

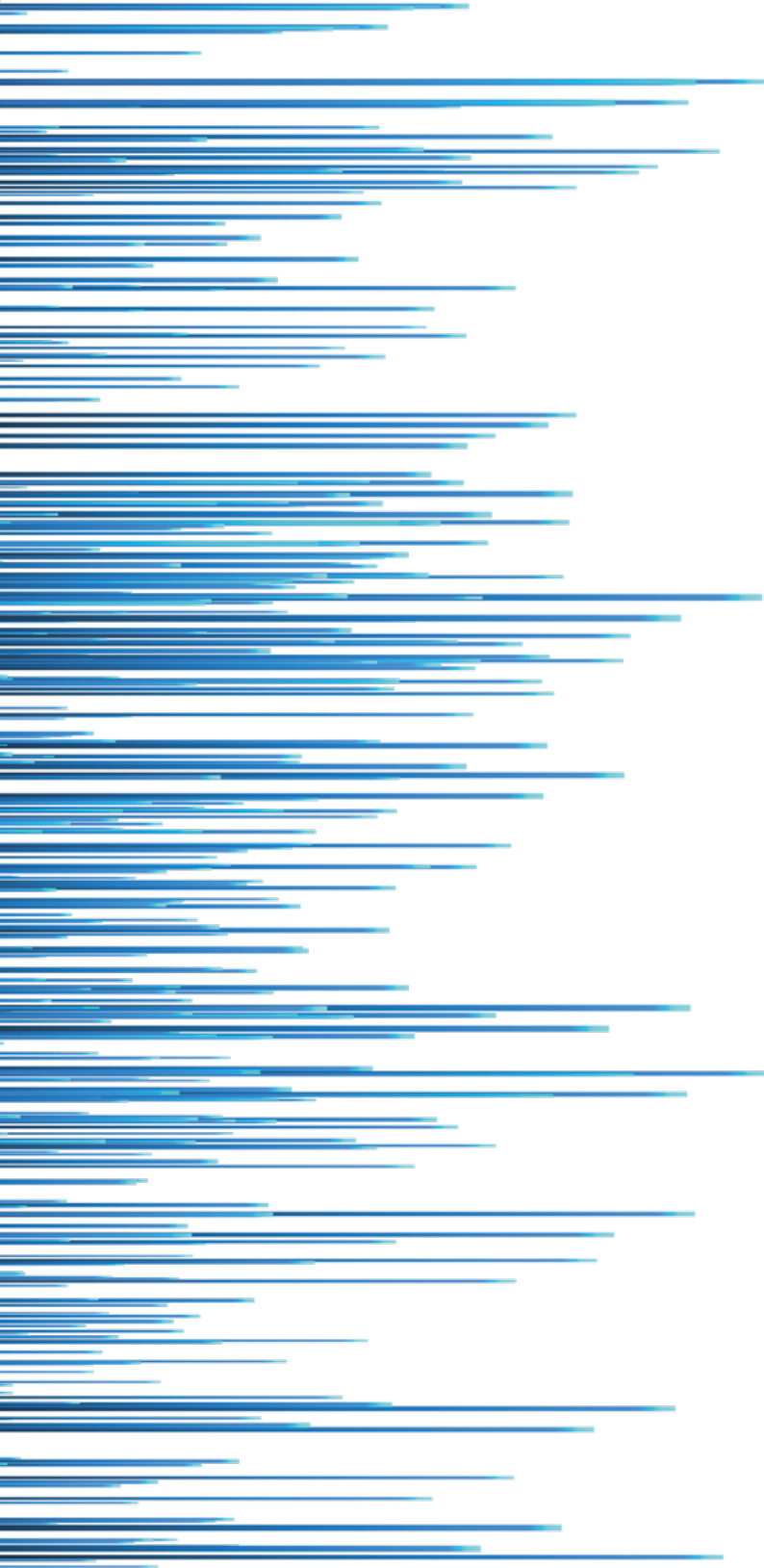
LA RESPONSABILITÀ DELL'ENERGIA

2020

RAPPORTO DI IDENTIFICAZIONE DELLE
CAPACITÀ OBIETTIVO

Rapporto finale
DICEMBRE 2020





Indice

1	Premessa	3
	1.1 Spunti regolatori	4
	1.2 Verifiche svolte dagli esperti sul Rapporto edizione 2018	5
	1.3 Esiti consultazione metodologia edizione 2020	6
	1.4 Struttura del documento	6
	1.5 Executive Summary	8
2	Bibliografia e glossario	11
	2.1 Bibliografia	12
	2.2 Glossario	13
3	Overview a livello europeo	17
	3.1 Commission Expert Group (CEG) on Electricity Interconnection Targets	18
	3.2 Identification of System Needs 2020	18
	3.3 Network Options Assessment (NOA)	19
4	Assunzioni e ipotesi di riferimento	23
	4.1 Scenari di riferimento	24
	4.2 Struttura zonale	26
	4.3 Modelli di mercato e di rete	28
	4.4 Rete di riferimento	29
	4.5 Anni studio	30
	4.6 Principali modifiche introdotte rispetto all'edizione 2018	30
5	Metodologia per la valutazione delle Capacità Obiettivo	33
	5.1 Criteri generali	34
	5.2 Valutazione del costo marginale	34
	5.3 Valutazione del beneficio marginale	39
	5.3.1 Fasi di valutazione del beneficio marginale	39
	5.3.2 Categorie di beneficio	43
	5.3.3 Criteri di selezione delle sezioni/confini su cui simulare gli incrementi di capacità	43
	5.4 Metodologia di normalizzazione di valori elevati di Capacità Obiettivo	48
6	Applicazione della metodologia	53
	6.1 Risultati scenario BAU	57
	6.2 Risultati scenario PNIEC	57
7	Individuazione della Capacità Obiettivo	63
	7.1 Generalità su unico valore Capacità Obiettivo	64
	7.2 Least Regret avanzato su scenari BAU e PNIEC	69
	7.3 Considerazioni finali	71
	7.4 Sensitivity anno studio 2040	75
	Allegati	77
	Allegato 1: Practices Europee	78
	Allegato 2: Strumenti di simulazione	87
	Allegato 3: Dettaglio informazioni per determinare il costo marginale per ciascuna sezione/confine	89
	Allegato 4: Dettaglio informazioni per determinare il beneficio marginale per ciascuna sezione/confine	99
	Allegato 5: Curve di beneficio/costo per ciascuna sezione/confine	108
	Allegato 6: Flussi attesi scenari BAU 2030 e PNIEC 2030	113
	Allegato 7: Controdeduzioni alle osservazioni ricevute durante la consultazione della metodologia	117
	Allegato 8: Simulazioni nello scenario PNIEC ante processo di normalizzazione	125
	Simulazioni nello scenario PNIEC con normalizzazione dei soli costi di decongestionamento	128
	Allegato 9: Dettagli informazioni sull'applicazione del metodo TOPSIS	130
	Allegato 10: Controdeduzioni alle osservazioni ricevute durante la consultazione del documento "Rapporto di identificazione delle Capacità Obiettivo"	134

1

Premessa

1.1 Spunti regolatori	4
1.2 Verifiche svolte dagli esperti sul Rapporto edizione 2018	5
1.3 Esiti consultazione metodologia edizione 2020	6
1.4 Struttura del documento	6
1.5 Executive Summary	8

1 Premessa

1.1 Spunti regolatori

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 primo **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 aggiuntiva utile al sistema.

La capacità obiettivo (o Target Capacity) è *“la capacità di trasporto che è economicamente efficiente realizzare, perché i benefici marginali sono maggiori dei costi marginali”*; pertanto la capacità obiettivo finale tra due zone di mercato e tra frontiere si identifica con la capacità esistente incrementata della capacità di trasporto obiettivo aggiuntiva.

Con la delibera 698/2018 *“Determinazione di parametri e obiettivi per il meccanismo di incentivazione dell’output del servizio di trasmissione relativo alla realizzazione di capacità di trasporto interzonale”* l’Autorità:

- ha individuato, ai fini del meccanismo incentivante, le capacità di trasporto da realizzare nei seguenti confini e sezioni sulla base del primo Rapporto di identificazione della Capacità obiettivo:
 - Italia - Nazioni a nord (aggregazione di Francia, Svizzera e Austria);
 - Italia - Nazioni a est (aggregazione dalla Slovenia alla Grecia);
 - zona Nord - zona Centro Nord;
 - zona Centro Nord - zona Centro Sud;
 - zona Centro Sud - zona Sud;
 - zona Centro Nord - zona Sardegna;
 - zona Sardegna - zona Centro Sud;
- ha previsto che Terna predisponga la seconda edizione del rapporto di identificazione delle capacità obiettivo contenente una chiara esplicitazione delle scelte adottate da Terna relativamente a sezioni e confini ritenuti significativi, alle categorie di beneficio, agli anni studio e agli scenari presi a riferimento e, per ciascuna sezione o confine oggetto dell’analisi, almeno i seguenti elementi:
 - a) quantificazione della capacità di trasporto obiettivo;
 - b) indicazione del beneficio marginale per incremento marginale di capacità di trasporto o del beneficio unitario per l’ultimo incremento finito di capacità ritenuto economicamente efficiente;
 - c) indicazione del costo di riferimento adottato.
- ha previsto che Terna riveda la metodologia di identificazione delle capacità obiettivo alla luce anche delle considerazioni e valutazioni espresse dalla stessa Autorità nella delibera e dagli esperti che hanno svolto le verifiche esterne indipendenti sul primo rapporto di capacità (ai sensi del comma 40.5 della Regolazione output-based della trasmissione);
- ha previsto inoltre, ai fini della preparazione della seconda edizione del rapporto di identificazione delle capacità obiettivo, che Terna effettui consultazioni dei soggetti interessati della durata di almeno tre settimane sia sulla metodologia di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo che sullo schema di rapporto e che, a valle di ciascuna consultazione, Terna invii all’Autorità le proprie valutazioni e contro-osservazioni sui commenti ricevuti in sede di consultazione.

In tale contesto, Terna ha predisposto l'edizione 2020 della metodologia per la identificazione delle capacità obiettivo, pubblicata per consultazione ad agosto 2020 al fine di raccogliere le osservazioni degli operatori interessati e porre le basi per le successive analisi e per l'elaborazione del presente documento **“Rapporto di identificazione delle capacità, edizione 2020”**.

1.2 Verifiche svolte dagli esperti sul Rapporto edizione 2018

Dal lavoro svolto per l'edizione 2018 del rapporto ed anche in esito alle verifiche esterne indipendenti condotte sullo stesso ai sensi dell'articolo 40 della Regolazione *output-based* della trasmissione, sono emersi una serie di spunti utili per l'affinamento della metodologia per l'identificazione delle capacità obiettivo. In particolare, a conclusione del primo esercizio sull'identificazione delle capacità obiettivo, l'Autorità ha espresso possibilità di affinamento, in una successiva edizione del rapporto, relativamente ai seguenti aspetti:

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

In Tabella 1 sono riassunte le principali raccomandazioni pervenute dagli esperti che hanno svolto le attività di verifica *expert-based* sull'edizione 2018 del rapporto e l'indicazione delle attività e relativo documento in cui Terna implementerà tali suggerimenti.

Tabella 1 – Principali raccomandazioni ad opera degli esperti verificatori e attività impattate dal relativo recepimento

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

Nello specifico le fasi di implementazione riguardano:

- l'elaborazione della metodologia¹ posta in consultazione fino al 4 settembre 2020;
- l'elaborazione del rapporto finale, ovvero il presente documento *“Rapporto di identificazione delle capacità obiettivo edizione 2020”*, oggetto di consultazione;
- attività di medio-lungo periodo che riguarderanno le successive future edizioni del Rapporto.

1.3 Esiti consultazione metodologia edizione 2020

La consultazione pubblica della metodologia per l'identificazione delle capacità obiettivo 2020 ha posto l'attenzione sui seguenti principali affinamenti metodologici introdotti da Terna rispetto all'edizione 2018.

In particolare:

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

Terna ha fornito informativa di avvio della consultazione agli operatori. Un solo operatore ha inoltrato osservazioni esprimendo, in generale, apprezzamento rispetto alle modifiche apportate alla metodologia.

Sono state di fatto confermate le principali assunzioni ed ipotesi di riferimento, ovvero l'adozione degli scenari di analisi Business As Usual (BAU) e Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), della struttura zonale “Alternativa Base” e della rete di minimo sviluppo che vede implementati i soli progetti di sviluppo autorizzati o la cui autorizzazione è prevista entro il 2020, inclusi nel Piano di Sviluppo 2020, ed il cui completamento è previsto entro il 2025. Per quanto attiene all'anno studio di riferimento, il suggerimento di estendere le valutazioni all'anno studio di lungo termine 2040 viene recepito sia in termini di sensitività dei risultati finali che di considerazioni inerenti al least regret.

Il dettaglio delle osservazioni ricevute durante la consultazione della metodologia corredate delle controdeduzioni da parte di Terna è riportato in Allegato 7.

1.4 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.

¹ Disponibile sul sito Terna al seguente link:

https://download.terna.it/terna/Metodologia%20identificazione%20Capacit%C3%A0%20Obiettivo%202020%20_8d83ac38b2c5d8d.pdf.

- nel **Capitolo 3** è presentata un breve overview a livello europeo (la trattazione completa è riportata nell' Allegato 1: Practices Europee) delle analisi metodologiche e dei criteri adottati per la determinazione delle capacità obiettivo:
 - o i criteri e le raccomandazioni elaborate dal “**Commission Expert Group on Electricity Interconnection Targets**”;
 - o il rapporto ENTSO-E “**Identification of System Needs 2020**”;
 - o il report “Network Options Assessment” di National Grid.
- nel **Capitolo 4** sono analizzate le **assunzioni e le ipotesi di riferimento** adottate per il calcolo delle capacità obiettivo, elaborate anche in esito alle verifiche expert-based effettuate sul Rapporto 2018.
- nel **Capitolo 5** è riportata la **metodologia che 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;
 - o una sintesi delle principali modifiche introdotte nella metodologia rispetto alla passata edizione 2018.
- nel **Capitolo 6** sono riportate le **strategie di sviluppo** in esito alle simulazioni negli scenari di riferimento:
 - o **BAU** al paragrafo 6.1;
 - o **PNIEC** al paragrafo 6.2;
- nel **Capitolo 7** sono presentati i risultati finali in esito all'applicazione del criterio del “**least regret avanzato**”.

Gli **allegati** riportano rispettivamente:

1. la trattazione completa delle practices a livello europeo;
2. una descrizione degli strumenti di simulazione che verranno utilizzati;
3. le informazioni relative al costo marginale per ciascuna sezione/confine;
4. le informazioni relative al beneficio marginale per ciascuna sezione/confine e le informazioni riguardo i tempi medi di simulazione per ciascuna sezione/confine ad ogni iterazione;
5. le curve di beneficio/costo per ciascuna sezione/confine;
6. i flussi attesi dalle strategie di sviluppo negli scenari BAU 2030 e PNIEC 2030 normalizzato;
7. le controdeduzioni alle osservazioni ricevute durante la consultazione della metodologia;
8. i dettagli delle simulazioni i) nello scenario PNIEC ante processo di normalizzazione e ii) nello scenario PNIEC con il processo di normalizzazione utilizzando i soli costi di decongestionamento.

1.5 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 Business As Usual (BAU) e Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC). I valori di capacità obiettivo aggiuntivi ottenuti alla frontiera Nord in quest'ultimo scenario, significativamente elevati ed eccedenti rispetto a quanto già previsto nell'ambito del Piano di Sviluppo di Terna, hanno reso necessario studiare un processo di "normalizzazione", ipotesi rappresentata in sede di consultazione del documento metodologico. La descrizione della modalità con cui si è effettuata la "normalizzazione" è riportata nel presente rapporto (cfr. paragrafo 5.4); la stessa è stata applicata ed ha consentito di definire valori non distorti di capacità obiettivo nello scenario PNIEC.

In continuità con la passata edizione del Rapporto, la tecnica del least regret è stata adottata per la scelta dell'unico set di valori di capacità obiettivo aggiuntivi per ciascuna sezione/confine. Si tratta di un 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 già adottato, ad esempio, da National Grid nel simile contesto del "Network Options Assessment".

Tuttavia, come rappresentato nella consultazione della metodologia, nella presente edizione 2020 del Rapporto si è ritenuto di poter migliorare l'applicazione del least regret (cosiddetto "**least regret avanzato**") effettuando ulteriori simulazioni su valori di capacità intermedi tra quelli ottenuti in esito alle analisi nei due scenari contrastanti BAU e PNIEC, con l'obiettivo di individuare, per approssimazioni successive, un set di valori di capacità in grado di ridurre il massimo rimpianto in entrambi gli scenari.

In sintesi, dati i due set di valori per il raggiungimento della capacità obiettivo ottenuti negli scenari contrastanti, è stato identificato quello che consente di minimizzare il rimpianto in entrambi gli scenari, valutando il rimpianto associato a valori intermedi tra gli estremi BAU e PNIEC.

In tal senso è emerso che i valori di capacità obiettivo aggiuntivi sono:

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

I valori emersi a seguito dell'applicazione del "least regret avanzato" sono stati aggregati secondo i criteri esposti nel paragrafo 7.3.

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

Tabella 2 – Valori di capacità di trasporto obiettivo aggiuntivo nei due scenari di riferimento²

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

² Nell'ipotesi di considerare una normalizzazione dei valori che tenga conto dei soli costi di decongestionamento, il valore di capacità obiettivo sul confine Nord è di 2.950 MW.

2

Bibliografia e glossario

2.1 Bibliografia	12
2.2 Glossario	13

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.
- Deliberazione 20 dicembre 2018, n. 698/2018/R/eel, “Determinazione di parametri e obiettivi per il meccanismo di incentivazione dell’output del servizio di trasmissione relativo alla realizzazione di capacità di trasporto interzonale”, 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 2020, National Grid.
- Piano di Sviluppo 2020, 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 finale), dicembre 2018, Terna.

- I rapporti di verifica del Rapporto Capacità Obiettivo 2018, pubblicato sul sito www.arera.it³
- “TYNDP 2018 Executive Report – Connecting Europe: Electricity 2025-2030-2040”, ENTSO-E.
- “System needs – Completing the map”, informazioni principali e pubbliche raccolte nell’ambito del processo di predisposizione del documento, pubblicato ad agosto 2020.
- “TYNDP 2020 Planning the future grid” informazioni principali e pubbliche raccolte nell’ambito del processo di predisposizione del documento, previsto in pubblicazione a marzo 2021.
- “Metodologia per l’identificazione delle capacità obiettivo”, agosto 2020, Terna.

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 esistente al netto di eventuali dismissioni previste riferita alla situazione cosiddetta “*winter peak*” ovvero il massimo valore di limite di scambio invernale su ciascuna sezione/confine.

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 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, 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.

³ <https://www.arera.it/it/operatori/trasmissione.htm>

https://www.arera.it/allegati/operatori/pds/Rapporto_verifica_Pilo.pdf

https://www.arera.it/allegati/operatori/pds/MA_TROVATO_Relazione_Finale_Target_Capacity_2018.pdf

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.

Least regret: metodologia che consente di identificare il set di valori di capacità obiettivo di ciascuno scenario che, in un set di possibili strategie, presenta il cosiddetto "least regret" ("minimo rimpianto").

Least regret avanzato: metodologia che per approssimazioni successive consente di identificare il set di valori intermedi di capacità obiettivo che, in un set di possibili strategie, presenta il cosiddetto "least regret" ("minimo rimpianto").

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.

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.

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

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

3.1 Commission Expert Group (CEG) on Electricity Interconnection Targets	18
3.2 Identification of System Needs 2020	18
3.3 Network Option Assessment (NOA)	19

3 Overview a livello europeo

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 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 Identification of System Needs 2020

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, nell’ambito dell’elaborazione del Ten Year Development Plan 2020, ENTSO-E ha pubblicato per consultazione ad agosto 2020 il Report “**Identification of System Needs 2020**”⁴ recante i risultati delle analisi e delle necessità del sistema elettrico europeo su un orizzonte di lungo (2030) e lunghissimo (2040) termine.

La rete di riferimento utilizzata (orizzonte 2025) per le analisi è stata scelta in modo tale da includere tutti i progetti più maturi presenti nel TYNDP. Sono inclusi quindi i progetti attualmente in realizzazione e quelli in autorizzazione per i quali si prevede che siano completati all’anno considerato come riferimento.

Gli studi si sviluppano sulla base di **analisi zonali**: ciò rappresenta un compromesso necessario in virtù dell’estensione del perimetro di analisi e semplifica le più complesse simulazioni di rete che considerano i flussi su ogni linea elettrica, ma richiedono una complessità computazionale significativamente maggiore.

L’attuale metodologia per l’identificazione dei Needs di sistema si concentra sui benefici in termini di SEW (socio-economic welfare) e integrazione delle fonti energetiche rinnovabili. Pertanto, la riduzione delle emissioni di CO₂ è parzialmente considerata nel SEW attraverso il prezzo ETS CO₂, extra-bid price incluso nel costo di generazione.

⁴ Disponibile online al seguente link: <https://tyndp.entsoe.eu/system-needs/>.

Dai risultati di queste analisi risulta che, rispetto alla rete di riferimento paneuropea considerata al 2025, in cui sono previsti 35 GW di potenziamento della capacità di trasmissione transfrontaliera, sono necessari almeno 50 GW entro il 2030 e 43 GW aggiuntivi entro il 2040.

Tale incremento di capacità di trasmissione comporterà un incremento degli scambi transfrontalieri con possibili impatti sulle reti nazionali e conseguenti necessità di rinforzi interni.

3.3 Network Options Assessment (NOA)

Il report Network Options Assessment (di seguito NOA), pubblicato da National Grid a gennaio 2020, descrive i principali progetti presi in esame per soddisfare le necessità del sistema di trasmissione elettrica della Gran Bretagna. Si tratta del quinto 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 2019), si definiscono gli scenari di generazione e di domanda;
2. Fase 2: sulla base dell'ETYS ("Electricity Ten Year Statement" – novembre 2019, 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 aggiuntive 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 TSO 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 ed 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 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 di calcolo del *regret* relativamente ad un set di opzioni in uno specifico scenario è rappresentato in Tabella 3:

Tabella 3 – Esempio di calcolo del regret relativo ad un set di opzioni in uno specifico scenario

	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. In Tabella 4, si riporta un esempio del beneficio netto calcolato per differenti strategie all'interno di scenari multipli ed in Tabella 5 i relativi *regret*.

Tabella 4 – Esempio di valutazione del Beneficio Netto relativo ad un set di opzioni in differenti scenari

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

Tabella 5 – Esempio di valutazione del regret relativo ad un set di opzioni in differenti scenari

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.

4

Assunzioni e ipotesi di riferimento

4.1	Scenari di riferimento	24
4.2	Struttura zonale	26
4.3	Modelli di mercato e di rete	28
4.4	Rete di riferimento	29
4.5	Anni studio	30
4.6	Principali modifiche introdotte rispetto all'edizione 2018	30

4 Assunzioni e ipotesi di riferimento

Il quadro complessivo delle assunzioni e delle ipotesi di riferimento, dettagliate nei successivi paragrafi, è riportato in Figura 1.

SCENARI DI RIFERIMENTO: Si è ritenuto coerente utilizzare i due scenari contrastanti adottati per il Piano di Sviluppo 2020. <i>c.d. scenari contrastanti ai sensi della Del. 627/2016/R/eel</i>
ANNO STUDIO: Le analisi sono state eseguite all'anno studio 2030 in coerenza con la scorsa edizione. È stata effettuata una sensitivity dei risultati finali al 2040.
STRUTTURA ZONALE: Le analisi sono state eseguite sulla configurazione zonale Alternativa Base, già utilizzata per le analisi del Piano di Sviluppo 2020 ed in vigore a partire da Gennaio 2021.
RETE DI MINIMO SVILUPPO: In analogia con la scorsa edizione, fanno parte della rete di minimo sviluppo i progetti autorizzati o per i quali si prevede di ottenere l'autorizzazione entro l'anno corrente e previsti in esercizio al 1.1.2025.

Figura 1 – Assunzioni e ipotesi di riferimento: quadro complessivo

4.1 Scenari di riferimento

Le analisi per l'identificazione delle capacità obiettivo sono state eseguite nei due scenari contrastanti presentati nel Piano di Sviluppo 2020, **Business As Usual** (scenario BAU) ed il **Piano Nazionale Integrato Energia e Clima** (scenario PNIEC), già aggiornati con le ipotesi emerse nel corso del 2020.⁵

L'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) è stato applicato nella definizione dello scenario BAU, mentre l'approccio *top-down* (in cui, al contrario, il driver principale risulta essere il raggiungimento degli obiettivi europei in termini di cambiamento climatico) è stato adottato nello scenario PNIEC.

Più in dettaglio:

- il **BAU** è uno scenario technology driven, che proietta inerzialmente i trend attuali, nel quale non si prevede il raggiungimento né dei target al 2030 contenuti nel "*Clean Energy for all European Package*" e declinati nella proposta italiana di Piano Integrato, né dei target di lungo termine. Anche se si ipotizzano soltanto minime misure di efficientamento energetico, si osserva una crescita moderata della domanda in virtù del fatto che si considera anche in prospettiva un utilizzo di caldaie a gas per il riscaldamento residenziale e in aggiunta una crescita di veicoli ibridi e a gas. Il phase-out degli impianti a carbone non viene trapiantato grazie a policy imposte, bensì per ragioni economiche e viene raggiunto soltanto dopo il 2030. Infine, lo scenario prevede investimenti minimi in termini di sviluppo di nuovi sistemi di accumulo.
- il **PNIEC**, è uno scenario policy-driven che raggiunge pienamente i target nazionali ed europei. Alla consistente diffusione di pompe di calore elettriche per il riscaldamento civile e di veicoli elettrici non

⁵ Lo scenario DEC presente nel PdS 2020 riporta sostanzialmente le stesse ipotesi a livello nazionale dello scenario PNIEC in cui non è più imposto un import avendo recepito nello scenario National Trend a livello europeo le peculiarità nazionali.

corrisponde una crescita sostenuta della domanda di energia elettrica in virtù delle sfidanti misure di efficientamento energetico previste. Analogamente agli altri scenari di sviluppo, lo scenario PNIEC è caratterizzato dalla totale dismissione della generazione termoelettrica a carbone già al 2025, come previsto nella Proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima. Infine si evidenzia una notevole crescita di impianti rinnovabili non programmabili, soprattutto eolico e fotovoltaico, ed uno sviluppo sostenuto di sistemi di accumulo, sia di tipo idroelettrico che elettrochimico.

Rispetto al PdS 2020, lo scenario PNIEC adottato per le analisi di identificazione delle capacità obiettivo recepisce gli ultimi aggiornamenti effettuati in ambito ENTSO-E in merito alle ipotesi di import alla frontiera italiana e di parco termoelettrico europeo.

Domanda

La domanda di energia elettrica, oltre ad essere influenzata dalle condizioni macroeconomiche e dalla variazione demografica, dipende notevolmente dallo sviluppo di tecnologie, quali veicoli elettrici e pompe di calore, e dalle misure di efficientamento energetico previste.

In particolare:

- nello scenario BAU l'energia richiesta dalla rete cresce moderatamente, raggiungendo i 340 TWh al 2030. Tale trend è riconducibile al fatto che se da un lato si ipotizza che il riscaldamento residenziale sarà ancora principalmente effettuato tramite caldaie convenzionali a gas e che la popolazione sia in lieve diminuzione, dall'altro si prevedono minime misure di efficientamento energetico;
- lo scenario PNIEC, nonostante il maggiore utilizzo di pompe di calore elettriche per il riscaldamento residenziale e la notevole diffusione dei veicoli elettrici (6 milioni al 2030, in linea con il DEC), si contraddistingue per valori di energia elettrica richiesta dalla rete in lieve crescita (325 TWh al 2025 e 330 TWh al 2030). Ciò è riconducibile principalmente alle sfidanti misure di efficientamento energetico considerate nello scenario necessarie al raggiungimento dei target europei e nazionali di decarbonizzazione ed efficienza energetica.

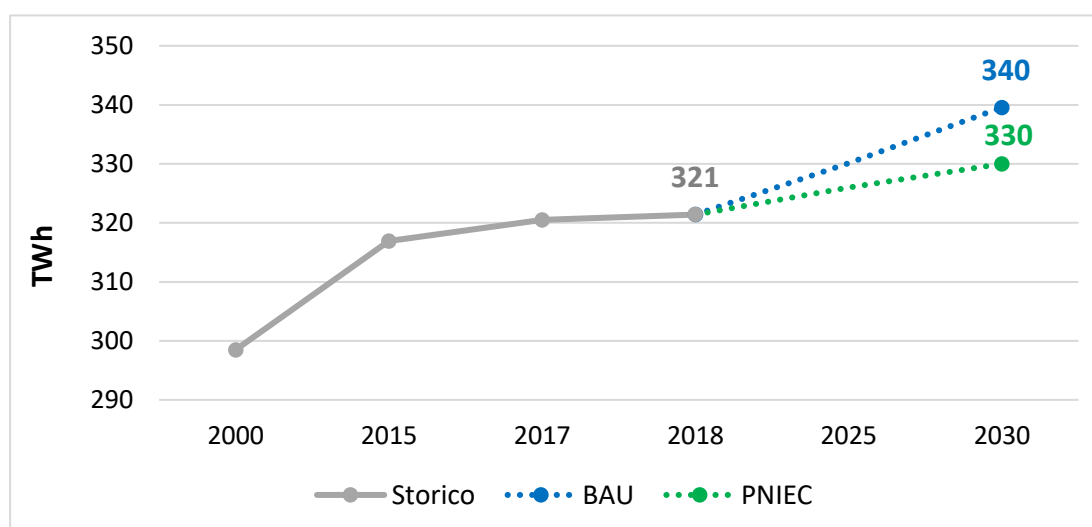


Figura 2 – Evoluzione del fabbisogno di energia elettrica (TWh) negli scenari di analisi

Capacità di generazione

L'evoluzione della capacità di generazione nei prossimi anni sarà notevolmente influenzata dal phase-out del carbone dal parco termoelettrico italiano, previsto in tutti gli scenari di Piano.

In particolare:

- nello scenario BAU, si ipotizza che il phase-out avvenga per motivi economici, con condizioni future di mercato tali da rendere i costi di tali impianti non più sostenibili, producendo pertanto un phase-out “naturale” progressivo entro il 2040;
- nello scenario di policy nazionale PNIEC, è previsto il phase-out totale per policy degli impianti termoelettrici alimentati a carbone già al 2025, rappresentando una delle principali milestone del processo di decarbonizzazione del sistema energetico per il raggiungimento dei target nazionali ed europei.

Nel campo delle fonti rinnovabili non programmabili si prevede in tutti gli scenari un incremento (estremamente rilevante nello scenario PNIEC) dell'installato eolico e solare.

La Figura 3 mostra la capacità di generazione installata prevista (GW) per gli scenari di riferimento considerati.

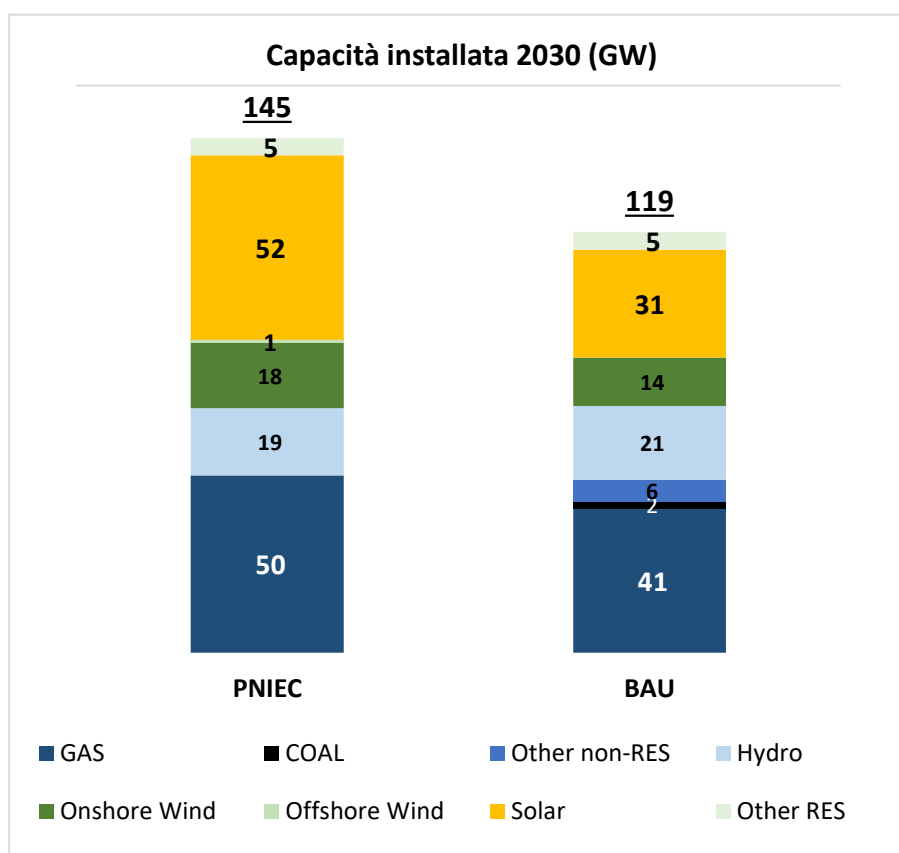


Figura 3 - Capacità di generazione installata prevista (GW) negli scenari di riferimento BAU e PNIEC all'anno orizzonte 2030

4.2 Struttura zonale

Nell'ambito del processo di revisione delle zone di mercato italiane ai sensi del Regolamento CACM, è stato consultato il documento “Revisione configurazione zonale – Report finale”, la cui consultazione si è chiusa il 16 marzo 2018.

La configurazione zonale valida fino al 2018 e adottata per la precedente edizione del Rapporto, prevedeva la suddivisione della RTN in 6 zone geografiche (Nord, Centro Nord, Centro Sud, Sud, Sicilia e Sardegna) e 4 poli di produzione limitata (Brindisi, Foggia, Rossano e Priolo). Per effetto della Deliberazione 386/18/R/EEL, dal 1° gennaio 2019 è entrata in vigore una nuova configurazione zonale che, rispetto alla precedente, prevede l'eliminazione dei poli di produzione di Brindisi, Foggia e Priolo e lo spostamento nella zona di mercato Centro-Sud del nodo di Gissi.

Infine, con Deliberazione 103/2019/R/EEL, ARERA ha avviato un processo volto al pieno recepimento (dal 1° gennaio 2021) della struttura zonale individuata da Terna come la più efficiente, ovvero la configurazione “Alternativa Base”, rappresentata in Figura 4, che prevede:

- lo spostamento della regione Umbria dalla zona Centro-Nord alla zona Centro-Sud;
- l’eliminazione del polo di produzione limitata di Rossano;
- la creazione della zona geografica Calabria (coincidente con la medesima regione).

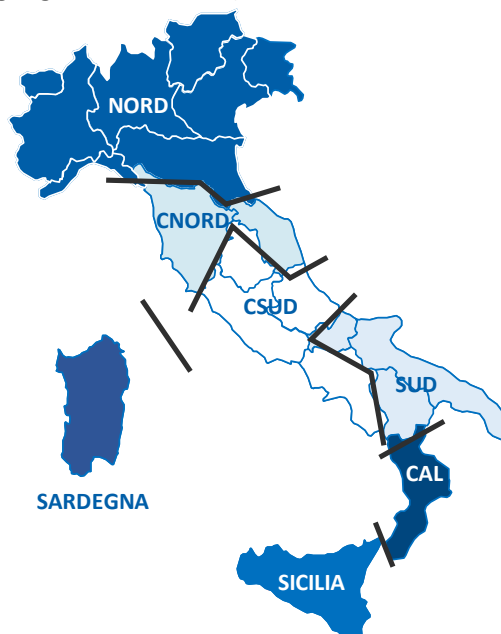


Figura 4 – Struttura zonale “alternativa base”

Coerentemente con le analisi di Piano di Sviluppo 2020, si è ritenuto di eseguire le analisi per l’individuazione delle capacità obiettivo adottando la configurazione zonale “Alternativa Base⁶”, di prossima entrata in vigore e le relative capacità esistenti⁷.

⁶ I valori preliminari dei limiti di transito tra zone di mercato utilizzati nella nuova struttura zonale sono disponibili al seguente link: [https://download.terna.it/terna/Limiti di transito V26 2021%20 8d837c0c6091d99.pdf](https://download.terna.it/terna/Limiti%20di%20transito%20V26%202019%208d837c0c6091d99.pdf).

⁷ <https://www.arera.it/allegati/docs/19/103-19.pdf>.

4.3 Modelli di mercato e di rete

Gli studi di mercato, utilizzano lo stesso modello semplificato della rete europea adottato in ambito TYNDP 2020, e rappresentato in Figura 5⁸, ed il più dettagliato modello nazionale.

