ing. Fabio Zanellini

Febbraio 2023

# Indice

1	Introduzione	pag. 3
2	Elenco documenti di riferimento	pag. 3
3	Analisi del rapporto di identificazione delle capacità obiettivo 2020	pag. 5
3.1	Considerazioni su assunzioni e ipotesi di riferimento (capitolo 4)	pag. 7
3.2	Considerazioni sulla metodologia (capitolo 5)	pag. 10
3.3	Considerazioni sull'applicazione della metodologia (capitolo 6)	pag. 20
3.4	Considerazioni sull'individuazione della capacità obiettivo (capitolo 7)	pag. 21
3.5	Inquadramento della situazione tecnica e regolatoria sulla capacità obiettivo e sui limiti di trasporto	pag. 22
4	Conclusioni	pag. 29

# 1 Introduzione

La presente relazione riporta l'esito dell'analisi svolta in modalità expert-based, cioè sulla base della documentazione pubblica fornita da Terna e delle risposte da parte dei referenti tecnici di Terna a domande specifiche poste dall'esperto indipendente, sul Rapporto di Identificazione delle Capacità Obiettivo (Rapporto finale dicembre 2020), in base a quanto disposto dall'Allegato B alla determinazione 3/2022 di Arera [1] e al contratto siglato con Terna.

L'attività si è concentrata sull'esame del suddetto rapporto e della documentazione indicata nel paragrafo successivo, parte della quale messa a disposizione da Terna, concentrandosi in particolare su:

- qualità complessiva del Rapporto con riferimento a chiarezza, qualità editoriale, completezza delle informazioni, trasparenza dei dati in ingresso e riproducibilità dei risultati;
- recepimento/valutazione da parte di Terna delle indicazioni emerse dalle precedenti attività di verifica expert-based;
- rispondenza delle ipotesi e scenari utilizzati per il calcolo delle capacità obiettivo ai requisiti regolatori;
- approccio metodologico e strumenti di simulazione per il calcolo della capacità obiettivo (ai quali si farà opportunamente riferimento nel presente rapporto con la generica denominazione di "Tool 1", "Tool 2" ecc.).

Vista l'evoluzione del quadro regolatorio e dello scenario energetico, si è ritenuto opportuno dedicare attenzione anche a questi aspetti e ricostruire sinteticamente, nella seconda parte del rapporto, il contesto in cui si inserisce l'identificazione della capacità obiettivo.

## 2 Elenco documenti di riferimento

- [1] Arera, Determinazione 3/2022, "Elenco di esperti verificatori delle analisi costi-benefici dei piani di sviluppo della trasmissione elettrica, del trasporto gas e degli scenari energetici e individuazione degli esperti per le attività di verifica indipendente", 1 aprile 2022
- [2] Arera, Parere 335/2022/I/EEL, "Valutazione dello schema di piano decennale della rete di trasmissione nazionale 2021", 19 luglio 2022
- [3] Terna, "Rapporto di identificazione delle capacità obiettivo", Rapporto finale, dicembre 2020
- [4] Delibera 884/2017, "Disposizioni di prima attuazione in materia di meccanismi di incentivazione degli output del servizio di trasmissione", 21 dicembre 2017
- [5] Delibera 654/2015, "Regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023", 28 dicembre 2015
- [6] Delibera 653/2015, "Testo integrato della regolazione output-based del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023", 23 dicembre 2015
- [7] Delibera 129/2018, "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
- [8] Delibera 698/2018, "Determinazione di parametri e obiettivi per il meccanismo di incentivazione dell'output del servizio di trasmissione relativo alla realizzazione di capacità di trasporto interzonale", 20 dicembre 2018
- [9] Delibera 567/2019, "Aggiornamento della regolazione output-based del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il semiperiodo 2020-2023", 27 dicembre 2019
- [10] Delibera 627/2016, "Disposizioni per la consultazione del Piano decennale di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale dell'energia elettrica e approvazione di requisiti minimi del Piano per le valutazioni di competenza dell'Autorità", 4 novembre 2016

- [11] Delibera 446/2021, “Determinazione di parametri e obiettivi per il meccanismo di incentivazione dell’output del servizio di trasmissione relativo alla realizzazione della capacità di trasporto interzonale”, 26 ottobre 2021
- [12] Delibera 176/2020, “Decisione ai sensi del regolamento UE 347/2013 in merito alla ripartizione dei costi di investimento per il progetto di interesse comune 3.27 interconnessione tra la Sicilia e la Tunisia”, 21 maggio 2020
- [13] Delibera 436/2020, “Misure straordinarie in materia di regolazione infrastrutturale del servizio di trasmissione dell’energia elettrica in relazione all’emergenza epidemiologica COVID-19 e disposizioni accessorie in materia di regolazione output-based del servizio di trasmissione”, 3 novembre 2020
- [14] Delibera 23/2022, “Determinazione del premio per la realizzazione di capacità di trasporto interzonale nell’anno 2020”, 25 gennaio 2022
- [15] Terna, “Qualità del servizio di trasmissione Rapporto Annuale per l’anno 2020”, 30 giugno 2021
- [16] Terna, “Rapporto Annuale sulla qualità e sugli altri output del servizio di trasmissione relativo all’anno 2021”, 30 giugno 2022
- [17] Delibera 335/2022, “Valutazione dello schema di piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale 2021”, 19 luglio 2022
- [18] Terna, “Documento di Descrizione degli Scenari 2022”, 1 agosto 2022

L’8 agosto 2022 Terna ha:

- indicato al verificatore i seguenti documenti pubblici come importanti per la verifica:
  - ✓ “Rapporto Capacità Obiettivo 2020”, edizione finale, con richiamo di attenzione all’Allegato 2 che contiene alcuni approfondimenti sugli strumenti di simulazione con relativi riferimenti bibliografici;
  - ✓ “Documento Metodologico per l’applicazione dell’analisi costi benefici applicata al Piano di Sviluppo 2021”, con indicazione del Capitolo 6, in cui è possibile trovare informazioni su metodologie e modelli di valutazione per i tool di simulazione di mercato e di rete utilizzati;
  - ✓ Rapporti di verifica esterna indipendente sull’edizione 2018 del Rapporto da parte dei due verificatori designati da ARERA (Prof. Pilo) e Terna (Prof. Trovato);
- inviato al verificatore un riferimento bibliografico presente in letteratura sul simulatore del mercato dei servizi ancillari “Modis”. Si tratta dell’articolo di B. Cova, S. Osti, M. Stabile, A. Venturini, E. M. Carlini, P. Capurso, C. Gadaleta, “Assessing the impact of transmission investments on the Italian Ancillary Services Market using MODIS simulator”, Cigre 2018.

Il 3 ottobre 2022 Terna ha trasmesso al verificatore due presentazioni sul Tool 1 e sul Tool 2, contenenti caratteristiche generali sulle aziende e software indicati.

Incontri effettuati nel corso dell’attività:

- 5 luglio 2022: incontro tra Arera e i verificatori del settore elettricità per avvio attività;
- 25 luglio 2022: incontro tra Arera e i verificatori del settore elettricità per approfondimento attività;
- 5 agosto 2022: incontro tra Terna, Arera e verificatore per avvio attività su verifica capacità obiettivo;
- 8 settembre 2022: incontro di allineamento tra Arera e i verificatori del settore elettricità;
- 14 settembre 2022: incontro tra Terna, Arera e verificatori per discussione su beneficio B7;
- 16 settembre 2022: incontro tra Terna, Arera e verificatore per aggiornamento attività;
- 19 ottobre 2022: incontro tra Terna e verificatore per esame commenti su verifica capacità obiettivo;
- 16 dicembre 2022: incontro tra Terna e verificatore per confronto su ulteriori commenti emersi dalla verifica su capacità obiettivo;
- 20 febbraio 2023: seminario pubblico di presentazione e discussione del Rapporto di Identificazione delle capacità obiettivo – edizione 2023.

### 3 Analisi del rapporto di identificazione delle capacità obiettivo 2020

Ci si concentra sull'analisi critica del documento [3], predisposto in base a quanto richiesto dalle delibere 884/2017[4] e 698/2018[8]. Diversi spunti in merito all'affinamento della metodologia per l'identificazione delle capacità obiettivo<sup>1</sup> sono emersi dalle due verifiche esterne indipendenti condotte sull'edizione 2018 del rapporto<sup>2</sup>. Da questo primo esercizio sull'identificazione delle capacità obiettivo, Arera ha espresso possibilità di affinamento, nella successiva edizione del rapporto, sui seguenti aspetti:

- identificazione di sezioni e confini significativi;
- definizione degli scenari oggetto di studio;
- aggregazione di sezioni o di confini su cui valutare la capacità obiettivo;
- inserimento dell'arco Italia Sicilia - Italia Sardegna nel modello di mercato zonale.

In Tabella 1 sono riassunte le principali raccomandazioni pervenute dagli esperti che hanno svolto le attività di verifica expert-based sull'edizione 2018 del rapporto e l'indicazione delle attività e relativo documento in cui Terna implementerà tali suggerimenti (il "rapporto finale" indicato in tabella è per l'appunto il documento oggetto della presente analisi). La verifica di tale implementazione costituirà essa stessa oggetto della presente attività.

La predisposizione del Rapporto 2020 è stata preceduta dalla consultazione pubblica della metodologia per l'identificazione delle capacità obiettivo 2020, che si è concentrata sui seguenti principali affinamenti metodologici introdotti da Terna rispetto all'edizione 2018:

- l'utilizzo del metodo TOPSIS<sup>3</sup> per la selezione delle sezioni/confini su cui testare gli incrementi di capacità all'inizio di ciascuna iterazione;
- l'inclusione dei costi operativi nella valutazione del costo marginale di realizzazione capacità per ciascuna sezione/confine;
- la necessità di definire un criterio per l'individuazione di un limite allo sviluppo di capacità addizionale tra sezioni/confini in presenza di valori di incremento significativamente elevati ed eccedenti rispetto agli incrementi di capacità associati ai progetti già previsti in Piano di Sviluppo, al fine rispettare i requisiti di affidabilità, raggiungibilità, robustezza, attendibilità, etc. ed evitare valori distorti;
- il miglioramento del metodo del least regret (di seguito "least regret avanzato") per l'identificazione del set capacità obiettivo che consente di minimizzare il rimpianto al verificarsi di ciascuno scenario di analisi.

La consultazione ha confermato le principali assunzioni ed ipotesi di riferimento:

- l'adozione degli scenari Business As Usual (BAU) e Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC)

---

<sup>1</sup> Si ricorda che a capacità obiettivo (o Target Capacity) è "la capacità di trasporto che è economicamente efficiente realizzare, perché i benefici marginali sono maggiori dei costi marginali"; pertanto la capacità obiettivo finale tra due zone di mercato e tra frontiere si identifica con la capacità esistente incrementata della capacità di trasporto obiettivo addizionale.

<sup>2</sup> La seconda edizione del rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo, pubblicata a dicembre 2020 e oggetto della presente attività di verifica, è stata preceduta dalla consultazione pubblica (dal 7 agosto 2020 al 4 settembre 2020) della metodologia di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo, aggiornata, rispetto alla prima edizione, anche per tenere conto delle osservazioni espresse nei due rapporti di verifica esterna indipendenti relativi al rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo 2018 e dalla consultazione pubblica (dal 3 novembre 2020 al 24 novembre 2020) dello schema di rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo e da due seminari funzionali a discutere la metodologia proposta (il 31 agosto 2020) e gli esiti delle analisi condotte (l'11 novembre 2020).

<sup>3</sup> TOPSIS (Technique for Order of Preference by Similarity to Ideal Solution): metodo per l'analisi decisionale multi-criterio finalizzata alla scelta delle sezioni/confini che presentano le condizioni più favorevoli all'implementazione di capacità di trasmissione addizionale.

- l'adozione della struttura zonale "Alternativa Base" e della rete di minimo sviluppo che vede implementati i soli progetti di sviluppo autorizzati o la cui autorizzazione è prevista entro il 2020, inclusi nel Piano di Sviluppo 2020, ed il cui completamento è previsto entro il 2025.

È stato inoltre recepito il suggerimento di estendere le valutazioni all'anno studio di lungo termine 2040, sia in termini di sensibilità dei risultati finali che di considerazioni inerenti al least regret.

Raccomandazione	Fase di implementazione		
	Elaborazione metodologia	Elaborazione rapporto finale	Sviluppi di medio-lungo periodo
Maggiore cura espositiva	✓	✓	
Dettagli su scenari e riferimenti da cui ricavare i dati in input alla metodologia		✓	
Analisi di stabilità dei risultati ottenuti anche prevedendo l'evoluzione del meccanismo least regret		✓	
Maggiori dettagli e riferimenti bibliografici riguardo gli strumenti di simulazione adottati	✓		
Descrizione dettagliata dell'euristica alla base della definizione del costo marginale, separando costi di investimento e costi operativi	✓	✓	
Descrizione della procedura euristica in base alla quale si definiscono le soglie variabili di accettazione dei gradini di incremento della capacità di trasporto	✓	✓	
Evidenza degli oneri computazionali e giustificazione della scelta dei gradini di PINT adottati		✓	
Evidenza del peso sulla capacità obiettivo della quota parte ottenuta come proporzione dell'ultimo gradino non conveniente		✓	
Predisposizione di un progetto di R&S per studiare un algoritmo di ottimizzazione			✓

**TABELLA 1** PRINCIPALI RACCOMANDAZIONI DEGLI ESPERTI VERIFICATORI DELL'EDIZIONE 2018 E ATTIVITÀ IMPATTATE DAL RECEPIMENTO

I risultati dell'analisi, in estrema sintesi, consistono nell'identificazione, all'anno studio 2030 e per ciascuna sezione/confine, di due valori di capacità obiettivo per gli scenari BAU e PNIEC, riassunti in Tabella 2.

