
Terna Rete Elettrica Nazionale S.p.A.
Divisione Strategia e Sviluppo
Direzione Pianificazione Rete e Interconnessione

**Rapporto di Identificazione delle Capacità Obiettivo
dicembre 2018**

Verifica esterna indipendente
ai sensi dell'art 40.5 del TIQ.TRA

Delibera ARERA 23 dicembre 2015 653/2015/R/eel

Relazione Finale dell'Esperto incaricato

Prof. Ing. Michele Antonio TROVATO

Bari, 20 novembre 2019

INDICE

1. Premessa	3
2. Relazione sull'attività svolta	3
2.1 Modalità di esecuzione delle verifiche	3
2.2 Riepilogo delle attività svolte dall'esperto	4
3. Conclusioni	6
ALLEGATO 1 Osservazioni e richieste di chiarimenti avanzate dall'Esperto Incaricato	
ALLEGATO 2 Controdeduzioni alle osservazioni e richieste di chiarimenti da parte dell'esperto incaricato Prof. Ing. M. A. Trovato	

1. PREMESSA

L'art. 40 dell'allegato A alla deliberazione 653/2015 dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente ("ARERA" o "Autorità") recante "Regolazione *output-based* del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023" ("TIQ.TRA"), come modificato dalla deliberazione 884/17, prevede che le attività individuate dall'Autorità funzionali all'efficiente ed efficace sviluppo della rete, così come realizzate da Terna, possano essere soggette a verifiche esterne indipendenti.

Con la Delibera 5 ottobre 2018 n.14/2018, l'Autorità ha provveduto alla *Formazione del primo elenco di esperti verificatori delle analisi costi benefici dei piani di sviluppo della trasmissione elettrica e individuazione degli esperti per le prime attività di verifica*.

Ai sensi dell'art 40.5 del TIQ.TRA, l'Autorità ha previsto che sia oggetto di verifica esterna indipendente il **Rapporto di Identificazione delle Capacità Obiettivo** (di seguito "Rapporto") per sezioni di rete significative del sistema di trasmissione nazionale, in via propedeutica al meccanismo disciplinato dalla successiva deliberazione 129/2018, finalizzato ad incentivare il Gestore della rete a realizzare capacità di trasporto addizionale utile al sistema.

In data 21/06/2019, con il contratto Rif. 3/69428, Terna S.p.A. ha conferito al sottoscritto, Prof. Michele Antonio Trovato, l'incarico della verifica esterna indipendente di natura *expert-based* relativa al Rapporto per la definizione delle capacità obiettivo, in qualità di Esperto compreso nell'elenco di cui alla citata Delibera n.14/2018.

Un incarico analogo, di nomina ARERA, è stato conferito da Terna al prof. Fabrizio Pilo, ordinario di Sistemi Elettrici per l'Energia presso l'Università di Cagliari.

2. RELAZIONE SULL'ATTIVITÀ SVOLTA

2.1 Modalità di esecuzione delle verifiche

La valutazione *expert-based* del Rapporto in epigrafe è stata condotta dal sottoscritto approfondendo i seguenti 5 aspetti dell'intera problematica in esame:

- a) **Verifica di qualità del documento**, con riferimento a: trasparenza e coinvolgimento degli stakeholder interessati, motivazione delle scelte adottate da Terna, applicabilità o meno di pratiche europee, allineamento tra diverse attività, chiarezza e fruibilità per i soggetti interessati, completezza e disponibilità delle informazioni pubblicate.
- b) **Verifica metodologica**, relativa alle procedure adottate per l'identificazione delle capacità obiettivo, sulla base dei documenti pubblicati da Terna ed in linea con quanto stabilito nella

deliberazione 129/2018 dell'8 Marzo 2018 ed ipotizzato nel documento di consultazione ARERA 542/2017/R/eel e coerentemente con le finalità definite da ARERA, fra le quali la possibilità di incentivare Terna a realizzare interventi efficienti di breve/medio termine.

- c) **Verifica dei dati**, relativa all'accertamento che i dati di input riguardanti gli scenari di sviluppo del sistema elettrico, adottati da Terna per il Piano di Sviluppo 2018, siano conformi con le indicazioni riportate nel documento di consultazione ARERA 542/2017/R/EEL e siano riconducibili a dati di scenario reperibili in documenti pubblicati da ENTSO-E.
- d) **Verifica di congruità della capacità calcolata**, riguardante (a) l'accettabilità dei risultati di calcolo delle capacità di trasporto obiettivo (in toto o in un numero limitato di frontiere/sezioni), (b) l'analisi critica della congruenza dei valori calcolati con valutazioni eseguite sia in base all'esperienza che ai dati storici disponibili sulla gestione del sistema elettrico, (c) esecuzione di calcoli di verifica sulla curva di beneficio marginale correlati ad un incremento di capacità di scambio tra sezione/confini;
- e) **Verifica di rispondenza delle analisi ai requisiti ARERA**, riguardante l'accertamento della rispondenza delle analisi effettuate da Terna S.p.A. ai requisiti richiesti dalle delibere e documenti consultazione di ARERA.

2.2 Riepilogo delle attività svolte dall'esperto

Dopo aver ricevuto l'incarico da Terna (21/06/2019), il sottoscritto ha ricevuto la copia aggiornata a dicembre del 2018 del Rapporto di Identificazione delle Capacità Obiettivo ed ha provveduto autonomamente ad acquisire tutta la documentazione a corredo necessaria allo svolgimento delle attività di verifica.

In data 15 luglio 2019, su iniziativa di Terna, si è tenuta una prima *call conference* durante la quale è stata individuata una procedura condivisa per lo svolgimento delle attività in epigrafe.

In data 29 luglio 2019, gli esperti verificatori hanno inviato, separatamente, a Terna un documento contenente le proprie osservazioni e richieste di chiarimenti sul "Rapporto di Identificazione delle Capacità Obiettivo - dicembre 2018". Le argomentazioni presentate dal sottoscritto sono contenute nell'**ALLEGATO 1** a questa relazione, costituendone parte integrante.

In base agli accordi intercorsi, il giorno 22 ottobre 2019 **Terna** ha inviato separatamente ai Proff.ri Pilo e Trovato le proprie **controdeduzioni** sulle argomentazioni avanzate dagli esperti verificatori, proponendo una seconda audio-conferenza al fine di illustrare in maniera più dettagliata le proprie considerazioni, *mantenendo comunque un profilo conforme al tipo di*

verifica expert-based oggetto del contratto. L'**ALLEGATO 2** a questa relazione contiene le **controdeduzioni formulate da Terna** nei riguardi delle osservazioni avanzate dal sottoscritto.

Nella conferenza telefonica del **31 ottobre 2019**, i responsabili di Terna hanno avuto modo di chiarire ulteriormente le motivazioni alla base delle scelte strategiche adottate nella messa a punto del Rapporto in esame e delle simulazioni eseguite al fine di determinare le capacità obiettivo. Al termine della call, i responsabili di Terna si sono impegnati ad inviare al sottoscritto un riferimento bibliografico inerente il tool MODIS per la simulazione del Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) e, al prof. Pilo, la versione aggiornata delle controdeduzioni alle sue richieste di chiarimenti, completa dell'integrazione sulla scelta di non includere la sezione Sicilia-Sardegna.

In data **4 novembre 2019**, Terna ha provveduto ad inviare al sottoscritto una copia dell'articolo seguente:

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", Paper n. C1-103, CIGRE 2018, Paria, France.

La lettura approfondita di questo lavoro scientifico ha permesso al sottoscritto di comprendere le modalità attraverso le quali dai dati di input rivenienti dal simulatore del Mercato del Giorno Prima (MGP) è possibile ottenere, per ogni ora di un anno assunto come riferimento, una stima abbastanza precisa dei costi relativi alla gestione del Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD ex-ante e Mercato di Bilanciamento), nel quale le offerte presentate dagli operatori sono remunerate al prezzo presentato (pay-as-bis). In particolare, il codice MODIS fornisce, per tutto l'anno in esame, le movimentazioni totali di energia a salire e a scendere espresse in MWh; queste ultime sono poi valorizzate in termini di €/anno utilizzando stime basate su analisi dei dati storici relativi ai costi di approvvigionamento delle risorse sul MSD reale. Inoltre, al fine di validare gli output forniti dal simulatore del MSD, i codici PROMEDgrid (simulatore del MGP) e MODIS sono stati applicati all'anno 2015 e si è provveduto a confrontare i quantitativi di energia realmente richiesti in ogni mese dell'anno per il bilanciamento con i corrispondenti volumi di energia determinati con il codice MODIS. I risultati, riportati nella Figura 2 del citato articolo sembrano essere abbastanza incoraggianti, essendo le differenze tra i dati reali mensili e quelli ottenuti attraverso la simulazione abbastanza contenute.