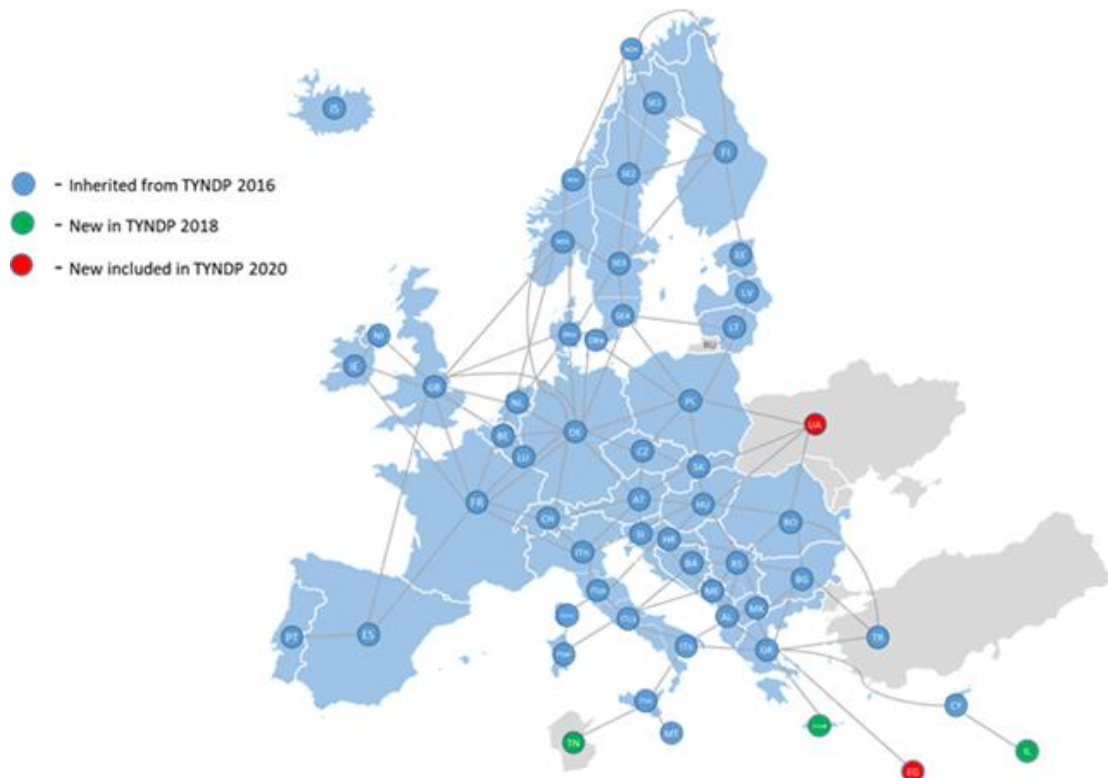


Figura 5 – Rappresentazione del modello di mercato utilizzato (fonte: TYNDP 2020)

Il modello semplificato rappresenta le zone di mercato attraverso nodi interconnessi con singolo ramo di capacità equivalente alla capacità di scambio tra ciascuna zona di mercato. Il principale vantaggio di questo approccio è la possibilità di evidenziare i colli di bottiglia strutturali piuttosto che accidentali in modo da 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 combustibile 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 5) considerando un singolo nodo in ogni Paese ad eccezione dei seguenti Paesi: Danimarca, Italia, Lussemburgo, Norvegia, Francia (Corsica), Gran Bretagna (Nord Irlanda), Grecia (Creta) e Svezia.

Per gli studi di rete, viene utilizzato il modello della Rete di Trasmissione Nazionale completa dei livelli di tensione 380, 220, 150 e 132 kV. Il modello include anche un equivalente della rete europea, modellata attraverso una rete bus-bar, illustrato in Figura 6, senza il dettaglio della rete di trasmissione: per ognuno di essi sono specificati il modello di carico e generazione (impianti termici dispacciabili, generatori imposti, produzioni idriche, unità eoliche e fotovoltaiche). In particolare, i paesi così modellati sono non solo quelli

⁸ La Figura 5 è finalizzata alla spiegazione del modello estero utilizzato nelle simulazioni di mercato zonali. Per quanto riguarda la struttura zonale interna adottata, si faccia riferimento al paragrafo 4.2.

direttamente confinanti con l'Italia ovvero Slovenia, Austria, Svizzera, Francia, Montenegro, Grecia, Malta, Corsica e Tunisia ma anche Albania, Belgio, Bulgaria, Croazia, Danimarca, 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 ogni Paese interconnesso è specificato un limite di scambio con i Paesi confinanti allineato ai dati disponibili nel dataset che sarà reso disponibile sul sito <http://tyndp.entsoe.eu/maps-data/> (riferimento ai dati dei precedenti TYNDP, i modelli che verranno utilizzati nelle simulazioni sono allineati ai dati del TYNDP 2020 che verranno pubblicati sullo stesso sito contestualmente alla pubblicazione del TYNDP).

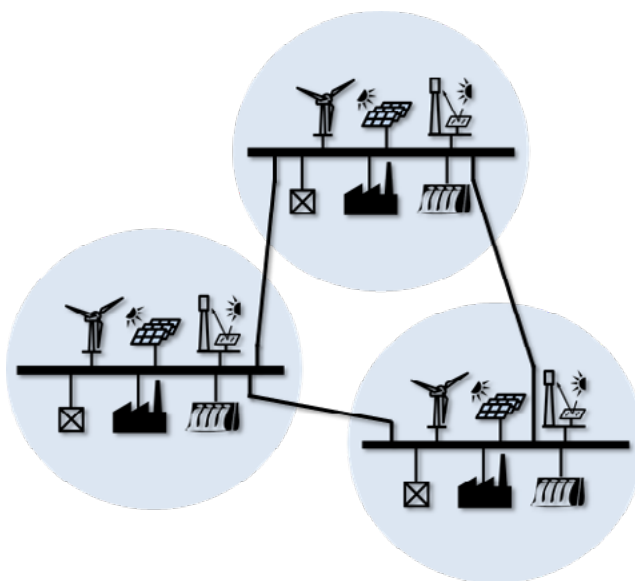


Figura 6 – Esempio di modello di rete bus-bar

4.4 Rete di riferimento

Per le analisi ai fini del presente rapporto è stata valutata un'unica rete di riferimento che, rispetto all'attuale, vede implementati i soli **progetti di sviluppo autorizzati o la cui autorizzazione è prevista entro il 2020**, inclusi nel Piano di Sviluppo 2020, ed il cui completamento è previsto, sulla base delle informazioni più aggiornate, entro il 2025 (**caso base**, denominato "**minimo sviluppo**"). Rispetto a tale **caso base** ed ai singoli interventi, le analisi sono state svolte negli scenari 2030 BAU e 2030 PNIEC con un approccio di tipo *TOOT* per la valutazione dei benefici degli interventi già autorizzati (o per i quali si prevede di ottenere l'autorizzazione entro l'anno corrente) 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/confini⁹ 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 di cui al paragrafo 5.3.3.

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).

⁹ Riferendosi la delibera 129/2018 alla capacità di trasporto aggiuntiva al «confini» 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.

Tali simulazioni consentono di costruire diverse “strategie di sviluppo” per ciascuna sezione/confine.

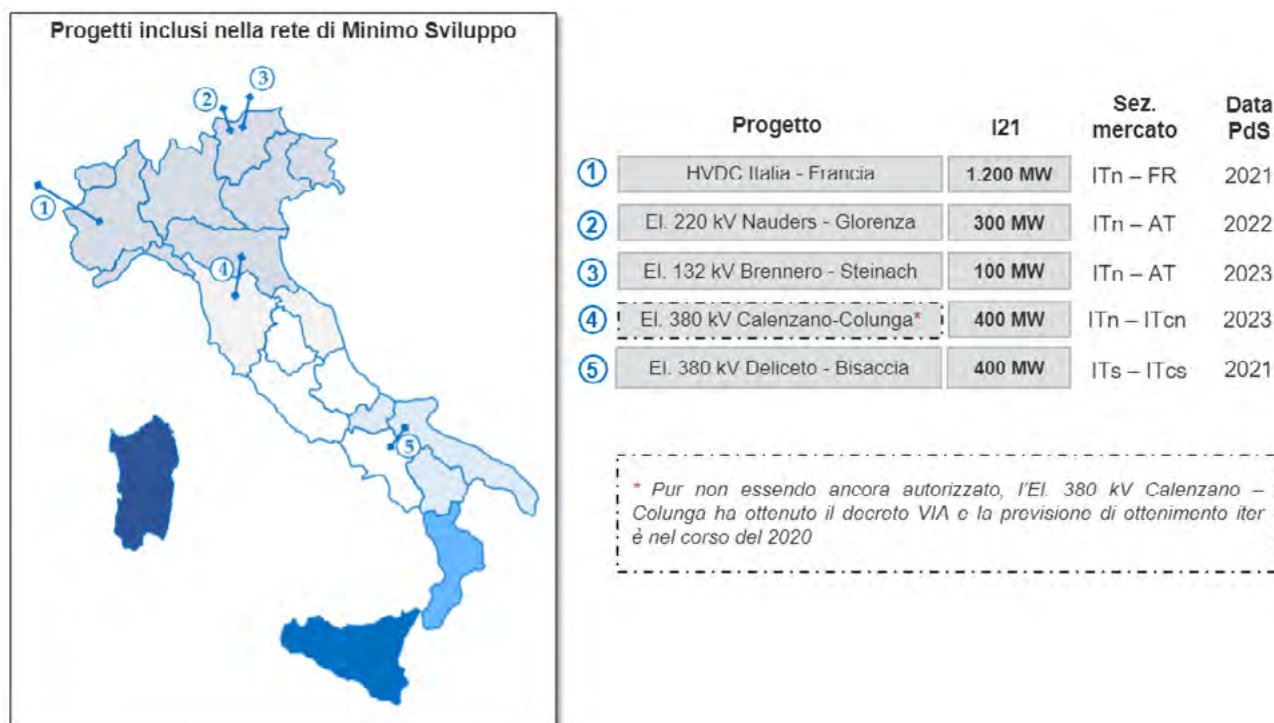


Figura 7 – Rete di riferimento

4.5 Anni studio

In linea con l’edizione 2018 del rapporto di identificazione delle capacità obiettivo e 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 stesso¹⁰, le analisi sono state condotte nell’anno di studio 2030. Come disposto dalla deliberazione 627/2016 contenente i requisiti per Analisi Costi Benefici per gli interventi del PdS e nel documento metodologico al Piano di Sviluppo 2020¹¹, i cash flow dei benefici sono imposti costanti a partire dall’anno 2030, sino al termine di vita economica di esercizio dell’asset. L’eventuale introduzione strutturale di un secondo anno studio 2040 porterebbe ad un’analisi parallela del processo iterativo che definisce le strategie di sviluppo introducendo tuttavia una significativa incertezza nei risultati intrinseca di previsioni che caratterizzano un orizzonte ventennale di lunghissimo termine. A beneficio della completezza di indagine e al fine di valutare la robustezza delle assunzioni di riferimento, si è ritenuto di poter eseguire una sensitivity dei risultati finali all’anno orizzonte 2040 insieme ad alcune valutazioni nell’ambito dell’applicazione del least regret.

4.6 Principali modifiche introdotte rispetto all’edizione 2018

Nell’ambito del nuovo rapporto di identificazione della Capacità Obiettivo molteplici sono state le novità introdotte, considerando le valutazioni effettuate sulla base delle indicazioni ricevute dal Regolatore, dagli esperti verificatori sull’edizione 2018 e dalle osservazioni ricevute nella consultazione della metodologia 2020 per l’identificazione delle capacità obiettivo.

¹⁰ Riferimento: <https://www.arera.it/allegati/docs/16/627-16all.pdf>

¹¹ Disponibile al seguente link: https://download.terna.it/terna/Allegato%20Metodologico_8d7db2190bbcb8f.pdf

Il processo di costruzione delle curve di costo marginale per le sezioni interne ed i confini è stato maggiormente descritto e dettagliato nel paragrafo 5.2 e si forniscono maggiori dettagli nel presente documento.

In tale contesto le principali novità riguardano:

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

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

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

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

5

Metodologia per la valutazione delle Capacità Obiettivo

5.1 Criteri generali	34
5.2 Valutazione del costo marginale	34
5.3 Valutazione del beneficio marginale	39
5.4 Metodologia di normalizzazione di valori elevati di Capacità Obiettivo	48

5 Metodologia per la valutazione delle Capacità Obiettivo

5.1 Criteri generali

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

Molti dei progetti inclusi nel Piano di Sviluppo 2020 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 riportata nel presente documento non sostituisce né supera la ACB 2.0 e non costituisce un'ulteriore metodologia finalizzata a verificare l'utilità del singolo intervento: si pone l'obiettivo di individuare la capacità addizionale efficiente tra due zone di mercato (sezioni) o con i Paesi confinanti (confini).

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

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

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 addizionale.

Il costo di realizzazione di nuova capacità di scambio 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, ACER¹², in esito ad una specifica survey tra i diversi TSO.

Ai fini del presente documento e relativamente alle sezioni e confini di riferimento rappresentati in Figura 8, si ritiene necessario riportare quanto segue:

- per valutare i M€/MW ad incrementi predefiniti di capacità (step) si utilizzano per ciascun confine/sezione le fonti di costo note (informazioni pubbliche quali PdS, TYNDP, Merchant Line¹³ e costi standard ACER per definire progetti standard in assenza di altre informazioni);

¹² Disponibile al seguente link: http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/UIC%20Report%20%20-%20Electricity%20infrastructure.pdf.

¹³ Si sono utilizzate le informazioni delle ML trasmesse attraverso la consultazione PdS e, laddove riservate, sono state utilizzate seppur non mostrate nel presente rapporto.

- per i progetti già previsti in PdS e fino ai valori di capacità già pianificati, si utilizza la stima dei costi (costo intervento - entrate in esercizio) riferita al Piano di Sviluppo 2020¹⁴;
- si considerano le informazioni di costo delle ML in quanto possibili progetti implementabili ai confini e che contribuiscono al raggiungimento dei target¹⁵;
- l'attribuzione delle curve di costo marginale ai confini, in assenza di altre informazioni, considera un costo pari al 50%, richiamando la logica di ripartizione del costo su base territoriale tipicamente adottata¹⁶;
- la curva dei costi marginali assume un andamento tipicamente crescente per essere in linea con la metodologia che attraverso incrementi strutturati di capacità individua il punto in cui i costi marginali sono uguali ai benefici marginali¹⁷;
- per valori di incremento di scambio oltre quelli già previsti/prevedibili su una sezione/confini, la necessità di identificare comunque gli step necessari alla costruzione della curva dei costi marginali, comporta il ricorso ai costi standard ACER¹⁸ per ottenere progetti standard e poter "chiudere" le iterazioni individuando sempre il punto in cui i costi marginali eguagliano i benefici marginali;
- per ciascuna sezione/confini si inseriscono prioritariamente i progetti presenti in Piano di Sviluppo, fermo restando il principio di curva dei costi marginali tipicamente crescente;
- si includono gli OPEX in base ai dati ufficiali delle Analisi Costi Benefici dei Progetti nei Piani di Sviluppo, ai valori noti o già utilizzati per i progetti standard e in assenza di informazioni o laddove non è possibile associare consistenze puntuali, si utilizza il valore annuo di 1,3%¹⁹.

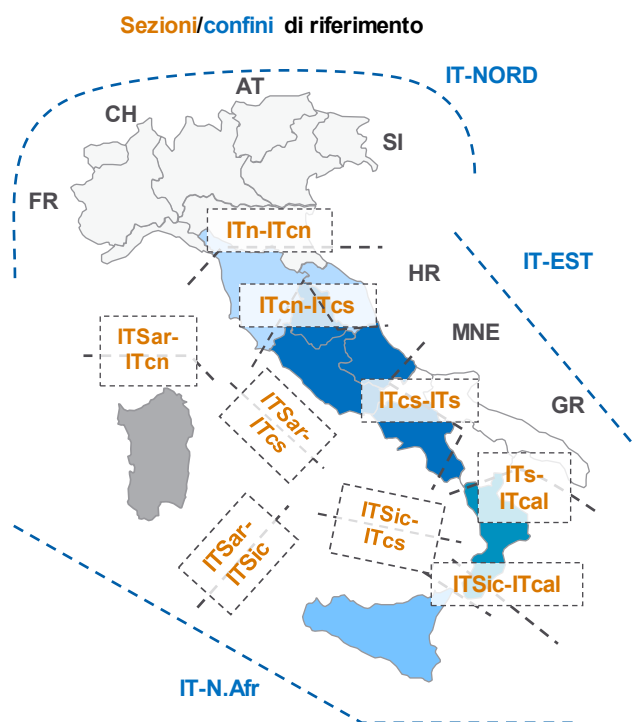


Figura 8 – Sezioni e confini di riferimento nelle analisi

Recependo l'osservazione emersa nelle verifiche degli esperti sul rapporto edizione 2018 di includere nelle curve dei costi marginali anche i costi operativi (OPEX), si precisa che essendo tali costi annuali per l'intera

¹⁴ il costo di realizzazione 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; la scelta mantiene coerenza col considerare anche i benefici VRE derivanti da eventuali riassetti rete inclusi nell'intervento, al netto delle opere già in esercizio che hanno quindi maturato i benefici;

¹⁵ le ML non sono incluse laddove sono assenti le informazioni di costo (pubbliche o riservate) rendendo non calcolabile il rapporto M€/MW;

¹⁶ logica stabile nel tempo in quanto indipendente dalla titolarità dell'iniziativa (interconnector, ML, I.99/09), evitando l'eccessiva aleatorietà degli input che trovano maggiore definizione solo in presenza di accordi stabiliti e di norma nella fase di avvio realizzazione;

¹⁷ in presenza di curva di costo non crescente vi è il rischio di individuare anticipatamente il punto B/C=1 in contraddizione al principio di efficienza su cui si basa il processo; secondo lo stesso principio progetti maturi le cui analisi hanno indicato un valore di $TTC < \text{capacità nominale}$ potrebbero risultare meno competitivi di progetti meno maturi con $TTC = \text{capacità nominale}$ pertanto in presenza di un progetto maturo, si calcola il costo marginale come rapporto tra costo (M€) e media aritmetica tra TTC e capacità nominale;

¹⁸ Disponibile al seguente link: http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/UIC%20Report%20%20-%20Electricity%20infrastructure.pdf

¹⁹ valore medio calcolato sul Piano di Sviluppo nel periodo di Piano applicando le metodologie già previste per i singoli interventi.

vita utile dell'asset pari a 25 anni, per ottenere un unico valore da sommare ai costi marginali di realizzazione e costruire l'investimento totale stimato per ciascun progetto è necessario procedere all'attualizzazione di tali costi.

Analogamente, quindi, a quanto si ipotizza per i benefici, il procedimento prevede di moltiplicare l'OPEX annuo per 15,6. Il valore di 15,6 rappresenta l'attualizzazione al 4% di 1 p.u. di flusso di cassa su una finestra di vita utile di 25 anni.

A titolo di esempio, nella *Tabella 6*, è stato esplicitato l'approccio adottato per il calcolo del costo marginale per la sezione Sud – Centro Sud.

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

- **costi interventi:** rappresentano il costo stimato degli interventi riportati nei Piani di Sviluppo rispetto all'incremento di capacità di trasporto (I21) che tali interventi si stima possano garantire (es. Elettrodotto 380 kV Deliceto – Bisaccia, Elettrodotto 380 kV Gissi – Foggia ed Elettrodotto 380 kV Montecorvino – Benevento);
- **costi standard:** il costo standard di progetti per realizzare nuova capacità riflette le stime già valutate per il PdS e relative a progetti simili (es. costo HVDC CSud – CNord applicato anche alle sezioni CNord – Nord e Sud – CSud).

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 (I21: +500 MW);
- 50% ($=200/400$) del costo marginale dell'elettrodotto 380 kV Montecorvino – Benevento (I21: +200MW);
- 25% ($=100/400$) del costo marginale di un progetto HVDC standard Sud – Centro Sud.

I gradini di incremento delle capacità ad ogni iterazione sono convenzionalmente stabiliti in 500 MW e 400 MW rispettivamente per i confini e per le sezioni.

Terna, recependo l'osservazione di valutare l'utilizzo di passi di iterazione più ristretti, ha previsto l'introduzione nel corso del processo iterativo di un meccanismo di dimezzamento dei gradini di incremento di capacità (step di 200 MW per le sezioni interne e 250 MW sui confini) qualora nelle iterazioni successive alla prima si riscontrino poche sezioni o confini abilitate o con valori di beneficio/costo nell'intorno o al di sotto del valore unitario per la quasi totalità delle sezioni o confini. Difatti, valori di beneficio/costo minori di 1 porterebbero a non confermare l'incremento pieno di capacità. L'adozione di PINT dimezzati consente di raffinare la valutazione dei benefici (e relativi valori di capacità obiettivo) nelle iterazioni finali.

Qualora in una determinata iterazione per uno specifico scenario si procede al dimezzamento degli incrementi di capacità, le iterazioni successive proseguono con PINT dimezzati.

I valori dei costi marginali dei PINT dimezzati (nella Tabella 6 di esempio in corrispondenza degli step 200 MW e 600 MW) sono calcolati con le stesse modalità dei PINT pieni.

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

L'Allegato 3 include anche il dettaglio sullo stato di avanzamento dei progetti considerati per la costruzione delle curve di costo marginale: l'informazione sul grado di maturità del progetto rappresenta uno dei driver fondamentali per il nuovo meccanismo TOPSIS (paragrafo 5.3.3) per individuare/selezionare le sezioni e i confini per i quali è necessario simulare la capacità aggiuntiva.

5.3 Valutazione del beneficio marginale

5.3.1 Fasi di valutazione del beneficio marginale

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

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

1. simulazioni TOOT del valore di incremento di capacità di trasporto per i soli progetti autorizzati o per i quali si prevede di ottenere l'autorizzazione entro l'anno corrente 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 le curve di 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 analizza per ciascuna sezione/confini i la sua risposta globale ("performance" P_{i+}) a quattro criteri, attraverso un metodo di decisione multi-criterio, approfondito nel paragrafo 5.3.3.

Si anticipa che i quattro input all'analisi multi-criterio, analizzati per ogni specifica iterazione, sono:

- C_1 : Ore di congestione in esito alle simulazioni del mercato dell'energia [h];
- C_2 : Differenziale di prezzo delle simulazioni del mercato dell'energia [€];
- C_3 : Costo di realizzazione della capacità aggiuntiva [M€/MW];
- C_4 : Stato di avanzamento del costo di realizzazione, definito secondo i progetti considerati.

Per le sezioni o per i confini che presentano verificata la seguente condizione, in esito all'applicazione dell'analisi multi-criterio:

- a) P_{i+} sia maggiore o uguale di un valore di soglia L_{EST} per i confini;
- b) P_{i+} sia maggiore o uguale di un valore di soglia L_{IT} per le sezioni;

è determinata la necessità/opportunità di testare l'implementazione aggiuntiva di capacità.

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

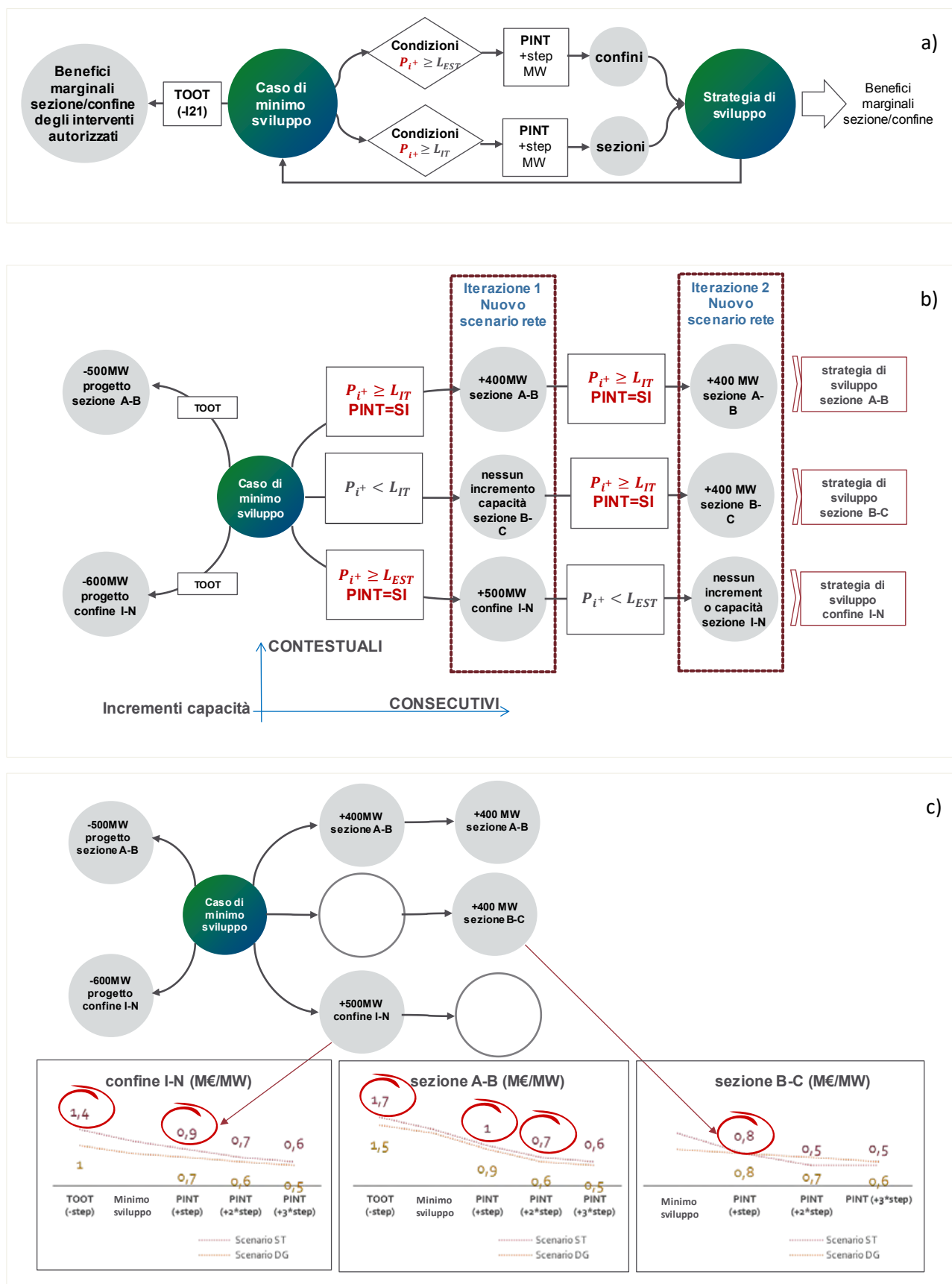


Figura 9 – Esempio di applicazione del processo metodologico: a) Processo di definizione in uno generico scenario della curva iniziale di beneficio marginale, b) e c) Esempio di applicazione delle condizioni per definire le strategie di sviluppo

La conferma dell'incremento di capacità avviene solo se è verificata la condizione $B/C > 1$ (benefici marginali maggiori dei costi marginali). Questo comporta la determinazione di una nuova rete di riferimento che include tutti gli incrementi di capacità confermati, e a partire dalla quale l'analisi multi-criterio viene nuovamente applicata per selezionare le sezioni/confini su cui testare gli ulteriori incrementi di capacità.

Nelle Figura 9 si illustrano gli esempi di definizione delle 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:

- $\text{step}_{\text{confine}} = 500 \text{ MW}$ sulle frontiere;
- $\text{step}_{\text{sezione}} = 400 \text{ MW}$ tra le zone interne.

Tale convenzione non esclude la possibilità di definire gradini differenti ed inferiori in funzione delle zone di mercato interessate e/o di informazioni di maggiore dettaglio. La correlazione tra la riduzione dei gradini e i maggiori tempi di elaborazione, rendono di difficile utilizzo step di capacità più bassi per l'intero processo iterativo, oltre che poco significativi per l'obiettivo dell'analisi. Tuttavia la definizione di **gradini inferiori** risulta utile nelle ultime fasi del processo iterativo per consentire una più **raffinata definizione della capacità obiettivo** e definire con maggior dettaglio gli ultimi punti delle curve di beneficio marginale e costo marginale. 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 la condizione $P_{i+} \geq L_{IT}/P_{i+} \geq L_{EST}$, saranno incrementate di uno step contestualmente nella stessa iterazione; 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 si matura nelle iterazioni successive.

Nel corso delle simulazioni si è verificata la **situazione di concorrenza** per alcune sezioni interne ovvero, nella stessa iterazione, i benefici dei PINT legati allo sviluppo delle capacità aggiuntive risultano correlati e competitivi tra di loro (c.d. **concorrenti**).

Nelle iterazioni/simulazioni iniziali, a prescindere dallo scenario in analisi, sono state confermate nella iterazione successiva tutte le sezioni concorrenti in cui, verificata la condizione $P_{i+} \geq L_{IT}$ del metodo TOPSIS, il rapporto Benefici/Costi risulta evidentemente molto maggiore di 1. Ciò trova fondamento nel fatto che per valori B/C elevati, la selettività porterebbe a semplicemente a incrementare il numero di iterazioni.

Successivamente alle iterazioni iniziali, qualora siano confermati sviluppi nelle analoghe sezioni concorrenti, se in tali sezioni il rapporto Benefici/Costi risulta maggiore di 1, si applica un meccanismo di merit order: si ritiene di confermare nella iterazione successiva solo l'incremento di capacità a cui è associato il rapporto B/C più elevato rispetto alle sezioni concorrenti. Ciò consente di creare la selettività negli incrementi e favorire le sezioni più competitive.

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 BAU e PNIEC, 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 BAU e Scenario PNIEC).

Fase 3: in tale fase sono condotte le analisi di rete che costituiscono un passaggio importante per il consolidamento delle curve di beneficio (Figura 10). Difatti, le analisi svolte in fase 1 e fase 2 fanno riferimento alle sole simulazioni zonal di mercato; a partire dagli esiti di tali 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 dell'edizione 2018 della metodologia, gli operatori hanno condiviso positivamente la scelta di prevedere la più ampia inclusione dei benefici.

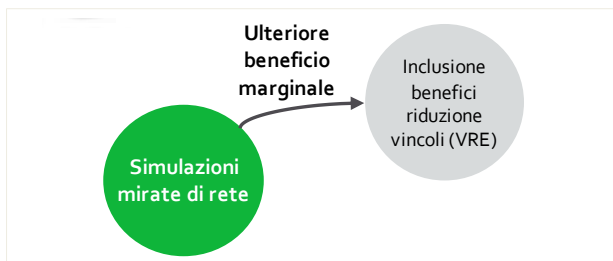


Figura 10 – Inclusione benefici riduzione vincoli di rete

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

Le analisi di rete (anche di tipo probabilistico) sono state già condotte nell'ambito del Piano di Sviluppo 2020 ed i relativi risultati sono stati pubblicati a livello di intervento.

Laddove tali dati siano conciliabili con gli scenari e le strategie di sviluppo ipotizzate, i benefici a livello di intervento, già inclusi nel PdS 2020, si utilizzeranno in quota potenza nella curva di beneficio marginale; laddove invece tali dati non sono conciliabili, verranno eseguite simulazioni mirate di rete (alcune).

Infine, per incrementi di capacità ai quali non è possibile associare nel modello di rete un progetto (es. nodi di interconnessione), rendendosi necessari studi di dettaglio per poter definire uno schema di rete, non verrà valutato il beneficio VRE.

Si riportano nella Figura 11 i criteri con cui si intende includere/valutare i benefici VRE.

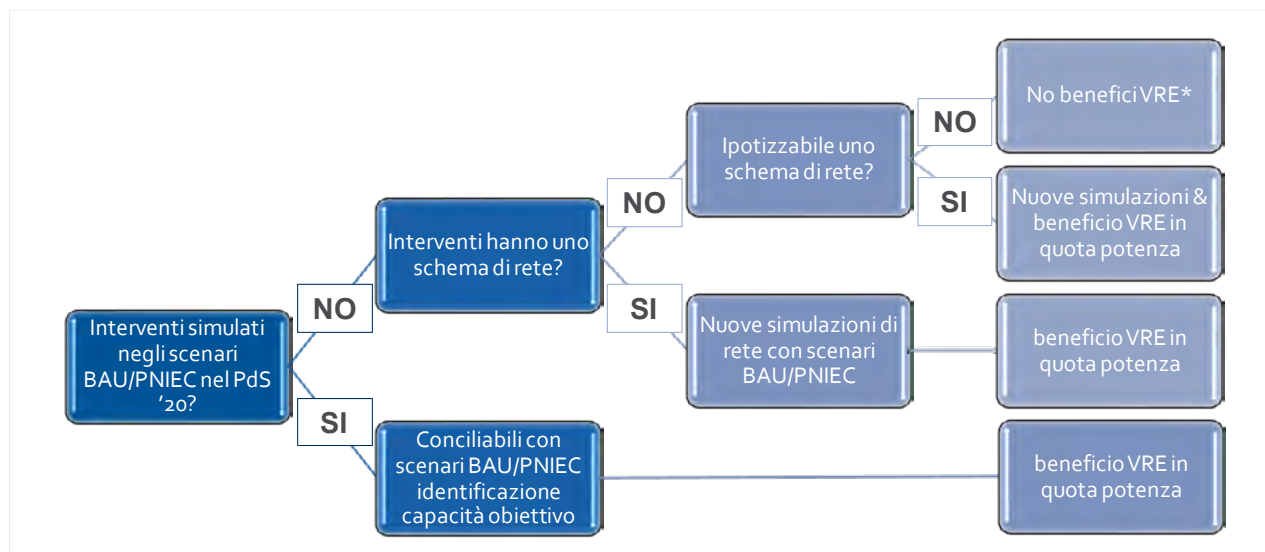


Figura 11 – Criteri con cui sono stati inclusi/valutati i benefici VRE

Fase 4: è la fase nella quale si consolida 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 nodale (B7n).

5.3.2 Categorie di beneficio

Si riporta nella Tabella 7, in continuità con l'edizione 2018 del rapporto, un sommario dei benefici che verranno considerati ai fini del presente esercizio di identificazione delle capacità obiettivo rispetto alla totalità di benefici utilizzati ai fini ACB nel PdS 2020 e previsti nella deliberazione 627/16/R/eel e s.m.i..

Tabella 7 – Categorie benefici di cui al PdS 2020 inclusi nella presente metodologia

Delibera 627 e s.m.i. e PdS '20		Ai fini applicazione a metodologia per identificare capacità obiettivo	
		Rapporto '18	Rapporto '20
B1	Social Economic Welfare	SI	SI
B2	Riduzione perdite rete	NO	NO
B3	Riduzione rischio ENF	SI (VRE)	SI (VRE)
B4	Riduzione oneri UESS	NO	SI (VRE)
B5*	Integrazione rinnovabili	SI (VRE)	SI (VRE)
B6	Investimenti evitati RTN	NO	NO
B7	Riduzione/aumento costi MSD	SI (MSDn nel VRE)	SI (MSDn nel VRE)
B13	Incremento resilienza	NO	NO
B18	Riduzione emissioni CO2	SI	SI
B19	Riduzione altre emissioni	SI	SI

*Include la riduzione di overgeneration locale (calcolata mediante simulazioni di rete) e la quota di overgeneration di sistema (valutata mediante simulatore MSD)

5.3.3 Criteri di selezione delle sezioni/confini su cui simulare gli incrementi di capacità

La scorsa edizione della metodologia prevedeva l'attivazione degli incrementi di capacità in una specifica iterazione se una delle due condizioni inerenti il rapporto tra il differenziale di prezzo ed il costo di realizzazione e le ore di congestione (rispettivamente condizione A "CdA" e condizione B "CdB") risultava essere superiore ad un valore di soglia scelto in modo opportuno per garantire un compromesso tra qualità delle simulazioni e sostenibilità del numero di iterazioni. A seguito delle verifiche esterne expert-based sono pervenuti a Terna dei suggerimenti tesi ad esplicitare meglio i criteri alla base delle scelte adottate anche in merito alle soglie di attivazione dei PINT.

Da una disamina più approfondita dell'intero processo, in questa edizione si è scelto di considerare, tra i criteri per la selezione delle sezioni/confini sui cui simulare i PINT, i seguenti quattro parametri (in modo indipendente):

1. **differenziali di prezzo** dalle simulazioni del mercato dell'energia;
2. **ore di congestione** dalle simulazioni del mercato dell'energia;
3. **costo marginale di realizzazione** di capacità aggiuntiva;
4. **stato di avanzamento del costo di realizzazione** in base ai progetti che lo alimentano (inclusi i progetti dei Piani di Sviluppo finalizzati ad incrementare la capacità di scambio sulla specifica sezione/confine).

Dalla molteplicità di alternative e di criteri di giudizio, è derivata l'idea di utilizzare un metodo di decisione multicriterio (Multi-Criteria Decision Making, MCDM) per il problema della scelta delle sezioni/confini su cui simulare gli incrementi di capacità aggiuntivi nelle iterazioni successive. I metodi MCDM forniscono, infatti, un valido strumento di supporto al decisore (o "Decision Maker") in occasione di problemi complessi, caratterizzati da numerose possibili soluzioni alternative e numerosi criteri rispetto ai quali devono essere valutate.

Tra i numerosi metodi MCDM disponibili, la scelta è ricaduta sul metodo "**TOPSIS**" (Technique for Order Preference by Similarity to Ideal Solution, Hwang e Yoon, 1981²⁰) che, come illustrato in seguito, ben si presta alla risoluzione del particolare problema decisionale in questione.

Generalità sul metodo TOPSIS

Alla base dell'analisi multicriteriale con approccio TOPSIS vi è l'espressione del problema decisionale in forma matriciale: si costruisce la matrice di decisione D di ordine $n \times m$, indicando con n il numero di soluzioni alternative e con m il numero di criteri di giudizio presi in considerazione. Il generico elemento a_{ij} della matrice esprime la prestazione della generica alternativa A_i ($i=1, 2, \dots, n$) rispetto al generico criterio C_j ($j=1, 2, \dots, m$). Un esempio di matrice decisionale è raffigurato in Figura 12.

		CRITERI DI SCELTA E RELATIVI PESI			
		$C_1(w_1)$	$C_2(w_2)$	...	$C_m(w_m)$
ALTERNATIVE	A_1	a_{11}	a_{12}	...	a_{1m}
	A_2	a_{21}	...	...	a_{2m}
	.	...	...	...	...
	.	...	...	...	...
	A_n	a_{n1}	a_{n2}	...	a_{nm}

Figura 12 – Matrice decisionale

Una volta individuati da parte del decisore i criteri rispetto ai quali le prestazioni di ciascuna alternativa devono essere valutate ed il valore dei pesi (ovvero l'importanza relativa) w_j associata ad ognuno di essi ($j=1, 2, \dots, m$), il problema decisionale consiste nel determinare la soluzione ottima A^* appartenente all'insieme delle alternative possibili A , come quella caratterizzata dalla migliore rispondenza globale ai criteri C_j , sulla base dei pesi stabiliti.

Di seguito, sono riassunte le principali fasi per l'applicazione del metodo.

FASE 1: Costruzione della matrice di decisione normalizzata.