I valori di capacità obiettivo addizionale per la frontiera Nord nello scenario PNIEC, elevati ed eccedenti quanto già previsto nel PdS, hanno richiesto un processo di "normalizzazione", che tiene conto dei soli costi di decongestionamento, processo che ha consentito di definire valori non distorti di capacità obiettivo nello scenario PNIEC.

Per la scelta dell'unico set di valori di capacità obiettivo addizionali per ciascuna sezione/confine si è migliorata la tecnica del least regret (cosiddetto "least regret avanzato") effettuando ulteriori simulazioni su valori di capacità intermedi tra quelli ottenuti in esito alle analisi nei due scenari contrastanti BAU e PNIEC, con l'obiettivo di individuare, per approssimazioni successive, un set di valori di capacità in grado di ridurre il massimo rimpianto in entrambi gli scenari. In sintesi, dati i due set di valori per il raggiungimento della capacità obiettivo ottenuti negli scenari contrastanti, è stato identificato quello che consente di minimizzare il rimpianto in entrambi gli scenari, valutando il rimpianto associato a valori intermedi tra gli estremi BAU e PNIEC. In tal senso è emerso che i valori di capacità obiettivo addizionali sono:

- l'opzione di sviluppo caratterizzata da valori intermedi tra gli scenari PNIEC e BAU nelle sezioni interne, sul confine Est-IT e sul confine Nord Africa-IT;
- l'opzione di sviluppo caratterizzata dal valore medio tra l'estremo inferiore (scenario BAU) e il valore medio tra i due scenari contrastanti al confine Nord-IT.

**COMMENTO 1:** Si afferma che per le sezioni interne, sul confine Est-IT e sul confine Nord Africa-IT si è scelta come capacità obiettivo aggiuntiva l'opzione di sviluppo, caratterizzata da valori intermedi tra gli scenari PNIEC e BAU. In realtà sembra che per le sezioni Nord-Cnor e Cnor-Csud sia stato considerato il valore PNIEC. Si richiede precisazione in merito.

**Terna:** Come riportato all'interno del Rapporto, per le sezioni interne si è scelta come capacità obiettivo aggiuntiva l'opzione di sviluppo caratterizzata da valori intermedi tra gli scenari PNIEC e BAU. Nello specifico, per le sezioni Nord – Centro Nord e Centro Nord – Centro Sud si è preso il valore intermedio arrotondato per difetto, coincidente con i 400 MW in esito alle simulazioni nello scenario PNIEC.

La Tabella 2 riporta i valori di capacità di trasporto obiettivo aggiuntiva nei due scenari di riferimento ed il set di capacità obiettivo aggiuntiva scelto come unico valore in esito all'applicazione del least regret avanzato.

	BAU 2030	PNIEC 2030	Unico valore di Capacità Obiettivo Aggiuntiva Individuato (MW)
	Capacità Obiettivo Aggiuntiva (MW)		
Confine Nord-IT	1.850	6.450	2.900
Confine Est-IT	100	0	50
Confine N. Africa-IT	850	500	650
Sezione ITcn-ITn	450	400	400
Sezione ITcs-ITcn	450	400	400
Sezione ITs-ITcs	900	1.000	950
Sezione ITsar-ITcn	750	1.300	1.000
Sezione ITsar-ITcs	0	50	0
Sezione ITsar-ITsic	400	1.250	800
Sezione ITsic-ITcs	400	1.050	700
Sezione ITsic-ITcal	550	750	650
Sezione ITcal-ITs	0	50	0

TABELLA 2 CAPACITÀ DI TRASPORTO OBIETTIVO AGGIUNTIVA NEI DUE SCENARI BAU E PNIEC

### 3.1 Considerazioni su assunzioni e ipotesi di riferimento (capitolo 4)

Le assunzioni e le ipotesi di riferimento adottate per lo studio sono le seguenti:

- Due scenari di riferimento contrastanti BAU (approccio bottom – up e technology driven) e PNIEC (approccio top-down e policy driven), gli stessi utilizzati per il PdS 2020;
- Anno studio 2030 con sensitivity dei risultati finali al 2040;
- Struttura zonale: utilizzata la configurazione zonale "Alternativa base"<sup>4</sup> già utilizzata per le analisi del PdS 2020 e in vigore dal 1° gennaio 2021;
- Rete di minimo sviluppo, che considera i progetti autorizzati o per i quali si prevede di ottenere l'autorizzazione entro l'anno corrente e previsti in esercizio al 1° gennaio 2025. Si utilizza l'approccio TOOT (Take Out One at the Time) sulla rete di minimo sviluppo, rimuovendo uno per volta gli interventi sulla sezione/confine in esame. Con l'approccio PINT (Put IN one at Time) si calcolano invece i benefici correlati all'incremento della capacità di trasporto rispetto al caso base di minimo sviluppo, aggiungendo unicamente incrementi su alcune sezioni/confini in esame, analizzando le «strategie di sviluppo», ovvero incrementi successivi di capacità tra una o più sezioni/confini di rete.

<sup>4</sup> Rispetto alla configurazione in vigore fino al 2018, la configurazione Alternativa Base prevede l'eliminazione dei poli di produzione limitata di Foggia, Brindisi, Rossano e Priolo, lo spostamento del nodo di Gissi nella zona di mercato Centro Sud, lo spostamento della regione Umbria dalla zona Centro Nord alla zona Centro Sud e la creazione della zona geografica Calabria, coincidente con la regione.

**COMMENTO 2:** Si riscontra positivamente l’inserimento di analisi di sensitivity all’anno obiettivo 2040, rispondendo così positivamente alle richieste emerse dai verificatori e dalla consultazione pubblica e abbozzando un allineamento allo IOSN 2020. Si evidenzia tuttavia che non sono riportate informazioni sugli scenari al 2040, né sulle eventuali nuove indicazioni di strategie di sviluppo rete o capacità obiettivo emerse, né osservazioni e commenti di confronto sui risultati 2030. In sostanza si registra un tentativo di risposta, da completare nelle edizioni future, che dovrebbero essere maggiormente allineate agli IOSN anche dal punto di vista degli anni obiettivo di analisi.

**Terna:** Per quanto attiene l’anno studio di riferimento, in risposta alle indicazioni ricevute durante la consultazione pubblica della metodologia, Terna nel rapporto finale delle capacità obiettivo del 2020 ha introdotto un’analisi di sensitività dei risultati all’anno studio 2040. Come descritto nel paragrafo 7.4 “Sensitivity anno studio 2040”, gli scenari di riferimento utilizzati sono gli scenari contrastanti “Business as Usual” (BAU) al 2040 e “Piano Nazionale Integrato Energia e Clima” (PNIEC) al 2040.

A beneficio della completezza delle informazioni, come suggerito dal verificatore, nella prossima edizione del Rapporto Terna fornirà maggiori dettagli circa gli scenari di riferimento utilizzati, rimandando anche ai documenti del “Piano di Sviluppo” e del “Documento di Descrizione degli Scenari”, già citati nei riferimenti bibliografici e pubblicamente consultabili. Inoltre, si ritiene di poter approfondire le analisi sugli scenari di lungo termine applicando la metodologia anche per identificare le capacità obiettivo al 2040 utilizzando come caso base la rete ottenuta in output dall’esercizio di identificazione delle capacità obiettivo al 2030, dando maggior risalto e spiegazione alle differenze tra i risultati conseguiti nei due anni studio.

**COMMENTO 2BIS:** Non ho trovato una tabella con indicazione della capacità di partenza della rete di minimo sviluppo. Si possono avere indicazioni a riguardo?

**Terna:** La figura 30 a pagina 73 del rapporto fornisce indicazioni sulla capacità di transito attuale tra zone di mercato e ai confini utilizzata nelle analisi, mentre la figura 7 a pagina 30 rappresenta i progetti inclusi nella rete di minimo sviluppo per ciascuna sezione/confine, sommando alla capacità di transito attuale gli incrementi di capacità conseguibili con gli progetti di cui sopra, si possono ricavare le capacità di transito della rete di minimo sviluppo. Per semplicità, nella prossima edizione del rapporto, verrà rappresentata esplicitamente la capacità di transito di partenza della rete di minimo sviluppo in una tabella dedicata.

**COMMENTO 3:** editoriale. La leggibilità della figura 5 è migliorabile

**Terna:** Si ringrazia il verificatore per il commento di natura editoriale del quale si terrà conto nella prossima edizione del rapporto migliorando la qualità delle figure.

**COMMENTO 4:** La rete semplificata europea citata a pag. 28 è la stessa a 100 nodi menzionata in allegato 2? Inoltre, a fine pagina 28 si nomina un equivalente di rete europeo utilizzato per gli studi di rete, che sembra analogo a quello indicato sopra. È lo stesso modello? Sono diversi? E se sì perché?

**Terna:** La Figura 28 illustra il modello di mercato della rete europea utilizzato per le simulazioni del mercato dell’energia attraverso il software Promed Grid. Si tratta di un modello “bus-bar”, in cui le zone di mercato (italiane ed europee) sono collegate tra loro con linee equivalenti di capacità pari a quella pianificata o, nel caso specifico dell’esercizio della target capacity, di capacità pari a quella che si intende valutare tramite gli incrementi di capacità discreti in ciascuna iterazione. Nell’Allegato 1 “Practices Europee” è menzionato il modello paneuropeo a circa 100 nodi utilizzato in ambito ENTSO-e per l’identificazione dei system needs (“IOSN 2020”) connessi da collegamenti equivalenti. In linea di principio si tratta dello stesso modello di mercato semplificato, ma la risoluzione del problema del dispacciamento ottimo tiene conto dei limiti fisici della rete grazie all’applicazione di alcuni vincoli ai collegamenti tra nodi equivalenti che emulano le leggi di Kirchhoff. In tale contesto viene utilizzato il Tool 3.



Per quanto riguarda gli studi di rete, viene utilizzato un modello di rete italiana nodale con dettaglio della topologia di rete (linee, trasformatori, gruppi di generazione, ecc) e parametri elettrici caratteristici. Il tool utilizzato è GRARE, in grado di risolvere simulazioni probabilistiche con metodo alla Montecarlo. Il modello estero è invece riportato in modo dettagliato alla frontiera (linee di interconnessione con parametri elettrici caratteristici) e poi semplificato (generazione e carico equivalenti) alla sola rete rilevante.

Meritano una menzione le novità introdotte a seguito delle indicazioni ricevute dal Regolatore, dagli esperti verificatori sull'edizione 2018 e in esito alla consultazione della metodologia 2020 per l'identificazione delle capacità obiettivo.

Il processo di costruzione delle curve di costo marginale per le sezioni interne ed i confini è stato maggiormente descritto e dettagliato nel paragrafo 5.2 e le principali novità riguardano:

- l'inclusione dei costi operativi nei costi totali di realizzazione;
- l'ampliamento del concetto di sezioni/confini significativi (ad esempio la sezione interna Sicilia – Sardegna è stata inclusa nelle simulazioni per la redazione del report finale);
- l'introduzione di una più raffinata definizione della capacità obiettivo attraverso il meccanismo di incremento capacità attraverso PINT di valore dimezzato (step di 200 MW per le sezioni interne e 250 MW sui confini) nel raggiungere le iterazioni finali consentendo di valutare con maggior dettaglio i benefici legati ad incrementi di capacità inferiori e migliorare la precisione per individuare la capacità obiettivo.

Un ulteriore elemento di novità riguarda l'adozione del metodo TOPSIS per la scelta delle sezioni/confini su cui simulare gli incrementi di capacità addizionale all'inizio di ciascuna iterazione, spiegato in dettaglio al paragrafo 5.3.3.

Ai fini dell'individuazione dell'unico valore di capacità obiettivo (paragrafo 6), soprattutto in presenza di scenari evidentemente contrastanti, si è riportata una integrazione metodologia finalizzata a:

- individuare un valore di capacità oltre il quale è necessario introdurre delle leve per rendere non distorto il risultato e poter concludere le iterazioni senza eccedere con valori di capacità;
- di migliorare il meccanismo del least regret implementando il least regret avanzato, effettuando ulteriori simulazioni che, per approssimazioni successive, individuano un set di valori di capacità che consente di minimizzare il rimpianto in entrambi gli scenari.

## 3.2 Considerazioni sulla metodologia (capitolo 5)

Nel paragrafo 5.1 si legge: “La metodologia riportata nel presente documento non sostituisce né supera la ACB 2.0 e non costituisce un’ulteriore metodologia finalizzata a verificare l’utilità del singolo intervento: si pone l’obiettivo di individuare la capacità addizionale efficiente tra due zone di mercato (sezioni) o con i Paesi confinanti (confini).