3. CONCLUSIONI

A seguito

- delle verifiche metodologiche eseguite sulla base della mia personale esperienza,
- dell'esame dei dati utilizzati per la valutazione dei costi marginali e dei benefici marginali,
- dell'accertata validità dell'intera procedura messa a punto da Terna per giungere alla determinazione delle capacità di trasporto addizionali da realizzare, perché economicamente efficienti, e dei risultati finali esposti nel Rapporto (§ 1.2),
- delle osservazioni e delle richieste di chiarimenti prodotte dal sottoscritto nei riguardi di Terna (v. ALLEGATO 1),
- delle controdeduzioni prodotte da Terna in relazione alle osservazioni e richieste di chiarimenti avanzate dal sottoscritto (v. ALLEGATO 2),
- degli ulteriori ed opportuni chiarimenti avvenuti nella conferenza telefonica del giorno 31 ottobre 2019, cui hanno preso parte gli Esperti incaricati e rappresentanti di ARERA e di Terna,
- dell'esame dell'ulteriore documentazione inviata da Terna al sottoscritto in data 4 novembre 2019,

posso affermare con ragionevole certezza che sia nella fase di programmazione che durante lo sviluppo del Rapporto di Identificazione delle Capacità obiettivo – 2018, Terna S.p.A. ha adottato metodologie in linea con le disposizioni riportate nell'Allegato A della Deliberazione 4 novembre 2016 n. 627/2016/R/eel, assumendo ipotesi di scenari evolutivi del sistema coerenti con le elaborazioni derivanti dalla propria esperienza di pianificazione della Rete di Trasmissione Nazionale oltre che da documenti pubblicati da Organizzazioni Europee del settore, quali ENTSOe e ACER. Le stime dei benefici associati agli incrementi delle capacità individuate e le entità delle stesse appaiono coerenti e tali da lasciar ritenere che se effettivamente realizzati sulla rete di trasmissione nazionale gli incrementi di capacità contribuiranno concretamente a: ridurre le congestioni di rete, migliorare l'integrazione della produzione da fonti rinnovabili e a ridurre i differenziali di prezzo tra le zone di mercato.

Bari, 20 novembre 2019

Il Consulente

Prof. Ing. Michele Antonio Trovato



Terna Rete Elettrica Nazionale

Divisione Strategia e Sviluppo

Direzione Pianificazione Rete e Interconnessione

**Rapporto di Identificazione delle Capacità Obiettivo
dicembre 2018**

Verifica esterna indipendente

ai sensi dell'art 40.5 del TIQ.TRA

Delibera ARERA 23 dicembre 2015 653/2015/R/eel

Osservazioni e richieste di chiarimenti avanzate
dall'Esperto Incaricato

Prof. Ing. Michele Antonio TROVATO

Bari, 29 luglio 2019

1. DOCUMENTAZIONE DI RIFERIMENTO

Per la verifica in oggetto, il sottoscritto ha acquisito la seguente documentazione:

- [1] **Terna, Rapporto di Identificazione delle Capacità Obiettivo – Rapporto Finale, Dicembre 2018.**
- [2] ARERA, Documento per la Consultazione 20 luglio 2017 542/2017/R/EEL, *Servizio di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica: regolazione incentivante output-based. Orientamenti finali.*
- [3] ARERA, Deliberazione 8 marzo 2018 129/2018/R/EEL, *Disposizioni urgenti in ordine a meccanismi di incentivazione degli output del servizio di trasmissione, adeguamento delle disposizioni in materia di riconoscimento di incentivi a progetti con rischi elevati.*
- [4] ARERA, Deliberazione 21 dicembre 2017 884/2017/R/EEL, *Disposizioni di prima attuazione in materia di meccanismi di incentivazione degli output del servizio di trasmissione.*
- [5] ARERA, Deliberazione 12 luglio 2018 386/2018/R/EEL, *Disposizioni in merito alla suddivisione della rete rilevante in zone in esito al processo di revisione svolto ai sensi del regolamento (UE) 2015/1222 (CACM).*
- [6] ARERA, Deliberazione 20 dicembre 2018 698/2018/R/EEL, *Determinazione di parametri e obiettivi per il meccanismo di incentivazione dell'output del servizio di trasmissione relativo alla realizzazione di capacità di trasporto interzonale.*
- [7] Terna, *Riscontro alle osservazioni sul documento consultato Metodologia per l'identificazione delle capacità obiettivo*, luglio 2018
- [8] Terna, *Riscontro Terna alle osservazioni sul documento consultato Schema di rapporto di identificazione delle capacità obiettivo*, ottobre 2018.
- [9] Terna, *Metodologia Analisi Costi-Benefici - ACB 2.0*, Allegato A74 al Codice di Rete.
- [10] Terna, *Piano di Sviluppo 2018*.
- [11] Terna, *Documento Metodologico per l'Applicazione dell'Analisi Costi Benefici applicata al Piano di Sviluppo 2018*.
- [12] Terna, *Revisione Configurazione Zonale*, 2018
- [13] Terna, *Codice di Rete*, Allegato A 24, *Individuazione Zone Della Rete Rilevante*.
- [14] Terna, *Procedura per la definizione dei limiti di transito fra le zone di mercato*, Rev. 18 del 07/12/18.
- [15] Terna, *Valori dei limiti di transito fra le zone di mercato*, Rev. 24 del 07/12/18.
- [16] The European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-e), Report "European Power System 2040 Completing the Map. The Ten-Year Network Development Plan 2018 System Needs Analysis", february 2018.

- [17] The European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-e), Report "European Power System 2040 Completing the Map. The Ten-Year Network Development Plan 2018 System Needs Analysis" – Technical Appendix, february 2018.
- [18] Towards a Sustainable and Integrated Europe, Report of the Commission Expert Group (CEG) on electricity interconnection targets – November 2017.
- [19] Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER), Report on unit investment cost indicators and corresponding reference values for electricity and gas infrastructure – Electricity Infrastructures, Version 1.1, August 2015.
- [20] Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER), Annual Report On Contractual Congestion At Interconnection Points – 2017, 31/05/2018.
- [21] National Grid - ESO, Network Option Assessment, January 2019.

2. OSSERVAZIONI E RICHIESTE DI CHIARIMENTI DA PARTE DELL'ESPERTO

La capacità obiettivo – in termini anglosassoni Target Capacity – è *la capacità di trasporto addizionale - tra due zone geografiche o di mercato della rete di trasmissione nazionale oppure tra una zona e una sezione di rete appartenente ad un Paese confinante - che è economicamente efficiente realizzare, perché i benefici marginali sono maggiori dei costi marginali* (DCO 542/2017/R/EEL). Di conseguenza, una volta determinata la capacità obiettivo tra due zone oppure due frontiere, la capacità obiettivo finale è pari alla capacità di partenza incrementata della capacità di trasporto addizionale.

Ho esaminato in dettaglio il documento *Rapporto di Identificazione delle Capacità Obiettivo – Rapporto Finale, Dicembre 2018* - di seguito indicato semplicemente col termine *Rapporto*.

Il Rapporto ha come scopo l'identificazione delle capacità di trasporto addizionali che è conveniente realizzare tra zone geografiche della rete di trasmissione nazionale oppure tra zone e sezioni di reti estere. Seguendo la procedura concordata con i responsabili di Terna e di ARERA, formulo, in qualità di Esperto Incaricato le seguenti osservazioni e richieste di chiarimenti, al fine di redigere, una volta ricevuti gli appropriati riscontri da Terna, la relazione finale di verifica.

2.1 Qualità del documento

Non vi sono particolari osservazioni su aspetti specifici riguardanti la qualità del documento. Il coinvolgimento degli stakeholder interessati è stato ampio, sia a livello di riscontri alle osservazioni formulate sulla Metodologia per la identificazione delle capacità obiettivo sia sul corrispondente Schema di rapporto di identificazione delle capacità obiettivo.

Nel contempo, sono fornite puntuali valutazioni sull'opportunità di applicare le diverse procedure disponibili in ambito europeo per la valutazione delle capacità obiettivo (v. §3 e Allegato 1 del Rapporto).

Tuttavia, come osservazione generale, il sottoscritto ritiene di dover segnalare, per il futuro, la necessità di una maggiore cura nell'esposizione dell'intera materia in questione, includendo anche la stessa impaginazione. Ad esempio, è opportuno che una Figura, la cui didascalia, in testo tecnico-scientifico, non è mai posta al di sopra della figura stessa, venga citata con il proprio numero nel testo corrente. In genere non esistono *figure sotto* o *figure al lato* o semplicemente *figure* delle quali si debba intuire il numero.

Infine, nell'Allegato 7, nei vari riscontri forniti da Terna si fa riferimento a numeri di pagina e di figure relativi alla versione del Rapporto del 12 ottobre 2018 spesso non corrispondenti ai numeri nella versione finale di dicembre 2018. Infine, un maggiore commento dei risultati esposti nelle figure/tabelle che formano gli Allegati 3, 4 e 5 sarebbe opportuno al fine di fornire ulteriori chiarimenti sulla procedura globalmente utilizzata per la determinazione delle capacità obiettivo.

2.2 Verifica metodologica

La metodologia adottata per la determinazione delle capacità obiettivo, per ciascuno degli scenari Sustainable Transition (ST) e Distributed Generation (DG) è illustrata nei Capitoli 4 e 5. In particolare, nel Capitolo 4 sono riportate le assunzioni e le ipotesi alla base dello studio e nel Capitolo 5 sono illustrate le linee generali seguite per la valutazione dei costi marginali e dei benefici marginali, necessari per il tracciamento delle curve relative che consentono, come evidenziato nel Capitolo 7, di identificare il valore della capacità obiettivo addizionale per ciascuna sezione/confine in un dato scenario.

