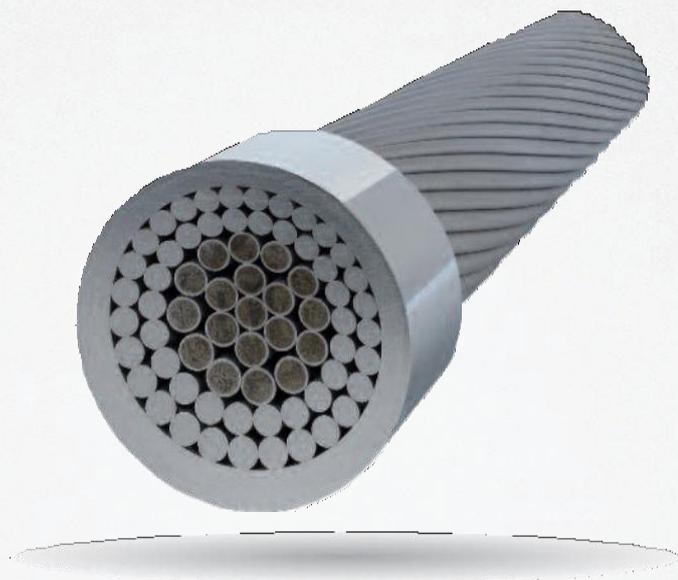


RAPPORTO DI IDENTIFICAZIONE DELLE CAPACITA' OBIETTIVO

Rapporto finale



Dicembre 2018

In copertina:
conduttore ad alta temperatura tipo ZTACIR con anima in Invar e mantello a fili
in lega termoresistente di alluminio.

***Rapporto di identificazione delle
capacità obiettivo
Rapporto finale***

Dicembre 2018

Sommario

1	Premessa	6
1.1	Struttura del documento	7
1.2	Executive summary.....	8
2	Bibliografia e glossario.....	10
2.1	Bibliografia.....	10
2.2	Glossario	11
3	Overview a livello europeo (Practices Europee)	14
3.1	Commission Expert Group (CEG) on Electricity Interconnection Targets	14
3.2	European Power System 2040 “Completing the map”	14
3.3	Network Option Assessment (NOA)	14
3.4	Considerazioni	17
4	Assunzioni e ipotesi di riferimento.....	20
4.1	Scenari di riferimento	20
4.2	Struttura zonale.....	22
4.3	Modelli di mercato e di rete.....	24
4.4	Rete di riferimento	26
4.5	Anni studio.....	27
5	Metodologia per la valutazione delle Capacità Obiettivo	28
5.1	Criteri generali	28
5.2	Valutazione del costo marginale	28
5.3	Valutazione del beneficio marginale	32
6	Applicazione della metodologia per identificare le capacità Obiettivo	37
7	Individuazione della capacità obiettivo	40
	ALLEGATO 1: PRACTICES EUROPEE	50
	ALLEGATO 2: STRUMENTI DI SIMULAZIONE.....	56
	ALLEGATO 3: DETTAGLIO INFORMAZIONI PER DETERMINARE IL COSTO MARGINALE PER CIASCUNA SEZIONE/CONFINE.....	58
	ALLEGATO 4: DETTAGLIO INFORMAZIONI PER DETERMINARE IL BENEFICIO MARGINALE PER CIASCUNA SEZIONE/CONFINE.....	62
	ALLEGATO 5: CURVE DI BENEFICIO/COSTO PER CIASCUNA SEZIONE/CONFINE	65
	ALLEGATO 6: RISCONTRO ALLE OSSERVAZIONI SUL DOCUMENTO CONSULTATO “METODOLOGIA PER LA IDENTIFICAZIONE DELLE CAPACITA’ OBIETTIVO”	69

ALLEGATO 7: RISCONTRO ALLE OSSERVAZIONI SUL DOCUMENTO CONSULTATO “SCHEMA DI RAPPORTO DELLE CAPACITA’ OBIETTIVO” 86

1 Premessa

Con deliberazione 884/2017 recante disposizioni in tema di “*disposizioni di prima attuazione in materia di meccanismi di incentivazione degli output del servizio di trasmissione*”, l’Autorità di Regolazione Energia Reti e Ambiente (di seguito Autorità o ARERA) ha richiesto a Terna la predisposizione di un **Rapporto di identificazione delle capacità obiettivo** per sezioni di rete significative (art. 3) 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.

La capacità obiettivo (o Target capacity) è “*la capacità di trasporto addizionale che è economicamente efficiente realizzare, perché i benefici marginali sono maggiori dei costi marginali*” (DCO 542/2017/R/EEL); pertanto la capacità obiettivo finale tra due zone di mercato e tra frontiere si identifica con la capacità di partenza (pre-esistente) incrementata della capacità di trasporto addizionale.

Scopo del presente documento è l’identificazione la capacità di trasporto addizionale, quale obiettivo che il gestore si deve porre per uno sviluppo efficiente della rete.

Conformemente alle disposizioni dell’Autorità, Terna ha:

- pubblicato per consultazione in data 9 maggio 2018 la proposta di metodologia di calcolo delle capacità obiettivo (sviluppata in conformità alle indicazioni fornite da Autorità e tenuto conto dell’approccio utilizzato a livello europeo), al fine di raccogliere le osservazioni degli operatori interessati;
- presentato in data 28 maggio 2018 la proposta sopra richiamata in un apposito seminario pubblico, raccogliendo osservazioni e contributi da parte dei partecipanti;
- raccolto ulteriori osservazioni inviate tramite posta elettronica all’indirizzo dedicato;
- pubblicato in data 8 agosto 2018 sul proprio sito web le osservazioni ricevute e le proprie controdeduzioni.

Tutta la documentazione richiamata è disponibile sul sito web Terna all’indirizzo <http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/pianodisviluppodellarete/consultazioni.aspx>. Inoltre, in allegato 6 si riporta il riscontro alle osservazioni sul documento consultato “Metodologia per la identificazione delle capacità obiettivo”.

Con la deliberazione 386/2018, l’Autorità ha fissato al 10 settembre 2018 il termine per la trasmissione dello schema di rapporto di identificazione delle capacità obiettivo, prevedendo altresì l’avvio di una nuova consultazione con i soggetti interessati dello schema di rapporto di identificazione delle capacità obiettivo e le verifiche esterne indipendenti sul rapporto ai sensi del comma 40.5 della regolazione *output-based* del servizio di trasmissione (allegato A della delibera 653/2015, modificato ed integrato dalle delibere 884/17).

Il periodo di consultazione si è concluso il 1° Ottobre 2018 ed i riscontri ai commenti pervenuti, parte integrante del presente rapporto finale, sono riportati in allegato.

Il percorso per la definizione delle capacità obiettivo prevede, dunque, che Terna:

- a) elabori e consulti una **proposta di metodologia di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo**;
- b) invii all’Autorità entro il 10 settembre lo **schema di rapporto di identificazione delle capacità obiettivo** e contestualmente avvii in parallelo la **consultazione di tale schema** della durata di almeno tre settimane e le **verifiche esterne indipendenti sul rapporto**;

- c) invii entro il 20 ottobre 2018 il **rapporto finale di identificazione delle capacità obiettivo** all’Autorità, unitamente alle valutazioni e contro-osservazioni di Terna sui commenti ricevuti in sede di consultazione, per approvazione da parte della stessa Autorità.

Il presente documento costituisce lo **schema di rapporto di identificazione delle capacità obiettivo** di cui alla precedente lettera c), in applicazione della metodologia di calcolo delle capacità obiettivo come modificata a valle delle consultazioni richiamate alla lettera a) e b).

1.1 Struttura del documento

Il presente documento è così strutturato:

- nel **Capitolo 2** sono riportati i principali **riferimenti bibliografici**, nazionali e non, ed un sintetico glossario a supporto della lettura del testo.
- nel **Capitolo 3** è presentata un breve **overview a livello europeo** (la trattazione completa è riportata nell’allegato 5) delle analisi metodologiche e i criteri adottati per la determinazione delle capacità obiettivo (practices europee); in particolare:
 - o i criteri e le raccomandazioni elaborate dal **“Commission Expert Group on Electricity Interconnection Targets”** ed i rapporti ENTSO-E **“European Power System 2040 Completing the map”** e **“Ten Year Development Plan 2018”**;
 - o il rapporto di National Grid **“Network Option Assessment”** con particolare riferimento alla procedura del regret.
- nel **Capitolo 4** sono analizzate le **assunzioni e le ipotesi di riferimento** adottate per il calcolo delle capacità obiettivo, elaborate anche in esito alla consultazione del documento della metodologia di identificazione delle capacità obiettivo. Le principali osservazioni emerse nel corso della consultazione di maggio 2018 sono riportate all’interno del documento in appositi box denominati: **“Post Consultazione 2018”**.
- nel **Capitolo 5** è riportata la **metodologia adottata** rispettivamente per:
 - o la valutazione dei dati di costo marginale;
 - o i criteri per la definizione delle strategie di sviluppo per ciascuna sezione/confine e la successiva esecuzione delle iterazioni per l’individuazione delle capacità obiettivo;
 - o i criteri e la valutazione dei dati di beneficio marginale, ivi inclusi i dati relativi ai Vincoli di Rete;
- nel **Capitolo 6** è riportata l’applicazione della metodologia per identificare la capacità obiettivo ed una panoramica delle iterazioni e delle strategie di sviluppo applicate all’anno studio 2030;
- nel **Capitolo 7** sono riportati:
 - o l’individuazione dei valori di capacità obiettivo all’anno studio 2030;
 - o l’applicazione della procedura di valutazione del *least regret* (“minimo rimpianto”) per identificare un unico valore di capacità obiettivo;
 - o i risultati della sensitivity all’anno studio 2025.
- gli **allegati** riportano rispettivamente:
 - o la trattazione completa delle practices a livello europeo;
 - o una descrizione degli strumenti di simulazione utilizzati;
 - o il dettaglio delle informazioni utilizzate per determinare il costo marginale delle sezioni/confini;
 - o il dettaglio delle informazioni per determinare il beneficio marginale delle sezioni/confini ed il dettaglio del beneficio VRE confluito nel beneficio marginale;
 - o le curve finali di beneficio/costo per ciascuna sezione/confine;

- il riscontro alle osservazioni sul documento consultato “metodologia per la identificazione delle capacità obiettivo”;
- il riscontro alle osservazioni sul documento consultato “Schema di rapporto di identificazione delle capacità obiettivo”.

1.2 Executive summary

Le analisi condotte all’anno studio 2030 hanno consentito di identificare, per ciascuna sezione/confine, due valori di capacità obiettivo, rispettivamente nello scenario Sustainable Transition (ST) e Distributed Generation (DG), come riportato in Tabella 1.

Tabella 1 – Valori di capacità di trasporto obiettivo addizionale nei due scenari di riferimento¹

	ST 2030	DG 2030	Valore Individuato Capacità Obiettivo Addizionale (MW)
	Capacità Obiettivo Addizionale (MW)		
Confine Nord-IT	4.500	7.300	4.500
Confine Est-IT	500	3.600	500
Confine N. Africa-IT	1.200	1.100	1.200
Sezione ITcn-ITn	500	700	500
Sezione ITcs-ITcn	1.100	1.100	1.100
Sezione ITs-ITcs	900	900	900
Sezione ITsic-IT	900	1.800	900
Sezione ITsar-IT	900	900	900

Gli operatori, durante la consultazione e nel seminario del 29 maggio 2018, hanno chiaramente indicato la necessità di addivenire ad un unico valore di capacità obiettivo addizionale.

A tal fine è stata applicata la procedura di valutazione del *least regret*, criterio utilizzato in letteratura per indirizzare una decisione “in condizione di incertezza, ovvero quando si deve scegliere una fra più opzioni possibili, le cui conseguenze non sono determinabili a priori nel senso che ogni alternativa contemplata condurrà certamente ad una delle conseguenze previste senza, però, poter stabilire esattamente a quale di esse”. Tale approccio è quello già adottato ad esempio da National Grid in un simile contesto, come riportato nel recente documento “Network Options Assessment”.

In sintesi, dati due set di valori per il raggiungimento della capacità obiettivo, rispettivamente negli scenari di analisi ST e DG, è identificato il “set ottimo”, ovvero quello che presenta il cosiddetto “*least regret*” (“minimo rimpianto”). In tal senso è emerso che i valori di capacità obiettivo addizionali calcolati nello scenario ST minimizzano il *regret*/rimpianto nello scenario DG; viceversa i valori di capacità obiettivo addizionali calcolati nello scenario DG, nello scenario ST presentano un valore di *regret*/rimpianto elevato, così detto “*worst regret*” (“massimo rimpianto”).

¹ Confine Nord si riferisce alle frontiere Francia, Svizzera, Austria e Slovenia; confine Est si riferisce alle frontiere Bosnia, Croazia, Montenegro, Albania e Grecia; confine Nord Africa si riferisce alla frontiera Tunisia; le sezioni ITsic-IT e ITsar-IT si riferiscono rispettivamente alle sezioni Sicilia-Continente e Sardegna-Continente per garantire la massima flessibilità nella scelta dell’ottimo di sistema.

Pertanto, si scarta il set di valori che conducono al worst regret e si accetta il set di valori che conducono al least regret (ovvero quelli calcolati nello scenario ST) che quindi rappresentano la migliore sintesi all'esercizio descritto nel presente documento.

2 Bibliografia e glossario

2.1 Bibliografia

- Deliberazione 8 marzo 2018, n. 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”, Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
- Deliberazione 21 dicembre 2017, n. 884/2017/R/eel, “Disposizioni di prima attuazione in materia di meccanismi di incentivazione degli output del servizio di trasmissione”, Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
- Delibera 14 dicembre 2017, n. 856/2017/R/eel, “Modifiche alle deliberazioni dell’Autorità 111/06, 653/2015/R/eel e 627/2016/R/eel. Verifica di conformità del Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete, in materia di sviluppo della rete e di qualità del servizio elettrico”, Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
- Documento per la Consultazione 20 luglio 2017, n. 542/2017/R/eel, “Servizio di trasmissione e dispacciamento dell’energia elettrica: regolazione incentivante output-based - orientamenti finali”, Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
- Deliberazione 04 Novembre 2016, n. 627/2016/R/eel, “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”, Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
- Raccomandazione della Agency for the Cooperation of Energy Regulators No. 03/2014 del 27 giugno 2014 su incentivi per progetti di interessi comune e su una metodologia comune per la valutazione del rischio, ACER
- Opinione della Agency for the Cooperation of Energy Regulators No. 01/2017 sullo schema di Ten Year Network Development Plan TYNDP 2016 (di seguito: Opinione ACER 01/2017)
- “European Power System 2040 Completing the map - The Ten-Year Network Development Plan 2018 System Needs Analysis” del 2 febbraio 2018, ENTSO-E
- “Towards a sustainable and integrated Europe, Report of the Commission Expert Group on electricity interconnection targets”, novembre 2017
- “Network Options Assessment”, gennaio 2018, National Grid
- Piano di Sviluppo 2018, Terna
- Documento metodologico per l’applicazione dell’analisi costi benefici al Piano di sviluppo, Terna
- Report on unit investment cost indicators and corresponding reference values for electricity and gas infrastructure, Agosto 2015, ACER
- “Metodologia per la identificazione delle capacità obiettivo – Documento di Consultazione”, maggio 2018, Terna
- “Schema di rapporto di identificazione delle capacità obiettivo (documento di consultazione), settembre 2018, Terna
- “TYNDP 2018 Executive Report – Connecting Europe: Electricity 2025-2030-2040 – Version for public consultation”, 3 agosto 2018, ENTSO-E.

2.2 Glossario

Analisi Costi Benefici (ACB): metodologia basata sul confronto dei costi e dei benefici dei principali interventi di sviluppo ai fini del calcolo dell'indice IUS (indice di utilità del sistema).

Bottom up, Top down: (dal basso verso l'alto, dall'alto verso il basso) sono strategie di elaborazione dell'informazione e di gestione delle conoscenze.

Capacità di trasporto: flusso di potenza attiva che può essere trasportato tra due porzioni di rete compatibilmente con la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico.

Capacità di trasporto di partenza: rappresenta la capacità di trasporto riferita alla situazione cosiddetta "winter peak" relativa all'anno 2018.

Capacità di trasporto obiettivo aggiuntiva: rappresenta la capacità di trasporto aggiuntiva che è economicamente efficiente realizzare, perché i benefici marginali sono maggiori dei costi marginali (DCO 542/2017/R/EEL) riferita alla situazione cosiddetta "winter peak"

Capacità di trasporto obiettivo (o Target Capacity): capacità di trasporto finale (combinazione della capacità di trasporto di partenza e della capacità obiettivo aggiuntiva) che è economicamente efficiente realizzare, perché i benefici marginali sono maggiori dei costi marginali (DCO 542/2017/R/EEL), riferita alla situazione cosiddetta "winter peak".

Connecting Europe Facility (CEF): strumento finanziario fondamentale per promuovere la crescita, l'occupazione e la competitività attraverso investimenti infrastrutturali mirati a livello europeo (Connecting Europe Facility Regulation (No 1316/2013)).

Confine: sezione di riferimento tra il sistema elettrico italiano e i sistemi elettrici confinanti ai fini delle valutazioni della capacità di trasporto obiettivo e aggiuntiva.

Criterio N: un sistema elettrico è in questo stato sicuro quando tutti i suoi N componenti stanno funzionando correttamente, ma generalmente ciò non è più vero nel caso di un disservizio.

Criterio N-1: sicurezza valutata nell'ipotesi che l'eventuale fuori servizio accidentale ed improvviso di un qualsiasi componente del sistema elettrico (es. linea, trasformatore, gruppo generatore) non determini il superamento dei limiti di funzionamento degli altri componenti rimasti in servizio.

Demand response (partecipazione della domanda): modifica del consumo dell'energia elettrica da parte del cliente finale in risposta alla variazione nel tempo del prezzo o per mezzo di incentivi.

Domanda di energia elettrica (fabbisogno): domanda di energia elettrica che il sistema elettrico nazionale deve soddisfare. Ha andamento temporale variabile, nel corso della giornata, del mese e dell'anno.

ENTSO-E: European Network of Transmission System Operators for Electricity associazione formata da 43 Gestori di Rete Europei appartenenti a 36 Paesi con lo scopo principale di promuovere il funzionamento affidabile, la gestione ottimale e lo sviluppo della rete di trasmissione dell'energia elettrica europea.

Gestore della rete: soggetto concessionario del servizio di trasmissione di energia elettrica.

Indicatore I21: incremento della capacità di interconnessione o di trasporto tra sezioni della rete, in termini di MW.

IUS (Indicatore di Utilità del Sistema): rapporto tra i benefici attualizzati e i costi attualizzati dell'investimento.

Mercato del Giorno Prima (MGP): sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di energia elettrica per ciascun periodo rilevante del giorno successivo a quello della negoziazione.

Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD): sede di negoziazione delle risorse per il servizio di dispacciamento.

Mercato di Bilanciamento (MB): insieme delle attività svolte dal Gestore per la selezione delle offerte presentate sul Mercato per il servizio di dispacciamento per la risoluzione delle congestioni e la costituzione dei margini di riserva secondaria e terziaria di potenza, condotte il giorno stesso a quello cui si riferiscono le offerte.

Piano di Sviluppo (PdS): strumento per la pianificazione dello sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale, predisposto annualmente dal Gestore sulla base:

- dell'andamento del fabbisogno energetico e della previsione di domanda di energia elettrica da soddisfare;
- della necessità di potenziamento della rete;
- delle richieste di connessione di nuovi impianti di generazione alla rete.

PINT (Put IN one at the Time): metodo di valutazione dei benefici descritto nella Analisi Costi Benefici di ENTSO-E, che prevede l'inclusione di un singolo intervento alla volta nei modelli di riferimento di rete e di mercato allo studio (che di norma non comprendono interventi di sviluppo futuri), e successivamente ne calcola i benefici in modo differenziale tra i risultati con l'intervento ("WITH") e i risultati senza l'intervento ("WITHOUT").

Progetti di Interesse Comune (PCI): ai sensi dell'Art. 4 del Regolamento (UE) n. 347/2013 è un progetto che ha significativi effetti positivi su almeno due Stati Membri, contribuendo all'integrazione dei mercati dell'energia elettrica e ad una maggiore concorrenza nel perimetro dell'Unione, migliorando la sicurezza dell'approvvigionamento energetico e contribuendo all'incremento di produzione dell'energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili (FER) e alla riduzione delle emissioni di CO₂.

Regolamento CACM (Capacity Allocation and Congestion Management): Regolamento UE 2015/1222 CACM (Capacity Allocation and Congestion Management) entrato in vigore il 14 agosto 2015 che stabilisce gli orientamenti in materia di allocazione della capacità e gestione della congestione.

Servizio di trasmissione dell'energia: insieme di tutte quelle attività che riguardano la programmazione, lo sviluppo e la manutenzione della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

Sezione: sezione di riferimento tra zone della rete rilevante di cui all'articolo 15 dell'Allegato A alla deliberazione 111/06 ovvero loro variazioni motivate nel testo.

SEW-Social Economic Welfare: indicatore correlato al funzionamento del mercato dell'energia e all'incremento di limiti di transito tra zone della rete rilevante o ai confini. Il social welfare è valutato attraverso l'approccio del Total Surplus (TS) in cui la funzione obiettivo prevede la massimizzazione del welfare di sistema nei mercati basati sul sistema a prezzo marginale. In tali sistemi, se sono presenti congestioni, ciò equivale a massimizzare la somma del surplus dei consumatori (consumer surplus), del surplus dei produttori (producer surplus) e delle rendite da congestione (congestion rents).

Sistema elettrico nazionale (SEN): complesso degli impianti di produzione, delle reti di trasmissione e di distribuzione nonché dei servizi ausiliari e dei dispositivi di interconnessione ubicati sul territorio nazionale.

Storage (Sistema di accumulo): insieme di dispositivi, apparecchiature e logiche di gestione e controllo, funzionale ad assorbire e rilasciare energia elettrica in grado di comportare un'alterazione dei profili di scambio con la rete elettrica (immissione e/o prelievo).

Surplus dei Consumatori: differenza positiva fra il prezzo che un individuo è disposto a pagare per ricevere un determinato bene o servizio e il prezzo di mercato (prezzo marginale) dello stesso bene.

Surplus dei Produttori: differenza positiva tra il prezzo di un dato bene pagato al produttore ed il prezzo che il produttore sarebbe stato disposto ad accettare per quantità inferiori di quel bene.

Sviluppo della rete: Gli interventi sulla rete elettrica che comportano un adeguamento o un potenziamento della capacità di trasporto, trasformazione, connessione e interconnessione, ovvero un incremento della flessibilità operativa della rete o una dismissione di elementi della rete.

TOOT (Take Out One at the Time): metodo di valutazione dei benefici descritto nella Analisi Costi Benefici di ENTSO-E, che prevede la rimozione di un singolo intervento di sviluppo alla volta nei modelli di riferimento di rete e di mercato allo studio (che di norma comprendono tutti gli interventi di sviluppo), e successivamente ne calcola i benefici in modo differenziale tra i risultati con l'intervento ("WITH") e i risultati senza l'intervento ("WITHOUT").

TYNDP-Ten-Years Network Development Plan: Piano di Sviluppo decennale della rete elettrica Europea redatto con cadenza biennale.

3 Overview a livello europeo (Practices Europee)

3.1 Commission Expert Group (CEG) on Electricity Interconnection Targets

La Commissione Europea ha individuato nel potenziamento delle interconnessioni elettriche transfrontaliere uno strumento per il raggiungimento degli obiettivi in materia di clima ed energia: i collegamenti dei sistemi elettrici europei consentono di aumentare la sicurezza dell'approvvigionamento di elettricità e di integrare più fonti rinnovabili nei mercati dell'energia. In tal senso ha istituito dal 2016 il gruppo di lavoro “**Commission Expert Group (CEG) on Electricity Interconnection Targets**” con l'obiettivo di fornire delle indicazioni tecniche per il raggiungimento dei target di capacità di interconnessione attraverso opportuni indicatori.

Il gruppo di esperti ha presentato una relazione sui suoi lavori nel novembre 2017, avanzando una proposta di definizione di target pari al 15% al 2030 per migliorare la capacità di interconnessione, raccomandando di valutare lo sviluppo di ulteriore capacità di interconnessione sulla base di specifici indici:

- Indicatore A: copertura della domanda di energia elettrica;
- Indicatore B: necessità di integrazione della produzione rinnovabile da un Paese all'altro;
- Indicatore C: minimizzazione del differenziale di prezzo e quindi una migliore integrazione dei mercati elettrici.

Quando anche uno solo dei tre criteri risulti critico, sarà utile valutare un nuovo progetto di interconnessione per la zona di mercato oggetto di studio effettuando un'**analisi costi benefici** (conditio sine qua non). Il progetto sarà sviluppato solo se l'ACB darà esito positivo.

3.2 European Power System 2040 “Completing the map”

A partire dal 2012, con la propria Opinione 06/2012 sulla bozza di TYNDP 2012, l'Agenzia per la cooperazione dei regolatori dell'energia (ACER) ha proposto di introdurre il concetto di target capacities; successivamente nell'Opinione ACER 01/2017, ACER ha espresso alcune raccomandazioni sulle attività di identificazione dei system needs.

A tal fine, in data 2 febbraio 2018, nell'ambito dell'elaborazione del Ten Year Development Plan 2018 ENTSO-E ha pubblicato per consultazione il Report “**European Power System 2040 Completing the map. The Ten-Year Network Development Plan 2018 System Needs Analysis**” recante i risultati delle analisi e, su un orizzonte di più lungo termine, delle necessità del sistema elettrico europeo.

Le analisi, partendo da una rete di riferimento che include tutti gli interventi già previsti nella precedente edizione del Ten Year Development Plan (TYNDP 2016), si sviluppano sulla base di analisi di mercato e di rete.

Inoltre, nel processo di identificazione degli Investment Needs sono stati tenuti in conto anche altri output quali la Security of Supply e la RES integration.

3.3 Network Option Assessment (NOA)

Il report Network Option Assessment (di seguito NOA), pubblicato da National Grid a gennaio 2018, descrive i principali progetti presi in esame per soddisfare le necessità del sistema di trasmissione elettrica della Gran Bretagna; è il terzo assessment del genere pubblicato da National Grid, e si inserisce nella fase finale del processo di pianificazione così strutturato:

1. Fase 1: sulla base del FES (“Future Energy Scenarios” – luglio 2017), si definiscono gli scenari di generazione e di domanda;
2. Fase 2: sulla base dell’ETYS (“Electricity Ten Year Statement” – novembre 2017, ovvero il piano di sviluppo decennale inglese) che riporta le esigenze di incrementare la capacità di trasporto della rete individuate applicando gli scenari energetici futuri ai modelli del sistema di trasmissione calcolando i flussi di potenza richiesti attraverso le sezioni di rete interne e le frontiere estere, in modo da identificare le porzioni di rete maggiormente congestionate. I proprietari della rete (TOs: Transmission Owners) rispondono a tali esigenze con soluzioni per il rinforzo della rete;
3. Fase 3: le analisi economiche di queste soluzioni da parte di National Grid costituiscono le fondamenta per la pubblicazione del NOA.

In particolare, il NOA si propone di:

- valutare tutte le opzioni possibili e suggerire le migliori soluzioni per adempiere alle richieste di capacità di trasporto addizionale sottolineate nell’ETYS;
- consigliare quali soluzioni adottare o non adottare, e dove e quando gli investimenti dovrebbero essere allocati per sviluppare un sistema di trasmissione efficiente, coordinato ed economico;
- fornire indicazioni su come i TOs potrebbero aggiornare la pianificazione temporale dei progetti di rinforzo in modo da essere sicuri che essi siano completati quando si hanno i maggiori benefici per i consumatori;
- indicare al mercato il livello ottimo di interconnessione con le altre reti elettriche europee in modo da massimizzare il SEW europeo.

In questa sede, l’interesse di Terna è volto a prendere spunto dalla metodologia adottata da National Grid in particolare per la tematica di identificazione della “strategia ottima”, ovvero quella che, in un set di possibili strategie per l’identificazione di una capacità obiettivo in differenti scenari di analisi, presenta il cosiddetto “*least regret*” (“minimo rimpianto”).

Si riporta di seguito un esempio esplicativo dell’applicazione della metodologia “*least regret*” (fonte: NOA).

In prima istanza, vi è la constatazione che ciascun intervento sulla rete di trasmissione finalizzato all’incremento della capacità di trasporto ha associati:

- un beneficio
- un costo di realizzazione.

Il **beneficio netto** di un’opzione di incremento di capacità durante tutta la sua vita utile è pertanto definito come differenza tra i benefici totali e i costi totali di realizzazione dell’opzione stessa.

Nell’analisi del “*least regret*” al singolo anno orizzonte vengono investigati tutti i possibili piani di azione presentati: questi costituiscono le differenti strategie di investimento, e i relativi **economic regrets** vengono calcolati all’interno di ciascuno

Post consultazione maggio 2018

I temi emersi in consultazione, anche relativamente alla necessità di individuare una strategia di capacità obiettivo a partire da due scenari contrastanti, hanno richiesto ulteriori approfondimenti su metodologie simili adottate a livello Europeo.

L’approccio “*least regret*” utilizzato da National Grid nel contesto analogo del “Network Options Assessment”, costituisce un valido riferimento per indirizzare una decisione in condizioni di incertezza, ovvero in presenza di più opzioni.

scenario rispetto alle altre possibili strategie, al fine di identificare e quantificare il rischio massimo di ciascun piano di azione all'interno dello scenario stesso. **Selezionando la strategia con il più basso "regret" si perviene alla soluzione economica più performante per il sistema elettrico.**

Nell'analisi economica, il "regret" di una strategia è definito come la differenza in termini di beneficio di quella strategia rispetto al beneficio della migliore strategia:

$$Regret_i = Net\ Benefit_{Best\ Strategy} - Net\ Benefit_i$$

Dunque, in ciascuno scenario la migliore strategia avrà un regret nullo, e le altre strategie avranno differenti livelli di regret rispetto all'opzione migliore. Un esempio viene rappresentato nella tabella seguente:

Tabella 2 - Esempio di calcolo del Regret ad un set di opzioni

	Opzione 1	Opzione 2	Opzione 3
Costo di investimento (M€)	40	20	60
Beneficio totale (M€)	420	220	460
Beneficio netto (M€)	380	200	400
Regret (rispetto all'opzione a maggiore beneficio netto (M€))	20	200	0

Si evince che nell'opzione 3, che rappresenta la migliore (maggiore beneficio netto) tra quelle proposte in un determinato scenario, non vi è alcun regret associato alla sua scelta. Ma considerando differenti scenari, la stessa strategia potrebbe non essere la migliore: occorre, quindi, analizzare il regret delle strategie proposte all'interno di tutti gli scenari futuri considerati ed evidenziare qual è il regret peggiore nel quale si potrebbe incorrere scegliendo quella strategia. Nelle figure seguenti si riporta un esempio del beneficio netto calcolato per differenti strategie all'interno di scenari multipli e dei relativi regret:

Tabella 3 - Esempio di valutazione del Beneficio Netto e del regret per ciascuno scenario/opzione

Beneficio Netto (M€)	Scenario	Opzione 1	Opzione 2	Opzione 3
	Scenario A	380	200	400
Scenario B	120	165	125	
Scenario C	350	50	250	
Scenario D	160	150	185	

Regret (M€)	Scenario	Opzione 1	Opzione 2	Opzione 3
	Scenario A	20	200	0
Scenario B	45	0	40	
Scenario C	0	300	100	
Scenario D	25	35	0	
Worst regret	45	300	100	

L'analisi del "least regret" mostra che l'opzione 1 minimizza il rischio all'interno di tutti e quattro gli scenari considerati, poiché il regret ad essa associato sarà non più di € 45 milioni. Questo tipo di approccio fornisce uno strumento per una più stabile e robusta decisione all'interno di un range di possibili soluzioni, minimizzando al contempo l'esposizione a regret significativi.

3.4 Considerazioni

Le metodologie riportate nei paragrafi 3.1 e 3.2, basano l'identificazione di nuova capacità di scambio tra zone di mercato per scenari di lungo (2030) e lunghissimo termine (2040) su tre indicatori:

- A) Sicurezza di approvvigionamento
- B) Integrazione Rinnovabili
- C) Integrazione dei mercati

La definizione della capacità obiettivo a livello nazionale assume due dimensioni:

- Internazionale: incremento della capacità di scambio con le frontiere estere (confini);
- Interna: incremento della capacità di scambio tra zone di mercato (sezioni).

L'applicazione dei "criteri europei" illustrati nei precedenti paragrafi può risultare idonea per le interconnessioni al fine di garantire:

- la coerenza metodologica in ambito europeo;
- il rispetto degli obiettivi europei comuni

ma non ottimale per i rinforzi interni tra zone di mercato.

Il criterio del differenziale di prezzo in esito ai mercati del giorno prima alla base del calcolo SEW non risulta sufficiente a catturare le effettive opportunità dello sviluppo della rete; l'analisi deve necessariamente essere estesa alla valutazione dell'impatto sul MSD/MB, in particolare per gli interventi che incrementano i limiti di scambio tra le sezioni interne.

Come già rappresentato nel Piano di Sviluppo 2018 si evidenzia che:

- da una parte, a fronte di un allineamento dei prezzi medi nel Mercato del Giorno Prima, si registrano situazioni di congestione significative tra le diverse zone di mercato; si vedano ad esempio i dati relativi alla sezione Centro Sud – Centro Nord, da cui risulta che:
 - o le rendite di congestione sono incrementate del 70% dal 2016 al 2017;
 - o le ore di congestione sono triplicate da 500 a 1500;

Figura 1 - Analisi dei differenziali medi di prezzo

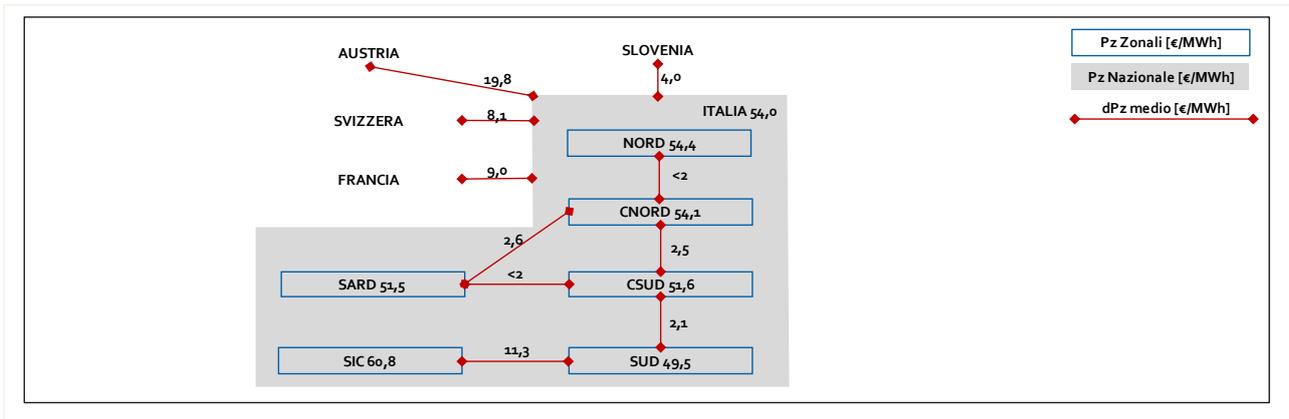


Figura 2 – Rendita da congestione delle zone di mercato

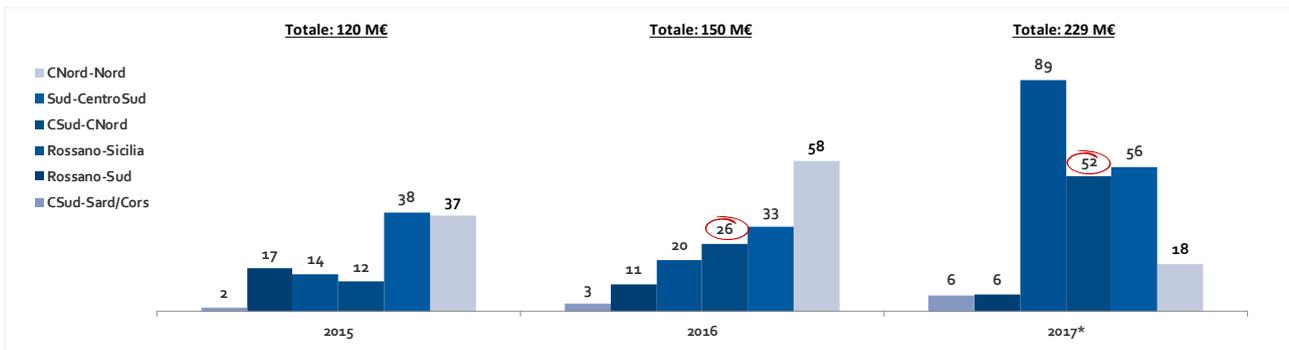
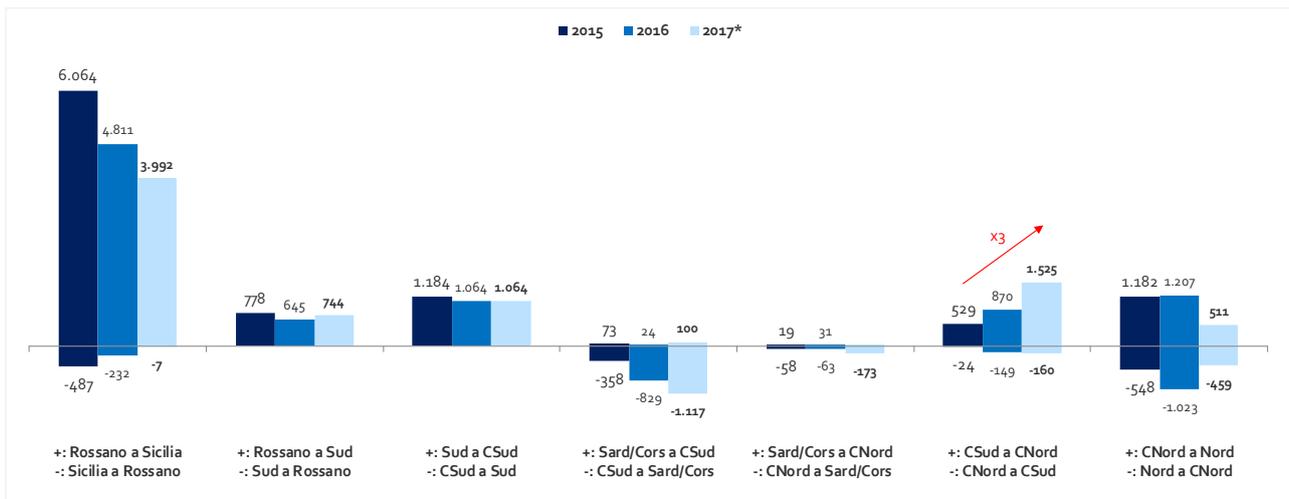
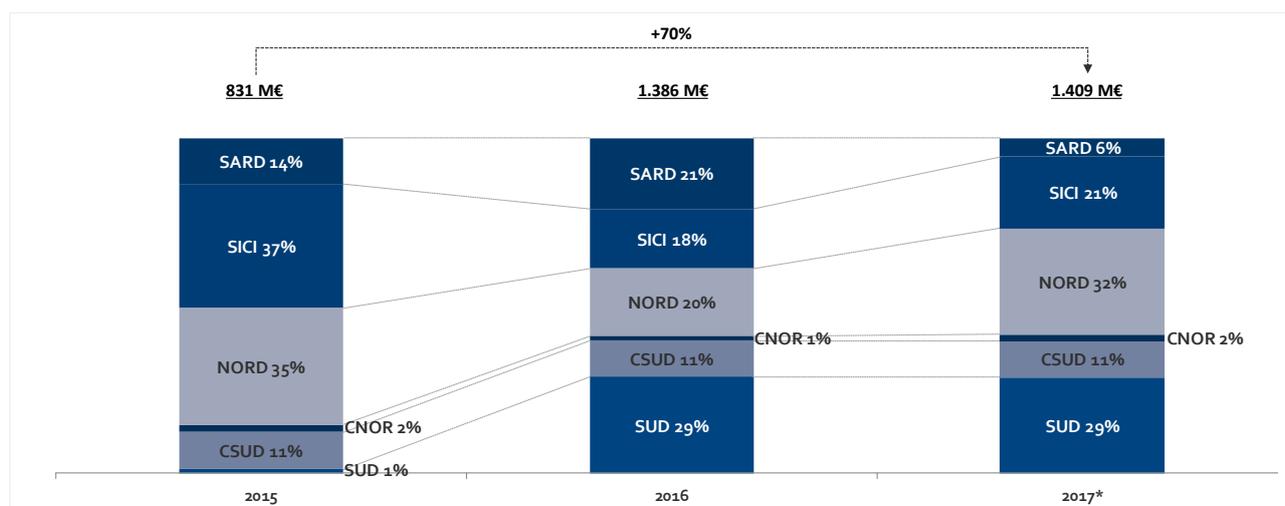


Figura 3 – Ore di congestione tra zone di mercato



- dall'altra si registra un trend di crescita sui costi nel Mercato dei Servizi di Dispacciamento, così come riportato in Figura 4.