L’approccio utilizzato nel presente documento, invece, ha lo scopo di definire la capacità obiettivo per ciascuna sezione/confini, ampliando l’indagine anche oltre gli interventi di sviluppo pianificati e mirando alla definizione di strategie di sviluppo efficienti.

La metodologia per il calcolo delle capacità obiettivo e le relative assunzioni sono state costruite coerentemente con le finalità definite dall’Autorità, fra le quali la possibilità di incentivare Terna a realizzare interventi efficienti di breve/medio termine.”

**COMMENTO 5:** Le frasi citate sembrano demarcare una differenza tra l’ACB e il metodo per il calcolo della capacità obiettivo, “ampliando l’indagine anche oltre gli interventi di sviluppo pianificati”. Si richiama l’attenzione sul fatto che la metodologia attuale di pianificazione consiste di fatto nell’individuare gli interventi che comportano i maggiori benefici e successivamente confrontare tali benefici con gli investimenti necessari, determinando IUS e VAN. L’individuazione della capacità obiettivo, quale che sia la metodologia utilizzata, dovrebbe in qualche modo unificare le due fasi descritte in precedenza e in questo senso non dovrebbe individuare esigenze di sviluppo diverse da quelle pianificate o in valutazione (per usare la classificazione del PdS) o indicare capacità obiettivo di limitata entità laddove sono pianificati ingenti investimenti o viceversa. Chiarimenti in questo senso sono graditi. Inoltre, l’ultima frase rischia di apparire misleading e di svilire il lavoro fatto da Terna. Una formulazione diversa sarebbe forse stata più opportuna.

**Terna:** Si raccoglie il suggerimento dell’esperto circa una riformulazione della frase finale in modo da rendere maggiormente giustizia alla metodologia di identificazione della capacità obiettivo sviluppata da Terna.

Nel paragrafo 5.1 del Rapporto si intende semplicemente esplicitare la differenza di metodo e di applicazione tra la metodologia per la definizione della target capacity e l’analisi costi-benefici dei progetti di sviluppo.

Di fatti, nelle analisi costi-benefici condotte nell’ambito del Piano di Sviluppo, vengono valutati progetti specifici (tra zone di mercato o all’interno della stessa zona di mercato) per i quali sono già stati svolti studi di dettaglio che hanno reso possibile definire caratteristiche tecniche (es. taglia del collegamento, tecnologia HVDC o HVAC) e dettagli progettuali (es. nodi elettrici collegati, livello di tensione del collegamento). Inoltre, le ACB vengono condotte aggiungendo (approccio PINT) o rimuovendo (approccio TOOT) lo specifico progetto in esame dalla rete base all’anno orizzonte di riferimento (tipicamente 2030 e 2040) che contiene tutti i progetti di sviluppo la cui entrata in esercizio è compatibile con l’anno di riferimento stesso.

La metodologia di identificazione delle capacità obiettivo consiste in un’analisi iterativa, integrata e multi-scenario in cui tutte le sezioni ed i confini rilevanti del sistema elettrico italiano vengono analizzati in modo contestuale e consecutivo in iterazioni successive in cui vengono testati incrementi di capacità discreti di taglia definita a partire da un caso base iniziale (o rete di minimo sviluppo) che include, rispetto alla rete attuale, solo i progetti di sviluppo autorizzati e con data di entrata in esercizio prevista entro il 2025. Inoltre, la tecnica del least regret consente di individuare un unico set di valori di capacità obiettivo all’anno orizzonte di riferimento considerando equiprobabili i due scenari contrastanti nei quali vengono effettuate le analisi.

Si comprende, dunque, come si tratti di metodi differenti destinati ad applicazioni distinte: la capacità obiettivo è in grado di individuare “le direzioni di espansione” del sistema elettrico in due scenari contrastanti, lasciando poi al Piano di Sviluppo il compito di effettuare studi di dettaglio atte a definire le caratteristiche del progetto e gli effettivi incrementi di capacità raggiungibili.

**COMMENTO 6:** Quesito su paragrafo 5.3.1, a metà pagina circa: i 4 input dell'analisi multicriterio vanno soddisfatti tutti dal PINT o almeno 1? Forse è chiarito successivamente, nella spiegazione del TOPSIS, ma sarebbe opportuno chiarirlo brevemente anche qua. La successiva descrizione del TOPSIS è veramente complessa, sarebbe stata opportuna una semplificazione.

**Terna:** I quattro criteri ( $C_1$ ,  $C_2$ ,  $C_3$  e  $C_4$ ), introdotti nel paragrafo 5.3.1. e approfonditi successivamente nel paragrafo 5.3.3, sono funzionali al TOPSIS e dunque alla selezione delle sezioni e dei confini sui quali testare gli incrementi di capacità con i PINT. Per sintetizzare, ad ogni interazione per ogni sezione/confine vengono valorizzati i quattro criteri in questione e calcolato un parametro di performance  $P_{i+}$  (come spiegato nel paragrafo 5.3.3). Se tale parametro per una sezione/confine supera il valore soglia calcolato, questa viene selezionata per testare con un PINT un incremento di capacità rispettivamente pari a +400 MW per le sezioni e +500 MW per i confini. Qualora i benefici marginali risultino maggiori dei costi marginali associati all'incremento di capacità, il PINT ha esito positivo e l'incremento di capacità viene confermato. La nuova capacità di trasmissione per ciascuna sezione/frontiera con esito positivo del PINT concorrerà a formare la rete base per l'iterazione successiva, sulla quale verrà nuovamente applicata l'analisi multicriterio (TOPSIS) e testati ulteriori incrementi di capacità fino all'iterazione in cui per nessuna sezione/confine risultano benefici marginali maggiori dei costi marginali.

Si ringrazia il verificatore per il commento, a tal riguardo nella prossima edizione del rapporto si sceglierà una formulazione del capitolo 3 più semplice ed efficace.

Nell'Allegato 1 al documento in esame si riporta un approfondimento sulla metodologia utilizzata per le analisi Identification of System Needs (IOSN) 2020, che è stata applicata agli scenari National Trends 2030 e 2040 (scenari centrali per il TYNDP 2020 e basati sui Piani Nazionali per l'Energia e il Clima degli Stati Membri della UE) e sul modello di rete MAF 2025<sup>5</sup>. I miglioramenti modellistici ottenuti nelle analisi IOSN 2020 hanno consentito una maggiore granularità di dati rispetto ai precedenti IOSN e la possibilità di considerare i flussi fisici con tempi di calcolo ragionevoli. Il modello paneuropeo include circa 100 nodi connessi da collegamenti equivalenti, su alcuni dei quali vengono applicati vincoli. Viene quindi simulato un dispacciamento ottimale a livello Europeo, tenendo conto dei limiti fisici della rete e implementando le simulazioni di mercato con una rappresentazione semplificata dei vincoli di rete in un'unica analisi, evitando passaggi ciclici tra i due differenti modelli e semplificando l'intero processo.

Nel dettaglio, la metodologia percorre i seguenti passi: a partire dalla rete di riferimento, un modello di espansione sviluppato nel Tool 3 ottimizza i costi totali di sistema basati sugli incrementi della capacità di interconnessione ottimale. Da un insieme di possibili incrementi di rete, il modello sceglie la migliore combinazione che minimizza i costi totali di sistema, composti da investimenti di rete e costi di generazione. Le ipotesi di costo dell'interconnessione considerate per gli aumenti di capacità derivano dalle ipotesi di costo dei progetti TYNDP 2020 e per gli ulteriori incrementi i TSO hanno fornito la migliore stima.

**COMMENTO 7:** Il Tool 3 di ottimizzazione appare interessante poiché sembra adottare, per la determinazione della capacità obiettivo, un algoritmo di ottimizzazione nella cui funzione obiettivo (rappresentata dai costi di generazione e quindi in sostanza dal SEW se la domanda è anelastica, oltre che dal costo della riserva, modellizzata in forma semplificata) è stato aggiunto il costo di investimenti di rete. Il risultato è quindi l'ottimo complessivo per tutto il sistema, anziché una condizione subottimale, come nell'approccio utilizzato

---

<sup>5</sup> Per l'Italia sono presenti le seguenti interconnessioni e progetti interni:

- collegamento Italia – Francia;
- collegamento 220 kV Glorenza – Nauders (Reschenpass);
- collegamento 132 kV Prati di Vize – Steinach;
- entrambi i poli con il Montenegro;
- collegamento 380 kV Colunga – Calenzano;
- SACOI 3;
- collegamenti 380 kV Deliceto-Bisaccia, Foggia-Villanova e Laino – Altomonte.

da Terna, su cui i verificatori passati hanno chiesto un miglioramento e che è già stato preso in carico da Terna come sviluppo di medio lungo periodo. Il tool potrebbe essere inizialmente applicato a una sezione (o a un insieme di sezioni "concorrenti") per confronto con i risultati degli strumenti a disposizione di Terna. Tra l'altro il Tool 3 è disponibile pubblicamente e quindi potrebbe essere utilizzato dai verificatori in logica "model based" anziché "expert based". Inoltre, consentirebbe a Terna di sperimentare un altro tool, come consigliato anche da altro verificatore (indicazione del prof. Pilo) Va infine ricordato che i tool di ottimizzazione vincolata (cosiddetti Optimal Power Flow o OPF) già possono fornire indicazioni sui collegamenti, frontiere, o sezioni che è più utile potenziare, attraverso ad esempio l'esame delle variabili duali dei vincoli di transito in un problema di ottimizzazione vincolata. Le variabili duali, diverse da zero quando il vincolo "si attiva", rappresentano la variazione della funzione obiettivo al variare unitario del vincolo e quindi, nel caso in esame, il risparmio (in termini, ad esempio, di costi di generazione) per l'aumento unitario (1 A, 1 MW o 1 MVA a seconda di come è scritto il vincolo). Questa informazione potrebbe essere utilizzata come punto di partenza per valutare un approccio di ottimizzazione, traiettorie o strategie di sviluppo ecc. L'applicazione di strumenti di ottimizzazione su di un problema di ottimo che già ingloba i costi fissi e variabili degli investimenti in sviluppo rete consentirebbe poi una trattazione complessiva più semplificata e meno farraginoso rispetto all'attuale sequenza di procedure e strumenti utilizzata per la determinazione della capacità obiettivo.

**Terna:** Si ringrazia il verificatore per i suggerimenti relativi ai possibili ulteriori sviluppi della metodologia.

La raccomandazione in merito all'evoluzione del metodo iterativo basato sull'euristica verso un modello di ottimizzazione vincolata è emersa anche nella passata edizione di verifiche expert-based ed è nelle intenzioni di Terna raccogliere l'input negli sviluppi di medio-lungo termine.

Ad oggi, la scelta dell'utilizzo di tre differenti tool è legata alla numerosità dei benefici considerati all'interno del perimetro di studio al fine di mantenere quanto più possibile coerenza con le analisi svolte nell'ambito del Piano di Sviluppo. Inoltre, i tre tool adottati consentono di catturare aspetti specifici del funzionamento del mercato dell'energia negli scenari previsionali, seppur con un effort computazionale non indifferente, difficilmente integrabili in un unico algoritmo. Il Tool 3 appare indubbiamente interessante seppur il suo utilizzo nelle analisi di identificazione delle capacità obiettivo richiederebbe un consistente aggiornamento del codice per poter includere, oltre al SEW, tutti gli altri benefici considerati. Altro tool che Terna potrebbe prendere in considerazione è il Tool 1, nel quale risulterebbero integrate analisi di mercato con il dettaglio della rete presente.

La possibilità di effettuare tutti questi sviluppi verrà valutata in considerazione delle tempistiche a disposizione per la predisposizione della nuova edizione del Rapporto: qualora non fossero compatibili con l'introduzione di un nuovo tool di ottimizzazione, sarà compito di Terna avviare un processo di sviluppo del metodo in tal senso per la futura edizione del Rapporto.

**COMMENTO 7BIS:** il 10 ottobre 2022 Terna ha reso disponibili due presentazioni, una sul Tool 1 e una sul Tool 2, da cui sono state estratte le informazioni salienti (riassunte nelle schede seguenti) per un confronto. A questi software il verificatore ha aggiunto il Tool 3. Alla fine di ciascuna scheda vengono riassunte le osservazioni generali su ciascun tool.