Con riferimento ai contenuti del **Capitolo 4**, il sottoscritto sottopone all'attenzione di Terna le seguenti valutazioni e richieste di chiarimenti:

- C-1** Riguardo agli Scenari ST e DG (pag. 21-22), sarebbe di sicuro interesse ricevere, ad esempio tramite alcune Tabelle, una sintesi "numerica" delle previsioni contenute, perlomeno per quanto si riferisce agli andamenti dei picchi di domanda in potenza e alla consistenza delle diverse tecnologie di produzione durante il periodo di tempo considerato di generazione.
- C-2** La configurazione zonale utilizzata per l'identificazione delle capacità obiettivo (pag. 23, Fig. 7) differisce da quella successivamente considerata da ARERA nella deliberazione n. 386/2018/R/EEL. È possibile chiarire meglio i motivi per i quali l'assenza dei poli di produzione limitata di Foggia, Brindisi e Priolo non comporta "impatti significativi sui risultati ottenuti in presenza degli stessi poli?"

- C-3** Nel §4.3 si riferisce che per “gli studi di mercato, utilizzati per dispacciare le unità di generazione per tutto l’anno su base oraria” è stato assunto “lo stesso modello semplificato della rete fisica adottato in ambito Europeo ai fini del TYNDP 2018” e rappresentato nella Fig. 8. Si richiede di:
- chiarire quali siano i collegamenti diretti tra zone/Paesi, seppure nella forma di singoli rami equivalenti, effettivamente ipotizzabili e considerati da Terna negli studi di mercato. Allo stato attuale (<https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/>), oltre alla “frontiera Italia-Spagna”, non sembrano ipotizzabili neanche nel medio termine numerose altre interconnessioni presenti invece nella Fig. 8, come i collegamenti diretti GB-ES e IE-FR.
 - indicare in una Tabella apposita, per ognuno dei singoli rami costituenti l’effettivo modello nodi/zone considerato nello studio il valore medio iniziale del limite di scambio in entrambe le direzioni, per ciascuna coppia di nodi/zone.
 - in quale misura, con riferimento all’anno preso in esame e agli studi di mercato e di rete eseguiti, è stata portata in conto l’evoluzione del parco di generazione in Italia e negli altri Paesi (sia in termini di installato che di tecnologie di produzione).
 - Al termine di pag. 24 (ultimo rigo) si fa riferimento ad una ipotetica nota 2 che tuttavia non è presente nel testo.
- C-4** Nel §4.5 si fa riferimento ad un “cash flow dei benefici imposto costante a partire dall’anno 2030 sino al termine di vita economica” (25 anni). Si richiede di fornire una illustrazione analitica del calcolo dei benefici e della loro attualizzazione.

Con riferimento ai contenuti del **Capitolo 5**, il sottoscritto sottopone all’attenzione di Terna le seguenti valutazioni e richieste di chiarimenti:

- C-5** Nel §5.1 si afferma che la metodologia adottata per la valutazione della capacità addizionale tra zone di mercato o con Paesi confinanti si basa sulla ACB 2.0 (Allegato A 74 al Codice di Rete) e quindi include, in particolare, simulazioni del mercato del giorno prima (MGP) basate sulla massimizzazione del Social Economic Welfare, del mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) e simulazioni probabilistiche di rete, come accennato anche nell’Allegato 2 al Rapporto in esame.

Nel Capitolo 6 del documento ACB 2.0, si chiarisce che una *simulazione del mercato*, su un orizzonte annuale, e per un dato scenario previsionale, consiste nella *programmazione ottima del dispacciamento del parco di generazione idrico e termoelettrico*, e si precisa che *l’ottimizzazione del dispacciamento economico del parco idro-termoelettrico* avviene attraverso due fasi distinte:

- a. *unit commitment: durante questa fase si determina a livello orario lo stato On/Off di ciascuna unità termica, stabilendo un ordine di merito economico delle unità, basato sulle offerte presentate, nel soddisfacimento dei vincoli tecnici delle unità di produzione (termiche/idriche) e dei vincoli di rete del sistema modellato;*
- b. *dispacciamento: in questa seconda fase si determina la produzione oraria di ogni unità termica in modo coordinato alla produzione idroelettrica, sempre nel rispetto dei vincoli di cui al punto precedente.*

Come osservazione generale, il modello ipotizzato del mercato dell'energia (MGP) appare al sottoscritto *non proprio aderente* a quello che viene descritto nella Disciplina del Mercato Elettrico.

A riguardo, valgono le seguenti osservazioni e richieste di chiarimenti:

1. Non si comprende come l'uso di una routine di Unit Commitment, possa essere propedeutico alla simulazione di una reale sessione del MGP, dato che nella Disciplina del Mercato non vi è traccia alcuna di una pratica del genere;
2. La programmazione oraria del parco di generazione basata sulla soluzione di un problema di dispacciamento economico non può essere considerata equivalente all'output di una reale sessione del MGP. Molto spesso, nel mercato del giorno prima, le offerte di vendita sono costituite da un prezzo costante ovvero indipendente dalla potenza effettivamente prodotta;
3. L'applicazione di meccanismi per la stima dei costi dei permessi di emissione e di logiche di bid-up può servire ad una migliore stima dei prezzi di mercato che si avrebbero nella realtà ma resta tuttavia la perplessità che l'applicazione indiscriminata a tutte le unità generatrici non rispecchi le strategie che gli stessi produttori possono mettere in atto, soprattutto nella gestione dei permessi di emissione.
4. Si chiede di chiarire come sono rappresentate le unità generatrici e le relative offerte di vendita nelle altre zone/nodi che compongono il modello di mercato europeo di cui alla Fig. 8 del Rapporto.
5. Si chiede di chiarire in quale modo il modello di mercato considerato possa integrare il meccanismo di *price coupling*, sulle frontiere di Italia, Francia e Slovenia, che prevede, tra l'altro, l'adozione di uno specifico algoritmo di matching (Euphemia), in grado di replicare le regole di matching che ciascun PX adotta sul proprio mercato locale.

C-6 Con riferimento ai contenuti del **§5.3** e alla **Fase 1**, si chiede di:

1. spiegare se le simulazioni TOOT sono state condotte rimuovendo, rispetto al caso di minimo sviluppo, gli interventi previsti entro il 2025 uno alla volta oppure tutti insieme. Sarebbe che si tratti di un'unica simulazione TOOT per ogni scenario;
2. fornire informazioni adeguate sul modello con il quale viene simulato il Mercato dei Servizi di Dispacciamento in questa Fase (cosiddetto MSDz), sul coordinamento tra simulazione MGP e simulazione MSDz, sull'utilizzo di una reale configurazione della rete o di una configurazione zonale con limiti di scambio tra zone;
3. fornire indicazioni sui valori ipotizzati dei prezzi del servizio di dispacciamento nella fase 1 e sulla loro variazione nel tempo e per zone di mercato;
4. conoscere, per i due scenari esaminati e per le diverse sezioni considerate, i valori distinti del beneficio B1 (SEW) e della quota parte del beneficio B7 corrispondente a MSDz;
5. fornire una espressione analitica della grandezza C_{dA} , con le relative le dimensioni, di indicare come vengono scelte le soglie L_A e L_B e di precisare in base a quale criterio i corrispondenti valori vengono variati ad ogni iterazione;
6. valutare l'opportunità di adottare una progressiva riduzione degli step di incremento di capacità sulle frontiere (500 MW) e/o tra le zone (400 MW), allo scopo di affinare la procedura iterativa di determinazione delle capacità aggiuntive;
7. precisare se nelle simulazioni orarie di mercato è stata portata in conto, per le diverse sezioni, la variabilità stessa dei limiti di transito tra le zone, in funzione dei periodi estivo e/o invernale e del cosiddetto fabbisogno residuo;
8. spiegare, con riferimento al 1° capoverso di pag. 33, se la "nuova rete di riferimento (o iterazione N+1) è da intendersi, come dovrebbe, una nuova configurazione zonale con limiti di scambio aggiornati oppure se si tratta di una configurazione di rete completa;

C-7 Con riferimento ai contenuti del **§5.3** e alle **Fase 3 e 4**, si richiede di:

1. chiarire la differenza esistente tra un mercato MSDz e un "Mercato dei Servizi di Dispacciamento a livello nodale" (MSDn), fornendo una descrizione appropriata del modello con il quale quest'ultimo è rappresentato;

2. chiarire come si svolgono “le analisi di rete (anche di tipo probabilistico)” per il calcolo dei “Benefici di riduzione dei vincoli di rete” (VRE) e se, allo scopo, si utilizzano routine di Load Flow oppure di Dispacciamento Economico;
 3. fornire una tabella finale nella quale siano riportati i “Benefici VRE” (singole voci di cui alla Figura 14 a pag. 35 e la somma complessiva) in maniera da poterli comparare tra loro e confrontarli con i benefici iniziali ottenuti nella Fase 1 (MSD+MSDz);
- C-8** Con riferimento alle prime due Tabelle contenute nell’Allegato 4 del Rapporto (pag. 62 e 63), si richiede di:
1. indicare i valori assoluti (in M€) dei benefici annuali in esito alle simulazioni del mercato nelle iterazioni PINT da 1 a 4 per il Confine Nord e per le Sezioni Interne;
 2. chiarire come vengono calcolati i valori indicati con B_{ini} , C , B_{ini}/C e B/C ;
 3. conoscere i valori assoluti delle singole voci che compongono il “Beneficio VRE” nelle Tabelle a pag. 64 relativamente alle colonne corrispondenti ad un incremento di capacità pari a 400 MW, per le sezioni interne, e a 500 MW, per le sezioni estere.
- C-9** Con riferimento alle Curve Beneficio/Costo riportate nell’Allegato 5 e, ad esempio, alla figura relativa al Confine Italia-Austria, si chiede di conoscere come sono stati ottenuti, a partire dai dati forniti nelle Tabelle presenti nell’Allegato 4, i valori 3,03 (Scenario DG) e 1,22 (Scenario ST) relativi ad un valore di capacità aggiuntiva pari 500 MW.
- C-10** Sono stati controllati i risultati contenuti nella Tabella 1 a pag. 8 del Rapporto, si chiede di verificare il valore esposto di 7300 MW di capacità obiettivo addizionale nello scenario DG.