Figura 4-Oneri MSD ex-ante per zona di mercato



È evidente che l'indicatore SEW, la cui funzione obiettivo prevede la massimizzazione del welfare di sistema nel Mercato del Giorno Prima (somma del surplus dei consumatori, del surplus dei produttori e delle rendite da congestione), potrebbe fornire indicazioni non complete ai fini del calcolo della capacità obiettivo tra zone di mercato (sezioni).

Si ritiene che per effettuare una valutazione più completa, unitamente alle rendite di congestione ed all'indicatore SEW, si debbano considerare anche altri indicatori, come ad esempio quelli (inclusi nella metodologia ACB 2.0) riferiti all'MSD ed alla risoluzione dei vincoli di rete.

4 Assunzioni e ipotesi di riferimento

Si riporta nella figura seguente il quadro complessivo delle assunzioni e delle ipotesi di riferimento dettagliate nei successivi paragrafi.

Figura 5-Assunzioni e ipotesi di riferimento: quadro complessivo



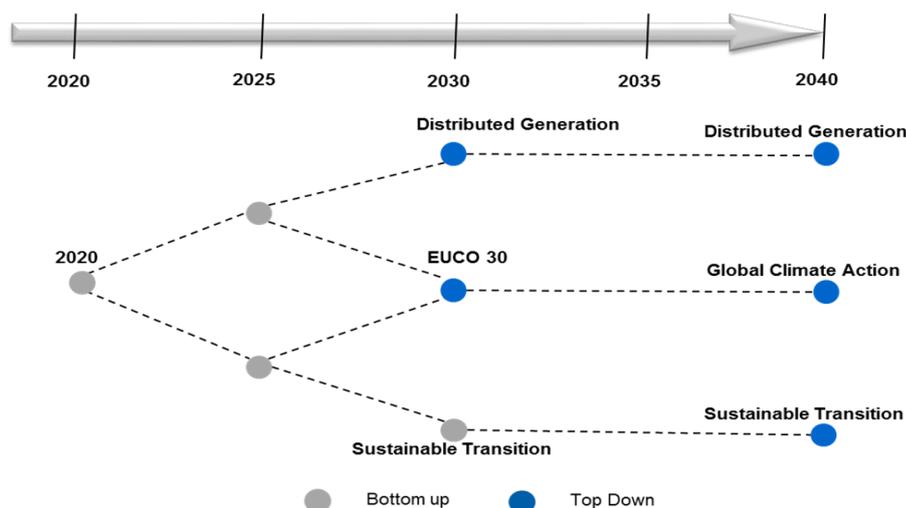
Inoltre, si assume una rete di riferimento di minimo sviluppo come dettagliata nel paragrafo 4.3.

4.1 Scenari di riferimento

Quali scenari di riferimento sono stati utilizzati gli stessi adottati per il Piano di Sviluppo 2018, ovvero i due scenari contrastanti allineati agli scenari Europei elaborati da ENTSO-E ai fini del TYNDP 2018: il Sustainable Transition (ST) ed il Distributed Generation (DG).

Gli scenari proposti in ambito ENTSO-E coprono diversi orizzonti temporali (2020, 2025, 2030 e 2040) e diverse ipotesi di trend regolatori e di sviluppo tecnologico.

Per la costruzione degli scenari, ENTSO-E ha adottato sia un approccio *bottom-up* (in cui viene chiesto ai TSO di ciascuna nazione di mettere a disposizione la propria esperienza e conoscenza per una modellazione dettagliata del paese in cui opera) che un approccio *top-down* (in cui, al contrario, il driver principale risulta essere il raggiungimento degli obiettivi europei in termini di cambiamento climatico).



L'approccio *bottom-up* viene applicato negli anni di più breve termine (scenario 2020, 2025) e nell'anno 2030 definito "Sustainable Transition", mentre l'approccio *top-down* viene adottato nello scenario "Distributed Generation".

Ai fini del presente documento verranno utilizzati, coerentemente con il Piano di Sviluppo 2018, gli scenari ST e DG.

Più in dettaglio:

- Lo **scenario Sustainable Transition** è l'unico, tra quelli proposti in ambito ENTSO, che è stato definito con metodologia *bottom-up*, basandosi cioè sul contributo e supporto informativo dei TSO. Il trend macroeconomico vede una crescita economica moderata con possibilità di erogare incentivi per il finanziamento delle fonti rinnovabili grazie alle disponibilità di capitali. A livello generale l'Europa è vista in linea con il raggiungimento degli obiettivi al 2030 e leggermente in ritardo per quelli al 2040 sul percorso della decarbonizzazione al 2050 qualora non si acceleri il processo di decarbonizzazione nel settore elettrico durante il decennio 2040.

La domanda di energia elettrica è relativamente stabile o in lieve crescita, così come la domanda di gas, ma quest'ultima limitatamente al settore dei trasporti, mentre le misure di efficienza energetica nel settore domestico hanno l'effetto di contenere la domanda di gas.

In un contesto di efficientamento energetico moderato, infatti, vi è un lieve calo nell'uso di impianti di riscaldamento a gas, nonostante quest'ultimo rimanga la fonte più utilizzata mentre le pompe di calore ibride vengono considerate un'opzione concreta ed economicamente sostenibile per i nuovi edifici in costruzione.

Nel settore dei trasporti, invece, i bassi costi del gas e lo sviluppo di biometano conducono a un aumento dei veicoli a gas. Nel trasporto pesante, in particolare, si registra una crescita dell'utilizzo di LNG.

Per quanto attiene alla generazione infine, per far fronte all'incremento, seppur lieve, della domanda, nello scenario Sustainable Transition si assiste a un aumento degli impianti a gas e a una contestuale diminuzione degli impianti a carbone, con una conseguente maggiore flessibilità a sostegno delle rinnovabili. È prevista la riduzione delle emissioni di CO₂ spinta dalla chiusura di molti impianti a carbone fuori dal merit order a seguito dell'aumento dei prezzi ETS e per le politiche di decarbonizzazione portate avanti dai vari governi.
- Nello **scenario Distributed Generation**, definito con approccio di tipo *top-down*, i consumatori hanno un ruolo centrale proattivo (prosumers), sono fortemente responsabilizzati nella sfida contro il cambiamento climatico e nel rispetto dei target di decarbonizzazione e sostenibilità ambientale.

Per quanto attiene alle assunzioni sul trend macroeconomico questo scenario prevede una forte crescita economica e uno stringente schema ETS che favorisce lo spiazzamento del carbone da parte del gas naturale nella produzione di energia elettrica (Gas before Coal) e l'incremento della quota di mercato di bio-combustibili.

La domanda annuale di energia elettrica aumenta nel settore del riscaldamento e nei trasporti, mentre si riduce in ambito domestico grazie al comportamento proattivo dei prosumers e all'alto grado di efficienza energetica degli edifici.

Anche la domanda annuale di gas ha andamenti differenti in funzione del settore di riferimento registrando un incremento nel settore dei trasporti, e una flessione in ambito domestico a causa sia del maggiore utilizzo delle tecnologie di riscaldamento elettrico, sia del miglior isolamento degli edifici. Anche in ambito industriale si prevede una riduzione del consumo di gas naturale, sebbene i combustibili a gas siano ancora richiesti per rispondere alle domande di picco.

Nel settore dei trasporti i veicoli elettrici e a gas risultano elementi chiave per il raggiungimento dei target di riduzione delle emissioni: da un lato il calo dei prezzi delle batterie favorisce la diffusione dei veicoli elettrici, dall'altro si registra un incremento nel ricorso al LNG nel settore del trasporto di beni pesanti.

Per quanto concerne il riscaldamento, le pompe di calore si configurano come una concreta alternativa al riscaldamento con fonti fossili. In particolare, considerate le misure di efficienza energetica, i prosumers prediligono il ricorso a pompe di calore ibride che consentono una maggiore flessibilità nella scelta della fonte energetica più adatta alle loro esigenze di riscaldamento.

Infine, lo scenario DG evidenzia un generale progresso in termini di generazione distribuita e storage domestico e commerciale. Grazie alla continua riduzione dei costi, infatti, le tecnologie per la generazione di piccola scala e la produzione da impianti fotovoltaici sono sempre più un'opzione concreta per molti prosumers.

L'innovazione tecnologica favorisce la diffusione dei sistemi di storage consentendo agli utenti di bilanciare generazione e consumi giornalieri e ottenendo un concreto vantaggio economico.

Contestualmente, si registra un aumento del Power to Gas (P2G) che abilita la produzione economicamente sostenibile di gas.

4.2 Struttura zonale

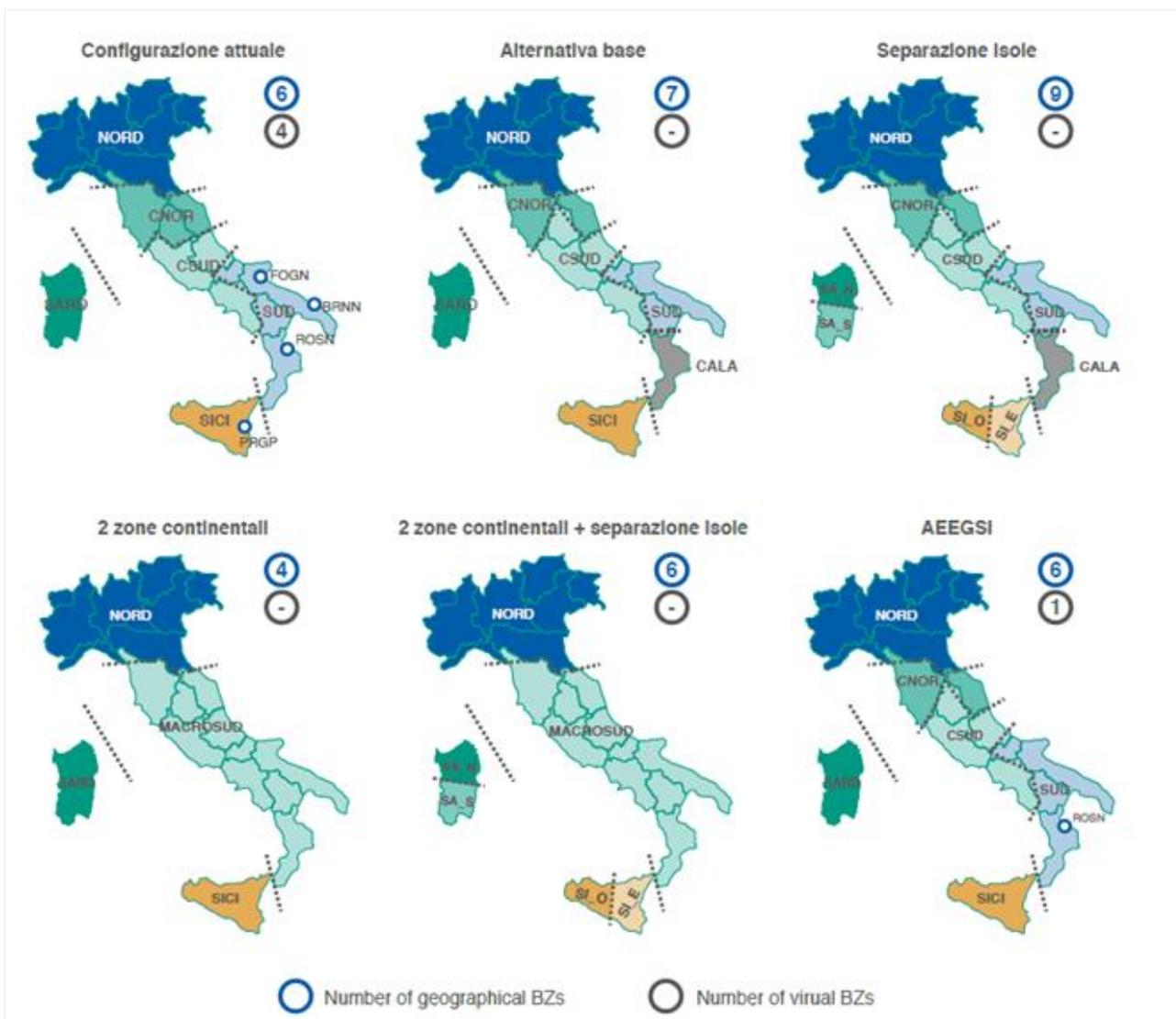
Nell'ambito del processo di revisione delle zone di mercato italiane ai sensi del Regolamento CACM (EU Regulation 1222 / 2015), è stato consultato il documento "Revisione configurazione zonale – Report finale". La consultazione si è chiusa il 16 marzo 2018.

Di seguito sono rappresentate le proposte delle strutture zonali oggetto di consultazione.

Post consultazione maggio 2018

In corso di consultazione, nelle more di una decisione da parte di ARERA, gli operatori hanno suggerito l'utilizzo della struttura vigente. Gli studi sono stati avviati in linea con tale assunzione, e confermati successivamente all'espressione dell'Autorità in merito, in assenza di impatti significativi.

Figura 6-Sintesi delle strutture zonali oggetto di consultazione

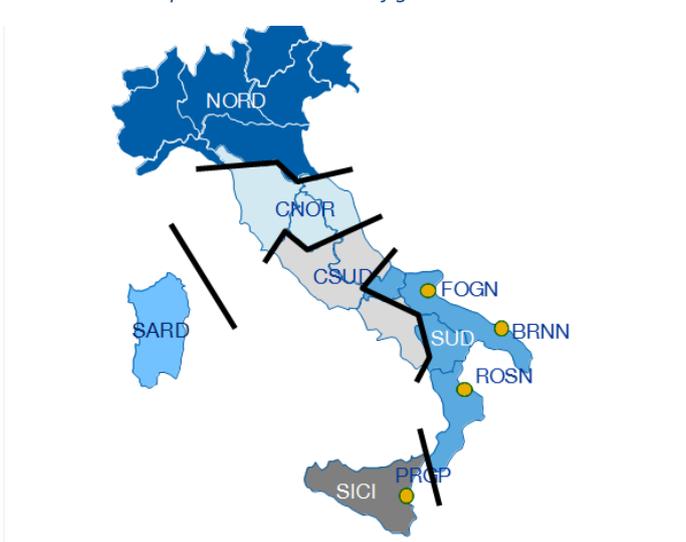


Al momento della stesura del documento metodologico per il calcolo della capacità obiettivo si era ipotizzato di utilizzare, ai fini delle simulazioni, la configurazione zonale “alternativa base”, la quale prevedeva rispetto alla configurazione attuale:

- lo spostamento dell’Umbria dalla zona Centro Nord al Centro Sud;
- l’eliminazione dei poli di produzione limitata;
- la creazione della nuova zona di mercato Calabria.

Poiché, alla data del 29 maggio 2018 (data del seminario per la consultazione) e di avvio delle attività per l’identificazione delle capacità obiettivo l’Autorità non si era ancora espressa

Figura 7-Struttura zonale utilizzata nella identificazione della capacità obiettivo: “Configurazione Attuale”



in merito alla revisione della struttura zonale, Terna ha optato per lo svolgimento delle simulazioni sulla struttura zonale vigente, preferenza indicata anche da diversi operatori in sede di consultazione. In questo report sono presentati i risultati con questa assunzione.

Con la deliberazione n. 386/2018/R/EEL del 12 luglio scorso, l’Autorità ha deliberato in merito alla suddivisione della rete rilevante in zone, rimuovendo, rispetto alla configurazione zonale attuale, i tre poli di produzione limitata di Foggia, Brindisi e Priolo, lasciando invariato il polo di Rossano e spostando i punti di dispacciamento relativi alla centrale di Gissi nella zona Centro Sud.

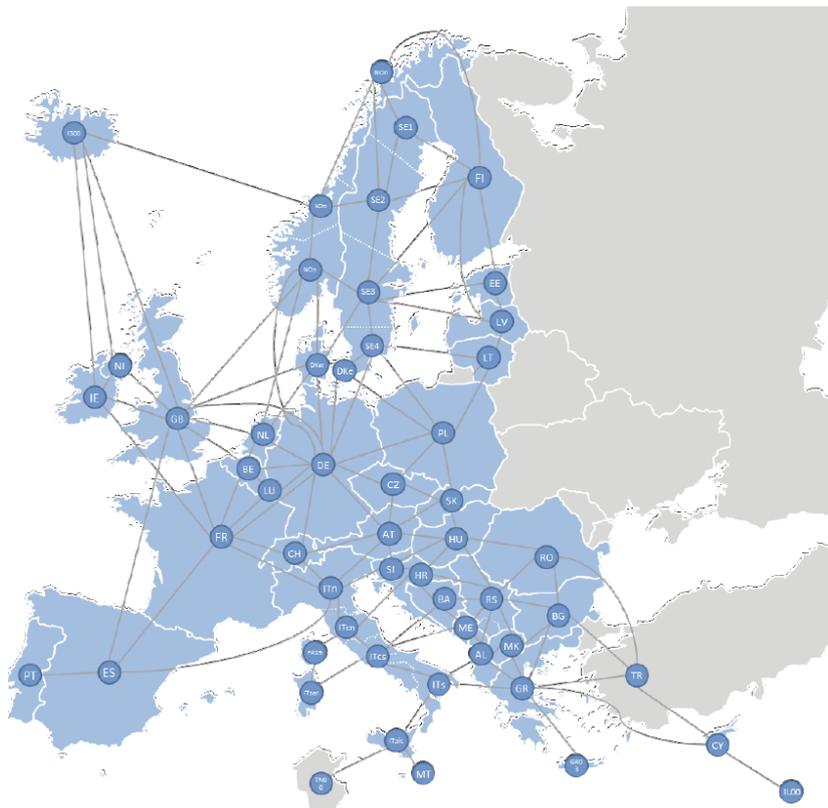
Tali modifiche della configurazione zonale non comportano impatti significativi sui risultati ottenuti con le simulazioni in presenza di tutti i poli di produzione limitata.

4.3 Modelli di mercato e di rete

Gli studi di mercato, utilizzati per dispacciare le unità di generazione e carico per tutto l'anno su base oraria, utilizza lo stesso modello semplificato della rete fisica adottato in ambito Europeo ai fini del TYNDP 2018, per dettagli si rinvia al sito <https://tyndp.entsoe.eu>.

Il modello di mercato utilizzato è rappresentato nella seguente figura.

Figura 8 - Rappresentazione de modello di mercato utilizzato (fonte: TYNDP2018)



Questo modello rappresenta le zone di mercato attraverso una rete di nodi interconnessi con singolo ramo per rappresentare interconnessioni tra ciascuna zona di mercato².

In linea con le valutazioni effettuate in ambito ENTSO- E la frontiera Italia – Spagna 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 di recente pubblicazione.

Il principale vantaggio di questo approccio è la possibilità di evidenziare i colli di bottiglia strutturali piuttosto che accidentali e per valutare i benefici economici derivanti dagli investimenti sulla rete (linee e stazioni). Lo scopo degli studi di mercato è, appunto, verificare l’impatto dei nuovi progetti di interconnessione confrontando due diverse situazioni di rete in termini di efficienza economica, i costi generali di produzione e la quantità totale di emissioni di CO₂ e di volumi di energia che non possono essere utilizzati.

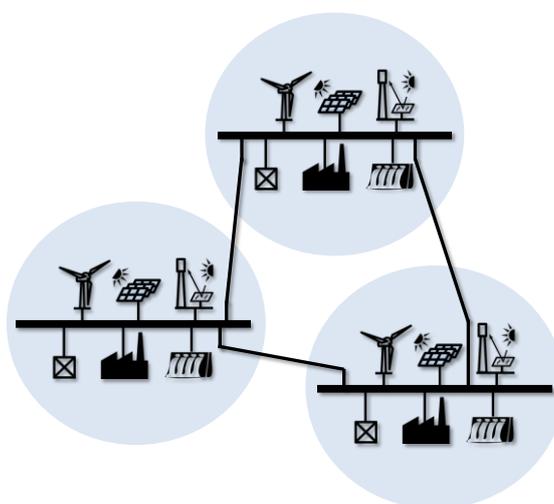
Il set di dati per tutti i paesi ENTSO-E e le ipotesi relative alla domanda di elettricità, alla generazione, al carburante e ai prezzi della CO₂ sono armonizzati come la modellizzazione delle rinnovabili con l'uso di una banca dati climatica paneuropea (PECD). Il sistema è modellato (vedi Figura 9) considerando un singolo nodo in ogni paese ad eccezione dei seguenti paesi: Danimarca, Italia, Lussemburgo, Norvegia e Svezia.

Il data set completo è disponibile sul sito <http://tyndp.entsoe.eu/maps-data/>.

Per gli studi di rete, il modello di rete utilizzato per le analisi nasce dalla Rete di Trasmissione Nazionale completa dei livelli di tensione 380, 220, 150 e 132 kV. Oltre alla rete italiana completa di tutti i livelli di tensione, il modello include anche la rete europea, modellata attraverso una rete bus-bar. In particolare, i paesi così modellati sono non solo quelli direttamente confinanti con l’Italia, Slovenia, Austria, Svizzera, Francia, Montenegro, Grecia, Malta, Corsica e Tunisia (quest’ultima solo per gli anni 2025 e 2030) ma anche Albania, Belgio, Bulgaria, Croazia, Danimarca, Bosnia Erzegovina, Estonia, Finlandia, Germania, Gran Bretagna, Irlanda, Irlanda del Nord, Lettonia, Lituania, Lussemburgo, Macedonia, Norvegia, Olanda, Polonia, Portogallo, Repubblica Ceca, Romania, Serbia, Slovacchia, Spagna, Svezia, Turchia e Ungheria. Il modello di ognuno di questi Paesi è, come anticipato, un’equivalente bus-bar senza il dettaglio della rete di trasmissione; per ognuno di essi sono specificati il modello di carico e generazione (impianti termici dispatchabili, generatori imposti, produzioni idriche, unità eoliche e fotovoltaiche).

Per ogni Paese interconnesso è specificato un limite di scambio con i Paesi confinanti allineato ai dati disponibili nel dataset disponibile sul sito <http://tyndp.entsoe.eu/maps-data/>.

Figura 9 - Esempio di modello di rete bus-bar



4.4 Rete di riferimento

Per le analisi ai fini del presente rapporto è stata valutata una rete di riferimento che, rispetto all'attuale, vede implementati i soli **progetti di sviluppo autorizzati**, inclusi nel Piano di Sviluppo 2018, ed il cui completamento è previsto, sulla base delle informazioni più aggiornate, entro il 2025 (**caso base**, denominato "**minimo sviluppo**"). In sede di consultazione, questa scelta ha ricevuto riscontri positivi da parte degli operatori.

Rispetto a tale **caso base** ed ai singoli interventi, le analisi sono state svolte negli scenari 2030 ST e 2030 DG con un approccio di tipo *TOOT* per la valutazione dei benefici degli interventi già autorizzati ed in costruzione e di tipo *PINT* per le valutazioni di capacità aggiuntiva, ovvero:

- approccio *TOOT* (Take Out One at the Time): dal caso minimo sviluppo si rimuovono uno per volta gli interventi sulla sezione/confine³ in esame;
- approccio *PINT* (Put IN one at Time): si calcolano i benefici correlati all'incremento della capacità di trasporto rispetto al caso base di minimo sviluppo, aggiungendo unicamente incrementi sulle sezioni/confini in esame ove sussistano le condizioni sul differenziale di prezzo rispetto al costo marginale e sulle ore di gestione di cui al successivo paragrafo 5.3.

Le simulazioni effettuate con approccio *PINT* sono finalizzate ad analizzare le «strategie di sviluppo», ovvero incrementi successivi di capacità tra una o più sezioni/confini di rete (si veda nel dettaglio il paragrafo 5).

Tali simulazioni hanno consentito di costruire una serie di strategie di sviluppo con i relativi benefici marginali per sezione/confine e conseguentemente di individuare i punti della curva marginale di beneficio nei due scenari "contrastanti" previsti in PdS (ST e DG).

Figura 10-Rete di riferimento: minimo sviluppo



³ Riferendosi la delibera 129/2018 alla capacità di trasporto aggiuntiva al «confine» tra il sistema elettrico italiano e i sistemi elettrici confinanti, ai fini della capacità obiettivo, si è definito il confine come aggregato di frontiere laddove le stesse risultino territorialmente confinanti e/o non riportino un disallineamento significativo della stima dei differenziali di prezzo.

4.5 Anni studio

In linea con quanto proposto nel documento di consultazione 542/2017/R/EEL, il documento metodologico sottoposto a consultazione prevedeva che l'analisi delle Capacità obiettivo riguardasse la fine dell'orizzonte decennale di PdS 2018, suggerendo l'anno 2025. Tenuto conto della natura decennale del Piano di Sviluppo, dei tempi di realizzazione delle nuove infrastrutture, delle esperienze maturate in ambito europeo, nonché della vita economica di esercizio dell'asset stesso⁴, le analisi condotte in questo rapporto hanno riguardato l'anno di studio 2030. Come disposto dalla deliberazione 627/2017 contenente i requisiti per Analisi Costi Benefici per gli interventi del PdS, il cash flow dei benefici è imposto costante a partire dall'anno 2030, sino al termine di vita economica di esercizio dell'asset; ne consegue che il beneficio calcolato a partire dall'anno di studio 2030 pesa per oltre l'80% sui benefici totali.

La sensitivity all'anno studio 2025 è quindi finalizzata alla completezza di indagine per valutare la robustezza dell'assunzione relativa a considerare il 2030 come anno studio per le analisi.

I dettagli dei principi utilizzati e i risultati sono riportati nel capitolo 7.

Post consultazione maggio 2018

In corso di consultazione gli operatori avevano condiviso il suggerimento iniziale di definire la capacità obiettivo all'anno orizzonte 2025 (DCO 542/2017/R/EEL); successivamente, confrontandosi con le best practices europee, e tenuto conto che lo sviluppo di capacità di trasporto è un'attività di medio-lungo termine, si è ritenuto più opportuno riguardare l'anno 2030, prevedendo anche una sensitivity all'anno studio 2025.

⁴ Riferimento: <https://www.arera.it/allegati/docs/16/627-16all.pdf>

5 Metodologia per la valutazione delle Capacità Obiettivo

5.1 Criteri generali

La capacità obiettivo su una sezione/confine è *“la capacità di trasporto addizionale che è economicamente efficiente realizzare, perché i benefici marginali sono maggiori dei costi marginali”*.

Molti dei progetti inclusi nel Piano di Sviluppo 2018 contribuiscono ad incrementare la capacità di scambio tra zone; a tali interventi è applicata l'Analisi Costi Benefici (ACB 2.0), che ne dimostra, attraverso i due indicatori Indice di Utilità del Sistema (IUS) e Valore Attualizzato Netto (VAN), il contributo positivo per il sistema Paese in almeno due scenari “contrastanti”.

La metodologia adottata 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, ma ha l'obiettivo di individuare la capacità addizionale efficiente tra due zone di mercato (sezioni) o con i Paesi confinanti (confini).

La metodologia utilizzata 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.

Gli approcci utilizzati in ambito europeo, descritti nel capitolo 3, si pongono l'obiettivo:

- di verificare la necessità di individuare nuova capacità di scambio tra Paesi addizionale al fine del raggiungimento dei target del 15% della capacità di scambio rispetto alla capacità di generazione installata (*“Towards a sustainable and integrated Europe”*);
- di definire le necessità di sviluppo in uno scenario di più lungo termine rispetto agli interventi già inclusi nel Ten Year Development Plan (*“European Power System 2040 Completing the map - The Ten-Year Network Development Plan 2018 System Needs Analysis”*).

L'approccio utilizzato nel presente documento, invece, ha lo scopo di definire la capacità obiettivo per ciascuna sezione/confine, svincolandosi dai singoli interventi di sviluppo e puntando verso un ottimo di sistema.

5.2 Valutazione del costo marginale

Un importante elemento alla base del processo di identificazione delle capacità obiettivo, consiste nell'individuazione del costo marginale della capacità aggiuntiva.

Il costo di costruzione della capacità di interconnessione varia in modo significativo tra i diversi progetti: i driver chiave sono la tecnologia, la lunghezza e la capacità del collegamento stesso. Evidentemente la stima dei costi relativa a progetti di aumento della capacità fra zone o Paesi oggi non inclusi in un Piano di Sviluppo, in assenza di ipotesi su come sarà realizzata tale capacità, è soggetta ad una significativa aleatorietà.

Un esercizio per consentire la definizione di “costi standard” è stato svolto in ambito europeo ed in particolare un report predisposto dalla Agency for the Coordination of Electricity Regulators, ACER⁵, in esito ad una specifica survey tra i diversi TSO.

In ambito nazionale, è stata predisposta una nuova metodologia per la definizione dei costi standard per interventi non speciali (rif. Allegato 74 al Codice di rete approvato con Delibera n.856/2017). La metodologia prevede, fin dalla prima fase del progetto, la stima di tutte le voci di costo di ciascun intervento.

Ai fini del presente documento, si ritiene necessario riportare quanto segue:

- per i progetti **già previsti nei Piani di Sviluppo**⁶ su sezioni/confini che incrementano la capacità di scambio si è utilizzata la stima dei costi presente nell’ultima edizione del Piano di Sviluppo stesso. Tale costo stimato, a livello di intervento, include eventuali riassetti rete, razionalizzazioni, opere interferenti che di norma sono abilitanti alla sostenibilità del progetto sul territorio, in assenza dei quali il progetto non sarebbe stato autorizzato e/o non sarebbe territorialmente accettato dagli Enti locali. Pertanto, si assume che concorra alla stima del costo marginale l’intero costo dell’intervento e si ipotizza di adottare, fino ai valori di capacità già pianificati nei Piani di Sviluppo, il costo marginale in funzione del costo dell’intervento nel suo complesso funzionale a incrementare la capacità di scambio sulla determinata sezione;
- per la stima dei costi relativa ad **interventi ulteriori rispetto a quelli già previsti** nel Piano di Sviluppo di Terna, per ciascuna sezione/confine, si è tenuto in conto delle ultime stime di costo per i nuovi progetti previsti in Piano di Sviluppo e i costi di riferimento/standard anche riferendosi alla letteratura europea disponibile.

Con particolare riferimento al costo marginale per ciascun rinforzo sui confini, si assume che in assenza di maggiori informazioni (quali accordi tra le parti) l’Italia si faccia carico del 50% del costo complessivo del progetto.

Alla luce delle disposizioni dell’Autorità di indicare, nel presente schema di identificazione delle Capacità Obiettivo, il costo di riferimento adottato per ciascuna sezione/confine, si riportano di seguito i principali dati alla base dei valori di costo, indicando anche per valori di capacità superiori a quelli previsti in PdS il costo standard di riferimento.

I dati di costo in “INPUT” per definire il costo marginale sono i seguenti:

- **i costi interventi:** rappresentano il costo stimato degli interventi riportato in PdS 2018 o nel TYNDP rispetto all’incremento di capacità di trasporto (I21) che tali interventi si stima possano garantire;
- **i costi standard:** il costo standard di progetti per realizzare nuova capacità con le seguenti casistiche:
 - riflette le stime già riportate in PdS 2018 laddove relativi a progetti simili (es. costo HVDC Centro Sud – Centro Nord applicato anche alle sezioni Centro Nord – Nord e Sud – Centro Sud);
 - riflette il costo di progetti (es. sulla frontiera Nord) già affrontati sulla sezione interessata, incrementati del 20% ipotizzando una saturazione dei corridoi infrastrutturali a scapito dell’economicità dei costi di realizzazione;

⁵http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/UIC%20Report%20-%20-%20Electricity%20infrastructure.pdf

⁶ Il costo è valutato sulla base del reale stato avanzamento degli interventi e della quota di costo stimato al netto del sostenuto.

- riflette i costi ACER (es. sulle frontiere Balcani e Nord Africa), applicati a progetti per i quali si ipotizza, a fini cautelativi per tener conto di una saturazione dei corridoi infrastrutturali, un incremento del 20% della lunghezza in km.

A titolo di esempio, nella Tabella 4, è stato esplicitato l'approccio adottato per il calcolo del costo marginale per la sezione Sud – Centro Sud, in corrispondenza degli step standard che si andranno a simulare nel calcolo dei benefici (tipicamente step 400 MW sulle sezioni interne e 500 MW sui confini).

Per definire il costo marginale della sezione in esame in corrispondenza di un incremento di 800 MW rispetto al caso di minimo sviluppo, si considerano i dati di input e i costi marginali dei progetti già esposti nel Piano di Sviluppo nel range di incremento 400-800 MW.

Nello specifico, il costo marginale per un incremento di capacità di 400 MW (da 400 a 800 MW) è stato calcolato come somma dei contributi di una serie di interventi ricadenti sulla medesima sezione:

- 25% ($=100/400$) del costo marginale dell'elettrodotto 380 kV Foggia – Gissi ($I_{21}=100$ MW);
- 50% ($=200/400$) del costo marginale dell'elettrodotto 380 kV Montecorvino – Benevento ($I_{21}=200$ MW);
- 25% ($=100/400$) del costo marginale di un progetto HVDC standard Sud – Centro Sud.

Pertanto, contribuiscono in pro-quota nella curva di costo marginale usata per le simulazioni/iterazioni del presente esercizio di individuazione delle capacità obiettivo, i singoli costi marginali di interventi già presenti nel PdS o standard, laddove l'incremento aggiuntivo non sia già contemplato nel PdS.

Ciò ha consentito di definire la tabella dei dati di OUTPUT con i costi marginali per ciascuna sezione/confine. I dettagli relativi alle informazioni di INPUT ed ai dati di costo marginale di OUTPUT sono riportati in allegato 3.

Rapporto di identificazione delle capacità obiettivo (rapporto finale)

Tabella 4 - Determinazione della curva di costo marginale INPUT vs. OUTPUT: esempio applicazione alla sezione Sud – Centro Sud

OUTPUT	Costi finali																						
	TOOT -400 MW <i>El. 380 kV Deliceto-Bisaccia</i>				Step +400 MW <i>coincide con il costo di +500 MW</i>				Step +800 MW <i>funzione dei contributi pesati per gli ulteriori +400 MW vs. step precedente</i> $\frac{100}{400} \times 0,35 + \frac{200}{400} \times 1,10 + \frac{100}{400} \times 1,12 = 0,93$						Step +1200 MW/+1.600 MW <i>coincide con il costo di +1.700 MW</i>								
	Costo marginale per incremento di capacità [M€/MW]																						
	dTTC - TOOT				dTTC - PINT																		
	1.200	600	400	100	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1.000	1.100	1.200	1.300	1.400	1.500	1.600	1.700	>1.700	
ITs-ITcs			0,2					0,4	0,4		1,1	0,9				1,1					1,1	1,1	
INPUT	Costi Standard																						
	stimato dTTC (I21)																						
	Costi interventi																						
	El. 380 kV Deliceto-Bisaccia (505-P) $\frac{86}{400} = 0,22$				El. 380 kV Foggia-Gissi (402-P) $\frac{176}{500} = 0,35$				El. 380 kV MCorvino-Benevento (506-P) $\frac{224}{200} = 1,12$						HVDC Standard Sud-CSud $\frac{1115}{1000} = 1,12$ <i>Ipotizzato progetto simile all'HVDC CSud CNord di cui si è effettuata una prima analisi di prefattibilità per l'inserimento in PdS'18</i>								

5.3 Valutazione del beneficio marginale

La **valutazione del beneficio marginale** si sviluppa in quattro fasi.