In generale, la normalizzazione della matrice di decisione D si rende necessaria in virtù della presenza delle diverse unità di misura in gioco. La matrice di decisione normalizzata X si ottiene determinando ciascun elemento x_{ij} come segue:

$$x_{ij} = \frac{a_{ij}}{\sqrt{\sum_{k=1}^n a_{kj}^2}}$$

$$X = \begin{bmatrix} x_{11} & \dots & x_{1m} \\ \dots & \dots & \dots \\ x_{n1} & \dots & x_{nm} \end{bmatrix}$$

²⁰ C.L. Hwang and K. Yoon, Multiple attribute decision making. Methods and applications: a state-of-the-art survey. Berlin and New York: Springer-Verlag, 1981.

FASE 2: Costruzione della matrice di decisione normalizzata pesata

La matrice di decisione normalizzata pesata Y è ottenuta moltiplicando ciascuna colonna della matrice decisionale normalizzata X per il peso del criterio ad essa corrispondente:

$$Y = \begin{bmatrix} w_1 x_{11} & \dots & w_m x_{1m} \\ \dots & \dots & \dots \\ w_1 x_{n1} & \dots & w_m x_{nm} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_{11} & \dots & y_{1m} \\ \dots & \dots & \dots \\ y_{n1} & \dots & y_{nm} \end{bmatrix}$$

FASE 3: Determinazione della soluzione positiva ideale A^+ e negativa ideale A^-

Le soluzioni positiva A^+ e negativa A^- ideali sono definite sulla base delle valutazioni normalizzate e pesate contenute nella matrice Y .

La soluzione ideale positiva A^+ è determinata considerando, per ciascun criterio, la migliore prestazione offerta dalle alternative in gioco, ovvero:

1. il massimo valore offerto dalle alternative, se ci si riferisce ad un criterio di beneficio;
2. il minimo valore offerto dalle alternative, se ci si riferisce ad un criterio di costo.

Viceversa, la soluzione ideale negativa A^- si ottiene considerando, per ciascun criterio, la peggiore prestazione offerta dalle alternative in gioco, ovvero:

1. il minimo valore offerto dalle alternative, se ci si riferisce ad un criterio di beneficio;
2. il massimo valore offerto dalle alternative, se ci si riferisce ad un criterio di costo.

Detto J_b l'insieme di criteri di beneficio considerati e J_c quello dei criteri di costo, la definizione delle due soluzioni ideali è espressa come:

$$A^+ = \left\{ \left(\max_i y_{ij} \mid j \in J_b \right), \left(\min_i y_{ij} \mid j \in J_c \right), i = 1, 2, \dots, n \right\} = \{y_{1+}, y_{2+}, \dots, y_{n+}\}$$

$$A^- = \left\{ \left(\min_i y_{ij} \mid j \in J_b \right), \left(\max_i y_{ij} \mid j \in J_c \right), i = 1, 2, \dots, n \right\} = \{y_{1-}, y_{2-}, \dots, y_{n-}\}$$

FASE 4: Calcolo della distanza di ciascuna alternativa da A^+ e A^-

A questo punto, per ciascuna alternativa A_i è possibile calcolare la distanza euclidea S_{i+} dall'alternativa positiva ideale A^+ , e la distanza euclidea S_{i-} dall'alternativa negativa ideale A^- , per mezzo delle note relazioni:

$$S_{i+} = \sqrt{\sum_{j=1}^m (y_{ij} - y_{j+})^2} \text{ per } i = 1, 2, \dots, n$$

$$S_{i-} = \sqrt{\sum_{j=1}^m (y_{ij} - y_{j-})^2} \text{ per } i = 1, 2, \dots, n$$

FASE 5: Determinazione della distanza relativa delle alternative dalla soluzione ideale

Note le distanze S_{i+} ed S_{i-} per ciascuna alternativa A_i , è possibile determinare la distanza relativa dell'alternativa stessa dalla soluzione ideale mediante il seguente rapporto:

$$P_{i+} = \frac{S_{i-}}{S_{i+} + S_{i-}}$$

Con $0 \leq P_{i+} \leq 1$.

FASE 6: Classifica di preferenza delle alternative

Infine, è possibile definire una classifica di preferenza delle alternative con riferimento al valore che P_{i+} assume per ogni alternativa. Come si intuisce, verranno preferite le soluzioni caratterizzate dal più alto valore di P_{i+} .

Applicazione metodo TOPSIS alla selezione dei PINT per la costruzione delle strategie di sviluppo

Con riferimento al processo di identificazione delle capacità obiettivo, le alternative possibili si identificano nelle sezioni/confini da analizzare ad ogni iterazione, mentre i criteri presi in considerazione sono elencati in Tabella 8.

Tabella 8 – Criteri considerati nell'analisi MCDM per la selezione dei PINT

Codice	Descrizione	Unità di misura
C_1	Ore di congestione	h
C_2	Differenziale di prezzo in MGP	€/MWh
C_3	Costo di realizzazione della capacità aggiuntiva per la specifica iterazione	M€/MW
C_4	Stato di avanzamento del costo di realizzazione nella specifica iterazione	-

Mentre è intuibile la quantificazione dei criteri C_1 , C_2 (ottenuti in esito alle simulazioni del MGP all'inizio di ciascuna iterazione) e C_3 (coincidente con il costo marginale dell'incremento di capacità in esame per la specifica sezione/confini), è necessario chiarire la valorizzazione del criterio C_4 .

In particolare, viene definita una scala da 1 a 4 che identifica:

- 1: intervento per incremento di capacità **a costi standard**²¹;
- 2: intervento per incremento di capacità **pianificato**;
- 3: intervento per incremento di capacità **progettato**;
- 4: intervento per incremento di capacità **in autorizzazione**.

È importante chiarire che sia il criterio di valutazione basato sul costo marginale di realizzazione che quello relativo allo stato di avanzamento del progetto considerato nella specifica iterazione per una determinata sezione/confini, fanno riferimento a dati reali aggiornati alle ultime informazioni disponibili (cfr Allegato 3), aggiungendo all'analisi della scelta dei PINT da simulare due ulteriori elementi di valutazione che riflettono l'efficienza e la praticità della capacità aggiuntiva da testare.

In analogia con la scorsa edizione della metodologia in cui le soglie di attivazione dei PINT erano differenziate per i confini esteri e per le sezioni interne, l'analisi multi-criterio è condotta separatamente in virtù delle differenze tipicamente riscontrate nei valori di differenziali di prezzo ed ore di congestione.

Le matrici decisionali per i confini esteri e per le sezioni interne in una generica iterazione sono rappresentate in Figura 13 e Figura 14.

²¹ Si riferisce ad incrementi di capacità non incluse nel PdS.

		$C_1(w_1)$	$C_2(w_2)$	$C_3(w_3)$	$C_4(w_4)$
1	AT - ITn	$a_{EST,11}$	$a_{EST,12}$	$a_{EST,13}$	$a_{EST,14}$
2	CH - ITn	$a_{EST,21}$	$a_{EST,22}$	$a_{EST,23}$	$a_{EST,24}$
3	FR - ITn	$a_{EST,31}$	$a_{EST,32}$	$a_{EST,33}$	$a_{EST,34}$
4	SI - ITn	$a_{EST,41}$	$a_{EST,42}$	$a_{EST,43}$	$a_{EST,44}$
5	ITcn - HR	$a_{EST,51}$	$a_{EST,52}$	$a_{EST,53}$	$a_{EST,54}$
6	MNE - ITcs	$a_{EST,61}$	$a_{EST,62}$	$a_{EST,63}$	$a_{EST,64}$
7	ITs - GR	$a_{EST,71}$	$a_{EST,72}$	$a_{EST,73}$	$a_{EST,74}$
8	ITsic - TUN	$a_{EST,81}$	$a_{EST,82}$	$a_{EST,83}$	$a_{EST,84}$

Figura 13 – Matrice decisionale per i confini esteri

		$C_1(w_1)$	$C_2(w_2)$	$C_3(w_3)$	$C_4(w_4)$
1	ITcn - ITn	$a_{IT,11}$	$a_{IT,12}$	$a_{IT,13}$	$a_{IT,14}$
2	ITcs - ITcn	$a_{IT,21}$	$a_{IT,22}$	$a_{IT,23}$	$a_{IT,24}$
3	ITs - ITcs	$a_{IT,31}$	$a_{IT,32}$	$a_{IT,33}$	$a_{IT,34}$
4	ITsar - ITcn	$a_{IT,41}$	$a_{IT,42}$	$a_{IT,43}$	$a_{IT,44}$
5	ITsar - ITcs	$a_{IT,51}$	$a_{IT,52}$	$a_{IT,53}$	$a_{IT,54}$
6	ITsar - ITsic	$a_{IT,61}$	$a_{IT,62}$	$a_{IT,63}$	$a_{IT,64}$
7	ITsic - ITcs	$a_{IT,71}$	$a_{IT,72}$	$a_{IT,73}$	$a_{IT,74}$
8	ITsic - ITcal	$a_{IT,81}$	$a_{IT,82}$	$a_{IT,83}$	$a_{IT,84}$
9	ITcal - ITs	$a_{IT,91}$	$a_{IT,92}$	$a_{IT,93}$	$a_{IT,94}$

Figura 14 – Matrice decisionale per le sezioni interne

Com'è noto, scopo dell'analisi di identificazione delle capacità obiettivo è realizzare capacità efficiente riducendo le ore di congestione ed i differenziali di prezzo. Pertanto, ad eccezione del criterio di costo C_3 per il quale la soluzione ideale positiva A^+ è determinata considerando il minimo valore offerto dalle alternative, per gli altri tre criteri la soluzione A^+ coincide con il massimo valore offerto dalle alternative, in quanto l'obiettivo è quello di realizzare capacità di trasmissione addizionale laddove risultano il maggior numero di ore di congestione, il maggior differenziale di prezzo ed i progetti in stato di maggior avanzamento. Il discorso inverso vale per la definizione di A^- , come rappresentato in Figura 15.

		$C_1(w_1)$	$C_2(w_2)$	$C_3(w_3)$	$C_4(w_4)$
Soluzione ideale positiva	A^+	$\max y_{ij}$	$\max y_{ij}$	$\min y_{ij}$	$\max y_{ij}$
Soluzione ideale negativa	A^-	$\min y_{ij}$	$\min y_{ij}$	$\max y_{ij}$	$\min y_{ij}$

Figura 15 – Soluzioni ideale positiva e negativa relativamente ai quattro criteri considerati

Per quanto attiene all'importanza relativa da attribuire ai criteri considerati w_j , si ritiene di adottare in prima battuta egual peso per ciascuno di essi. Dal momento che, con l'avanzare delle iterazioni e l'implementazione di incrementi di capacità, ci si aspetta un allineamento dei valori dei differenziali di prezzo e delle ore di congestione per le sezioni interne e sui confini esteri, non si esclude la possibilità di attribuire un maggior peso ai criteri C_3 e C_4 in quanto più significativi nelle iterazioni finali.

La definizione della distanza relativa delle alternative dalla soluzione ideale P_{i+} consente di valutare la risposta o "performance" globale di una determinata sezione/confine in una specifica iterazione ai criteri considerati. E' quindi possibile, per ogni iterazione, stilare una classifica delle sezioni e dei confini che presentano le condizioni più favorevoli all'implementazione di nuova capacità di trasporto. Una volta ottenuti tutti i valori di P_{i+} , si procede ad ordinarli in senso decrescente e a calcolare il valore mediano, L_{IT} ed L_{EST} rispettivamente per le sezioni interne e per i confini esteri: verranno testati gli incrementi di capacità per le sezioni ed i confini che rispettano la seguente condizione:

- $P_{i+} \geq L_{IT}$ sulle sezioni interne;

- $P_{i+} \geq L_{EST}$ sui confini esteri.

Infine, qualora si presentino condizioni in cui sezioni (o confini) concorrenti tra di loro assumano indici di performance molto prossimi tra di loro anche se di poco inferiori al valore di soglia in esito dalla mediana, si ritiene ragionevole testare comunque gli incrementi di capacità al fine di valutare i benefici risultanti, con l'obiettivo confermare gli incrementi di capacità più profittevoli in una specifica iterazione non correndo il rischio di condizionare le iterazioni successive.

5.4 Metodologia di normalizzazione di valori elevati di Capacità Obiettivo

Con riferimento alla situazione di valori elevati di sviluppo di capacità obiettivo su una frontiera, in virtù della necessità di avere risultati relativi alla capacità obiettivo non distorti, sono emerse alcune osservazioni durante la consultazione della metodologia al fine di trovare un approccio condiviso per trattare valori "significativamente elevati".

Tale approccio ha richiesto attente valutazioni sugli input e sugli output: costi marginali e benefici marginali rappresentano le uniche leve per consentire la "normalizzazione" di valori elevati di capacità obiettivo, consentendo di raggiungere un punto di intersezione congruo tra le curve e quindi restituire valori finali che rispecchino i principi di affidabilità, raggiungibilità, robustezza e attendibilità (Figura 16).

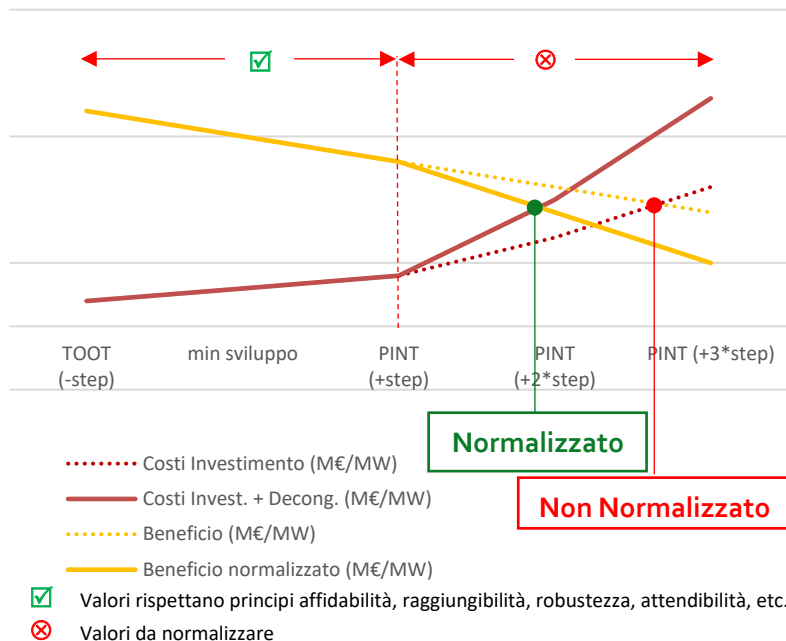


Figura 16 – Effetto del processo di normalizzazione

Per consentire la normalizzazione dei valori di capacità obiettivo significativamente elevati si è valutato di:

1. individuare la **soglia di capacità aggiuntiva** oltre la quale effettuare la normalizzazione;
2. intervenire sui costi introducendo i **costi di decongestionamento**, oltre la soglia di cui al punto 1;
3. Intervenire sui benefici introducendo il **coefficiente di normalizzazione dei benefici**, oltre la soglia di cui al punto 1.

Il criterio descritto è stato applicato alle iterazioni ed ai relativi valori di capacità nello scenario PNIEC alla frontiera Nord dove sono risultati evidentemente elevati.

Attualmente nei Piani di Sviluppo si prevedono interventi alla frontiera nord per circa 4,5 GW²². Il contesto delle analisi effettuate nel Piano di Sviluppo ha rappresentato opportunità di sviluppo alla frontiera coerenti con il piano di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale. Per analogia quindi, sviluppi alla frontiera che eccedono la **soglia di 4,5 GW** dovrebbero valutare rinforzi interni di decongestionamento rete.

Nel presente rapporto, in caso di uno sviluppo di capacità aggiuntiva alla frontiera Nord che eccede i 4.500 MW totali²³, si sono individuati dei **costi di decongestionamento** per poter garantire valori elevati di capacità alla frontiera; difatti, in aggiunta a quanto già programmato nei Piani di Sviluppo è necessario ipotizzare infrastrutture di decongestionamento intrazonali. Tali costi sono stati stimati utilizzando i costi standard ACER optando - semplificazione - per progetti HVDC²⁴. Ogni ulteriore e successivo PINT di sviluppo su un confine, considerando raggiunta e/o superata la soglia dei 4.500 MW all'intera frontiera Nord, prevede l'aggiunta dei costi marginali di decongestionamento ai costi marginali di realizzazione di cui al paragrafo 5.2.

I costi di decongestionamento, dopo la prima stima con costi ACER, sono incrementi del 20% per ciascun ulteriore PINT di 500 MW (cfr. Allegato 3).

Il processo di normalizzazione è stato attuato anche sul fronte benefici marginali: dalle analisi dei dati storici è emersa una correlazione tra l'import e il fabbisogno alla frontiera Nord in determinate situazioni.

Tale correlazione è tanto maggiore quanto:

- il fabbisogno è decurtato della produzione rinnovabile non programmabile (cfr. carico residuo);
- il fabbisogno residuo è basso (cfr. 1H 2019 vs. 1H 2020 oppure Mar, Apr, Mag, 2019 vs Mar, Apr, Mag, 2020).

La Figura 17 evidenzia la correlazione tra l'import e il fabbisogno che raggiunge un coefficiente di correlazione di 0,7 considerando il fabbisogno residuo ed i valori di marzo, aprile e maggio 2020 nei quali anche per effetto del lock down si è avuto un fabbisogno molto basso.

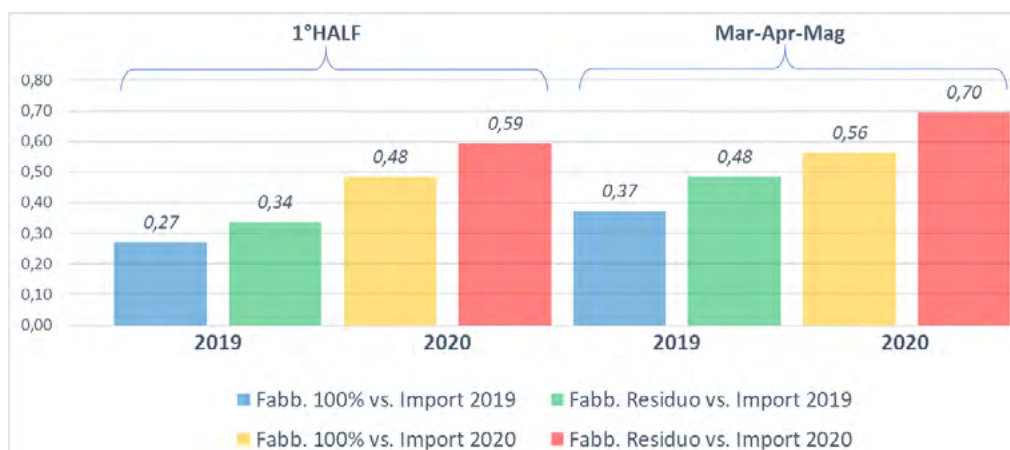


Figura 17 – Correlazione tra Fabbisogno energetico ed Import

Seguendo tale approccio, si assume che la capacità disponibile alla frontiera può essere utilizzata in correlazione al fabbisogno residuo e quindi, ragionevolmente fino al massimo fabbisogno residuo della zona Nord. La normalizzazione è quindi calcolata moltiplicando il beneficio per il suo **coefficiente di normalizzazione** (<100%). Il coefficiente di normalizzazione è stato calcolato per ciascun confine come

²² Il valore di 4.500 MW si riferisce a quanto presente a pag. 310 del Piano di Sviluppo 2020.

²³ Cautelativamente si è applicata la soglia di 4.500 MW ai PINT rispetto al caso di minimo sviluppo.

²⁴ In assenza di indicazioni ACER su costi unitari a km per *DC Cables Underground*, si assume come riferimento il costo unitario per i cavi marini con consapevolezza di una sottostima dei costi. Il costo standardizzato per le stazioni di conversione AC/DC è indipendente dalla tipologia di installazione marina o terrestre del cavo.

rapporto tra i flussi di energia orari normalizzati e i flussi di energia orari non normalizzati. I flussi di energia orari normalizzati presentano sempre un valore orario minore o uguale al fabbisogno residuo zona Nord.

Inoltre, è stato possibile ipotizzare una normalizzazione parziale inserendo solo i costi di decongestionamento e lasciando invariati i benefici imponendo un coefficiente di normalizzazione pari al 100%.

6

Applicazione della metodologia

6.1 Risultati scenario BAU	57
6.2 Risultati scenario PNIEC	57

6 Applicazione della metodologia

In questo paragrafo sono presentate le strategie di sviluppo risultanti dall'applicazione della metodologia descritta in precedenza rispettivamente negli scenari BAU e PNIEC.

In generale, le seguenti condizioni possono verificarsi in ciascuna iterazione:

1. la generica sezione/confine presenta la condizione di attivazione del PINT verificata, ovvero il relativo indice di performance risulta maggiore o uguale della soglia definita ($P_{i+} \geq L_{IT/EST}$). Viene quindi simulato un incremento di capacità di trasporto ("step" discreto) sulla sezione/confine, ed i benefici che ne conseguono risultano maggiori dei costi di investimento associati (rapporto B/C > 1): viene descritto un punto nella curva del beneficio marginale e si conferma l'incremento nella iterazione successiva;
2. la generica sezione/confine presenta la condizione di attivazione del PINT verificata, ovvero il relativo indice di performance risulta maggiore o uguale della soglia definita ($P_{i+} \geq L_{IT/EST}$). Viene quindi simulato un incremento di capacità di trasporto ("step" discreto) sulla sezione/confine, ma i benefici che ne conseguono risultano inferiori ai costi di investimento associati (rapporto B/C < 1): ad eccezione dell'ultima iterazione, non si descrive alcun punto sulla curva dei benefici e non si conferma l'incremento nella iterazione successiva;
3. la generica sezione/confine presenta la condizione di attivazione del PINT non verificata, in quanto il relativo indice di performance risulta minore della soglia definita ($P_{i+} < L_{IT/EST}$): non viene simulato alcun incremento di capacità sulla sezione/confine oggetto di analisi.

Oltre alle tre condizioni appena descritte, il perimetro delle sezioni interne analizzate rende possibile il verificarsi di due ulteriori casistiche. Infatti, nel presente Rapporto sono state considerate ed analizzate separatamente le sezioni relative a Sicilia e Sardegna (Figura 8), introducendo nelle valutazioni una complessità aggiuntiva dettata dalla presenza di "sezioni concorrenti"²⁵. Con l'obiettivo di determinare strategie di sviluppo il più possibile efficienti, si è ritenuto di procedere come già anticipato nel precedente paragrafo: nel caso in cui, in una generica iterazione, sezioni tra loro concorrenti presentino verificate le condizioni di attivazione del PINT e/o assumano indici di performance prossimi tra di loro anche se di poco inferiori al valore di soglia definito, si procede a testare comunque gli incrementi di capacità su tutte le sezioni concorrenti per valutare i benefici risultanti, al fine di confermare gli incrementi di capacità "più profittevoli", ovvero caratterizzati dal rapporto B/C maggiore rispetto agli altri in una specifica iterazione, non correndo il rischio di condizionare le iterazioni successive. Inoltre, qualora in una generica iterazione gli incrementi di capacità simulati su sezioni concorrenti restituiscano tutti benefici molto significativi (rapporti B/C consistenti), si procede a confermarli nella loro totalità.

Pertanto, le due ulteriori possibili condizioni riguardanti le sezioni concorrenti possono essere riassunte in:

1. la generica sezione presenta la condizione di attivazione del PINT verificata, insieme alle sezioni ad essa concorrenti. Viene simulato un incremento di capacità di trasporto sulla sezione, ed i benefici che ne conseguono risultano maggiori dei costi di investimento associati (rapporto B/C > 1), così come accade sulle sezioni concorrenti. Il rapporto B/C della sezione in esame viene confrontato con i rapporti B/C positivi associati agli incrementi di capacità testati sulle sezioni concorrenti e risulta essere il maggiore tra tutti. Viene descritto un punto nella curva del beneficio marginale e si conferma l'incremento nella iterazione successiva;

²⁵ Sono state identificate come sezioni concorrenti le ITsic - ITsar, ITsar - ITcs, ITsar - ITcn, ITsic - ITcs, ITsic - ITcal.

2. la generica sezione presenta la condizione di attivazione del PINT verificata, insieme alle sezioni ad essa concorrenti. Viene simulato un incremento di capacità di trasporto sulla sezione, ed i benefici che ne conseguono risultano maggiori dei costi di investimento associati (rapporto B/C > 1), così come accade sulle sezioni concorrenti. Il rapporto B/C della sezione in esame viene confrontato con i rapporti B/C positivi associati agli incrementi di capacità testati sulle sezioni concorrenti e risulta non essere il maggiore tra tutti. Non si descrive alcun punto sulla curva dei benefici e non si conferma l'incremento nella iterazione successiva.

La Figura 18 riporta la legenda di tutte le condizioni possibili nel corso di una generica iterazione.

Legenda		
$P^+ \geq L_{IT/EST}$ 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
$P^+ \geq L_{IT/EST}$ 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, salvo nella iterazione finale
$P^+ < L_{IT/EST}$		1) Le condizioni indicano di NON attivare il PINT

Su sezioni concorrenti		
$P^+ \geq L_{IT/EST}$ 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) Il rapporto B/C > 1 risulta essere il maggiore rispetto agli altri 4) si descrive un punto nella curva di beneficio 5) si conferma il PINT nella iterazione successiva
$P^+ \geq L_{IT/EST}$ 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) Il rapporto B/C > 1 NON è il maggiore rispetto agli altri 4) NON si descrive un punto nella curva di beneficio 5) NON si conferma il PINT nella iterazione successiva

Figura 18 – Legenda delle casistiche possibili in una generica iterazione durante l'applicazione della metodologia per l'identificazione delle capacità obiettivo

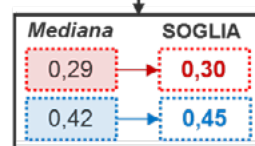
Nei paragrafi seguenti vengono illustrate le strategie di sviluppo in esito alle simulazioni effettuate negli scenari BAU e PNIEC.

Infine, si riportano in Figura 19 le tabelle esemplificative dell'applicazione del metodo TOPSIS per la selezione delle sezioni/confini sui cui testare gli incrementi di capacità nella prima iterazione di ciascuno dei due scenari allo studio.

Nel corso del processo iterativo è emersa una correlazione progressivamente più debole tra gli indici di performance calcolati con il metodo TOPSIS in base ai quattro criteri di selezione individuati su ciascun confine/sezioni ed i relativi benefici risultanti dalle simulazioni dei PINT. Si è quindi ritenuto di potersi discostare dall'applicazione rigorosa del metodo nelle iterazioni successive per poter concludere ai fini del presente rapporto il calcolo delle capacità obiettivo.

Tuttavia, per poter raccogliere il suggerimento di rendere il processo più strutturato, si rende necessario riflettere su ulteriori aggiornamenti di lungo termine della metodologia che mettano in ingresso al TOPSIS opportuni indicatori sintetici dei benefici che verranno poi calcolati dalle simulazioni dei PINT.

BAU 2030		ITERAZIONE 1 - PINT							
		C_1	C_2	C_3	C_4				
PESO		0.25	0.25	0.25	0.25				
Sezioni/Confini		Ore congestione	DP Average	Costo Marginale [M€/MW]	Stato Avanzamento Progetto	Capacità [MW]	Performance Alternativa	Rank	PINT
Confine Nord	AT - ITn	2363	2,04	0,21	2	500	0,28	5	NO
	CH - ITn	2225	2,17	0,32	4	500	0,33	3	SI
	FR - ITn	2949	6,17	0,51	1	500	0,23	6	NO
	SI - ITn	2777	1,68	0,28	4	500	0,34	2	SI
Confine Balcani	ITcn - HR	3017	2,02	0,68	1	500	0,07	8	NO
	MNE - ITcs	3669	2,66	0,74	4	500	0,30	4	NO
	ITs - GR	3955	2,94	0,55	1	500	0,17	7	NO
Confine N.Africa	ITsic - TUN	8740	19,67	0,54	2	500	0,75	1	SI
Sezioni Interne	ITcn - ITn	533	0,46	1,19	1	400	0,18	9	NO
	ITcs - ITcn	2186	1,48	0,48	2	400	0,50	3	SI
	ITs - ITcs	508	0,55	0,46	4	400	0,42	5	NO
	ITsar - ITcn	2078	3,64	1,27	4	400	0,64	1	SI
	ITsar - ITcs	1503	3,13	1,52	1	400	0,41	6	NO
	ITsar - ITsic	3238	4,33	1,92	2	400	0,58	2	SI
	ITsic - ITcs	2203	1,34	1,92	2	400	0,33	7	NO
	ITsic - ITcal	727	0,72	0,09	4	400	0,47	4	SI
	ITcal - ITs	1104	0,42	0,86	1	400	0,27	8	NO



PNIEC 2030		ITERAZIONE 1 - PINT							
		C_1	C_2	C_3	C_4				
PESO		0.25	0.25	0.25	0.25				
Sezioni/Confini		Ore congestione	DP Average	Costo Marginale [M€/MW]	Stato Avanzamento Progetto	Capacità [MW]	Performance Alternativa	Rank	PINT
Confine Nord	AT - ITn	6765	16,06	0,21	2	500	0,52	4	SI
	CH - ITn	6737	17,19	0,32	4	500	0,65	1	SI
	FR - ITn	7561	26,08	0,51	1	500	0,43	6	NO
	SI - ITn	6476	10,98	0,28	4	500	0,57	2	SI
Confine Balcani	ITcn - HR	6471	11,46	0,68	1	500	0,08	8	NO
	MNE - ITcs	6576	12,48	0,74	4	500	0,44	5	NO
	ITs - GR	5805	11,11	0,55	1	500	0,18	7	NO
Confine N.Africa	ITsic - TUN	8759	29,33	0,54	2	500	0,55	3	SI
Sezioni Interne	ITcn - ITn	685	1,04	1,19	1	400	0,23	9	NO
	ITcs - ITcn	2164	2,94	0,48	2	400	0,57	4	SI
	ITs - ITcs	695	1,90	0,46	4	400	0,50	6	SI
	ITsar - ITcn	2401	6,27	1,27	4	400	0,69	2	SI
	ITsar - ITcs	538	3,51	1,52	1	400	0,28	7	NO
	ITsar - ITsic	2580	7,66	1,92	2	400	0,57	3	SI
	ITsic - ITcs	2454	6,07	1,92	2	400	0,53	5	SI
	ITsic - ITcal	1773	4,38	0,09	4	400	0,73	1	SI
	ITcal - ITs	87	0,16	0,86	1	400	0,25	8	NO

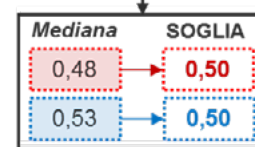


Figura 19 – Applicazione del metodo TOPSIS per la selezione delle sezioni/confini su cui testare gli incrementi di capacità nella prima iterazione in entrambi gli scenari di analisi

6.1 Risultati scenario BAU

La strategia di sviluppo in esito alle analisi di identificazione delle capacità obiettivo condotte sullo scenario BAU 2030 è rappresentata in Figura 20.

Il processo iterativo si conclude alla 4^a iterazione e gli incrementi di capacità di taglia dimezzata vengono testati a partire dalla 3^a iterazione.

6.2 Risultati scenario PNIEC

La strategia di sviluppo in esito alle analisi di identificazione delle capacità obiettivo condotte sullo scenario PNIEC 2030 è riportata in Allegato 8.

Il processo iterativo prima del processo di normalizzazione **si conclude alla 11^a iterazione**: gli incrementi di capacità di taglia dimezzata vengono testati a partire dalla 4^a iterazione sulle sezioni interne, mentre si procede con i PINT di taglia standard +500 MW sui confini esteri al fine di ottenere un **numero congruo di iterazioni**, data l'entità dei benefici e la relativa capacità sviluppata al confine Nord.

La strategia di sviluppo in esito alle analisi di identificazione delle capacità obiettivo condotte applicando il processo di normalizzazione descritto nel paragrafo 5.4 sullo scenario PNIEC 2030 è rappresentata in Figura 21 - Figura 22.

Il processo iterativo **si conclude alla 11^a iterazione**: gli incrementi di capacità di taglia dimezzata vengono testati a partire dalla 4^a iterazione sulle sezioni interne e dalla 7^a iterazione sui confini esteri.

SCENARIO BAU 2030		ITERAZIONE 1 - PINT		ITERAZIONE 2 - PINT		ITERAZIONE 3 - PINT		ITERAZIONE 4 - PINT	
Confine Nord	AT - ITn	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	PINT=SI	+250 B/C < 1
	CH - ITn	$P^* \geq L_{EST}$ PINT=SI	+500 B/C < 1	$P^* \geq L_{EST}$ PINT=SI	+500 B/C < 1	$P^* \geq L_{EST}$ PINT=SI	+250 B/C < 1	PINT=SI	+250 B/C < 1
	FR - ITn	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	PINT=SI	+250 B/C < 1
	SI - ITn	$P^* \geq L_{EST}$ PINT=SI	+500 B/C < 1	$P^* \geq L_{EST}$ PINT=SI	+500 B/C < 1	$P^* \geq L_{EST}$ PINT=SI	+250 B/C > 1	PINT=SI	+250 B/C < 1
Confine Balcani	ITcn - HR	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	PINT=SI	+250 B/C < 1
	ME - ITcs	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	PINT=SI	+250 B/C < 1
	ITs - GR	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	PINT=SI	+250 B/C < 1
	ITsic - TUN	$P^* \geq L_{EST}$ PINT=SI	+500 B/C > 1	$P^* \geq L_{EST}$ PINT=SI	+500 B/C > 1	$P^* \geq L_{EST}$ PINT=SI	+250 B/C > 1	PINT=SI	+250 B/C < 1
Sezioni interne	ITcn - ITn	$P^* < L_{IT}$ PINT=NO	$P^* < L_{IT}$ PINT=NO	$P^* \geq L_{IT}$ PINT=SI	+400 B/C < 1	$P^* \geq L_{IT}$ PINT=SI	+200 B/C < 1	PINT=SI	+200 B/C < 1
	ITcs - ITcn	$P^* \geq L_{IT}$ PINT=SI	+400 B/C > 1	$P^* \geq L_{IT}$ PINT=SI	+400 B/C < 1	$P^* \geq L_{IT}$ PINT=SI	+200 B/C < 1	PINT=SI	+200 B/C < 1
	ITs - ITcs	$P^* < L_{IT}$ PINT=NO	$P^* < L_{IT}$ PINT=NO	$P^* \geq L_{IT}$ PINT=SI	+400 B/C > 1	$P^* \geq L_{IT}$ PINT=SI	+200 B/C < 1	PINT=SI	+200 B/C < 1
	ITsar - ITcn	$P^* \geq L_{IT}$ PINT=SI	+400 B/C > 1	$P^* \geq L_{IT}$ PINT=SI	+400 B/C < 1	$P^* \geq L_{IT}$ PINT=SI	+200 B/C < 1	PINT=SI	+200 B/C < 1
	ITsar - ITcs	$P^* < L_{IT}$ PINT=NO	$P^* < L_{IT}$ PINT=NO	$P^* < L_{IT}$ PINT=NO	$P^* < L_{IT}$ PINT=NO	$P^* < L_{IT}$ PINT=NO	$P^* < L_{IT}$ PINT=NO	PINT=SI	+200 B/C < 1
	ITsar - ITsic	$P^* \geq L_{IT}$ PINT=SI	+400 B/C > 1	$P^* \geq L_{IT}$ PINT=SI	+400 B/C > 1	$P^* \geq L_{IT}$ PINT=SI	+200 B/C > 1	PINT=SI	+200 B/C < 1
	ITsic - ITcs	$P^* < L_{IT}$ PINT=NO	$P^* < L_{IT}$ PINT=NO	$P^* \geq L_{IT}$ PINT=SI	+400 B/C > 1	$P^* \geq L_{IT}$ PINT=SI	+200 B/C < 1	PINT=SI	+200 B/C < 1
	ITsic - ITcal	$P^* \geq L_{IT}$ PINT=SI	+400 B/C > 1	$P^* \geq L_{IT}$ PINT=SI	+400 B/C > 1	$P^* \geq L_{IT}$ PINT=SI	+200 B/C < 1	PINT=SI	+200 B/C < 1
	ITcal - ITs	$P^* < L_{IT}$ PINT=NO	$P^* < L_{IT}$ PINT=NO	$P^* < L_{IT}$ PINT=NO	$P^* < L_{IT}$ PINT=NO	$P^* < L_{IT}$ PINT=NO	$P^* < L_{IT}$ PINT=NO	PINT=SI	+200 B/C < 1

Figura 20 – Strategia di sviluppo in esito all'applicazione della metodologia nello scenario di riferimento BAU 2030