2.3 Verifica dei dati

Ai fini della verifica che i dati di input relativi agli scenari di sviluppo del sistema elettrico al 2030 siano riconducibili a dati di scenario reperibili in documenti pubblicati da ENTSO-E, sarebbe utile ricevere da Terna la documentazione necessaria per eseguire i corrispondenti confronti.

Bari, 29 luglio 2019

Prof. Ing. Michele Antonio Trovato



Controdeduzioni alle osservazioni e richieste di chiarimenti da parte dell'esperto incaricato Prof. Ing. M.A. Trovato

1. Qualità del documento

Non vi sono particolari osservazioni su aspetti specifici riguardanti la qualità del documento. Il coinvolgimento degli stakeholder interessati è stato ampio, sia a livello di riscontri alle osservazioni formulate sulla Metodologia per la identificazione delle capacità obiettivo sia sul corrispondente Schema di rapporto di identificazione delle capacità obiettivo.

Nel contempo, sono fornite puntuali valutazioni sull'opportunità di applicare le diverse procedure disponibili in ambito europeo per la valutazione delle capacità obiettivo (v. §3 e Allegato 1 del Rapporto).

Tuttavia, come osservazione generale, il sottoscritto ritiene di dover segnalare, per il futuro, la necessità di una maggiore cura nell'esposizione dell'intera materia in questione, includendo anche la stessa impaginazione. Ad esempio, è opportuno che una Figura, la cui didascalia, in testo tecnico-scientifico, non è mai posta al di sopra della figura stessa, venga citata con il proprio numero nel testo corrente. In genere non esistono *figure sotto* o *figure al lato* o semplicemente *figure* delle quali si debba intuire il numero.

Infine, nell'Allegato 7, nei vari riscontri forniti da Terna si fa riferimento a numeri di pagina e di figure relativi alla versione del Rapporto del 12 ottobre 2018 spesso non corrispondenti ai numeri nella versione finale di dicembre 2018. Infine, un maggiore commento dei risultati esposti nelle figure/tabelle che formano gli Allegati 3, 4 e 5 sarebbe opportuno al fine di fornire ulteriori chiarimenti sulla procedura globalmente utilizzata per la determinazione delle capacità obiettivo.

Terna: Si accoglie il suggerimento da parte dell'esperto incaricato riguardo la maggiore cura espositiva finalizzata ad un miglioramento generale della leggibilità del documento. Terna provvederà a recepire le osservazioni sulla qualità del documento a partire dalla prossima edizione prevista per il 2020.

2. Verifica metodologica

La metodologia adottata per la determinazione delle capacità obiettivo, per ciascuno degli scenari Sustainable Transition (ST) e Distributed Generation (DG) è illustrata nei Capitoli 4 e 5. In particolare, nel Capitolo 4 sono riportate le assunzioni e le ipotesi alla base dello studio e nel Capitolo 5 sono illustrate le linee generali seguite per la valutazione dei costi marginali e dei benefici marginali, necessari per il tracciamento delle curve relative che consentono, come evidenziato nel Capitolo 7, di identificare il valore della capacità obiettivo addizionale per ciascuna sezione/confine in un dato scenario.

Con riferimento ai contenuti del **Capitolo 4**, il sottoscritto sottopone all'attenzione di Terna le seguenti valutazioni e richieste di chiarimenti:

C-1 Riguardo agli Scenari ST e DG (pag. 21-22), sarebbe di sicuro interesse ricevere, ad esempio tramite alcune Tabelle, una sintesi "numerica" delle previsioni contenute, perlomeno per quanto si riferisce agli andamenti dei picchi di domanda in potenza e alla consistenza delle diverse tecnologie di produzione durante il periodo di tempo considerato di generazione.

Terna: Lo "Schema di rapporto di identificazione delle capacità obiettivo" è stato presentato agli operatori in un seminario pubblico per consultazione a settembre 2018 e successivamente pubblicato nella sua versione definitiva a dicembre 2018. In sede di redazione del documento si è ritenuto sufficiente inserire soltanto una breve descrizione generale degli scenari oggetto di studio, in quanto gli stessi adottati nel Piano di Sviluppo 2018¹, pubblicato a marzo 2018: nel Capitolo 3 del Piano di Sviluppo è riportata un'ampia

¹ Consultabile sul sito istituzionale Terna all'indirizzo: <https://download.terna.it/terna/0000/1039/76.PDF>

descrizione degli scenari “Sustainable Transition” e “Distributed Generation” in termini di evoluzione della capacità di generazione per fonte e della domanda di energia elettrica (TWh). Ulteriori dettagli riguardo la storyline degli scenari ed il processo di definizione degli stessi sono contenute nel “Documento di descrizione degli scenari – Edizione 2018”².

Per i valori dei picchi di domanda in potenza si rimanda l’esperto al “Set Dati Scenari PdS 2018”³ che rende disponibili in due file excel distinti⁴:

1. i dati della domanda di energia elettrica per tutte le zone di mercato italiane ed europee in termini di potenza oraria simulata per tutte le ore dell’anno per i differenti scenari di analisi agli anni orizzonte di riferimento (da cui è deducibile il picco di domanda in potenza);
2. i dati riguardanti l’evoluzione della capacità di generazione installata per fonte per tutte le zone di mercato italiane ed europee per i differenti scenari di analisi agli anni orizzonte di riferimento.

Si valuterà per la prossima edizione del Rapporto la possibilità di inserire una descrizione più dettagliata degli scenari adottati a beneficio della chiarezza espositiva e/o un maggior rimando a documenti collegati per consentirne una più congrua fruibilità nella comprensione del documento.

C-2 La configurazione zonale utilizzata per l’identificazione delle capacità obiettivo (pag. 23, Fig. 7) differisce da quella successivamente considerata da ARERA nella deliberazione n. 386/2018/R/EEL. È possibile chiarire meglio i motivi per i quali l’assenza dei poli di produzione limitata di Foggia, Brindisi e Priolo non comporta “impatti significativi sui risultati ottenuti in presenza degli stessi poli”?

Terna: Al momento della richiesta della predisposizione di “un rapporto di identificazione delle capacità obiettivo per sezioni di rete significative del sistema di trasmissione elettrico nazionale” (Del. 884/2017/R/eel⁵) da parte dell’Autorità, la configurazione zonale vigente era quella illustrata in Figura 1, inclusiva dei poli di produzione limitata di Foggia, Brindisi e Priolo.

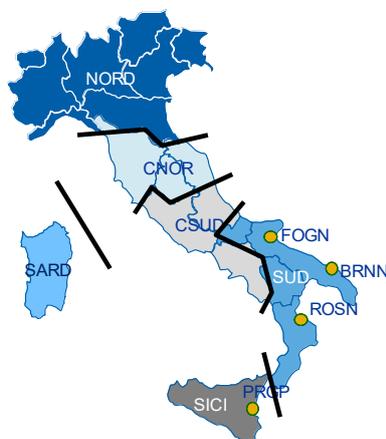


Figura 1. Configurazione zonale vigente al momento della richiesta di predisposizione del Rapporto.

Nell’ambito del processo di revisione delle zone di mercato italiane ai sensi dell’art. 32 del Regolamento CACM, Terna ha pubblicato il documento “Revisione configurazione zonale”⁶ la cui consultazione si è chiusa a Marzo 2018.

² Consultabile sul sito istituzionale Terna all’indirizzo: <https://download.terna.it/terna/0000/1016/83.PDF>

³ Consultabile sul sito istituzionale Terna all’indirizzo: <https://www.terna.it/it/archivio-generale#sistemaelettrico/all/rapportimensili>

⁴ “Dati domanda PdS_v1” e “Dati generazione PdS_v1”

⁵ <https://www.arera.it/it/docs/17/884-17.htm>

⁶ <https://download.terna.it/terna/0000/1033/91.PDF>

Nella fase di elaborazione della metodologia di identificazione delle capacità obiettivo, in assenza di un'espressione finale da parte dell'Autorità in merito alla struttura zonale da adottare, si era ipotizzato di eseguire le simulazioni per l'identificazione delle capacità obiettivo sulla struttura zonale proposta da Terna e denominata "Alternativa Base" (mostrata in Figura 2) che introduceva rispetto alla configurazione allora vigente i seguenti elementi di novità:

- eliminazione di tutti i poli di produzione limitata;
- spostamento della regione Umbria dalla zona di mercato Centro Nord alla zona di mercato Centro Sud;
- introduzione della nuova zona di mercato Calabria.