Fase 1: a partire dal caso base, la valutazione dei benefici marginali si sviluppa attraverso simulazioni di mercato (SEW) e simulazioni sul mercato dei servizi di dispacciamento (MSDz)⁷ con il seguente approccio:

1. simulazioni TOOT del valore di incremento di capacità di trasporto per i soli progetti autorizzati e la cui entrata in servizio è prevista entro il 2025 sulle sole sezioni/confini oggetto di variazione della capacità di scambio rispetto ai valori attuali winter peak;
2. simulazioni PINT incrementi contestuali e/o consecutivi di capacità tra una o più sezioni/confini di rete, verificando il confronto tra il beneficio marginale ed il costo marginale, al fine del raggiungimento del punto di equilibrio tra beneficio marginale e costo marginale, finalizzate ad identificare le «strategie di sviluppo».

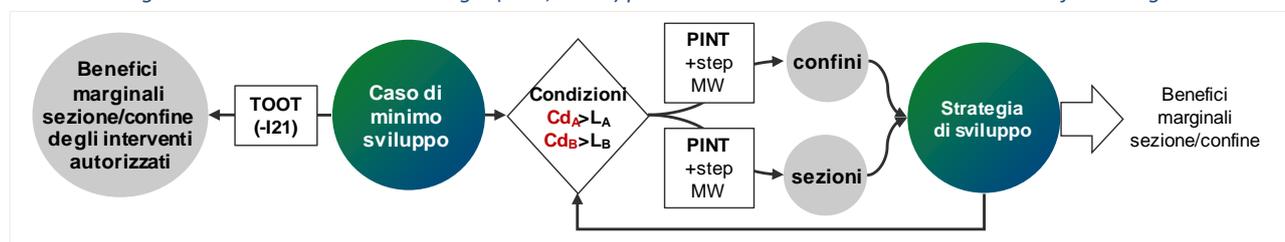
Per ciascuna simulazione TOOT, il valore di variazione della capacità di scambio è assunto pari al valore esplicitato in PdS (ed indicato con il codice I21).

Per costruire la strategia o le strategie di sviluppo e selezionare le sezioni ed i confini su cui effettuare degli incrementi di capacità (PINT) si analizzano per ciascuna sezione/confine i dati delle simulazioni di mercato della iterazione precedente verificando due grandezze:

- il valore Cd_A pari al rapporto tra la **media dei valori assoluti dei differenziali orari di prezzo dPz (€/MWh)** ed il **costo marginale (M€/MW)** per incremento unitario di capacità per ciascuna sezione/confine;
- il valore Cd_B corrispondente alle **ore di congestione totali (h)** per ciascuna sezione/confine.

La condizione che siano verificate almeno una delle seguenti condizioni:

Figura 11 - Simulazioni zonali energia (SEW, MSDz) per la costruzione della curva iniziale di beneficio marginale



- a) il rapporto Cd_A sia maggiore di un valore di riferimento soglia L_A ;
- b) il valore Cd_B delle ore di congestione totali sia maggiore di un valore soglia L_B ;

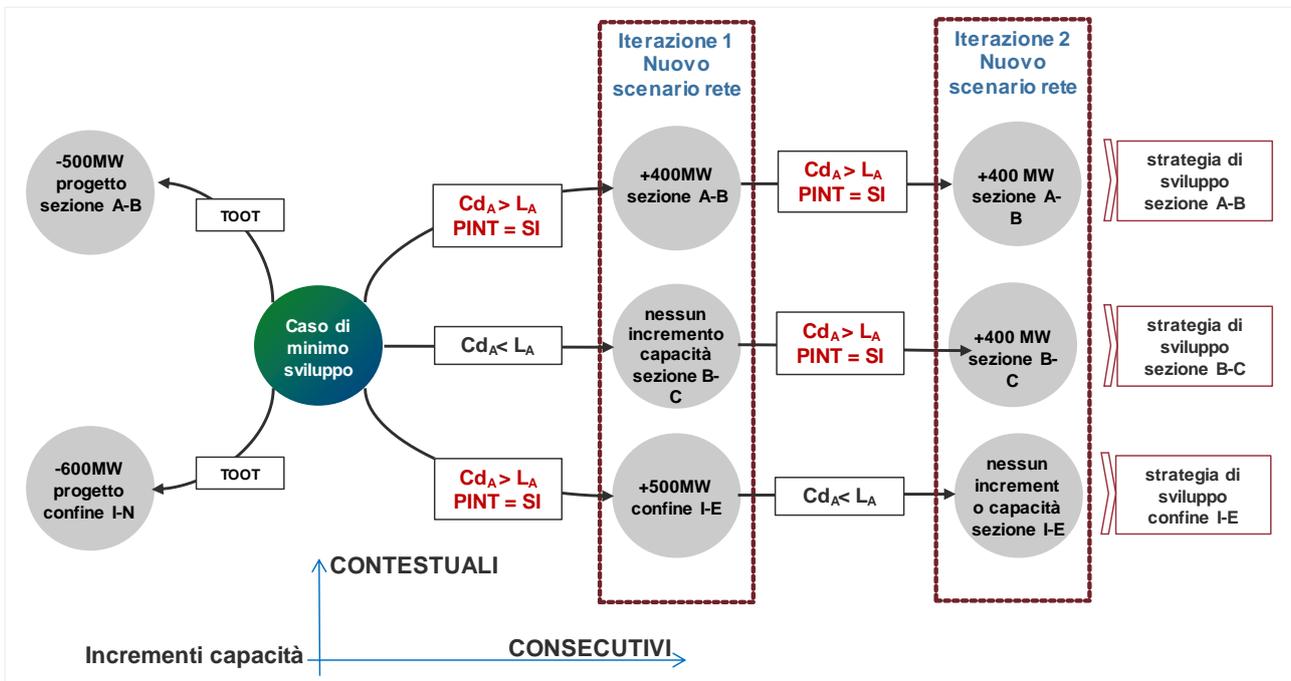
⁷ La corrispondenza con le categorie di beneficio oggetto di analisi nel Piano di Sviluppo 2018 è la seguente: SEW = B1, MSDz = quota del B7 a livello zonale.

determina la necessità/opportunità di incrementare per step di un gradino la capacità di scambio di una sezione/confine.

La valutazione su tutte le sezioni/confini porterà a definire una nuova rete di riferimento (o iterazione N+1) a partire dalla quale applicare nuovamente la metodologia, andando così a definire una o più strategie di sviluppo che consentiranno di identificare il beneficio marginale ($B_{i_sez/conf}$) per ciascuna sezione/confine misurato in M€/MW.

Il processo di verifica delle condizioni $Cd_A > L_A$ o $Cd_B > L_B$ viene quindi eseguito iterativamente fino a determinare la curva iniziale di beneficio marginale della sezione/confine. Il processo si interromperà nel momento in cui i criteri evidenziati non daranno più risultati positivi su nessuna sezione/confine e comunque l'ultima iterazione è tale da restituire benefici marginali (B) < costi marginali (C), ovvero rapporto $B/C < 1$.

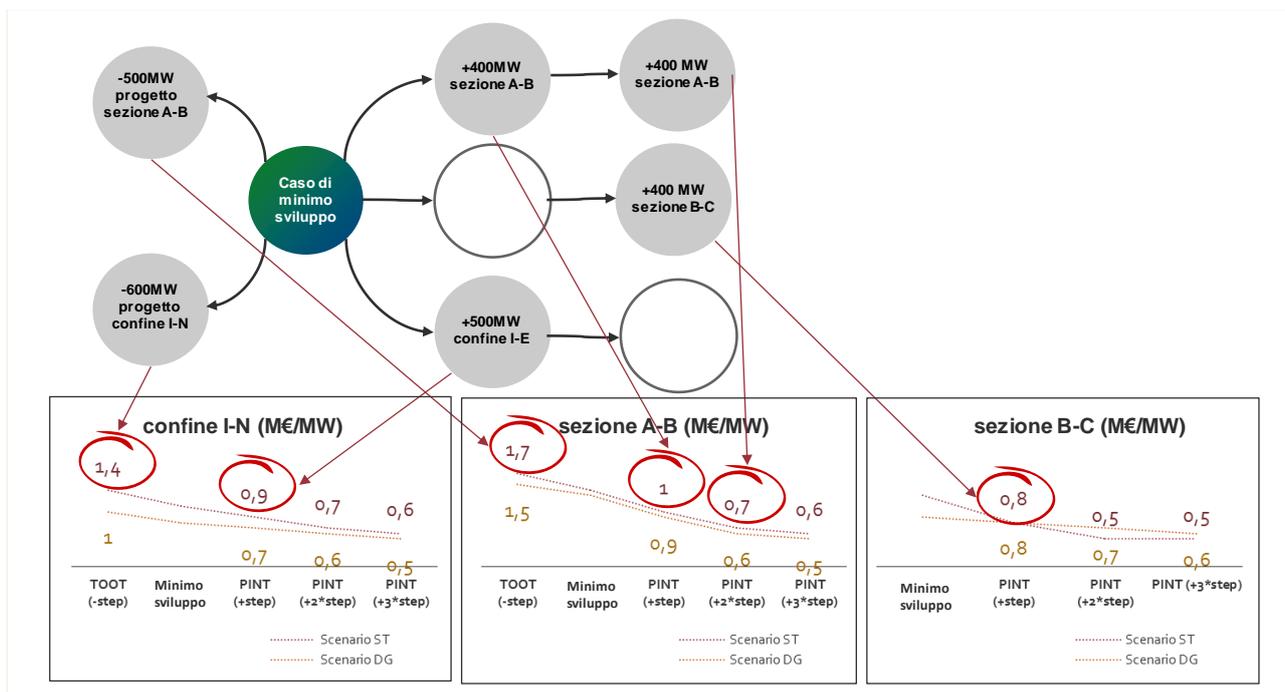
Figura 12-Esempio applicazione condizioni per definire iterazioni/strategie di sviluppo



Per le simulazioni delle strategie di sviluppo attraverso PINT, il valore di incremento della capacità di scambio è assunto pari ad un gradino di riferimento convenzionalmente di:

- $step_{confine} = 500$ MW sulle frontiere;
- $step_{sezione} = 400$ MW tra le zone interne.

Figura 13-Esempio compilazione curve iniziale di beneficio marginale vs. alle iterazioni



Tale convenzione, adottata anche in ambito europeo, non esclude la possibilità di definire gradini differenti ed inferiori in funzione delle zone di mercato interessate e/o di informazioni di maggiore dettaglio. Ai fini del presente studio non si è reso necessario definire gradini differenti o inferiori.

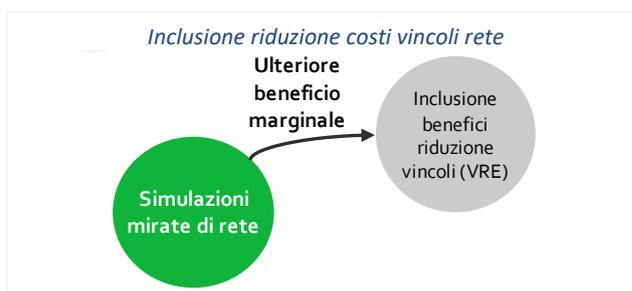
La necessità o opportunità di ricorrere a incrementi di capacità contestuali e/o consecutivi è dettata principalmente dalla necessità di tener conto della possibilità di traslazione della sezione congestionata, pertanto se una o più sezioni/confini verificano positivamente le condizioni $Cd_A > L_A$ o $Cd_B > L_B$, saranno incrementate di uno step contestualmente nella stessa iterazione. Inoltre, la contestualità garantisce di avere un numero congruo di iterazioni successive.

Infine, la consecutività garantisce che, laddove l'incremento di capacità su una sezione/confine conduca a benefici positivi solo successivamente ad altri sviluppi (incrementi di capacità), l'esigenza viene catturata anche nelle iterazioni successive.

Fase 2: in tale fase si costruisce, per ciascuno scenario e per ciascuna sezione, la curva iniziale di beneficio. Difatti, ogni iterazione in esito alle simulazioni di mercato, restituisce il beneficio annuale sui due scenari ST e DG, beneficio che attualizzato (con tasso al 4% per 25 anni) e rapportato all'incremento di capacità associato, determina il beneficio iniziale marginale sotteso all'incremento di capacità.

Al termine della fase 2, ogni sezione ed ogni confine saranno caratterizzate dalle proprie curve iniziali di beneficio (Scenario ST e Scenario DG).

Fase 3: in tale fase sono condotte le analisi di rete che costituiscono un passaggio importante per il consolidamento delle curve di beneficio. Difatti, le analisi svolte in fase 1 e fase 2 fanno riferimento alle sole simulazioni zonali di mercato; a partire dagli esiti di tale simulazioni vengono anche svolte analisi di rete in linea con l'approccio europeo volte a valorizzare tutti gli altri benefici necessari ad evitare



una sottostima dell’entità dei benefici. Su tale aspetto, in sede di consultazione, gli operatori hanno condiviso positivamente la scelta di prevedere l’inclusione anche degli altri benefici.

Pertanto, nelle curve di beneficio sono stati inclusi anche gli altri benefici, denominati convenzionalmente nel presente documento “Benefici di riduzione vincoli di rete” (VRE).

In particolare, si riporta nella figura un sommario dei benefici che sono stati considerati ai fini del presente esercizio di identificazione delle capacità obiettivo rispetto alla totalità di benefici utilizzati ai fini ACB nel PdS 2018 e previsti nella deliberazione 627/16/R/eel.

Figura 14-Categorie benefici di cui al PdS 2018 inclusi nella presente metodologia

Delibera 627 e PdS '18		Ai fini applicazione a metodologia per identificare capacità obiettivo			
		mag '18	consultazione	Set '18	Riscontro post consultazione
B1	Social Economic Welfare	SI	SI	SI	
B2	Riduzione perdite rete	NO	NO	NO	
B3	Riduzione rischio ENF	SI	SI	SI (VRE)	
B4	Riduzione oneri UESS	NO	valutare	NO	tipicamente catturato a livello intrazonale
B5	Integrazione rinnovabili	SI	SI	SI (VRE)	
B6	Investimenti evitati RTN	NO	NO	NO	
B7	Riduzione/aumento costi MSD	SI	SI	SI (MSDn nel VRE)	
B13	Incremento resilienza	NO	valutare	NO	metodologia differente basata sui TR, non catturabile
B18	Riduzione emissioni CO2	NO	valutare	SI	incluso
B19	Riduzione altre emissioni	NO	valutare	SI	incluso

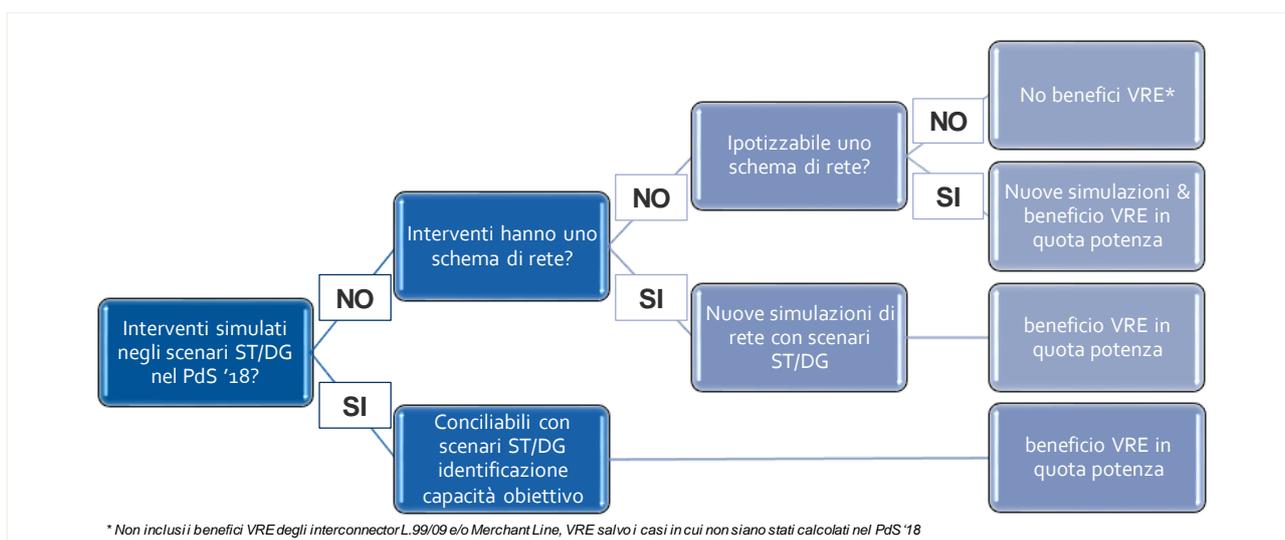
Le analisi di rete (anche di tipo probabilistico) sono state già condotte nell’ambito del Piano di Sviluppo 2018 ed i relativi risultati sono stati pubblicati a livello di intervento.

Laddove tali dati sono conciliabili con gli scenari e le strategie di sviluppo ipotizzate, i benefici a livello di intervento, già inclusi nel PdS 2018, sono stati utilizzati in quota potenza nella curva di beneficio marginale; laddove invece tali dati non sono conciliabili, sono state eseguite simulazioni mirate di rete (alcune).

Infine, per incrementi di capacità a cui non è stato possibile implementare nel modello di rete un progetto (es. nodi di interconnessione), rendendosi necessari studi di rete di dettaglio per poter definire uno schema di rete, non è stato possibile eseguire simulazioni di rete.

In particolare, si riportano nella figura sottostante i criteri con cui sono stati inclusi/valutati i benefici VRE.

Figura 15 - Criteri con cui sono stati inclusi/valutati i benefici VRE



Fase 4: è la fase nella quale si è consolidata la curva di beneficio a partire da quella iniziale (inclusiva di SEW e MSDz) verso quella finale (inclusiva del beneficio riduzione Vincoli di Rete VRE).

Le analisi di rete consentono di stimare con maggiore dettaglio i benefici correlati ad un incremento di capacità di scambio tra sezione/confini.

In tale contesto, si definisce il beneficio VRE (riduzione vincoli rete) come la somma delle seguenti categorie di beneficio: rischio Energia non Fornita (B3), integrazione rinnovabile (B5) e MSDn a livello nodale⁸ (B7).

⁸ MSDn = quota del B7 relativo alle movimentazioni finalizzate alla risoluzione di congestioni a livello nodale.

6 Applicazione della metodologia per identificare le capacità Obiettivo

Si riportano di seguito gli esiti dell'applicazione della metodologia per identificare i valori di capacità obiettivo.

In particolare, applicando la metodologia descritta nel capitolo precedente, in ogni singola interazione si verificano una delle seguenti 3 casistiche di eventi:

- 1- Nella sezione/confine si attiva la condizione Cd_A (nella quasi totalità dei casi non si è ricorso all'utilizzo della condizione Cd_B) ovvero il rapporto tra la media dei valori assoluti dei differenziali orari di prezzo dPz (€/MWh) ed il costo marginale (M€/MW) per incremento unitario di capacità è maggiore di un limite L_A imposto e quindi rende necessario incrementare nelle simulazioni di uno step (PINT) la capacità di trasporto sulla sezione.

Se il valore dei benefici calcolati ed associati all'incremento di capacità è maggiore dei costi, si descrive un punto nella curva dei benefici e si conferma l'incremento nella iterazione successiva.

LEGENDA		
$Cd_A > L_A$ PINT=SI	+step B/C > 1	1) Le condizioni indicano di attivare il PINT 2) La verifica dei benefici del PINT risulta POSITIVA con $B/C > 1$ 3) si descrive un punto nella curva di beneficio 4) si conferma il PINT nella iterazione successiva
$Cd_A > L_A$ PINT=SI	+step B/C < 1	1) Le condizioni indicano di attivare il PINT 2) La verifica dei benefici del PINT risulta NEGATIVA con $B/C < 1$ 3) NON descrive un punto nella curva di beneficio
$Cd_A < L_A$ PINT=NO		1) Le condizioni indicano di NON attivare il PINT

- 2- Nella sezione/confine, nonostante si attiva la condizione Cd_A il valore dei benefici calcolati ed associati all'incremento di capacità non è maggiore dei costi. Pertanto, non si descrive un punto nella curva dei benefici e non si conferma l'incremento nella iterazione successiva. Nella iterazione successiva sarà verificata la positività della condizione Cd_A e, laddove i benefici risultino maggiori dei costi, solo allora sarà descritto un punto nella curva dei benefici laddove gli stessi risultino maggiori dei costi.
- 3- Non si attiva la condizione Cd_A e pertanto non si attiva alcun incremento PINT di capacità.

Le immagini seguenti riportano gli esiti delle iterazioni per ciascuna sezione/confine, rispettivamente nei due scenari ST e DG.

Il processo si è fermato avendo raggiunto in tutte le sezioni/confini, il rapporto Benefici/Costi < 1, alla iterazione 5 nello scenario ST ed alla iterazione 6 nello scenario DG.

Figura 16-Iterazioni vs. strategie di sviluppo, scenario ST

ST 2030		ITERAZIONE 0 - TOOT	ITERAZIONE 1 - PINT	ITERAZIONE 2 - PINT	ITERAZIONE 3 - PINT	ITERAZIONE 4 - PINT	ITERAZIONE 5 - PINT
Confine Nord	AT - ITn	-100	$Cd_A > L_A$ PINT=SI +500 B/C > 1	$Cd_A > L_A$ PINT=SI +500 B/C < 1	$Cd_A > L_A$ PINT=SI +500 B/C < 1	$Cd_A > L_A$ PINT=SI +500 B/C > 1	$Cd_A > L_A$ PINT=SI +500 B/C < 1
	CH - ITn		$Cd_A > L_A$ PINT=SI +500 B/C > 1	$Cd_A > L_A$ PINT=SI +500 B/C > 1	$Cd_A > L_A$ PINT=SI +500 B/C < 1	$Cd_A > L_A$ PINT=SI +500 B/C > 1	$Cd_A > L_A$ PINT=SI +500 B/C < 1
	FR - ITn	-1200	$Cd_A > L_A$ PINT=SI +500 B/C < 1				
	SI - ITn		$Cd_A > L_A$ PINT=SI +500 B/C < 1	$Cd_A < L_A$ PINT=NO			
Confine Balcani	ITcn - HR			$Cd_A > L_A$ PINT=SI +500 B/C < 1			
	ME - ITcs ITbr - GR	-600	$Cd_A > L_A$ PINT=SI +500 B/C < 1	$Cd_A > L_A$ PINT=SI +500 B/C < 1		$Cd_A > L_A$ PINT=SI +500 B/C < 1	$Cd_A > L_A$ PINT=SI +500 B/C < 1
Confine N.Africa	ITsic - TUN		$Cd_A > L_A$ PINT=SI +500 B/C > 1	$Cd_A > L_A$ PINT=SI +500 B/C > 1	$Cd_A > L_A$ PINT=SI +500 B/C < 1	$Cd_A > L_A$ PINT=SI +500 B/C < 1	
Sezioni interne	ITcn - ITn		$Cd_A > L_A$ PINT=SI +400 B/C > 1	$Cd_A < L_A$ PINT=NO	$Cd_A > L_A$ PINT=SI +400 B/C < 1	$Cd_A > L_A$ PINT=SI +400 B/C < 1	$Cd_A < L_A$ PINT=NO
	ITcs - ITcn		$Cd_A > L_A$ PINT=SI +400 B/C > 1	$Cd_A > L_A$ PINT=SI +400 B/C > 1		$Cd_A > L_A$ PINT=SI +400 B/C < 1	$Cd_A > L_A$ PINT=SI +400 B/C < 1
	ITs - ITcs	-400	$Cd_A > L_A$ PINT=SI +400 B/C < 1	$Cd_A > L_A$ PINT=SI +400 B/C < 1		$Cd_A > L_A$ PINT=SI +400 B/C < 1	$Cd_A > L_A$ PINT=SI +400 B/C < 1
	ITsic - IT		$Cd_A > L_A$ PINT=SI +400 B/C > 1			$Cd_A > L_A$ PINT=SI +400 B/C > 1	
	ITsar - IT			$Cd_A > L_A$ PINT=SI +400 B/C > 1			
	ITsar - IT		$Cd_A > L_A$ PINT=SI +400 B/C > 1	$Cd_A > L_A$ PINT=SI +400 B/C < 1	$Cd_A < L_A$ PINT=NO	$Cd_A > L_A$ PINT=SI +400 B/C < 1	$Cd_A > L_A$ PINT=SI +400 B/C < 1
	ITsic - IT			$Cd_A > L_A$ PINT=SI +400 B/C < 1	$Cd_A > L_A$ PINT=SI +400 B/C > 1	$Cd_A > L_A$ PINT=SI +400 B/C < 1	$Cd_A < L_A$ PINT=NO

MINIMO SVILUPPO

Figura 17-Iterazioni vs. strategie di sviluppo, scenario DG

DG 2030		ITERAZIONE 0 - TOOT	ITERAZIONE 1 - PINT	ITERAZIONE 2 - PINT	ITERAZIONE 3 - PINT	ITERAZIONE 4 - PINT	ITERAZIONE 5 - PINT	ITERAZIONE 6 - PINT
Confine Nord	AT - ITn	-100	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C > 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C > 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C > 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C < 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C < 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C < 1
	CH - ITn		Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C > 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C > 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C < 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C < 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C > 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C < 1
	FR - ITn	-1200	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C > 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C > 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C < 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C < 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C < 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C < 1
	SI - ITn		Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C > 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C > 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C < 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C < 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C < 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C < 1
Confine Balcani	ITcn - HR			Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C > 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C > 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C < 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C < 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C < 1
	ME - ITcs	-600	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C > 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C < 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C < 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C < 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C < 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C < 1
	ITbr - GR			Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C < 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C < 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C > 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C < 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C < 1
Confine N.Africa			Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C > 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C > 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C < 1	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C < 1		
Sezioni interne	ITcn - ITn		Cd _A >L _A +400 PINT=SI B/C > 1	Cd _A <L _A PINT=NO	Cd _A >L _A +400 PINT=SI B/C < 1	Cd _A >L _A +400 PINT=SI B/C < 1		Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C < 1
	ITcs - ITcn		Cd _A >L _A +400 PINT=SI B/C > 1	Cd _A >L _A +400 PINT=SI B/C < 1	Cd _A >L _A +400 PINT=SI B/C < 1	Cd _A >L _A +400 PINT=SI B/C > 1		Cd _A >L _A +400 PINT=SI B/C < 1
	ITs - ITcs	-400	Cd _A >L _A +500 PINT=SI B/C > 1	Cd _A <L _A PINT=NO	Cd _A >L _A +400 PINT=SI B/C < 1	Cd _A >L _A +400 PINT=SI B/C < 1		Cd _A >L _A +400 PINT=SI B/C < 1
	ITsic - IT		Cd _A >L _A +400 PINT=SI B/C > 1			Cd _A >L _A +400 PINT=SI B/C < 1		
	ITsar - IT			Cd _A >L _A +400 PINT=SI B/C > 1				
	ITsar - IT			Cd _A >L _A +400 PINT=SI B/C > 1		Cd _A >L _A +400 PINT=SI B/C < 1	Cd _A >L _A +400 PINT=SI B/C < 1	
	ITsic - IT				Cd _A >L _A +400 PINT=SI B/C > 1	Cd _A >L _A +400 PINT=SI B/C > 1		Cd _A >L _A +400 PINT=SI B/C < 1

MINIMO SVILUPPO

7 Individuazione della capacità obiettivo

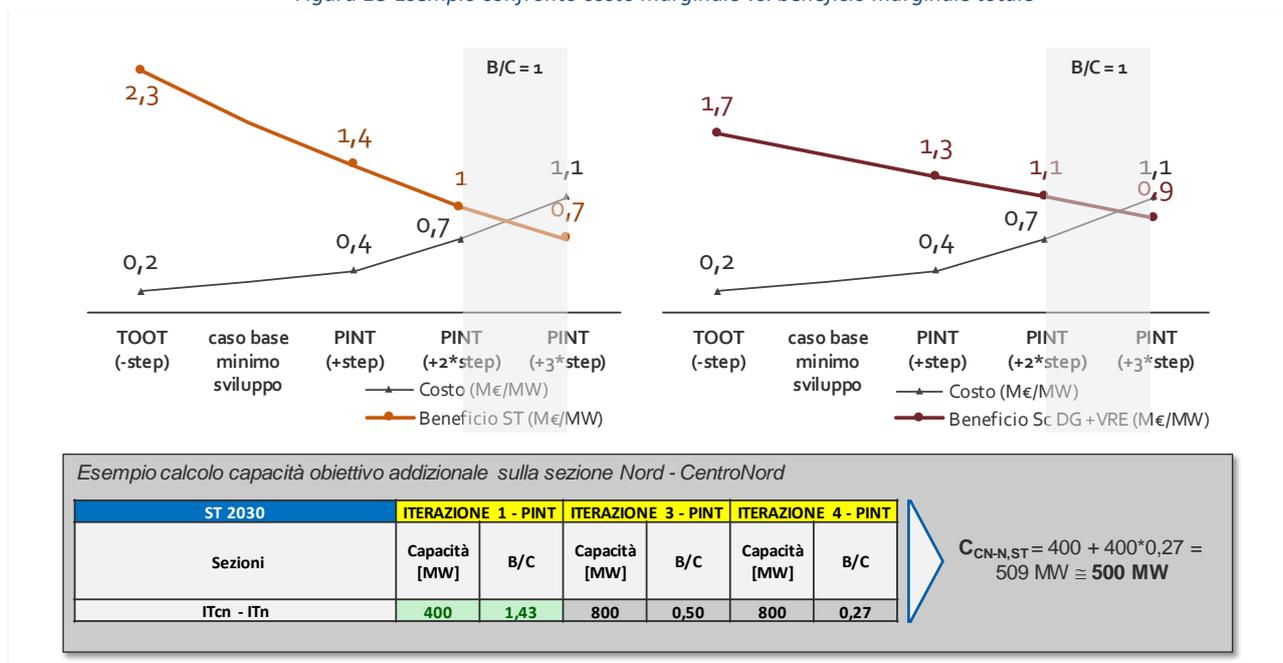
A seguito dell'individuazione del costo e beneficio marginale, per ciascuna sezione/confine⁹ negli scenari ST e DG, è stato individuato il gradino in cui si incrociano le relative curve di beneficio marginale totale e di costo marginale.

Il gradino di intersezione fra le curve rappresenta l'area dove identificare la **capacità obiettivo** per quella sezione/confine sulla base della sequenza di incrementi di capacità (strategia di sviluppo), ed il **valore di capacità obiettivo addizionale** $C_{X,Y}$ è somma di tutti gli step precedenti che hanno prodotto $B/C > 1$ a cui si somma il valore dello step dell'ultima iterazione moltiplicato per il relativo rapporto B/C.

$C_{X,Y}$ rappresenta il valore di capacità obiettivo dove X è la sezione/confine ed Y è lo scenario considerato.

Per ciascuna sezione/confine si producono **due valori di capacità obiettivo**: uno per ciascuno degli scenari considerati.

Figura 18-Esempio confronto costo marginale vs. beneficio marginale totale



Considerando infine che:

- o la capacità obiettivo $C_{X,Y}$ rappresenta il punto in cui $B/C = 1$ ovvero un numero "aritmetico" con cifre decimali;
- o la capacità obiettivo rappresenta il valore di capacità di trasporto addizionale che è economicamente efficiente realizzare, perché i benefici marginali sono maggiori dei costi marginali, escludendo quindi il punto $B/C = 1$;
- o la stima dei valori di capacità di trasporto nel Piano di Sviluppo 2018 è arrotondata alle centinaia di MW in accordo alla realtà tecnica;

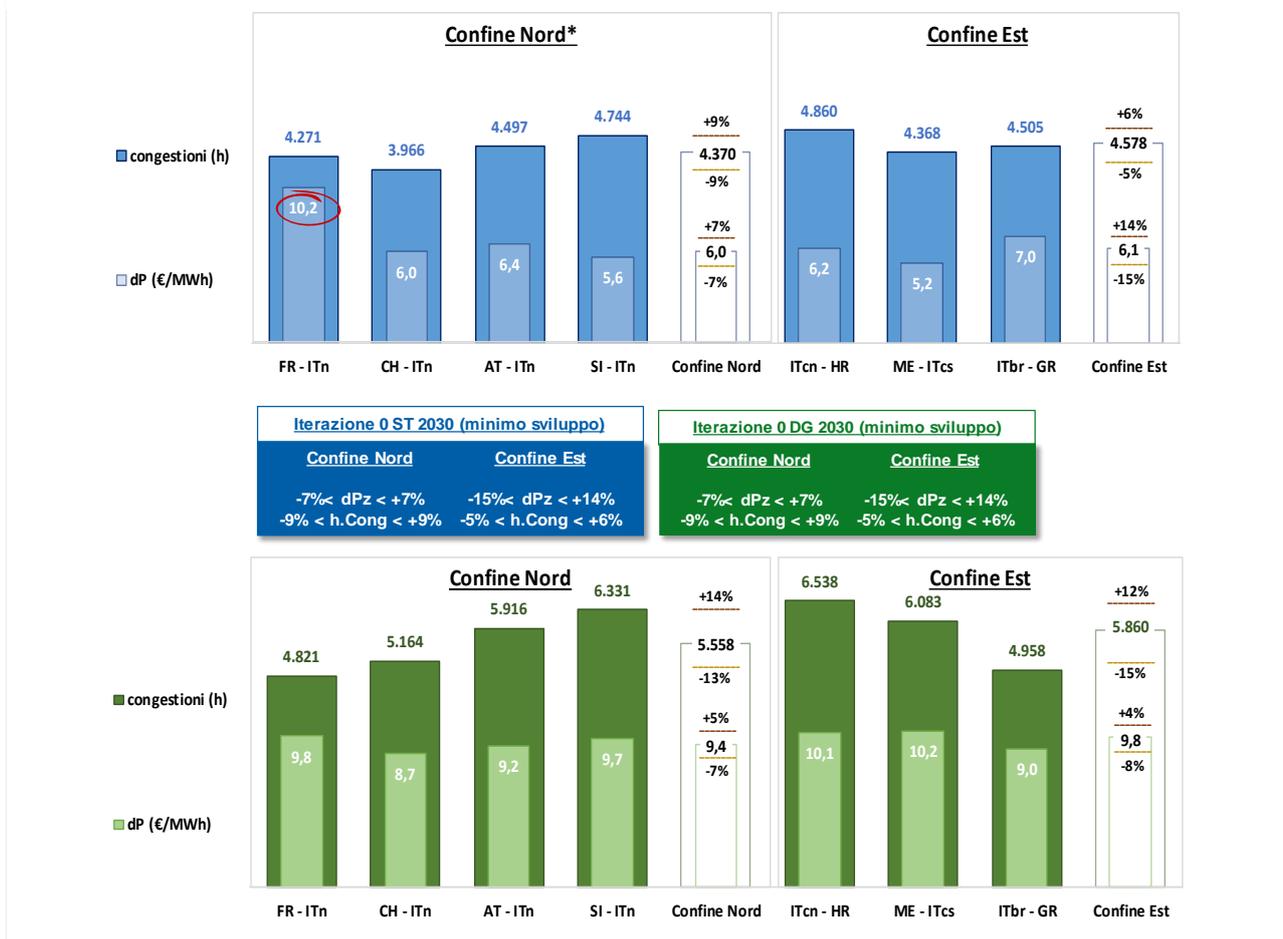
⁹ La curva di beneficio totale con particolare riferimento al SEW si riferisce al perimetro Italia.

il valore di capacità obiettivo $C_{x,y}$ è arrotondato per difetto al centinaio inferiore.

È importante chiarire che le analisi sono state effettuate considerando le frontiere come tali ai fini modellistici (dettaglio puntuale di ogni singolo Paese) mentre nel valutare la potenzialità globale in termini di incremento di capacità di scambio ed ai fini della identificazione del valore di capacità obiettivo, sono state considerate accorpate come di seguito (cfr. Figura 19):

- Confine Nord accorpa le frontiere Francia, Svizzera, Austria, Slovenia in quanto:
 - territorialmente ed elettricamente connesse;
 - attualmente il calcolo dei valori di capacità di scambio è eseguito considerando interconnessa l'intera frontiera Nord, in virtù della relativa influenza elettrica nella gestione della sicurezza N-1;
 - rispetto alla iterazione 0 (di minimo sviluppo) i valori di ore di congestione e la media dei valori assoluti dei differenziali orari di prezzo sono sostanzialmente allineati, al netto del differenziale di prezzo nello scenario ST con la frontiera FR*;
 - in particolare, tale differenziale con frontiera FR, non rappresenta un elemento sufficiente a scorporare la sola frontiera FR in quanto gli altri indicatori (ore congestione e differenziali scenario DG) ne supportano l'accorpamento;
 - inoltre, analizzando ad oggi i prezzi forward (Figura 20), la tendenza del differenziale di prezzo con la FR non emerge.
- Confine Est accorpa le frontiere Croazia, Montenegro, Grecia in quanto:
 - territorialmente afferenti all'area Balcani;
 - rispetto alla iterazione 0 (di minimo sviluppo) i valori di ore di congestione e di differenziali di prezzo sono sostanzialmente allineati;

Figura 19-Iterazione 0 (di minimo sviluppo): ore congestione e media valori assoluti differenziali prezzo sulle frontiere



- Confine Nord Africa effettuato rispetto alla frontiera Tunisia di cui si dispone di dettagli modellistici essendo stata studiata in ambito PdS 2018.

L'accorpamento delle frontiere consente di lasciare ad una fase successiva e ad ulteriori studi/considerazioni la scelta da parte di Terna dei progetti da realizzare. Inoltre, evita che il valore di capacità obiettivo individuato sia funzione della presente metodologia piuttosto che di una analisi costi benefici come disposta con i requisiti minimi per l'elaborazione dei Piani di Sviluppo.

Per quanto concerne le sezioni Sardegna – Continente e Sicilia - Continente, la scelta della sezione di mercato e quindi del nodo di rete continentale deve necessariamente presupporre delle analisi di rete di dettaglio.