SCENARIO PNIEC 2030		ITERAZIONE 1 - PINT	ITERAZIONE 2 - PINT	ITERAZIONE 3 - PINT	ITERAZIONE 4 - PINT	ITERAZIONE 5 - PINT	ITERAZIONE 6 - PINT
Confine Nord	AT - ITn	$P^* \geq L_{EST}$ PINT=SI B/C > 1	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* \geq L_{EST}$ PINT=SI B/C > 1	$P^* \geq L_{EST}$ PINT=SI B/C < 1
	CH - ITn	$P^* \geq L_{EST}$ PINT=SI B/C > 1	$P^* \geq L_{EST}$ PINT=SI B/C > 1	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* \geq L_{EST}$ PINT=SI B/C > 1	$P^* \geq L_{EST}$ PINT=SI B/C < 1
	FR - ITn	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* \geq L_{EST}$ PINT=SI B/C > 1	$P^* \geq L_{EST}$ PINT=SI B/C > 1	$P^* \geq L_{EST}$ PINT=SI B/C > 1	$P^* \geq L_{EST}$ PINT=SI B/C > 1	$P^* \geq L_{EST}$ PINT=SI B/C < 1
	SI - ITn	$P^* \geq L_{EST}$ PINT=SI B/C < 1	$P^* \geq L_{EST}$ PINT=SI B/C < 1	$P^* \geq L_{EST}$ PINT=SI B/C < 1	$P^* \geq L_{EST}$ PINT=SI B/C < 1	$P^* \geq L_{EST}$ PINT=SI B/C < 1	$P^* \geq L_{EST}$ PINT=SI B/C < 1
Confine Balcani	ITcn - HR	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO
	ME - ITcs	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* \geq L_{EST}$ PINT=SI B/C < 1	$P^* \geq L_{EST}$ PINT=SI B/C < 1	$P^* \geq L_{EST}$ PINT=SI B/C < 1	$P^* \geq L_{EST}$ PINT=SI B/C < 1	$P^* \geq L_{EST}$ PINT=SI B/C < 1
	ITS - GR	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO
Confine N.Africa	ITSic - TUN	$P^* \geq L_{EST}$ PINT=SI B/C > 1	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO
	ITcn - ITn	$P^* < L_{ITr}$ PINT=NO	$P^* \geq L_{ITr}$ PINT=SI B/C < 1	$P^* \geq L_{ITr}$ PINT=SI B/C < 1	$P^* \geq L_{ITr}$ PINT=SI B/C < 1	$P^* \geq L_{ITr}$ PINT=SI B/C < 1	$P^* \geq L_{ITr}$ PINT=SI B/C < 1
Sezioni interne	ITcs - ITcn	$P^* \geq L_{ITr}$ PINT=SI B/C > 1	$P^* \geq L_{ITr}$ PINT=SI B/C < 1	$P^* \geq L_{ITr}$ PINT=SI B/C < 1	$P^* \geq L_{ITr}$ PINT=SI B/C < 1	$P^* \geq L_{ITr}$ PINT=SI B/C < 1	$P^* \geq L_{ITr}$ PINT=SI B/C < 1
	ITS - ITcs	$P^* \geq L_{ITr}$ PINT=SI B/C > 1	$P^* < L_{ITr}$ PINT=NO	$P^* < L_{ITr}$ PINT=NO	$P^* < L_{ITr}$ PINT=NO	$P^* \geq L_{ITr}$ PINT=SI B/C < 1	$P^* \geq L_{ITr}$ PINT=SI B/C < 1
	ITSar - ITcn	$P^* \geq L_{ITr}$ PINT=SI B/C > 1	$P^* \geq L_{ITr}$ PINT=SI B/C > 1	$P^* \geq L_{ITr}$ PINT=SI B/C > 1	$P^* \geq L_{ITr}$ PINT=SI B/C > 1	$P^* \geq L_{ITr}$ PINT=SI B/C < 1	$P^* \geq L_{ITr}$ PINT=SI B/C < 1
	ITSar - ITcs	$P^* < L_{ITr}$ PINT=NO	$P^* < L_{ITr}$ PINT=NO	$P^* < L_{ITr}$ PINT=NO	$P^* < L_{ITr}$ PINT=NO	$P^* \geq L_{ITr}$ PINT=SI B/C > 1	$P^* \geq L_{ITr}$ PINT=SI B/C > 1
	ITSar - ITSic	$P^* \geq L_{ITr}$ PINT=SI B/C > 1	$P^* \geq L_{ITr}$ PINT=SI B/C > 1	$P^* < L_{ITr}$ PINT=NO	$P^* < L_{ITr}$ PINT=NO	$P^* \geq L_{ITr}$ PINT=SI B/C > 1	$P^* \geq L_{ITr}$ PINT=SI B/C > 1
	ITSic - ITcs	$P^* \geq L_{ITr}$ PINT=SI B/C > 1	$P^* \geq L_{ITr}$ PINT=SI B/C > 1	$P^* < L_{ITr}$ PINT=NO	$P^* < L_{ITr}$ PINT=NO	$P^* \geq L_{ITr}$ PINT=SI B/C > 1	$P^* \geq L_{ITr}$ PINT=SI B/C > 1
	ITSic - ITcal	$P^* \geq L_{ITr}$ PINT=SI B/C > 1	$P^* \geq L_{ITr}$ PINT=SI B/C > 1	$P^* < L_{ITr}$ PINT=NO	$P^* < L_{ITr}$ PINT=NO	$P^* \geq L_{ITr}$ PINT=SI B/C > 1	$P^* \geq L_{ITr}$ PINT=SI B/C > 1
ITcal - ITS	ITcal - ITS	$P^* < L_{ITr}$ PINT=NO	$P^* < L_{ITr}$ PINT=NO	$P^* < L_{ITr}$ PINT=NO	$P^* < L_{ITr}$ PINT=NO	$P^* < L_{ITr}$ PINT=NO	$P^* < L_{ITr}$ PINT=NO

Figura 21 – Strategia di sviluppo in esito all'applicazione della metodologia nello scenario di riferimento PNIEC 2030: iterazioni 1-6

SCENARIO PNIEC 2030		ITERAZIONE 7 - PINT		ITERAZIONE 8 - PINT		ITERAZIONE 9 - PINT		ITERAZIONE 10 - PINT		ITERAZIONE 11 - PINT	
Confine Nord	AT - ITn	PINT=SI	+250 B/C < 1	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=SI	+250 B/C < 1
	CH - ITn	PINT=SI	+250 B/C < 1	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=SI	+250 B/C < 1
	FR - ITn	PINT=SI	+250 B/C > 1	PINT=SI	+250 B/C < 1	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=SI	+250 B/C < 1
	SI - ITn	PINT=SI	+250 B/C < 1	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=SI	+250 B/C < 1
Confine Balcani	ITcn - HR	PINT=NO		PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=SI	+250 B/C < 1
	ME - ITcs	PINT=NO		PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=SI	+250 B/C < 1
	ITs - GR	PINT=NO		PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=SI	+250 B/C < 1
Confine N.Africa	ITsic - TUN	PINT=NO		PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=SI	+250 B/C < 1
	ITcn - ITn	PINT=NO		PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=SI	+200 B/C < 1
	ITcs - ITcn	PINT=NO		PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=SI	+200 B/C < 1
Sezioni interne	ITs - ITcs	PINT=NO		PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=SI	+200 B/C < 1
	ITsar - ITcn	PINT=NO		PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=SI	+200 B/C < 1
	ITsar - ITcs	PINT=SI	+200 B/C > 1	PINT=SI	+200 B/C > 1	PINT=SI	+200 B/C > 1	PINT=SI	PINT=NO	PINT=SI	+200 B/C < 1
	ITsar - ITsic	PINT=SI	+200 B/C > 1	PINT=SI	+200 B/C > 1	PINT=SI	+200 B/C > 1	PINT=SI	PINT=NO	PINT=SI	+200 B/C < 1
	ITsic - ITcs	PINT=SI	+200 B/C > 1	PINT=SI	+200 B/C > 1	PINT=SI	+200 B/C > 1	PINT=SI	PINT=NO	PINT=SI	+200 B/C < 1
	ITsic - ITcal	PINT=SI	+200 B/C > 1	PINT=SI	+200 B/C > 1	PINT=SI	+200 B/C > 1	PINT=SI	PINT=NO	PINT=SI	+200 B/C < 1
	ITcal - ITs	PINT=NO		PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=SI	+200 B/C < 1
		PINT=NO		PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=SI	+200 B/C < 1
		PINT=NO		PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=SI	+200 B/C < 1
		PINT=NO		PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=SI	+200 B/C < 1

Figura 22 – Strategia di sviluppo in esito all'applicazione della metodologia nello scenario di riferimento PNIEC 2030: iterazioni 7-11

7

Individuazione della Capacità Obiettivo

7.1 Generalità su unico valore Capacità Obiettivo	64
7.2 Least Regret Avanzato su scenari BAU e PNIEC	69
7.3 Considerazioni finali	71
7.4 Sensitivity anno studio 2040	75

7 Individuazione della Capacità Obiettivo

7.1 Generalità su unico valore Capacità Obiettivo

A seguito dell'individuazione del costo e beneficio marginale, per ciascuna sezione/confine²⁶ negli scenari BAU e PNIEC, si individua l'incrocio fra 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). Il **valore di capacità obiettivo aggiuntivo** $C_{i,z}$ (con i che indica la generica sezione/confine e z che indica lo scenario considerato) 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 .

Per ciascuna sezione/confine la metodologia proposta determina **due valori di capacità obiettivo**: uno per ciascuno degli scenari considerati, come rappresentato in Figura 23.

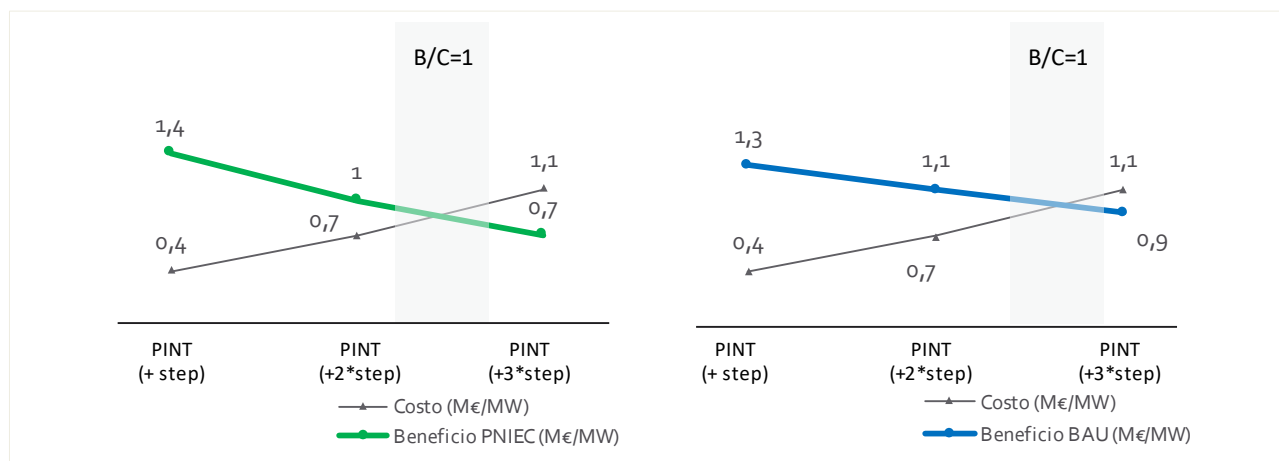


Figura 23 – Esempio confronto costo marginale vs. beneficio marginale totale per una generica sezione/confine nei due scenari considerati

Considerando infine che:

- la capacità obiettivo $C_{i,z}$ rappresenta il punto in cui $B/C = 1$ ovvero un numero “aritmetico” con cifre decimali;
- la capacità obiettivo rappresenta il valore di capacità di trasporto aggiuntiva che è economicamente efficiente realizzare, perché i benefici marginali sono maggiori dei costi marginali, escludendo quindi il punto $B/C = 1$;
- la stima dei valori di capacità di trasporto nel Piano di Sviluppo 2020 è arrotondata alle centinaia di MW in accordo alla realtà tecnica;

il valore di capacità obiettivo $C_{i,z}$ è arrotondato²⁷ per difetto al centinaio inferiore (o al cinquantesimo inferiore se nelle ultime iterazioni si procede a dimezzare le taglie dei PINT).

È importante chiarire che le analisi sono state effettuate considerando le sezioni ed i confini come tali ai fini modellistici (dettaglio puntuale di ogni singolo Paese).

²⁶ La curva di beneficio totale con particolare riferimento al SEW si riferisce al perimetro Italia.

²⁷ In presenza di accorpamenti di confini/sezioni o di elaborazioni di valori di capacità, gli arrotondamenti sono effettuati per i valori finali senza arrotondamenti intermedi.

Nella Figura 24 sono riportati i valori delle capacità obiettivo aggiuntive in esito alle simulazioni effettuate negli scenari BAU e PNIEC, mentre in Allegato 8 si riportano ulteriori dettagli relativi ai risultati delle simulazioni prima dell'applicazione del processo di normalizzazione o applicando una normalizzazione parziale che include i soli costi di decongestionamento.

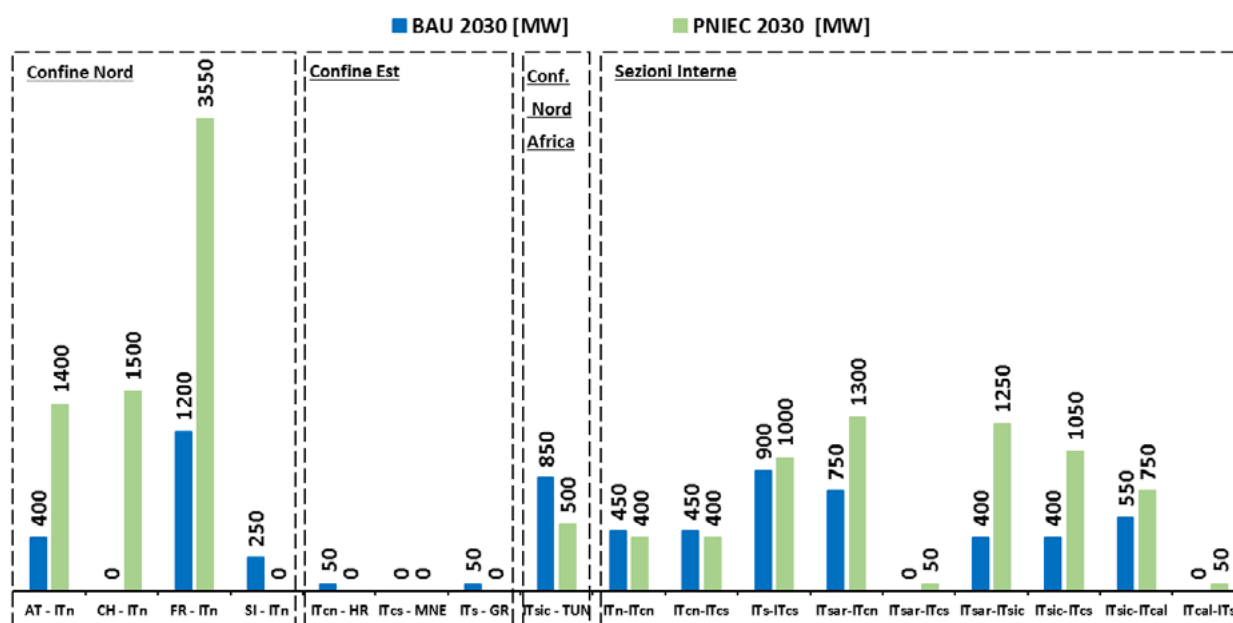


Figura 24 – Valori di capacità obiettivo aggiuntiva negli scenari BAU e PNIEC²⁸

In Allegato 5 sono riportate le curve marginali di beneficio/costo per ciascuna sezione/confine e la Figura 25 riporta un esempio illustrativo della curva marginale di beneficio/costo relativa alla sezione Sardegna (ITSar)-Sicilia (ITSic):

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

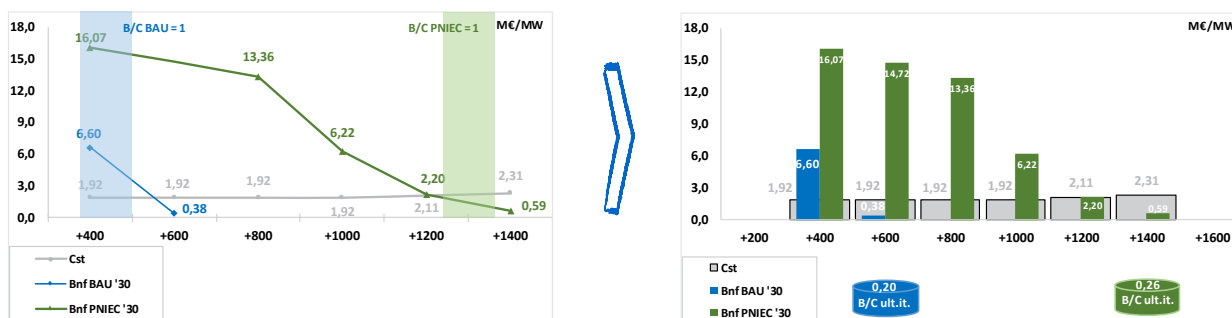


Figura 25 – Esempio curve marginali di beneficio/costo per la sezione ITSar-ITSic.

²⁸ Nell'ipotesi di considerare una normalizzazione dei valori che tenga conto dei soli costi di decongestionamento, il valore di capacità obiettivo nello scenario PNIEC sulla frontiera FR sarebbe di 3.850 MW e sulla frontiera AT sarebbe 1.500 MW.

In sede di consultazione del rapporto edizione 2018, 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 e l'esperienza consolidata in ambito internazionale, è stato adottato l'approccio del least regret (minimo rimpianto), illustrato nel paragrafo 3.3, 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 **BAU 2030**;
- **Opzione 2:** il set di valori di capacità obiettivo (finali per ciascuna sezione/confine) risultante dalle simulazioni nello scenario **PNIEC 2030**.

È stato valutato il beneficio netto associato a ciascuna delle due opzioni analizzate negli 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 nella Figura 26:

- nello scenario BAU 2030 l'opzione 1 presenta beneficio netto maggiore rispetto all'opzione 2;
- nello scenario PNIEC 2030 l'opzione 2 presenta un beneficio netto maggiore rispetto l'opzione 1.

Non esiste, dunque, una soluzione che massimizza il beneficio netto in tutti gli scenari analizzati.

Beneficio netto [M€]	Scenario	Opzione 1	Opzione 2
	BAU 2030	90	-301
	PNIEC 2030	553	1062

Regret [M€]	Scenario	Opzione 1	Opzione 2
	BAU 2030	0	391
	PNIEC 2030	509	0
Worst Regret		509	391
Least Regret		391	

Figura 26 - Applicazione del least regret alle opzioni di sviluppo individuate negli scenari BAU e PNIEC

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. La strategia di sviluppo, ovvero il set di valori di capacità obiettivo aggiuntiva, con minimo rimpianto ("least regret") è rappresentata dall'opzione 2 (Figura 26).

Rispetto all'edizione 2018, ed alla luce dei commenti ricevuti dagli esperti verificatori e dagli osservatori in sede di consultazione della *Metodologia per la identificazione delle capacità obiettivo Edizione 2020*²⁹, si è ritenuto di poter migliorare la ricerca dell'unico set di valori di capacità obiettivo addizionale a cui tendere per minimizzare il rimpianto negli scenari considerati, ancor più necessario in presenza di scenari evidentemente contrastanti, investigando set di valori intermedi tra le opzioni (con valori discreti) fino ad individuare una **strategia di sviluppo che presenti il minor rimpianto tra tutte quelle analizzate**. Il metodo, qui accennato e successivamente approfondito, sarà denominato *Least Regret Avanzato*.

Il Least Regret Avanzato consente di individuare, in aggiunta alle due strategie di sviluppo divergenti, ulteriori strategie caratterizzate da un set di valori di capacità intermedi, calcolati come media dei valori individuati negli scenari analizzati per ciascuna sezione/confine. A ciascun set di valori di capacità intermedi saranno associati dei valori di costo, calcolati utilizzando le curve definite per ciascuna sezione/confine. Si evidenzia che le curve di costo sono indipendenti dallo scenario analizzato, poiché correlate unicamente ai valori di capacità complessiva che si sta valutando per ciascuna sezione/confine (e quindi ai relativi progetti).

A questo punto si simulano contestualmente i set di valori di capacità intermedi nei due scenari al fine di valutare il beneficio netto complessivo derivante. Questo processo continua settando ulteriori opzioni intermedie (seppur discrete) fino a **raggiungere un set di valori che presenta il "rimpianto" minimo rispetto a tutte le strategie investigate**.

In Figura 27 si riporta una rappresentazione esplicativa della metodologia individuata. Definiti due scenari, scenario A e scenario B, si definiscono tre opzioni di sviluppo:

- **Opzione 1 (valori di capacità bassi):** set di valori di capacità individuati in esito alle simulazioni nello scenario A;
- **Opzione 2 (valori di capacità elevati):** set di valori di capacità individuati in esito alle simulazioni nello scenario B;
- **Opzione 3 (valori di capacità intermedi):** set di valori di capacità obiettivo calcolati come media aritmetica dei valori di capacità associati alle Opzioni 1 e 2 in ciascuna sezione/confine (capacità intermedie).

In questa circostanza si evidenzia che:

- l'*Opzione 1* ha regret nullo nello scenario A e massimo nello scenario B;
- l'*Opzione 2* ha regret nullo nello scenario B e massimo nello scenario A;
- l'*Opzione 3* ha regret intermedio nello scenario A e prossimo all'*Opzione 2* nello scenario B.

Il più alto rimpianto è rappresentato dall'*Opzione 2* nello scenario A, mentre l'*Opzione 3* è il "least regret" ovvero la soluzione che minimizza il rimpianto.

²⁹ https://download.terna.it/terna/Metodologia%20identificazione%20Capacit%C3%A0%20Obiettivo%202020%20_8d83ac38b2c5d8d.pdf.

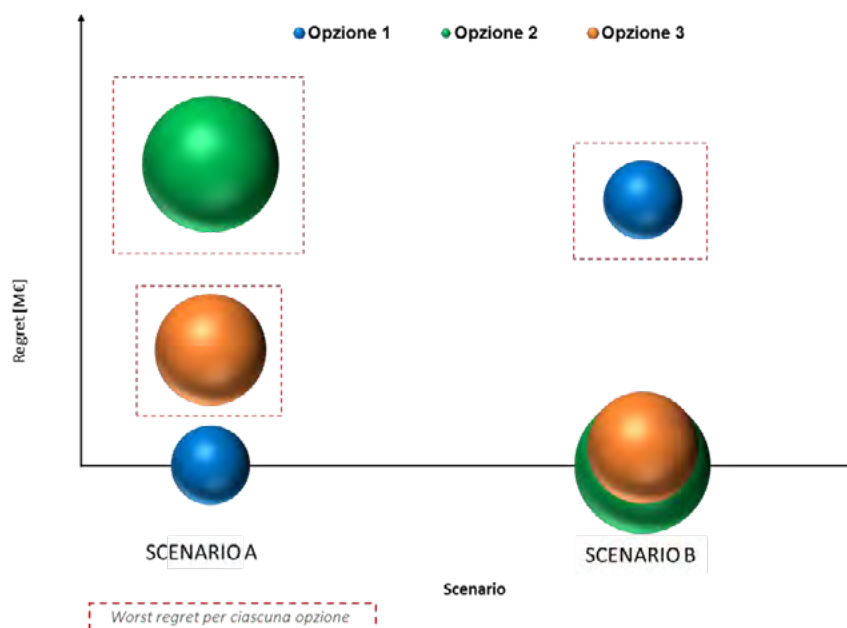


Figura 27 – Esempio di rappresentazione del Least Regret Avanzato

Il processo descritto, qui applicato solo su tre opzioni, può essere condotto per approssimazioni successive individuando a partire dai set di valori di capacità obiettivo, in esito alla simulazione nei due scenari, ulteriori affinamenti finalizzati ad individuare la migliore opzione. Le opzioni indagate nell'esercizio di definizione della capacità obbiettivo saranno rappresentate nei paragrafi successivi.

7.2 Least Regret avanzato su scenari BAU e PNIEC

L'applicazione del Least Regret Avanzato ai set di valori di capacità obiettivo derivanti dalle simulazioni BAU 2030 e PNIEC 2030 richiede la definizione delle seguenti opzioni indagate:

- **Opzione 1 (BAU):** il set di valori di capacità obiettivo (finali per ciascuna sezione/confine) risultante dalle simulazioni nello scenario BAU 2030;
- **Opzione 2 (PNIEC):** il set di valori di capacità obiettivo (finali per ciascuna sezione/confine) risultante dalle simulazioni nello scenario PNIEC 2030;
- **Opzione 3 (media):** il set di valori di capacità obiettivo (finali per ciascuna sezione/confine) calcolati come media dei valori risultanti dalle simulazioni nello scenario BAU 2030 e nello scenario PNIEC 2030 per ciascuna sezione/confine;
- **Opzione 4 (1° quartile):** il set di valori di capacità obiettivo che associano ai soli confini AT-ITn, CH-ITn e FR-ITn³⁰ un valore di capacità pari alla media dei valori tra lo scenario BAU e l'opzione 3 (media valori BAU e PNIEC) ed ai restanti confini/sezioni l'opzione 3;
- **Opzione 5 (3° quartile):** il set di valori di capacità obiettivo che associano ai soli confini AT-ITn, CH-ITn e FR-ITn³¹ un valore di capacità pari alla media dei valori tra l'opzione 3 e lo scenario PNIEC 2030 ed ai restanti confini/sezioni l'opzione 3;

Si precisa che nell'opzione 3 su tutte le sezioni/confini diverse da AT-ITn, CH-ITn e FR-ITn si raggiunge già un valore unico di capacità obiettivo in accordo alla realtà tecnica (valori dell'ordine dei 25 MW).

Tutte le opzioni di sviluppo individuate sono state simulate in ciascuno dei due scenari, così da stimare il beneficio netto derivante e il "worst regret", vale a dire il maggiore rischio a cui si va incontro realizzandola negli scenari oggetto di studio. In Tabella 9 sono riportati gli esiti dell'applicazione del Least Regret Avanzato:

- l'Opzione 1 è la strategia che presenta beneficio netto maggiore nello scenario BAU 2030;
- l'Opzione 2 è la strategia che presenta beneficio netto maggiore nello scenario PNIEC 2030.

L'Opzione 4 (1° quartile) minimizza il rimpianto nelle opzioni analizzate.

Tabella 9 – Applicazione del Least Regret Avanzato sugli scenari BAU 2030 e PNIEC 2030

Beneficio netto [M€]	Scenario	Opzione 1	Opzione 2	Opzione 3	Opzione 4	Opzione 5
	BAU 2030	90	-301	-95	-67	-138
	PNIEC 2030	553	1062	939	909	991

Regret [M€]	Scenario	Opzione 1	Opzione 2	Opzione 3	Opzione 4	Opzione 5
	BAU 2030	0	391	185	157	229
	PNIEC 2030	509	0	123	153	71
Worst Regret		509	391	185	157	229
Least Regret		157				

³⁰ I confini AT-ITn, CH-ITn e FR-ITn sono gli unici confini inclusi nella frontiera Nord ad evidenziare valori significativamente differenti negli scenari BAU e PNIEC tali da richiedere ulteriori affinamenti anche dopo aver calcolato l'opzione 3 (media valori BAU e PNIEC).

³¹ I confini AT-ITn, CH-ITn e FR-ITn sono gli unici confini inclusi nella frontiera Nord ad evidenziare valori significativamente differenti negli scenari BAU e PNIEC tali da richiedere ulteriori affinamenti anche dopo aver calcolato l'opzione 3 (media valori BAU e PNIEC).

La Figura 28 rappresenta graficamente l'applicazione del Least Regret Avanzato, ovvero l'individuazione per approssimazioni successive di set di valori di capacità intermedie rispetto a quanto identificato negli scenari BAU e PNIEC, a questi è associato il rimpianto in ciascuno dei due scenari.

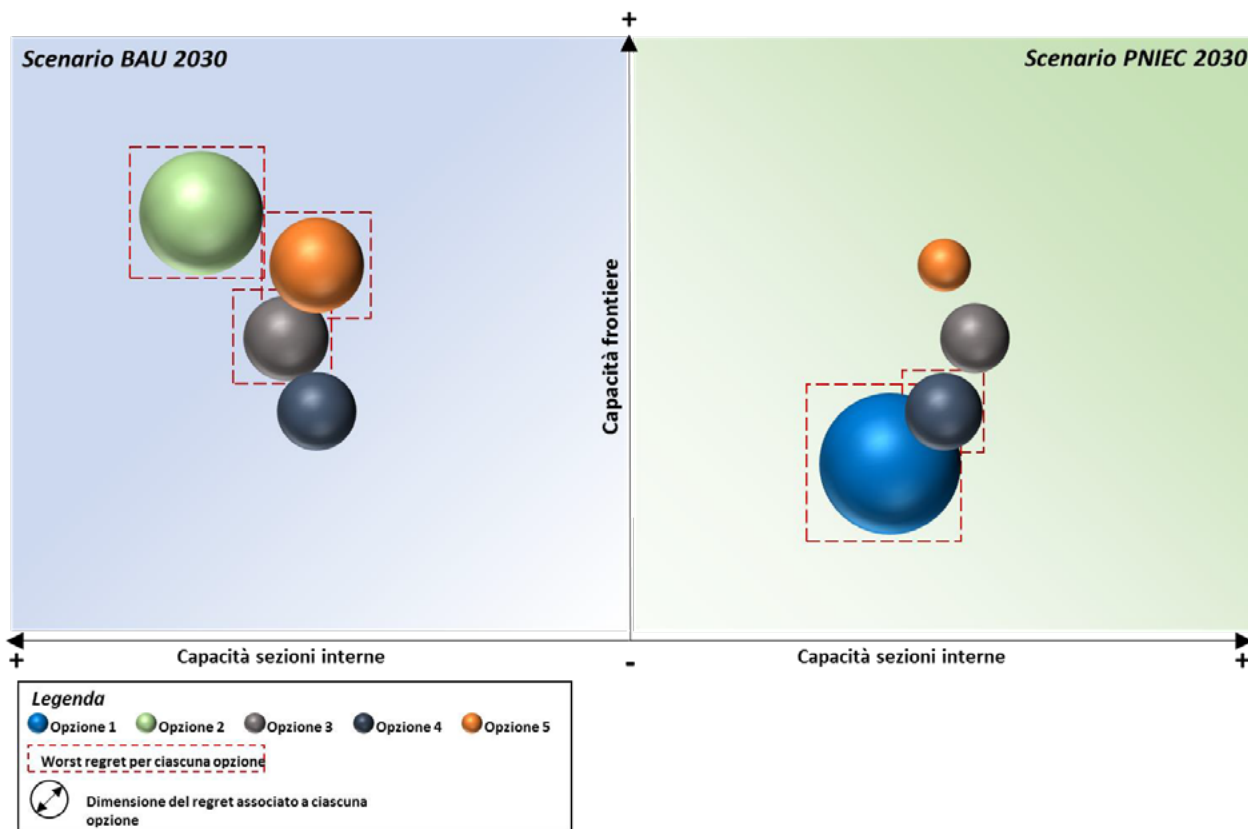


Figura 28 – Rappresentazione grafica dell'applicazione del Least Regret Avanzato sugli scenari BAU 2030 E PNIEC 2030

7.3 Considerazioni finali

In esito all'applicazione del metodo del least regret avanzato, è stato identificato il set finale di valori di capacità obiettivo aggiuntiva nell'opzione **4 (1° quartile)**, comparati con i valori ottenuti nell'edizione 2018 del Rapporto in Figura 29.

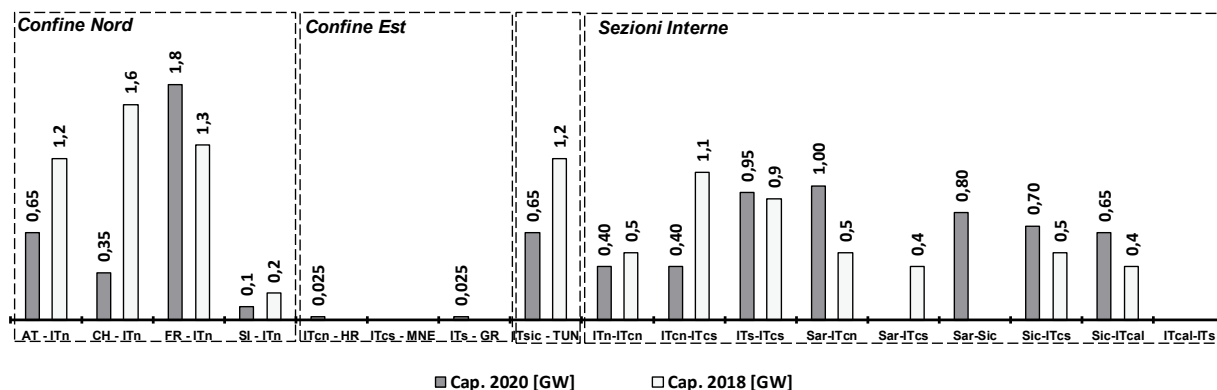


Figura 29 – Confronto tra i set finali di valori di capacità obiettivo aggiuntiva in esito alle analisi condotte nelle edizioni 2018 e 2020 del Rapporto³²

Le differenze evidenziate sono riconducibili a quattro differenti aspetti:

1. Le analisi condotte nell'edizione 2018 del Rapporto erano riferite ai due scenari europei adottati nell'ambito del Piano di Sviluppo 2018 "Sustainable Transition" (scenario ST) e "Distributed Generation" (scenario DG), i quali, seppur rappresentativi di assumption differenti, non mostravano le caratteristiche marcatamente contrastanti proprie degli scenari di riferimento BAU e PNIEC, adottati nelle analisi del presente Rapporto;
2. La fase di identificazione dell'unico set di capacità aggiuntiva è stata migliorata nella presente edizione del Rapporto investigando set di valori intermedi tra le opzioni "estreme" risultanti dalle analisi nei due scenari adottati;
3. Nel presente Rapporto sono state analizzate separatamente le sezioni relative a Sicilia e Sardegna, tra di esse e verso le zone di mercato continentali, mentre nell'edizione 2018 la sezione ITsic – ITsar non rientrava nel perimetro di analisi;
4. Le analisi sono state condotte tenendo conto della nuova struttura zonale e dei relativi limiti di scambio che entreranno in vigore a partire dal 1 gennaio 2021.

Nel valutare la potenzialità globale in termini di incremento di capacità di scambio ed ai fini della identificazione del valore di capacità obiettivo si è tenuto conto dei confini territorialmente ed elettricamente connessi, come avvenuto nell'edizione 2018, quindi sono state considerate le seguenti regole di accorpamento:

- Confine Nord include le frontiere Francia, Svizzera, Austria, Slovenia;
- Confine Est include le frontiere Croazia, Montenegro, Grecia;

³²Il valore capacità obiettivo aggiuntiva 2018 sul confine Est era stato calcolato pari a 500 MW, in tabella è stato assunto pari a 0 MW tenendo conto dell'entrata in esercizio dell'interconnessione Italia – Montenegro (600 MW) avvenuta successivamente alla predisposizione del medesimo rapporto. Inoltre, la capacità obiettivo aggiuntiva sulla sezione ITcs-ITcn non è confrontabile con quella calcolata nel 2018 a causa delle diverse ipotesi di struttura zonale.

Nell'ipotesi di considerare una normalizzazione dei valori che tenga conto dei soli costi di decongestione il valore di capacità obiettivo sulla frontiera francese è di 1.850 MW.

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

È inoltre necessario tener presente che il calcolo del programma di capacità di scambio alla frontiera è oggi³³ definito con criterio di sicurezza ed i programmi sono determinati congiuntamente con i TSO di rete confinanti attraverso un processo di calcolo coordinato. Tale aspetto tende quindi a confermare l'assunzione fatta in particolare sul confine Nord essendo noto che un progetto realizzato su una singola frontiera non può prescindere dal considerare gli effetti sull'intero sistema elettrico confine Nord. Peraltro, 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 ed evita che il valore di capacità obiettivo individuato sia funzione della presente metodologia piuttosto che di analisi di dettagli e di un'analisi costi benefici come disposta con i requisiti minimi per l'elaborazione dei Piani di Sviluppo.

Non si esclude di poter valutare affinamenti a tali criteri di aggregazione o ulteriori proposte che dovessero emergere in sede di consultazione.

In Figura 30 si riportano i valori di capacità obiettivo riferiti alla situazione cosiddetta "winter peak" suddivisi in:

1. i valori di capacità di partenza³⁴;
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 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.

³³ <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/mercato-elettrico/capacita-interconnessione-estero>.

³⁴ Maggiori dettagli sui valori dei limiti di transito tra zone di mercato utilizzati sono disponibili al seguente link: [https://download.terna.it/terna/Limiti di transito V26 2021%20 8d837c0c6091d99.pdf](https://download.terna.it/terna/Limiti%20di%20transito%20V26%202021%208d837c0c6091d99.pdf).

		Capacità Winter Peak (MW)					
		Partenza	Obiettivo				
Confine/Sezione	Direzione		Addizionale	Direzione BAU '30	Direzione PNIEC '30	DIREZIONE	Finale
Confine Nord-IT	►	8.435	2.900	81%	97%	►	11.335
	◄	3.565		19%	3%		
Confine Est-IT	►	1.100	50	50%	82%	►	1.150
	◄	1.100		50%	18%	◄	1.150
ConfineN.Africa-IT	►	0	650	5%	0%	◄	650
	◄	0		95%	100%		
Sezione ITcn - ITn	►	2.700	400	52%	21%	►	3.100
	◄	3.900		48%	79%	◄	4.300
Sezione ITcs - ITcn	►	2.400	400	72%	43%	►	2.800
	◄	2.500		28%	57%	◄	2.900
Sezione ITs - ITcs	►	4.600	950	100%	99%	►	5.550
	◄	2.000		0%	1%		
Sezione ITsar - ITcn*	►**	395	1.000	73%	43%	►	1.095
	◄	315		27%	57%	◄	1.015
Sezione ITsar - ITcs	►	900	0	7%	59%	►	900
	◄	720		93%	41%	◄	720
Sezione ITsar - ITsic	►	0	800	0%	71%	►	800
	◄	0		100%	29%	◄	800
Sezione ITsic - ITcs	►	0	700	80%	33%	►	700
	◄	0		20%	67%	◄	700
Sezione ITsic - ITcal	►	1.200	650	4%	8%	◄	1.750
	◄	1.100		96%	92%		
Sezione ITcal - ITs	►	2.350	0	71%	85%	►	2.350
	◄	1.100		29%	15%	◄	1.100

*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)

**la capacità di partenza ITsar → ITcn tiene conto del contributo dei due collegamenti SACOI2 (+300 MW) e SARCO (+95 MW)

Figura 30 – Valori di capacità obiettivo³⁵

In sintesi, nella Figura 31 si riportano i flussi di energia attesi dall’implementazione nella rete di riferimento di minimo sviluppo delle capacità obiettivo rispettivamente negli scenari BAU 2030 E PNIEC 2030.

³⁵ Le capacità di partenza nella direzione da confine Nord a IT sono rispettivamente per frontiera FR, CH, AT e SI di 3.150, 4.240, 315, 730 MW.

Nell’ipotesi di considerare una normalizzazione dei valori che tenga conto dei soli costi di decongestionamento, il valore di capacità obiettivo sul confine Nord è di 2.950 MW.