Figura 2. Configurazione zonale "Alternativa Base".

In sede di consultazione e durante il seminario pubblico tenutosi il 29 maggio 2018 gli operatori hanno manifestato la preferenza affinché le simulazioni venissero eseguite sulla struttura zonale allora vigente (cfr. Figura 1), mancando un'espressione ufficiale da parte dell'Autorità. Terna ha ritenuto ragionevole questa osservazione ed accolto la preferenza della maggioranza degli operatori: le simulazioni sono state avviate con la struttura zonale rappresentata in Figura 1, dovendo trarre la consegna del Rapporto finale entro settembre 2018.

Con la deliberazione n. 386/2018/R/EEL⁷ del 12 luglio 2018, avvenuta nel corso delle attività già avviate di valutazione delle capacità obiettivo, l'Autorità si è espressa in merito alla suddivisione della rete rilevante in zone di mercato optando per una struttura zonale analoga a quella illustrata in Figura 1 priva dei poli di produzione limitata di Foggia, Brindisi e Priolo. Terna ha quindi provveduto ad eseguire una sensitivity sui risultati fino a quel momento ottenuti simulando la struttura zonale modificata nell'ultima iterazione (capacità obiettivo implementate) riscontrando le seguenti evidenze:

- dal punto di vista delle simulazioni si tratta di poli di generazione di grande potenza a carico nullo, pertanto la rispettiva capacità produttiva può essere considerata all'interno delle zone di mercato Sud (Brindisi e Foggia) e Sicilia (Priolo) laddove non risulti significativamente congestionata la capacità di scambio tra il polo e la relativa zona di mercato a cui il polo è connesso; ciò è stato appunto verificato dalle simulazioni;
- dovendo identificare i valori di capacità obiettivo per sezioni *significative* della rete rilevante (linee spezzate di colore nero rappresentate in Figura 1-2), si comprende come la presenza di zone virtuali associate ai poli non risulti impattante sui valori di transito individuati tra le sezioni.

⁷ <https://www.arera.it/it/docs/18/386-18.htm>

C-3 Nel §4.3 si riferisce che per “gli studi di mercato, utilizzati per dispacciare le unità di generazione per tutto l’anno su base oraria” è stato assunto “lo stesso modello semplificato della rete fisica adottato in ambito Europeo ai fini del TYNDP 2018” e rappresentato nella Fig. 8. Si richiede di:

- a) chiarire quali siano i collegamenti diretti tra zone/Paesi, seppure nella forma di singoli rami equivalenti, effettivamente ipotizzabili e considerati da Terna negli studi di mercato. Allo stato attuale (<https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/>), oltre alla “frontiera Italia-Spagna”, non sembrano ipotizzabili neanche nel medio termine numerose altre interconnessioni presenti invece nella Fig. 8, come i collegamenti diretti GB-ES e IE-FR.

Terna: La Figura 8 a pagina 24 rappresenta il modello di mercato costruito in ambito europeo. La frontiera Spagna – Italia così come le frontiere Gran Bretagna – Spagna e Irlanda – Francia, pur essendo state investigate in ambito TYNDP, sono risultate non sostenibili da un punto di vista tecnico-economico e, pertanto, non è stata considerata alcuna capacità di scambio su queste sezioni nel modello utilizzato ai fini delle analisi di target capacity.

Inoltre, nello svolgimento delle analisi sulle capacità obiettivo Terna ha ritenuto ragionevole fare delle assunzioni sulle sezioni di scambio equivalenti⁸ e reali⁹ tra zone/Paesi, al netto di quanto poi riportato dall’Autorità nella delibera 698/2018:

- Frontiera Nord, inclusiva dei collegamenti tra Italia Nord – Austria, Italia Nord – Svizzera, Italia Nord – Francia, Italia Nord – Slovenia;
- Frontiera Balcani, inclusiva dei collegamenti tra Italia Centro Nord – Croazia, Italia Centro Sud – Montenegro, Italia Sud – Grecia;
- Frontiera Nord Africa, inclusiva del collegamento tra Italia Sicilia – Tunisia.

Per quanto attiene alle sezioni interne, si prenda a riferimento il documento Terna “Valori dei limiti di transito fra le zone di mercato – Rev. 24 del 07/12/2018” per i valori dei limiti di scambio tra zone, e l’Allegato A24¹⁰ per il dettaglio delle linee elettriche di interconnessione tra zone e con l’estero.

Rispetto a questo documento, sono state apportate le seguenti modifiche determinate a seguito dell’implementazione di 4 interventi di sviluppo del PdS 2018 autorizzati il cui completamento è previsto entro dicembre 2025:

- il collegamento HVDC Italia – Francia (+1200 MW sulla Frontiera Nord), non modifica la struttura delle sezioni tra zone di mercato ma la capacità di scambio;
- l’elettrodotto 132 kV Brennero – Steinach (+80 MW in export, +90 MW in import sulla Frontiera Nord), non modifica la struttura delle sezioni tra zone di mercato ma la capacità di scambio;
- il collegamento HVDC Italia – Montenegro (1° polo +600 MW sulla Frontiera Balcani), introduce una nuova sezione con la relativa capacità di scambio;
- l’elettrodotto 380 kV Deliceto – Bisaccia (+400 MW sulla sezione Sud – Centro Sud), non modifica la struttura delle sezioni tra zone di mercato ma la capacità di scambio.

- b) indicare in una Tabella apposita, per ognuno dei singoli rami costituenti l’effettivo modello nodi/zone considerato nello studio il valore medio iniziale del limite di scambio in entrambe le direzioni, per ciascuna coppia di nodi/zone.

⁸ Nelle simulazioni di mercato basate su modello bus-bar

⁹ Nelle simulazioni di rete basate su modelli dettagliati con le singole interconnessioni corredate dei parametri caratteristici

¹⁰ Consultabile sul sito istituzionale Terna all’indirizzo: <https://download.terna.it/terna/0000/1142/92.PDF>

Terna: Si è riportato al punto a) la fonte dei valori del limite di transito dettagliati per le sezioni interne, per i periodi invernali/estivi ed a seconda del carico residuo (e non medio) a cui sono applicati gli incrementi presenti nel caso di minimo sviluppo o i futuri incrementi delle iterazioni. Si rimanda ai documenti relativi per le sezioni interne (cfr. <https://download.terna.it/terna/0000/1141/43.PDF>) e per i confini (<https://download.terna.it/terna/0000/1140/72.PDF>) e si riporta un esempio per la sezione Sud – Centro Sud:

SEZIONE CENTRO SUD – SUD

da Centro Sud a Sud					
Periodo	Limite di transito [MW]		Vincolo attivo in N	Contingenza (Criterio N-1)	Vincolo attivo in N-1
Invernale	Nessuna limitazione ^a		-	-	-
Estivo	Nessuna limitazione ^a		-	-	-
da Sud a Centro Sud					
Periodo	Limite di transito [MW]		Vincolo attivo in N	Contingenza (Criterio N-1)	Vincolo attivo in N-1
Invernale	4600 (1)	3800 (2)	Corrente e/o tensioni su linee e/o stazioni 380 kV della direttrice Foggia – Villanova e/o Foggia – Troia – Benevento 3- Benevento 2 (1)	Linee 380 kV della direttrice Foggia – Villanova o Foggia – Troia – Benevento 3- Benevento 2 (2)	Sovraccarico linee 380 kV Foggia – Troia – Benevento 3- Benevento 2 o della direttrice Foggia – Villanova
			Raggiungimento limite inferiore tensioni area Sud (2)		
Estivo	4600 (1)	3800 (2)	Corrente e/o tensioni su linee e/o stazioni 380 kV della direttrice Foggia – Villanova e/o Foggia – Troia – Benevento 3- Benevento 2 (1)	Linee 380 kV della direttrice Foggia – Villanova o Foggia – Troia – Benevento 3- Benevento 2 (2)	Sovraccarico linee 380 kV Foggia – Troia – Benevento 3- Benevento 2 o della direttrice Foggia – Villanova
			Raggiungimento limite inferiore tensioni area Sud (2)		

(1) Con il sistema di telescatto area Sud e delle relative risorse completamente disponibile.

(2) Senza il sistema di telescatto area Sud e delle relative risorse completamente disponibile.

- c) in quale misura, con riferimento all'anno preso in esame e agli studi di mercato e di rete eseguiti, è stata portata in conto l'evoluzione del parco di generazione in Italia e negli altri Paesi (sia in termini di installato che di tecnologie di produzione).

Terna: Si faccia riferimento al quesito C-1 ed alle fonti citate.

- d) Al termine di pag. 24 (ultimo rigo) si fa riferimento ad una ipotetica nota 2 che tuttavia non è presente nel testo.

Terna: Si ringrazia il verificatore per la segnalazione. La nota 2 del documento riportava quanto segue: “² la frontiera Spagna-Italia non è stata considerata nelle simulazioni perché non sostenibile

da un punto di vista tecnico-economico, come confermato anche nella versione pubblicata del TYNDP 2018 (rif. figura 5.11).”

C-4 Nel §4.5 si fa riferimento ad un “cash flow dei benefici imposto costante a partire dall’anno 2030 sino al termine di vita economica” (25 anni). Si richiede di fornire una illustrazione analitica del calcolo dei benefici e della loro attualizzazione.

Terna: La trattazione formale dell’attualizzazione dei benefici è riportata nel capitolo 7 (pagina 46) completa di spiegazione grafica.