Difatti, nella scelta dei nodi a cui saranno connessi i nuovi collegamenti, i vincoli di rete (vincoli per tensione, potenza di corto circuito), di fattibilità tecnica e di accettabilità sociale hanno peso prevalente rispetto ai differenziali di prezzo, ormai significativamente ridotti fra le zone di mercato del Continente. Per questo motivo, in assenza delle analisi puntuali¹⁰ dei vincoli richiamati, si ritiene poco significativo rappresentare separatamente le capacità obiettivo fra le Isole maggiori e le singole zone di mercato continentali. Si è dunque scelto di rappresentare invece la capacità aggiuntiva fra le Isole ed il Continente in forma aggregata (da qui le espressioni “sezione Sardegna-Continente o “IT Sar-IT” e “sezione Sicilia-Continente” o “ITSic-IT”).

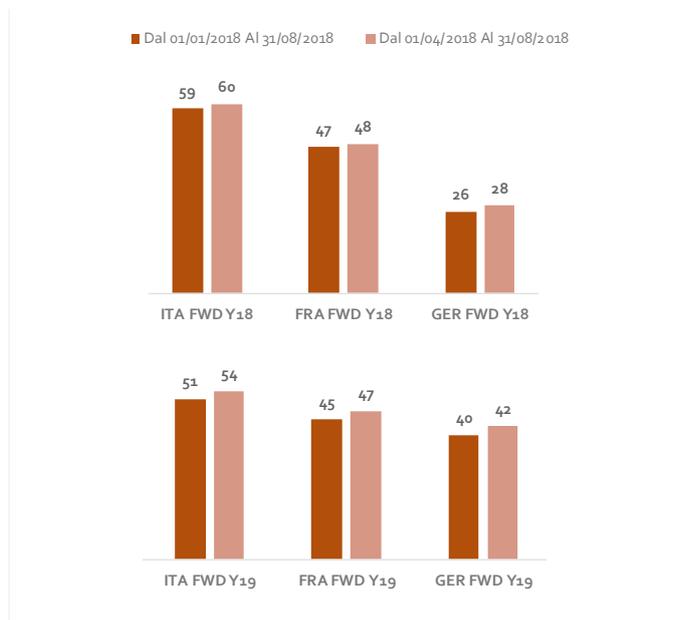
Individuate tali capacità obiettivo, la valutazione dei progetti tramite i quali realizzare dette capacità (obiettivo dei Piani di Sviluppo) consentirà, tenendo debitamente conto dei vincoli sopra richiamati, di individuare i nodi di rete ottimali.

Nella Figura 22 sono riportati i valori delle capacità obiettivo in esito alle simulazioni effettuate, al termine delle quali le medie dei valori assoluti dei differenziali di prezzo tra le zone di mercato italiane sono risultate tutte inferiori a 2 €/MWh nello scenario ST ed a 3,5 €/MWh nello scenario DG. Ciò rappresenta la conferma indiretta della validità delle sezioni significative scelte e di avere percorso un cammino di ottimizzazione del sistema.

Inoltre, in allegato 4 sono riportate le curve marginali di beneficio/costo per ciascuna sezione/confine e la Figura 21 riporta un esempio illustrativo della curva marginale di beneficio/costo relativa alla sezione Sicilia – Continente:

- Sul lato sinistro della figura sono riportate le curve di costo marginale (grigio), di beneficio marginale nello scenario ST 2030 (azzurro) e di beneficio marginale nello scenario DG 2030 (verde), identificando il gradino B/C = 1 in cui si incrociano le curve;

Figura 20 Analisi dei prezzi forward per il 2018 e il 2019



¹⁰ Es. survey marine/terrestri, analisi sito-specifiche, valutazione dello schema di collegamento HVDC anche in relazione all'affidabilità statica e dinamica, valutazione dei requisiti dei nodi di rete di connessione.

Rapporto di identificazione delle capacità obiettivo (rapporto finale)

- Sul lato destro della figura si riporta il confronto, per ciascun incremento predefinito di capacità, in corrispondenza del gradino in cui si incrociano le curve, il rapporto Beneficio marginale / Costo Marginale (B/C) dell'ultima iterazione necessario per poter identificare la % dell'ultimo gradino di capacità da includere nella capacità obiettivo aggiuntiva.

Figura 21 – Esempio curve marginali di beneficio/costo per la sezione Sicilia-Continente.

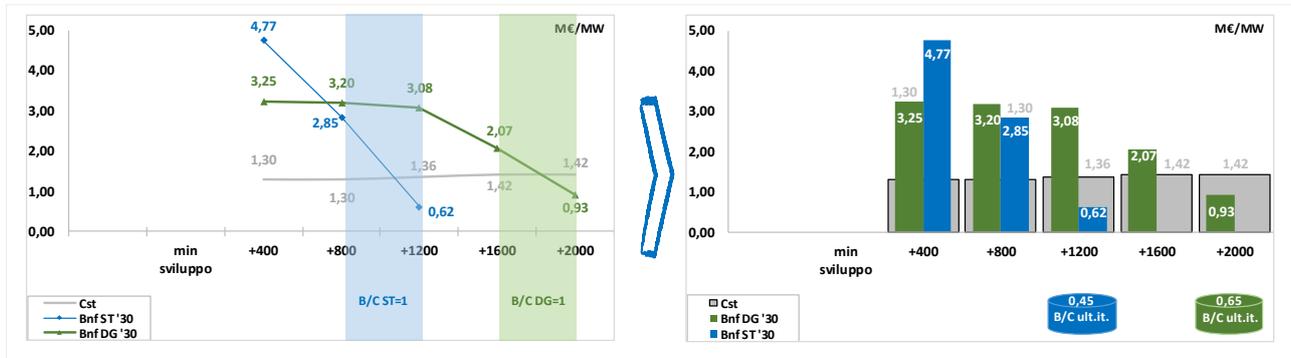
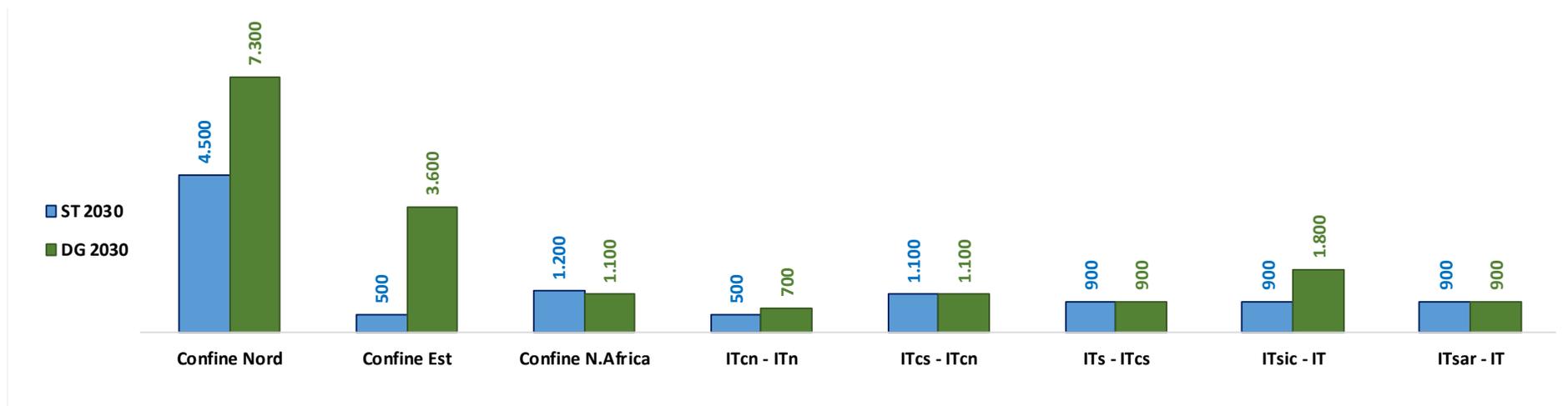


Figura 22-Valori di capacità obiettivo aggiuntiva negli scenari ST e DG



In sede di consultazione, è stata condivisa con la totalità degli stakeholder la necessità di giungere ad un unico valore di capacità obiettivo per ciascuna sezione/confine. Valutate le diverse proposte pervenute a seguito del seminario del 29 Maggio 2018 (in allegato “Controdeduzioni Terna alle osservazioni formulate al documento di Metodologia di identificazione delle capacità obiettivo”), e l’esperienza consolidata in ambito internazionale, è stato adottato l’approccio del *least regret* (minimo rimpianto) per individuare l’unico valore di capacità in grado di minimizzare i rischi per il consumatore.

Per una migliore chiarezza nella trattazione a seguire, si definiscono:

- *Opzione 1*: il set di valori di capacità obiettivo (finali per ciascuna sezione/confine) risultante dalle simulazioni nello scenario ST 2030;
- *Opzione 2*: il set di valori di capacità obiettivo (finali per ciascuna sezione/confine) risultante dalle simulazioni nello scenario DG 2030;

È stato valutato il beneficio netto associato a ciascuna delle due opzioni analizzate nei due scenari oggetto di studio; si ricorda che per ogni opzione il beneficio netto associato è definito come differenza tra i benefici complessivi e i costi totali da sostenere per la realizzazione della capacità aggiuntiva stessa ovvero per la i-esima strategia si ha:

$$B_{netto,i} = B_{totale,i} - C_{realizzazione,i}$$

Come si può osservare:

- nello scenario ST 2030 l’opzione 1 presenta un beneficio netto maggiore rispetto all’opzione 2;
- nello scenario DG 2030 l’opzione 1 presenta un beneficio netto maggiore rispetto all’opzione 2;

Figura 23-Benefici totali 2030 per ciascuno scenario/opzione (M€/y)

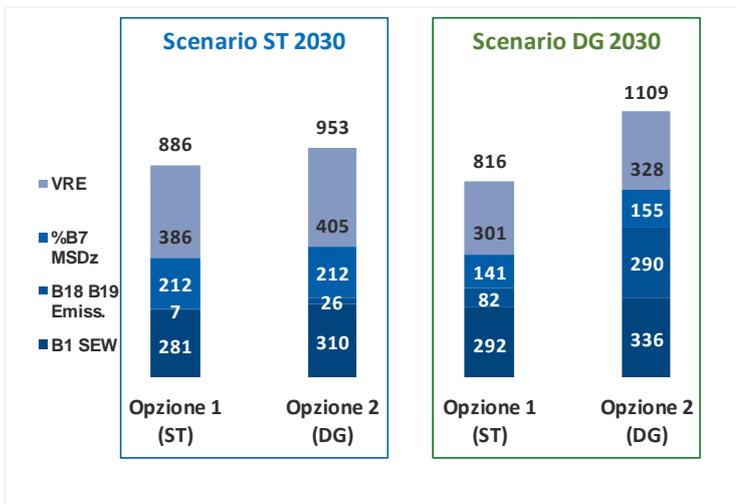
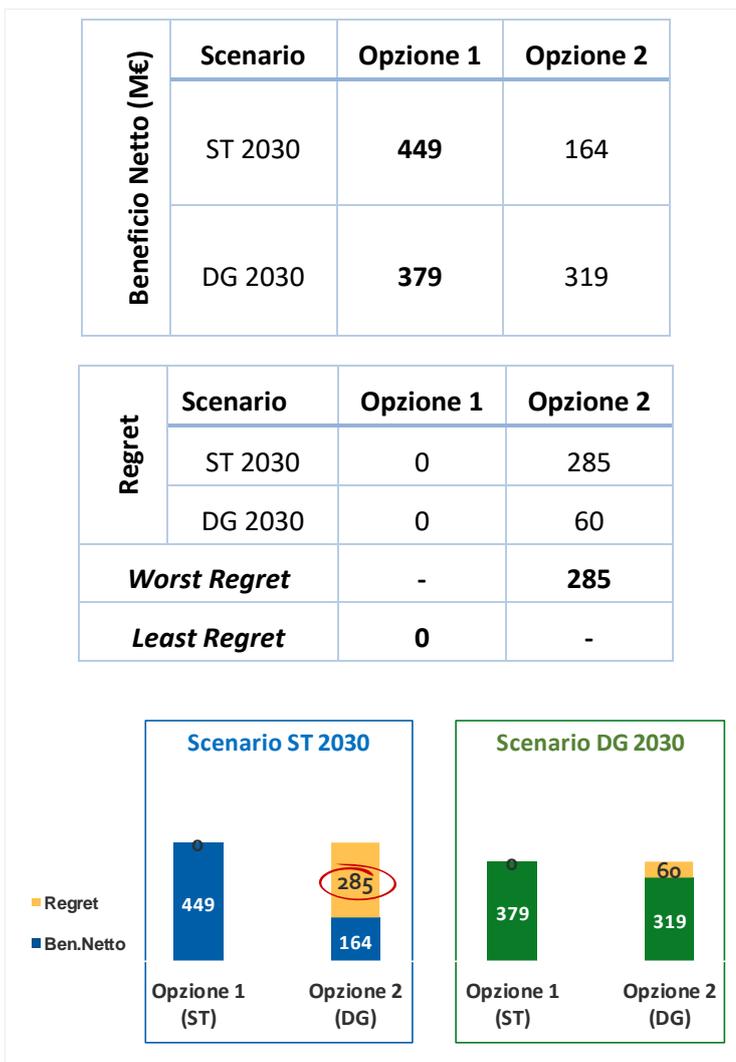


Figura 24-Beneficio netto/regret per scenario/opzione (M€/y)



A questo punto, si procede al calcolo del *regret* relativo a ciascuna delle opzioni nei differenti scenari, calcolato come differenza tra il beneficio netto associato alla migliore opzione ed il beneficio netto di ciascuna opzione.

Per ciascuna delle opzioni valutate, si definisce il “*worst regret*”, vale a dire il maggiore rischio a cui si va incontro realizzandola negli scenari oggetto di studio. Dal momento che l’opzione 1 (la capacità obiettivo ST) risulta la migliore in entrambi gli scenari, essa è assunta come riferimento e il “*worst regret*” è sempre pari a zero. L’opzione 2, invece, presenta un *regret* massimo di 285 M€ quando viene simulata la capacità incrementale risultante dalle simulazioni nello scenario DG 2030, nello scenario ST 2030.

In linea con l’analisi economica del *least regret* si conclude che la Strategia 1, ovvero l’implementazione dei valori di capacità obiettivo dello scenario ST, rappresenta il valore finale della capacità addizionale.

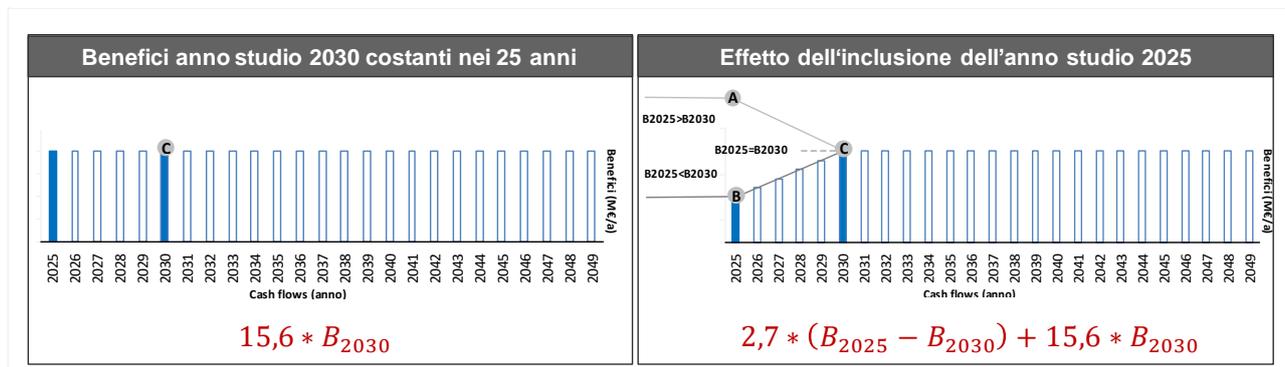
Infine, coerentemente a quanto riportato nel paragrafo 0, si è proceduto ed effettuare una sensitivity dei risultati sugli scenari al 2025.

La sensitivity 2025 è stata valutata secondo il seguente approccio: si sono simulate, rispettivamente nello scenario 2025 ST e 2025 DG, i valori di incremento di capacità delle sole iterazioni relative a:

- I. Iterazione di minimo sviluppo
- II. Ultima iterazione

Rispetto a tali iterazioni si generano i risultati dei benefici complessivi ST 2025, ST 2030, DG 2025 e DG2030.

Figura 25 Rappresentazione incidenza dei benefici 2025 vs. 2030 nella curva dei cash flows (valuta costante)



La Figura 25 rappresenta l’andamento dei benefici in funzione dei flussi di cassa ai diversi anni orizzonte.

Per effetto dell’inclusione dei benefici calcolati all’anno studio 2025 si possono verificare due situazioni:

- A. Il beneficio totale dell’incremento di capacità nello scenario oggetto di analisi è **maggiore** rispetto all’anno orizzonte 2030 (A > C);
- B. Il beneficio totale dell’incremento di capacità nello scenario oggetto di analisi è **minore** rispetto all’anno 2030 (B < C).

La distanza tra i punti (A) e (B) rappresenta la confidenza dei valori di capacità obiettivo addizionale tra gli scenari. La distanza dei punti (A) e (B) rispetto a (C) rappresenta la confidenza dei valori di capacità obiettivo addizionale calcolati al 2030.

Il beneficio totale considerando il solo beneficio calcolato all’anno studio 2030 (parte sinistra della Figura 25) è calcolato moltiplicando per 15,6 il beneficio annuo. Il valore di 15,6 rappresenta l’attualizzazione al 4% di 1 pu di flusso di cassa su una finestra di vita utile di 25 anni.

Il beneficio totale considerando anche il beneficio calcolato all'anno studio 2025 (parte destra della Figura 25) è calcolato con la seguente formula:

$$2,7 * (B_{2025} - B_{2030}) + 15,6 * B_{2030}$$

Il valore 2,7 rappresenta l'attualizzazione al 4% dei flussi di cassa su una finestra temporale di 6 anni interpolando tra il 2025 e il 2030 rispettivamente 1 pu al 2025 e 0 pu al 2030.

Per valutare la confidenza dei risultati trascurando il calcolo del beneficio all'anno studio 2025, si utilizza la seguente formula per identificare lo scostamento massimo tra la situazione che include l'effetto del beneficio 2025 rispetto a quella con beneficio 2030 costante:

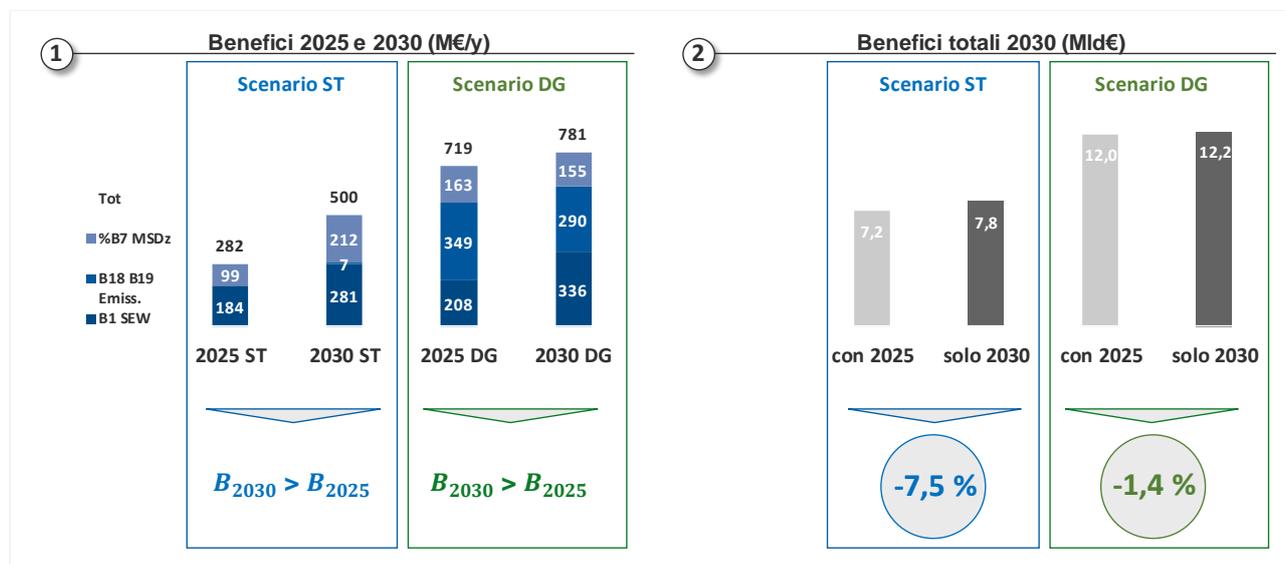
$$\frac{2,7 * (B_{2025} - B_{2030}) + 15,6 * B_{2030}}{15,6 * B_{2030}}$$

In particolare, il range di variazione tra i benefici totali al 2030 e i benefici al 2025 attualizzati al 2030 è inferiore al 10%. Si ritiene, dunque, che i valori degli incrementi di capacità identificati mediante le successive iterazioni al 2030 abbiano robusta validità anche al 2025.

Post consultazione settembre 2018

Gli operatori hanno evidenziato flussi di energia apparentemente elevati sulla frontiera est. Si evidenzia che sono relativi all'implementazione dell'unico valore di capacità obiettivo allo scenario di minimo sviluppo, pertanto sono inclusi 600 MW del I polo del Montenegro.

Figura 26 - Sensitivity anno studio 2025 (M€/y)



In sintesi, nella Figura 27 si riportano i flussi di energia attesi dall'implementazione nella rete di riferimento di minimo sviluppo delle capacità obiettivo nello scenario ST 2030 e nella Figura 28 si riportano i valori di capacità obiettivo riferiti alla situazione cosiddetta "winter peak" suddivisi in:

1. i valori di capacità di partenza (preesistente);
2. i valori di capacità obiettivo addizionale;
3. i valori di capacità obiettivo finale.

Per quanto riguarda la capacità obiettivo finale, per le sezioni/confini in cui le simulazioni hanno evidenziato una netta prevalenza dei benefici riferibili ad un verso dei flussi energetici (prevalenza

Rapporto di identificazione delle capacità obiettivo (rapporto finale)

rappresentata dalla % nella colonna “Direzione”) si è scelto di rappresentare la capacità finale solo con riferimento a quel verso, coerentemente con l’impegno che il gestore di rete dovrà mettere in atto nel garantire la fruibilità della capacità nel verso più utile al sistema. Ove non vi sia una netta prevalenza, la capacità obiettivo finale è stata rappresentata per entrambi i versi.

Figura 27 - Flussi di energia attesi dall’implementazione nella rete di riferimento di minimo sviluppo delle capacità obiettivo nello scenario ST 2030

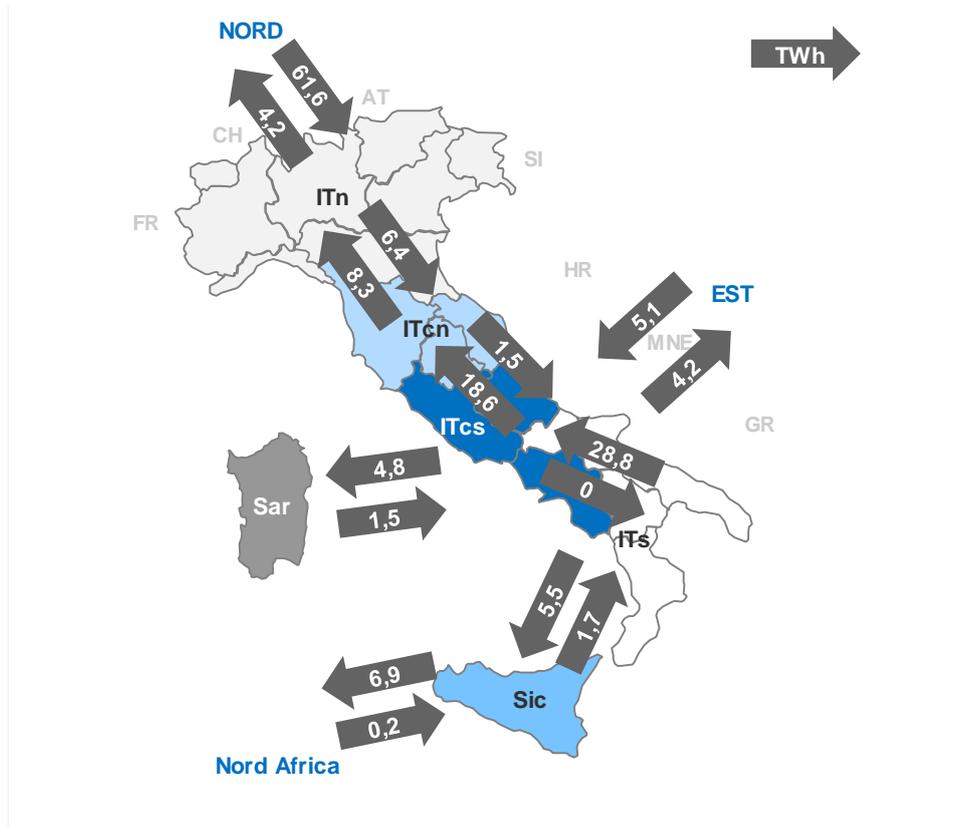


Figura 28 – Valori capacità obiettivo

		Capacità Winter Peak (MW)			
		Obiettivo			
Confine/Sezione	Direzione	Partenza	Addizionale	Direzione	Finale
Confine Nord-IT	▶	8.435	4.500	▶ 94%	12.935
	◀	3.565			
Confine Est-IT	▶	500	500	▶ 55%	1.000
	◀	500			
ConfineN.Africa-IT	▶	0	1.200	▶ 97%	1.200
	◀	0			
Sezione ITcn - ITn	▶	1.300	500	▶ 56%	1.800
	◀	4.000			
Sezione ITcs - ITcn	▶	2.700	1.100	▶ 93%	3.800
	◀	1.300			
Sezione ITs - ITcs	▶	4.600	900	▶ 100%	5.500
	◀	-			
Sezione ITsic - IT	▶	1.200	900	▶ 24%	2.100
	◀	1.100			
Sezione ITsar - IT*	▶	1.295	900	▶ 24%	1.895
	◀	1.028			

*la capacità obiettivo finale tiene conto del contributo derivante dalla dismissione del SACOI2 per termine vita utile (-300 MW) e del nuovo collegamento SACOI3 (+400 MW)

ALLEGATO 1: PRACTICES EUROPEE

Criteria e raccomandazioni del Commission Expert Group (CEG) on Electricity Interconnection Targets

La Commissione Europea ha individuato nel potenziamento delle interconnessioni elettriche transfrontaliere uno strumento per il raggiungimento degli obiettivi in materia di clima ed energia: i collegamenti dei sistemi elettrici europei consentono di aumentare la sicurezza dell'approvvigionamento di elettricità e di integrare più fonti rinnovabili nei mercati dell'energia. Collegamenti affidabili tra i Paesi Europei riducono, infatti, il rischio di blackout elettrici e facilitano la gestione di fonti energetiche rinnovabili intermittenti, come il solare e l'eolico; ad esempio, le eccedenze di energia rinnovabile prodotte in un Paese potrebbero essere utilizzate da un altro in cui la domanda di elettricità è elevata, proprio attraverso nuove interconnessioni.

Nell'ottobre 2014, il Consiglio Europeo ha invitato tutti i paesi dell'UE ad incrementare la capacità di interconnessione entro il 2020 sino ad almeno il 10% della capacità di generazione installata.

Per contribuire a raggiungere questi obiettivi, nel 2016 è stato istituito l'Expert Group per le interconnessioni (CEG) con l'obiettivo di fornire alla Commissione Europea indicazioni tecniche su come raggiungere questi target; l'Expert Group è costituito da 15 esperti del settore provenienti da organizzazioni industriali europee, università, enti di Ricerca ed organizzazioni non governative.

Il gruppo di esperti ha presentato una relazione sui suoi lavori nel novembre 2017, avanzando una proposta di definizione di target pari al 15% al 2030 per migliorare la capacità di interconnessione, e suggerendo modi per rendere i progetti di interconnessione più facili da implementare, in particolare nella fase del loro finanziamento. La relazione raccomanda di valutare lo sviluppo di ulteriore capacità di interconnessione sulla base di specifici indici che riflettano la garanzia della sicurezza dell'approvvigionamento, dell'integrazione delle energie rinnovabili e del completamento del mercato interno dell'energia. Alla luce di questa relazione, nella comunicazione sul rafforzamento delle reti energetiche europee pubblicata nel novembre 2017, la Commissione ha proposto di affinare il target del 15% attraverso una serie di soglie aggiuntive e più specifiche. L'uso di queste soglie servirà da indicatore per definire un piano di azione finalizzato al raggiungimento degli obiettivi europei su energia e ambiente.

Il *Report of the Commission Expert Group on electricity interconnection targets "Toward a sustainable and integrated Europe"*, pubblicato nel novembre 2017, riconosce le interconnessioni come volano per la realizzazione di un mercato unico europeo e propone una nuova metodologia per valutare la necessità di sviluppare nuova capacità di interconnessione.

I due obiettivi-chiave sono:

- massimizzare il social welfare delle nuove interconnessioni elettriche;
- dare priorità alle interconnessioni elettriche necessarie per garantire l'integrazione dei mercati, la copertura della domanda nazionale e l'accesso alle fonti di energia rinnovabile da parte dei paesi confinanti.

A tal fine, vengono definiti tre indicatori per valutare la necessità di nuova capacità di scambio per una specifica zona di mercato:

- Indicatore A: copertura della domanda di energia elettrica;
- Indicatore B: necessità di integrazione della produzione rinnovabile da un Paese all'altro;

- Indicatore C: minimizzazione del differenziale di prezzo e quindi una migliore integrazione dei mercati elettrici.

Indicatore A

La copertura della domanda di energia elettrica si ritiene garantita se:

$$A = \frac{\text{Nom. Trasm. Capacity}}{\text{Peak load}} > 30\%$$

Dove:

Nom. Trasm.Capacity (Nominal Transmission Capacity) = rappresenta la capacità fisica con la quale il collegamento di interconnessione è stato progettato e corrisponde al flusso di potenza massimo che può essere trasmesso in sicurezza. La capacità nominale di trasmissione non è influenzata da meccanismi e regole di mercato.

Peak load = rappresenta il fabbisogno massimo o picco di domanda.

Se il valore A risulta inferiore al 30% è necessario valutare con urgenza un incremento di capacità.

Se il valore A risulta compreso tra 30% e 60% è necessario condurre valutazioni continue per monitorare la necessità di nuovi progetti. Poiché il picco annuale della domanda varia significativamente in base alle condizioni meteorologiche, l'Expert Group suggerisce di considerare il 99° percentile della distribuzione annuale della domanda.

Indicatore B

L'export del potenziale eccesso di produzione rinnovabile si ritiene garantito se:

$$B = \frac{\text{Nom. Trasm. Capacity}}{\text{Renew. Gen. Capacity}} > 30\%$$

dove:

Nom. Trasm. Capacity (Nominal Transmission Capacity) = rappresenta la capacità fisica con la quale il collegamento di interconnessione è stato progettato e corrisponde al flusso di potenza massimo che può essere trasmesso in sicurezza. La capacità nominale di trasmissione non è influenzata da meccanismi e regole di mercato.

Renew. Gen. Capacity (Renewable Generation Capacity) = rappresenta la capacità di generazione rinnovabile attesa.

Questo parametro riflette lo sviluppo atteso di produzione da fonti rinnovabili rispetto alla capacità di scambio con gli altri Paesi.

Se il valore B risulta inferiore al 30% è necessario valutare con urgenza un incremento di capacità.

Se il valore B risulta compreso tra 30% e 60% è necessario condurre valutazioni continue per monitorare la necessità di nuovi progetti.

Indicatore C

Soglia rilevante per il differenziale di prezzo tra zone di mercato 2€/MWh:

$$C = \text{Yearly average of price differential} < 2 \text{ €/MWh}$$

Se il valore C risulta superiore a 2 €/MWh è necessario valutare con urgenza un incremento di capacità.

Quando anche uno solo dei tre criteri risulti critico, sarà utile valutare un nuovo progetto di interconnessione per la zona di mercato oggetto di studio effettuando un'analisi costi benefici (conditio sine qua non). Il progetto sarà sviluppato solo se l'ACB darà esito positivo (IUS >1).

L'Expert Group suggerisce di rivedere regolarmente (non oltre i 5 anni) la metodologia proposta tenendo conto dell'evoluzione del sistema elettrico, in particolare in tema di diffusione di storage, digitalizzazione e Demand Side Response e dei relativi effetti sul sistema.

L'Expert Group ha applicato questa metodologia agli scenari TYNDP 2016 ottenendo le evidenze riportate nei seguenti grafici:

Figura 29- Indicatore A applicato agli scenari Vision 1 e Vision 3 del TYNDP

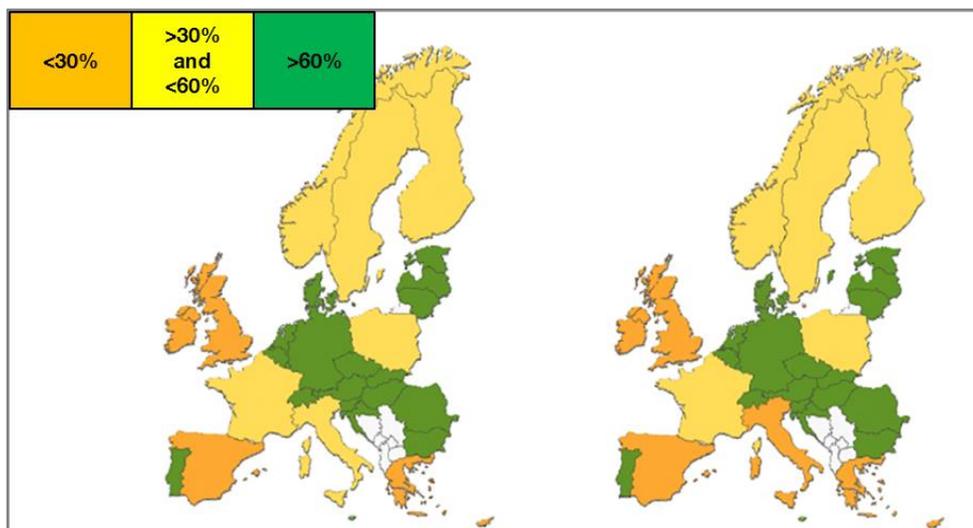


Figura 30- Indicatore B applicato agli scenari Vision 1 e Vision 3 del TYNDP

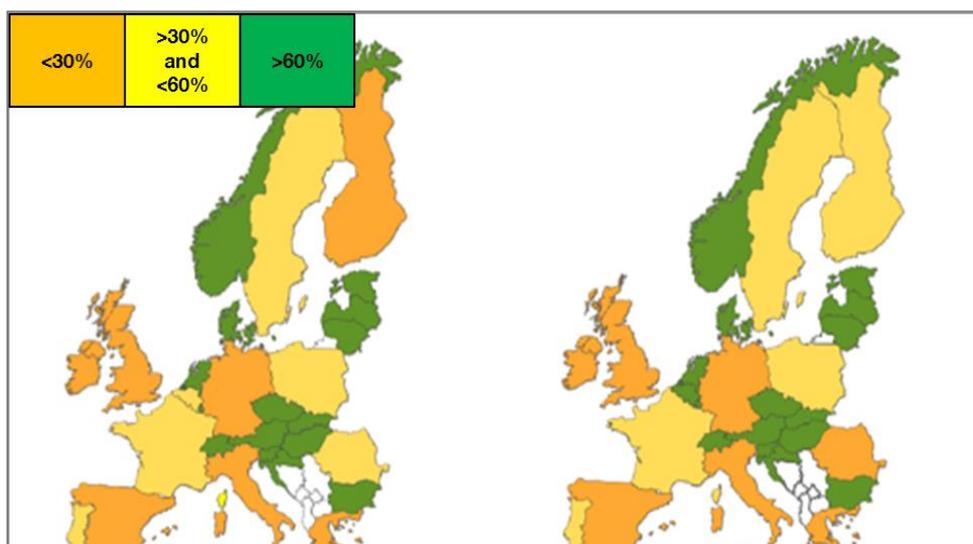
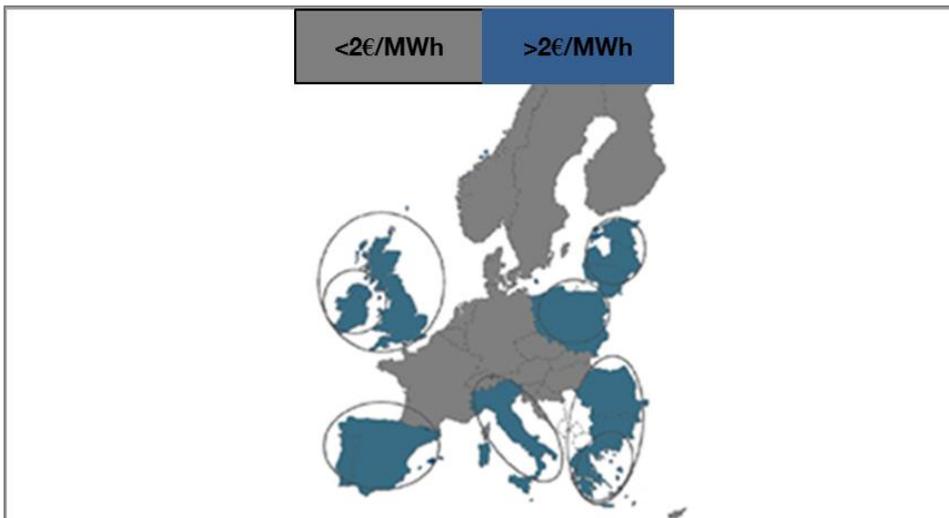


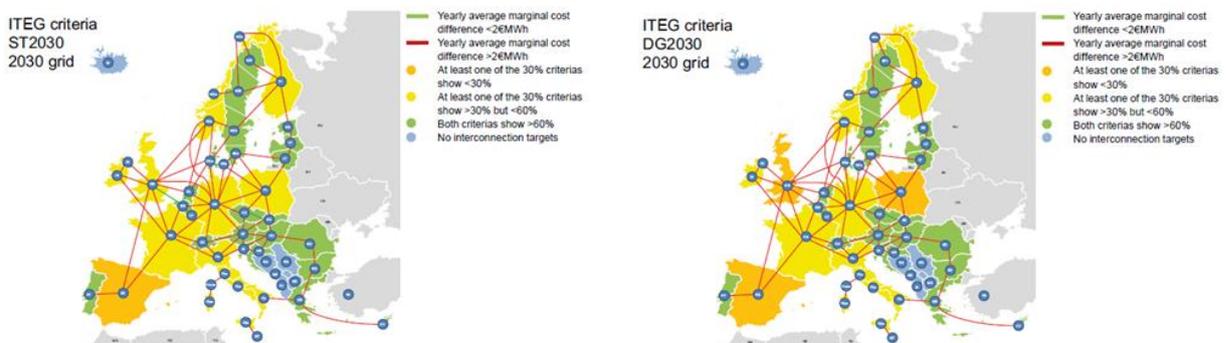
Figura 31- Paesi con differenziali di prezzo medio superiore a 2€/MWh nello scenario 2020



L'applicazione dell'Expert Group di questa metodologia agli scenari del TYNDP 2016 mette in evidenza come l'Italia presenti criticità in ciascuno dei 3 criteri.