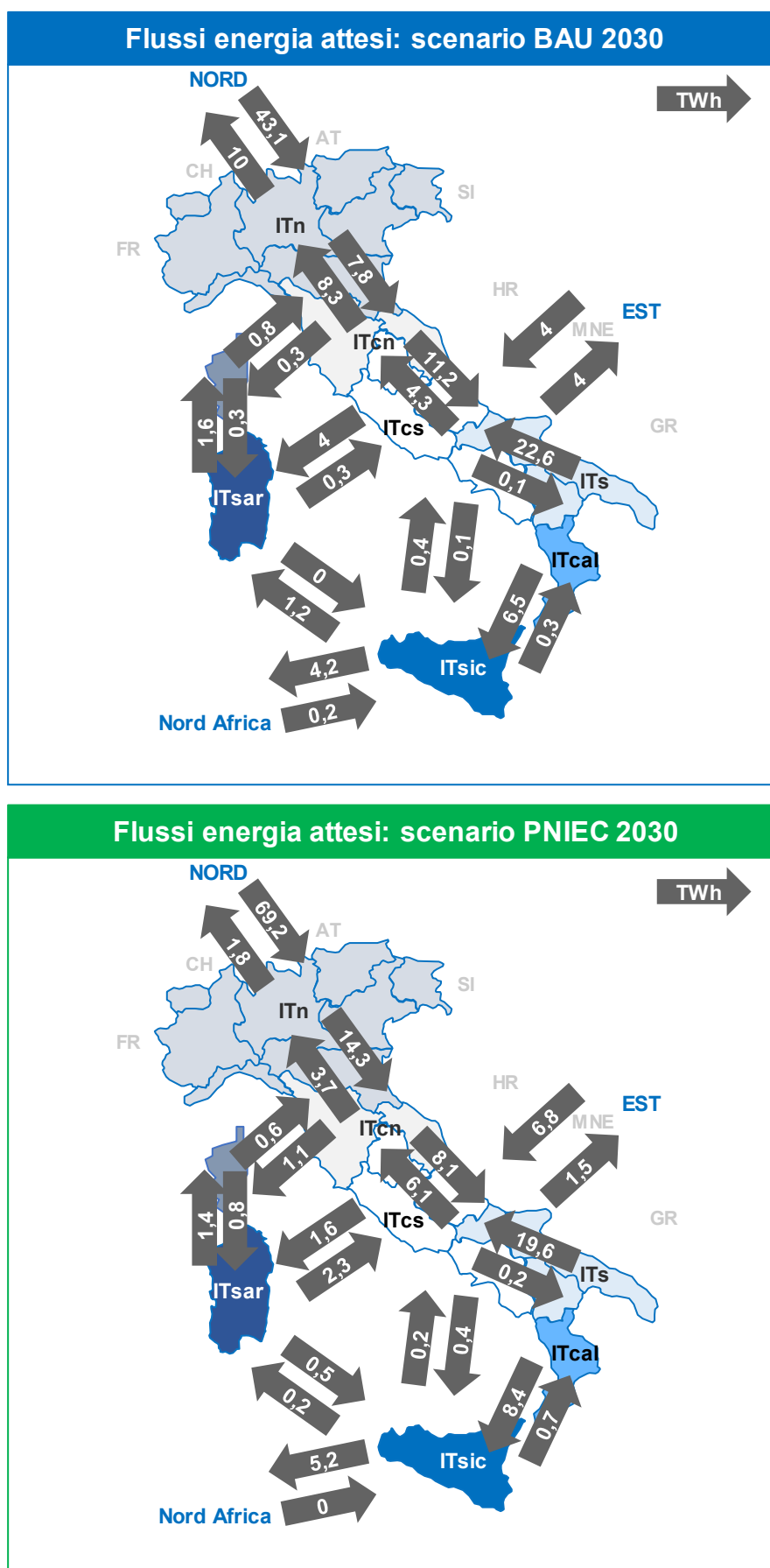


Figura 31 – Flussi di energia attesi dall'implementazione nella rete di riferimento di minimo sviluppo delle capacità obiettivo negli scenari BAU 2030 e PNIEC 2030

7.4 Sensitivity anno studio 2040

In sede di consultazione della metodologia, è pervenuto da parte degli osservatori il suggerimento di svolgere una analisi di sensitività dei risultati finali all'anno studio 2040, così da valutare il livello di variabilità degli output in uno scenario di lungo termine in presenza di scenari evidentemente contrastanti.

A tale scopo è stata effettuata una sensitivity dei risultati sugli scenari al 2040 secondo il seguente approccio: si è simulato, rispettivamente nello scenario BAU 2040 e PNIEC 2040, il set di valori di capacità obiettivo finali.

I risultati delle simulazioni, in termini di beneficio netto, sono riportati in Tabella 10.

Tabella 10 – Risultati della sensitivity all'anno studio 2040

Beneficio netto [M€]	Scenario	2030	2040
	BAU	-67	392
	PNIEC	909	816

Allegati

Allegato 1: Practices Europee	78
Allegato 2: Strumenti di simulazione	87
Allegato 3: Dettaglio informazioni per determinare il costo marginale per ciascuna sezione/confine	89
Allegato 4: Dettaglio informazioni per determinare il beneficio marginale per ciascuna sezione/confine	99
Allegato 5: Curve di beneficio/costo per ciascuna sezione/confine	108
Allegato 6: Flussi attesi scenari BAU 2030 e PNIEC 2030 normalizzato	113
Allegato 7: Controdeduzioni alle osservazioni ricevute durante la consultazione della metodologia	117
Allegato 8: Simulazioni nello scenario PNIEC ante processo di normalizzazione	125
Simulazioni nello scenario PNIEC con normalizzazione dei soli costi di decongestionamento	128
Allegato 9: Dettagli informazioni sull'applicazione del metodo TOPSIS	130
Allegato 10: Controdeduzioni alle osservazioni ricevute durante la consultazione del documento "Rapporto di identificazione delle Capacità Obiettivo"	134

Allegato 1

Practices Europee

Criteri 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.

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

Il gruppo di esperti ha presentato una relazione nel novembre 2017, avanzando una proposta di definizione di target di interconnessione pari al 15% al 2030, e suggerendo modalità 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 nuova capacità di interconnessione sulla base di specifici indici che riflettano la garanzia della sicurezza dell'approvvigionamento, dell'integrazione delle energie rinnovabili e dell'efficientamento 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"*³⁶, 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;

³⁶https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/report_of_the_commission_expert_group_on_electricity_interconnection_targets.pdf

- *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 in Figura 32, Figura 33 e Figura 34.

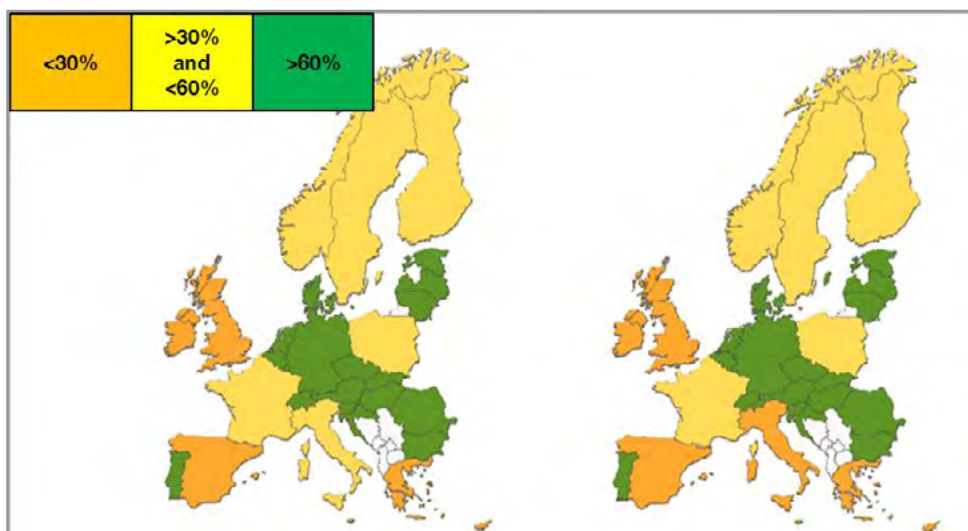


Figura 32 – Indicatore A applicato agli scenari Vision 1 e Vision 3 del TYNDP

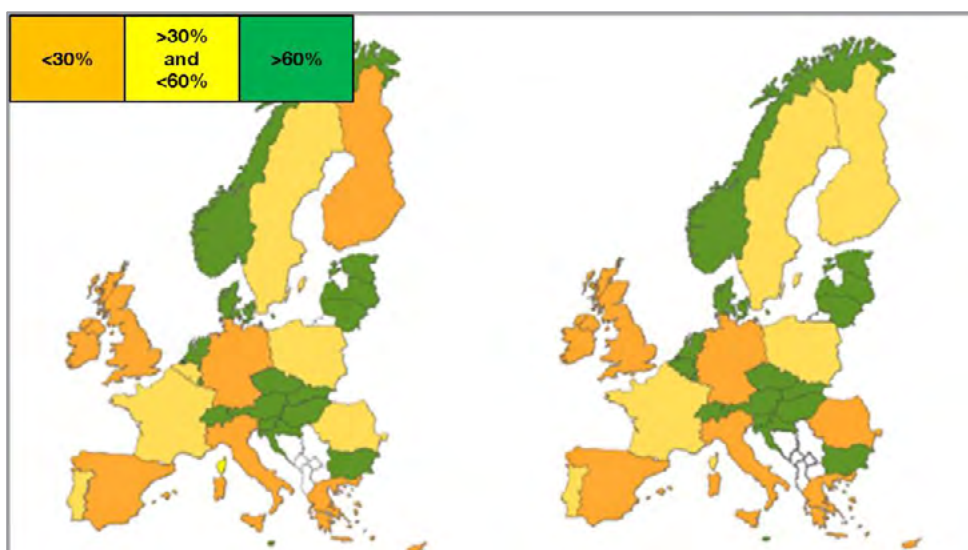


Figura 33 – Indicatore B applicato agli scenari Vision 1 e Vision 3 del TYNDP

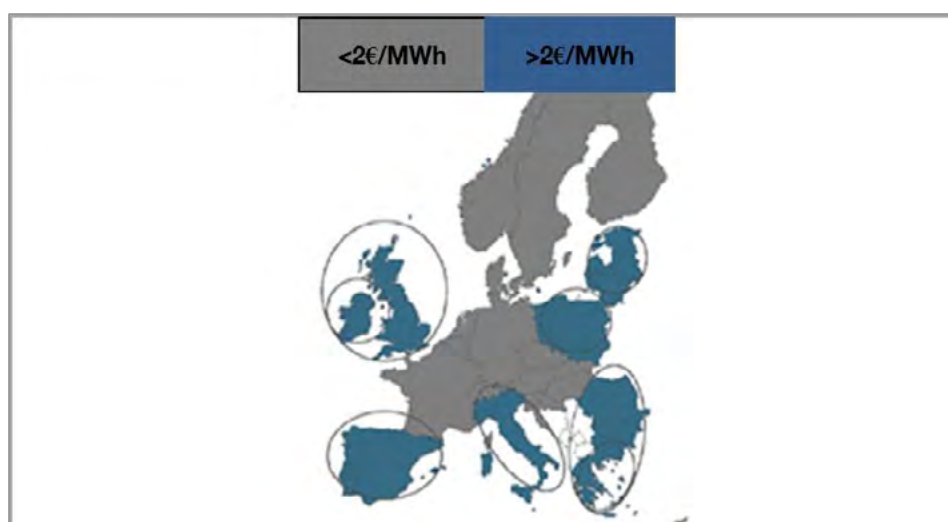


Figura 34 – Paesi con differenziali di prezzo medio superiore a 2€/MWh nello scenario 2020

L'applicazione dell'Expert Group di questa metodologia agli scenari del TYNDP 2016 mette in evidenza come l'Italia presenti criticità relativamente a tutti e 3 criteri considerati.

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 dalla Figura 35, 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%.

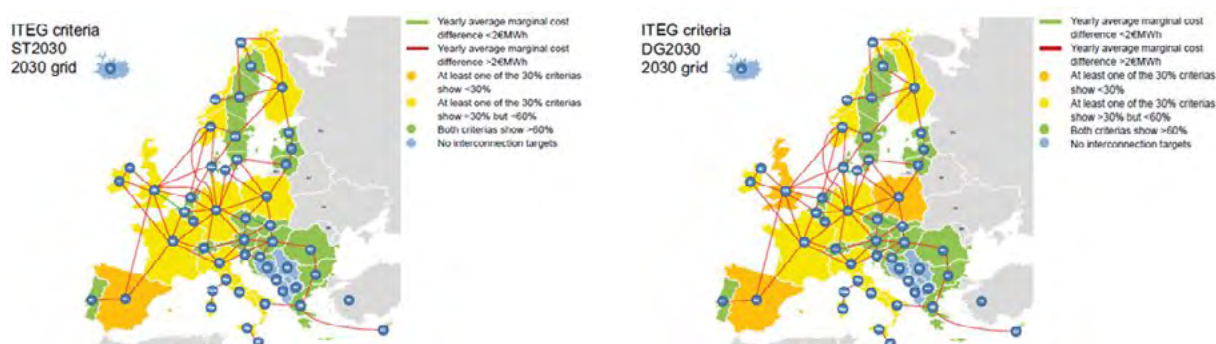


Figura 35 – Applicazione degli indicatori A, B e C negli scenari ST 2030 e DG 2030 nel TYNDP 2018

Identification of System Needs 2020

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:

- identificare le esigenze di investimento in infrastrutture per tutti e tre i criteri adottati in ambito europeo, ossia: integrazione del mercato, sicurezza dell'approvvigionamento e connessione di nuova generazione;
- analizzare tutte le sezioni rilevanti fra le zone rappresentate nel modello di mercato pan-europeo di ENTSO-E;
- analizzare i system needs per ciascun anno studio e per ciascuno scenario considerato;
- garantire la quantificazione (e, quando possibile, la monetizzazione in base a parametri specifici) dei system needs;

e) utilizzare indicatori semplici, quali ad esempio:

- integrazione del mercato: aumento del Social Economic Welfare (SEW) per aumento di capacità (Euro /MW);
- connessione di generazione: riduzione dei distacchi di generazione (GWh);
- sicurezza dell'approvvigionamento: riduzione dell'energia non fornita attesa (GWh);

f) 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, nell'ambito dell'elaborazione del Ten Year Development Plan (TYNDP) 2020, ENTSO-E ha pubblicato ad agosto 2020 per consultazione il Report **"Identification of System Needs 2020"** recante i risultati delle analisi su un orizzonte di lungo (2030) e lunghissimo (2040) termine, delle necessità del sistema elettrico europeo.

Scenario di riferimento per le analisi Identification of System Needs 2020

Lo scenario centrale per il TYNDP 2020 e unico scenario utilizzato per le analisi Identification of System Needs 2020 è il National Trend 2030 e il National Trend 2040.

Tale scenario considera i Piani Nazionali per l'Energia e il Clima (PNEC) degli Stati Membri della UE, quindi permette di valutare i needs infrastrutturali rispetto ai target climatici fissati dalla UE.

Reference grid (MAF 2025)

La reference grid utilizzata per queste analisi è la rete MAF 2025 che presenta per l'Italia le seguenti interconnessioni e progetti interni:

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

In sintesi, partendo da una rete di riferimento che include tutti gli interventi già previsti alla data orizzonte 2025 nella precedente edizione del TYNDP 2018, le analisi si sviluppano sulla base di un modello in cui sono considerati i dati di mercato (la rete è equivalentata).

Metodologia

I miglioramenti modellistici ottenuti nelle analisi IOSN 2020 hanno l'obiettivo di avere una maggiore granularità di dati rispetto ai precedenti Identification Of System Needs e permettono di considerare i flussi fisici ma allo stesso tempo rendere i tempi di calcolo ragionevoli.

Il modello paneuropeo include circa 100 nodi connessi da collegamenti equivalenti, costituendo un modello di rete ridotta. Alcuni vincoli vengono applicati ai collegamenti tra i nodi al fine di simulare le leggi di Kirchhoff.

Di conseguenza, il dispacciamento ottimale può essere simulato a livello Europeo, tenendo conto dei limiti fisici della rete. Il vantaggio di questa metodologia risiede quindi nell'aver concentrato le simulazioni di mercato e di rete in un'unica analisi, evitando passaggi ciclici tra i due differenti modelli e semplificando l'intero processo.

Lo studio dei system needs valuta il potenziale ottimo di capacità di interconnessione tra paesi. A partire dalla rete di riferimento, un modello di espansione sviluppato nel tool Antares ottimizza i costi totali di sistema basati sugli incrementi della capacità di interconnessione ottimale. Da un insieme di possibili incrementi di rete, il modello sceglie la migliore combinazione che minimizza i costi totali di sistema, composti da investimenti di rete e costi di generazione. Le ipotesi di costo dell'interconnessione considerate per gli aumenti di capacità derivano dalle ipotesi di costo dei progetti TYNDP 2020 e per gli ulteriori incrementi i TSO hanno fornito la migliore stima.

Di seguito alcuni dettagli metodologici sulle simulazioni effettuate con il tool Antares. Le simulazioni sono state effettuate seguendo il seguente ordine:

- Prima simulazione Copperplate

La prima simulazione copperplate effettuato ha mostrato che la Turchia ha avuto il maggiore impatto sullo scenario. Poiché la rete turca non è disponibile, la Turchia, la Grecia e la Bulgaria hanno concordato di limitare le loro esigenze a 3 GW per le 2 frontiere. Quindi la simulazione copperplate che è stata valutata e utilizzata come riferimento presenta una limitazione di 1,5 GW al confine tra Turchia e Bulgaria e 1,5 GW al confine tra Turchia e Grecia. In questo modo, le analisi risultano più realistiche.

- STEP 1 degli IOSN utilizzando i progetti del TYNDP2020

L'obiettivo di questo step è quello di mostrare quali progetti del TYNDP 2020 sono stati identificati come needs nel 2040 e vedere quanto possiamo catturare di dumped energy, CO2 e SEW con questi progetti. In tale fase si considerano i costi standard per ogni border forniti dai TSO sulla base di progetti esistenti.

- STEP 2 degli IOSN utilizzando i progetti del TYNDP2020 scartati nello step 1 e progetti aggiuntivi

Alcuni progetti, non selezionati dal processo di ottimizzazione durante il primo STEP, saranno valutati nello STEP successivo e analizzati anche con progetti aggiuntivi al fine di catturare tutti i needs al 2040. In questa fase si valutano gli ulteriori needs sui confini che non hanno progetti nel TYNDP 2020. Quindi ai TSO è stato richiesto di fornire dei costi standard sulle frontiere tali che si possano investigare.

Incrementi di capacità all'anno orizzonte 2030 e 2040

Di seguito si riportano gli incrementi di capacità di trasmissione sui confini europei emersi dalle analisi paneuropee. Nell'anno orizzonte 2030, si evidenziano elevati incrementi di capacità tra i confini Germania e Polonia (4.500 MW), Svizzera (3.100 MW) e Austria (2.500 MW). È soggetta a importanti incrementi di capacità la frontiera francese con il Belgio (3.000 MW), e con la Spagna (1.500 MW).

Emerge inoltre la necessità di incremento di capacità tra il confine italiano e la frontiera Nord (3.700 MW) e 600 MW con la Tunisia.



Figura 36 – Incrementi di capacità correlati ai progetti in realizzazione o in fase autorizzativa previsti in esercizio al 2025

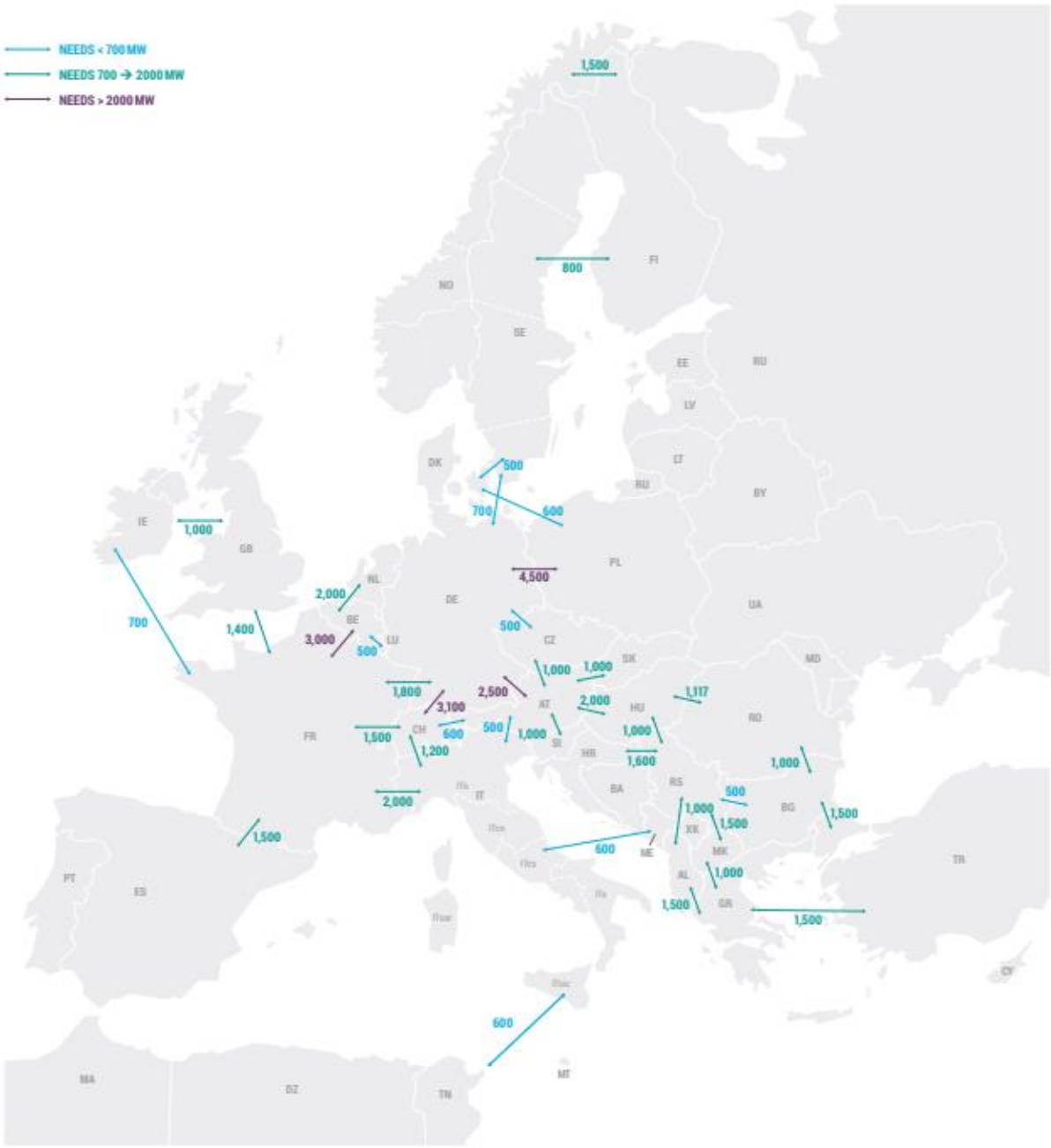


Figura 37 – Incrementi di capacità all’anno orizzonte 2030, in aggiunta alla rete di riferimento 2025

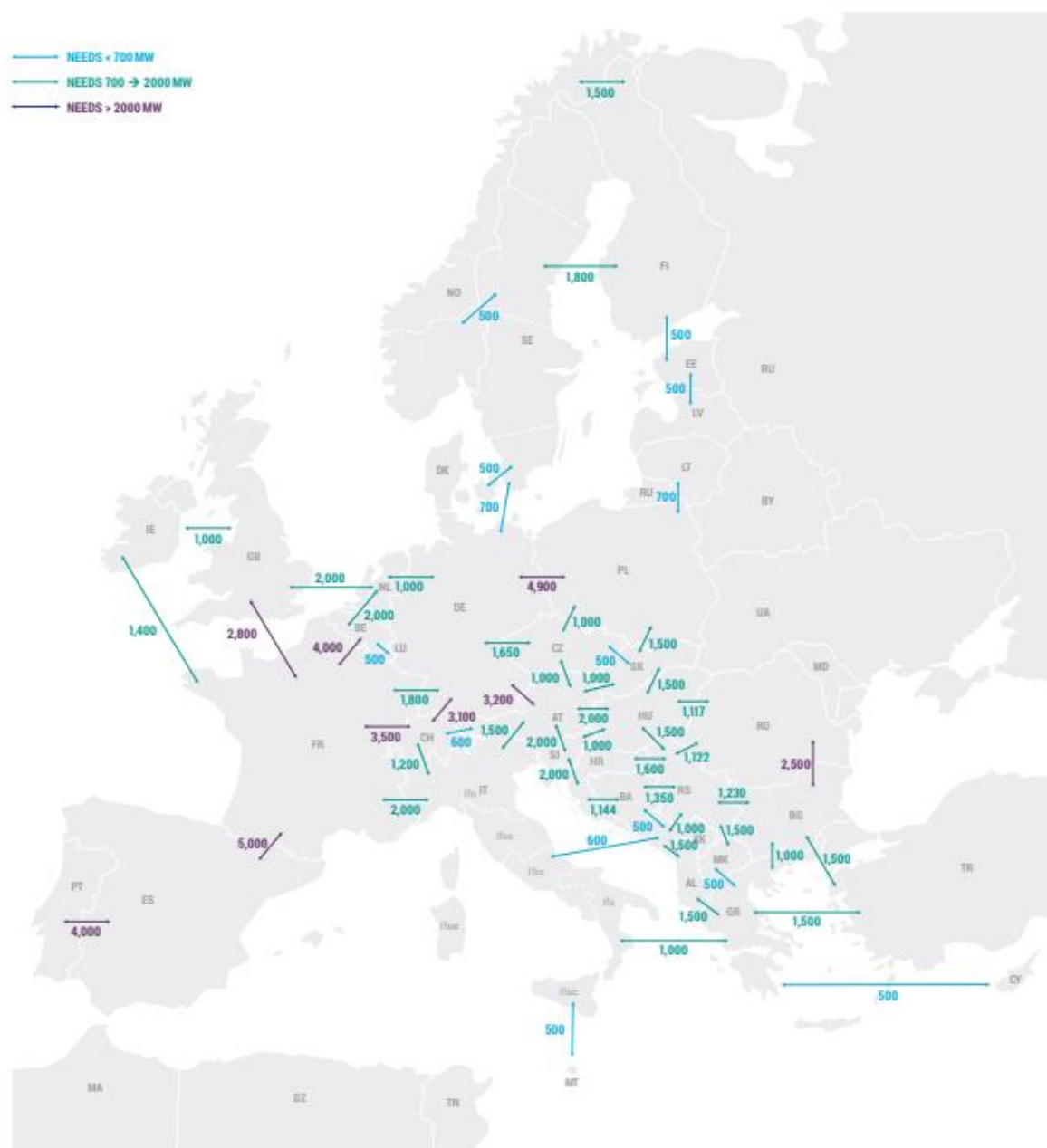


Figura 38 – Incrementi di capacità all'anno orizzonte 2040, in aggiunta alla rete di riferimento 2025

Nell'anno orizzonte 2040, si evidenzia che il più elevato incremento di capacità è previsto sia tra il confine spagnolo e la Francia (4.000 MW) e sia con il Portogallo (4.000 MW).

Come già emerso nell'anno orizzonte 2030, sono necessari di notevoli incrementi di capacità il confine tedesco con la Polonia (4.900 MW), la Svizzera (3.100 MW) e l'Austria (3.200 MW). Il confine tra Belgio e Francia presenta consistenti necessità di incremento di capacità pari a 4.000 MW.

Tuttavia, nell'anno orizzonte 2040 necessitano incrementi di capacità anche la frontiera franco-svizzera (3.500 MW) e franco-inglese (2.800 MW).

L'Europa orientale presenta necessità di entità minore di incremento di capacità.

Si conferma la necessità di incrementare la capacità tra il confine italiano e la frontiera Nord (4.700 MW).

Si rimanda al documento ufficiale pubblicato sul sito ENTSO-E per ulteriori approfondimenti.

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 consolidate ed utilizzate sia in ambito europeo (TYNDP) che nazionale (Piano di Sviluppo).

Durante il processo iterativo vengono effettuate simulazioni di mercato (sia MGP che MSD) zonali e simulazioni di rete nodali. Con riferimento a queste ultime, laddove possibile saranno riutilizzate le analisi di rete già effettuate per il PdS 2020, avendo cura di effettuarne di nuove nel caso in cui non risultino compatibili con le assunzioni prospettate nel presente documento.

Di seguito vengono illustrati gli strumenti di simulazione adottati da Terna per le analisi di individuazione delle capacità obiettivo.

1. Simulazioni zonali di mercato

Il simulatore di mercato zonale “Promed”³⁷ 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*).

2. Simulazioni del Mercato dei Servizi di dispacciamento e bilanciamento

Lo strumento utilizzato per le simulazioni del mercato dei servizi del dispacciamento (MSD) e bilanciamento (MB) “Modis”³⁸ è in grado di effettuare analisi su orizzonte annuale e con dettaglio orario valutando, con criteri di economicità e nel rispetto dei vincoli tecnici³⁹ delle unità di generazione abilitate, le azioni necessarie per il soddisfacimento dei vincoli di bilanciamento e di esercizio in sicurezza del sistema elettrico.

3. Simulazioni probabilistiche di rete

Le simulazioni di rete utilizzate ai fini del calcolo delle capacità obiettivo si riferiscono prevalentemente ad analisi in regime probabilistico attraverso il simulatore “Grare”⁴⁰.

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

³⁷ B. Cova, P. Capurso, E. Elia, et al., “Market integration in Europe: a market simulator taking into account different market zones and the increasing penetration of RES generation,” CIGRE General Session 2012, Paris, August 2012, paper C5-101.

³⁸ B. Cova, S. Osti, M. Stabile, A. Venturini, E.M. Carlini, P. Capurso, C. Gadaleta. “Assessing the impact of transmission investments on the Italian Ancillary Services Market using MODIS simulator”, CIGRE General Session 2018, Paris, August 2012, paper C1-103.

³⁹ Potenza minima e massima, bande di riserva erogabile, vincoli di permanenza in assetto, costi di accensione, volumi dei bacini delle unità idroelettriche, ecc.

⁴⁰ Terna. Grid reliability and adequacy risk evaluator. 2017. Available online: <https://www.cesi.it/grare>.

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 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”*⁴¹

⁴¹ Disponibile al link: <http://download.terna.it/terna/0000/1039/81.PDF>.

Dettaglio informazioni per determinare il costo marginale per ciascuna sezione/confini ⁴²

Costi Standard

$$\frac{\text{stimato} + OPEX}{dTTC(121)}$$

Costi interventi

$$\frac{(\text{stimato} - EE) + OPEX}{dTTC(121)}$$

Progetto Standard
Si assume come riferimento il Progetto BBT (fase1), incrementato del 20%
 $1,2 \times 0,5 \times \frac{335}{400} = 0,50$

Progetto Standard
Differente 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

Costo marginale per incremento di capacità [M€/MW]																							
dTTC - TOOT					dTTC - PINT																		
	1200	400			100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000	1100	1200	1300	1400	1500	1600	1700	>1700	
AT - ITn																							
CH - ITn				minimo	0,28		0,26		0,21	0,81		0,27		0,41	0,41		0,42		0,47	0,50			
FR - ITn				sviluppo	0,38	0,18			0,51					0,68	0,71		0,68	0,71					0,49
SI - ITn		0,54			0,08	0,11			0,28					0,47			0,47		0,51				0,56

Progetto Standard
Si assume come riferimento il Progetto BBT per una linea di cavi 3x1x2500 Cu XLPE (1x2-M€/km) da 70 km + stazioni (30 M€/cad) + PST (10 M€) + impianti min. lato Austria (12,5 M€)
 $0,5 \times \frac{335}{400} = 0,42$

Progetto Standard
Si assume come riferimento il Progetto BBT per una linea di cavi 3x1x2500 Cu XLPE (1x2-M€/km) da 70 km + stazioni (30 M€/cad) + PST (10 M€) + impianti min. lato Austria (12,5 M€)
 $1,2 \times 0,5 \times \frac{1360}{1200} = 0,68$

Progetto Standard
Si assume come riferimento il Progetto BBT per una linea di cavi 3x1x2500 Cu XLPE (1x2-M€/km) da 70 km + stazioni (30 M€/cad) + PST (10 M€) + impianti min. lato Austria (12,5 M€)
 $1,2 \times 0,5 \times \frac{1360}{1200} = 0,68$

Progetto Standard
Si assume come riferimento il Progetto BBT per una linea di cavi 3x1x2500 Cu XLPE (1x2-M€/km) da 70 km + stazioni (30 M€/cad) + PST (10 M€) + impianti min. lato Austria (12,5 M€)
 $1,2 \times 0,5 \times \frac{1360}{1200} = 0,68$

Costi Standard
 $\frac{\text{stimato} + OPEX}{dTTC(121)}$

Costi interventi
 $\frac{(\text{stimato} - EE) + OPEX}{dTTC(121)}$

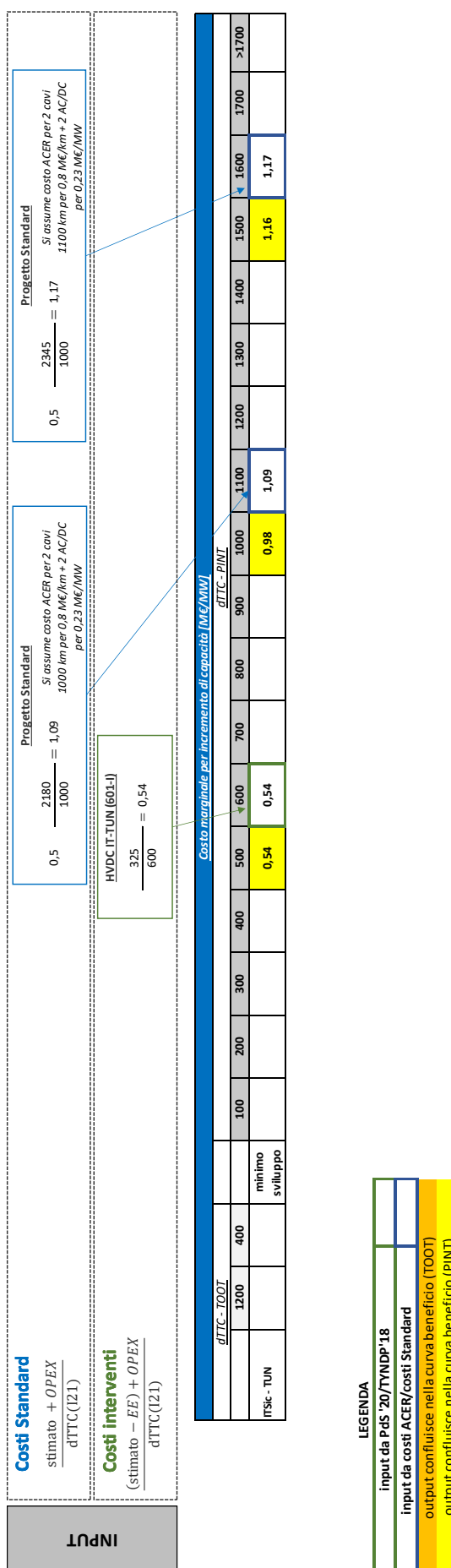
Progetto Standard
Si assume come riferimento il Progetto BBT per una linea di cavi 3x1x2500 Cu XLPE (1x2-M€/km) da 70 km + stazioni (30 M€/cad) + PST (10 M€) + impianti min. lato Austria (12,5 M€)
 $1,2 \times 0,5 \times \frac{1360}{1200} = 0,68$

Progetto Standard
Si assume come riferimento il Progetto BBT per una linea di cavi 3x1x2500 Cu XLPE (1x2-M€/km) da 70 km + stazioni (30 M€/cad) + PST (10 M€) + impianti min. lato Austria (12,5 M€)
 $1,2 \times 0,5 \times \frac{1360}{1200} = 0,68$

input da PdS '20/TYNDP'18	
input da costi ACER/costi Standard	
output confluisce nella curva beneficio (TOOT)	
output confluisce nella curva beneficio (PINT)	

RAPPORTO DI IDENTIFICAZIONE DELLE CAPACITÀ OBIETTIVO | TERNA S.P.A.