I benefici considerati ai fini delle analisi sono elencati in Tabella 1. Essi sono calcolati attraverso i tool di mercato Promed (MGP) e Modis (MSD) e attraverso il tool di rete Grare.

Benefici considerati ai fini del calcolo delle capacità obiettivo	
B1	Social Economic Welfare
B3	Riduzione rischio ENF
B5	Integrazione rinnovabili
B7	Riduzione/aumento costi MSD
B18	Riduzione emissioni CO2
B19	Riduzione altre emissioni

Tabella 1. Benefici considerati ai fini del calcolo delle capacità obiettivo.

Riguardo gli algoritmi utilizzati ed ai parametri di monetizzazione, per evitare di riportare nel documento una trattazione completa che si può trovare in altri documenti es. nel “Documento metodologico per l’applicazione dell’analisi costi benefici applicata al Piano di Sviluppo 2018¹¹”, si provvederà a fornire adeguati riferimenti bibliografici nella prossima edizione del rapporto di identificazione delle capacità obiettivo.

Ad ulteriore integrazione di quanto sopra, si precisa che per il calcolo dei coefficienti B/C necessari per definire quando terminare le iterazioni ed in generale per confrontare costi con benefici anche al fine del calcolo del least regret, si deve rapportare un costo a vita intera (M€) con un beneficio annuo (M€/anno) calcolato su uno specifico anno studio. Per rendere confrontabili i due valori il beneficio deve esser riferito a vita intera, ovvero costante per una durata di 25 anni: $B_{TOT} = B_{2030} * 25$.

Tuttavia, questo valore sarebbe “a valuta costante” piuttosto che attualizzato. Per tener conto dell’attualizzazione si considera che 1 M€ di beneficio per una vita economica di 25 anni attualizzato al 4% all’anno di riferimento ha un valore di 15,6 invece che 25. Ne deriva che $B_{TOT} = B_{2030} * 15,6$.

Ciò consente quindi di confrontare costi con benefici.

Con riferimento ai contenuti del Capitolo 5, il sottoscritto sottopone all’attenzione di Terna le seguenti valutazioni e richieste di chiarimenti:

C-5 Nel §5.1 si afferma che la metodologia adottata per la valutazione della capacità aggiuntiva tra zone di mercato o con Paesi confinanti si basa sulla ACB 2.0 (Allegato A 74 al Codice di Rete) e quindi include, in particolare, simulazioni del mercato del giorno prima (MGP) basate sulla massimizzazione del Social Economic Welfare, del mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) e simulazioni probabilistiche di rete, come accennato anche nell’Allegato 2 al Rapporto in esame.

¹¹ Consultabile sul sito istituzionale Terna all’indirizzo: <https://download.terna.it/terna/0000/1039/81.PDF>

Nel Capitolo 6 del documento ACB 2.0, si chiarisce che una *simulazione del mercato*, su un orizzonte annuale, e per un dato scenario previsionale, consiste nella *programmazione ottima del dispacciamento del parco di generazione idrico e termoelettrico*, e si precisa che *l'ottimizzazione del dispacciamento economico del parco idro-termoelettrico* avviene attraverso due fasi distinte:

- a) *unit commitment: durante questa fase si determina a livello orario lo stato On/Off di ciascuna unità termica, stabilendo un ordine di merito economico delle unità, basato sulle offerte presentate, nel soddisfacimento dei vincoli tecnici delle unità di produzione (termiche/idriche) e dei vincoli di rete del sistema modellato;*
- b) *dispacciamento: in questa seconda fase si determina la produzione oraria di ogni unità termica in modo coordinato alla produzione idroelettrica, sempre nel rispetto dei vincoli di cui al punto precedente.*

Come osservazione generale, il modello ipotizzato del mercato dell'energia (MGP) appare al sottoscritto *non proprio aderente* a quello che viene descritto nella Disciplina del Mercato Elettrico.

A riguardo, valgono le seguenti osservazioni e richieste di chiarimenti:

1. Non si comprende come l'uso di una routine di Unit Commitment, possa essere propedeutico alla simulazione di una reale sessione del MGP, dato che nella Disciplina del Mercato non vi è traccia alcuna di una pratica del genere;
Terna: In una sessione reale dell'MGP l'algoritmo di mercato, tenendo in conto il fabbisogno di energia previsto in ogni zona con dettaglio orario ed i limiti massimi di transito consentiti tra le zone, accetta le offerte di immissione da parte dei produttori e provvede ad ordinarle in ordine di prezzo crescente in una curva aggregata. In un contesto di pianificazione di lungo termine si ritiene ragionevole eseguire una fase preliminare di merito economico dei gruppi termoelettrici al fine di ottenere una programmazione della capacità di generazione "a minimo costo" per il sistema. Il tool Promed esegue questa funzione di ottimizzazione con dettaglio orario tenendo in conto i costi associati al combustibile utilizzato dai gruppi termoelettrici, i costi associati alle emissioni di CO₂ e di altri inquinanti (dipendenti dallo scenario), i vincoli tecnici delle unità, le strategie di offerta, i limiti di transito tra le sezioni ed il fabbisogno di energia previsto (sempre funzione dello scenario adottato). Tale fase di ottimizzazione che comprende un orizzonte maggiore della singola ora è necessaria a definire lo stato ON/OFF dei gruppi termici.
Promed agisce sostanzialmente come una borsa dell'energia elettrica, determinando ora per ora un ordine di merito economico dei gruppi termici sulla base dei rispettivi prezzi di offerta (costi + bid-up) e quindi i corrispondenti prezzi marginali orari di mercato.
2. La programmazione oraria del parco di generazione basata sulla soluzione di un problema di dispacciamento economico non può essere considerata equivalente all'output di una reale sessione del MGP. Molto spesso, nel mercato del giorno prima, le offerte di vendita sono costituite da un prezzo costante ovvero indipendente dalla potenza effettivamente prodotta;
Terna: Si ritiene sufficientemente adeguato ai fini delle analisi utilizzare la programmazione oraria del parco di generazione tale da minimizzare il costo totale sostenuto dagli acquirenti di energia dalla borsa.
3. L'applicazione di meccanismi per la stima dei costi dei permessi di emissione e di logiche di bid-up può servire ad una migliore stima dei prezzi di mercato che si avrebbero nella realtà ma resta tuttavia la perplessità che l'applicazione indiscriminata a tutte le unità generatrici non rispecchi le strategie che gli stessi produttori possono mettere in atto, soprattutto nella gestione dei permessi di emissione.
Terna: La simulazione del mercato dell'energia effettuata da Promed, considera differenti aspetti sia tecnico – operativi del sistema elettrico sia relativi alle strategie d'offerta per il mercato.

La gestione delle informazioni relative ai combustibili utilizzati dalle unità termoelettriche avviene attraverso l'assegnazione dei valori di costo legati alla natura del combustibile, dei costi connessi al sito in cui esso viene utilizzato, dei costi di logistica e tasse locali. E' anche possibile definire dei vincoli di consumo del combustibile imponendo un massimo orario/giornaliero/mensile. Questo tipo di vincolo può essere di tipo rigido (inviolabile) oppure è possibile assegnare una penalità che consiste in una maggiorazione del costo del combustibile per i consumi eccedenti. Il costo associato ai certificati di emissione si configura come un costo variabile che in Promed è possibile simulare e valorizzare inserendo in ingresso al programma i seguenti dati di input:

- il valore di mercato di una quota che dà diritto ad emettere una tonnellata di CO₂ [€/ton CO₂];
- la quantità di CO₂ emessa per ciascuna Gcal ottenuta dalla combustione di un certo combustibile [tonCO₂/Gcal].

E' quindi possibile ottenere il costo totale di produzione corretto per esprimere l'effetto marginale della componente relativa all'acquisto dei certificati di emissione.

I valori di bid up possono essere assegnati con dettaglio massimo orario per ciascuna società e per ogni area o possono essere definiti diversi modelli di profili giornalieri da assegnare ai singoli gruppi termici per intervalli di tempo assegnabili.

4. Si chiede di chiarire come sono rappresentate le unità generatrici e le relative offerte di vendita nelle altre zone/nodi che compongono il modello di mercato europeo di cui alla Fig. 8 del Rapporto.

Terna:

Nelle simulazioni di MGP zionali (Promed) le unità di generazione estere vengono modellate con lo stesso dettaglio di quelle italiane. L'unica differenza risiede nel fatto che, laddove non si dispone per le nazioni europee di una anagrafica completa con il dettaglio delle singole unità di produzione, si fa riferimento alla potenza installata suddivisa per categoria ed al numero di UP dichiarate dai TSO in ambito ENTSO-e. Ad esempio, se un TSO europeo dichiara come installato di una determinata tecnologia a carbone:

- 1000 MW
- 5 UP

Si ritiene coerente modellizzare 5 UP da 200 MW ciascuna.

Le offerte di vendita tengono conto di un costo di produzione per tipologia (inclusivo anche del costo della CO₂) oltreché di un tipico bid-up.

5. Si chiede di chiarire in quale modo il modello di mercato considerato possa integrare il meccanismo di *price coupling*, sulle frontiere di Italia, Francia e Slovenia, che prevede, tra l'altro, l'adozione di uno specifico algoritmo di matching (Euphemia), in grado di replicare le regole di matching che ciascun PX adotta sul proprio mercato locale.