In data 3 agosto 2018 è stato pubblicato per consultazione il report "TYNDP 2018 Executive Report – Connecting Europe: Electricity 2025-2030-2040"; nel documento ENTSO-E applica i criteri proposti dall'Expert Group ("ITEG criteria") ai nuovi scenari ST 2030 e DG 2030. Come si evince dalle figure seguenti, l'Italia presenta criticità in termini di differenziali di prezzo maggiori di 2 €/MWh su tutte le frontiere, ed almeno uno degli indicatori A e B inferiori al 60%.

Figura 32 – Applicazione degli indicatori A, B e C negli scenari ST 2030 e DG 2030 nel TYNDP 2018



European Power System 2040 "Completing the map"

A partire dal 2012, con la propria Opinione 06/2012 sulla bozza di TYNDP 2012, l'Agenzia per la cooperazione dei regolatori dell'energia (ACER) ha proposto di introdurre il concetto di target capacities; successivamente nell'Opinione ACER 01/2017, ACER ha espresso alcune raccomandazioni sulle attività di identificazione dei system needs, fra cui:

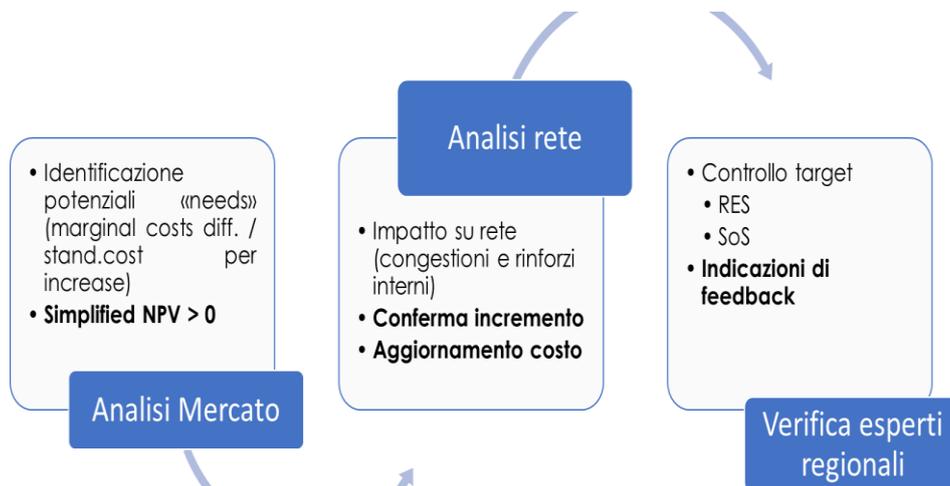
- a) identificare le esigenze di investimento in infrastrutture per tutte e tre i criteri adottati in ambito europeo, ossia integrazione del mercato, sicurezza dell'approvvigionamento e connessione di nuova generazione;
- b) analizzare tutte le sezioni rilevanti fra le zone rappresentate nel modello di mercato pan-europeo di ENTSO-E;

- c) analizzare i system needs per ciascun anno studio e per ciascuno scenario considerato;
- d) garantire la quantificazione (e, quando possibile, la monetizzazione in base a parametri specifici) dei system needs;
- e) utilizzare indicatori semplici;
- f) integrazione del mercato: aumento del Social Economic Welfare (SEW) per aumento di capacità (Euro /MW);
- g) connessione di generazione: riduzione dei distacchi di generazione (GWh);
- h) sicurezza dell'approvvigionamento: riduzione dell'energia non fornita attesa (GWh);
- i) integrare le analisi relative al SEW presentando la differenza di costo marginale prevista (€/MWh), tenendo conto degli spread di costo marginale in entrambe le direzioni di flusso.

A tal fine, in data 2 febbraio 2018, nell'ambito dell'elaborazione del Ten Year Development Plan 2018 ENTSO-E ha pubblicato per consultazione il Report "European Power System 2040 Completing the map. The Ten-Year Network Development Plan 2018 System Needs Analysis" recante i risultati delle analisi, e su un orizzonte di più lungo delle necessità del sistema elettrico europeo.

La metodologia utilizzata in ambito ENTSO-E si sviluppa secondo il seguente processo:

Figura 33-TYNDP 2018: Processo di identificazione degli investment needs



In sintesi, le analisi partendo da una rete di riferimento che include tutti gli interventi già previsti nella precedente edizione del Ten Year Development Plan (TYNDP 2016), si sviluppano sulla base di:

1. Analisi di mercato:

identificazione dello sviluppo di capacità delle frontiere interne del sistema elettrico Europeo a partire da un modello di rete 2030 su cui sono stati effettuati degli incrementi di capacità laddove il rapporto tra "hourly marginal cost differences between countries" e "standard cost of an increase" risultava elevato; in tale contesto, la stima del Social Economic Welfare (SEW) legato ad un incremento di capacità (assunto convenzionalmente pari a 500 MW) su una frontiera rispetto al costo di investimento di un progetto standard sulla stessa frontiera ha consentito di verificare se gli incrementi sono confermati nelle simulazioni iterative successive laddove il Net Present Value >0;

la stima del SEW e gli incrementi di capacità si arrestano al verificarsi della condizione in cui il SEW non giustifica ulteriori costi per incrementare la capacità alla frontiera.

2. Analisi di Rete: l'analisi di mercato è stata integrata attraverso analisi di rete e verificato il rispetto del criterio N ed N-1.

Oltre alle analisi di cui sopra, nel processo di identificazione degli Investment Needs sono stati tenuti in conto anche altri output quali la Security of Supply e la RES integration:

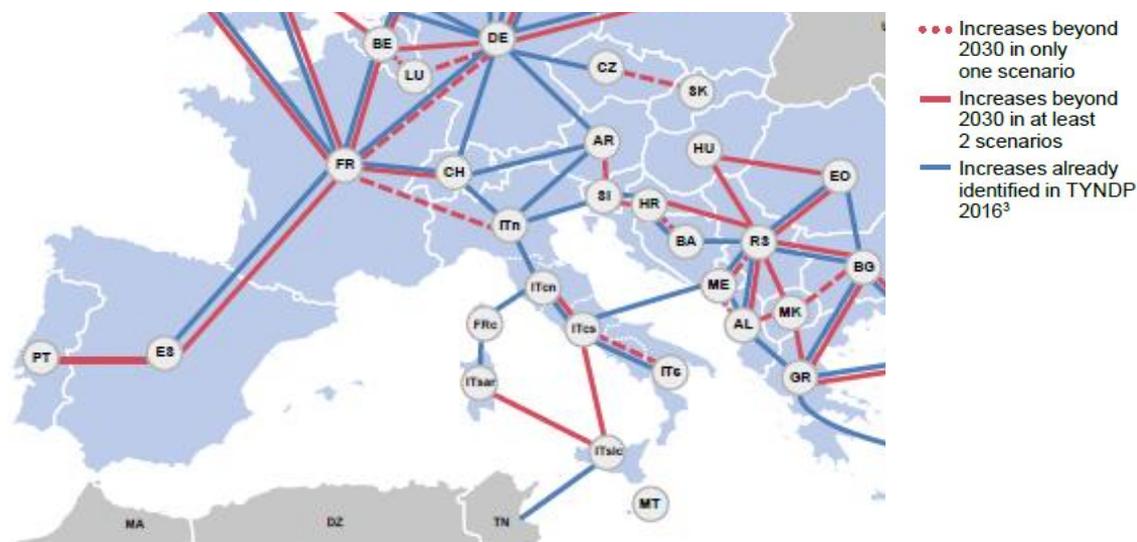
- per la sicurezza dell'approvvigionamento, è stata definita la seguente grandezza “Remaining Capacity”:

$$\text{Remaining Capacity} = \frac{\text{capacità disponibile (h)} - \text{domanda (h)} + / - \text{capacità di interconnessione(h)}}{\text{domanda (h)}}$$

- per tener conto dell’esigenze di RES integration, è stato valutato il rischio di energia non ritirata (GWh) (fornito direttamente dagli strumenti utilizzati nel processo).

I risultati delle valutazioni in esito al processo sopra descritto, sono stati confrontati con l’obiettivo target del 15% sulla capacità di interconnessione e quindi individuate le nuove esigenze di sviluppo all’anno orizzonte 2040, di seguito rappresentate in Figura 34:

Figura 34-Esigenze di sviluppo individuate all'anno orizzonte 2040¹¹



¹¹ la figura non è esplicativa del modello utilizzato per l’identificazione delle capacità obiettivo, ma è inserita nell’ambito della descrizione delle practices europee, in particolare con riferimento alla metodologia elaborata a livello europeo “European Power System 2040 – Completing the map”.

ALLEGATO 2: STRUMENTI DI SIMULAZIONE

La necessità di effettuare simulazioni a livello di sistema ha indirizzato la scelta verso simulatori di mercato e di rete con metodologie già utilizzate in ambito europeo (European Power System 2040) e nazionale (Piano di Sviluppo). In particolare, laddove possibile saranno riutilizzate le analisi già effettuate per il PdS 2018, mentre dove le stesse non risultino compatibili con le assunzioni prospettate nel presente documento saranno effettuate nuove simulazioni di rete.

Simulazioni zonali di mercato

Lo strumento per le simulazioni “zonali di mercato” è utilizzato per eseguire calcoli di ottimo economico su un modello che simula il funzionamento dei mercati elettrici dell’energia.

Le analisi sono sviluppate simulando su scenari previsionali con durata annuale la programmazione ottima del dispacciamento orario del parco di generazione idro-termoelettrico, mentre per le risorse non programmabili vengono utilizzati profili di generazione imposti per zona e tecnologia. Tale simulazione consente di stimare i costi di esercizio delle unità di generazione e il prezzo orario dell’energia nelle diverse zone di mercato e, di conseguenza, il surplus dei produttori e dei consumatori nonché le rendite da congestione tra le zone di mercato (*Social Economic Welfare*).

Simulazioni del mercato dei servizi di dispacciamento e bilanciamento

Lo strumento per le simulazioni è utilizzato per simulare il mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) e bilanciamento (MB).

Lo strumento simula il mercato dei servizi di dispacciamento e bilanciamento su orizzonte annuale e con dettaglio orario valutando, con criteri di economicità e nel rispetto dei vincoli tecnici¹² delle unità di generazione abilitate, le azioni necessarie per il soddisfacimento dei vincoli di bilanciamento e di esercizio in sicurezza del sistema elettrico.

Simulazioni probabilistiche di rete

Le simulazioni di rete utilizzate ai fini del calcolo delle capacità obiettivo si riferiscono prevalentemente ad analisi in regime probabilistico.

L’analisi in regime probabilistico, partendo da un modello di rete previsionale all’anno oggetto di studio, permette di simulare tutte le configurazioni rilevanti del sistema elettrico, negli scenari previsionali, in un assetto di rete standard prevalentemente ad isole di esercizio. Il metodo probabilistico, con riferimento a un intero anno di funzionamento, seleziona casualmente uno stato di funzionamento del sistema elettrico sulla base dei tassi di indisponibilità di ciascun elemento di rete/impianto e gruppo di generazione programmata, del livello di generazione non programmabile, della disponibilità di capacità alla frontiera e del fabbisogno di energia richiesta, garantendo la copertura del carico sulla base dell’ordine di merito economico delle unità produttive. In questa tipologia di analisi è considerato un numero elevato di simulazioni (tipicamente senza variare l’assetto di esercizio) che consentono di analizzare un altrettanto elevato numero di possibili situazioni di funzionamento, inclusi eventi N-k, che sono poi opportunamente

¹² Potenza minima e massima, bande di riserva erogabile, vincoli di permanenza in assetto, costi di accensione, volumi dei bacini delle unità idroelettriche, ecc.

pesati per la loro probabilità di accadimento. Mediante le simulazioni probabilistiche è possibile valutare la variazione del rischio di energia non fornita (ENF), la minore riduzione della produzione da fonte rinnovabile (FER) in presenza dell'intervento di sviluppo (overgeneration - OG), le minori movimentazioni sul MSD necessarie a eliminare le congestioni della specifica zona di mercato su cui insiste.

Per ulteriori dettagli e riferimenti si rimanda al Piano di Sviluppo 2018, ed in particolare al "Documento metodologico per l'applicazione delle analisi costi benefici al Piano di Sviluppo 2018"¹³.

¹³ <http://download.terna.it/terna/0000/1039/81.PDF>

ALLEGATO 3: DETTAGLIO INFORMAZIONI PER DETERMINARE IL COSTO MARGINALE PER CIASCUNA SEZIONE/CONFINE

LEGENDA

input da PdS '18/TYNDP'16
input da costi ACER
output confluisce nella curva beneficio (TOOT)
output confluisce nella curva beneficio (PINT)

Dettaglio informazioni di INPUT sul confine nord

INPUT

Costi Standard
stimato
dTTC(I21)

Costi interventi

El. 132 kV Brennero-Steinach (208-P) stimato dTTC(I21) $\frac{30}{100} = 0,30$	El. 220 kV Somplago-Wurlmach (210) stimato dTTC(I21) $\frac{60}{300} = 0,20$	Italia-Austria (204-P/26) stimato dTTC(I21) $\frac{458}{800} = 0,57$ <small>50% costo intervento 26 TYNDP'16 (715 M€ include 90 M€ progetto 206-P PdS '18) + 100 M€ intervento 100-I PdS '18 rispetto ad un incremento TTC ca 800 MW TYNDP'16 (ca 500 MW del 206-P + ca 300 MW del 100-I nel PdS '18)</small>
--	--	--

Progetto Standard
Differentemente dai progetti HVDC marini, risulta complesso prevedere un progetto standard sulla frontiera Nord. Si assume quindi convenzionalmente un incremento del 20% rispetto allo step precedente

		<i>dTTC - TOOT</i>				<i>Costo marginale per incremento di capacità [M€/MW]</i>																		
		1.200	600	400	100	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1.000	1.100	1.200	1.300	1.400	1.500	1.600	1.700	>1.700	
Confine Nord	AT - ITn																							
	CH - ITn																							
	FR - ITn																							
	SI - ITn																							

INPUT

Costi Standard
stimato
dTTC(I21)

Costi interventi

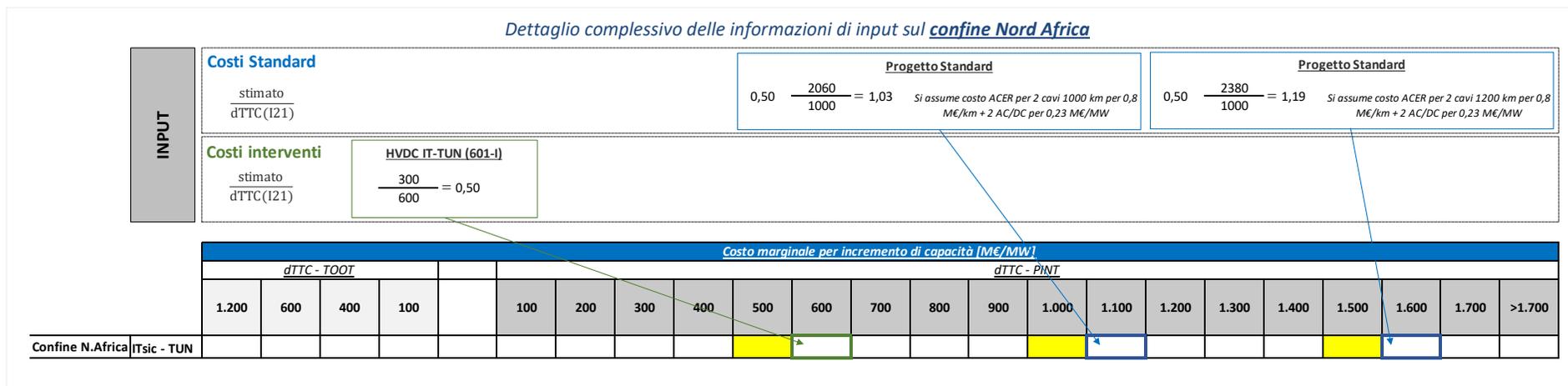
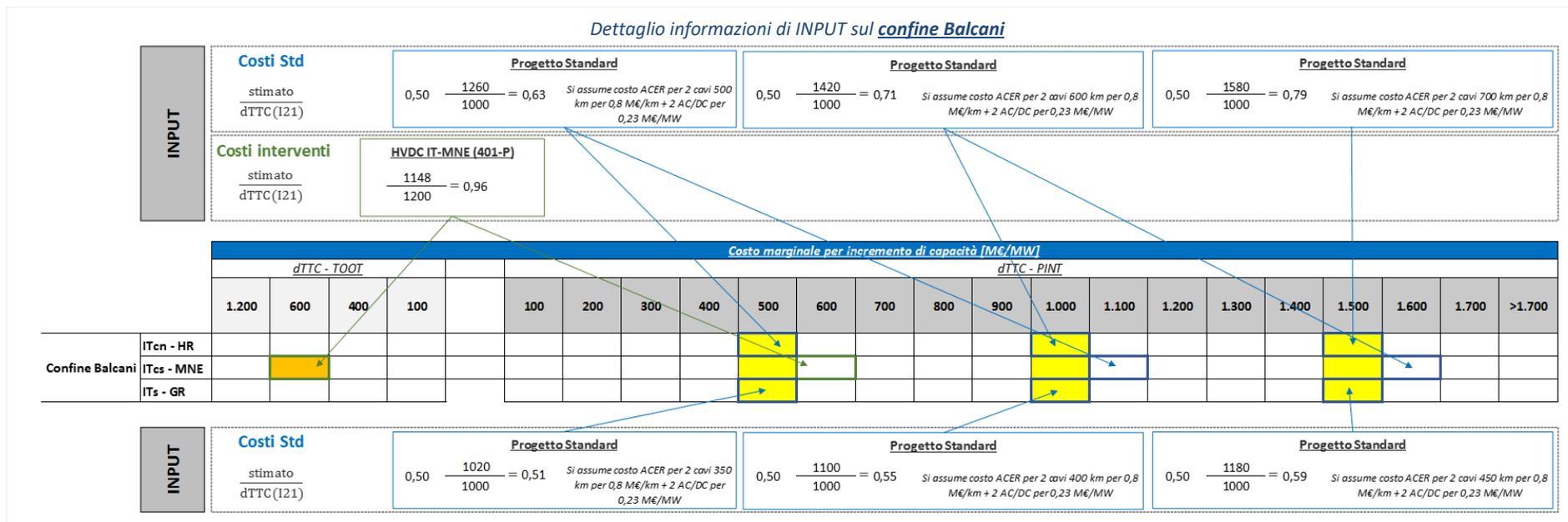
HVDC Francia-Italia (3-P) stimato dTTC(I21) $\frac{775}{1200} = 0,65$	El. 220 kV Mese-Castaseg.(210) stimato dTTC(I21) $\frac{90}{250} = 0,36$	HVDC IT-SI (200-I/150)* stimato dTTC(I21) $0,50 \frac{500}{500} = 0,50$	HVDC Verderio-Sils (174) stimato dTTC(I21) $0,50 \frac{660}{1000} = 0,33$	Italia - Svizzera (31/1-I) stimato dTTC(I21) $0,50 \frac{1095}{1000} = 0,55$
---	--	---	---	--

Progetto Standard*
 $0,50 \frac{870}{800} = 0,54$

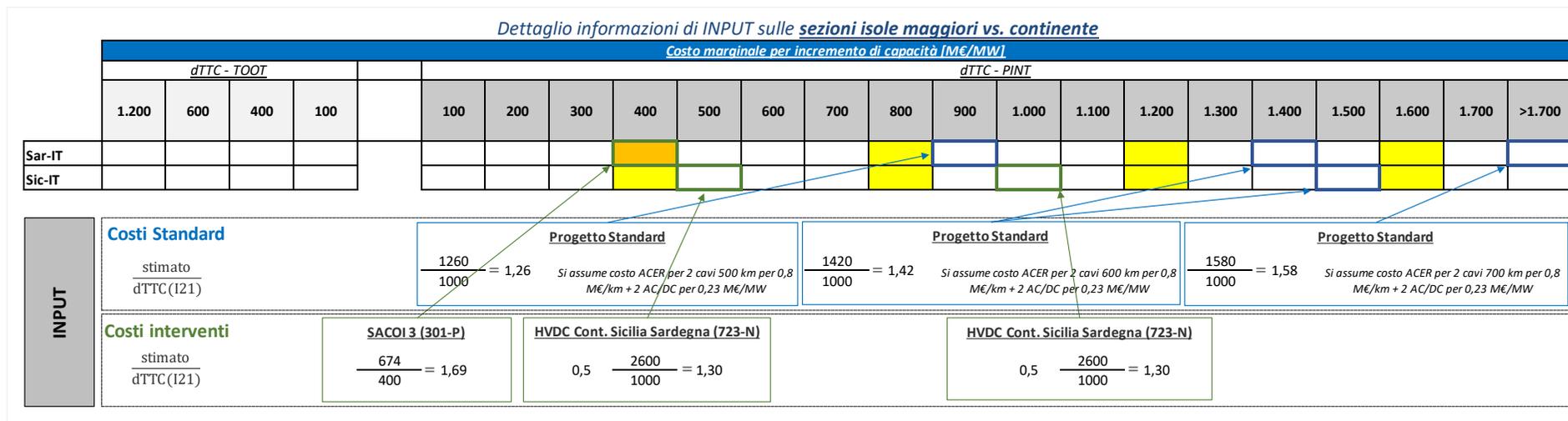
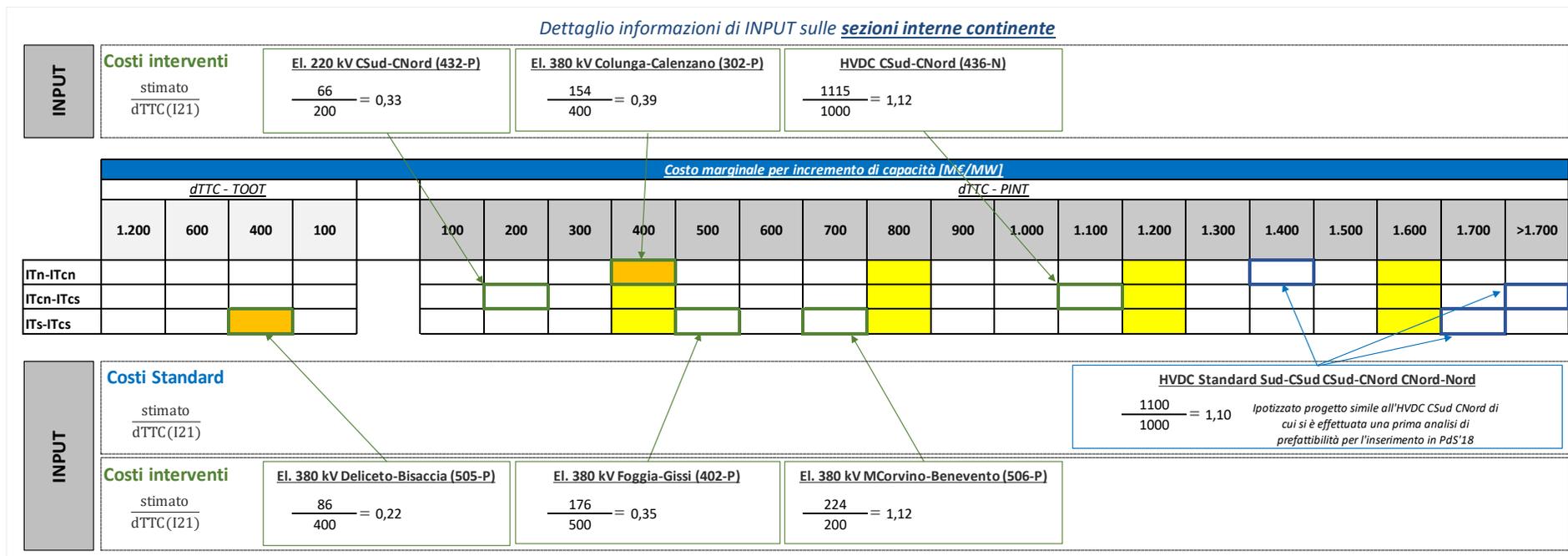
Progetto Standard
 $0,50 \frac{1300}{1200} = 1,20 = 0,65$
Si assume costo intervento 21 TYNDP'16 (lato IT 50% di 1.300 M€ HVDC IT-FR) incrementato del 20%

*utilizzate informazioni di fattibilità disponibili

Rapporto di identificazione delle capacità obiettivo (rapporto finale)



Rapporto di identificazione delle capacità obiettivo (rapporto finale)



Rapporto di identificazione delle capacità obiettivo (rapporto finale)

Dati costo marginale OUPUT per ciascuna sezione/confine

		Costo marginale per incremento di capacità [M€/MW]																							
		<i>dTTC - TOOT</i>				<i>dTTC - PINT</i>																			
		1.200	600	400	100	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1.000	1.100	1.200	1.300	1.400	1.500	1.600	1.700	>1.700		
Confine Nord	AT - ITn				0,3																				
	CH - ITn					0,4			0,3					0,6	0,6					0,7			0,7		
	FR - ITn	0,6							0,7					0,7		0,7				0,7			0,8		
	SI - ITn								0,5					0,6							0,7				
Confine Balcani	ITcn - HR								0,6					0,7						0,8					
	ITcs - MNE		1,0						1,0	1,0				0,7	0,6					0,7	0,7				
	ITs - GR								0,5					0,6							0,6				
Confine N.Africa	ITsic - TUN								0,5	0,5				0,9	1,0					1,2	1,2				
Sezioni interne	ITn-ITcn							0,4								1,1						1,1			
	ITcn-ITcs								0,3							1,1						1,2			
	ITs-ITcs				0,2																		1,3		
	Sar-IT																						1,1	1,1	
	Sic-IT																						1,4	1,4	

ALLEGATO 4: DETTAGLIO INFORMAZIONI PER DETERMINARE IL BENEFICIO MARGINALE PER CIASCUNA SEZIONE/CONFINE

Dati beneficio marginale dello scenario ST per ciascuna sezione/confine in funzione delle iterazioni

ST 2030		ITERAZIONE 0 - TOOT				ITERAZIONE 1 - PINT				ITERAZIONE 2 - PINT				ITERAZIONE 3 - PINT				ITERAZIONE 4 - PINT				ITERAZIONE 5 - PINT			
Sezioni		Capacità	B _{ini}	B _{ini} /C	B/C	Capacità	B _{ini}	B _{ini} /C	B/C	Capacità	B _{ini}	B _{ini} /C	B/C	Capacità	B _{ini}	B _{ini} /C	B/C	Capacità	B _{ini}	B _{ini} /C	B/C	Capacità	B _{ini}	B _{ini} /C	B/C
		[MW]	[M€/M W]			[MW]	[M€/M W]			[MW]	[M€/M W]			[MW]	[M€/M W]			[MW]	[M€/M W]			[MW]	[M€/M W]		
Confine Nord	AT - ITn	100	0,05	2,67	10,89	500	0,02	1,03	3,47	1000	0,03	0,70	0,70	1000	0,03	0,80	0,80	1000	0,03	0,78	4,53	1500	0,01	0,32	0,32
	CH - ITn					500	0,03	1,29	1,29	1000	0,03	1,28	1,28	1500	0,03	0,98	0,98	1500	0,03	1,08	1,08	2000	0,01	0,22	0,22
	FR - ITn	1200	0,03	0,75	1,80	500	0,03	0,72	0,72	500	0,04	0,91	0,91	500	0,03	0,76	0,76	500	0,03	0,63	0,63	500	0,01	0,36	0,36
	SI - ITn					500	0,02	0,66	0,66	500	0,03	0,99	0,99	500	0,02	0,77	0,77	500	0,02	0,51	0,51	500			
Confine Balcani	ITcn - HR					500				500	0,02	0,46	0,46	500	0,03	0,66	0,66	500	0,02	0,49	0,49	500	0,02	0,38	0,38
	ME - ITcs	600	0,03	0,50	0,50	500	0,03	0,42	0,42	500	0,02	0,40	0,71	500	0,00	-0,02	-0,02	500	0,00	-0,02	-0,02	500	0,00	-0,01	-0,01
	ITbr - GR					500	0,03	0,95	0,95	500	0,03	0,95	0,95	500	0,03	0,96	0,96	500	0,03	0,92	0,92	500	0,00	0,07	0,07
Confine N.Africa	ITsic - TUN					500	0,14	4,38	4,38	1000	0,10	1,68	1,68	1500	0,05	0,66	0,66	1500	0,03	0,40	0,40	1500			
	ITsic>MT					500				500				500				500				500			
Sezioni interne	ITcn - ITn					400	0,03	1,29	1,43	800				800	0,04	0,50	0,50	800	0,02	0,27	0,27	800			
	ITcs - ITcn					400	0,12	2,63	2,88	800	0,10	1,43	1,76	1200				1200	0,05	0,62	0,85	1200	0,06	0,80	0,80
	ITs - ITcs	400	0,01	0,91	2,36	400	0,02	0,73	0,73	400	0,02	0,92	0,92	400	0,00	0,20	0,20	400	0,02	0,90	1,07	800	0,01	0,33	0,33
	ITsic - IT					400	0,31	3,67	3,67	800				800				800				800			
	ITsar - IT					400				400	0,11	1,39	1,44	800				800				800			
	ITsar - IT	300	0,25	2,34	7,08	100	0,22	2,02	6,76	400	0,05	0,60	0,60	400	0,02	0,25	0,25	400	0,02	0,25	0,25	400	0,02	0,27	0,32
	ITsic - IT					400				400	0,06	0,74	0,74	400	0,12	1,48	2,19	800	0,04	0,45	0,45	800			

Estero 5

Estero 5

Estero 4

Estero 3

Rapporto di identificazione delle capacità obiettivo (rapporto finale)

Dati beneficio marginale dello scenario DG per ciascuna sezione/confine in funzione delle iterazioni

DG 2030		ITERAZIONE 0 - TOOT				ITERAZIONE 1 - PINT				ITERAZIONE 2 - PINT				ITERAZIONE 3 - PINT				ITERAZIONE 4 - PINT				ITERAZIONE 5 - PINT				ITERAZIONE 6 - PINT			
Sezioni		Capacità	B _{ini}	B _{ini} /C	B/C	Capacità	B _{ini}	B _{ini} /C	B/C	Capacità	B _{ini}	B _{ini} /C	B/C	Capacità	B _{ini}	B _{ini} /C	B/C	Capacità	B _{ini}	B _{ini} /C	B/C	Capacità	B _{ini}	B _{ini} /C	B/C	Capacità	B _{ini}	B _{ini} /C	B/C
		[MW]	[M€/M W]			[MW]	[M€/M W]			[MW]	[M€/M W]			[MW]	[M€/M W]			[MW]	[M€/M W]			[MW]	[M€/M W]			[MW]	[M€/M W]		
Confine Nord	AT - ITn	100	0,11	5,70	10,79	500	0,12	5,32	8,67	1000	0,07	2,02	7,15	1500	0,06	1,42	5,86	2000	0,05	0,99	0,99	2000	0,04	0,94	0,94	2000	0,02	0,42	0,42
	CH - ITn					500	0,10	4,56	4,56	1000	0,05	2,37	2,37	1500	0,02	0,56	0,56	1500	0,03	0,99	0,99	1500	0,04	1,28	1,28	2000	0,01	0,38	0,38
	FR - ITn	1200	0,10	2,50	3,45	500	0,10	2,49	2,49	1000	0,06	1,37	1,37	1500	0,04	0,88	0,88	1500	0,06	1,23	1,23	2000	0,03	0,62	0,62	2000			
	SI - ITn					500	0,10	3,19	3,19	1000	0,05	1,42	1,42	1500	0,06	0,99	0,99	1500	0,04	0,94	0,94	1500	0,03	0,67	0,67	1500			
Confine Balcani	ITcn - HR					500	0,09	2,18	2,18	1000	0,05	1,11	1,11	1500	0,05	0,94	0,94	1500	0,05	0,94	0,94	1500	0,04	0,74	0,74	1500			
	ME - ITcs	600	0,15	2,38	2,38	500	0,15	2,41	2,71	1000	0,06	0,99	0,99	1000	0,04	0,98	0,98	1000	0,05	0,99	0,99	1000	0,04	0,84	0,84	1000			
	ITbr - GR					500	0,04	0,99	0,99	500	0,04	0,99	0,99	500	0,03	0,97	0,97	500	0,03	1,05	1,05	1000	0,02	0,47	0,47	1000			
Confine N.Africa	ITsic - TUN					500	0,16	5,00	5,00	1000	0,09	1,50	1,50	1500	0,04	0,55	0,55	1500	0,03	0,36	0,36	1500				1500			
	ITsic>MT					500				500				500				500				500				500			
Sezioni interne	ITcn - ITn					400	0,03	1,19	1,35	800				800	0,03	0,50	0,50	800	0,06	0,82	0,82	800	0,05	0,75	0,75	800			
	ITcs - ITcn					400	0,11	2,38	2,67	800	0,06	0,92	0,92	800	0,05	0,69	0,69	800	0,05	0,66	1,03	1200	0,06	0,82	0,82	800			
	ITs - ITcs	400	0,03	2,31	3,80	400	0,04	1,67	1,80	800				800	0,02	0,27	0,27	800	0,02	0,39	0,39	800				800			
	ITsic - IT					400	0,21	2,50	2,50	800				800				800				800				800			
	ITsar - IT					400				400	0,09	1,12	1,14	800				800				800				800			
	ITsar - IT	300	0,16	1,47	2,72	100	0,15	1,38	2,64	400	0,04	0,55	0,55	400	0,03	0,33	0,35	400	0,03	0,41	0,41	400	0,03	0,41	0,41	400			
	ITsic - IT					400				400	0,11	1,29	2,46	800	0,10	1,15	2,27	1200	0,08	0,92	1,46	1200	0,06	0,65	0,65	1200			

La Estero 10
Italia 3

La Estero 8
Italia 2

La Estero 4
Italia 1

La Estero 3
Italia 1

La Estero 3
Italia 1

La Estero 3
Italia 1

Rapporto di identificazione delle capacità obiettivo (rapporto finale)

Dati beneficio marginale VRE dello scenario ST per ciascuna sezione/confine

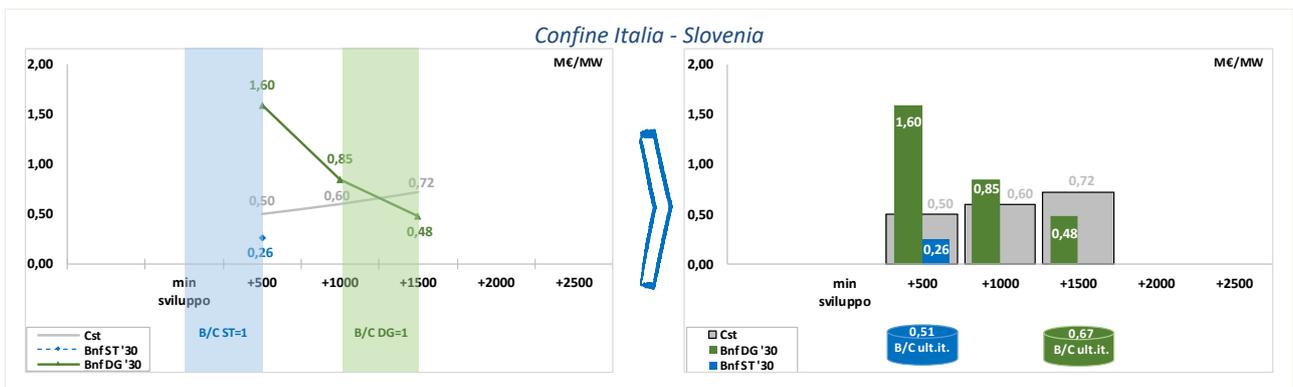
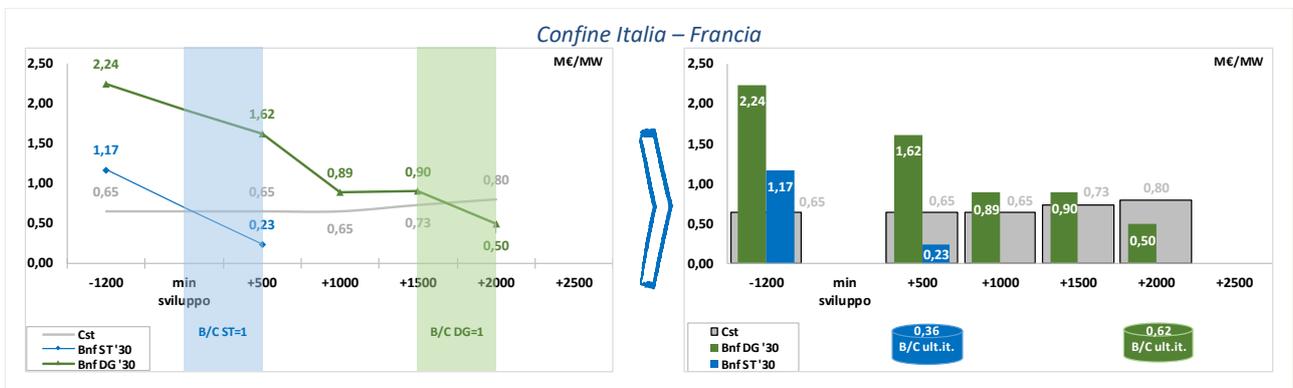
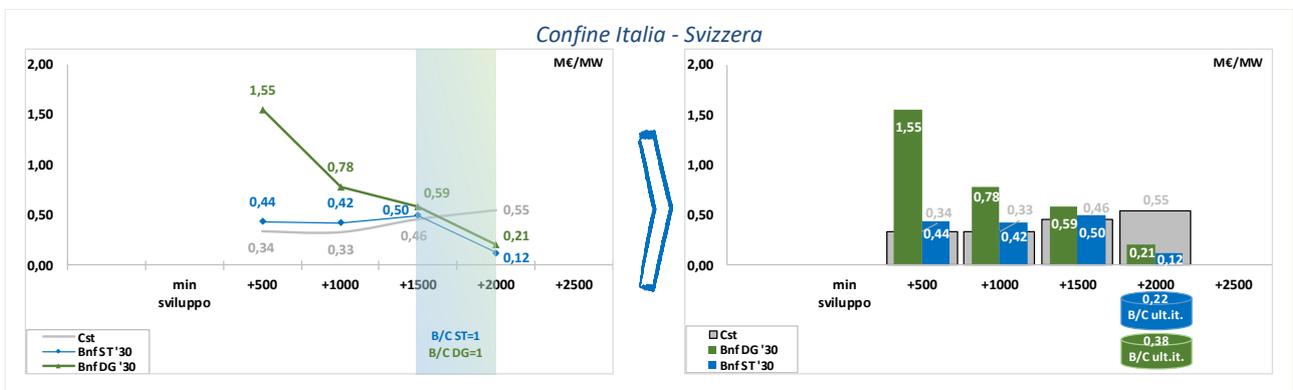
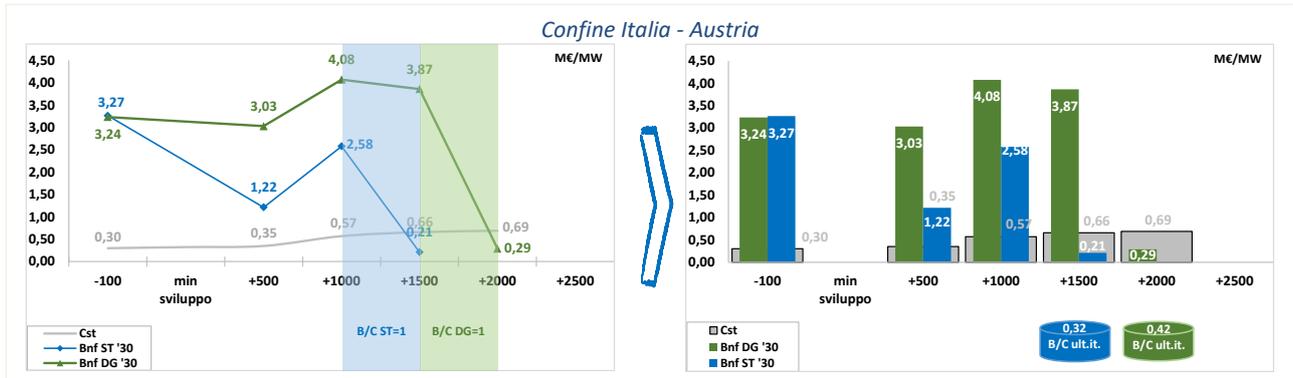
LEGENDA	
	input da PdS '18
	nuove simulazioni
	output confluisce nella curva beneficio (TOOT)
	output confluisce nella curva beneficio (PINT)