Dettaglio informazioni di INPUT sul confine Nord Africa



Dettaglio informazioni di INPUT sulle sezioni interne contenute

INPUT

Costi Standard
$$\frac{\text{stimato} + OPEX}{dTTC(I21)} = \frac{1185}{1000} = 1,42$$

Progetto Standard
Ipotizzato progetto simile all'HVDC CSud CNord di cui si è effettuata una prima analisi di prefattibilità per l'inserimento in PMS'18, incrementato del 20%

Costi interventi
$$\frac{(\text{stimato} - EE) + OPEX}{dTTC(I21)}$$

El. 380 kV Colunga-Calenzano (302-P)
$$\frac{210}{400} = 0,53$$

El. 220 kV CSud-CNord (432-P)
$$\frac{80}{300} = 0,27$$

HVDC CSud-CNord (436-P)
$$\frac{1145}{1000} = 1,15$$

Costo marginale per incremento di capacità [M€/MW]														
		dTTC - PINT												
		1200	1000	900	800	700	600	500	400	300	200	100		
ITn-ITen														
		0,53			1,19				1,19					
					1,15				0,27					
ITen-ITcs														
						0,78		0,46	0,46					
ITs-ITcs														
		0,30							0,46					

Costi Standard
$$\frac{\text{stimato} + OPEX}{dTTC(I21)} = \frac{1185}{1000} = 1,19$$

Progetto Standard
Ipotizzato progetto simile all'HVDC CSud CNord di cui si è effettuata una prima analisi di prefattibilità per l'inserimento in PMS'18

Costi interventi
$$\frac{(\text{stimato} - EE) + OPEX}{dTTC(I21)}$$

El. 380 kV Deliceto-Bisaccia (505-P)
$$\frac{120}{400} = 0,30$$

El. 380 kV Foggia-Gissi (402-P)
$$\frac{230}{500} = 0,46$$

El. 380 kV McCorvino-Benevento (506-P)
$$\frac{155}{200} = 0,78$$

LEGENDA

input da Pds '20/TYNDP'18
input da costi ACER/costi Standard
output confluisce nella curva beneficio (TOOT)
output confluisce nella curva beneficio (PINT)

Costi Standard		stimato + OPEX		dTTC (121)	
Progetto Standard		Si assume costo ACER per 2 cavi 600 km per 0,8 M€/km + 2 AC/DC per 0,23 M€/MW		Progetto Standard	
1520		= 1,52		1685	
1000				1000	
				= 1,69	
				Si assume costo ACER per 2 cavi 700 km per 0,8 M€/km + 2 AC/DC per 0,23 M€/MW	
				1850	
				1000	
				= 1,85	
				Si assume costo ACER per 2 cavi 800 km per 0,8 M€/km + 2 AC/DC per 0,23 M€/MW	
				1950	
				1000	
				= 1,95	
				Si assume costo ACER per 2 cavi 900 km per 0,8 M€/km + 2 AC/DC per 0,23 M€/MW	
				2100	
				1000	
				= 2,10	
				Si assume costo ACER per 2 cavi 1000 km per 0,8 M€/km + 2 AC/DC per 0,23 M€/MW	
				2300	
				1000	
				= 2,30	
				Si assume costo ACER per 2 cavi 1100 km per 0,8 M€/km + 2 AC/DC per 0,23 M€/MW	
				2500	
				1000	
				= 2,50	
				Si assume costo ACER per 2 cavi 1200 km per 0,8 M€/km + 2 AC/DC per 0,23 M€/MW	
				2700	
				1000	
				= 2,70	
				Si assume costo ACER per 2 cavi 1300 km per 0,8 M€/km + 2 AC/DC per 0,23 M€/MW	
				2900	
				1000	
				= 2,90	
				Si assume costo ACER per 2 cavi 1400 km per 0,8 M€/km + 2 AC/DC per 0,23 M€/MW	
				3100	
				1000	
				= 3,10	
				Si assume costo ACER per 2 cavi 1500 km per 0,8 M€/km + 2 AC/DC per 0,23 M€/MW	
				3300	
				1000	
				= 3,30	
				Si assume costo ACER per 2 cavi 1600 km per 0,8 M€/km + 2 AC/DC per 0,23 M€/MW	
				3500	
				1000	
				= 3,50	
				Si assume costo ACER per 2 cavi 1700 km per 0,8 M€/km + 2 AC/DC per 0,23 M€/MW	

input da Pds '20/TYNDP'18	
input da costi ACER/costi Standard	
output confluisce nella curva beneficio (TOOT)	
output confluisce nella curva beneficio (PINT)	

Dati costo marginale OUTPUT per ciascun confine

Costo marginale per incremento di capacità [M€/MW]																							
			dTTC - TOOT		dTTC - PINT																		
			1200	400	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000	1100	1200	1300	1400	1500	1600	1700	>1700	
Confine Nord	AT - ITn			0,34	0,27				0,21	0,81		0,27	0,42			0,42				0,47	0,50		
	CH - ITn					0,26			0,32				0,41			0,41				0,46			0,49
	FR - ITn		0,54			0,18			0,51				0,68					0,68		0,71			0,82
	SI - ITn						0,11		0,28				0,47				0,47			0,50			0,56
Confine Balcani	ITCn - HR								0,68				0,76							0,84			
	ITCs - MNE								0,74	0,74			0,76		0,76					0,83	0,84		
	ITs - GR								0,55				0,60							0,64			
Confine N.Africa	ITsic - TUN								0,54	0,54					1,09					1,16	1,17		

LEGENDA	
	input da PdS '20/TYNDP' 18
	input da costi ACER/costi Standard
	output confluisce nella curva beneficio (TOOT)
	output confluisce nella curva beneficio (PINT)

Dati costo marginale OUTPUT per ciascuna sezione

		Costo marginale per incremento di capacità [M€/MW]																	
		dTTC - TOOT				dTTC - PINT													
		1200	400																
Sezioni interne	ITn-ITcn		0,52							1,19				1,19					
	ITcn-ITcs			0,26						0,48				1,14	1,14			1,42	1,42
	ITcs-ITcs							0,78		0,46				1,19			1,19	1,19	
	ITsar-ITcn								1,27				1,52			1,69	1,77	1,85	
	ITsar-ITcs								1,52				1,65			1,85	1,94	2,22	
	ITsar-ITsic								1,92				1,92	1,92			2,31	2,31	
	ITsic-ITcs								1,92				1,92				2,31	2,31	
	ITsic-ITcal								0,09				0,78		0,94		1,03	1,11	
	ITcal-ITs								0,86	0,86				1,03		1,19	1,25	1,43	

LEGENDA	
input da PdS '20/TYNDP'18	
input da costi ACER/costi Standard	
output confluisce nella curva beneficio (TOOT)	
output confluisce nella curva beneficio (PINT)	

Dettaglio informazioni stato avanzamento progetti ai fini dell'applicazione del metodo TOPSIS

Coefficiente Avanzamento																								
dTTC - TOOT				dTTC - PINT																				
		1200	400		100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000	1100	1200	1300	1400	1500	1600	1700	>1700		
Confine Nord	AT - ITn								2,00	2,00		4,00		1,00		1,00			1,00	1,00				
	CH - ITn				2,00		4,00		4,00					4,00		4,00			1,00					
	FR - ITn				4,00	2,00			1,00					1,00				1,00	1,00					
	SI - ITn				4,00		4,00		4,00					4,00			4,00		1,00	1,00		1,00		
Confine Balcani	ITcn - HR								1,00					1,00					1,00					
	ITcs - MNE								4,00	4,00				1,00	1,00				1,00	1,00				
	ITs - GR								1,00					1,00					1,00					
Confine N.Africa	ITsic - TUN								2,00	2,00				1,00	1,00				1,00	1,00				
Sezioni interne	ITn-ITcn							1,00				1,00		1,00			1,00			1,00		1,00		
	ITcn-ITcs						2,00					2,00				2,00	2,00			1,00		1,00		
	ITs-ITcs								4,00		3,00	1,00				1,00				1,00				
	ITsar-ITcn							4,00				1,00		1,00			1,00	1,00		1,00		1,00		
	ITsar-ITcs							1,00	1,00			1,00		1,00			1,00		1,00	1,00		1,00		
	ITsar-ITsic							2,00				2,00		2,00			1,00		1,00	1,00		1,00		
	ITsic-ITcs							2,00				2,00		2,00			1,00			1,00		1,00		
	ITsic-ITcal							4,00				1,00		1,00			1,00	1,00		1,00		1,00		
ITcal-ITs							1,00	1,00			1,00		1,00			1,00		1,00	1,00		1,00			

LEGENDA

input da Pds '20/TYNDP'18	
input da costi ACER/costi Standard	
output confluisce nella curva beneficio (TOOT)	
output confluisce nella curva beneficio (PINT)	

1: intervento per incremento di capacità a costi standard;
2: intervento per incremento di capacità pianificato;
3: intervento per incremento di capacità progettato;
4: intervento per incremento di capacità in autorizzazione.

Dati costo marginale OUTPUT relativi alle opere di decongestionamento al confine Nord

Costo marginale per incremento di capacità [M€/MW]							
dTTC – PINT significativamente elevati							
	+500	+1.000	+1.500	+2.000	+2.500	+3.000	Rinforzi interni
AT - ITn	1,11	1,33	1,60	1,92	2,30	2,76	Rinforzo ca. 350km
CH - ITn	0,70	0,84	1,01	1,21	1,45	1,74	Rinforzo ca. 100km
FR - ITn	0,78	0,94	1,12	1,35	1,62	1,94	Rinforzo ca. 150km
SI - ITn	0,70	0,84	1,01	1,21	1,45	1,74	Rinforzo ca. 100km

Allegato 4

Dettaglio informazioni per determinare il beneficio marginale per ciascuna sezione/confini

Dati beneficio marginale dello scenario BAU 2030 per ciascuna sezione/confini in funzione delle iterazioni

BAU 2030		ITERAZIONE 1 - PINT				ITERAZIONE 2 - PINT				ITERAZIONE 3 - PINT				ITERAZIONE 4 - PINT							
	Sezioni	Costo Marginale Topsis [M€/MW]	Capacità [MW]	SEW [M€/MW ² ·y]	B _{ini} /C	Costo Marginale Topsis [M€/MW]	Capacità [MW]	SEW [M€/MW ² ·y]	B _{ini} /C	B/C	Costo Marginale Topsis [M€/MW]	Capacità [MW]	SEW [M€/MW ² ·y]	B _{ini} /C	Costo Marginale Topsis [M€/MW]	Capacità [MW]	SEW [M€/MW ² ·y]	B _{ini} /C	B/C		
Confini Nord	AT - ITn	0,21	NO	500			0,21	NO	500			0,21	NO	250			0,21	250	0,00	0,00	0,00
	CH - ITn	0,32	SI	500			0,32	SI	500	0,00	0,00	0,27	SI	250			0,27	250	0,00	0,00	0,00
	FR - ITn	0,51	NO	500			0,51	NO	500			0,34	NO	250			0,34	250	0,00	0,00	0,00
	SI - ITn	0,28	SI	500	0,00	0,56	0,28	SI	500	0,00	0,42	0,10	SI	250	0,01	2,60	0,47	500	0,00	0,02	0,02
Confini Balcani	ITcn - HR	0,68	NO	500			0,68	NO	500			0,68	NO	250			0,68	250	0,01	0,12	0,12
	MNE - ITcs	0,74	NO	500			0,74	NO	500			0,74	NO	250			0,74	250	0,00	0,00	0,00
	ITS - GR	0,55	NO	500			0,55	NO	500			0,55	NO	250			0,55	250	0,01	0,29	0,29
Confini N.Africa	ITsic - TUN	0,54	SI	500	0,08	3,02	0,98	SI	1000	0,05	0,84	0,87	SI	750	0,05	1,34	0,98	1000	0,03	0,47	0,47
Sezioni interne	ITcn - ITn	1,19	NO	400			1,19	SI	400	0,01	0,67	1,19	SI	200	0,01	0,42	1,19	200	0,01	0,50	0,50
	ITcs - ITcn	0,48	SI	400	0,02	1,84	1,14	SI	800	0,01	0,38	1,14	SI	600	0,01	0,34	1,14	600	0,00	0,36	0,36
	ITS - ITcs	0,46	NO	400			0,46	SI	400	0,01	1,65	0,62	SI	600	0,00	0,02	0,62	600	0,00	0,50	0,50
	ITsar - ITcn	1,27	SI	400	-0,04	4,91	1,52	SI	800	0,01	0,28	1,52	SI	600	0,00	0,19	1,52	600	0,00	0,35	0,35
	ITsar - ITcs	1,52	NO	400			1,52	NO	400			1,52	NO	200			1,52	200	0,00	0,15	0,15
	ITsar - ITsic	1,92	SI	400	0,06	3,36	1,92	NO	800			1,92	NO	600			1,92	600	0,00	0,20	0,20
	ITsic - ITcs	1,92	NO	400			1,92	SI	400	0,00	1,03	1,92	NO	600			1,92	600	-0,01	0,08	0,08
	ITsic - ITcal	0,09	SI	400	0,00	11,16	0,78	NO	800			0,78	NO	600			0,78	600	0,01	0,92	0,92
ITcal - ITS	0,86	NO	400			0,86	NO	400			0,86	NO	200			0,86	200	0,00	0,00	0,00	

Dati beneficio marginale dello scenario PNIEC 2030 per ciascuna sezione/confine in funzione delle iterazioni (iterazioni 1-4)

PNIEC 2030				ITERAZIONE 1 - PINT					ITERAZIONE 2 - PINT					ITERAZIONE 3 - PINT					ITERAZIONE 4 - PINT				
Sezioni	Costo Marg [M€/MWh]	Topsis	Capacità [MW]	SEW [M€/MW*yr]	U/C	U/C	U/C	U/C	Costo Marg [M€/MWh]	Topsis	Capacità [MW]	SEW [M€/MW*yr]	U/C	U/C	U/C	U/C	U/C	Costo Marg [M€/MWh]	Topsis	Capacità [MW]	SEW [M€/MW*yr]	U/C	U/C
Confine Nord	AT - ITn	SI	500	0,05	1,43	1,43	1,43	1,43	0,42	NO	1000	0,05	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	0,42	NO	1000	0,12	3,71	3,71
	CH - ITn	SI	500	0,06	1,31	1,31	1,31	1,31	0,41	SI	1000	0,10	4,42	4,42	4,42	4,42	4,42	0,46	NO	1500	0,12	3,71	3,71
	FR - ITn	NO	500						0,51	SI	500	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,71	SI	1500	0,05	0,00	0,00
	SI - ITn	SI	500	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,28	SI	500	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,28	SI	500	0,05	0,00	0,00
Confine Balcani	ITcn - HR	NO	500						0,68	NO	500							0,68	NO	500			
	MNE - ITcs	NO	500						0,74	SI	500	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,74	SI	500	-0,09	0,75	0,75
	ITs - GR	NO	500						0,55	NO	500							0,55	NO	500			
Confine N.Africa	ITsic - TUN	SI	500	0,10	2,69	2,69	2,69	2,69	0,98	NO	1000							0,98	NO	1000			
Sezioni Interne	ITcn - ITn	NO	400						1,19	SI	400	0,01	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	1,19	SI	200	0,00	0,03	0,03
	ITrs - ITcs	SI	400	0,00	2,01	2,01	2,01	2,01	1,14	SI	800	0,01	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	1,14	SI	600	0,01	0,48	0,48
	ITs - ITcs	SI	400	0,02	2,24	2,24	2,24	2,24	0,80	NO	800							0,80	NO	800	0,01	0,44	0,44
	ITsar ITcn	SI	400	0,06	2,03	2,03	2,03	2,03	1,52	SI	800	0,01	2,79	2,79	2,79	2,79	2,79	1,52	SI	1000	0,00	1,32	1,32
	ITsar ITcs	NO	400						1,52	NO	400							1,52	NO	200			
	ITsar-ITsic	SI	400	0,06	7,41	8,36	8,36	8,36	1,92	SI	800	0,01	6,00	6,95	6,95	6,95	6,95	1,92	NO	1000			
	ITsic-ITcs	SI	400	0,06	5,29	6,24	6,24	6,24	1,92	SI	800	0,01	1,96	2,91	2,91	2,91	2,91	1,92	NO	600			
	ITsic-ITcal	SI	400	0,02	49,53	49,53	49,53	49,53	0,78	SI	800	0,01	2,76	2,76	2,76	2,76	2,76	0,78	NO	600			
ITcal-ITs		NO	400						0,86	NO	400							0,86	NO	200			

Dati beneficio marginale dello scenario PNIEC 2030 per ciascuna sezione/confine in funzione delle iterazioni (iterazioni 5-8)

PNIEC 2030		ITERAZIONE 5 - PINT					ITERAZIONE 6 - PINT					ITERAZIONE 7 - PINT					ITERAZIONE 8 - PINT				
Sezioni		Costo Marg [M€/MW]	Topsis	Capacità [MW]	SEW [M€/MW-y]	B ₀ /C	Costo Marg [M€/MW]	Topsis	Capacità [MW]	SEW [M€/MW-y]	B ₀ /C	Costo Marg [M€/MW]	Topsis	Capacità [MW]	SEW [M€/MW-y]	B ₀ /C	Costo Marg [M€/MW]	Topsis	Capacità [MW]	SEW [M€/MW-y]	B ₀ /C
Confine Nord	AT - Itn	0,42	SI	1000	0,07	2,26	1,58	SI	1500	0,04	0,25	0,99	SI	1250	0,04	0,37	0,99	SI	1250	0,04	0,37
	CH - Itn	0,46	SI	1500	0,05	1,93	1,19	SI	2000	0,03	0,35	0,84	SI	1750	0,03	0,59	0,84	SI	1750	0,03	0,59
	FR - Itn	0,82	SI	2000	0,09	2,71	1,60	SI	2500	0,05	0,94	1,21	SI	2250	0,05	1,25	1,60	SI	2500	0,05	1,25
	SI - Itn	0,28	SI	500	0,04	0,00	0,98	SI	500	0,02	0,09	0,45	SI	250	0,01	0,00	0,45	SI	250	0,01	0,00
Confine Balcani	ITn - HR	0,68	NO	500			0,68	NO	500			0,68	NO	500			0,68	NO	500		
	MNE - Itcs	0,74	SI	500	-0,10	0,34	0,74	SI	500	0,00	0,00	0,74	SI	500	0,00	0,00	0,74	SI	500	0,00	0,00
Confine N.Africa	ITS - GR	0,55	NO	500			0,55	NO	500			0,55	NO	500			0,55	NO	500		
	ITsc - TUN	0,98	NO	1000			0,98	SI	1000	0,05	0,00	0,87	SI	750		0,00	0,87	SI	750		0,00
Sezioni Interne	ITn - Itn	1,19	SI	200	0,00	0,00	1,19	SI	200	0,00	0,15	1,19	SI	200	0,00	0,00	1,19	SI	200	0,00	0,00
	ITcs - ITn	1,14	SI	600	0,01	0,48	1,14	SI	600	0,00	0,47	1,14	SI	600	0,00	0,00	1,14	SI	600	0,00	0,00
	ITcs - ITcs	0,62	SI	600	0,02	0,45	0,62	SI	600	0,00	1,09	1,10	SI	800	0,00	0,00	0,80	SI	800	0,00	0,00
	ITsar - ITn	1,65	SI	1200	-0,01	0,82	1,65	SI	1200	0,00	0,66	1,65	SI	1200	0,00	0,00	1,65	SI	1200	0,00	0,00
	ITsar - ITcs	1,52	SI	200	0,00	1,11	1,52	SI	200	0,00	1,05	1,05	SI	200	0,00	0,72	1,52	SI	200	0,00	0,72
	ITsar - ITsc	1,92	SI	1000	0,00	2,29	2,11	SI	1200	-0,01	1,07	1,07	SI	1200	0,00	1,16	2,11	SI	1200	0,00	1,16
	ITsc - ITcs	1,92	SI	600	0,01	1,80	1,92	SI	600	0,01	1,70	2,65	SI	800	0,02	1,17	1,92	SI	1000	0,02	1,17
	ITsc - ITcal	0,78	SI	600	0,01	2,60	0,78	SI	600	0,00	2,61	2,61	SI	600	0,00	1,63	0,78	SI	600	0,01	1,63
	ITcal - ITcs	0,86	SI	200	0,00	0,09	0,86	NO	200			0,86	NO	200			0,86	NO	200		
		Coefficiente normalizzazione FR-Itn 0,79					Coefficiente normalizzazione FR-Itn 0,80					Coefficiente normalizzazione FR-Itn 0,78					Coefficiente normalizzazione FR-Itn 0,78				

Dati beneficio marginale dello scenario PNIEC 2030 per ciascuna sezione/confine in funzione delle iterazioni (iterazioni 9-11)

PNIEC 2030		ITERAZIONE 9 - PINT						ITERAZIONE 10 - PINT						ITERAZIONE 11 - PINT					
Sezioni		Costo Marg [M€/MW]	Topsis	Capacità [MW]	SEW [M€/MW*yr]	B _{int} /C	B/C	Costo Marg [M€/MW]	Topsis	Capacità [MW]	SEW [M€/MW*yr]	B _{int} /C	B/C	Costo Marg [M€/MW]	Topsis	Capacità [MW]	SEW [M€/MW*yr]	B _{int} /C	B/C
Confine Nord	AT - ITn	0,99		1250	0,00			0,99		1250				0,99		1250	0,02	0,00	0,00
	CH - ITn	0,84		1750	0,00			0,84		1750				0,84		1750	0,00	0,00	0,00
	FR - ITn	1,60		2500	0,00			1,60		2500				1,60		2500	0,04	0,59	0,59
	SI - ITn	0,45		250	0,00			0,45		250				0,45		250	0,00	0,00	0,00
Confine Balcani	ITcn - HR	0,68		250	0,00			0,68		250				0,68		250	0,00	0,00	0,00
	MNE - ITcs	0,74		250	0,00			0,74		250				0,74		250	0,00	0,00	0,00
	ITs - GR	0,55		250	0,00			0,55		250				0,55		250	0,00	0,00	0,00
Confine N.Africa	ITsic - TUN	0,87		750	0,00			0,87		750				0,87		750	0,03	0,00	0,00
Sezioni interne	ITcn - ITn	1,19		200				1,19		200				1,19		200	0,00	0,00	0,00
	ITcs - ITcn	1,14		600				1,14		600				1,14		600	0,00	0,00	0,00
	ITs - ITcs	0,80		800				0,80		800	0,02	0,50	0,50	0,80		800	0,00	0,04	0,04
	ITsar-ITcn	1,65		1200				1,65		1200				1,65		1200	0,00	0,00	0,00
	ITsar-ITcs	1,52		200	0,00	0,77	0,77	1,52		200				1,52		200	-0,01	0,33	0,33
	ITsar-ITsic	2,11		1200	0,00	1,29	1,29	2,11		1200	0,00	1,04	1,04	2,31		1400	0,00	0,26	0,26
	ITsic-ITcs	1,92		1000	0,00	0,76	1,70	2,11		1200	0,00	0,34	0,34	2,11		1200	0,00	0,29	0,29
	ITsic-ITcal	0,78		800	0,01	0,91	0,91	0,78		800	0,00	1,00	1,00	0,78		800	-0,01	0,86	0,86
ITcal-ITs	0,86		200				0,86		200				0,86		200	0,00	0,28	0,28	
														Coefficiente normalizzazione FR-ITn					0,78



Dati beneficio marginale VRE dello scenario BAU 2030 per ciascuna sezione/confine

		Beneficio marginale VRE scenario BAU [M€/MWh]																			
		dTTC - PINT																			
		100	200	250	300	400	500	600	700	750	800	900	1.000	1.100	1.200	1.300	1.400	1.500	1.600	1.700	>1.700
Confine Nord	AT - ITn						0,02	0,06					0,01								
	CH - ITn																				
	FR - ITn																				
Confine Balcani	SI - ITn						0,01						0,01			0,01					
	ITcn - HR																				
	ITcs - MNE																				
Confine N.Africa	ITs - GR																				
	ITsic - TUN						0,00	0,00					0,00								
	ITn-ITcn															0,00	0,00				
	ITcn-ITcs				0,01	0,01					0,00										
	ITs-ITcs					0,00	0,00		0,00		0,00										
	ITsar-ITcn					0,02															
Sezioni interne	ITsar-ITcs																				
	ITsar-ITsic					0,01					0,01		0,01								
	ITsic-ITcs					0,01					0,01		0,01								
	ITsic-ITcal																				
	ITcal-ITs																				

LEGENDA	
input da PDS '20/TYNDP'18	
input da costi ACER/costi Standard	
output confluisce nella curva beneficio (TOOT)	
output confluisce nella curva beneficio (PINT)	

Dati beneficio marginale VRE dello scenario PNIEC 2030 per ciascuna sezione/confine

		Beneficio marginale VRE scenario PNIEC [M€/MWh]																dTTC - PINT			
		100	200	250	300	400	500	600	700	750	800	900	1.000	1.200	1.250	1.400	1.500	1.750	2.000	2.250	2.500
Confine Nord	AT - ITn																				
	CH - ITn																				
	FR - ITn																				
	SI - ITn																				
Confine Balcani	ITcn - HR																				
	ITcs - MNE																				
	ITs - GR																				
Confine N.Africa	ITsic - TUN																				
	ITn-ITcn																				
Sezioni interne	ITcn-ITcs																				
	ITs-ITcs					0,00	0,00		0,00												
	ITsar-ITcn					0,18															
	ITsar-ITcs																				
	ITsar-ITsic					0,24					0,12		0,12								
	ITsic-ITcs					0,19					0,12		0,12								
	ITsic-ITcal																				
	ITcal-ITs																				

LEGENDA	
input da Pds '20/TYNDP'18	
input da costi ACER/costi Standard	
output confluisce nella curva beneficio (TOOT)	
output confluisce nella curva beneficio (PINT)	

Tempi medi di simulazione per ciascuna sezione/confine ad ogni iterazione

SCENARIO BAU 2030		ITERAZIONE 1 - PINT		ITERAZIONE 2 - PINT		ITERAZIONE 3 - PINT		ITERAZIONE 4 - PINT		TEMPI SIMULAZIONE	
Confine Nord	AT - ITn	IME	5:00					IME	9:00		9:00
	CH - ITn			IME	5:00			IME	5:00		20:00
	FR - ITn							IME	5:00		5:00
	SI - ITn	IME	9:00	IME	5:00	IME	5,20833	IME	5:00		24:00
Confine Balcani	ITcn - HR							IME	5:00		5:00
	MNE - ITcs							IME	5:00		5:00
	ITs - GR							IME	5:00		5:00
Confine N.Africa	ITsic - TUN	IME	9:00			IME	5:00	IME	5:00		19:00
Sezioni interne	ITcn - ITn					IME	6:30	IME	6:30		19:30
	ITcs - ITcn	IME	10:30	IME	6:30	IME	6:30	IME	6:30		34:00
	ITs - ITcs			IME	10:30	IME	6:30	IME	6:30		23:30
	ITsar - ITcn	IME	10:30	IME	6:30	IME	6:30	IME	6:30		30:00
	ITsar - ITcs							IME	6:30		6:30
	ITsar - ITsic	IME	10:30					IME	6:30		17:00
	ITsic - ITcs			IME	10:30			IME	6:30		17:00
	ITsic - ITcal	IME	6:30					IME	6:30		13:00
	ITcal - ITs							IME	6:30		6:30
	Totale		61:00		54:30		41:00		102:30		259:00

Legenda

$P^* \geq L_{IT/EST}$ PINT=SI	+step B/C > 1	SIMULAZIONE EFFETTUATA	ME: tempo in ore (h) impiegato per le simulazioni sul mercato dell'energia tramite il simulatore di mercato zonale «Promed»;
$P^* \geq L_{IT/EST}$ PINT=SI	+step B/C < 1	SIMULAZIONE EFFETTUATA	MSD: tempo in ore (h) impiegato per le simulazioni sul mercato dei servizi del bilanciamento (MSD) e tramite simulatore «Modis»;
		SIMULAZIONE NON EFFETTUATA	RE: tempo in ore (h) impiegato per le simulazioni di rete in regime probabilistico tramite il simulatore «Grare».
$P^* \geq L_{IT/EST}$ PINT=SI	+step B/C > 1	SIMULAZIONE EFFETTUATA	
$P^* \geq L_{IT/EST}$ PINT=SI	+step B/C > 1	SIMULAZIONE EFFETTUATA	



SCENARIO PNIEC 2030	ITERAZIONE 1 - PINT	ITERAZIONE 2 - PINT	ITERAZIONE 3 - PINT	ITERAZIONE 4 - PINT	ITERAZIONE 5 - PINT	ITERAZIONE 6 - PINT
Confine Nord	AT - ITn 5:30 IME	CH - ITn 5:30 IME	FR - ITn 5:30 IME	SI - ITn 5:30 IME		
Confine Balcani	ITcn - HR 5:30 IME	MNE - ITcs 5:30 IME	ITs - GR 5:30 IME			
Confine N.Africa	ITsic - TUN 5:30 IME					
Sezioni interne	ITcn - ITn 10:00 IME MSD	ITcs - ITcn 10:00 IME MSD	ITs - ITcs 14:00 IME MSD RE	ITsar - ITcn 14:00 IME MSD RE		
Totale						117:30

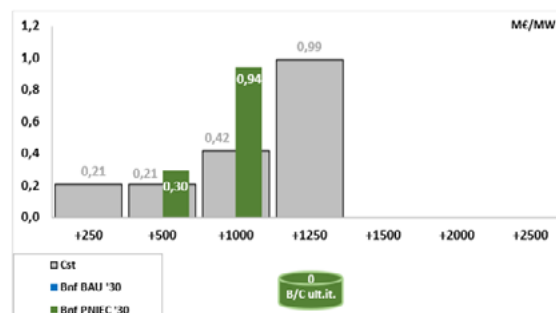
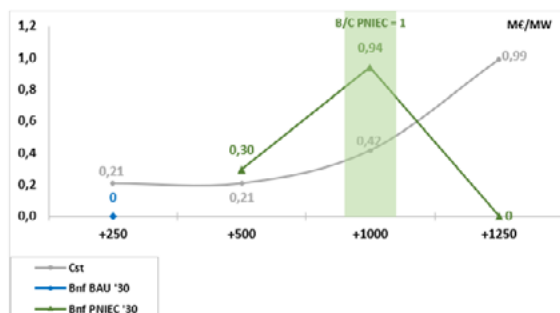
SCENARIO PNIEC 2030		ITERAZIONE 7 - PINT		ITERAZIONE 8 - PINT		ITERAZIONE 9 - PINT		ITERAZIONE 10 - PINT		ITERAZIONE 11 - PINT		TEMPI SIMULAZIONE
Confine Nord	AT - ITn	ME 5:30								ME 5:30		27:30
	CH - ITn	ME 5:30								ME 5:30		33:00
	FR - ITn	ME 5:30	ME 5:30							ME 5:30		44:00
	SI - ITn	ME 5:30								ME 5:30		44:00
Confine Balcani	ITcn - HR									ME 5:30		05:30
	MNE - ITcs									ME 5:30		33:00
	ITs - GR									ME 5:30		05:30
Confine N.Africa	ITsic - TUN									ME 5:30		21:00
Sezioni Interne	ITcn - ITn									ME MSD 10:00		60:00
	ITcs - ITcn									ME MSD 10:00		70:00
	ITs - ITcs									ME MSD 10:00		64:00
	ITsar - ITcn									ME MSD 10:00		74:00
	ITsar - ITcs	ME MSD 10:00	ME MSD 10:00	ME MSD 10:00	ME MSD 10:00					ME MSD 10:00		60:00
	ITsar - ITsic	ME MSD 10:00	ME MSD 10:00	ME MSD 10:00	ME MSD 10:00					ME MSD 10:00		94:00
	ITsic - ITcs	ME MSD 10:00	ME MSD 10:00	ME MSD 10:00	ME MSD 10:00					ME MSD 10:00		84:00
	ITsic - ITcal	ME MSD 10:00	ME MSD 10:00	ME MSD 10:00	ME MSD 10:00					ME MSD 10:00		90:00
	ITcal - ITs									ME MSD 10:00		10:00
	Totale	62:00		45:30		40:00		30:00		134:00		819:30



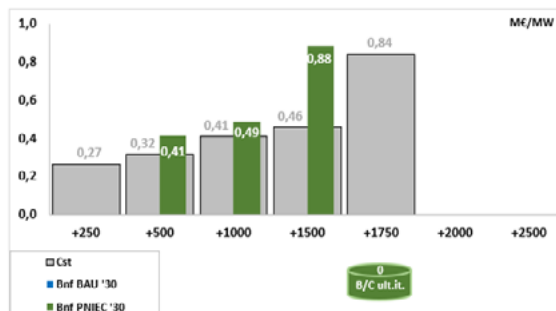
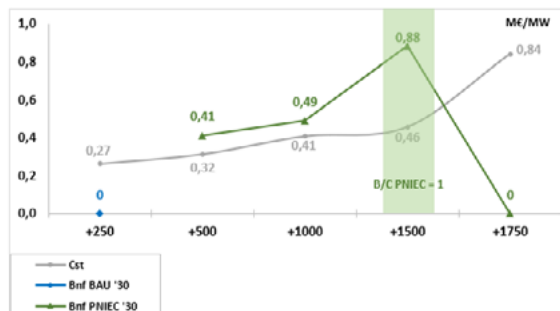
Allegato 5

Curve di beneficio/costo per ciascuna sezione/confine

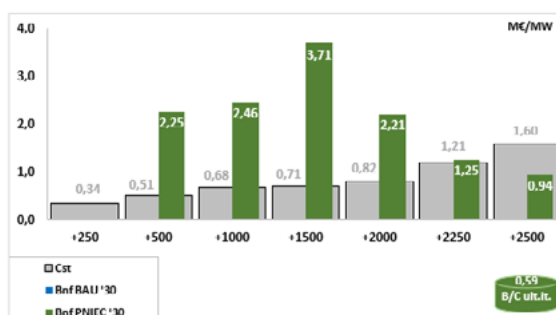
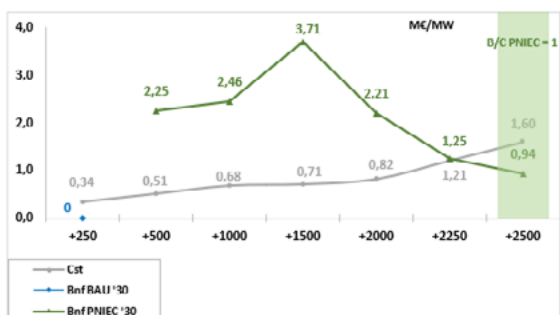
Confine Italia – Austria



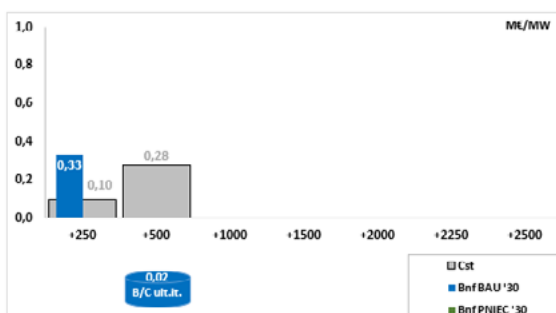
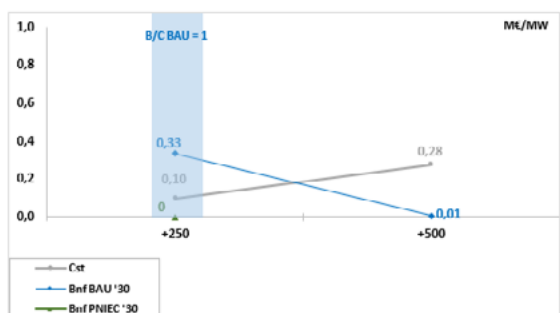
Confine Italia – Svizzera



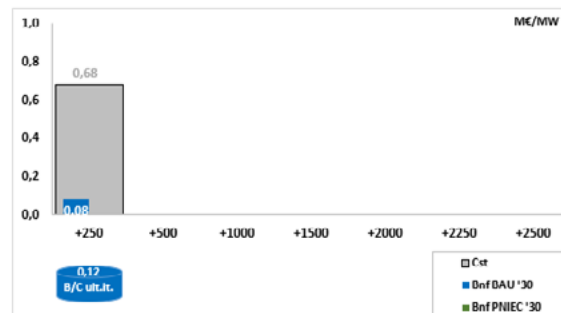
Confine Italia – Francia



Confine Italia – Slovenia



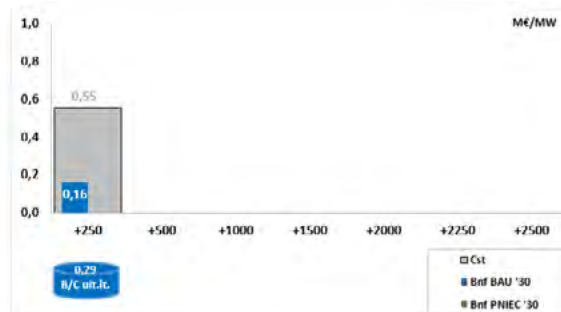
Confine Italia – Croazia



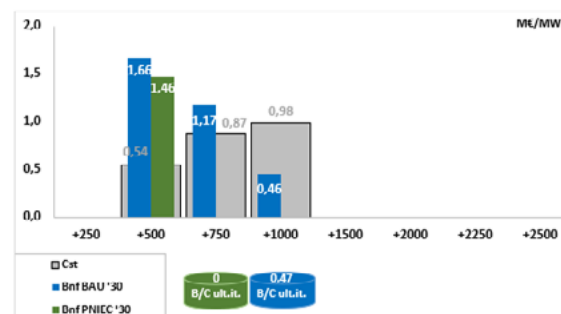
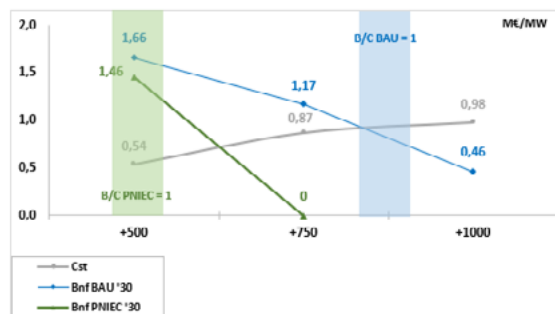
Confine Italia – Montenegro