Terna: Le simulazioni di mercato sono già effettuate in modo sincrono sull'intero perimetro del modello europeo considerando le zone interne nazionali alla stessa stregua delle zone europee.

Il cosiddetto "market coupling" adottato nei mercati reali di energia consiste nel risolvere i mercati delle rispettive Borse elettriche "accoppiati" in modo sincrono con l'MGP con un maggior coordinamento dei rispettivi TSO. Le simulazioni di mercato sono già effettuate simultaneamente accoppiando tutti i modelli in un'unica simulazione.

C-6 Con riferimento ai contenuti del §5.3 e alla Fase 1, si chiede di:

1. spiegare se le simulazioni TOOT sono state condotte rimuovendo, rispetto al caso di minimo sviluppo, gli interventi previsti entro il 2025 uno alla volta oppure tutti insieme. Sarebbe che si tratti di un'unica simulazione TOOT per ogni scenario;

Terna: Si conferma che le simulazioni TOOT sono state condotte rimuovendo separatamente uno alla volta gli interventi di sviluppo presenti nel caso base di riferimento ed il cui completamento è previsto entro il 2025¹². Ciò sarà meglio chiarito nella successiva edizione del Rapporto. Si precisa che le analisi TOOT sono state eseguite per consentire la costruzione matematica della curva del beneficio marginale e la valutazione del beneficio degli interventi rispetto alla capacità obiettivo della sezione/confine in esame.

2. fornire informazioni adeguate sul modello con il quale viene simulato il Mercato dei Servizi di Dispacciamento in questa Fase (cosiddetto MSDz), sul coordinamento tra simulazione MGP e simulazione MSDz, sull'utilizzo di una reale configurazione della rete o di una configurazione zonale con limiti di scambio tra zone;

Terna: Le simulazioni di mercato (MGP e MSDz) vengono eseguite su modelli bus-bar: le singole zone di mercato, caratterizzate dal proprio parco di generazione e carico a seconda dello scenario, sono collegate tramite linee equivalenti di portata tale da rispettare i limiti di transito consentiti. La simulazione MSDz è eseguita tenendo conto degli output della simulazione MGP.

3. fornire indicazioni sui valori ipotizzati dei prezzi del servizio di dispacciamento nella fase 1 e sulla loro variazione nel tempo e per zone di mercato;

Terna:

Con riferimento al beneficio B7, lo stesso si caratterizza di due componenti, ciascuna calcolata per mezzo di un tool, in modo complementare:

- GRARE, basato su modello di rete (MSD nodale), valuta le movimentazioni ai fini della risoluzione di congestioni intrazonali;
- MODIS, basato su modello zonale (MSD zonale), valuta le movimentazioni ai fini della risoluzione di congestioni, approvvigionamento dei margini di riserva, tenendo anche conto di vincoli di must-run delle unità termoelettriche e vincoli di esercizio a rete integra dove e quando presenti.

Nella suddetta “fase 1” si utilizza MODIS. Gli strumenti per le simulazioni MSD zonale sono utilizzati per simulare il mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) e bilanciamento (MB), su orizzonte annuale, con dettaglio orario valutando, con criteri di economicità e nel rispetto dei vincoli tecnici delle unità di generazione abilitate, le azioni necessarie per il soddisfacimento dei vincoli di bilanciamento e di esercizio in sicurezza del sistema elettrico.

I prezzi di offerta, integrati negli strumenti di simulazione, tengono conto:

- delle unità abilitate al MSD, nella rispettiva zona di mercato, delle relative caratteristiche tecniche degli impianti e degli esiti dei mercati dell'energia;
- di simulazioni dei bid-up in MSD in base alle medie di offerta trascurando singolarità verificatesi nello storico.

I differenziali di prezzo e i relativi benefici sono depurati da effetti contingenti.

4. conoscere, per i due scenari esaminati e per le diverse sezioni considerate, i valori distinti del beneficio B1 (SEW) e della quota parte del beneficio B7 corrispondente a MSDz;

Terna: Si riportano in Tabella 2 ed in Tabella 3 i valori distinti del beneficio B1 e B7 per la sezione interna Its – ITcs relativamente alle iterazioni consecutive 0 ed 1 per entrambi gli scenari di analisi.

ST 2030		ITERAZIONE 0 - TOOT							ITERAZIONE 1 - PINT						
		Capacità [MW]	SEW [M€]	Modis [M€]	Beneficio esternalità [M€/anno]	B _{ini} [M€/MW]	B _{ini} /C	B/C	Capacità [MW]	SEW [M€]	Modis [M€]	Beneficio esternalità [M€/anno]	B _{ini} [M€/MW]	B _{ini} /C	B/C
Sezioni interne	ITs - ITcs	400	2.08	-3.80	2.93	0.01	0.91	2.36	400	3.93	0.90	1.77	0.02	0.73	0.73

Tabella 2. Valori del beneficio B1 (SEW) e B7 (MSDz) per le iterazioni 0 ed 1 relative alla sezione ITs – ITcs nello scenario ST.

¹² A pagina 26 (Capitolo 4) del Rapporto è scritto: “..dal caso minimo sviluppo si rimuovono uno per volta gli interventi sulla sezione/confine in esame”.

DG 2030		ITERAZIONE 0 - TOOT							ITERAZIONE 1 - PINT						
		Capacità [MW]	SEW [M€]	Modis [M€]	Beneficio esternalità [M€/anno]	B _{ini} [M€/MW]	B _{ini} /C	B/C	Capacità [MW]	SEW [M€]	Modis [M€]	Beneficio esternalità [M€/anno]	B _{ini} [M€/MW]	B _{ini} /C	B/C
Sezioni interne	ITs - ITcs	400	7.15	5.20	0.39	0.03	2.31	3.80	400	9.07	2.70	3.31	0.04	1.67	1.80

Tabella 3. Valori del beneficio B1 (SEW) e B7 (MSDz) per le iterazioni 0 ed 1 relative alla sezione ITs – ITcs nello scenario DG.

- fornire una espressione analitica della grandezza CdA, con le relative le dimensioni, di indicare come vengono scelte le soglie LA e LB e di precisare in base a quale criterio i corrispondenti valori vengono variati ad ogni iterazione;

Terna: La grandezza CdA è data dal seguente rapporto:

$$CdA = \frac{\text{media dei valori assoluti dei differenziali orari di prezzo (€/MWh)}}{\text{costo marginale (M€/MW) per incremento unitario di capacità per ciascuna sezione/confine}}$$

Le soglie LA ed LB vengono scelte empiricamente in modo tale da incrementare la capacità su un numero congruo di sezioni/confini realizzando un altrettanto congruo numero di iterazioni.

La soglia LA è definita ad ogni iterazione per tenere conto del progressivo abbassamento del differenziale di prezzo dovuto all'aumento della capacità di scambio tra sezioni/confini ed è definita in maniera differente per le frontiere con l'estero (caratterizzate da valori di differenziale di prezzo tipicamente più elevati) rispetto alle sezioni interne. Ciò si rende necessario per caratterizzare uno sviluppo della capacità organico tra confini/sezioni evitando quindi che la metodologia porti a sovradimensionare la capacità di scambio con l'estero - pilotata da differenziali di prezzo elevati – in alternativa ad incrementare la capacità sulle sezioni interne utile per un utilizzo della capacità di generazione efficiente (rinnovabile e non rinnovabile).

Nelle iterazioni non è stato mai necessario il ricorso alla condizione B riguardante le ore di congestione, pertanto non è stato necessario definire una soglia LB.

- valutare l'opportunità di adottare una progressiva riduzione degli step di incremento di capacità sulle frontiere (500 MW) e/o tra le zone (400 MW), allo scopo di affinare la procedura iterativa di determinazione delle capacità aggiuntive;

Terna: Si ritiene che gli step di 500 MW sulle frontiere e di 400 MW tra le zone interne siano adeguati allo scopo delle analisi svolte, in quanto valori rappresentativi di un numero significativo dei nuovi progetti di interconnessione/sviluppo. Una riduzione degli step di incremento di capacità porterebbe ad un maggior numero di simulazioni con le relative maggiori tempistiche di risoluzione, non giustificati dallo scopo del Rapporto che ad oggi riesce comunque a catturare attraverso il rapporto B/C la capacità obiettivo approssimata alle centinaia di MW. .

- precisare se nelle simulazioni orarie di mercato è stata portata in conto, per le diverse sezioni, la variabilità stessa dei limiti di transito tra le zone, in funzione dei periodi estivo e/o invernale e del cosiddetto fabbisogno residuo;

Terna: I valori di limiti di transito adottati nella rete di minimo sviluppo in tutti i periodi simulati sono quelli riportati nel documento "Valori dei limiti di transito tra le zone di mercato - rev. 24 del 7 dicembre 2018", e sono variabili in funzione della stagionalità (periodo invernale e estivo) e del fabbisogno residuo zonale R (ove presente), inteso come differenza tra fabbisogno e produzione fotovoltaica della zona esportatrice, che per alcune sezioni influenza il limite di transito. Gli incrementi già presenti nel modello di minimo sviluppo o simulati nelle iterazioni sono addizionali rispetto ai suddetti valori attuali dei limiti di transito.