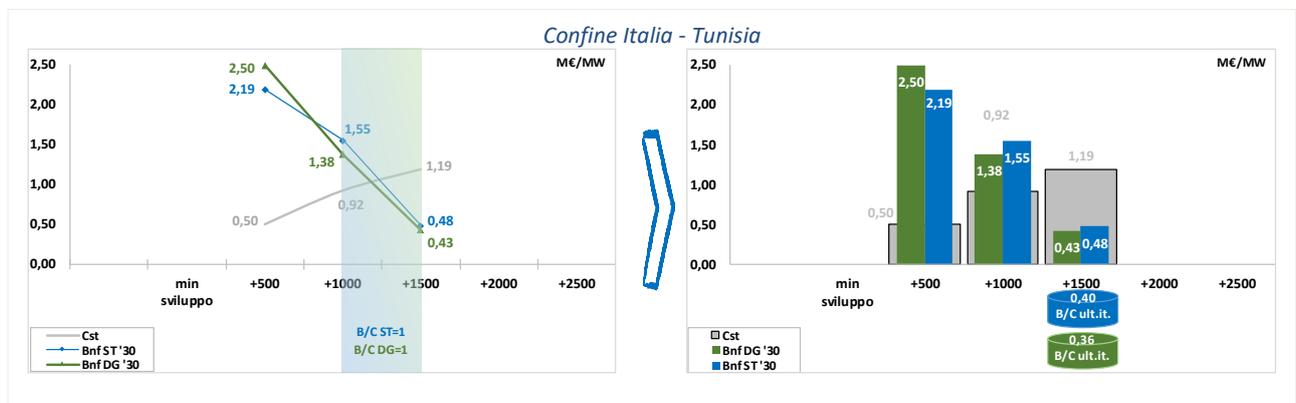
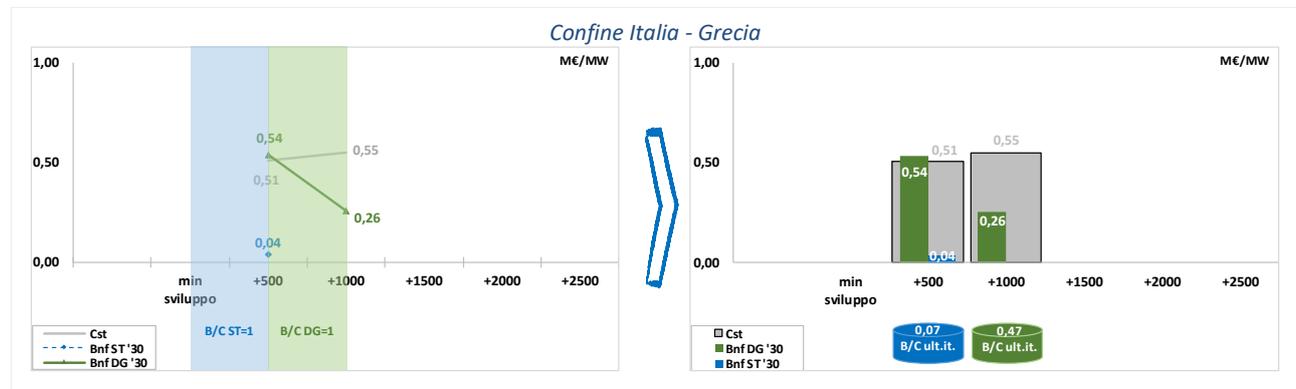
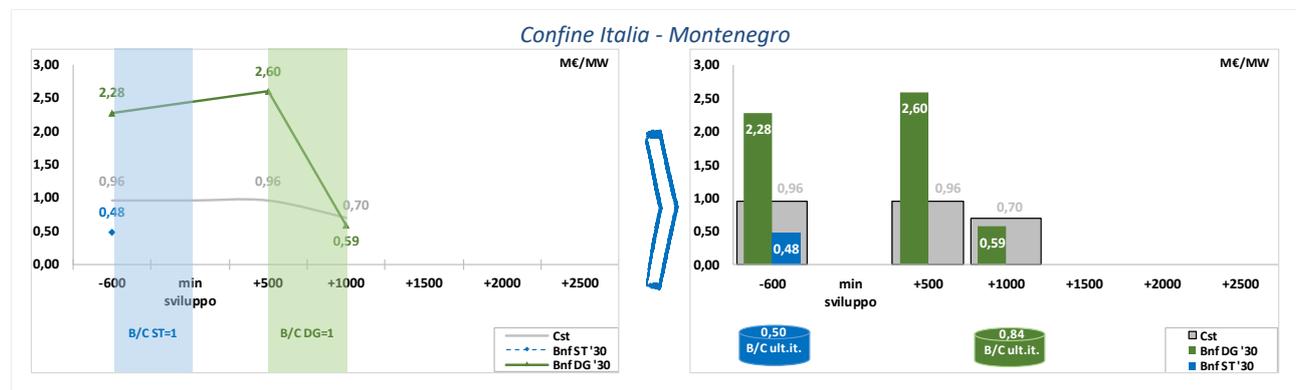
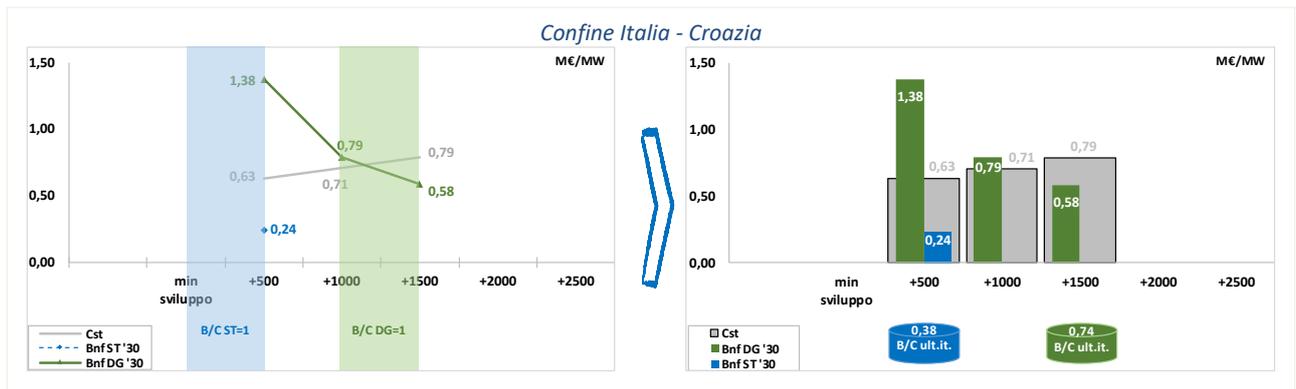
		Beneficio marginale VRE scenario ST [M€/MW]																						
		dTTC - TOOT				dTTC - PINT																		
		1.200	600	400	100	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1.000	1.100	1.200	1.300	1.400	1.500	1.600	1.700	>1.700	
Confine Nord	AT - ITn				0,16										0,14	0,14				0,03				
	CH - ITn					0,00			0,05						0,00					0,00				
	FR - ITn	0,04							0,00						0,00					0,00				
	SI - ITn								0,00						0,00					0,00				
Confine Balcani	ITcn - HR								0,00						0,00					0,00				
	ITcs - MNE		0,00						0,02	0,02					0,00					0,00				
	ITs - GR								0,00						0,00					0,00				
Confine N.Africa	ITsic - TUN							0,00	0,00					0,00						0,00				
Sezioni interne	ITn-ITcn							0,00				0,00				0,00						0,00		
	ITcn-ITcs					0,00		0,01				0,02			0,02	0,02						0,00		
	ITs-ITcs			0,02				0,00	0,00		0,01	0,01				0,00						0,00		
	Sar-IT							0,51				0,00				0,00			0,00			0,00		
	Sic-IT							0,06	0,06			0,06		0,06		0,03						0,00		

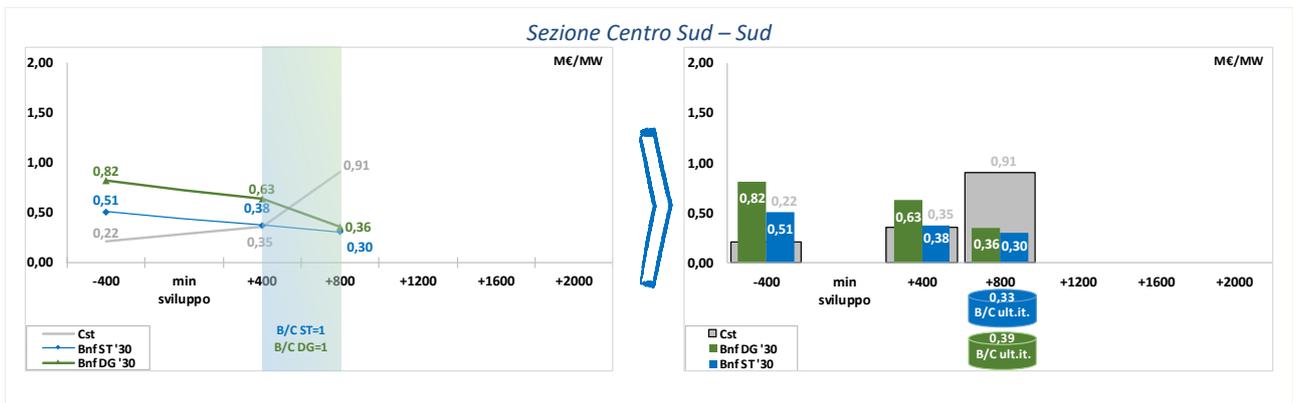
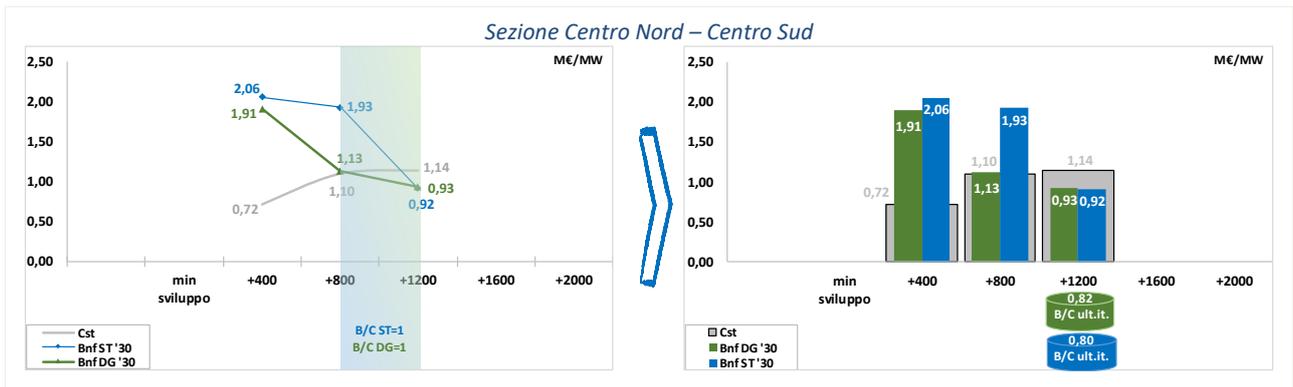
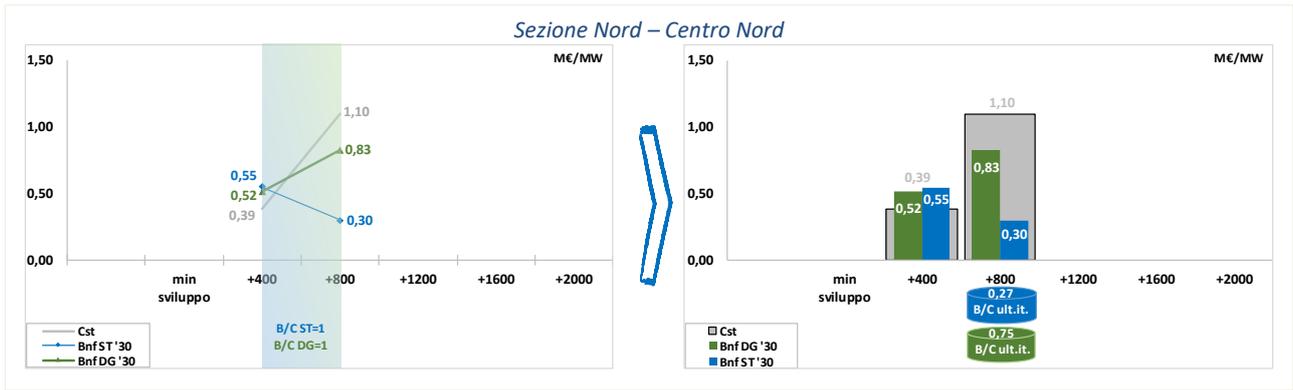
Dati beneficio marginale VRE dello scenario DG per ciascuna sezione/confine

		Beneficio marginale VRE scenario DG [M€/MW]																						
		dTTC - TOOT				dTTC - PINT																		
		1.200	600	400	100	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1.000	1.100	1.200	1.300	1.400	1.500	1.600	1.700	>1.700	
Confine Nord	AT - ITn				0,10										0,19	0,19				0,04				
	CH - ITn					0,00			0,08						0,00					0,00				
	FR - ITn	0,04							0,00						0,00					0,00				
	SI - ITn								0,00						0,00					0,00				
Confine Balcani	ITcn - HR								0,00						0,00					0,00				
	ITcs - MNE		0,00						0,02	0,02					0,00					0,00				
	ITs - GR								0,00						0,00					0,00				
Confine N.Africa	ITsic - TUN							0,00	0,00					0,00						0,00				
Sezioni interne	ITn-ITCN							0,00				0,00				0,00						0,00		
	ITCN-ITCS					0,00		0,01				0,03			0,03	0,02						0,00		
	ITs-ITCS			0,02				0,00	0,00		0,00	0,00				0,00						0,00		
	Sar-IT							0,14				0,00				0,00		0,00		0,00		0,00		
	Sic-IT							0,10	0,10			0,10		0,10		0,05						0,00		

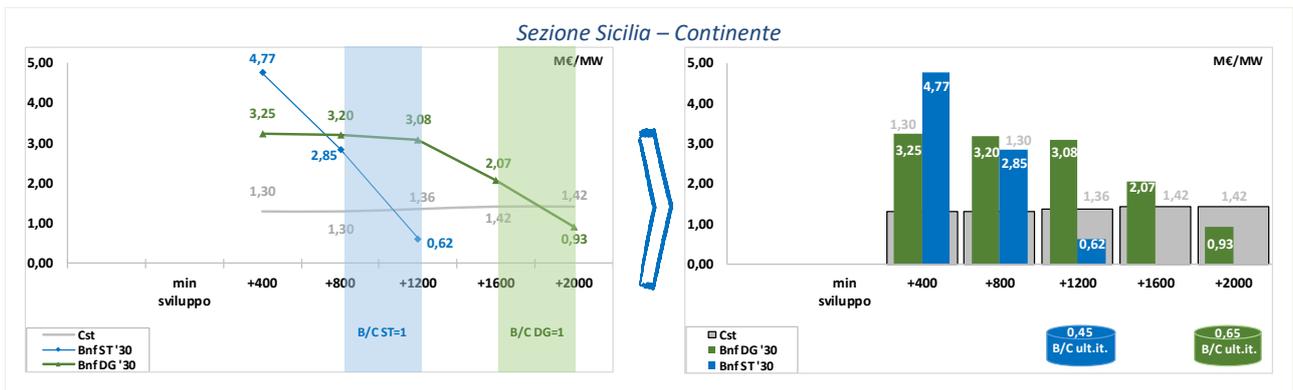
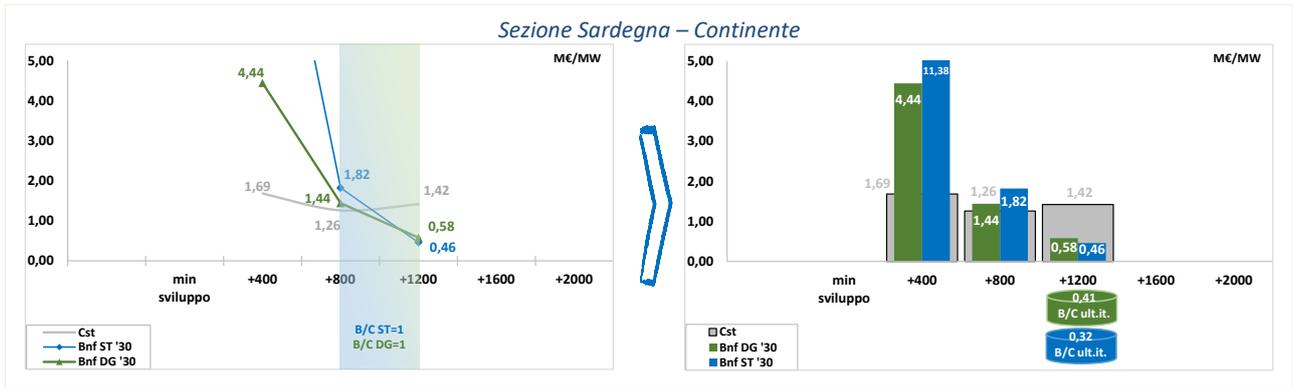
ALLEGATO 5: CURVE DI BENEFICIO/COSTO PER CIASCUNA SEZIONE/CONFINE







Rapporto di identificazione delle capacità obiettivo (rapporto finale)



**ALLEGATO 6: RISCONTRO ALLE OSSERVAZIONI SUL DOCUMENTO CONSULTATO
“METODOLOGIA PER LA IDENTIFICAZIONE DELLE CAPACITA’ OBIETTIVO”**



***Riscontro Terna alle osservazioni
sul documento consultato
"Metodologia per la identificazione
delle capacità obiettivo"***

24 luglio 2018

Premessa

Il presente documento riporta le controdeduzioni Terna in risposta alle osservazioni pervenute dai soggetti interessati nell'ambito della consultazione in materia di metodologia per la identificazione della capacità obiettivo, ai sensi dell'Articolo 44, Titolo 8 del TIQ.TRA, così come modificato dalla delibera dello 8 Marzo 2018 129/2018/R/eel.

In particolare sono riportati i riscontri alle osservazioni pervenute dagli stakeholders (di seguito Operatore N) in merito ai sei spunti di riflessione elencati nel documento consultato "Metodologia per la identificazione delle capacità obiettivo" e ad altri temi di carattere generale e i contributi raccolti nel corso del Seminario del 29 Maggio 2018.

Spunto S.1: Si ritiene l'analisi dei differenziali di prezzo un opportuno indicatore "sentinella" ai fini degli approfondimenti metodologici per la stima delle Capacità Obiettivo?

OPERATORE 1: Ritiene che il differenziale di prezzo in esito ai mercati del giorno prima sia un indicatore efficace per valutare l'investimento in nuova capacità. Sarebbe però più efficace guardare alla rendita da congestione nella sua interezza (sia in termini di ore di congestione che in termini di limite di transito e differenziale di prezzo).

OPERATORE 2: Ritiene che i differenziali di prezzo costituiscano un indicatore efficace, ma che l'indicatore principale sia la rendita di congestione. Rispetto alla logica indicata a pagina 16 è da preferire ai fini dell'individuazione delle sezioni prioritarie per lo sviluppo della RTN l'indicatore basato sulla rendita di congestione piuttosto che le ore di congestione.

OPERATORE 3: I differenziali medi annui di prezzo fra zone di mercato possono sicuramente costituire indicatori "sentinella" della necessità di rinforzo dell'interconnessione fra zone di mercato. Per evitare però che il calcolo della media annua del differenziale possa smorzare il segnale della necessità di rinforzo interzonale, le ore di congestione annue possono essere usate come indicatore complementare per valutare l'intensità delle criticità di rete in termini di durata temporale e direzione del flusso; le rendite da congestione possono invece rappresentare un indicatore della rilevanza economica della criticità di rete sui costi sostenuti dal consumatore.

TERNA: Si precisa che il rapporto tra differenziale di prezzo e costo marginale è solo una (condizione A, cfr. pag. 28 del documento "Metodologia per l'individuazione della capacità obiettivo") delle due condizioni per individuare la necessità/opportunità di incrementare la capacità di scambio, PINT, di una sezione/confine. La seconda condizione è appunto rappresentata dall'individuazione di elevati valori delle ore di congestione su una determinata sezione/confine (condizione B). Laddove, infatti, nonostante la presenza di un differenziale di prezzo elevato, un altrettanto elevato costo marginale di realizzazione di incremento capacità non consenta l'attivarsi della condizione A, la sola condizione A non è sufficiente ad identificare la necessità di incremento della capacità di scambio. In questi casi si ricorre alla condizione B per consentire l'individuazione di un punto nella curva di beneficio. Resta inteso che il reale valore del beneficio nella curva marginale di beneficio include le tre componenti SEW in linea con quanto previsto nel "documento metodologico per l'applicazione dell'analisi costi benefici applicata al Piano di Sviluppo 2018" (www.terna.it).

OPERATORE 3: Nell'analisi storica andrebbero esaminati anche i fondamentali da cui dipende direttamente il differenziale, in modo tale da depurarne l'effetto. Nello specifico andrebbe valutato se l'evoluzione del differenziale possa essere legata a fenomeni contingenti di indisponibilità della generazione o della rete;

l'andamento stesso dei prezzi delle commodity, anche a parità di ore di congestione, potrebbe contribuire a enfatizzare o smorzare l'entità dei differenziali di prezzo. Si propone pertanto di adottare una metodologia di analisi che possa filtrare l'effetto dei fenomeni contingenti e dei livelli di prezzo delle commodity per monitorare l'evoluzione nel tempo della quota parte del differenziale legato a driver strutturali (tale metodologia potrebbe essere basata ad esempio sull'impiego di modelli econometrici).

La stessa riflessione vale a nostro avviso per il mercato dei servizi di dispacciamento (MSD), per cui indici "sentinella" della necessità di rinforzi infrastrutturali sono identificati sia dai volumi che dagli oneri sostenuti da Terna su MSD per i servizi di sicurezza.

***TERNA:** Con riferimento ai prezzi delle commodities e alle cause dei differenziali registrate in tempo reale, le simulazioni di mercato MGP tengono conto di bid-up funzione di una media di offerta piuttosto che di singolarità verificatesi nello storico ed analogamente le commodities si basano su proiezioni pluriennali fornite da associazioni competenti. Allo stesso modo, le modalità di simulazione dei bid-up in MSD tengono conto di una media di offerta trascurando singolarità verificatesi nello storico. Si ritiene, quindi, che i differenziali di prezzo e i relativi benefici siano già depurati da effetti contingenti. Tale scelta riflette anche la necessità di garantire la coerenza tra gli scenari utilizzati nel presente studio e gli scenari alla base del Piano di Sviluppo allineati a quelli ENTSO-E.*

Spunto S.2: Si ritiene opportuno includere nelle valutazioni delle Capacità Obiettivo oltre ai benefici di mercato anche i benefici di rete come peraltro effettuato in ambito europeo? Quali altri indicatori si ritiene debbano essere considerati?

PERIMETRO DI BENEFICI CONSIDERATI

OPERATORE 4: Può avere senso considerare anche il beneficio B4 legato alla riduzione dei costi relativi ad impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico?

OPERATORE 3: Un approccio completo e robusto di valutazione dei benefici derivanti dal rinforzo dell'interconnessione fra zone di mercato deve includere la migliore stima di tutte le componenti di risultato ed impatto generate sul sistema in termini di costi sostenuti dal consumatore.

Si ritiene pertanto opportuno includere fra i benefici generati da un intervento, oltre ai benefici di mercato, anche i benefici di rete monetizzabili, quali il livello di adeguatezza del sistema, espresso dall'energia non fornita attesa, e la misura della produzione rinnovabile liberata.

OPERATORE 1: Condivide l'opportunità di includere i benefici di rete all'interno delle valutazioni per l'individuazione delle Capacità Obiettivo e di considerare anche le metodologie applicate negli altri paesi.

OPERATORE 5: Per quanto riguarderebbe inoltre la valutazione del beneficio marginale di capacità, riterremmo necessaria l'inclusione del beneficio B4 descritto nella metodologia Analisi Costi Benefici 2.0 nel calcolo del beneficio VRE (Riduzione Vincoli Rete). Tale beneficio è infatti legato a quei "costi evitati o differiti relativi a capacità di generazione soggetta a regimi di remunerazione che integrano o sostituiscono i proventi dei mercati dell'energia e del mercato per il servizio di dispacciamento", quale il regime di essenzialità. Richiamando in tal senso la nostra previa risposta al relativo Documento di Consultazione 542/2017/R/eel dell'Autorità, reputeremmo essenziale basare la definizione della Capacità Obiettivo anche in relazione alle congestioni che rendono difficile la realizzazione di un mercato competitivo, con l'obiettivo principale di eliminare le congestioni/criticità di rete che rendono necessario il ricorso all'essenzialità.

OPERATORE 7: Sarebbe opportuno dettagliare le voci considerate all'interno dei "Benefici riduzione dei vincoli (VRE)", in particolar modo per gli aspetti relativi all'utilizzo dei meccanismi di essenzialità.

OPERATORE 8: Un ulteriore spunto potrebbe essere il tenere in conto nella curva di beneficio anche dei fattori relativi alla resilienza, elencati, almeno qualitativamente, tra i possibili benefici da analizzare, mediante una opportuna parametrizzazione.

OPERATORE 2: Ritiene opportuno includere nelle valutazioni delle Capacità Obiettivo oltre ai benefici di mercato anche i benefici di rete indicati in ambito europeo.

OPERATORE 6: In merito all'individuazione delle categorie di beneficio da considerare nel calcolo del beneficio VRE (riduzione dei vincoli di rete), si ritiene utile l'inclusione del beneficio B4 definito nella metodologia di Analisi Costi Benefici 2.0. Tale beneficio è legato a quei costi di sistema evitati o differiti relativi a regimi di remunerazione che integrano o sostituiscono i proventi dei mercati, quale il regime di essenzialità. Come già manifestato dall'associazione in risposta al documento di consultazione 542/2017/R/eel dell'Autorità, si ritiene che l'identificazione della Capacità Obiettivo debba essere legata all'aumento dell'efficienza nell'erogazione del servizio di dispacciamento, in particolare considerando anche la riduzione di tutte le congestioni/criticità di rete che comportano il ricorso all'essenzialità.

TERNA: Condivisibile l'inclusione del beneficio B4 di riduzione dei vincoli di essenzialità, tuttavia resta da tener conto che tipicamente il beneficio B4 è catturato a livello intrazonale. L'aver tenuto conto del beneficio B7 (MSD) cattura già eventuali riduzioni dei costi per servizi di rete. Con riferimento al livello di adeguatezza, si è ipotizzato di utilizzare il beneficio in termini di riduzione del rischio di ENF (B3) oltre che l'energia rinnovabile liberata (B5). In futuro, nell'ambito del PdS, si sta valutando la possibilità di introdurre ulteriori indicatori con riferimento all'adeguatezza. L'inclusione del beneficio B13 relativo ai fattori per resilienza sembrerebbe attualmente di difficile applicazione, in quanto meno legato agli obiettivi di capacità aggiuntiva su sezione/confine.

OPERATORE 7: Lo sviluppo di nuova capacità di connessione (in particolar modo fra le diverse sezioni) dovrebbe includere una valutazione relativa ai benefici ambientali derivanti dall'incremento della capacità di scambio fra zone di mercato; in particolare nello scenario futuro, in cui si ritiene che il meccanismo di Emission Trading Scheme debba essere considerato come il principale strumento per garantire lo switch tecnologico verso una generazione low carbon, la realizzazione di nuovi collegamenti consentirebbe lo spiazzamento di generazione maggiormente inquinante a favore di quella caratterizzata da emissioni di CO2 nettamente inferiori (CCGT) o nulle (rinnovabili).

TERNA: Si ritiene condivisibile, anche alla luce degli obiettivi posti a livello nazionale dalla SEN, la proposta di includere nella curva di beneficio, anche i benefici ambientali (B18 e B19 della ACB 2.0) derivanti dall'incremento della capacità di scambio fra zone di mercato.

OPERATORE 3: Un indicatore che potrebbe essere considerato è quello relativo alla stima della potenziale riduzione dei requisiti di sicurezza richiesti su MSD, dei volumi di servizi scambiati su MSD e degli oneri di dispacciamento conseguenti. [...] L'analisi storica delle Offerte Pubbliche sui mercati mostra che le strategie di offerta dei concorrenti spesso enfatizzano l'effetto sui prezzi dovuto ai limiti di scambio fra zone. Pertanto, i benefici attesi derivanti dall'aumentata capacità di trasporto fra zone di mercato dovrebbero considerare anche l'incremento del livello di concorrenzialità del mercato. [...] L'analisi potrebbe essere mirata a valutare gli indicatori del livello di concorrenza a livello zonale che già oggi sono utilizzati dal Gestore dei Mercati Energetici per il monitoraggio del livello di oligopolio nei mercati (ad esempio: Indice di Operatore Residuale, Indice di Concentrazione, domanda residuale zonale).

Anche per il MSD andrebbe a nostro avviso valutata l'evoluzione della struttura competitiva di mercato a seguito dell'investimento infrastrutturale in modo da considerare fra i benefici attesi anche la riduzione potenziale del livello di oligopolio sui diversi servizi.

TERNA: *Vengono utilizzati metodologie e tool già testati in ambito europeo (TYNDP) e nazionale (PdS) anche ai fini della valutazione costi/benefici degli interventi.*

Inoltre, è necessario evidenziare la necessità di mantenere una coerenza con il PdS 2018: altri indicatori e modalità di valutazione dei benefici che non sono già adottati (e quindi testati), oltre ad un rischio di non riproducibilità dei risultati, comporterebbero la soggettività nell'assunzione degli stessi, riducendone la robustezza.

Viceversa, cogliamo come spunto di interesse per il futuro l'introduzione di ulteriori indicatori attualmente non presenti nella metodologia ACB 2.0 utilizzata.

MAGGIOR FOCUS SUGLI OBIETTIVI, SUI COSTI SOSTENUTI E SULL'INCLUSIONE DEI BENEFICI DERIVANTI DALLA RIDUZIONE DEI VINCOLI

OPERATORE 7: Preme sottolineare che l'individuazione della capacità obiettivo dovrebbe esser finalizzata ad incrementare l'efficienza del sistema elettrico e dei mercati, ad esempio:

- riducendo le congestioni della rete, misura essenziale per garantire un utilizzo efficiente delle energie rinnovabili ed una buona integrazione delle stesse nel sistema elettrico;
- limitando le distorsioni/asimmetrie ed assicurando sempre una competizione paritetica fra tutti gli operatori;
- minimizzando, in ogni caso, i costi sostenuti dal sistema e dai consumatori finali.

TERNA: *Si condivide lo spunto di riflessione, difatti se da un lato le analisi saranno allineate ai criteri di cui alla Delibera 627/2016 ed alla metodologia ACB di cui al PdS 2018, si sta valutando le modalità di scegliere un unico valore di capacità obiettivo che consenta contestualmente di ridurre le congestioni di rete, incrementare la competitività dei mercati e minimizzare i costi di sistema sostenuti dai consumatori.*

Spunto S.3: Si ritiene condivisibile trarre spunto dalle metodologie per la valutazione delle Capacità Obiettivo tra i diversi Paesi in ambito europeo?

UTILIZZO DEGLI INDICATORI A e B PROPOSTI DAL COMMISSION EXPERT GROUP

OPERATORE 7: In linea di principio potrebbe essere utile confrontare i risultati prodotti dall'algoritmo di Terna con gli indicatori A e B proposti dal Commission Expert Group. Tali indici, infatti, opportunamente modificati per esser adattati ad un utilizzo "zonale", potrebbero restituire capacità di connessione differenti tenendo in considerazione, ad esempio, aspetti legati al peak load del sistema e alla capacità di generazione rinnovabile attesa.

OPERATORE 8: Potrebbe essere utile monitorare la rispondenza dei valori determinati di capacità obiettivo agli obiettivi definiti a livello europeo (es. target 15% dell'Expert Group CEG), e definire il valore di capacità obiettivo che tenga conto anche dei target previsti a livello europeo.

OPERATORE 1: Condivide l'opportunità di considerare anche le metodologie applicate negli altri paesi.

OPERATORE 3: Trarre spunto dalle metodologie europee per le analisi dei benefici attesi da interventi di rinforzo delle capacità di interconnessione fra zone di mercato è da considerare essenziale per un approccio di valutazione esaustivo e robusto, perché le metodologie target adottate a livello europeo (e nello

specifico la Target Methodology di ENTSO-E) derivano da un ampio processo di progressivo affinamento condiviso e sono la sintesi di molteplici esperienze. Si ritiene comunque ragionevole affiancare alla valutazione degli indicatori di riferimento un'analisi del contesto specifico in modo da discutere la significatività dei medesimi in relazione alle condizioni peculiari del sistema su cui si interviene, in termini attuali e prospettici.

Ad esempio, andrebbe valutata la significatività della riduzione dei costi sostenuti dal consumatore a seguito dell'intervento di rinforzo della rete, discutendola rispetto all'entità delle altre voci che costituiscono gli oneri complessivi sostenuti dall'utente finale.

Riguardo la valorizzazione dell'indicatore di *Social Economic Welfare*, un approccio di simulazione deterministico basato sulla simulazione di un trend di evoluzione medio atteso del mix energetico prospettico potrebbe essere non sufficiente a descrivere i benefici ottenibili dall'investimento di rinforzo della rete a causa della crescente variabilità della domanda e delle quote di produzione rinnovabili; pertanto un'analisi probabilistica applicata già durante la fase delle simulazioni di mercato ai fini del calcolo di una distribuzione di probabilità del SEW rispetto alle variabili più incerte dello scenario atteso potrebbe rivelarsi più appropriata per una valutazione solida ed esaustiva.

In particolare, prevedendo la metodologia la valutazione del rapporto fra i benefici attesi monetizzati (che dipendono dalle ipotesi sui prezzi delle commodity adottate) e i costi standard dell'infrastruttura (che sono una voce fissa essendo riferita alle voci di spesa necessarie alla realizzazione dell'intervento), potrebbe esistere una relazione fra il grado di opportunità di sviluppare l'investimento (livello dell'indice di utilità del sistema, IUS) e le ipotesi di scenario adottate (ad esempio i prezzi delle commodity). Per irrobustire i risultati delle analisi si suggerisce di eseguire le valutazioni degli indicatori di beneficio su un range di scenari di sensitività derivati da ciascuna delle view di riferimento di medio-lungo periodo (differenziati per esempio sui prezzi delle commodity sulla base delle variabilità storica), valutati con le rispettive probabilità di accadimento, al fine di verificare la stabilità dell'indice di utilità per il sistema.

OPERATORE 2: Ritiene condivisibile trarre spunto dalle metodologie per la valutazione delle Capacità Obiettivo tra i diversi Paesi in ambito europeo, anche con l'obiettivo di convergere su una metodologia il più unificata possibile in Europa.