Confine Italia – Grecia



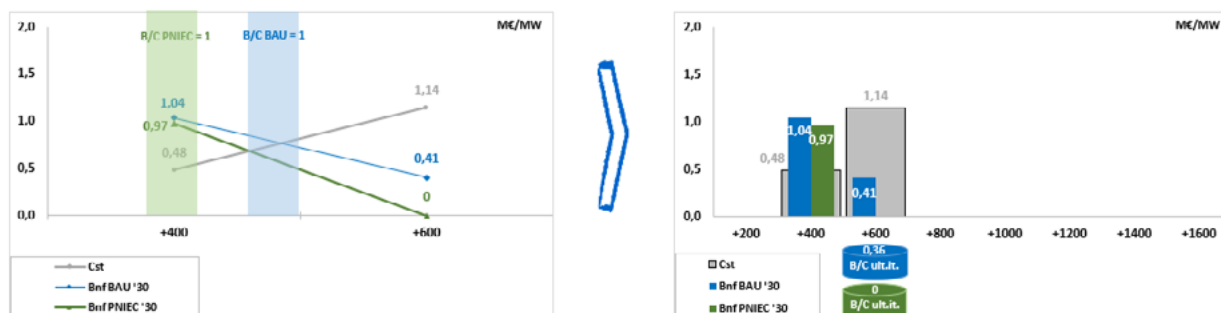
Confine Italia – Tunisia



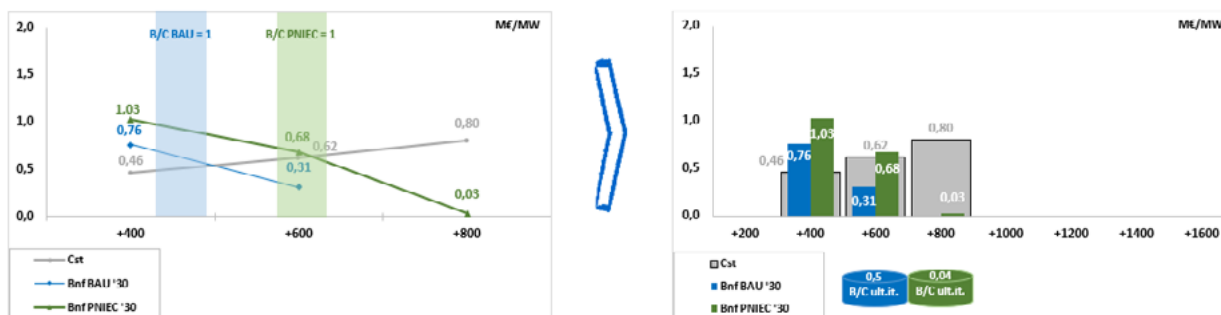
Sezione Nord – Centro Nord



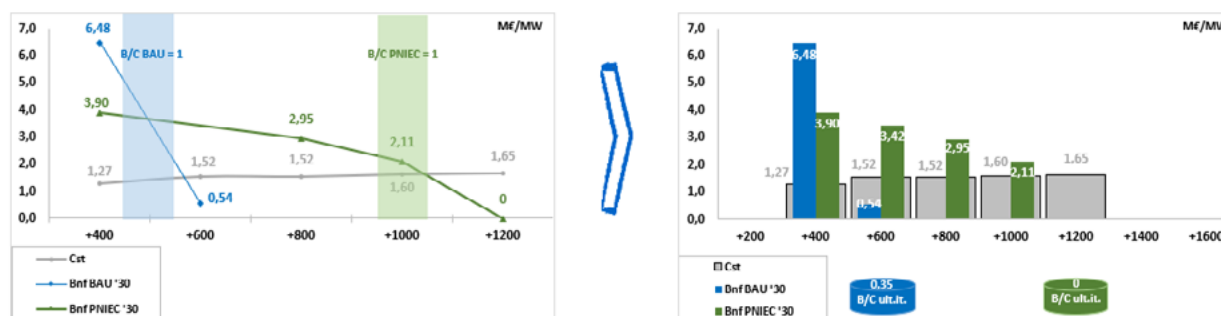
Sezione Centro Nord – Centro Sud



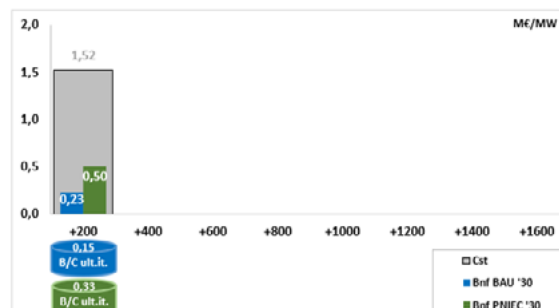
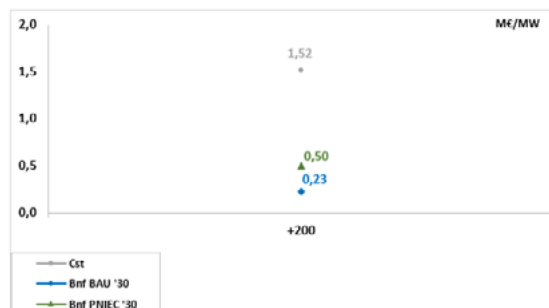
Sezione Centro Sud – Sud



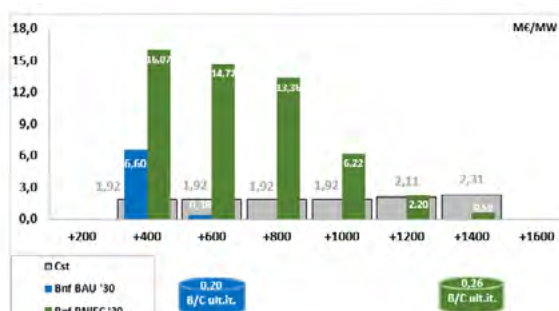
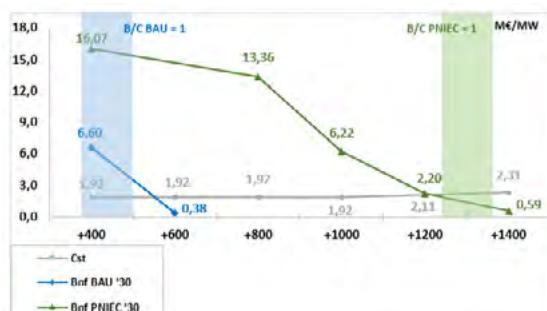
Sezione Sardegna – Centro Nord



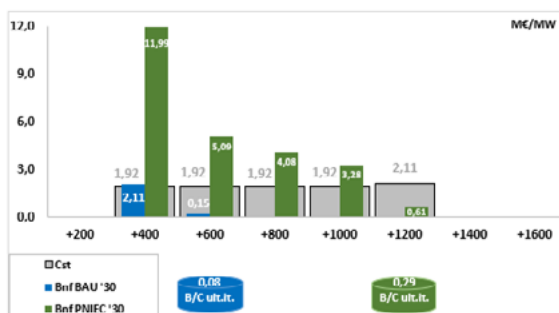
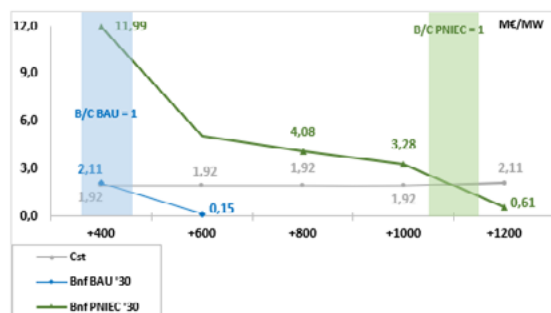
Sezione Sardegna – Centro Sud



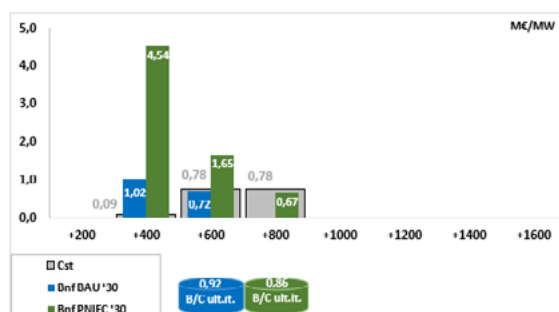
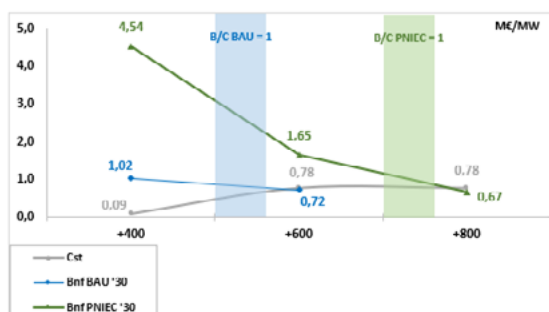
Sezione Sardegna – Sicilia

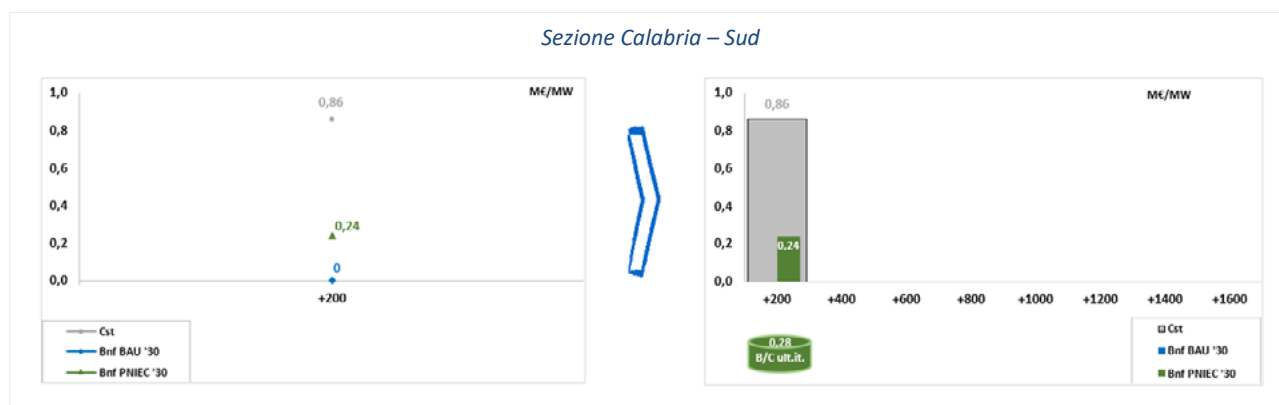


Sezione Sicilia – Centro Sud



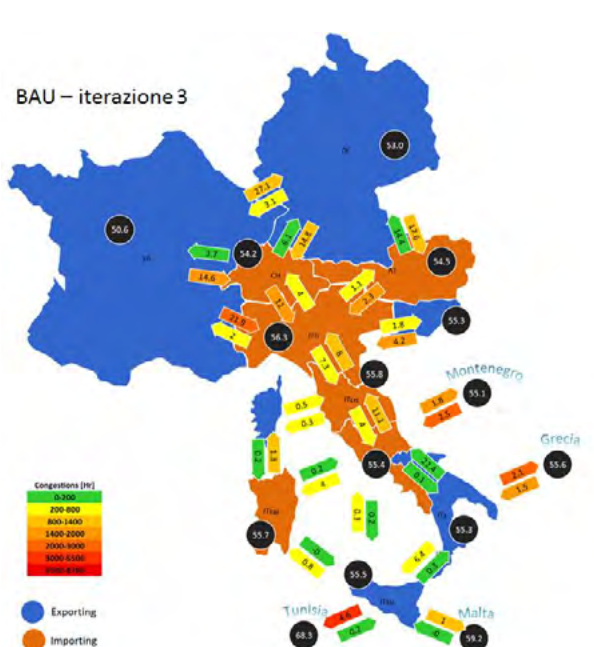
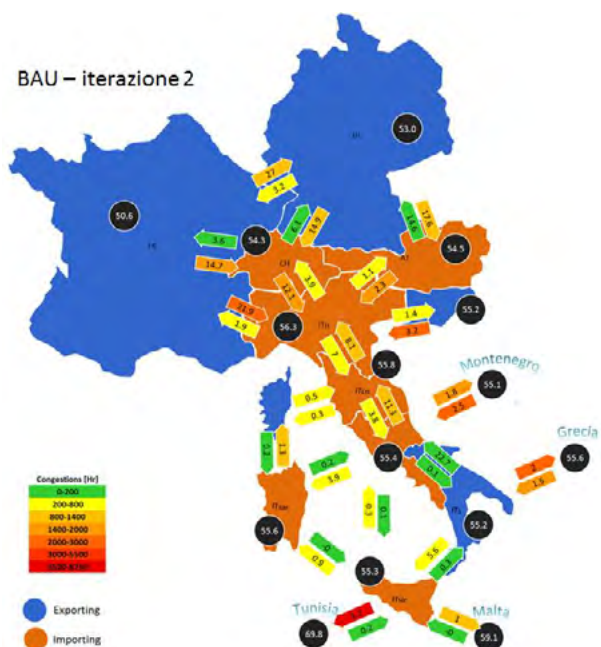
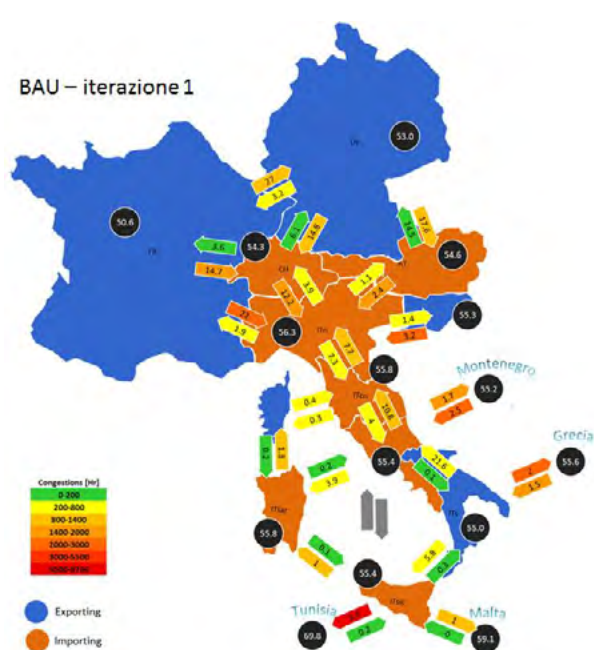
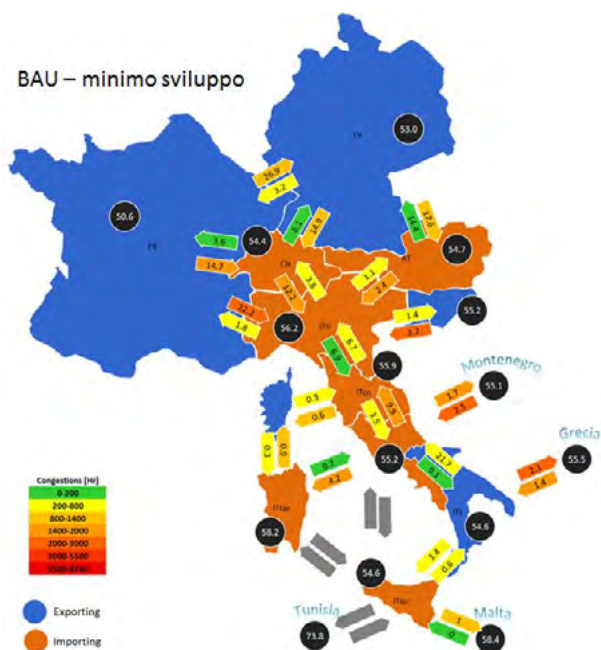
Sezione Sicilia – Calabria



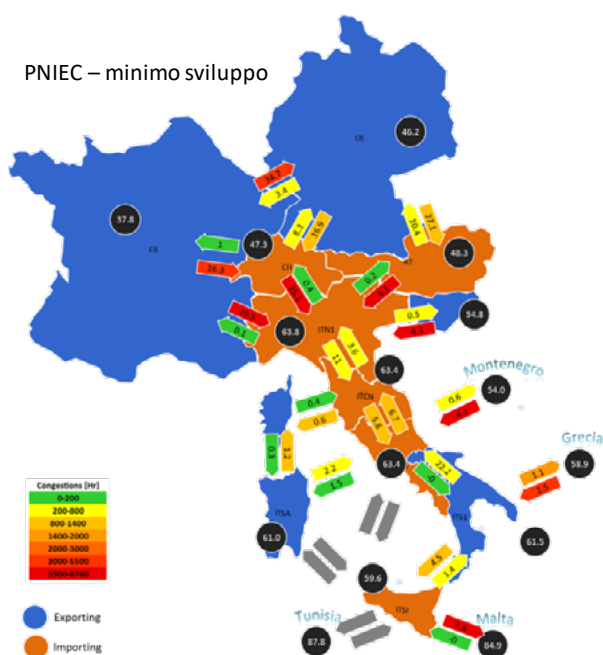


Allegato 6

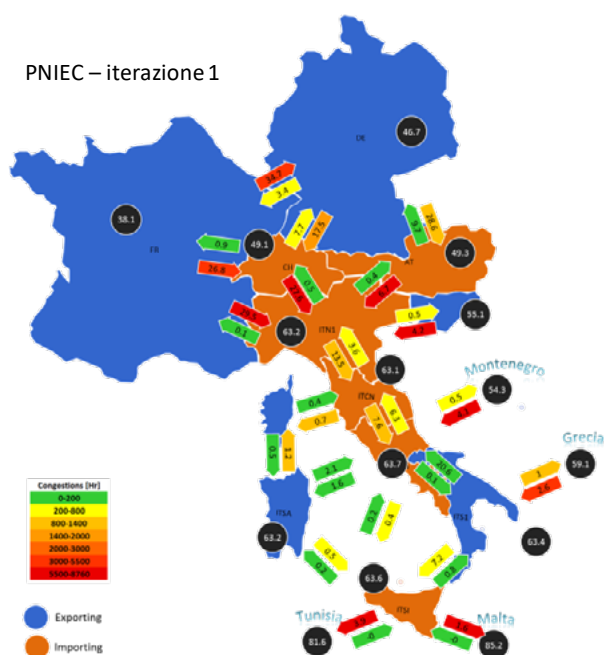
Flussi attesi scenari BAU 2030 e PNIEC 2030



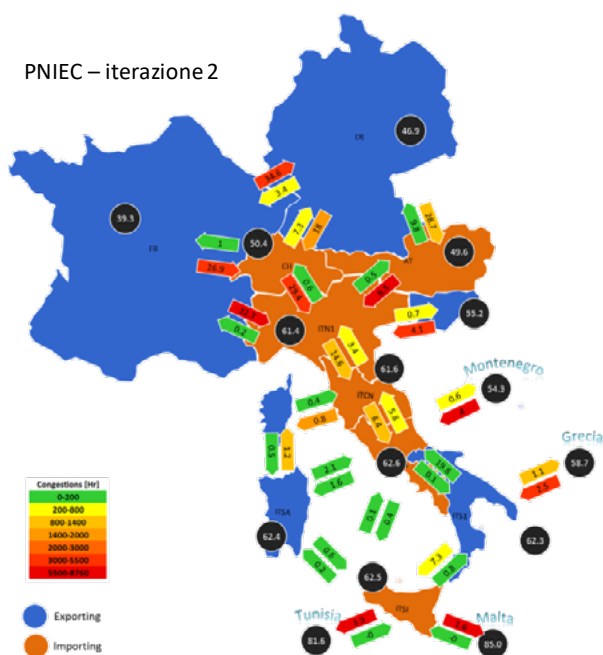
PNIEC – minimo sviluppo



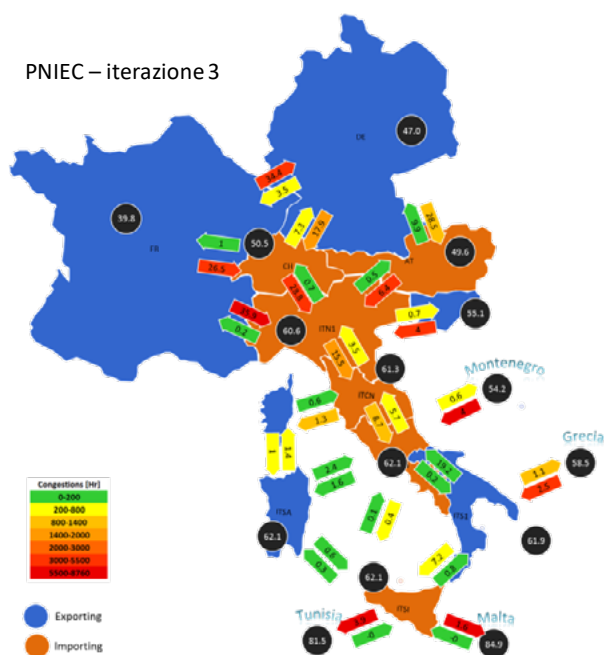
PNIEC – iterazione 1



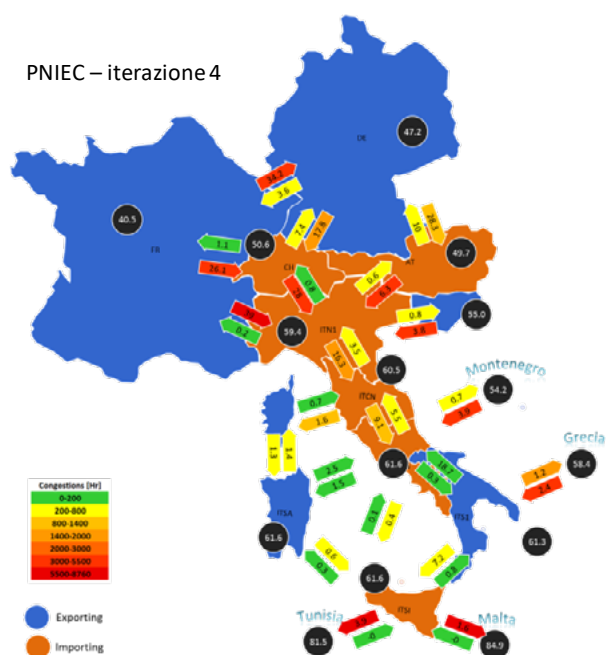
PNIEC – iterazione 2



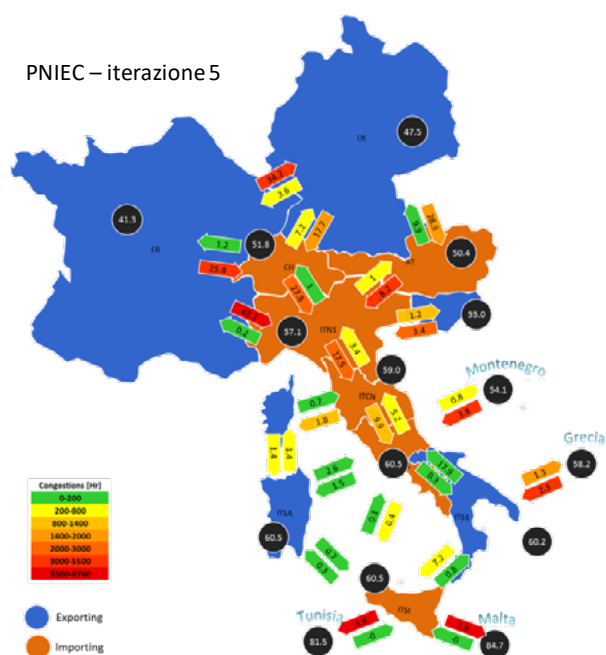
PNIEC – iterazione 3



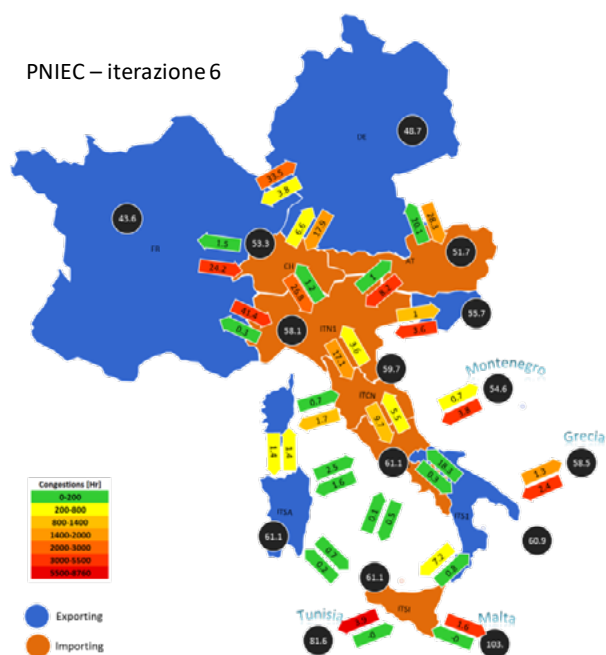
PNIEC – iterazione 4



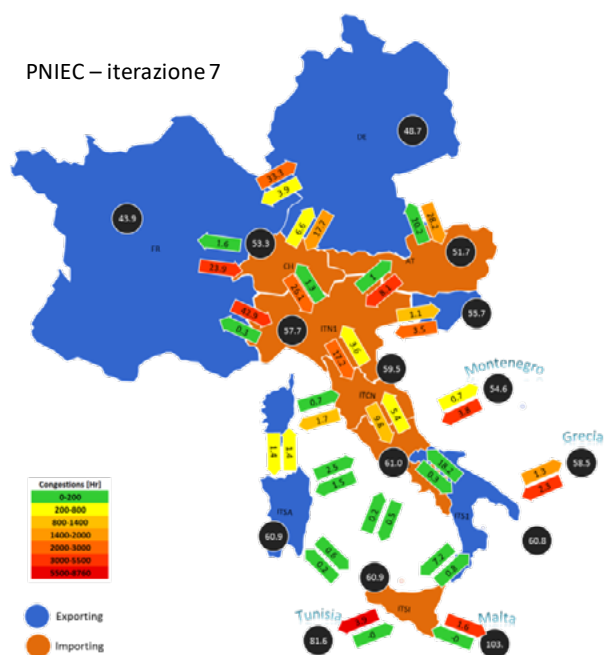
PNIEC – iterazione 5



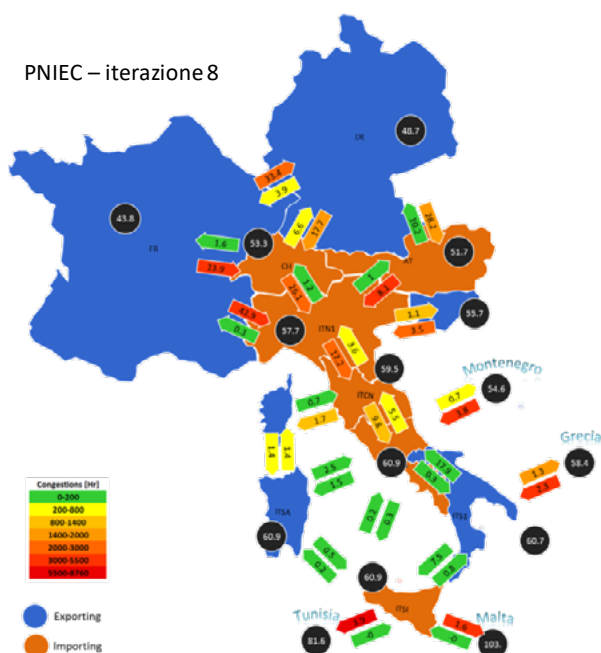
PNIEC – iterazione 6



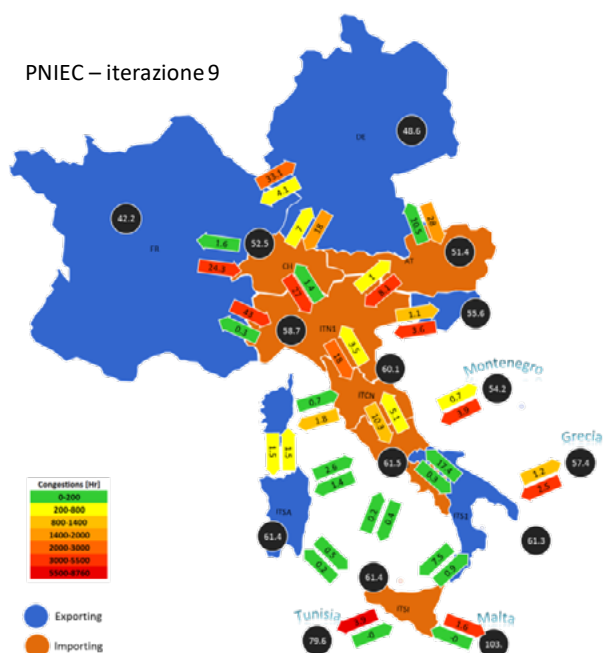
PNIEC – iterazione 7



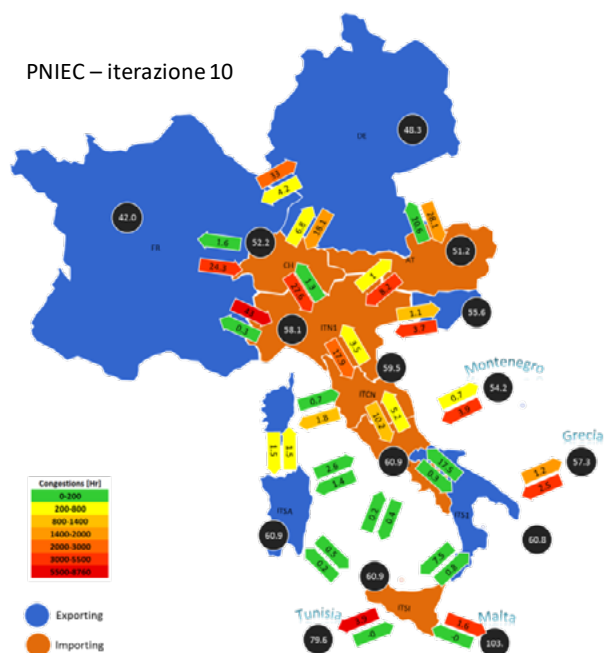
PNIEC – iterazione 8



PNIEC – iterazione 9



PNIEC – iterazione 10



Allegato 7

Controdeduzioni alle osservazioni ricevute durante la consultazione della metodologia

Nel presente allegato si riportano le controdeduzioni Terna in risposta alle osservazioni pervenute dai soggetti interessati nell'ambito della consultazione sulla metodologia per la identificazione della capacità obiettivo edizione 2020.

I riscontri alle osservazioni pervenute dagli stakeholders sono raggruppati sotto allo specifico spunto di riflessione, così come presente nel documento "Metodologia per la identificazione delle capacità obiettivo" posto in consultazione, mentre in coda si riportano le risposte ad altre osservazioni di carattere generale.

Spunto S.1: Si ritiene condivisibile eseguire le analisi per l'identificazione delle capacità obiettivo adottando la struttura zonale "Alternativa Base"?

OPERATORE 1: Sì, la scelta è condivisibile in quanto "Alternativa Base" è la struttura zonale che sarà in vigore a partire dal 2021, nonostante, nel processo di revisione della configurazione zonale, siano stati valutati i benefici fino al 2025, orizzonte nel quale "Alternativa Base" non risultava essere la configurazione migliore, superata per esempio dalla configurazione con solo due zone continentali.

D'altra parte, risulta sensato calcolare la capacità obiettivo su un maggiore numero di sezioni, considerando che sarà l'analisi stessa a indicare su quali sezioni è superfluo incrementare la capacità di scambio.

In ogni caso, sembra necessaria una verifica della coerenza tra la struttura zonale scelta e l'anno di riferimento per il caso di studio, ossia se l'Alternativa Base può essere considerata a tutti gli effetti una configurazione adatta e rappresentativa del sistema all'anno 2030, assumendo le evoluzioni attese della capacità e del sistema.

TERNA: Nel capitolo 4.2 "Struttura zonale" del Rapporto di identificazione delle capacità obiettivo edizione 2018, la consultazione del documento "Revisione configurazione zonale – Report finale", si è chiusa il 16 marzo 2018. Per effetto della Deliberazione 386/18/R/EEL, dal 1° gennaio 2019 è entrata in vigore una nuova configurazione zonale e infine, con Deliberazione 103/2019/R/EEL, ARERA ha avviato un processo volto al pieno recepimento (dal 1° gennaio 2021) della struttura zonale individuata da Terna come la più efficiente, ovvero la configurazione "Alternativa Base".

Pertanto, si è ritenuto di eseguire le analisi per l'individuazione delle capacità obiettivo adottando la configurazione zonale "Alternativa Base", con l'obiettivo di essere coerenti con quanto sarà in vigore dal 1° gennaio 2021 nonché nelle successive analisi.

In questo momento non è prevista una nuova revisione della struttura zonale ed una eventuale sensitivity su questo input, peraltro su scenari contrastanti, renderebbe insostenibile le analisi in virtù della numerosità delle variabili in gioco. Peraltro, come evidenziato dall'operatore, le indicazioni in esito agli studi di capacità obiettivo sulle sezioni possono essere utili a individuare in futuro un eventuale ulteriore esercizio di revisione della struttura zonale in base alle indicazioni che manifesterà l'Autorità.

Spunto S.2: Si ritiene condivisibile lavorare in continuità con l'Edizione 2018 considerando una rete di riferimento di "minimo sviluppo"?

OPERATORE 1: Sì, si ritiene condivisibile considerare una rete di riferimento di "minimo sviluppo" ed è condivisibile che tale rete sia identificata come la rete che, rispetto all'attuale, vede implementati i soli progetti di sviluppo autorizzati o la cui autorizzazione è prevista entro il 2020, inclusi nel Piano di Sviluppo 2020, ed il cui completamento è previsto, sulla base delle informazioni più aggiornate, entro il 2025.

Spunto S.3: Si ritiene condivisibile lavorare in continuità con l'Edizione 2018 effettuando le analisi all'anno studio 2030 e valutando un'analisi di sensitività dei valori finali di capacità obiettivo all'anno studio 2040?

OPERATORE 1: La scelta dell'anno 2030 come riferimento per il medio-lungo termine è condivisibile, tuttavia condurre le analisi per il solo anno di studio 2030 e mantenere il cashflow dei benefici costante sino al termine di vita economica dell'esercizio dell'asset potrebbe restituire dei risultati parziali, in termini di benefici per il sistema, considerata la prospettiva di forti cambiamenti strutturali nel lungo termine per seguire il processo di decarbonizzazione.

Pertanto, si ritiene opportuno svolgere le valutazioni anche su un anno di studio di più lungo termine (2040). Un secondo anno studio potrebbe essere necessario non solo come analisi di sensitività dei risultati finali, ma come riferimento per la valutazione dell'opzione least regret su una matrice anni-scenari. Gli scenari per il 2040, in continuità con la scelta fatta per il 2030, potrebbero essere lo scenario BAU utilizzato nel Piano di Sviluppo e lo scenario National Trends utilizzato nell'ambito del TYNDP degli ENTSOs, essendo il National Trends al 2030 lo scenario che implementa i Piani Nazionali Energia e Clima dei vari Paesi Europei. L'effetto di maggiore incertezza legato alla proiezione ventennale delle ipotesi potrebbe essere mitigato nella costruzione dei cashflow dall'attualizzazione dei benefici.

TERNA: *Il processo di valutazione delle capacità obiettivo è stato condotto nell'anno studio 2030 di riferimento per le seguenti ragioni:*

- *coerenza con l'orizzonte decennale di Piano di Sviluppo;*
- *considerare un valore di incertezza congruo, tipico di previsioni decennali;*
- *coerenza con l'obiettivo di meccanismo di misurazione degli output introdotto dall'Autorità con un orizzonte di attivazione di breve termine (periodo regolatorio 2019-2023);*

L'anno studio 2040 su un orizzonte ventennale, presenta un maggior livello di incertezza e pertanto, pur riconoscendone l'importanza, renderlo parte integrante del processo complessivo condizionerebbe gli obiettivi decennali che sarebbero quindi costruiti su una base dati più incerta.

Il suggerimento condivisibile dell'operatore appare mirato a comprendere come si inserisce l'anno studio 2040 in una matrice anni scenari nel metodo del least regret pertanto in tal senso si valuterà l'anno studio 2040.

Le valutazioni condotte consentono di definire il livello di variabilità degli output in uno scenario di lungo termine in presenza di scenari evidentemente contrastanti.

Spunto S.4: Si ritiene condivisibile l'adozione del metodo TOPSIS per la scelta delle sezioni/confini su cui simulare gli incrementi di capacità?

OPERATORE 1: Si ritiene che il metodo TOPSIS sia sicuramente migliorativo rispetto alla metodologia adottata nel 2018, permettendo di valutare la necessità e la priorità degli incrementi di capacità sulle diverse sezioni/confini.

Tuttavia, con l'approccio PINT (a differenza del TOOT), esiste sempre il rischio che si stimi il beneficio marginale di uno step di sviluppo su una sezione/confine (pur prioritaria) rispetto alla situazione di partenza (o comunque allo step precedente) delle altre sezioni/confini e poi si valuti l'incremento di capacità anche sulle altre sezioni/confini: in questo caso il beneficio marginale sulla prima sezione potrebbe essere stato sovrastimato o sottostimato, perché non è detto che rimanga uguale modificando le condizioni al contorno.

Per valutare la solidità di quello che è stato fatto con il PINT, si potrebbe pensare ad esempio di fare una verifica sul beneficio marginale stimato, applicando un approccio TOOT sull'opzione di sviluppo finale per eventualmente correggere il beneficio degli incrementi di capacità sulle singole sezioni/confini rispetto al livello finale di capacità obiettivo su tutte le sezioni/confini.

Si ritiene inoltre necessario giustificare i pesi utilizzati nella matrice decisionale, posti tutti pari a 0.25. Ad esempio, il differenziale di prezzo e le ore di congestione sono indicatori tra loro correlati: potrebbe essere quindi più indicato assegnare a un peso minore a queste due variabili? (per esempio, 0.2 ciascuno e 0.3 per gli altri due indicatori).

TERNA: *Si coglie positivamente il riscontro ricevuto in merito alla verifica tramite approccio TOOT dei risultati finali in favore della solidità dei risultati ed in tal senso si è valutato quanto segue:*

- *le strategie di sviluppo sono incrementalmente pertanto il calcolare il B/C dell'ultima iterazione, laddove > 0 , implica la conferma implicita dell'iterazione precedente e quindi dei valori di PINT simulati;*
- *il B/C dell'ultima iterazione < 0 invece induce a pensare che il beneficio sulla determinata sezione/confine possa esser stato eroso da sviluppi su altre sezioni/confine e quindi appare corretto ipotizzare un meccanismo di correzione.*

Si evidenzia che l'approccio TOOT è già adottato nel Least Regret simulando il beneficio complessivo dei valori finali di incremento capacità obiettivo e quindi nettato degli effetti concorrenti tra sezioni/confini. L'adozione del Least Regret avanzato inoltre consente di ottimizzare i valori di capacità obiettivo finali.

Si ritiene quindi che sostanzialmente un'adeguata applicazione del Least Regret, eseguita organicamente sugli scenari contrastanti, consentirebbe di raggiungere analoghi risultati di correzione del beneficio.

Si ringrazia l'operatore per la valutazione positiva espressa in merito al metodo TOPSIS e gli ulteriori suggerimenti. La scelta di utilizzare pesi uguali per ciascuno dei quattro criteri di giudizio nella matrice decisionale scaturisce dalla volontà da parte di Terna di non influenzare l'analisi con assunzioni, seppur motivabili, che indirizzino l'esercizio. Come osservato dall'operatore, i due indicatori relativi al differenziale di prezzo ed alle ore di congestione derivano entrambi da simulazioni di MGP, seppur rappresentativi di due aspetti differenti. Inoltre h di congestione elevate non implicano necessariamente analoghi differenziali di prezzo e viceversa. I due indicatori, seppur output di uno stesso tool, forniscono informazioni complementari.