	<b>Tool 1</b>
<b>Settori</b>	Acqua, gas, calore ed energia elettrica
<b>Scalabilità</b>	Fino a migliaia di generatori Fino a decine di migliaia di nodi (più grande sistema studiato 50.000 nodi e 10.000 generatori)

<b>Principali caratteristiche tecniche</b>	<p>Modellizzazione per oggetti, relazioni e proprietà</p> <p>Algoritmi verificabili (slide 19)</p> <p>Metodi di ottimizzazione:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• MIP</li> <li>• Rounded relaxation</li> <li>• Linear relaxation</li> <li>• Stochastic programming</li> <li>• Dynamic programming</li> </ul>
<b>Referenze</b>	<p>ENTSO-E</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Analisi probabilistica di adeguatezza in ambito MAF</li> <li>• Analisi di investimenti in trasmissione in ambito TYND</li> <li>• Analisi in ambito CACM</li> <li>• Costruzione scenari</li> <li>• Sector coupling (in pianificazione)</li> </ul> <p>Ulteriori referenze:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Parere DNV su utilizzo del Tool 1 per Flow base capacity allocation</li> <li>• National Grid Ventures: valutazione di opportunità di arbitraggio per GB interconnector 2017</li> <li>• PSE: pianificazione di lungo termine del sistema elettrico polacco</li> <li>• Baringa: gestione del formato degli ordini day-ahead in Euphemia</li> <li>• CEZ: varie attività condotte dal 2007 sulla pianificazione del parco di generazione</li> <li>• ESB: modellizzazione del nuovo mercato elettrico irlandese nel 2017</li> <li>• Mott MacDonald: studio sulla rete cipriota</li> <li>• Engie: modellizzazione calore/energia in impianti di desalinizzazione, utilizzo del Tool 1 su MS Azure, analisi di sviluppo fotovoltaico e idrogeno</li> <li>• Irena: studio di sistema elettrico con alta penetrazione solare ed eolica, 2018</li> <li>• NREL: studio su sviluppo interconnessioni USA (90.000 nodi e 10.000 generatori)</li> <li>• Referenze con due utility australiane (aeg e origin) e l'ISO australiano (AEMO)</li> </ul>
<b>Note</b>	<p>Interessante esempio di pianificazione decennale di storage in Cile con approccio stocastico: 4 ore impiegate per analisi con seguenti caratteristiche:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 163 accumuli</li> <li>• 574 generatori</li> <li>• 214 nodi</li> <li>• 439 linee</li> <li>• 65.505 scenari analizzati</li> </ul> <p>Interessante la sezione dedicata alla coottimizzazione energia, calore e gas (slide 88), applicata all'Europa Occidentale e al sistema australiano</p> <p>Transmission planning e SCOPF: evidenziati utilizzi tipici per TSO negli ambiti di verifica di medio termine dell'adeguatezza (tramite approccio Monte Carlo e calcolo EENS e LOLE), ACB classica di potenziamento trasmissione e analisi CACM (FBMC e LMP). Si evidenzia la possibilità di utilizzo integrato tra il Tool 1 (per analisi economica) e altri strumenti di analisi tecnica di sicurezza ed affidabilità (slide 107)</p> <p>In ambito adeguatezza si evidenzia che il Tool 1 è un componente fondamentale del MAF di ENTSO-E (slide 126) ed è utilizzato da molti TSO per analisi di adeguatezza nazionali</p>

	<p>Market Analysis: approccio sequenziale DA/IT/RT (referenza di back test su sistema australiano), possibilità di modellizzare comportamenti strategici, demand response, di gestire coottimizzazione energia/riserva (gestione dei principali servizi ancillari (ad eccezione dei vincoli di tensione trattati con vincoli must run o con integrazione in PSS/E)</p> <p>Interessante il focus su integrazione RES, con ottimizzazione sub oraria (esempio di studio stocastico di UC con risoluzione 5 minuti), focus su impatto dell'intermittenza su operation unità e servizi ancillari (riduzione periodo di simulazione fino a 1 s, periodo di dispacciamento settato su esigenze di simulazione, ad esempio 4 s per AGC e 5 minuti per dispacciamento)</p>
<b>Osservazioni generali</b>	<p>Approccio da software house che ha acquisito esperienza in power heat and gas planning e ottimizzazione</p> <p>Interessanti le attività in ambito gas e calore, adeguatezza e le referenze entsoe</p> <p>Non rilevate attività tipo capacità obiettivo</p> <p>Approccio molto economico e poco "tecnico" (es. vincoli di tensione gestiti tramite link con altri strumenti)</p>

	<b>Tool 2</b>
<b>Settori</b>	Infrastrutture, industria (automazione e processo), processo, ICT, energia, consulenza
<b>Scalabilità</b>	Riportate referenze con alcune centinaia di nodi
<b>Principali caratteristiche tecniche</b>	<p>Il Tool 2 modella più di 60 mercati elettrici (incluso quello italiano) su 3 layer (DAM, ID e ancillary), inserendosi nella seguente struttura di analisi quantitativa:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Cronos (mercato oil)</li> <li>• Pegasus (mercato gas)</li> <li>• Olympus (mercato carbone)</li> <li>• Carbon (mercato CO2)</li> <li>• Move e Hestia (modellizzazione dei trasporti e del calore)</li> </ul> <p>Evoluzione degli strumenti di analisi:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Avvio negli anni 90 (liberalizzazione) con strumenti Excel/VBA (Xgen e Classic) per analisi singoli mercati</li> <li>• Dal 2005 introduzione dell'ottimizzazione matematica (Tool 2 per la valutazione dell'interazione tra mercati Nordics e continentali e Zephir per analisi impatto fonti intermittenti)</li> <li>• Dal 2012 integrazione nel Tool 2e successiva evoluzione (inserimento LOLE, calcolo profittabilità, nodal pricing, SCOPF, aste idrauliche, integrazione dei vincoli di rete, ecc), 15 release dal 2018 ad oggi</li> </ul>
<b>Referenze</b>	<p>Vari clienti in Europa tra utilities, TSO e NRA (Hydro, Fingrid, Statkraft, Statnett, Svenska Kraftnat, Energinet, Drax, National Grid, Amprion, Transnet BW, EnBw, Uniper, Tiroler Wasser Kraft, APG, AES, Terna)</p> <p>Sviluppo del Tool 2 con Terna per migliorare modello MSD (riserva primaria, secondaria e terziaria pronta, rotante e di sostituzione e vincoli di tensione) con l'obiettivo di:</p>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>• fornire previsioni di medio lungo termine su MSD</li> <li>• analizzare l'MSD come redispacciamento dopo MGP o come ottimizzazione integrata di MGP e acquisizione riserva</li> <li>• stimare i volumi di attivazione della riserva</li> <li>• analizzare l'impatto dell'evoluzione dei vincoli di tensione</li> </ul> <p>Attività per TSO (per ciascuno indicati TSO con cui si è lavorato):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• nodal pricing (DC LF) per revisione zone di offerta. Modellizzazione nodale con DC LF integrata nel Tool 2 e utilizzata per Acer Bidding ZOne review nei Nordics (700 nodi, Energinet, Fingrid, Statnett, Svenska Kraftnat), con risultati utilizzati in ambito ENTSOE-E e studio UK (325 nodi)</li> <li>• analisi adeguatezza, attraverso elevato numero di simulazioni (Energinet) o utilizzando il modulo dedicato LOLE</li> <li>• simulazioni di redispacciamento a breve termine (Uniper, Drax e ExxonMobil usano il Tool 2 in un processo automatico notturno per simulare i mercati di breve termine)</li> <li>• pianificazione rete e integrazione con AC LF (APG ha chiesto integrazione del Tool 2 nel proprio AC LF (Integral))</li> <li>• costruzione di scenari</li> <li>• ACB per interconnector</li> <li>• modellizzazione combinata mercato elettrico e idrogeno</li> <li>• aggiornamento mercati di medio termine</li> <li>• utilizzo redispacciamento per determinazione costo vincoli di rete</li> </ul>
<b>Note</b>	Lungo approfondimento su LMP con DC LF e uso PTDF
<b>Osservazioni generali</b>	<p>Approccio da società di consulenza che ha sviluppato strumenti di analisi quantitativa nei settori power, industria e ICT</p> <p>Notevoli referenze in ambito europeo, comprese attività con Terna</p> <p>Non rilevate attività tipo capacità obiettivo</p> <p>Anche in questo caso non presenti vincoli "tecnici" di rete (ad esempio vincoli di tensione)</p>

<b>Tool 3</b>	
<b>Settori</b>	Energia elettrica
<b>Scalabilità</b>	Si parla di alcune migliaia di nodi
<b>Principali caratteristiche tecniche</b>	<p>Il Tool 3 è un simulatore open source in grado di quantificare l'adeguatezza e le performance economiche di un sistema elettrico interconnesso nel breve o nel lungo termine. Il software è in grado di simulare scenari pluriennali con dettaglio orario. È importante evidenziare come nella funzione obiettivo sia presente una voce di costo per la trasmissione (proporzionale al flusso di potenza) e la possibilità di valutare economicamente l'incremento della capacità di trasmissione su un collegamento.</p> <p>Il Progetto del Tool 3 è stato avviato da RTE (TSO francese) nel 2007.</p> <p>Il workflow si compone di due fasi:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• la prima porta alla costruzione degli scenari Monte Carlo partendo da serie di dati storici;</li> </ul>

- la seconda è l'analisi vera e propria, suddivisa a sua volta in una prima fase di programmazione idroelettrica, cui segue lo unit commitment e il dispacciamento.

Alcuni dettagli su rappresentazione del modello, metodo Monte Carlo, costruzione degli scenari stocastici, unit commitment e dispacciamento, gestione invasi idroelettrici e risultati delle simulazioni:

- rappresentazione del sistema elettrico: il sistema elettrico interconnesso può essere rappresentato:
  - ✓ con un approccio di mercato, con zone connesse da collegamenti fittizi con NTC assegnata;
  - ✓ con approccio fisico, in cui ciascuna area del sistema è rappresentata da un insieme di nodi con collegamenti equivalenti di impedenza e capacità determinate.

Ogni area o zone è poi caratterizzata dal carico elettrico (compresa la riserva) e dal parco di generazione con relative caratteristiche tecniche ed economiche.

La modellizzazione della rete è in DC attraverso l'uso di impedenze o PTDF, con la possibilità di modellizzare dispositivi come PST e HVDC;

- Metodo Monte Carlo: si possono introdurre cinque tipo di serie temporali randomiche: disponibilità degli impianti termoelettrici, carico elettrico, generazione eolica e fotovoltaica e livello invasi idroelettrici. Tali serie storiche possono essere dati esterni o possono essere generate da tool contenuti all'interno del Tool 3;
- Analisi e generazione delle serie temporali: l'analizzatore delle serie storiche apprende dai dati esterni le relative caratteristiche intrinseche e al comportamento stocastico (la stagionalità/ciclicità ad esempio nel fotovoltaico, le funzioni di distribuzione di probabilità, le funzioni di correlazione e le correlazioni spaziali, ad esempio tra produzione eolica in aree adiacenti). Le serie storiche generate casualmente mantengono le stesse caratteristiche globali del set di apprendimento ma mantenendo propri tratti specifici, ad esempio una bassa produzione eolica in una giornata in cui la fonte è molto disponibile nei set di apprendimento. I due moduli, time-series generator e time series analyser, possono funzionare in modo indipendente: ad esempio il time-series generator può essere alimentato da parametri stocastici ottenuti da una fonte alternativa rispetto al time series analyser;
- Costruzione degli scenari stocastici: una volta che le variabili random sono state definite (tramite dati esterni o generate dal Tool 3), gli scenari Monte-Carlo si possono costruire, combinando le diverse occorrenze. Il Tool 3 contiene un Monte-Carlo scenario builder che consente di definire la strategia di scelta per ogni scenario Monte-Carlo. Tale selezione può essere predefinita (indicando quali serie storiche utilizzare per ogni scenario Monte-Carlo), casuale (con possibilità di definire alcune regole per mantenere la coerenza delle correlazioni tra variabili e aree) o una combinazione delle due. Per ciascun scenario Monte-Carlo il Tool 3 simula l'esercizio per un anno;
- Unit commitment e dispacciamento: per ciascun scenario Monte-Carlo, il Tool 3 determina lo unit commitment e il dispacciamento al minimo costo di soddisfacimento della domanda (inclusa la riserva). Ogni periodo annuale viene diviso in una successione di subottimizazioni settimanale sull'intero sistema interconnesso. Il cuore del problema è un solutore lineare sviluppato da RTE che calcola i setpoint per l'intero sistema (unit commitment, dispacciamento orario e flussi sulle interconnessioni). Per gestire efficacemente il tema della programmazione mista (presenza di variabili reali e intere), tipica dei problemi di unit commitment, è possibile settare alcune variabili di ottimizzazione, con un trade off tra velocità e precisione di calcolo. La simulazione più completa include