TERNA: *Non si esclude in futuro di poter procedere verso una metodologia "unificata", tuttavia allo stato odierno l'esercizio di identificazione delle capacità obiettivo è affrontato a livello europeo con metodi e scopi differenti. Nonostante ciò, si terrà conto dell'opportunità di confrontare i risultati della presente metodologia di identificazione delle capacità obiettivo con eventuali ulteriori risultati a livello europeo, fermo restando l'obiettivo di definire la capacità obiettivo su una sezione di rete quale valore di capacità addizionale che è economicamente efficiente realizzare, fin tanto che i benefici marginali sono maggiori dei costi marginali.*

APPLICAZIONE CRITERI EUROPEI SOLO ALLE INTERCONNESSIONI

OPERATORE 2: Chiede di chiarire meglio quali sono le motivazioni sulla base delle quali i criteri europei, di cui a pag. 16 del documento, sono validi per le interconnessioni, ma non per i rinforzi interni tra zone di mercato. Infatti, in base alle figure mostrate a pag. 17, nel 2017 la sezione Sicilia/Rossano è quella con il più elevato differenziale di prezzo (11,3 €/MWh) ed è quella che nel 2017 ha fatto registrare la più elevata rendita di congestione (pari a 89 milioni di euro).

TERNA: *Come chiarimento si prenda come esempio esplicativo la zona di mercato Centro Sud ed il criterio B dell'expert group (capacità di export dell'energia rinnovabile). Secondo quest'ultimo infatti, la zona Centro Sud ha capacità di export sia verso la zona Centro Nord sia verso Sud. In particolare, la capacità di scambio da Centro Sud a Sud, seppur potenziale, risulta soltanto teorica in quanto dagli esiti dei mercati dell'energia*

non si registrano mai transiti da Centro Sud a Sud. Pertanto, pur esistendo una capacità teorica, l'applicazione asettica del criterio B alla zona Centro Sud porterebbe ad un risultato non coerente in quanto la zona Centro Sud non potrebbe mai utilizzare la capacità verso la zona Sud, nella quale si evidenzia un prezzo zonale più basso.

Spunto S.4: Si ritiene condivisibile assumere come rete di riferimento (caso base), fermo restando l'uso di due scenari contrastanti all'anno studio 2025, una rete 2025 di minimo sviluppo ovvero comprensiva dei soli progetti autorizzati il cui completamento è previsto nel breve/medio termine tenendo conto della metodologia TOOT/PINT che poi si intende applicare?

ANNO DI STUDIO IPOTIZZATO

OPERATORE 3: L'orizzonte al 2025 su cui vengono cumulati i benefici, pur essendo comprensibile la necessità di definire in modo pragmatico un risultato di medio termine su cui tarare il livello di premialità per Terna secondo i criteri stabiliti dall'Autorità, potrebbe rivelarsi riduttivo rispetto all'orizzonte di efficacia dell'intervento oggetto di valutazione, anche in relazione al potenziale inasprirsi delle criticità che l'intervento infrastrutturale mira a risolvere in una prospettiva di più lungo periodo.

OPERATORE 1: Condivide la scelta dell'anno studio al 2025.

OPERATORE 2: Ritiene condivisibile assumere come rete di riferimento (caso base), fermo restando l'uso di due scenari contrastanti all'anno studio 2025 e dello scenario SEN, una rete 2025 di minimo sviluppo ovvero comprensiva dei soli i progetti autorizzati.

***TERNA:** Si ritiene condivisibile la proposta di verificare la robustezza delle analisi in uno scenario di più lungo termine, pertanto le valutazioni si riferiranno all'anno orizzonte 2030 che contribuisce per la quasi totalità alla curva di beneficio. L'anno studio 2025 resterebbe efficace per valutare il beneficio di breve termine eventualmente mediante un approccio semplificato (rimodulazione dei risultati rispetto allo scenario) al fine di evitare una mera duplicazione delle analisi.*

CASO BASE, SCENARI E UNICO VALORE CAPACITA' OBIETTIVO

OPERATORE 9: I progetti già autorizzati/avviati devono essere considerati fuori discussione e inclusi nel caso base su cui applicare gli scenari previsionali. Le analisi TOOT della metodologia non devono mettere in discussione i progetti del caso base ma sono utilizzate solo come strumento per valutarne il premio rispetto alle capacità obiettivo.

***TERNA:** Condividiamo; le analisi TOOT non mettono in discussione i progetti presenti nel caso base, peraltro autorizzati e verificati con una ACB, ma sono funzionali alla costruzione matematica della curva del beneficio marginale e la valutazione del premio degli interventi rispetto alla capacità obiettivo della sezione/confine in esame.*

OPERATORE 9: Bene considerare scenari previsionali differenti che possano cogliere incertezze future, ma alla fine occorre definire un'unica capacità obiettivo.

OPERATORE 4: La metodologia proposta, per ciascuna sezione/confine, individua 2 valori di capacità obiettivo, uno per lo scenario ST ed uno per lo scenario DG: come fare una sintesi tra tali due valori? Esempio: selezionare il valore di capacità a cui è associato il maggiore beneficio per i consumatori?

Per quanto concerne l'individuazione della capacità obiettivo, nel documento non è specificato come sia identificato il valore finale. Infatti, con la metodologia proposta, si ottengono due valori di capacità

obiettivo, uno per lo scenario “Sustainable Transition” e uno per lo scenario “Distributed Generation”. Andrebbe dunque esplicitato se la capacità obiettivo finale è una media aritmetica fra le due capacità individuate, una media pesata o se, in base a qualche criterio da definire, fra i due valori ne venga scelto solo uno.

OPERATORE 1: propone che si opti per il valore di capacità obiettivo che minimizza le rendite da congestione (e che fra i due valori individuati equivale a quello più alto).

OPERATORE 7: L’individuazione della capacità obiettivo considera due scenari distinti: Sustainable Transition (ST) e Distributed Generation (DG). L’incrocio fra gli andamenti delle due curve di Beneficio (ST e DG) con i relativi costi associati restituirebbe due valori distinti per la capacità obiettivo finale.

A questo proposito non appare chiara la conclusione dell’analisi, ovvero se il risultato finale della capacità obiettivo, in termini quantitativi, sarà:

- duplice, e quindi da riconsiderare in funzione delle future evoluzioni normative e di policy legate ad esempio ad esigenze di sviluppo della rete o delle energie rinnovabili;
- oppure univoco, determinato sulla base di criteri al momento non ancora pienamente definiti (ad esempio si potrebbe considerare il valore medio fra i risultati derivanti dai due differenti scenari ipotizzati, oppure il valore corrispondente alla capacità massima/minima).

In tal senso sarebbe opportuno che Terna, in considerazione dell’insieme di informazioni di cui dispone, concludesse l’analisi con una proposta adeguatamente motivata.

OPERATORE 2: Non si condivide quanto affermato a pag. 18 sul ridurre la funzione obiettivo che presiede allo sviluppo dell’RTN dal SEW complessivo a quello dei soli consumatori e delle rendite di congestione. Si ritiene, pertanto, che lo sviluppo dell’infrastruttura di trasmissione debba perseguire il SEW complessivo senza discriminare tra utenti di rete in immissione o in prelievo. L’allocazione dei costi di rete sui consumatori è in definitiva una scelta tariffaria non legata allo sviluppo della RTN, mentre il contenimento dei costi intesi non solo come capex e opex dell’infrastruttura, ma anche come rendita di congestione (quindi inefficienza del sistema di trasmissione) deve andare a beneficio di tutti gli utenti di rete senza alcuna discriminazione.

OPERATORE 3: L’approccio indicato per la valutazione della capacità obiettivo, basato su scenari di riferimento condivisi a livello europeo e oggetto delle valutazioni del piano di sviluppo, sulla configurazione zonale di base associata all’assetto di rete più efficiente rispetto alle criticità attese nel breve-medio periodo, e che analizza gli investimenti già autorizzati con un approccio TOOT e quelli connessi alla capacità di interconnessione addizionale con un approccio PINT, si ritiene in linea generale ragionevole e sostenibile. Alcuni spunti migliorativi sono riconducibili ai seguenti elementi. Il metodo PINT adottato ad un singolo intervento alla volta potrebbe sottostimare i benefici nei casi in cui l’efficacia di un investimento potrebbe essere enfatizzata da ulteriori interventi di rinforzo applicati al sistema (per esempio se si rinforza l’interconnessione fra due zone di cui una è zona di transito, senza rinforzare anche le altre sezioni in cascata, si rischia di accentuare le congestioni altrove spostando i confini della sezione critica senza ridurla/eliminarla). Si suggerisce di applicare tale approccio a famiglie di interventi strettamente connessi di spostare la sezione critica altrove per massimizzarne i benefici attesi.

OPERATORE 6: La metodologia propone di individuare la capacità obiettivo per ogni sezione/confine come intersezione tra le curve di beneficio marginale totale e di costo marginale. Per ogni sezione verranno quindi calcolati due valori di capacità obiettivo: uno per lo scenario “Sustainable Transition” e uno per lo scenario “Distributed Generation”. In generale si condivide tale metodo, ma si chiede che Terna, con un’apposita consultazione, proponga agli operatori delle modalità per individuare la capacità obiettivo finale per ogni sezione/confine.

OPERATORE 8: Si evidenzia la necessità di dover definire, a partire dai due set di valori di capacità obiettivo ottenuti nei due scenari ST e DG per l'intero insieme di sezioni/confini, un unico set di valori di capacità obiettivo, per fornire al gestore di rete una chiara indicazione degli obiettivi e delle priorità. Si possono ipotizzare le seguenti modalità:

- adottare una media dei due valori ottenuti su ciascuna sezione per i due scenari, in maniera ragionevole seppur semplice;
- adottare per ogni sezione il minor valore di capacità obiettivo tra i due scenari, che può garantire valori accettabili anche nell'altro scenario, mentre il maggior valore potrebbe risultare troppo costoso per l'altro scenario;
- effettuare, per ciascun valore di capacità obiettivo di una sezione, una media pesata dei valori ottenuti nei due scenari utilizzando come pesi i benefici lato consumatore (consumer surplus, congestioni di rete, ...) in modo da premiare il set che riduce i costi in tariffa degli interventi inclusi nella capacità obiettivo;
- valutare la variazione di beneficio in uno scenario, rispetto ai valori ottenuti con la relativa capacità obiettivo su ogni sezione, adottando l'intero set di valori di capacità obiettivo ottenuto per l'altro scenario. Dalle due analisi incrociate, può essere selezionato l'intero set di valori di capacità obiettivo che, nello scenario opposto, causa la minore riduzione di beneficio rispetto al valore ottimale.

TERNA: *Si condivide l'opportunità di dover definire un unico valore di capacità obiettivo per ciascuna sezione/confine per fornire al gestore di rete una chiara indicazione degli obiettivi e delle priorità di sviluppo. Nel merito sono ipotizzabili varie metodologie, fra cui:*

1. *utilizzare i valori minimi di capacità obiettivo tra i due scenari (sottostima);*
2. *utilizzare i valori massimi di capacità obiettivo tra i due scenari (sovrastima);*
3. *utilizzare una media (eventualmente pesata) dei valori di capacità obiettivo tra i due scenari;*
4. *utilizzare un criterio di minimizzazione del rimpianto (si valuterebbero nello scenario DG gli effetti del set di capacità obiettivo calcolati nello scenario ST, calcolando il "rimpianto/regret" in termini di benefici, e viceversa, e si sceglierebbe il set di capacità obiettivo con il minor rimpianto in caso di realizzarsi dello scenario alternativo).*

Allo stato non è stata effettuata una scelta fra le ipotesi elencate; tale scelta sarà chiaramente esplicitata nello schema di rapporto di identificazione delle capacità obiettivo.

OPERATORE 1: Per quanto riguarda le ipotesi relative alla generazione, si suggerisce di effettuare una sensitivity che includa la dismissione completa degli impianti di generazione a carbone entro il 2025, al fine di valutare la robustezza dei risultati includendo le indicazioni della Strategia Energetica Nazionale.

OPERATORE 2: Con riferimento agli scenari energetici ipotizzati da Terna si osserva che lo scenario ST 2025 è molto conservativo sull'installato fotovoltaico ed eolico rispetto agli obiettivi SEN al 2030, secondo cui si prevede una media annua di nuove installazioni pari rispettivamente a 2,5 GW e 0,7 GW. Pertanto, si chiede di elaborare una variante dello scenario ST 2025 maggiormente allineata agli obiettivi indicati nella SEN, includendo anche il phase-out parziale del carbone per complessivi 6 GW e di stimare l'installazione di sistemi di storage sia distribuiti che centralizzati per una capacità pari a 2,5 GW (la metà di quanto previsto dalla SEN).

SUGGERIMENTI EMERSI DURANTE IL SEMINARIO: Sarebbe utile una sensitivity con scenario SEN di phase out coal.

TERNA: *Sono stati adottati gli scenari ST e DG in coerenza con quanto è stato fatto in ambito europeo (TYNDP 2018) e nazionale (PdS 2018).*

STRUTTURA ZONALE

OPERATORE 3: Un'ulteriore osservazione riguarda l'opportunità di utilizzare la configurazione zonale "Alternativa Base" presentata nel documento "Revisione configurazione zonale – Report Finale" nell'ambito del processo di revisione delle zone di mercato italiane, ma non ancora approvata ufficialmente, vista la divergenza tra gli scenari che si considerano nella valutazione delle capacità obiettivo rispetto a quelli utilizzati per valutare le configurazioni zonali.

OPERATORE 5: Relativamente poi ai contenuti di dettaglio presenti nel DCO, riterremmo necessario che vengano forniti dei chiarimenti in merito alla scelta operata riguardo a quale configurazione zonale usare nelle simulazioni. Segnaliamo infatti che ad oggi i risultati della consultazione sulla revisione della configurazione zonale conclusasi lo scorso 16 aprile non sono ancora stati resi noti, e che un parere finale sul tema non è stato ancora espresso dall'ARERA. Nonostante ciò, nel DCO sembrerebbe esser stato previsto di utilizzare la configurazione zonale Alternativa Base per le attività di simulazione, scelta che, oltre ad eliminare i poli di produzione limitata, modificherebbe i confini tra zone di offerta Centro Nord e Centro Sud e ne aggiungerebbe uno in corrispondenza della regione Calabria. Riterremmo quindi necessario che vengano chiarite quanto prima e in maniera più approfondita quali siano le motivazioni che hanno portato a questa decisione. Inoltre, anche al fine di evitare di definire valori di Capacità Obiettivo che potrebbero rivelarsi di fatto non coerenti con la configurazione zonale che verrà indicata dall'ARERA, suggeriremmo che, in attesa della decisione finale di quest'ultima, venga mantenuta in vigore la configurazione zonale attuale.

OPERATORE 1: Con riferimento allo scenario di rete, non si condivide la scelta di utilizzare la configurazione zonale "Alternativa Base" per redigere lo studio di identificazione della capacità obiettivo. Si suggerisce che, laddove l'Autorità non si sia espressa per tempo con una delibera che modifichi le bidding zones attuali, il "Rapporto di identificazione delle capacità obiettivo" venga predisposto ipotizzando la configurazione zonale vigente.

OPERATORE 7: La configurazione zonale prevista corrisponde alla "alternativa base" della consultazione che si è conclusa ad aprile 2018.

OPERATORE 6: Con riferimento alla configurazione zonale di rete considerata nella metodologia, si chiede di chiarire meglio le motivazioni alla base della scelta della struttura "Alternativa Base", sebbene l'Autorità non abbia ancora emanato il provvedimento finale a valle della consultazione di Terna del 6 marzo 2018.

Poiché l'individuazione delle sezioni e delle relative capacità obiettivo sarà basata sulla configurazione zonale considerata, si ritiene molto più utile che Terna attenda il provvedimento dell'Autorità in merito, al fine di utilizzare come configurazione zonale quella che effettivamente sarà individuata, per rendere sicuramente più realistici e significativi i risultati delle simulazioni di rete necessarie per il calcolo delle capacità obiettivo e per la corretta individuazione delle sezioni stesse (che possono variare da una configurazione di rete all'altra). Si suppone infatti che il provvedimento dell'Autorità sarà pubblicato in tempo per rispettare le tempistiche previste.

SUGGERIMENTI EMERSI DURANTE IL SEMINARIO:

- cogliere l'input sull'utilizzo di ulteriori alternative concernenti la configurazione zonale;
- preferenza verso simulazioni su configurazione zonale vigente, soprattutto in mancanza di indicazioni ARERA in coerenza con PdS 2018;
- un utile elemento potrebbe essere l'analisi della capacità obiettivo con una configurazione zonale a due macrozone continentali. Questo sarebbe utile in quanto target di sbottigliamento della rete, aumento della liquidità dei mercati e riduzione dei rischi sul medio-lungo termine;
- sarebbe meglio utilizzare la configurazione zonale vigente;

- sensitivity con configurazione zone di mercato attuali.

Sebbene possa rappresentare la scelta ideale per Terna, non si ritiene che al momento possa essere considerata come riferimento per l'algoritmo, dal momento che:

- si discosta in maniera significativa dalla struttura attualmente implementata;
- l'esito della consultazione non è ancora definito e potrebbe portare alla luce un risultato differente.

Pertanto, qualora si volesse comunque optare per uno scenario futuro e non considerare lo schema attuale, si propone di:

- attendere l'esito della consultazione per inserire la configurazione prescelta all'interno dell'algoritmo;
- in alternativa considerare preventivamente l'"alternativa base", ma prevedere uno o più casi aggiuntivi, in funzione degli indirizzi che emergeranno dalla consultazione "Revisione della configurazione zonale".

TERNA: *Alla luce dei riscontri pervenuti, sarà utilizzata la struttura zonale vigente per la quale è la maggior parte delle simulazioni è stata già effettuata. A conclusione di quest'ultime, Terna avrà cura di verificarne gli esiti con una sensitivity che si basa sulla nuova configurazione zonale approvata con deliberazione 386/18.*

SENSITIVITY CON ALTRE STRUTTURE ZONALI

OPERATORE 5: In aggiunta, anche come esercizio di valutazione della Capacità Obiettivo in un'ottica di medio-lungo termine, suggeriremmo di effettuare le simulazioni per l'identificazione della capacità obiettivo prendendo come riferimento anche la configurazione a 2 Zone Continentali (Nord, Macrosud e Isole), indicata in consultazione come possibile configurazione zonale implementabile al 2025.

TERNA: *L'analisi proposta aumenterebbe significativamente l'onere computazionale delle analisi; si ritiene preferibile rimandare eventuali analisi di sensitivity su configurazioni zonali non approvate ad eventuali aggiornamenti futuri del documento sulle capacità obiettivo.*

Spunto S.5: Si ritiene consona l'ipotesi dei valori di costo per la definizione del costo marginale

STIMA DELLA CURVA DI COSTO

OPERATORE 8: Laddove dovessero emergere ulteriori capacità obiettivo non coperte da interventi previsti nel piano di sviluppo, il costo marginale potrebbe tener conto della storia pregressa degli interventi nella sezione di interesse (es. durata della procedura di autorizzazione, generale ambiente favorevole o contrario da parte delle autorità locali nelle consultazioni, ...).

TERNA: *Si condivide il commento e si valuterà se tenerne conto nella valutazione della curva di costo.*

OPERATORE 3: Le ipotesi descritte riguardo la definizione dei costi standard degli interventi di sviluppo infrastrutturale possono essere ritenute consone, pur ritenendo indispensabile il più ampio grado di dettaglio e di trasparenza possibile sulle voci di costo adottate considerando le tecnologie disponibili ad oggi e in prospettiva. Data l'incertezza sulle voci di costo sottostanti gli interventi potrebbe essere sensato applicare dei range in funzione dei principali rischi che è possibile individuare ex ante, anziché stimare un valore puntuale.

OPERATORE 1: condivide tale approccio di identificazione del costo marginale.

Spunto S.6: Si ritiene consono il processo su menzionato consistente in “numerosi” simulazioni zonali e “mirate” simulazioni di rete atte a completare il bagaglio di dati calcolati nell’ambito del Piano di Sviluppo 2018?

MSD NODALE

SUGGERIMENTI EMERSI DURANTE IL SEMINARIO: Una analisi effettuata a valle dell'MSD zonale condotta con strumenti di dispacciamento nodale potrebbe aiutare a valutare l'impatto sulle congestioni intrazonali una volta identificata la soluzione tecnica che consente di definire l'incremento di capacità.

TERNA: *É previsto nella metodologia di considerare anche i vincoli di rete (FASE 3) per il tramite delle simulazioni di rete in coerenza con i simulatori già adottati nel PdS 2018 per l'Analisi Costi Benefici.*

OPERATORE 3: Si condivide la metodologia di stima della curva dei benefici marginali attesi rispetto all’entità degli interventi di sviluppo sulla base di un insieme di simulazioni di mercato e di rete progressive. Come illustrato al punto 3, le analisi di mercato potrebbero essere completate, al fine di verificare la robustezza dei benefici attesi al variare delle ipotesi di scenario, da analisi probabilistiche che insieme a quelle di rete, già implementate con metodi stocastici, possano andare a descrivere una distribuzione della curva dei benefici marginale attesi. L’incrocio fra la curva dei benefici attesi e dei costi attesi degli interventi darebbe così luogo ad una regione di capacità obiettivo la cui estensione potrebbe utilmente descrivere l’incertezza delle condizioni in cui l’intervento infrastrutturale si realizzerebbe e consentirebbe di discuterne dunque l’entità dell’opportunità in funzione dei rischi connessi.

OPERATORE 1: Ritiene condivisibile il processo di simulazioni ripetute.

TERNA: *É previsto nella metodologia di considerare anche i vincoli di rete (FASE 3) per il tramite delle simulazioni di rete. Commenti relativi alle modalità di definizione della struttura zonale non impattano la metodologia di identificazione delle capacità obiettivo che invece deve prendere in input una definita struttura zonale.*

OPERATORE 2: Si rileva una notevole differenza tra il modello di mercato basato sull’approccio nodale più volte indicato da ARERA per la nuova disciplina a regime degli sbilanciamenti e il modello di mercato zonale detto “alternativa base” prospettato in consultazione: si tratta in altri termini di modalità notevolmente differenti di rappresentazione fisica della rete di trasmissione. Si valuti inoltre che più il rispetto dei vincoli di rete è posticipato in prossimità del tempo reale (cioè in MSD) più esso risulta oneroso per il sistema; infatti in base ai dati pubblicati da ARERA i volumi energetici e finanziari movimentati in MSD per la risoluzione dei vincoli di rete sono tutt’altro che trascurabili rispetto all’energia movimentata per sbilanciamento. Una rappresentazione più dettagliata dei vincoli di rete gioverebbe all’invio di segnali economici più efficienti già in MGP.

TERNA: *Si fa presente che ARERA ha richiesto a Terna di definire una metodologia di calcolo dei prezzi nodali marginali ai fini di sbilanciamento e che al momento non è allo studio l’applicazione di un modello nodale al MGP.*

Ulteriori osservazioni pervenute dagli stakeholders

RIPRODUCIBILITA' DEI DATI

OPERATORE 9: Adottare metodi già testati per la valutazione dei benefici (vedi ad es. PdS Terna) senza introdurre possibili elementi di soggettività (ad es. strategie legate ad eventuali effetti di potere di mercato).

TERNA: *Vengono utilizzati metodologie e tool già testati in ambito europeo (TYNDP) e nazionale (PdS) anche ai fini della valutazione costi/benefici degli interventi. Inoltre è necessario evidenziare la necessità di mantenere una coerenza con il PdS 2018: altri indicatori e modalità di valutazione dei benefici che non sono già adottate (e quindi testate), oltre ad un rischio di non riproducibilità dei risultati, comporterebbero la soggettività nell'assunzione degli stessi, riducendone la robustezza.*

TRASPARENZA E PUBBLICITA' DEI DATI

OPERATORE 5: Riterremmo tuttavia di primaria importanza che anche il documento finale contenente l'applicazione della metodologia e i relativi risultati, completo delle ipotesi e valore numerico della Capacità Obiettivo su ciascuna sezione/confine, sia reso disponibile agli operatori e consultato prima della decisione finale dell'ARERA. In tal modo si garantirebbe infatti il massimo livello di trasparenza nei confronti degli operatori, in accordo anche con quanto previsto dall'articolo 40.1 dell'Allegato A alla Delibera 884/2017/R/eel.

OPERATORE 10: Si richiede che vi sia la maggiore trasparenza possibile nel processo di determinazione della Capacità obiettivo. A tal fine si auspica che TERNA renda disponibili gli elementi alla base di tale valutazione (curva di costo marginale, curva di beneficio marginale) prima della decisione finale sulla Capacità Obiettivo e sugli interventi da inserire poi nel Piano di Sviluppo.

OPERATORE 1: Si richiede infine che i valori delle capacità obiettivo risultanti nel "Rapporto di identificazione delle capacità obiettivo" redatto da Terna, siano resi pubblici e consultati dagli operatori prima dell'invio all'Autorità (invio che per la Delibera 129/2018 deve avvenire entro il 31 Luglio 2018) dando evidenza delle procedure di calcolo che hanno portato all'individuazione dei suddetti valori (curva dei benefici marginali e curva dei costi marginali).

OPERATORE 6: Si ritiene però essenziale che Terna appena possibile renda disponibili pubblicamente e ponga in consultazione anche i risultati dell'applicazione di tale metodologia, in base a tutte le ipotesi e assunzioni presentate nella presente proposta di metodologia. Tale processo di consultazione appare necessario prima della definizione da parte dell'Autorità delle sezioni/confini e delle relative capacità di trasporto obiettivo, anche in considerazione della rilevanza degli elementi della metodologia ancora in fase di definizione. Sarebbe molto utile che le curve di beneficio e costo marginale fossero rese pubbliche, insieme ai valori obiettivo risultanti e, possibilmente, consultati con gli operatori.

TERNA: *Riteniamo condivisibili le osservazioni in merito alla completa trasparenza verso gli stakeholder. Tuttavia, in considerazione dei vincoli temporali, pur rilassati dalla recente delibera 386/18, della complessità delle elaborazioni da effettuare e del fatto che i risultati sono diretta conseguenza dell'applicazione della metodologia, già consultata, riteniamo che una consultazione successiva alla pubblicazione dello schema di rapporto di identificazione delle capacità obiettivo non possa ambire a modificarne significativamente i risultati o a rivedere la metodologia, ma sia utile a dare indicazioni su punti di forza e limiti della metodologia anche per edizioni successive. In caso contrario il processo rischierebbe di non concludersi.*

INTERVENTI RAB-INTENSIVE O ALTERNATIVE A MINOR COSTO

OPERATORE 5: Infine, come già peraltro espresso dall'Autorità stessa nel DCO 542/2017/R/eel, evidenzieremo come si debbano raggiungere gli obiettivi di capacità prefissati valutando non solo interventi RAB intensive, ma anche soluzioni alternative a minor costo, quali ad esempio l'installazione e l'operazione ottimizzata di Phase Shifter Transformers (PST) e l'utilizzo di Dynamic Thermal Rating (DTR).

OPERATORE 10: In linea generale ribadiamo anche in questa sede quanto già espresso all’Autorità nelle osservazioni al DCO 542/2017/R/eel, ossia che l’analisi delle ipotesi di investimento in infrastrutture, laddove possibile, dovrebbe essere effettuata confrontando asset esistenti e/o possibili investimenti da parte di operatori privati con le ipotesi di intervento di TERNA.

OPERATORE 6: Infine, come anche espresso dall’Autorità nel DCO 542/2017/R/eel, si sottolinea come il raggiungimento degli obiettivi di incremento di capacità debbano essere raggiunti da Terna non solo orientandosi verso interventi RAB-intensive, ma anche considerando opportunamente interventi alternativi a minor costo, quali ad esempio l’installazione e operazione ottimizzata di Phase Shifter Transformers (PST) e l’utilizzo di Dynamic Thermal Rating (DTR). Al contempo, si precisa che tutte le attività che contribuiscono a ridurre le congestioni ma che si configurano come attività di mercato debbano necessariamente essere sviluppate coinvolgendo gli operatori, rimanendo però escluse dall’investimento di Terna per raggiungere l’obiettivo di capacità previsto dall’Autorità.

TERNA: *Si condivide l’ipotesi di valutare non solo interventi RAB-intensive ai fini di incrementare le capacità obiettivo; tuttavia ciò non incide sulla metodologia e la fase successiva di identificazione dei valori che, come evidenziato, ha l’obiettivo di identificare il target ottimo su ciascuna sezione/confine di capacità addizionale.*

SCELTA DELLA TIPOLOGIA DI INTERVENTO PER IL RAGGIUNGIMENTO DEL TARGET DI CAPACITA'

OPERATORE 10: Il TSO ad esempio, data un’esigenza di intervento su un nodo di rete, potrebbe provvedere a verificare l’eventuale presenza di impianti capaci di fornire il relativo servizio e procedere eventualmente ad una procedura concorsuale per selezionare potenziali investitori. Un esempio pratico: un impianto nella zona Sicilia, con contenuti costi di adeguamento, avrebbe probabilmente potuto fornire i medesimi servizi di regolazione dei compensatori sincroni di Partinico e Favara (costo complessivo di investimento 60M€). Un’analisi inclusiva di tale possibilità offerta da un soggetto privato avrebbe molto probabilmente implicato un significativo contenimento dei costi a parità di output. Tuttavia riteniamo che, perché la metodologia proposta possa risultare realmente efficace e coerente con la definizione di capacità obiettivo, da un lato, e con i principi della Regolazione Output Based dall’altro, debbano essere rispettate le seguenti condizioni: [...] a parità di beneficio atteso, confrontare le ipotesi di sviluppo della rete, e i relativi costi, con tutte le alternative disponibili (come ad esempio la riconversione in compensatore sincrono di una unità produttiva in prospettiva di dismissione, l’utilizzo di un impianto contrattualizzato per la fornitura di un determinato servizio, ecc). Si ritiene inoltre che vi sia stabilità nel Piano di Sviluppo, ossia che, una volta determinata la Capacità Obiettivo e inseriti gli interventi di rete nel Piano di Sviluppo, questi non siano modificati se non per solide motivazioni.

TERNA: *Il commento sembra non impattare la metodologia, piuttosto successive modalità di tragguardare gli obiettivi di capacità con interventi di sviluppo o alternative di mercato, e le conseguenze nel Piano di Sviluppo derivanti dalla definizione delle capacità obiettivo.*

IMPATTO DEL CAPACITY MARKET SULLA VALUTAZIONE DELLE CAPACITA' OBIETTIVO

OPERATORE 3: La System Adequacy è composta da Transmission Adequacy e Generation Adequacy: in presenza di un Capacity Market andrebbero resi maggiormente trasparenti i criteri adottati per stabilire la capacità di trasmissione target in modo coordinato con la definizione del target di capacità di generazione da approvvigionare sul mercato. La medesima questione in termini più estesi e sicuramente delicati riguarda il coordinamento fra paesi degli standard di adeguatezza e della capacità di interconnessione dedicata al mutuo soccorso nei periodi di criticità.

TERNA: *Si condivide la strategicità del tema adeguatezza, tuttavia l'esercizio di identificazione delle capacità obiettivo tiene conto degli attuali meccanismi di mercato ed esula in questa prima istanza dalla tematica adeguatezza. Non si esclude che, il modificarsi dell'attuale metodologia ACB per tener conto dell'adeguatezza possa indirizzare a includere ulteriori benefici oppure il modificarsi degli attuali meccanismi di mercato possa indirizzare ad una revisione della metodologia/risultati.*

INTERAZIONE CAPACITA' OBIETTIVO/PDS

OPERATORE 2: Con riferimento a quanto riportato a pag. 19 "La proposta inclusa nel presente documento non sostituisce/supera la ACB 2.0 e non costituisce una ulteriore metodologia finalizzata a verificare l'utilità del singolo intervento, ma si pone l'obiettivo di individuare la capacità addizionale ottima tra due zone di mercato (sezioni) o con i paesi confinanti (confini)." si chiede di chiarire in che modo Terna terrà conto dell'identificazione della capacità obiettivo nella pianificazione dello sviluppo della rete di trasmissione.

TERNA: *Laddove un valore addizionale di capacità obiettivo possa essere tragguardato con interventi di incremento di capacità tra zone o alla frontiera già previsti in PdS 2018, l'obiettivo di Terna sarà la realizzazione prioritaria di tali interventi. Viceversa, sarà necessario programmare ulteriori interventi per tragguardare gli obiettivi di capacità.*

TEMPISTICHE DEL SEMINARIO

Commenti pervenuti durante il seminario

- Apprezzamento per workshop e scambio punti di vista interessante. Sarebbe stato più agevole per gli operatori se fosse stato organizzato non un giorno prima della scadenza della consultazione. Richiesta forte per ulteriore consultazione degli operatori quando tutte le ipotesi e la metodologia siano state specificate, ai fini della trasparenza. La definizione di criteri oggettivi per la scelta è necessaria.
- Seminario un giorno prima del DCO è un po' scarso.
- Seminario troppo vicino alla conclusione della consultazione.

TERNA: *Tenendo conto delle esperienze acquisite in precedenti studi, il seminario è anche un tavolo di confronto fattivo con gli operatori ed esperti di settore. In merito alla tempistica se ne terrà conto in futuro.*

ESEMPI NUMERICI INTEGRATIVI

Commenti pervenuti durante il seminario

- Valutare l'introduzione di esempi numerici di applicazione della metodologia

TERNA: *La valorizzazione delle capacità obiettivo sarà riportata nel rapporto di identificazione delle capacità obiettivo.*

SURPLUS DEI PRODUTTORI E MODELLIZZAZIONE STRATEGIE DI OFFERTA

Commenti pervenuti durante il seminario

Il calcolo dei costi MSD su base storica potrebbe portare a considerazioni errate per il futuro. Le riduzioni del beneficio produttori non sono da azzerare per non ridurre gli investimenti in generazione.

TERNA: *Le modalità di simulazione dei bid-up in MSD tengono conto di una media di offerta trascurando singolarità verificatesi nello storico. L'indicazione della localizzazione degli investimenti in generazione dovrebbe essere fornita dai prezzi zionali che garantiscono, nella zona con prezzo più alto, maggiori ricavi per il produttore. Viceversa, l'obiettivo previsto in concessione per il Gestore è la riduzione delle congestioni di rete attraverso interventi di incremento della capacità tra zone.*

**ALLEGATO 7: RISCONTRO ALLE OSSERVAZIONI SUL DOCUMENTO CONSULTATO
“SCHEMA DI RAPPORTO DELLE CAPACITA’ OBIETTIVO”**



***Riscontro Terna alle osservazioni
sul documento consultato "Schema
di rapporto di identificazione delle
capacità obiettivo"***

18 Ottobre 2018(rev. 1)

Premessa

Il presente documento riporta le controdeduzioni Terna in risposta alle osservazioni pervenute dai soggetti interessati nell'ambito della consultazione dello "Schema di rapporto di identificazione della capacità obiettivo", ai sensi della deliberazione 386/2018.

In particolare, sono riportati i riscontri alle osservazioni pervenute dagli stakeholders (di seguito Operatore N).

1. AMBITO CAPACITÀ OBIETTIVO E PIANO DI SVILUPPO

OPERATORE 1: le ipotesi di sviluppo di nuove infrastrutture, in aggiunta ad una chiara e dettagliata analisi costi-benefici, siano accompagnate da un confronto approfondito con le altre soluzioni percorribili per il raggiungimento dei medesimi obiettivi di sistema (ad es. realizzazione di nuovi impianti di generazione, sistemi di accumulo, riforme del mercato dei servizi di dispacciamento, avvio del Capacity Market).

OPERATORE 2: nelle successive fasi di implementazione degli interventi per raggiungere la capacità obiettivo, Terna non si orienti solo verso interventi RAB-intensive, ma consideri anche interventi alternativi, quali ad esempio l'installazione e operazione ottimizzata di Phase Shifting Transformers (PST) e l'utilizzo di Dynamic Thermal Rating (DTR).

***TERNA:** L'identificazione delle capacità obiettivo è basata sull'applicazione di una metodologia che prevede il confronto tra i benefici associati ad incrementi di capacità di scambio tra sezioni/confini ed i costi di nuovi interventi infrastrutturali necessari a realizzarli; tali interventi infrastrutturali si identificano in nuove linee interzonali o interconnessioni. Tale scelta ha come effetto una sovrastima dei costi da sostenere rispetto alle altre opzioni possibili ed è pertanto da ritenersi cautelativa.*

Nell'ambito del Piano di Sviluppo sono e saranno definite le scelte progettuali per la realizzazione dei valori di capacità ritenuti economicamente efficienti ricorrendo come già fatto in passato anche a soluzioni "non RAB-intensive" quali l'installazione di Phase Shifting Transformers (PST) e l'utilizzo di Dynamic Thermal Rating (DTR).

In relazione alla possibilità di ricorrere ad altre soluzioni quali riforme del mercato dei servizi di dispacciamento, avvio del Capacity Market, si fa presente che le analisi sono eseguite tenendo conto dello schema di mercato in vigore al momento della elaborazione del documento non considerando elementi del quadro regolatorio non consolidati onde evitare che l'incertezza di tali mutamenti futuri e dei rispettivi impatti renda l'analisi scarsamente significativa ed opinabile.

2. COSTO MARGINALE

OPERATORE 1: Con riferimento al calcolo del costo marginale, non è chiaro, ad esempio, rispetto ai dati di quale piano di sviluppo precedente sia valutata la differenza costo stimato – costo sostenuto (tabella 4 pag. 29): si ritiene che tale costo "rimanente" debba essere riferito agli aggiornamenti di spesa contenuti nell'ultimo piano di sviluppo disponibile, in questo caso al 2018, al fine di garantire la coerenza delle valutazioni di costo marginale.

OPERATORE 2: In relazione al calcolo del costo marginale, ad esempio, non è chiaro rispetto ai dati di quale piano di sviluppo precedente sia valutata la differenza costo stimato – costo sostenuto (tabella 4 pag. 29): si ritiene che tale costo "rimanente" debba essere riferito agli aggiornamenti di spesa contenuti nell'ultimo piano di sviluppo disponibile, in questo caso al 2018, al fine di garantire la coerenza delle valutazioni di costo marginale.

OPERATORE 3: Nelle tabelle in cui viene elencato il "Dettaglio di informazioni di INPUT" non risulta esser del tutto chiara la fonte delle voci di costo che sono state considerate per valutare la differenza fra Costo Stimato e Costo Sostenuto. In particolare, per la sezione Sud – Centro Sud, per gli interventi Deliceto -

Bisaccia e Foggia - Gissi sembra esser stato considerato il documento Avanzamento Piani di Sviluppo Precedenti allegato al Piano di Sviluppo 2018, mentre per l'intervento Montecorvino – Benevento la fonte sembra essere il medesimo documento, ma riferito all'anno 2017; si ritiene che, per coerenza, la fonte dovrebbe essere univoca.