- spiegare, con riferimento al 1° capoverso di pag. 33, se la "nuova rete di riferimento (o iterazione N+1) è da intendersi, come dovrebbe, una nuova configurazione zonale con limiti di scambio aggiornati oppure se si tratta di una configurazione di rete completa;

Terna: Si conferma che la nuova iterazione, laddove gli incrementi di capacità sono confermati ($B/C > 1$), mantiene invariata la struttura zonale (numero zone) ma aggiorna conseguentemente i valori dei limiti di scambio tra le zone.

C-7 Con riferimento ai contenuti del §5.3 e alle Fase 3 e 4, si richiede di:

1. chiarire la differenza esistente tra un mercato MSDz e un “Mercato dei Servizi di Dispacciamento a livello nodale” (MSDn), fornendo una descrizione appropriata del modello con il quale quest’ultimo è rappresentato;

Terna:

In aggiunta a quanto riportato nel quesito 3, si precisa che le simulazioni effettuate per valutare i benefici di un MSD, sono eseguite con due tool:

- GRARE: si basa su un modello di rete (MSD nodale) per valutare le movimentazioni ai fini della risoluzione di congestioni intrazonali ed esegue analisi di tipo probabilistico con numerosi e ripetuti Load Flows; tale necessità impone il ricorso a LFs in corrente continua che non consentono di catturare i vincoli di tensione;
 - MODIS: si basa su un modello zonale (MSD zonale) per valutare le movimentazioni ai fini della risoluzione di congestioni, approvvigionamento dei margini di riserva, tenendo anche conto di vincoli di must-run delle unità termoelettriche e vincoli di esercizio a rete integra dove e quando presenti; attraverso MODIS si riescono anche a valutare i benefici derivanti dai vincoli di tensione impostando ex-ante le risorse necessarie a garantire un corretto bilanciamento dei profili di tensione.
2. chiarire come si svolgono “le analisi di rete (anche di tipo probabilistico)” per il calcolo dei “Benefici di riduzione dei vincoli di rete” (VRE) e se, allo scopo, si utilizzano routine di Load Flow oppure di Dispacciamento Economico;
 3. fornire una tabella finale nella quale siano riportati i “Benefici VRE” (singole voci di cui alla Figura 14 a pag. 35 e la somma complessiva) in maniera da poterli comparare tra loro e confrontarli con i benefici iniziali ottenuti nella Fase 1 (MSD+MSDz);

Terna: A pagina 63 del rapporto, per ciascuno scenario, sezione e iterazione si riporta il valore B_{ini}/C e B/C la cui differenza rappresenta il contributo derivante dai benefici VRE del relativo valore di capacità. A pagina 64 del rapporto, per ciascuno scenario, capacità si riporta il valore VRE utilizzato per calcolare il valore B/C a partire dal valore B_{ini}/C .

C-8 Con riferimento alle prime due Tabelle contenute nell’Allegato 4 del Rapporto (pag. 62 e 63), si richiede di:

1. indicare i valori assoluti (in M€) dei benefici annuali in esito alle simulazioni del mercato nelle iterazioni PINT da 1 a 4 per il Confine Nord e per le Sezioni Interne;

Terna: L’allegato 4 riporta tutte le informazioni nella colonna denominata B_{ini} dato in M€/MW da cui, moltiplicando per il valore di capacità in MW della colonna immediatamente a sinistra, si può ricavare il dato in M€. Le informazioni su tutte le sezioni/confini sono rappresentate per tutte le iterazioni.

2. chiarire come vengono calcolati i valori indicati con B_{ini} , C , B_{ini} / C e B / C ;

Terna: Si chiarisce quanto segue:

- il valore indicato con B_{ini} [M€/MW] è pari al rapporto tra la somma dei benefici (SEW + MSD + Benefici derivanti dalle esternalità) in M€ ed il valore di capacità in MW corrispondente allo step del PINT (+500 MW sulle frontiere estere, +400 MW tra sezioni interne) o del TOOT;
 - il valore indicato con C rappresenta il costo marginale [M€/MW] relativo alla realizzazione di capacità aggiuntiva sulla specifica frontiera/sezione: il procedimento di calcolo è illustrato nell'Allegato 3 del Rapporto (pagine 58, 59, 60) e la tabella finale di sintesi è riportata a pagina 61;
 - il valore indicato con B_{ini} / C è pari al rapporto "omogeneo" delle due grandezze appena chiarite, difatti B_{ini} è espresso in M€/MW* γ mentre C è espresso in M€ da cui deriva la necessità di tener conto della vita utile pertanto B_{ini} si moltiplica per 15,6 (cfr. quesito C4). ;
 - in aggiunta al punto precedente, il valore indicato con B / C tiene conto al numeratore anche dei benefici VRE il tutto espresso in modo "omogeneo" rispetto al costo quindi i benefici M€/MW* γ sono moltiplicati per 15,6 per poter essere confrontati con i costi.
3. conoscere i valori assoluti delle singole voci che compongono il "Beneficio VRE" nelle Tabelle a pag. 64 relativamente alle colonne corrispondenti ad un incremento di capacità pari a 400 MW, per le sezioni interne, e a 500 MW, per le sezioni estere.

Terna: la tabella riportata in allegato 4 a pagina 64 del rapporto, per ciascuno scenario, e per ciascun valore di incremento, riporta il valore VRE in M€/MW. Per consentire di ricostruire il valore, si può far riferimento agli input del Pds 2018 per i box verdi.

Si riporta un esempio per la sezione ITcn – Itcs in corrispondenza del valore di incremento di 1.100 MW (pagina 142 del Piano di Sviluppo 2018):

- scenario 2030 ST: $B_3 = 1$ M€/anno, $B_5 = 2$ M€/anno, $B_7 = 86$ M€/anno di cui 19 M€/anno relativi all'MSDn, totale = 22 M€/anno, $VRE = 22/1.000$ MW = 0.02 M€/MW;
- scenario 2030 DG: $B_3 = 13$ M€/anno, $B_5 = <1$ M€/anno, $B_7 = 86$ M€/anno di cui 12 M€/anno relativi all'MSDn, totale 26 M€/anno, $VRE = 26/1.000 = 0.03$ M€/MW.

C-9 Con riferimento alle Curve Beneficio/Costo riportate nell'Allegato 5 e, ad esempio, alla figura relativa al Confine Italia-Austria, si chiede di conoscere come sono stati ottenuti, a partire dai dati forniti nelle Tabelle presenti nell'Allegato 4, i valori 3,03 (Scenario DG) e 1,22 (Scenario ST) relativi ad un valore di capacità aggiuntiva pari 500 MW.

Terna: I valori 3.03 (scenario DG) e 1.22 (scenario ST) relativi alla capacità aggiuntiva di 500 MW (iterazione 1) sono stati ottenuti dal prodotto del costo marginale relativo all'iterazione 1 pari a 0.35 M€/MW per il rapporto B/C dell'iterazione 1 (pari a 3.47 nello scenario ST e a 8.67 nello scenario DG come mostrato nelle tabelle a pagina 62 e a pagina 63). La richiesta di chiarimento probabilmente nasce dal fatto che nella tabella a pagina 61 rappresentante il costo marginale per incremento di capacità [M€/MW] alle singole iterazioni e per le singole frontiere/sezioni, viene fornito un valore di 0.3, caratterizzato da un'unica cifra decimale dopo la virgola.

C-10 Sono stati controllati i risultati contenuti nella Tabella 1 a pag. 8 del Rapporto, si chiede di verificare il valore esposto di 7300 MW di capacità obiettivo addizionale nello scenario DG.

Terna: È stato effettuato un controllo: la ricostruzione del risultato finale è sintetizzata in Tabella 4.

DG 2030	IT. 0 - TOOT		IT. 1 - PINT		IT. 2 - PINT		IT. 3 - PINT		IT. 4 - PINT		IT. 5 - PINT		IT. 6 - PINT		Σ step B/C >1	ult.ste p* ult.B/C	Capac ità
Sezioni	Cap [MW]	B/C	Cap [MW]	B/C	Cap [MW]	B/C	Cap [MW]	B/C	Cap [MW]	B/C	Cap [MW]	B/C	Cap [MW]	B/C			
IT-AT	100	10,79	500	8,67	1000	7,15	1500	5,86	2000	0,99	2000	0,94	2000	0,42	1600	210	1810
IT-CH			500	4,56	1000	2,37	1500	0,56	1500	0,99	1500	1,28	2000	0,38	1500	190	1690
IT-FR	1200	3,45	500	2,49	1000	1,37	1500	0,88	1500	1,23	2000	0,62			2700	310	3010
IT-SI			500	3,19	1000	1,42	1500	0,99	1500	0,94	1500	0,67			1000	335	1335
															totale		7845

Tabella 4. Ricostruzione del valore di capacità obiettivo totale finale per la Frontiera Nord nello scenario DG.

Il dato di capacità obiettivo è 7.800 MW nello scenario DG per un errore di battitura è stato riportato 7.300 MW nel report a pagina 8 e pagina 44.

3. Verifica dei dati

Ai fini della verifica che i dati di input relativi agli scenari di sviluppo del sistema elettrico al 2030 siano riconducibili a dati di scenario reperibili in documenti pubblicati da ENTSO-E, sarebbe utile ricevere da Terna la documentazione necessaria per eseguire i corrispondenti confronti.

Terna: Si faccia riferimento al quesito C-1 ed alle fonti citate.