	<p>esplicitamente le variabili di UC e i costi/vincoli sulla generazione (minimo tecnico, minimo tempo di permanenza in e fuori servizio, costi di avviamento, ecc), mentre quella più rapida trascura parte di queste informazioni;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <u>Gestione dei bacini idroelettrici</u>: il compito di questo modulo è di gestire l'effetto di accoppiamento sul dispacciamento di medio e lungo termine introdotto delle risorse idroelettriche a bacino/serbatoio sull'ottimizzazione settimanale. Si adottano pertanto ipotesi sulla gestione dei livelli di invaso dei serbatoi e sugli apporti naturali dell'anno in esame;</li> <li>• <u>Risultati delle simulazioni</u>: i risultati delle simulazioni consistono nello unit commitment e dispacciamento di tutti i generatori controllabili e nel flusso su ogni linea per ciascuna ora dell'anno di scenario Monte-Carlo. Inoltre, il LOLE, l'ENS e l'andamento dei margini di riserva sulla generazione forniscono indicazioni sull'adeguatezza. Il tool fornisce anche un'indicazione sulle emissioni di CO2 e sulle performance economiche del sistema (LMP, rendite di congestione, ecc). È disponibile anche un'analisi statistica attraverso opportuni indicatori (valor medio atteso, deviazione standard, ecc).</li> </ul>
<b>Referenze</b>	<p>Alcune referenze sono riportate nel seguito:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• rapporto su adeguatezza sistema elettrico francese: il Tool 3 è il software alla base del Rapporto di adeguatezza del sistema elettrico francese (<a href="https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/les-bilans-previsionnels#Lesbilansprevisionnels">https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/les-bilans-previsionnels#Lesbilansprevisionnels</a>). Si tratta di un documento di riferimento i cui si valuta il rischio di inadeguatezza del parco di produzione francese sul medio termine (5 anni) e su vari scenari di lungo termine del sistema elettrico europeo al 2035. Questi studi sono realizzati con il Tool 3 dal 2012, adottando un approccio stocastico che consente di gestire le varie incertezze degli scenari. Inoltre, i risultati degli studi di adeguatezza sono messi a disposizione sulla piattaforma <a href="http://bpnumerique.rte-france.com/">http://bpnumerique.rte-france.com/</a>;</li> <li>• Elia pubblica ogni anno un'analisi probabilistica di adeguatezza del sistema elettrico belga per l'inverno successivo (Strategic reserve (<a href="http://elia.be">elia.be</a>) che quantifica l'ammontare di riserva strategica necessaria a garantire la sicurezza di approvvigionamento. Per effettuare queste simulazioni viene utilizzato il Tool 3;</li> <li>• Il software è anche utilizzato in ambito ENTSOE per l'elaborazione del TYNDP e in alcuni progetti europei come OSMOSE e E-Highway 2050.</li> </ul>
<b>Note</b>	
<b>Osservazioni generali</b>	<p>Software di analisi sistema elettrico per valutazioni di adeguatezza e sviluppo parco di generazione/trasmissione con approccio Monte-Carlo, sviluppato da RTE e reso disponibile gratuitamente</p> <p>Referenze in ambito TSO ed ENTSOE, anche per valutazioni IOSN 2020 e 2022. La funzione obiettivo contiene una componente di costo del potenziamento rete.</p> <p>Come nei software precedenti, sono introdotti vincoli di rete con approccio DC load flow o PTDF. Vincoli di tensione non presenti</p>

**COMMENTO 8:** Editoriale: il secondo punto elenco di pag. 35 sarebbe stato opportuno esplicitare il significato dell'acronimo ML.

**Terna:** Si ringrazia il verificatore per il commento di natura editoriale del quale si terrà conto nella prossima edizione del rapporto esplicitando il significato dell'acronimo ML ("Merchant Line").

**COMMENTO 9:** su nota 17 è corretto il commento sulla convessità della funzione obiettivo. Tuttavia, l'esito che la TTC sia inferiore alla capacità nominale appare utile e da tenere in considerazione in quanto potenziale indicatore di aumento di capacità di trasporto conseguibile con interventi a basso investimento.

**Terna:** La nota 17 a pagina 35 del Rapporto ha lo scopo di sottolineare che laddove l'incremento di capacità associato ad uno specifico progetto abbia subito delle variazioni in diminuzione durante le fasi successive alla pianificazione iniziale, viene considerata al denominatore del rapporto Costi/Capacità la media tra la capacità inizialmente stimata e quella risultante dagli studi di dettaglio successivi. Ciò al fine di non penalizzare progetti più maturi, per cui le informazioni inerenti costi di investimento e capacità aggiuntiva associata sono maggiormente robuste rispetto a progetti appena pianificati o standard.

L'opportunità di conseguire incrementi di capacità di scambio tra zone di mercato attraverso interventi "capital light" necessita di studi di rete puntuali e dettagliati che rientrano nell'ambito delle analisi del Piano di Sviluppo. Qualora, successivamente alla definizione dei valori di capacità obiettivo, vengano individuati sviluppi di rete che comportano, oltre alla realizzazione di nuove infrastrutture, anche l'impiego di interventi a basso investimento, tutte le informazioni di costo e capacità conseguibile verranno incluse nella successiva edizione del Rapporto. Infine, si rappresenta che la realizzazione di progetti di sviluppo di capacità superiore rispetto alla capacità obiettivo è funzionale anche a gestire eventuali indisponibilità di rete.

**COMMENTO 10:** Editoriale: nell'Allegato 3 di pag 89 è opportuno numerare le didascalie delle tabelle.

**Terna:** Si ringrazia il verificatore per il commento di natura editoriale del quale si terrà conto nella prossima edizione del rapporto.

**COMMENTO 11:** Editoriale: sarebbe stato opportuno riportare a pag. 37 le due tabelle di sintesi sul costo marginale OUTPUT di pag. 96 e 96.

**Terna:** Si ringrazia il verificatore per il commento di natura editoriale del quale si terrà conto nella prossima edizione del rapporto.

Si segnala positivamente a pag. 36 il recepimento dell'indicazione di utilizzo di passi più ristretti, attraverso l'introduzione, nel percorso iterativo e sotto certe condizioni, di un dimezzamento dei gradini di incremento di capacità (step di 200 MW per le sezioni interne e di 250 MW per i confini).

**COMMENTO 12:** Si chiede un chiarimento su quanto affermato a metà di pag. 39, circa il fatto che la "performance"  $P_{i+}$  su una sezione/confine sia valutata globalmente sui 4 criteri. Dalla lettura del paragrafo sembra di comprendere che i quattro criteri debbano essere soddisfatti contemporaneamente, è corretto?

**Terna:** Si rimanda il verificatore alla spiegazione formulata in risposta al Commento 6, in cui meglio si dettaglia il ruolo dei quattro criteri nel TOPSIS e la funzionalità che quest'ultimo acquisisce nella scelta dei PINT da simulare. Per completezza, la valorizzazione dei quattro criteri per ciascuna sezione/confine è finalizzata alla formazione di un unico parametro di performance globale  $P_{i+}$ , che confrontato con il valore soglia, opportunamente calcolato come mediana di tutti i valori di performance, permette di scegliere le sezioni/confini su cui simulare una capacità aggiuntiva.

Come descritto in "Generalità sul metodo TOPSIS" nel paragrafo 5.3.3., per ciascuna sezione/confine vengono valorizzati i quattro criteri, poi normalizzati rispetto alla somma del quadrato dei valori calcolati e pesati in base all'importanza assegnata a ciascun criterio in fase di definizione degli stessi. A questo punto è possibile identificare la sezione/confine ideale "positiva" ( $A_{i+}$ ), costruendo una sezione/confine ideale che presenta

per ciascun criterio il valore di massimo beneficio (o minimo costo) registrato, e “negativa” ( $A_{i-}$ ), costruendo una sezione/confine ideale che presenta per ciascun criterio il valore di minimo beneficio (o massimo costo) registrato. Per ciascuna sezione/confine si calcola la distanza euclidea rispetto alla sezione/confine ideale positiva ( $S_{i+}$ ) e negativa ( $S_{i-}$ ) costruita e, infine, questi indicatori sono utilizzati per calcolare ciascuna performance  $P_{i+}$ .

Dunque, per concludere, i quattro criteri sono degli indicatori da valorizzare ed analizzare contemporaneamente per valutare su quale sezione/confine sia più opportuno testare un incremento da capacità e non dei criteri che devono essere soddisfatti singolarmente ed indipendentemente ciascuno dagli altri.

**COMMENTO 13:** i primi due criteri si riferiscono alle ore di congestione e ai differenziali di prezzo, in esito ai mercati dell’energia. In realtà ciò che rileva ai fini della pianificazione è la rendita di congestione, cioè la combinazione dei due criteri definiti in precedenza. Si propone pertanto di condensare i due fattori in un unico criterio. L’osservazione è parzialmente suggerita anche dalla parte finale del commento di pag 119, in cui si indica che i due criteri sono correlati (affermazione tecnicamente non corretta ma che lascia presupporre quanto indicato nel commento).

**COMMENTO 14:** tra i criteri non compare l’MSDz che invece è citato tra i criteri di simulazione con cui si stima il beneficio marginale di Fase 1. In altri termini i criteri C1, C2, C3 e C4 dovrebbero essere coerenti con le funzioni obiettivo degli strumenti utilizzati per la fase 3. Si chiedono chiarimenti circa la mancanza dell’MSDz nei 4 criteri e se si condivise l’opportunità di introdurlo negli sviluppi della procedura, anche in considerazione dell’importanza di tale mercato, in termini di volumi e costi, nel contesto italiano.

**Terna (commenti 13 & 14):** Si condivide pienamente la necessità di aggiornare la lista di criteri di giudizio utilizzati all’interno dell’analisi multi-criterio introducendo un indicatore relativo all’MSDz, soprattutto in considerazione dell’entità dei benefici risultanti dalle simulazioni. La possibilità di introdurlo verrà valutata in considerazione delle tempistiche a disposizione per la predisposizione della nuova edizione del Rapporto.

**COMMENTO 15:** dalla lettura generale del capitolo 5 aumenta l’interesse verso un approccio basato sull’ottimizzazione che dovrebbe, tra l’altro, semplificare notevolmente la complessità attuale della procedura. Si veda ad esempio il tema della valutazione di incrementi contestuali e/o consecutivi di capacità di trasporto derivante anche dalla possibile traslazione della sezione congestionata. Un approccio ottimizzato consentirebbe di avere come risultato la traiettoria ottima di sviluppo su più sezioni e confini, già individuata da alcuni indicatori secondari menzionati in precedenza (le variabili duali dei vincoli di transito attivi)

**Terna:** Si rimanda alla risposta formulata al commento 7 sugli sviluppi di medio-lungo termine verso l’ottimizzazione.

**COMMENTO 16:** editoriale: i dettagli di pag. 44 e seguenti sul metodo TOPSIS avrebbero potuto forse essere spostati in un allegato dedicato

**Terna:** Si ringrazia il verificatore per il commento del quale si terrà conto nella prossima edizione del Rapporto.

**COMMENTO 17:** si chiedono chiarimenti sulla scelta indicata a pag. 49 di utilizzare, per i costi della capacità aggiuntiva sulla frontiera Nord, i costi standard Acer per progetti HVDC, che ovviamente sovrastimano potenziamenti conseguibili attraverso potenziamenti in corrente alternata, in linea aerea o in cavo. Forse, in questo modo, si cerca di stimare anche i costi di decongestionamento intrazonale, come accennato nella prima parte di pag. 49?

**Terna:** La scelta di un collegamento standard in HVDC appare cautelativa nella stima di costi marginali associati a incrementi di capacità in assenza di studi di dettaglio, anche in considerazione del fatto che laddove siano già presenti soluzioni più efficienti nei Piani di Sviluppo i rispettivi costi vengono già integrati

nelle curve di costo marginale utilizzate nell'esercizio di identificazione delle capacità obiettivo. Inoltre, nella scelta dei progetti standard si considerano anche possibili facilitazioni autorizzative.

Come spiegato nel paragrafo 5.2, i costi standard ACER sono stati utilizzati per valorizzare i punti della curva di costo marginale in corrispondenza di valori di capacità obiettivo maggiori rispetto a quella già pianificata su ciascuna sezione/confine fino al punto in cui i costi marginali vengono eguagliati dai benefici marginali associati a tali incrementi di capacità. In aggiunta, come descritto nel paragrafo 5.4, in corrispondenza di tali punti della curva di costo, i costi ACER precedentemente definiti sono stati ulteriormente maggiorati con un fattore moltiplicativo del 20% per tenere in considerazione i costi di decongestionamento intrazonale scaturiti dalla necessità di realizzare ulteriori progetti di potenziamento nelle zone di mercato coinvolte.

Qualora emergesse nell'esercizio della capacità obiettivo una direzione di espansione eccedente il pianificato in Piano di Sviluppo, il concretizzarsi di tale intervento nella edizione del Piano determinerebbe la definizione di una nuova esigenza corredata del relativo costo di investimento. Tale informazione verrà, quindi, integrata nei successivi esercizi della capacità obiettivo.

**COMMENTO 18:** interessante l'idea della correlazione tra capacità disponibile alla frontiera e fabbisogno residuo, come spunto per una normalizzazione dei risultati. Si propone di valutare l'estensione di questa idea anche alle sezioni interne, dal momento che già attualmente i limiti di transito tra alcune sezioni dipendono dal fabbisogno residuo R. La dipendenza dei limiti di transito, attuali e obiettivo, da periodi dell'anno e del giorno, nonché dal parametro R; suggerisce anche di correlare tali risultati ai periodi di insorgenza delle rendite di congestione, dal momento che l'aumento di capacità di transito potrebbe verificarsi non essere contemporaneo all'insorgere della congestione e quindi poco utile. Considerazioni in merito sono molto apprezzate.

**Terna:** All'interno dell'algoritmo di mercato, i limiti di transito tra sezioni interne che mostrano una dipendenza dal fabbisogno residuo sono correttamente modellati e variano (con dettaglio orario) in funzione del parametro R.

### 3.3 Considerazioni sull'applicazione della metodologia (capitolo 6)

Il paragrafo presenta le strategie di sviluppo in esito all'applicazione della metodologia agli scenari BAU e PNIEC, in generale in modalità chiara e circostanziata. Di seguito due piccoli commenti.