In merito al valore risultante dalla differenza fra Costo Stimato e Costo Sostenuto, che consente il calcolo dei costi specifici rimanenti dei singoli interventi (M€/MW), andrebbero illustrati i criteri utilizzati per valutare in maniera omogenea l'entità delle opere già realizzate e dei Costi già Sostenuti.

TERNA: *Si conferma che i dati relativi ai costi (anche quelli riportati nella tabella 4 di pagina 29 dello Schema di Rapporto) fanno riferimento al Piano di Sviluppo 2018; tali costi comprendono i costi funzionali ad incrementare la capacità di scambio includendo riassetto rete, razionalizzazioni, opere interferenti in quanti costi abilitanti alla sostenibilità del progetto sul territorio al netto delle opere già completate. Il costo stimato per il progetto 380 kV Montecorvino - Benevento (506-P) è di 224 M€ rispetto ad un valore dTTC (I21) di 200 MW, ovvero 1,12 M€/MW che è il dato riportato nel box degli output in alto "step +800 MW" per il calcolo della curva di costo marginale della sezione Sud-Centro Sud di cui alla tabella 4 di pagina 29. Tale osservazione è stata integrata nel testo (box degli input). In relazione ai costi sostenuti questi costituiscono i costi sostenuti di altre opere incluse nell'intervento di sviluppo e non associate al beneficio legato all'incremento della capacità obiettivo.*

OPERATORE 1: Con riferimento al costo marginale per ciascun rinforzo sui confini si assume che, in assenza di maggiori informazioni (quali accordi tra le parti), l'Italia si faccia carico del 50% del costo complessivo del progetto. È importante che tale assunzione, che comporta effetti significativi sul costo della linea oggetto di valutazione, sia adottata solo se certa e che, in linea generale, si utilizzi sempre una ripartizione realistica (che potrebbe essere stimata sulla base di confronti preliminari con i TSO co-interessati); in assenza di un accordo specifico si suggerisce di valutare l'investimento al 100% a carico di Terna. In ogni caso, anche qualora ci sia un accordo fra le parti, si ritiene utile l'elaborazione di una sensitivity con il 100% del costo a carico di Terna, per valutare in modo più completo le condizioni di sostenibilità economico finanziaria e i benefici dell'infrastruttura.

OPERATORE 2: Inoltre, in entrambi gli scenari l'algoritmo restituisce un incremento della capacità transfrontaliera (5.000 MW in ST per Europa + 1.200 MW con Africa) maggiore di quello relativo alla capacità interna (in totale 4.300 MW suddivisi su 6 interventi da 500 a 1.100 MW). Una simile differenza sembra esser poco allineata rispetto alla necessità di eliminare le congestioni interne e i vincoli di rete e di incrementare ulteriormente la penetrazione delle rinnovabili nel mix energetico. La differenza potrebbe essere fortemente dipendente dall'ipotesi di suddivisione equa dei costi di realizzazione (50% sostenuti da Terna) che, riducendo la curva dei costi marginali, determina un valore di capacità obiettivo verso l'estero maggiore. Per coerenza di metodologia, se si considera, per le linee transfrontaliere, solo la quota di costo di competenza italiana, anche la curva del beneficio marginale deve essere relativa ai soli impatti positivi nel mercato italiano. L'ipotesi di sostenere solamente la metà dei costi di realizzazione potrebbe non risultare sempre vera, soprattutto in considerazione di paesi con diversa disponibilità economica o con differente livello di interesse nell'interconnessione con l'Italia, e potrebbe aver contribuito a far crescere la capacità addizionale transfrontaliera. Sarebbe interessante valutare se modificando questa ipotesi si sarebbero ottenuti gli stessi risultati di capacità addizionale.

OPERATORE 4: Per quanto concerne le capacità obiettivo, in entrambi gli scenari la capacità obiettivo transfrontaliera risulta maggiore di quella interna. La differenza potrebbe essere fortemente dipendente dall'ipotesi di suddivisione equa dei costi di realizzazione fra paesi (50% dei costi sono sostenuti da Terna e 50% dal TSO estero). In tal modo la riduzione della curva dei costi marginali determina un valore di capacità obiettivo verso l'estero maggiore. Per coerenza di metodologia, si ritiene che anche la curva del beneficio marginale debba includere gli impatti positivi riscontrabili solo nel mercato italiano. Si richiede quindi conferma che sia stata presa in considerazione la sola quota di beneficio marginale di competenza italiana.

TERNA: *L'assunzione, già esplicitata nella proposta di metodologia, in merito alla ripartizione dei costi per i progetti di interconnessione prevede l'Italia si faccia carico del 50% del costo complessivo del progetto in assenza di maggiori informazioni (quali accordi tra le parti); tale assunzione tiene conto del fatto che per le*

linee di interconnessione la suddivisione delle competenze e la ripartizione dei costi è su base territoriale. Similmente i benefici sono calcolati, in coerenza con le disposizioni di cui all'art. 12.5 dell'allegato A della deliberazione 627/2016, facendo riferimento al sistema elettrico italiano (ovvero come somma di variazione di producer surplus, consumer surplus e rendite di congestione relativi all'Italia). Infine, come indicato nel report, la metodologia adottata 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; pertanto assunzioni diverse della ripartizione dei costi per i progetti di interconnessione saranno valutate nell'ambito dell'analisi costi benefici dell'intervento.

3. METODOLOGIA

OPERATORE 1: In riferimento alla metodologia di determinazione della curva del beneficio marginale si osserva che il tasso di attualizzazione applicato ai benefici, considerati su un orizzonte temporale di 25 anni, sia fissato al 4%. A questo proposito, si ritiene più coerente considerare il costo effettivo che va a incidere sulla bolletta energetica, utilizzando, in accordo con il TIWACC, un tasso di attualizzazione coerente con la remunerazione ricevuta. In alternativa, andrebbero forniti maggiori dettagli sulle valutazioni che hanno portato ad applicare un tasso del 4% e di come questo si accordi al tasso di remunerazione riconosciuto a Terna sull'investimento.

TERNA: *La metodologia di attualizzazione dei benefici, in analogia a quanto applicato nel Piano di Sviluppo di Terna, fa riferimento alle disposizioni di cui all'art. 12.11 dell'allegato A della deliberazione 627/2016, che prevedono che l'analisi economica tenga conto di un tasso di sconto 4% reale; della vita economica stimata in 25 anni di esercizio e di nessun valore residuale.*

OPERATORE 1: Si ritiene necessario sottolineare ancora una volta la necessità di valutare criticamente le alternative a disposizione per la risoluzione delle congestioni e per il contenimento dei costi su MSD, in funzione dei differenti effetti sulla bolletta elettrica. Andrebbero approfonditi alcuni punti in merito:

- contenimento dei costi per la risoluzione delle congestioni ed MSD di nuova capacità di generazione;
- contenimento dei costi MSD grazie all'introduzione del Capacity Market;

TERNA: *Come già rappresentato in altre occasioni non competono alla Concessionaria la definizione o valutazioni in tema di tariffe, rispetto tematiche quali riforme del mercato dei servizi di dispacciamento, avvio del Capacity Market, si fa presente che le analisi sono eseguite tenendo conto dello schema di mercato in vigore al momento della elaborazione del documento non considerando elementi del quadro regolatorio non consolidati onde evitare che l'incertezza di tali mutamenti futuri e dei rispettivi impatti renda l'analisi scarsamente significativa ed opinabile.*

OPERATORE 3: Come primo punto di attenzione, in merito alla selezione degli scenari, occorre segnalare che i riferimenti ST e DG, elaborati in ambito Europeo, potrebbero differire in maniera significativa rispetto ad una evoluzione maggiormente focalizzata sugli obiettivi, sulle strategie e sulle policies nazionali. Uno scenario di questo tipo è stato denominato SEN all'interno del Piano di Sviluppo 2018 e, anche se in futuro potrà esser oggetto di aggiornamenti, si ritiene che possa comunque essere utilizzato per calcolare un ulteriore valore della capacità obiettivo addizionale.

Considerando, infatti, le diverse ipotesi dello scenario SEN in termini di:

- capacità di generazione lorda installata (inferiore ai casi ST e DG);
- domanda di energia elettrica (più contenuta);
- prezzi delle commodity (soprattutto per quello che riguarda la CO2);
- saldo netto energia elettrica importata (di molto inferiore rispetto agli altri);

le informazioni ottenute dalla simulazione potrebbero essere di assoluto interesse ed evidenziare necessità di sviluppo differenti rispetto a quanto riportato nel documento.

TERNA: Come indicato nel report e nella proposta metodologica già consultata, sono stati adottati gli scenari ST e DG in coerenza con i piani di sviluppo europeo (TYNDP 2018) e nazionale (PdS 2018). In relazione allo scenario SEN, la cui pubblicazione è successiva all'elaborazione dei citati scenari europei, non è incluso nei modelli paneuropei. Sono stati, pertanto, utilizzati gli scenari ST e DT al fine di garantire coerenza nei risultati soprattutto rispetto agli interventi sulle frontiere. Con riferimento al commento sul saldo netto di energia importata nello scenario SEN si rammenta che lo stesso è un valore imposto e non il risultato di una simulazione su modello di rete pan-europeo: tale valore costituisce un'assunzione definita nella Strategia Energetica Nazionale coerente con il saldo import/export registrato nel 2016.

OPERATORE 4: Si nota che la scelta del 2030 come anno di studio sia diversa da quanto proposto nella metodologia consultata. Dal momento che il periodo di incentivazione riguarda gli anni 2019-2023 e che l'efficienza degli obiettivi dovrebbe essere testata su un orizzonte coerente con la vita utile delle opere, si invita a valutare l'alternativa di calcolare valori di capacità obiettivo utilizzando, ceteris paribus (struttura zonale, modello di rete, ...), il 2025 come scenario di riferimento per il periodo 2025-2029 ed il 2030 per gli anni successivi. Tale procedura, ove applicabile, potrebbe risultare più aderente ai reali scenari di sistema, tenuto conto anche del periodo di applicazione del meccanismo incentivante.

TERNA: La scelta di utilizzare l'anno studio 2030 negli scenari ST e DG è motivata nel paragrafo 4.5 pagina 24 e a pagina 43 del report. In particolare, dal confronto con le best practices europee e l'oggettiva considerazione che lo sviluppo di capacità di trasporto è un'attività di medio-lungo termine, si è ritenuto più opportuno tralasciare l'anno 2030, prevedendo anche una sensitivity all'anno studio 2025.

Le analisi economiche, inoltre, hanno evidenziato che l'utilizzo dell'anno studio 2025, come si evince a posteriori dalla figura 27 a pagina 44, avrebbe comportato una significativa sottostima dei benefici rispetto alla valutazione degli stessi coerentemente con la vita utile delle opere (25 anni, art. 12.11 dell'allegato A della deliberazione 627/2016). Difatti, i benefici zionali totali corrispondenti a 25 anni di vita utile riferiti all'anno studio 2025 ST ($15,6 \cdot 282 = 4,4$ Mld€) risultano c.a. il 56% dei benefici totali di cui all'anno studio 2030 ST ($15,6 \cdot 500 = 7,8$ Mld€). Anche un intervento che si concretizza in esercizio al 2024, cattura 19 annualità di benefici negli anni da 2030 - 2049.

OPERATORE 2: Si ritiene che dovrebbero essere esplicitati all'interno della procedura sia le motivazioni per effettuare o non effettuare step di incremento di capacità iniziali su sezioni e su confini aggregati, sia il rationale per la definizione dei valori assunti dai limiti La e Lb, diversi tra confini e sezioni e tra step consecutivi (tabelle nell'allegato 4).

TERNA: La scelta di utilizzare, nella stessa iterazione, un limite La per l'attivazione del PINT differente tra sezione e frontiera deriva dalla diversa entità della media dei valori assoluti dei differenziali orari di prezzo, molto maggiori sulle frontiere. L'eventuale adozione di un unico limite La nella stessa iterazione, porterebbe ad effettuare in primis incrementi sulle frontiere (rischio paventato dagli stakeholders nella precedente consultazione). Il rationale per la scelta dei valori di La ha consentito di verificare per la quasi totalità delle iterazioni/strategie di sviluppo il valore B/C, difatti i box arancioni di figura 17 e 18 dimostrano che l'incremento di capacità sulla sezione è simulato ma ha prodotto $B/C < 1$ (non efficiente).

OPERATORE 2: Per quanto riguarda le categorie di benefici inclusi nel calcolo, si chiede la conferma che i benefici B18 e B19 (riduzione emissioni CO2 e altre emissioni) siano tenuti in considerazione nella fase 1 della valutazione del beneficio marginale. Nel caso non fosse così, si chiede di chiarire come e in quale fase tali benefici siano stati inclusi nella metodologia di calcolo del beneficio marginale.

TERNA: Si conferma che i valori B18 e B19 sono tenuti in conto nella fase 1 di valutazione del beneficio marginale.

4. REPLICABILITÀ CALCOLO

OPERATORE 1: Si chiede che sia garantita la massima trasparenza, a beneficio di tutti gli stakeholder e che sia possibile, per questi, poter replicare il calcolo alla base della capacità obiettivo. A tal fine è importante

che siano pubblicati gli elementi di dettaglio necessari a calcolare costi marginali (per es: il dettaglio dei costi delle singole infrastrutture) e benefici marginali (es: il dettaglio delle categorie di beneficio).

TERNA: In tema di trasparenza e replicabilità dei dati, si rappresenta che il capitolo 4 riporta tutte le assunzioni e le ipotesi di riferimento (scenari ST/DG, struttura zonale, etc.); l'allegato 3 riporta il dettaglio delle informazioni per determinare il costo marginale ed i dati di costo marginale per ciascuna sezione/confine; l'allegato 4 riporta il dettaglio dei risultati delle simulazioni, gli incrementi simulati, i valori La utilizzati per verificare la condizione A di attivazione dell'incremento di capacità ed i benefici marginale VRE inclusi nelle curve di beneficio/costo; l'allegato 5 riporta i risultati delle simulazioni curve di costo/beneficio per ciascuna frontiera/sezione ivi inclusi i valori B/C dell'ultima iterazioni necessari per calcolare i valori di capacità obiettivo.

5. CHIARIMENTI SU RISULTATI

OPERATORE 1: Si riscontrano delle incongruenze tra i risultati delle citate iterazioni e la capacità obiettivo effettivamente determinata. Tale incongruenza si può evincere, ad esempio, con riferimento alla capacità obiettivo per l'interconnessione sulla frontiera EST: in base alle iterazioni (riportate alle pagine 59 e 63), nello scenario ST si avrebbe una capacità target pari a zero. Al contrario la capacità obiettivo riportata nella tabella di sintesi (pagina 7 dell'executive summary) ammonta a +500 MW. Sarebbe opportuno specificare meglio il rapporto tra il risultato del processo iterativo e il valore finale della capacità obiettivo. L'esempio citato è replicabile anche con riferimento alla capacità obiettivo relativa ad altre linee identificate nella tabella di sintesi (ad esempio, nello scenario ST sulla Frontiera Nord: sulla base delle analisi riportate sembrerebbero essere giustificati +2.500 MW di nuova capacità vs. +4.500 MW riportati nell'executive summary).

TERNA: A pagina 38 si precisa che "il valore di capacità obiettivo addizionale è somma di tutti gli step precedenti che hanno prodotto B/C > 1 a cui si somma il valore dello step dell'ultima iterazione moltiplicato per il relativo rapporto B/C". Il valore per ciascuna frontiera, aggregato per essere riferito al confine, è infine arrotondato al centinaio inferiore. In particolare, sulla frontiera Est (2) e sulla frontiera Nord (1) la sintesi è la seguente:

Esempio calcolo capacità obiettivo frontiera **NORD scenario ST**

Sezioni	IT. 0 - TOOT		IT. 1 - PINT		IT. 2 - PINT		IT. 3 - PINT		IT. 4 - PINT		IT. 5 - PINT		Σ step B/C > 1	ult.step* ult.B/C		
	Cap [MW]	B/C	Cap [MW]	B/C	Cap [MW]	B/C	Cap [MW]	B/C								
IT - AT	100	10,89	500	3,47	1000	0,7	1000	0,80	1000	4,53	1500	0,32	1100	+	159	1259
IT - CH			500	1,29	1000	1,28	1500	0,98	1500	1,08	2000	0,22	1500	+	111	1611
IT - FR	1200	1,80	500	0,72	500	0,91	500	0,76	500	0,63	500	0,36	1200	+	180	1380
IT - SI			500	0,66	500	0,99	500	0,77	500	0,51			0	+	256	256

min. sviluppo C_{NORD,ST} = 4506 ≅ 4500 MW

Esempio calcolo capacità obiettivo frontiera **EST scenario ST**

Sezioni	IT. 0 - TOOT		IT. 1 - PINT		IT. 2 - PINT		IT. 3 - PINT		IT. 4 - PINT		IT. 5 - PINT		Σ step B/C > 1	ult.step* ult.B/C		
	Cap [MW]	B/C	Cap [MW]	B/C	Cap [MW]	B/C	Cap [MW]	B/C								
IT - Croazia					500	0,46	500	0,66	500	0,49	500	0,38	0	+	189	189
IT - Mont.gro	600	0,5	500	0,42	500	0,71							0	+	300	300
IT - Grecia					500	0,95	500	0,96	500	0,92	500	0,07	0	+	36	35

min. sviluppo C_{EST,ST} = 525 ≅ 500 MW

OPERATORE 1: Nello scenario ST sulla sezione Centro Sud-SUD: sulla base delle analisi riportate sembrerebbero essere giustificati +400 MW di nuova capacità vs. +900 MW riportati nell'executive summary.

TERNA: Con riferimento alla frontiera Sud-Centro Sud, la capacità addizionale obiettivo di 900 MW (rispetto a quella attuale di partenza) nello scenario ST è la somma dei seguenti contributi:

- 400 MW (TOOT già presente nella rete di minimo sviluppo) +
- 400 MW (PINT iterazione 4 con B/C = 1,07 > 1) +
- 400 MW (PINT iterazione 5 con B/C = 0,33 < 1 ovvero 400 * 0,33 = 132 MW ≅ 100 MW)

OPERATORE 3: Con riferimento alla frontiera NORD si ritiene andrebbero meglio esplicitati i passaggi relativi alla sequenzialità dei benefici. Ad esempio, considerando la tabella di figura 17 (pagina 36), nello scenario ST, alla prima iterazione risultano +500 MW con l’Austria e +500 MW con la Svizzera; nella seconda iterazione, si attiva un investimento per +500 MW con la Svizzera e 0 MW con l’Austria; nella terza emerge un beneficio marginale di un nuovo incremento con l’Austria; nella quarta un nuovo incremento con la Svizzera. Fermo restando che la consecutività garantisce di rilevare i benefici di un investimento, laddove l’incremento di capacità su una sezione o confine conduca a benefici positivi solo successivamente ad altri sviluppi (incrementi di capacità), andrebbero fornite maggiori spiegazioni sulle motivazioni alla base della successione degli interventi. Ad esempio, in esito alla terza iterazione sono giustificati due interventi aggiuntivi (il rinforzo delle interconnessioni con l’Austria e il rinforzo dell’interconnessione fra continente e Sicilia); da questo discende nella quarta iterazione l’opportunità di un incremento di capacità fra Sud e Centro-Sud, che potrebbe trovare giustificazione nella risoluzione del collo di bottiglia della Sicilia con il Sud, e con la Svizzera, che invece risulta di più difficile comprensione.

TERNA: *La figura 17 e 18 è una sintesi dei risultati ottenuti e dettagliati nell'allegato 4 (pagina 59 e 60) dove si trovano i valori di "La" adottati in ciascuna iterazione ed i valori di B/C conseguenti. Nelle situazioni in cui B/C è risultato < 1, il beneficio marginale correlato è stato calcolato ed è risultato minore del costo marginale, pertanto l'incremento di capacità non è confermato nella iterazione successiva (ovvero sarà rianalizzato nella iterazione successiva). La metodologia ha consentito quindi di verificare il valore B/C (box arancioni di figura 17 e 18) per la quasi totalità delle iterazioni/strategie di sviluppo e quindi la spiegazione alla base della successione degli incrementi è conseguenza, in ciascuna iterazione, di un valore di beneficio marginale minore del costo marginale. Analizzando i dati a pagina 59 emerge che nella iterazione 3 tutti i B/C sono < 1 al confine Nord (la figura 16 è stata aggiornata in linea ai risultati di pagina 59) e rispettivamente frontiera AT B/C = 0,80, frontiera CH B/C = 0,98, frontiera FR B/C = 0,76, frontiera SI B/C = 0,77.*

L'unico valore di B/C > 1 è sulla sezione Sicilia – Continente, per effetto dell'incremento di transito sulla sezione Italia – Tunisia della precedente iterazione 2 (si osserva che la direzione del flusso è da Sicilia a Tunisia). L'incremento di export da Sicilia a Tunisia e, successivamente, da Continente a Sicilia ridefinisce il parco di generazione marginale sul continente, con un incremento del fabbisogno equivalente Italia (inclusivo dell'export). Ciò consente di incrementare il rapporto B/C della frontiera CH (da 0,98 della iterazione 3 a 1,08 della iterazione 4) e della sezione S-CS (da 0,20 della iterazione 3 a 0,90 della iterazione 4); il valore di B/C tiene conto anche dei benefici VRE. Infine, l'incremento di capacità sulla frontiera AT si conferma nella iterazione 4 per effetto dei benefici VRE che consentono di passare da B/C = 0,78 a B/C = 4,53 anche in conseguenza della necessità di rafforzare la frontiera AT oggi debolmente interconnessa con il sistema elettrico italiano.

OPERATORE 3: Con riferimento al cavo tra Sardegna e Continente, il beneficio netto di tale intervento crolla verticalmente dopo i primi 400 MW. In casi come questo, è di fondamentale importanza valutare con molta attenzione la sostenibilità del progetto e il giusto dimensionamento dell’opera. A tal proposito, notiamo una differenza sostanziale di valutazione fra quanto riportato nel documento in consultazione (nel quale sia nello scenario ST che nello scenario DG il nuovo cavo di collegamento Continente-Sicilia-Sardegna risulta produrre un beneficio netto positivo) e la valutazione riportata nell’ultimo Piano di Sviluppo di Terna, nel quale lo scenario ST portava a una valutazione negativa e lo scenario DG a una valutazione positiva dei benefici netti per il sistema.

TERNA: *È necessario evidenziare che l'identificazione delle capacità obiettivo si è basata sull'applicazione della metodologia per identificare il valore di capacità addizionale economicamente efficiente a partire da una rete di riferimento "di minimo sviluppo" che include i soli progetti autorizzati e previsti in completamento alla data del 1.1.2025, svincolandosi quindi da progetti e sviluppi previsti in PdS 18.*

Pertanto, anche i confronti con il PdS devono tener in conto delle differenti assunzioni rispetto alla rete di riferimento e che la metodologia adottata nel presente documento non sostituisce né supera la ACB 2.0 e non è finalizzata a verificare l'utilità del singolo intervento.

Una comparazione del tutto preliminare potrebbe confrontare la capacità di trasporto interzonale addizionale nello scenario ST rispettivamente:

- prevista in Sardegna in PdS '18 (inclusa la capacità che si realizza con l'HVDC Continente-Sicilia-Sardegna) rispetto al previsto nello schema di identificazione delle capacità obiettivo sulla sezione IT-Sar-IT;
- prevista in Sicilia in PdS '18 (inclusa la capacità che si realizza con l'HVDC Continente-Sicilia-Sardegna) rispetto al previsto nello schema di identificazione delle capacità obiettivo;

In tal senso nello scenario ST eventuali differenze, sarebbero motivate dalle specifiche assunzioni fatte nelle analisi.

Inoltre, sulla sezione Sardegna - Continente il rapporto B/C al netto dei benefici VRE è confrontabile (2,02 nello scenario ST e 1,38 nello scenario DG nella iterazione 1). I valori di B/C pari a 6,76 nello scenario ST e a 2,64 nello scenario DG includono invece i VRE (maggiori nello scenario ST). La metodologia quindi conferma la necessità di incrementare la capacità Sardegna – Continente.

OPERATORE 3: La maggior parte della capacità addizionale è prevista sul confine Nord, mentre fra le varie sezioni/zona della penisola viene previsto uno sviluppo complessivamente inferiore (4.500 MW vs. 4.300 MW per ST e 7.300 MW vs. 5.400 MW per DG). Lo sviluppo e l'ottimizzazione della rete, fra l'altro, dovrebbe esser pianificato con l'obiettivo di:

- favorire l'efficienza dei mercati dell'energia e dei servizi;
- eliminare asimmetrie e distorsioni;
- ridurre le congestioni e favorire l'integrazione delle rinnovabili;
- incrementare la sicurezza del sistema elettrico.

In merito a questo ultimo punto, in particolare, desta qualche preoccupazione una capacità addizionale sul confine Nord di 4.500 MW (per un totale di quasi 11.000 MW); far affidamento ad una simile dipendenza dall'estero potrebbe essere potenzialmente rischiosa poiché, in caso di malfunzionamenti o particolari esigenze di mercato (ad esempio il caso della Francia nell'inverno del 2016) vedrebbe una consistente riduzione dei flussi in import.

TERNA: L'identificazione delle capacità obiettivo è basata sull'applicazione della metodologia per l'individuazione del valore di capacità addizionale, rientra nell'ambito della valutazione di obiettivi di natura economica (efficienza di mercato); temi di natura eccezionale, come il caso Francia 2016 o situazioni climatiche eccezionali, solleva considerazioni di natura diversa legate anche alla adeguatezza del parco termico nazionale.

OPERATORE 3: Confrontando i risultati fra i due scenari la differenza più evidente riguarda il notevole incremento della capacità addizionale sui confini Nord e Est, che rispettivamente vengono incrementati da 4.500 MW a 7.300 MW e da 500 MW a 3.600 MW. Al contrario, i valori sulle sezioni interne rimangono pressoché invariati (ad eccezione della sezione fra Sicilia e continente, che raddoppia).

Si ritiene che le criticità sopra evidenziate, in particolar modo sul tema sicurezza dell'approvvigionamento, possano essere amplificate nello scenario DG, in cui:

- l'efficienza energetica punterà a ridurre i consumi;
- il consistente sviluppo delle energie rinnovabili introdurrà ulteriore imprevedibilità al sistema;
- gli impianti termoelettrici saranno utilizzati sempre più come back-up;

Appare poco giustificabile, come già accennato in precedenza, che a fronte di una crescita delle rinnovabili e della generazione distribuita, non corrisponda un incremento della capacità obiettivo fra le sezioni/zona interne del sistema elettrico.

TERNA: L'identificazione dei valori capacità obiettivo e relative considerazioni, non possono essere ricondotte ad una semplice valutazione della crescita delle rinnovabili e/o del parco di generazione. Una valutazione più articolata porterebbe a considerare i seguenti aspetti:

- la capacità di generazione lorda installata nello scenario ST è di 118 GW e nello scenario DG di 136 GW;
- lo scenario DG presenta un parco termoelettrico di 3-4 GW inferiore allo scenario ST a fronte di un incremento del parco rinnovabile di 21 GW, quindi il saldo netto è circa 17-18 GW;
- il fabbisogno nello scenario DG è circa 16 TWh maggiore dello scenario ST;
- il prezzo della CO2 nello scenario ST è 84€/t e nello scenario DG è di 50€/t.

Nelle figure si riporta il confronto dei flussi di energia attesi al 2030 rispettivamente nello scenario ST con i valori di capacità obiettivo ST e nello scenario DG con i valori di capacità obiettivo DG. La zona Nord tende a coprire il maggior fabbisogno incrementando l'import dalla frontiera Nord (nello scenario DG, il minor valore di prezzo CO2, favorisce generazione estera diversa da gas) e nelle ore in cui non è presente il rinnovabile, non programmabile, si registrano flussi da Nord a Centro Nord maggiori nello scenario DG rispetto all' ST e da ciò ne consegue la necessità di una maggiore capacità obiettivo nello scenario DG su questa sezione.

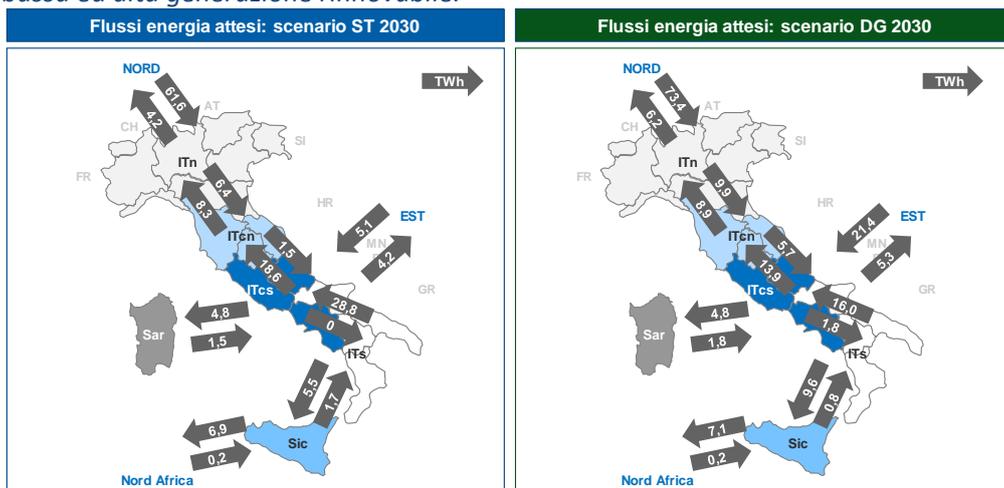
L'effetto di cui sopra riduce i flussi da Centro Sud a Centro Nord nello scenario DG rispetto allo scenario ST, senza tuttavia stravolgere le necessità di capacità obiettivo essendoci un numero minore di ore equivalenti di utilizzazione di capacità di scambio che tuttavia diventa pienamente necessaria nelle ore in cui si registra una forte generazione rinnovabile. Analogamente alla frontiera Nord, per effetto del minor prezzo CO2, si incrementa l'import dalla frontiera Est (da 5 TWh nell'ST a 21 TWh nel DG), di cui circa 4 TWh sono scambiati in export verso la Grecia.

OPERATORE 2: Con riferimento ai risultati della metodologia di calcolo (tabella 1 pag. 7), non è chiaro il motivo per cui in entrambi gli scenari la capacità addizionale nelle sezioni interne sia la stessa (o cambi di poco) (escluso il caso della sezione ITSic-IT): al variare dello scenario, e quindi delle ipotesi alla base delle simulazioni, ci si aspetterebbe infatti una variazione di capacità addizionale necessaria anche nelle sezioni interne oltre a quello osservato sui confini esteri. Si chiedono pertanto delucidazioni in merito.

TERNA: La zona Sud incrementa gli scambi verso Sicilia, verso Grecia, e riduce i flussi verso Centro Sud anche per effetto di una riduzione del parco termoelettrico (tra cui il carbone).

Anche sulla sezione Sud - Centro Sud, per effetto della necessità di utilizzare pienamente la capacità di scambio in un numero minore di ore in cui si ha una forte generazione rinnovabile, la capacità obiettivo resta sostanzialmente invariata.

Infine, la Sicilia vede un maggior export verso la Tunisia che unitamente al completamento della phase out del parco obsoleto di generazione, impone la necessità di essere adeguatamente alimentata dal continente nelle ore di bassa ed alta generazione rinnovabile.



OPERATORE 3: In entrambe le analisi occorre considerare il processo di graduale decarbonizzazione e denuclearizzazione che sta percorrendo l'Europa e che potrebbe modificare il mix energetico di molti paesi (Germania in primis). In questa fase di transizione il gas potrebbe trainare la generazione termoelettrica e il prezzo europeo dell'energia elettrica tenderebbe ad allinearsi a quello italiano.

In uno scenario simile i valori di capacità addizionale risultanti dall'analisi condotta potrebbero risultare sovradimensionati.

TERNA: *Le analisi sono state condotte con gli scenari ST e DG condivisi (ed allineati) a livello europeo pertanto le indicazioni di prezzo ed i relativi risultati sono conseguenti alla tendenza dei prezzi europei e nazionali derivanti dalle simulazioni nei suddetti scenari.*

OPERATORE 3: All'interno delle tabelle "Iterazioni vs. strategie di Sviluppo", sia per il caso ST che DG, non appare chiaro il motivo per cui non viene sempre esplicitato il risultato dell'iterazione per le condizioni A e B (alcune celle sono bianche); a tal proposito andrebbe esplicitato il razionale sottostante.

TERNA: *Le celle risultano bianche, ovvero non si effettua alcuna verifica della condizione A, nei seguenti casi:*

- *a parità di beneficio, si effettua un incremento prioritariamente su sezioni/confini di cui sono già previsti interventi di sviluppo;*
- *per le sezioni tra isole e continente si considera un singolo step per iterazione;*
- *laddove su una sezione/confine una o più iterazioni successive non restituiscono evoluzioni positive del valore B/C, non si sperimenta alcun ulteriore incremento di capacità.*

OPERATORE 4: In questo ambito, in linea con quanto proposto nel report NOA, sarebbe inoltre opportuno effettuare degli approfondimenti per testare la robustezza dei risultati, ad esempio analizzando i valori risultanti di probabilità implicita (cfr. par. 2.3.5 del report NOA).

TERNA: *Gli scenari ST e DG, per loro natura contrastanti, hanno equi-probabilità di accadimento ovvero non è possibile stabilire a priori una probabilità implicita. Nel report NOA, non si stabilisce a priori una probabilità di accadimento per ogni scenario, ma, a valle della valutazione dei benefici netti ed in presenza di più scenari, si stabilisce la probabilità di ciascun scenario che porta ad invertire la tendenza della valutazione del regret. Tale approccio è applicato dal NOA in presenza di n.4 scenari. Il NOA in sostanza è stato usato come riferimento per indirizzare una decisione in condizioni di incertezza, ovvero in presenza di molte più opzioni.*

OPERATORE 2 e 4: Si richiede infine di specificare in dettaglio le motivazioni per cui non sono stati presi in esame e definiti valori di capacità obiettivo relativi alle sezioni Sardegna – Sicilia (come da Piano di Sviluppo 2018 - caso HVDC Sicilia-Sardegna) e Centro Sud – Nord (come da Piano di Sviluppo 2018 - caso HVDC Adriatica con stazione terminale Porto Tolle). Al contrario, relativamente ad una sezione interessata da interventi previsti nel PDS 2018 (Nord Africa), sono stati analizzati e proposti valori di capacità obiettivo.

TERNA: *L'art. 3 della delibera 884/2017/R/EEL si riferisce all'identificazione delle capacità obiettivo per sezioni di rete significative del sistema di trasmissione.*

Con riferimento alla scelta di non ritenere significativa la sezione Sicilia - Sardegna, si rappresenta quanto segue.

1. *Un collegamento stand-alone tra Sicilia e Sardegna, unendo due isole intrinsecamente deboli dal punto di vista elettrico, complessivamente non apporterebbe allo stato attuale benefici significativi in rapporto ai costi se non adeguatamente supportato da ulteriori collegamenti fra le Isole ed il Continente.*
2. *È al contrario prioritario, in considerazione della debolezza strutturale dei due sistemi elettrici isolani, rinforzare la connessione di tali sistemi al Continente, ben più robusto dal punto di vista elettrico. Tale esigenza è già attuale e diventerà a maggior ragione essenziale nel prossimo futuro, con il concretizzarsi degli obiettivi di decarbonizzazione (incremento della capacità di produzione da fonti rinnovabili non programmabili e probabile decommissioning di parte della capacità di generazione termica). Tale esigenza risulta confermata dai risultati delle analisi finalizzate alla identificazione delle capacità obiettivo, atteso che per entrambe le isole è stata individuata una capacità obiettivo di 900 MW verso il Continente.*
3. *Prima dell'esercizio di individuazione delle capacità obiettivo, in sede di elaborazione del Piano di Sviluppo 2018, per rispondere alla necessità di collegare con il Continente la Sardegna, ed in particolare la sua parte meridionale, (la parte settentrionale è già collegata al Continente tramite il SAPEI ed il SACOI), si era rilevato come – a causa della batimetria dei fondali – il collegamento sarebbe dovuto passare in prossimità delle coste siciliane. Solo per questo motivo è stata ipotizzata la realizzazione di un collegamento tri-terminale Continente – Sicilia – Sardegna; tale soluzione consente di massimizzare le*

sinergie fra i collegamenti Sicilia – Continente e Sardegna – Continente, risultando – alle prime analisi – più economica rispetto alla realizzazione di due distinti collegamenti Continente – Sicilia e Continente – Sardegna.

4. *Ad ulteriore conferma – sia pure indiretta – della validità delle sezioni significative scelte da Terna e di avere percorso un cammino di ottimizzazione del sistema, evidenziamo il fatto che nelle ultime iterazioni, cioè a valle della realizzazione dei livelli di capacità obiettivo, le medie dei valori assoluti dei differenziali di prezzo tra le zone di mercato italiane sono risultate tutte inferiori a 2 €/MWh nello scenario ST ed a 3,5 €/MWh nello scenario DG.*

DURANTE IL SEMINARIO 27 Settembre 2018: Si richiede di spiegare i minori benefici derivanti dall'analisi dello scenario 2025 ST rispetto allo scenario 2030 DG.

TERNA: *I minori benefici derivanti dall'analisi dello scenario 2025 ST rispetto al 2030 DG sono dovuti principalmente alle diverse assunzioni tra queste il costo della CO₂.*

DURANTE IL SEMINARIO 27 Settembre 2018: Si richiede di spiegare i flussi di energia apparentemente incongruenti sulla frontiera EST nello scenario ST rispetto ai relativi valori di capacità obiettivo.

TERNA: *Si rende necessario evidenziare che i flussi sulla frontiera Est con l'implementazione dell'unico valore di capacità obiettivo tengono conto dello scenario di minimo sviluppo, ovvero sulla frontiera EST sono inclusi 600 MW del I polo del Montenegro, essendo gli stessi in realizzazione e con previsione di completamento 2019.*

www.terna.it