**COMMENTO 19:** editoriale: a metà di pag. 54 si introduce il concetto di "sezioni concorrenti". Sarebbe stato opportuno spiegarlo meglio, nel testo o sfruttando la nota 25.

**Terna:** Il concetto di "sezioni concorrenti" è introdotto per la prima volta a pagina 41, motivo per cui nel Capitolo 6, nel quale si passa all'applicazione della metodologia, così come descritta nei capitoli precedenti, alla rete di trasmissione italiana, si fa riferimento direttamente a quali siano per Terna le sezioni di mercato considerate concorrenti senza entrare ulteriormente nel merito della definizione. Tale concetto è stato introdotto al fine di mappare le sezioni interne i cui incrementi di capacità fossero tra loro sostitutivi, essendo i benefici ad essi associati valutati attraverso dei PINT testati in modo indipendente e parallelo.

A tal proposito, direttamente nel Capitolo 5 della prossima edizione del Rapporto, verrà approfondita la spiegazione delle "sezioni concorrenti" come suggerito dal verificatore.

**COMMENTO 20:** a pag. 55 si riassume nella figura 18 la legenda di tutte le condizioni possibili nel corso di una generica iterazione. Non si riescono ad individuare i valori soglia di  $L_{IT/EST}$ . Si chiedono chiarimenti in merito.

**Terna:** La Figura 18 a pag. 55 ha carattere meramente esemplificativo delle casistiche possibili a seguito dell'applicazione dell'analisi multi-criterio. I valori di soglia adottati sulle sezioni interne ( $L_{IT}$ ) e sui confini esteri ( $L_{EST}$ ) sono riportati nell'Allegato 9 in ciascuna iterazione e per ciascuno degli scenari analizzati.

### 3.4 Considerazioni sull'individuazione della capacità obiettivo (capitolo 7)

Il capitolo descrive le modalità di individuazione del valore della Capacità Obiettivo per ciascuno scenario e la scelta di un unico valore attraverso il metodo del “least regret”, ulteriormente evoluto (“Least regret avanzato”). Non vi sono particolari osservazioni, se non riguardo l'esiguità del contenuto del paragrafo 7.4 sulle sensitivity all'anno studio 2040, che di fatto rappresenta un tentativo, parziale e non esaustivo, di risposta a commenti e richieste pervenute durante la consultazione pubblica (si veda ad esempio lo spunto S3 di pag. 118) nonché di allineamento allo IOSN predisposto da ENTSO-E. In sostanza si conferma quanto già osservato al Commento 2.

**COMMENTO 21:** editoriale: le figure dell'allegato 6 risultano poco leggibili.

**Terna:** Si ringrazia il verificatore per il commento di natura editoriale del quale si terrà conto nella prossima edizione del rapporto migliorando la qualità delle figure.

### 3.5 Inquadramento della situazione tecnica e regolatoria sulla capacità obiettivo

La definizione della capacità obiettivo rientra nel processo di evoluzione della regolazione tariffaria del servizio di trasmissione, volto a superare i meccanismi incentivanti di tipo input-based a favore di un'incentivazione output based, mirata cioè a promuovere selettivamente gli investimenti in infrastrutture di trasmissione, in base ai benefici attesi da ciascun intervento pianificato, così come stabilito nella delibera 654/2015/R/eel [5]. In questo senso Arera ha definito, con l'articolo 44 dell'Allegato A alla delibera 653/2015 [6] aggiornato dalla delibera 129/2018/R/eel [7], un meccanismo di incentivazione sperimentale alla realizzazione di capacità di trasporto interzonale fino a valori di capacità obiettivo per il periodo 2019-2023 e, con la delibera 698/2018/R/EEL [8], successivamente integrata dalla delibera 567/2019/R/eel [9], ne ha determinato parametri e obiettivi.

Le caratteristiche del meccanismo incentivante sono le seguenti:

- applicabilità per incrementi di capacità di trasporto su sezioni tra zone della rete rilevante, o tra il sistema elettrico italiano e i sistemi elettrici confinanti;
- validità per ciascun anno del periodo 2019-2023;
- premialità solo fino al raggiungimento del valore di capacità di trasporto obiettivo e non oltre;
- proporzionalità del premio: in caso di incremento di capacità di trasporto che non raggiunga il valore obiettivo, viene conferita una quota del premio massimo proporzionale al rapporto tra la capacità di trasporto addizionale realizzata e la differenza tra la capacità di trasporto obiettivo e la capacità di trasporto di partenza;
- determinazione del premio massimo (erogabile in caso di raggiungimento della capacità obiettivo) pari all'80% delle rendite di congestione medie del periodo 2016-2017 e al 20% del beneficio annuale B1 incremento del socio-economic welfare (SEW, per il sistema elettrico italiano), descritto nell'Allegato A alla delibera 627/2016/R/EEL [10];
- utilizzo, come parametro di riferimento per il meccanismo incentivante, della capacità di trasporto winter peak (periodi da gennaio ad aprile e da ottobre a dicembre, ore 7-23) che è la situazione più rilevante negli studi di mercato e quindi nei calcoli previsti per la determinazione delle capacità obiettivo.

**COMMENTO 22:** Osservazione sull'ultimo punto dell'elenco precedente: si concorda sul fatto che la capacità di trasporto winter peak sia il valore più rilevante per gli studi di mercato; tuttavia, occorre anche considerare per quanti periodi rilevanti tale capacità è effettivamente disponibile al mercato e se in tali periodi la capacità di transito è effettivamente una quantità scarsa. Tutto ciò in relazione al fatto che all'interno del periodo di riferimento ("winter" o "summer") la capacità varia nelle varie ore della giornata e/o anche, su alcune sezioni, in relazione al carico residuo. Una prima risposta viene dal documento [16], in cui viene fornita la situazione più aggiornata sull'evoluzione della capacità di trasporto tra sezioni e confini e si contestualizza la capacità obiettivo rispetto all'andamento dei limiti di transito ed alla effettiva capacità di trasporto media mensile disponibile. Considerazioni in merito all'utilizzo della capacità winter peak e in generale alle precedenti osservazioni sono gradite.

**Terna:** L'utilizzo della capacità *winter peak* risulta (come anche espresso da ARERA nel documento per la consultazione n. 542/17) il riferimento per la determinazione dell'obiettivo addizionale ai fini della regolazione, fermo restando che le simulazioni sono effettuate sul limite effettivo tra zone di mercato.

Arera, sempre con la delibera 698/2018/R/EEL, ha individuato i confini e le sezioni rilevanti per la prima applicazione del meccanismo incentivante e ne ha determinato la capacità di trasporto di partenza e la capacità di trasporto obiettivo. Tali valori, assieme ai parametri incentivanti definiti in precedenza, sono indicati in

### Tabella 3.

Il meccanismo incentivante è stato successivamente aggiornato per tener conto di due modifiche intervenute nel quadro legislativo e regolatorio:

- l'aggiornamento della configurazione zonale dal 1 gennaio 2021. Terna ha trasmesso ad Arera le informazioni necessarie alla definizione delle capacità di trasporto di partenza sulle sezioni modificate dalla nuova configurazione zonale il 10 dicembre 2020 e ha aggiornato la tabella delle capacità di partenza il 14 luglio 2021;
- l'applicazione della capacità di trasporto minima del 70% di cui all'articolo 16, comma 8 del Regolamento (UE) 2019/943 con efficacia a partire dall'1 gennaio 2020. L'applicazione del criterio 70% comporta che, in specifiche condizioni, la capacità di trasporto calcolata tradizionalmente, facendo riferimento a vincoli di corrente o di tensione o di stabilità (detta anche capacità di trasporto tecnica) su una sezione tra zone della rete, debba essere incrementata per rispettare il livello minimo di capacità disponibile per gli scambi interzonalmente definito al comma 16(8) del Regolamento (UE) 2019/943, determinando così una capacità di trasporto disponibile al mercato uguale o superiore alla capacità di trasporto tecnica (cosiddetta capacità di trasporto incrementata).

Arera ha quindi aggiornato il meccanismo con la delibera 446/2021 [11], intervenendo su confini, sezioni, capacità di trasporto di partenza e su capacità di trasporto obiettivo. Più in dettaglio, Arera ha ritenuto opportuno confermare la definizione dei confini attualmente vigente perché:

- la sottosezione Italia-Slovenia continua a essere caratterizzata da incrementi attesi di capacità di trasporto molto più allineati ai valori relativi alle sottosezioni con Croazia, Montenegro e Grecia e differenti rispetto a quelli per le sottosezioni con Francia, Svizzera e Austria;
- le possibili evoluzioni della capacità di trasporto con la Corsica e con Malta sarebbero comunque di capacità limitata e non sono state analizzate nel rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo;
- il punto 5.6 dell'Allegato A alla delibera 176/2020/R/EEL [12] esclude dal meccanismo incentivante l'interconnessione Italia - Tunisia, essendo la realizzazione di questo progetto strettamente legata alla attuazione dell'accordo intergovernativo tra Italia e Tunisia, e pertanto non risultano necessari incentivi ad eventuali ulteriori sviluppi, che tra l'altro richiederebbero, con tutta probabilità, analoghi accordi internazionali.

Per quanto riguarda le sezioni, Arera ritiene opportuno allinearne la definizione alla configurazione zonale vigente dall'1 gennaio 2021 e alle analisi condotte nel rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo. Occorre quindi definire la capacità di trasporto di partenza:

- con riferimento convenzionale al 31 dicembre 2018, secondo quanto previsto nella delibera 436/2020/R/EEL<sup>6</sup> [13];
- con gli adattamenti necessari a tenere conto della nuova configurazione zonale vigente dall'1 gennaio 2021;
- tenendo conto che, a differenza del 2018, il rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo e lo schema di piano di sviluppo non prevedono più la dismissione del collegamento SA.CO.I. 2 entro l'orizzonte temporale del meccanismo incentivante, pertanto la capacità del SA.CO.I. 2 deve ora essere inclusa nella capacità di partenza tra zona Centro Nord e zona Sardegna.

---

<sup>6</sup> La delibera prevede tra l'altro che Terna possa presentare istanze di incentivazione per incrementi di capacità di trasporto realizzati anche successivamente al 31 dicembre 2023, qualora l'entrata in esercizio dell'intervento che incrementa la capacità di trasporto sia stata ritardata oltre tale data esclusivamente in ragione dell'emergenza COVID-19.

La capacità obiettivo va invece definita:

- facendo riferimento ai risultati del rapporto di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo edizione 2020, applicando la modalità di aggregazione dei confini prima descritta;
- tenendo inoltre conto che i flussi attesi sulle sezioni orientate da zona Centro Sud a zona Sud e da zona Sicilia a zona Calabria, sono simili o inferiori alla percentuale del 7% del tempo e pertanto, in coerenza con quanto precedentemente determinato con la deliberazione 698/2018/R/EEL, non risulta appropriato determinare una capacità di trasporto obiettivo in quelle due direzioni.

L'ultimo aggiornamento regolatorio sull'evoluzione della capacità obiettivo è contenuto nella delibera 23/2022 [14][13], in cui, in base al Rapporto di qualità e altri output del servizio di trasmissione per l'anno 2020 [16], trasmesso da Terna ad Arera il 14 luglio 2021, si apprende che, nel corso del 2020, Terna ha conseguito un aumento della capacità di trasporto su alcune sezioni di rete, grazie a interventi cosiddetti a bassa intensità di capitale o "capital light", basati su soluzioni tecnologiche innovative e sull'ottimizzazione di procedure operative di esercizio. In particolare, si tratta di:

- potenziamento del Sistema di Difesa, attraverso l'asservimento di un maggior numero di unità di produzione da fonti rinnovabili alle logiche di teleseccato, l'installazione di nuove unità periferiche di monitoraggio (UPDM) e/o l'adeguamento delle unità esistenti e il ricorso a nuove logiche per il controllo della stabilità;
- installazione di sistemi Dynamic Thermal Rating (DTR) su rete 400/220/150 kV per massimizzare l'utilizzo delle direttrici di trasporto principali, migliorando anche la stima in tempo reale della portata in corrente massima effettiva, nel rispetto dei vincoli di sicurezza;
- risoluzione mirata dei limiti di portata per i cosiddetti "colli di bottiglia" nel transito dei flussi di energia o per i quali erano presenti interferenze con altre linee.

A questi interventi si è affiancata una profonda revisione degli approcci attuati da Terna nell'esercizio del sistema in tempo reale e nella gestione della programmazione delle indisponibilità<sup>7</sup>.

**COMMENTO 23:** sul tema della definizione della capacità di partenza emerge un aspetto su cui si chiedono commenti e chiarimenti. Nella definizione delle capacità obiettivo indicate nella figura 30 di pag. 73 del Rapporto Capacità obiettivo 2020 [3] del dicembre 2020, si fa riferimento, nella nota 34, al documento "Valori dei limiti di transito tra le zone di mercato – Stime preliminari", revisione n. 26 del 30/7/2020. Nella sopracitata delibera 23/2022 si apprende che l'aumento della capacità di trasporto attraverso interventi "capital light" è stato conseguito nel corso del 2020. Si chiede quindi come mai tali incrementi non siano stati già considerati nella capacità di partenza.

---

<sup>7</sup> Secondo Terna, nel primo caso, l'implementazione di questi interventi sopra riportati ha consentito **il passaggio da un dispacciamento cosiddetto "preventivo" ad un dispacciamento "correttivo"**, che mette in atto contromisure puntuali su evento, evitando così il ricorso ad azioni di redispacciamento a priori per evitare eventuali superamenti dei limiti degli elementi di rete, massimizzando così la produzione rinnovabile, il mantenimento in esercizio dei gruppi convenzionali e il rientro da eventuali violazioni dei limiti di tensione e corrente entro tempi rapidissimi ed ottenendo benefici tangibili per il sistema, sia in termini di capacità di trasporto resa disponibile ai mercati, che di minimizzazione dei volumi di mancata produzione eolica (MPE).

Nel secondo, invece, Terna si impegna nell'obiettivo sfidante di **garantire a rete non integra un incremento dei limiti di transito coerente e proporzionale con quello ottenuto a rete integra**. In tal senso, sono state avviate una serie di iniziative che hanno impattato la gestione delle indisponibilità sia dal punto di vista procedurale (come ad es. l'armonizzazione delle indisponibilità tra le varie aree, la minimizzazione dei tempi di rientro dalle indisponibilità, un maggiore ricorso ai lavori sotto tensione) che degli algoritmi e delle metodologie adottati. Nello specifico, per quest'ultimo aspetto, è stato implementato un nuovo algoritmo che, nel rispetto dei vincoli gestionali delle unità richiedenti, implementa una funzione di costo che riduce i costi di sistema sfruttando il periodo di flessibilità che hanno le richieste di indisponibilità.



**Terna:** Al momento di avvio delle analisi di identificazione delle capacità obiettivo edizione 2020 sono state considerate le ultime informazioni disponibili sui limiti di transito tra zone di mercato, coincidenti con la rev. 26 del 30/07/2020.

Considerando che la capacità oggetto di incentivazione deve essere da una parte costante (o quantomeno tale da poter essere approssimata come costante) nel corso dell'anno in esame ai fini di comunicazioni indicative del livello di tale capacità agli operatori di mercato interessati e ai fini degli studi di pianificazione e dall'altra persistente nel corso degli anni (ossia, tale da avere variazioni limitate per effetto delle variazioni di assetti di carico e di generazione), il quadro di incremento di capacità è riportato di seguito e indicato anche in

Tabella 3:

- Nord - Centro Nord: 400 MW in entrambe le direzioni;
- Centro Nord - Centro Sud: 400 MW in entrambe le direzioni;
- da Sud a Centro Sud: 250 MW;
- da Calabria a Sicilia: 400 MW.

Poiché Terna ha indicato costi di investimento complessivi per realizzare gli aumenti di capacità sulle quattro sezioni interessate pari circa a 5,5 milioni di euro con interventi capital light, ed essendo tali costi per ciascuna sezione inferiori sia ai costi di riferimento definiti nella Tabella 9 della Regolazione output-based della trasmissione, sia al limite di dieci milioni di euro fissato dal comma 46.4 della Regolazione medesima, ne sono derivati ulteriori premi di 10 M€ per ciascuna sezione su cui si è registrato un aumento di capacità di trasporto (commi 46.4 e 46.5 della Regolazione output-based della trasmissione). A questo premio di 40 M€ complessivi va aggiunto il premio ai sensi dell'articolo 44 della Regolazione medesima, pari a 103.568 k€. Quindi riassumendo, a fronte di un investimento di circa 5,5 M€ Terna ha ricevuto un incentivo di oltre 143 M€.

Incrementi di capacità di transito di qualche 100 MW sono connaturati a interventi a bassa intensità di capitale investito. Si vede per esempio l'incremento di 300 MW sui limiti di transito della frontiera Nord da aprile 2022, ottenuto grazie a interventi di adeguamento di alcuni elementi di rete, all'adozione di nuovi schemi di esercizio della rete e ad un opportuno progressivo miglioramento delle logiche di controllo e difesa del sistema elettrico. Tale incremento sarà considerato stabile a partire da gennaio 2023, una volta completati gli sviluppi delle logiche del sistema di difesa.

Tipo interconnessione	Nome interconnessione	Coefficiente B1 nel caso di raggiungimento dell'intera capacità obiettivo [M€/anno]	Rendita 2016 [M€/anno]		Rendita 2017 [M€/anno]		Capacità di trasporto di partenza "winter peak" [MW]		Capacità di trasporto Obiettivo "winter peak" [MW]		DETERMINAZIONE DEL PREMIO PER LA REALIZZAZIONE DI CAPACITÀ DI TRASPORTO INTERZONALE NELL'ANNO 2020 (delibera 23/2022)				
			Da a →	A da ←	Da a →	A da ←	Da a →	A da ←	Da a →	A da ←	Incremento Capacità di Trsporto [MW]	Differenza Capacità Obiettivo-Capacità di partenza [MW]	Premio Quota congestioni [M€]	Premio Quota B1 [M€]	Premio Totale [M€]
Confini	Italia – Nazioni a nord (aggregazione di Francia, Svizzera e Austria)	60,67		145,85 (Austria 16,01 Francia 86,61 Svizzera 43,23)		159,39 (Austria 17,54 Francia 83,36 Svizzera 58,49)		7705 (7705)		10505 (11805)					
	Italia – Nazioni a est (aggregazione dalla Slovenia alla Grecia)	n.a. (capacità obiettivo già raggiunta)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.		1230 (1230)		1380 (1530)					
Sezioni	Nord – Centro Nord	6,75	40,55	17,51	9,84	8,47	3900 (4000)	1500 (1300)	4300 (4500)	1900 (1800)	400 (bidirezionale)	400 (bidirezionale)	30,548	1,350	31,898
	Centro Nord – Centro Sud (aggiornata)	11,00	1,88	24,18	1,31	50,83	1400 (1300)	2400 (2700)	1800 (n.a.)	2800 (3800)	400 (bidirezionale)	400 (bidirezionale)	31,280	2,2	33,480
	Centro Sud - Sud	20,78	n.a.	32,80	n.a.	55,91	2000 (senza limitazioni)	4600 (4600)	n.a. (n.a.)	5500 (5500)	250 (monodirezionale Sud – Centro Sud)	950	9,338	1,094	10,432
	Centro Sud – Sicilia (nuova sezione)	21,00	0	0	0	0	0	0	700	700					
	Sud – Calabria (nuova sezione)	n.a. (capacità obiettivo non applicabile)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	1100	2350	n.a.	n.a.					
	Calabria – Sicilia (nuova sezione)	7,72	19,59	n.a.	89,39	n.a.	1100	1200	1750	n.a.	400 (Calabria – Sicilia Monodirezionale)	650 (Calabria – Sicilia Monodirezionale)	26,826	0,950	27,776
	Centro Nord - Sardegna	48,56	0,10	2,72	0,26	5,14	300 (0)	300 (0)	1000 (500)	1000 (500)					
	Sardegna – Centro Sud	n.a. (capacità obiettivo non applicabile)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	900 (900)	720 (720)	n.a. (1300)	n.a. (1120)					
	Sardegna – Sicilia (nuova sezione)	0	0	0	0	0	0	0	800	800					

TABELLA 3 QUADRO RIASSUNTIVO DELL'EVOLUZIONE DELLA CAPACITÀ OBIETTIVO

Dalla delibera di approvazione del Piano di Sviluppo 2021 [17] emergono ulteriori considerazioni sul rapporto in esame, sul suo omologo europeo e sul PdS 2021. Arera osserva come la pianificazione dello sviluppo della rete non si basa esclusivamente sull'applicazione dell'analisi costi benefici (ACB) agli interventi di sviluppo, ma è anche supportato dall'identificazione delle esigenze del sistema elettrico (o "identification of system needs", come preferisce dire ENTSO-E), ossia nella identificazione della capacità obiettivo, intesa come il livello di capacità che sarebbe efficiente realizzare, poiché caratterizzato da benefici marginali superiori ai costi marginali. Oltre la capacità obiettivo, invece, i costi sono superiori ai benefici, rendendo sub-ottimale un ulteriore rinforzo. Arera riassume così quanto indicato da Terna nel rapporto capacità obiettivo 2020, richiesto dalla deliberazione 698/2018/R/EEL, che ha evidenziato le seguenti esigenze circa l'incremento della capacità di trasmissione al 2030:

- le esigenze di sviluppo alle interconnessioni sono mitigate nello scenario Business as Usual (BAU), con capacità obiettivo che, prima dell'applicazione dell'approccio c.d. di least regret che combina i risultati dei due scenari, risultano inferiori nel BAU 2030 rispetto allo scenario PNIEC;
- risulta economicamente efficiente investire in una ulteriore espansione della capacità alla frontiera settentrionale: anche successivamente all'incremento di capacità di 1200 MW associato all'entrata in esercizio dell'HVDC Italia - Francia e di circa 400 MW per i due collegamenti con l'Austria (al Brennero e al Passo Resia), sarebbero utili ulteriori 1300 MW;
- non risulta appropriato effettuare significativi investimenti alla "frontiera est" (Slovenia +100 MW; Croazia +25 MW, Grecia +25 MW, Montenegro 0);
- è prevista forte esportazione dall'Italia alla Tunisia, verso cui sarebbe economicamente giustificabile un incremento di capacità di 650 MW;
- sono presenti esigenze di rinforzo nella zona centro-settentrionale (sezioni Nord - Centro Nord e Centro Nord - Centro Sud) in misura relativamente contenuta (+400 MW);
- si riscontra una significativa esigenza di maggiore connessione con la Sardegna (+1800 MW su tutte le sezioni);
- è opportuno il rinforzo delle connessioni della zona Centro Sud (+950 MW verso zona Sud e +700 MW verso Sicilia);

Il rapporto TYNDP System Needs 2020, relativo al solo scenario National Trends, ma con analisi fino all'anno orizzonte 2040, indica che:

- alla frontiera settentrionale, oltre agli incrementi di 1.600 MW per i progetti in corso di realizzazione con Francia e Austria, sarebbero utili ulteriori 4.700 MW, la maggior parte dei quali già entro il 2030;
- ci sono alcune opportunità di investire alla frontiera orientale (Montenegro +600 MW entro il 2030, Grecia +1000 MW tra il 2030 e il 2040);
- risulta opportuna ulteriore interconnessione con Malta (+500 MW);
- non è considerata l'interconnessione con la Tunisia.

La sintesi delle osservazioni è riportata in Tabella 4.

	Rapporto capacità obiettivo (AO 2030)	TYNDP System Needs 2020 (scenario National Trends, AO2040)	Schema di Piano 2021	Parere Arera su Schema di Piano 2021
<b>Considerazioni generali</b>	Esigenze sviluppo interconnessioni mitigate nello scenario BAU rispetto al PNIEC			
<b>Frontiera Nord</b>	Notevole opportunità di incremento (+1.300 MW), aggiuntivi rispetto a entrata in esercizio PISA (+1.200 MW) e connessioni Brennero e Resia (+400 MW Austria)	utili ulteriori 4.700 MW, la maggior parte dei quali già entro il 2030, oltre agli incrementi di 1.600 MW per i progetti in corso con Francia e Austria,	incremento nel breve termine della capacità di interconnessione di circa 1500 MW (1200 MW Francia, oltre 300 MW con l'Austria), grazie agli interventi 3-P HVDC "Piossasco-Grand'Île", 100-I Nauders-Glorenza e 208-P Prati di Vize-Steinach;  possibili incrementi di circa 700 MW di capacità di interconnessione con Austria, per effetto di investimenti già valutati positivamente  ulteriori possibili incrementi di capacità di interconnessione con l'estero (1200 MW Svizzera) associati a interventi alla prima presentazione in uno schema di Piano	Confermati come parte integrale e prioritaria del PdS i seguenti progetti di promotori diversi da Terna: PCI codice 2.14 Interconnessione fra Thusis/Sils (CH) e Verderio Inferiore (IT), attualmente denominata "Greenconnector"; interconnessione Somplago (IT) - Wurmlach (AT)
<b>Frontiera Est</b>	Non servono significativi investimenti (Slovenia +100 MW Croazia +25 MW Grecia +25 MW Montenegro 0 MW)	alcune opportunità di investire alla frontiera orientale (Montenegro +600 MW entro il 2030, Grecia +1000 MW tra il 2030 e il 2040);	ulteriori possibili incrementi di capacità di interconnessione con l'estero (1000 MW Slovenia, 600 MW Montenegro, 500 MW Grecia, 600 MW Tunisia) associati o a interventi alla prima presentazione in uno schema di Piano (Grecia) o a interventi su cui sono state poste specifiche condizioni nei precedenti pareri dell'Autorità (Slovenia, Montenegro)	parere contrario su: secondo polo HVDC Italia – Montenegro HVDC Italia – Slovenia Entrambi posti "in valutazione"  Nuovo HVDC Italia – Grecia GRITA2 da approfondire nel PdS2023  Confermati come parte integrale e prioritaria del PdS i seguenti progetti di promotori diversi da Terna: interconnessione AC 110 kV Redipuglia (IT) - Vrtojba (SI); interconnessione AC 110-132 kV Dekani (SI) - Zaule (IT)
<b>Sezioni centro settentrionali (Nord - Centro Nord e Centro Nord - Centro Sud)</b>	Esigenze di rinforzo relativamente contenute (+400 MW)		incremento dei limiti di transito tra zone italiane interne di circa 8000 MW (progetti Colunga - Calenzano, HVDC Centro Sud - Centro Nord, rimozione limitazioni Centro Nord - Centro Sud, Deliceto - Bisaccia, Foggia - Villanova, Montecorvino - Benevento, Aliano Montecorvino / Elettrodotto 380 kV Area Nord Benevento, riassetto rete Nord Calabria, Bolano – Paradiso, HVDC Continente - Sicilia e HVDC Sicilia - Sardegna, SA.CO.I. 3);	raccomandata elevata priorità agli interventi di sviluppo SA.CO.I. 3, HVDC Centro Sud - Centro Nord e HVDC Sicilia - Sardegna;
<b>Zona Centro Sud</b>	Opportuno rinforzo (+950 MW verso Sud +700 MW verso Sicilia)		Vedi sopra	Parere favorevole su HVDC Sicilia – Continente  raccomandare elevata priorità agli interventi di sviluppo SA.CO.I. 3, HVDC Centro Sud - Centro Nord e HVDC Sicilia - Sardegna
<b>Sardegna</b>	Esigenza di maggiore connessione (+1800 MW su tutte le sezioni)			raccomandare elevata priorità all'intervento HVDC Sicilia - Sardegna
<b>Malta</b>		opportuna ulteriore interconnessione con Malta (+500 MW)		includere nei futuri PdS una scheda intervento su seconda interconnessione Italia - Malta, se, come attualmente indicato da ENTSO-E, essa venga inclusa nei prossimi TYNDP europei
<b>Tunisia</b>	Prevista forte esportazione verso Tunisia, giustificabile +650 MW	Non considerata	ulteriori possibili incrementi di capacità di interconnessione con l'estero (600 MW Tunisia) associati a interventi su cui sono state poste specifiche condizioni nei precedenti pareri dell'Autorità	realizzazione condizionata da un finanziamento del 50% almeno da parte della Commissione Europea o
<b>Altro</b>				parere negativo su interconnessioni con Isola del Giglio e di Favignana, da porre "in valutazione"

TABELLA 4 QUADRO RIASSUNTIVO SULLA VALUTAZIONE DEL PDS 2021

## 4 Conclusioni

In questo paragrafo si riportano gli esiti dell'analisi svolta in modalità expert-based, cioè sulla base della documentazione pubblica fornita da Terna e delle risposte da parte dei referenti tecnici di Terna a domande specifiche poste dall'esperto indipendente, sul Rapporto di Identificazione delle Capacità Obiettivo (Rapporto finale dicembre 2020), in base a quanto disposto dall'Allegato B alla determinazione 3/2022 di Arera [1] e al contratto siglato con Terna.

L'attività si è concentrata sull'esame del suddetto rapporto e della documentazione indicata nel paragrafo 2, in parte messa a disposizione da Terna, e i temi a cui si è dedicata attenzione si possono classificare in<sup>8</sup>:

- richieste di spiegazioni e chiarimenti sulla descrizione della metodologia, sulla presentazione e discussione dei risultati e su evoluzioni future dell'attività di definizione della capacità obiettivo;
- approfondimento metodologico e sugli strumenti di simulazione per il calcolo della capacità obiettivo.

L'attività ha poi ulteriormente verificato il recepimento/valutazione da parte di Terna delle indicazioni emerse dalle precedenti attività di verifica expert-based, la rispondenza delle ipotesi e scenari utilizzati per il calcolo delle capacità obiettivo ai requisiti regolatori ed ha dedicato attenzione, nel paragrafo 4, alla ricostruzione del quadro regolatorio e dell'evoluzione della capacità di trasporto effettivamente disponibile su frontiere e sezioni. Nella Tabella 5 si riassumono i commenti posti dal verificatore e i riscontri ricevuti da Terna, suddivisi nelle due tipologie indicate in precedenza. In generale si può affermare che le richieste di chiarimenti e spiegazioni hanno trovato in larga misura riscontri esaustivi e in alcuni casi fornito spunti per migliorare la chiarezza espositiva dei futuri rapporti sulla Capacità Obiettivo. Dal punto di vista metodologico, i commenti principali riguardano l'adozione di un algoritmo di ottimizzazione per la valutazione della capacità obiettivo e l'incremento della lista di criteri in base a cui valutare le direzioni di sviluppo.

	<b>Richieste di spiegazioni e chiarimenti</b>	
<b>Numero commento</b>	<b>Commento</b>	<b>Riscontro Terna</b>
1	Chiarimento su capacità obiettivo addizionale scelta su confini Est-IT e Nord Africa-IT	Chiarimento esaustivo
2	Verifica positiva dell'inserimento di analisi di sensitivity all'anno obiettivo 2040 (come anche da richieste emerse dai verificatori precedenti e dalla consultazione pubblica). Si evidenzia mancanza informazioni sugli scenari al 2040, su eventuali nuove indicazioni di strategie di sviluppo rete o capacità obiettivo emerse e mancanza osservazioni di confronto sui risultati 2030.	Commento riscontrato positivamente. Nella prossima edizione del Rapporto Terna: <ul style="list-style-type: none"><li>• fornirà maggiori dettagli circa gli scenari di riferimento utilizzati;</li><li>• approfondirà le analisi sugli scenari di lungo termine applicando la metodologia anche per identificare le capacità obiettivo al 2040 utilizzando come caso base la rete ottenuta in output dall'esercizio di identificazione delle capacità obiettivo al 2030, dando maggior risalto e spiegazione alle differenze tra i risultati conseguiti nei due anni studio.</li></ul>

<sup>8</sup> Si trascurano i commenti editoriali che pure sono stati tutti riscontrati positivamente da Terna.

2bis	Richiesta di informazioni su capacità di partenza della rete di minimo sviluppo.	Terna chiarisce come ricavare le informazioni comparando due figure nel rapporto e si impegna, nella prossima edizione del rapporto, a rappresentare esplicitamente la capacità di transito di partenza della rete di minimo sviluppo in una tabella dedicata.
4	Richiesta di chiarimento su modelli di rete utilizzati per le analisi.	Chiarimento esaustivo sui modelli di rete europea e italiana utilizzati per le simulazioni del mercato dell'energia attraverso il software Promed Grid e per gli studi di rete attraverso il software Grare.
5	Osservazioni sulla coerenza e sequenzialità tra verifica di capacità obiettivo e Piano di Sviluppo Richiesta di modifica di una frase su aspetto regolatorio dell'attività di verifica della capacità obiettivo	Orientamento di Terna a rimarcare la differenza di metodo e di applicazione tra la metodologia per la definizione della target capacity e l'analisi costi-benefici dei progetti di sviluppo, evidenziando che: <ul style="list-style-type: none"> <li>• la capacità obiettivo è in grado di individuare "le direzioni di espansione" del sistema elettrico in due scenari contrastanti;</li> <li>• il Piano di Sviluppo ha compito di effettuare studi di dettaglio atti a definire le caratteristiche del progetto e gli effettivi incrementi di capacità raggiungibili.</li> </ul> <p>Risconto positivo circa la richiesta di modifica della frase.</p>
6 e 12	Richiesta di chiarimento su input dell'analisi multicriterio di cui al paragrafo 5.3.1 e di semplificazione della descrizione del TOPSIS.	Fornito chiarimento esaustivo e riscontrata positivamente la richiesta di formulazione più semplice del Capitolo 3, che verrà implementata nelle prossime edizioni del rapporto
9	Richiesta di chiarimento su convessità funzione obiettivo e su legame tra TTC inferiore a capacità nominale e indicazione di opportunità di interventi a basso investimento.	Fornito chiarimento esaustivo su gestione variazione in diminuzione di capacità associata ad uno specifico progetto successivamente alla pianificazione iniziale. Terna chiarisce inoltre che: <ul style="list-style-type: none"> <li>• l'opportunità di conseguire incrementi di capacità di scambio tra zone di mercato con interventi "capital light" necessita di studi di rete puntuali e dettagliati nell'ambito del PdS</li> <li>• qualora, successivamente alla definizione dei valori di capacità obiettivo, vengano individuati sviluppi di rete che comportano, oltre alla realizzazione di nuove infrastrutture, anche l'impiego di interventi a basso investimento,</li> </ul>

		<p>tutte le informazioni di costo e capacità conseguibile verranno inclusi nella successiva edizione del Rapporto</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• la realizzazione progetti di sviluppo di capacità superiore rispetto alla capacità obiettivo è funzionale anche a gestire eventuali indisponibilità di rete.</li> </ul>
17	Chiarimenti sulla scelta di utilizzare, per i costi della capacità aggiuntiva sulla frontiera Nord, i costi standard Acer per progetti HVDC, che sovrastimano potenziamenti conseguibili attraverso potenziamenti HVAC.	Terna fornisce esaurienti chiarimenti, tra cui l'osservazione che la scelta di un collegamento standard in HVDC appare cautelativa nella stima di costi marginali associati a incrementi di capacità in assenza di studi di dettaglio, anche in considerazione di possibili facilitazioni autorizzative
20	Chiarimento su contenuto informativo della figura 18.	Risposta esauritiva sul mero carattere esemplificativo della figura 18 e indicazione delle informazioni richieste nell'Allegato 9
22	Osservazione sull'utilizzo della capacità di trasporto winter peak ai fini regolatori, in relazione all'effettiva disponibilità di tale valore e alla concomitanza con periodi di effettivo impegno dei collegamenti. Prime risposte al quesito contenute nel documento "Rapporto Annuale sulla qualità e sugli altri output del servizio di trasmissione relativo all'anno 2021".	Chiarimento sul fatto che l'utilizzo della capacità <i>winter peak</i> risulta il riferimento per la determinazione dell'obiettivo addizionale ai fini della regolazione (si veda anche DCO 542/17 di Arera), fermo restando che le simulazioni sono effettuate sul limite effettivo tra zone di mercato.
23	Richiesta di chiarimento sulla definizione della capacità di partenza rispetto agli incrementi di capacità conseguiti nel corso del 2020 attraverso interventi "capital light".	Terna chiarisce come al momento di avvio delle analisi di identificazione delle capacità obiettivo edizione 2020 siano state considerate le ultime informazioni disponibili sui limiti di transito tra zone di mercato, coincidenti con la rev. 26 del 30/07/2020.
	<b>Approfondimento metodologico e su strumenti di simulazione</b>	
7 e 15	Focus sul Tool 3, che determina la capacità obiettivo attraverso approccio integrato ottimizzato, è gratuito e con codice disponibile, è stato sviluppato da RTE e utilizzato da ENTSOE per IOSN.	<p>Terna ricorda che la raccomandazione verso un modello di ottimizzazione vincolata è emersa anche nella passata edizione di verifiche expert-based ed è intenzionata a raccogliere l'input negli sviluppi di medio-lungo termine.</p> <p>Terna ricorda la criticità legata alla numerosità dei benefici considerati all'interno del perimetro di studio, in modo da mantenere quanto più possibile coerenza con le analisi svolte nell'ambito del PdS. Il Tool 3 andrebbe quindi sviluppato in questo senso, mentre Terna sta valutando anche altri software.</p>

		L'introduzione di questi sviluppi verrà valutata nelle prossime edizioni del rapporto capacità obiettivo.
7bis	Analisi comparativa condotta su alcuni software e basata su documenti resi disponibili da Terna e su informazioni reperite sul web. L'analisi è stata condotta classificando i software sulla base delle seguenti caratteristiche: società produttrice, settori di applicazione, scalabilità, principali caratteristiche tecniche, referenze e osservazioni generali comparative.	
13 e 14	<p>Suggerimento di condensare i criteri referiti alle ore di congestione e ai differenziali di prezzo nella rendita di congestione.</p> <p>Si evidenzia che tra i criteri non compare l'MSDz che invece è citato tra i criteri di simulazione con cui si stima il beneficio marginale di Fase 1.</p> <p>Si suggerisce di introdurlo negli sviluppi della procedura, anche in considerazione dell'importanza di tale mercato, in termini di volumi e costi, nel contesto italiano.</p>	Terna condivide pienamente la necessità di aggiornare la lista di criteri di giudizio utilizzati all'interno dell'analisi multi-criterio introducendo un indicatore relativo all'MSDz, soprattutto in considerazione dell'entità dei benefici risultanti dalle simulazioni. La possibilità di introdurlo verrà posticipata dopo l'edizione del Rapporto 2023.
18	Suggerimento di approfondire la correlazione tra l'andamento del fabbisogno residuo R ed i periodi di insorgenza delle rendite di congestione, nonché di valutare, mediante sensitivity, la variazione delle direzioni di sviluppo e della capacità obiettivo rispetto al parametro R	Chiarimento sul fatto che nell'algoritmo di mercato, i limiti di transito tra sezioni interne che mostrano una dipendenza dal fabbisogno residuo sono correttamente modellati e variano (con dettaglio orario) in funzione del parametro R e che gli aspetti suggeriti non rientrano nel perimetro di analisi del rapporto capacità obiettivo.

**TABELLA 5**

**QUADRO RIASSUNTIVO DEI COMMENTI E DEI RICONTRI FORNITI DURANTE L'ATTIVITÀ DI VERIFICA**