È altresì vero che l'analisi decisionale multi-criterio prevede che il decision maker possa decidere arbitrariamente i criteri in base ai quali giudicare la risposta globale delle alternative e la loro importanza relativa. Un'ulteriore opzione potrebbe risiedere nel differenziare i pesi nel corso del processo iterativo qualora uno dei criteri si dimostrasse meno "orientativo" rispetto agli altri: se, ad esempio, nelle iterazioni finali l'indicatore del differenziale di prezzo tra sezioni interne risultasse quasi uniforme, si potrebbe decidere di attribuire a quel criterio un peso inferiore rispetto agli altri.

Peraltro, come si evidenzia nel rapporto, dall'applicazione pratica del TOPSIS, nel corso del processo iterativo, è emersa una correlazione progressivamente più debole tra gli indici di performance calcolati in base ai quattro criteri di selezione individuati su ciascun confine/sezioni ed i relativi benefici risultanti dalle simulazioni dei PINT. Si è quindi ritenuto di potersi discostare dall'applicazione rigorosa del metodo nelle iterazioni successive per poter concludere ai fini del presente rapporto il calcolo delle capacità obiettivo.

Tuttavia, per poter raccogliere il suggerimento di rendere il processo più strutturato, si rende necessario riflettere su ulteriori aggiornamenti di lungo termine della metodologia che mettano in ingresso al TOPSIS opportuni indicatori sintetici dei benefici che verranno poi calcolati dalle simulazioni dei PINT.

Si coglie lo spunto dell'operatore di valutare di differenziare i pesi relativi ai quattro criteri di giudizio ed in generale di un miglioramento del TOPSIS in eventuali future edizioni dell'esercizio di identificazione delle capacità obiettivo.

Spunto S.5: In riferimento al raggiungimento di valori di capacità molto elevati, si ritiene condivisibile individuare un criterio per l'individuazione di una capacità limite?

OPERATORE 1: Sì, si ritiene necessario individuare un range di “ragionevole” incremento della capacità su sezioni/confini, per evitare di estendere le simulazioni a casi non raggiungibili.

Un possibile approccio potrebbe essere la scelta di una soglia di costo massimo incrementale da sostenere per lo step di sviluppo, superato il quale non si assumono ulteriori incrementi di capacità: questa soglia potrebbe essere stimata sulla base del costo di investire o di supportare un investimento (ad esempio tramite Capacity Market) in una risorsa o di un set di risorse alternative. Ad esempio, la soglia di costo per uno step di incremento di capacità di 400 MW potrebbe essere fissata al costo di contrattualizzare tramite il Capacity Market una taglia analoga di capacità nuova. Si dovrebbe cioè individuare quale risorsa (o set di risorse) potrebbe essere equivalente, in termini sia di adeguatezza che di sicurezza, allo sviluppo incrementale della rete e stimarne il costo per Terna come “costo soglia”.

TERNA: *Si condivide il positivo riscontro, anche relativamente alla proposta di considerare come riferimento il costo in risorse alternative (es. tramite Capacity Market); da una prima riflessione l'approccio proposto riferito alle risorse alternative di approvvigionamento in ambito capacity potrebbe non rappresentare un'alternativa compiuta in quanto le risorse di generazione sarebbero in grado di offrire servizi tuttavia non consentirebbero di favorire maggiore capacità di trasmissione al servizio delle fonti rinnovabili. Raccogliendo invece lo spunto si potrebbe valutare come costo di riferimento alternativo quello di realizzazione di capacità di accumulo localizzato.*

Perseguendo l'approccio di cui sopra, si potrebbe ipotizzare un meccanismo di correzione dei risultati introducendo le seguenti leve per valori di capacità obiettivo maggiori rispetto a quanto programmato nei Piani di Sviluppo, nei quali i rinforzi sono pianificati in modo organico considerando tutte le ipotesi al contorno:

- *introdurre nel costo di realizzazione gli interventi di decongestionamento nelle zone di mercato aggiuntivi a quanto considerato sulle sezioni/confini;*
- *considerare opportuni coefficienti di utilizzo di valori elevati di capacità di scambio laddove emergesse che tali valori non possano essere pienamente sfruttati (es. valori elevati di scambio in import alla frontiera Nord potrebbero essere legati al fabbisogno residuo della zona Nord);*

A tal scopo il presente rapporto ha descritto il metodo con cui si sono normalizzati i valori di capacità obiettivo emersi nello scenario PNIEC. In appendice (rif.) si riportano i dettagli dei valori di capacità elevati emersi ante processo di normalizzazione.

Spunto S.6: Si ritiene condivisibile un metodo che consenta di individuare una capacità limite per concludere le iterazioni senza eccedere con valori irragionevoli e non verificabili?

OPERATORE 1: Sì, come sopra.

Spunto S.7: Si ritiene condivisibile il miglioramento del metodo del least regret che, per approssimazioni successive, individua un set di valori di capacità che consente di minimizzare il rimpianto in entrambi gli scenari?

OPERATORE 1: Se gli scenari sono troppo divergenti, si ritiene necessario migliorare il least regret, in quanto selezionare una delle due opzioni riferite ai due scenari non corrisponde a scegliere l'opzione teoricamente ottima che minimizza la distanza tra i due. Quindi si dovrebbe trovare, per approssimazioni successive, una soluzione intermedia che minimizza il criterio.

Dai documenti a disposizione non è chiaro in quale modo verrà implementata tale valutazioni di punti intermedi.

Noi riteniamo corretto procedere nel seguente modo.

Per ogni sezione/confine viene identificato una serie di punti intermedi tra le due capacità ottimali risultanti dall'analisi dei due scenari BAU e PNIEC. Per ciascun valore intermedio di capacità sono quindi associati i valori di costo e beneficio tramite l'utilizzo delle curve ottenute per i due scenari. Svolgendo questa analisi per ogni sezione/confine si ottengono le "opzioni di sviluppo" intermedie a cui associare il beneficio netto e il worst regret associato.

Abbiamo inteso correttamente la procedura?

Si evidenzia che, nel caso di valori di capacità ottimali particolarmente diversi nei due scenari, c'è il rischio che, per la curva che ha dato luogo al valore inferiore, non ci siano abbastanza punti con cui determinare i valori di costo e beneficio associati ai valori intermedi di capacità (più alti).

TERNA: *Si ringrazia dell'osservazione e si condivide la necessità di migliorare il metodo del least regret in presenza di scenari fortemente divergenti. La possibilità di procedere con approssimazioni successive è stata descritta a caratteri generali nel documento di consultazione della metodologia al fine di raccogliere spunti e punti di vista; la descrizione del metodo di implementazione è stata chiarita nel presente rapporto finale, seppur la descrizione riportata dall'operatore ne descrive appropriatamente l'approccio su cui si basa.*

La procedura che si è applicata ha identificato set di valori di capacità intermedi come media dei valori individuati negli scenari BAU e PNIEC per ciascuna sezione/confine. A ciascun set di valori di capacità intermedi sono associati dei valori di costo, calcolati utilizzando le curve definite per ciascuna sezione/confine. Si evidenzia che le curve di costo sono indipendenti dallo scenario analizzato, poiché correlate unicamente ai valori di capacità complessiva che si sta valutando per ciascuna sezione/confine (e quindi ai relativi progetti).

A questo punto si sono simulati contestualmente i set di valori di capacità intermedi nei due scenari al fine di valutare il beneficio netto complessivo derivante. Questo processo è continuato settando ulteriori opzioni intermedie (seppur discrete) fino a raggiungere un set che minimizza il "rimpianto".

In merito al rischio rappresentato relativo alla mancanza di "punti con cui determinare i valori di costo e beneficio associati ai valori intermedi di capacità (più alti)" si segnala che con riferimento ai "Benefici di riduzione vincoli di rete" (VRE) i dati sono disponibili e vengono usati finì ai valori già presenti nell'ambito dei Piani di Sviluppo o laddove è possibile ipotizzare uno schema di rete.

Altri spunti e feedback

OPERATORE 1:

Tema scenari

La System Adequacy è composta da Trasmission Adequacy e Generation Adequacy, che possono essere considerate complementari e, in alcuni casi, sostitute. È pertanto necessario dettagliare come si intende

coordinare lo sviluppo della capacità di rete con la capacità di generazione: ad esempio, gli scenari utilizzati prendono in considerazione una capacità di generazione allineata ai risultati delle recenti aste del Capacity Market? E come si intende considerare il possibile risultato di successive aste, con le quali potrebbe essere contrattualizzata ulteriore capacità di generazione nuova?

Andrebbero pertanto 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 e se esistano o meno ragioni di priorità o non sostituibilità tra le due.

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

La stima dei benefici all'interno degli scenari dipenderà in modo rilevante dall'andamento dei fondamentali economici, in particolare l'evoluzione dei prezzi delle commodities. Soprattutto nello scenario BAU, dal prezzo delle commodities assunto dipenderanno le dinamiche di coal-to-gas switching a livello europeo e quindi l'import netto, il livello di sviluppo tecnologico, il livello dei prezzi e l'entità dei flussi sul territorio nazionale, determinando i benefici attesi. Si segnala altresì che nello scenario PNIEC le commodities sono assunte a valori particolarmente elevati rispetto alle più recenti dinamiche.

Si ritiene pertanto che possa essere utile verificare innanzitutto la coerenza e solidità degli scenari anche dal punto di vista dei fondamentali economici e svolgere delle analisi di sensitività a livello di scenario facendo variare (per esempio sulla base della volatilità storica) il valore delle commodities quali prezzo gas, carbone e CO₂, per rendere più robusta la quantificazione dei benefici.

TERNA: *Il tema dell'adeguatezza è considerato come input per le analisi sugli scenari congiunti elaborati da Terna e Snam. Tali scenari sono, a loro volta, considerati come input per gli studi della capacità obiettivo.*

Il meccanismo del Capacity Market ha come principale finalità quella di garantire segnali di prezzo stabili agli operatori e condizioni di adeguatezza del sistema elettrico coerenti con gli obiettivi di decarbonizzazione. Il mercato della capacità è stato considerato all'interno della definizione degli scenari dove si precisa che il parco termoelettrico è stato definito anche a valle del calcolo di sostenibilità economica di ogni singolo impianto tenendo conto da un lato dei costi fissi e dei costi variabili e dall'altro dei ricavi derivanti dal mercato energetico e dall'applicazione del Capacity Market (missing money). Peraltro, in base agli impianti oggi contrattualizzati (buona parte con valenza annuale) risulterebbe di difficile applicazione traslare queste ipotesi in scenari di lungo termine. Per tali ragioni non si ritiene di dover considerare una sensitivity con il capacity market.

In ambito della predisposizione del "Rapporto di identificazione delle capacità obiettivo" è stata valutata la possibilità di sviluppare sensitivity su altre variabili come proposto. Si predilige tuttavia considerare scenari sviluppati secondo processi formalizzati e condivisi, piuttosto che frutto di ipotesi unilaterali che andrebbero motivate. Si ritiene pertanto che eventuali sensitivity non saranno parte integrante del rapporto ma eventualmente saranno rappresentate nella prevista consultazione.

La costruzione delle curve dei costi e benefici marginali

Si ritiene la spiegazione della costruzione della curva dei costi marginali non molto chiara. Anche la tabella 5 riportata come esempio non è stata d'aiuto a comprendere appieno la metodologia.

Si condivide la scelta di aumentare la discretizzazione per gli step del PINT, soprattutto in prossimità dell'incrocio tra le due curve: se lo step scelto può aver senso per non moltiplicare il numero di simulazione in un luogo lontano dall'incrocio tra la curva di costo e di beneficio marginale, può essere opportuno ricercare una maggiore precisione nei dintorni del punto di equilibrio.

A livello quantitativo, essendo difficile farsi un'idea di quanto questa modifica consenta di avere delle curve più accurate, si potrebbe riportare un esempio a partire dai test già svolti, mostrando il numero di punti analizzati della curva, a confronto con la metodologia precedente.

Nel calcolo dei benefici attesi su MGP, coerentemente con le metodologie comunemente associate a livello europeo, viene monitorata l'evoluzione del costo marginale di sistema, escludendo dalle simulazioni degli impatti generati dagli interventi di rinforzo specifiche assunzioni sulle possibili strategie di offerta dei player che potrebbero risultare arbitrarie. Tuttavia, come segnalato già nel 2018, le strategie di offerta dei concorrenti spesso enfatizzano l'effetto sui prezzi dovuto ai limiti di scambio fra zone. Si ritiene perciò importante suggerire di includere nella valutazione dei benefici apportati dagli interventi un'analisi complementare della struttura competitiva dei mercati e della sua potenziale evoluzione a valle dell'intervento di rinforzo. 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. Inoltre, sarebbe interessante un maggior dettaglio descrittivo sulla metodologia di calcolo dei benefici relativi a MSD, in particolare su come vengono calcolati i prezzi utilizzati per valorizzare i minori volumi approvvigionati.

TERNA: *In merito alla costruzione delle curve di costo marginale si ringrazia l'operatore per l'osservazione. La costruzione delle curve è stata semplificata nella fase di consultazione della metodologia, ma è stata ampiamente dettagliata nel rapporto finale, in cui sono descritti i criteri e gli approcci utilizzati, nonché mostrate le voci di dettaglio che alimentano la definizione dei costi marginali dei singoli progetti e contribuiscono alla definizione dei dati di OUTPUT dei costi marginali.*

In merito all'efficacia del dimezzamento delle soglie, le analisi condotte ne hanno confermato l'utilità come si evince dal rapporto.

Il suggerimento dell'operatore riguardo l'inclusione di analisi inerenti all'evoluzione del livello di competitività zonale a seguito della realizzazione di un intervento di rinforzo all'interno degli algoritmi per la simulazione dell'MGP e dell'impatto di tale rinforzo sui volumi scambiati in MSD è senz'altro un aspetto di interesse tuttavia condizionato dalla necessità di ipotizzare strategie che i players possono attuare in un orizzonte decennale, con i relativi margini di incertezza.

In un contesto di pianificazione di lungo periodo si ritiene ragionevole eseguire le analisi di mercato MGP ed MSD con dettaglio orario e tenendo in conto anche aspetti di strategia di offerta da parte degli operatori, senza includere ulteriori dettagli; nello specifico includere gli effetti di decisioni degli operatori di mercato dettate dal contesto e dalle opportunità di marginalità economica, in accordo alla capacità competitiva e concorrenziale del momento potrebbe restituire un quadro rappresentativo della recente struttura competitiva dei mercati ma che risulterebbe caratterizzato da un elevato livello di incertezza in scenari decennali o ventennali di riferimento.

Accuratezza

Infine, l'accuratezza degli strumenti di simulazione utilizzati può essere certificata, mostrando, se disponibili, i risultati di backtest su anni passati che consentano di valutare la capacità di replicare il sistema e i mercati, dimostrando così la solidità dei risultati.

TERNA: *Una breve descrizione degli strumenti di simulazione adottati, insieme ad alcuni riferimenti bibliografici utili a chiarirne il processo simulativo sono riportati nell'Allegato 2 del documento "Metodologia per la identificazione delle capacità obiettivo 2020". Terna si rende disponibile a fornire ulteriore letteratura di supporto agli operatori che ne ravvisino necessità. Infine, relativamente agli strumenti di simulazione utilizzati si segnala che non sono disponibili risultati di backtest su anni passati. In definitiva si tratta di strumenti collaudati e utilizzati da diversi anni in Terna anche nell'ambito delle valutazioni del Piano di Sviluppo, pertanto ai fini del seguente esercizio si considera confermata la solidità dei risultati.*

Allegato 8

Simulazioni nello scenario PNIEC ante processo di normalizzazione

In Figura 39, Figura 40 e Figura 41 si riportano i valori di capacità obiettivo aggiuntiva e le strategie di sviluppo risultanti dalle analisi nello scenario PNIEC se non fosse stato adottato il processo di normalizzazione illustrato nel paragrafo 5.4 per valori di capacità significativamente elevati rispetto a quanto già pianificato da Terna nel Piano di Sviluppo.

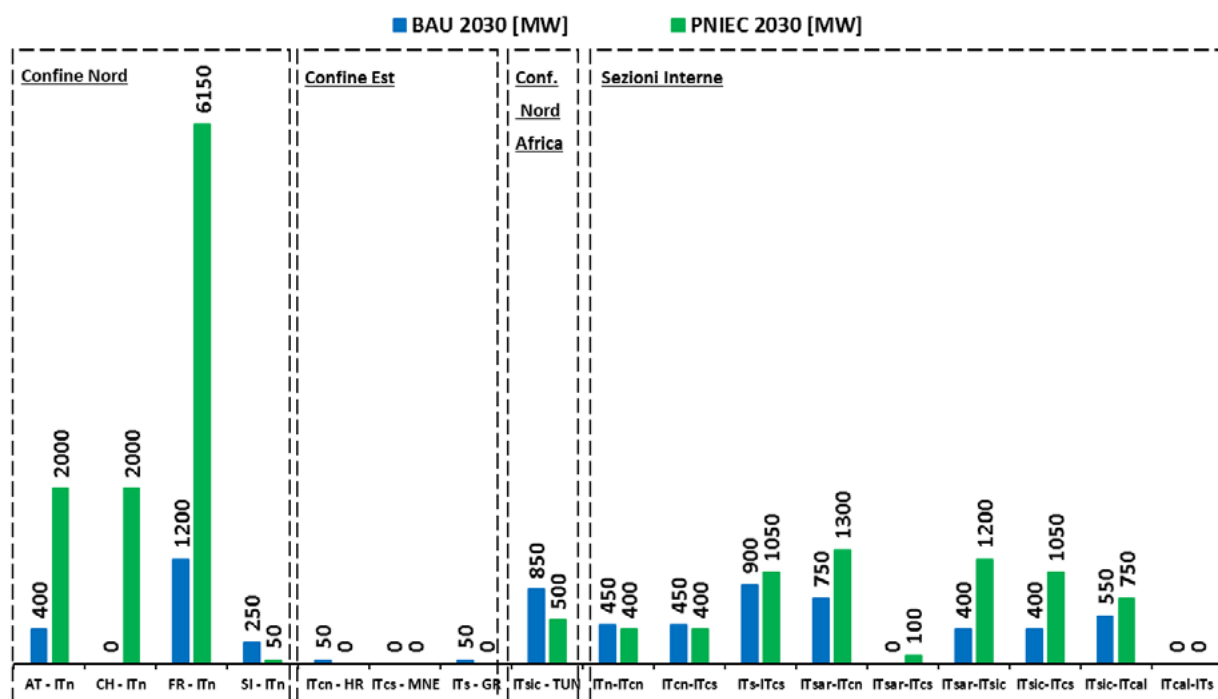


Figura 39 - Valori di capacità obiettivo aggiuntiva per ciascuna sezione/confine risultanti dalle simulazioni negli scenari BAU e PNIEC ante processo di normalizzazione



SCENARIO PNIEC 2030		ITERAZIONE 1 - PINT	ITERAZIONE 2 - PINT	ITERAZIONE 3 - PINT	ITERAZIONE 4 - PINT	ITERAZIONE 5 - PINT	ITERAZIONE 6 - PINT
Confine Nord	AT - ITn	$P^* \geq L_{EST}$ PINT=SI +500 B/C > 1	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* \geq L_{EST}$ PINT=SI +500 B/C > 1	$P^* \geq L_{EST}$ PINT=SI +500 B/C > 1
	CH - ITn	$P^* \geq L_{EST}$ PINT=SI +500 B/C > 1	$P^* \geq L_{EST}$ PINT=SI +500 B/C > 1	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* \geq L_{EST}$ PINT=SI +500 B/C > 1	$P^* \geq L_{EST}$ PINT=SI +500 B/C > 1
	FR - ITn	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* \geq L_{EST}$ PINT=SI +500 B/C > 1	$P^* \geq L_{EST}$ PINT=SI +500 B/C > 1	$P^* \geq L_{EST}$ PINT=SI +500 B/C > 1	$P^* \geq L_{EST}$ PINT=SI +500 B/C > 1	$P^* \geq L_{EST}$ PINT=SI +500 B/C > 1
	SI - ITn	$P^* \geq L_{EST}$ PINT=SI +500 B/C < 1	$P^* \geq L_{EST}$ PINT=SI +500 B/C < 1	$P^* \geq L_{EST}$ PINT=SI +500 B/C < 1	$P^* \geq L_{EST}$ PINT=SI +500 B/C < 1	$P^* \geq L_{EST}$ PINT=SI +500 B/C < 1	$P^* \geq L_{EST}$ PINT=SI +500 B/C < 1
Confine Balcani	ITcn - HR	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO
	ME - ITcs	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* \geq L_{EST}$ PINT=SI +500 B/C < 1	$P^* \geq L_{EST}$ PINT=SI +500 B/C < 1	$P^* \geq L_{EST}$ PINT=SI +500 B/C < 1	$P^* \geq L_{EST}$ PINT=SI +500 B/C < 1	$P^* \geq L_{EST}$ PINT=SI +500 B/C < 1
	ITs - GR	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO
Confine N.Africa	ITsic - TUN	$P^* \geq L_{EST}$ PINT=SI +500 B/C > 1	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* < L_{EST}$ PINT=NO	$P^* \geq L_{EST}$ PINT=SI +500 B/C < 1
	ITcn - ITn	$P^* < L_{IT}$ PINT=NO	$P^* \geq L_{IT}$ PINT=SI +400 B/C < 1	$P^* \geq L_{IT}$ PINT=SI +400 B/C < 1	$P^* \geq L_{IT}$ PINT=SI +400 B/C < 1	$P^* \geq L_{IT}$ PINT=SI +200 B/C < 1	$P^* \geq L_{IT}$ PINT=SI +200 B/C < 1
Sezioni interne	ITcs - ITcn	$P^* \geq L_{IT}$ PINT=SI +400 B/C > 1	$P^* \geq L_{IT}$ PINT=SI +400 B/C < 1	$P^* \geq L_{IT}$ PINT=SI +400 B/C < 1	$P^* \geq L_{IT}$ PINT=SI +200 B/C < 1	$P^* \geq L_{IT}$ PINT=SI +200 B/C < 1	$P^* \geq L_{IT}$ PINT=SI +200 B/C < 1
	ITs - ITcs	$P^* \geq L_{IT}$ PINT=SI +400 B/C > 1	$P^* < L_{IT}$ PINT=NO	$P^* < L_{IT}$ PINT=NO	$P^* \geq L_{IT}$ PINT=SI +200 B/C < 1	$P^* \geq L_{IT}$ PINT=SI +200 B/C < 1	$P^* \geq L_{IT}$ PINT=SI +200 B/C < 1
	ITsar - ITcn	$P^* \geq L_{IT}$ PINT=SI +400 B/C > 1	$P^* \geq L_{IT}$ PINT=SI +400 B/C > 1	$P^* < L_{IT}$ PINT=NO	$P^* \geq L_{IT}$ PINT=SI +200 B/C < 1	$P^* \geq L_{IT}$ PINT=SI +200 B/C < 1	$P^* \geq L_{IT}$ PINT=SI +200 B/C < 1
	ITsar - ITcs	$P^* < L_{IT}$ PINT=NO	$P^* < L_{IT}$ PINT=NO	$P^* < L_{IT}$ PINT=NO	$P^* < L_{IT}$ PINT=NO	$P^* \geq L_{IT}$ PINT=SI +200 B/C > 1	$P^* \geq L_{IT}$ PINT=SI +200 B/C > 1
	ITsar - ITsic	$P^* \geq L_{IT}$ PINT=SI +400 B/C > 1	$P^* \geq L_{IT}$ PINT=SI +400 B/C > 1	$P^* < L_{IT}$ PINT=NO	$P^* < L_{IT}$ PINT=NO	$P^* \geq L_{IT}$ PINT=SI +200 B/C > 1	$P^* \geq L_{IT}$ PINT=SI +200 B/C > 1
	ITsic - ITcs	$P^* \geq L_{IT}$ PINT=SI +400 B/C > 1	$P^* \geq L_{IT}$ PINT=SI +400 B/C > 1	$P^* < L_{IT}$ PINT=NO	$P^* < L_{IT}$ PINT=NO	$P^* \geq L_{IT}$ PINT=SI +200 B/C > 1	$P^* \geq L_{IT}$ PINT=SI +200 B/C > 1
	ITsic - ITcal	$P^* \geq L_{IT}$ PINT=SI +400 B/C > 1	$P^* \geq L_{IT}$ PINT=SI +400 B/C > 1	$P^* < L_{IT}$ PINT=NO	$P^* < L_{IT}$ PINT=NO	$P^* \geq L_{IT}$ PINT=SI +200 B/C > 1	$P^* \geq L_{IT}$ PINT=SI +200 B/C > 1
	ITcal - ITs	$P^* < L_{IT}$ PINT=NO	$P^* < L_{IT}$ PINT=NO	$P^* < L_{IT}$ PINT=NO	$P^* < L_{IT}$ PINT=NO	$P^* < L_{IT}$ PINT=NO	$P^* < L_{IT}$ PINT=NO

Figura 40 – Strategia di sviluppo in esito all'applicazione della metodologia ante processo di normalizzazione PNIEC 2030: iterazioni 1-6

SCENARIO PNIEC 2030	ITERAZIONE 7 - PINT	ITERAZIONE 8 - PINT	ITERAZIONE 9 - PINT	ITERAZIONE 10 - PINT	ITERAZIONE 11 - PINT
Confine Nord	AT - ITn PINT=SI +500 B/C < 1	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=SI +250 B/C < 1
	CH - ITn PINT=SI +500 B/C < 1	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=SI +250 B/C < 1
	FR - ITn PINT=SI +500 B/C > 1	PINT=SI +500 B/C > 1	P* ≥ L _{EST} PINT=SI +500 B/C > 1	P* ≥ L _{EST} PINT=SI +500 B/C > 1	PINT=SI +250 B/C < 1
	SI - ITn PINT=SI +500 B/C < 1	PINT=SI +500 B/C < 1	PINT=NO	PINT=NO	PINT=SI +500 B/C < 1
Confine Balcani	ITcn - HR PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=SI +500 B/C < 1
	ME - ITcs PINT=SI +500 B/C < 1	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=SI +250 B/C < 1
	ITs - GR PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=SI +250 B/C < 1
Confine N. Africa	ITsic - TUN PINT=SI +500 B/C < 1	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=SI +250 B/C < 1
	ITcn - ITn PINT=SI +200 B/C < 1	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=SI +200 B/C < 1
	ITcs - ITcn PINT=SI +200 B/C < 1	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=SI +200 B/C < 1
Sezioni interne	ITs - ITcs PINT=SI +200 B/C < 1	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=SI +200 B/C < 1
	ITsar - ITcn PINT=SI +200 B/C < 1	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=SI +200 B/C < 1
	ITsar - ITcs PINT=SI +200 B/C > 1	PINT=SI +200 B/C > 1	PINT=SI +200 B/C > 1	PINT=NO	PINT=SI +200 B/C < 1
	ITsar - ITsic PINT=SI +200 B/C > 1	PINT=SI +200 B/C > 1	PINT=SI +200 B/C > 1	PINT=SI +200 B/C < 1	PINT=SI +200 B/C < 1
	ITsic - ITcs PINT=SI +200 B/C > 1	PINT=SI +200 B/C > 1	PINT=SI +200 B/C > 1	PINT=NO	PINT=SI +200 B/C < 1
	ITsic - ITcal PINT=SI +200 B/C > 1	PINT=SI +200 B/C > 1	PINT=SI +200 B/C > 1	PINT=SI +200 B/C > 1	PINT=SI +200 B/C < 1
	ITcal - ITs PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=NO	PINT=SI +200 B/C < 1

Figura 41 – Strategia di sviluppo in esito all'applicazione della metodologia ante processo di normalizzazione nello scenario di riferimento PNIEC 2030: iterazioni 7-11

Simulazioni nello scenario PNIEC con normalizzazione dei soli costi di decongestionamento

In Figura 42 si riportano i valori di capacità obiettivo aggiuntiva risultanti dalle analisi nello scenario PNIEC se fosse stato adottato il processo di normalizzazione dei soli costi di decongestionamento illustrato nel paragrafo 5.4 per valori di capacità significativamente elevati rispetto a quanto già pianificato da Terna nel Piano di Sviluppo.

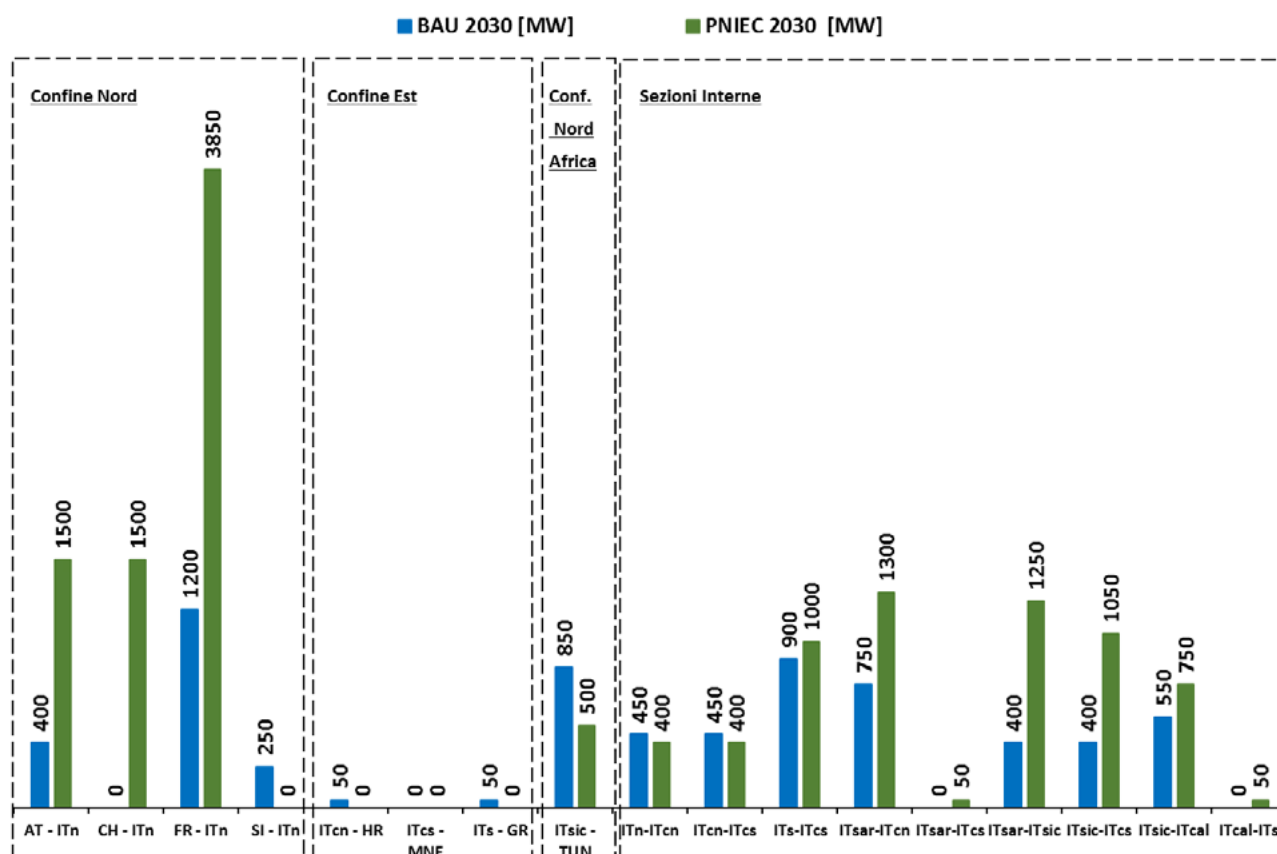


Figura 42 – Valori di capacità obiettivo aggiuntiva per ciascuna sezione/confine risultanti dalle simulazioni negli scenari BAU e PNIEC con l'applicazione del processo di normalizzazione dei soli costi di decongestionamento

Dati beneficio marginale dello scenario PNIEC 2030 per ciascuna frontiera del confine Nord in funzione delle iterazioni con normalizzazione dei soli costi di decongestionamento (iterazioni 6-11)

PNIEC 2030		ITERAZIONE 6- PINT				ITERAZIONE 7- PINT				ITERAZIONE 8- PINT						
Sezioni		Costo Marg [M€/MW]	Capacità [MW]	SEW [M€/MW*Y]	Bini/C	B/C	Costo Marg [M€/MW]	Capacità [MW]	SEW [M€/MW*Y]	Bini/C	B/C	Costo Marg [M€/MW]	Capacità [MW]	SEW [M€/MW*Y]	Bini/C	B/C
Confine Nord	AT - ITn	1,58	1500	0,04	0,25	0,25	0,99	1250					1250			
	CH - ITn	1,19	2000	0,03	0,35	0,35	0,84	1750					1750			
	FR - ITn	1,60	2500	0,06	1,07	1,07	1,76	2750	0,06	0,90	0,90		2750			
	SI - ITn	0,98	500	0,02	0,09	0,09	0,45	250					250			

PNIEC 2030		ITERAZIONE 9- PINT				ITERAZIONE 10- PINT				ITERAZIONE 11- PINT						
Sezioni		Costo Marg [M€/MW]	Capacità [MW]	SEW [M€/MW*Y]	Bini/C	B/C	Costo Marg [M€/MW]	Capacità [MW]	SEW [M€/MW*Y]	Bini/C	B/C	Costo Marg [M€/MW]	Capacità [MW]	SEW [M€/MW*Y]	Bini/C	B/C
Confine Nord	AT - ITn		1250					1250				0,99	1250	0,05	0,51	0,51
	CH - ITn		1750					1750				0,84	1750	0,00	0,00	0,00
	FR - ITn		2750					2750				1,76	2750	0,05	0,78	0,78
	SI - ITn		250					250				0,45	250	0,00	0,00	0,00

Allegato 9

Dettagli informazioni sull'applicazione del metodo TOPSIS

In Figura 43 e Figura 44 si riportano i dettagli sull'applicazione del metodo TOPSIS a partire dalla seconda iterazione⁴³ rispettivamente nello scenario BAU e PNIEC 2030.

a)

BAU 2030		ITERAZIONE 2 - PINT							
		C_1	C_2	C_3	C_4				
PESO		0.25	0.25	0.25	0.25				
Sezioni/Confini		Ore congestione	DP Average	Costo Marginale [M€/MW]	Stato Avanzamento Progetto	Capacità [MW]	Performance Alternativa	Rank	PINT
Confine Nord	AT - ITn	2369	2,31	0,21	2	500	0,36	4	NO
	CH - ITn	2230	2,43	0,32	4	500	0,41	3	SI
	FR - ITn	2949	6,27	0,51	1	500	0,36	6	NO
	SI - ITn	2756	1,74	0,28	4	500	0,42	2	SI
Confine Balcani	ITcn - HR	3283	2,22	0,68	1	500	0,19	8	NO
	MNE - ITcs	3659	2,70	0,74	4	500	0,36	5	NO
	ITS - GR	3962	2,82	0,55	1	500	0,27	7	NO
Confine N.Africa	ITSic - TUN	5996	14,43	0,98	1	1000	0,58	1	SI
Sezioni interne	ITcn - ITn	1314	0,87	1,19	1	400	0,46	4	SI
	ITcs - ITcn	1361	0,92	1,14	2	800	0,58	2	SI
	ITS - ITcs	448	0,40	0,46	4	400	0,58	1	SI
	ITSar - ITcn	1391	1,10	1,52	1	800	0,49	3	SI
	ITSar - ITcs	389	0,36	1,52	1	400	0,14	9	NO
	ITSar - ITSic	1228	0,51	1,92	2	800	0,38	6	NO
	ITSic - ITcs	1312	0,68	1,92	2	400	0,44	5	*SI
	ITSic - ITcal	442	0,58	0,78	1	800	0,34	7	NO
	ITcal - ITS	595	0,19	1,11	1	400	0,22	8	NO

*Come riportato nel Capitolo 6, qualora sezioni concorrenti tra di loro abbiano assunto indici di performance molto prossimi tra di loro anche se di poco inferiori al valore di soglia scelto in base alla mediana, si è ritenuto ragionevole testare comunque gli incrementi di capacità al fine di valutare i benefici risultanti, con l'obiettivo confermare gli incrementi di capacità più profittevoli in una specifica iterazione non correndo il rischio di condizionare le iterazioni successive.

Mediana SOGLIA

0,36 → 0,40

0,44 → 0,45

b)

BAU 2030		ITERAZIONE 3 - PINT							
		C_1	C_2	C_3	C_4				
PESO		0.25	0.25	0.25	0.25				
Sezioni/Confini		Ore congestione	DP Average	Costo Marginale [M€/MW]	Stato Avanzamento Progetto	Capacità [MW]	Performance Alternativa	Rank	PINT
Confine Nord	AT - ITn	2388	2,36	0,21	2	250	0,35	5	NO
	CH - ITn	2246	2,48	0,27	4	250	0,41	3	SI
	FR - ITn	2936	6,25	0,34	1	250	0,38	4	NO
	SI - ITn	2752	1,78	0,10	4	250	0,44	2	SI
Confine Balcani	ITcn - HR	3348	2,26	0,68	1	250	0,15	8	NO
	MNE - ITcs	3777	2,76	0,74	4	250	0,34	6	NO
	ITS - GR	3971	2,65	0,55	1	250	0,24	7	NO
Confine N.Africa	ITSic - TUN	6046	14,52	0,87	1	750	0,57	1	SI
Sezioni interne	ITcn - ITn	1400	0,86	1,19	1	200	0,60	3	SI
	ITcs - ITcn	1530	0,98	1,14	2	600	0,76	1	SI
	ITS - ITcs	159	0,17	0,62	3	600	0,42	4	SI
	ITSar - ITcn	1423	0,99	1,52	1	600	0,61	2	SI
	ITSar - ITcs	308	0,21	1,52	1	200	0,14	9	NO
	ITSar - ITSic	715	0,25	1,92	2	600	0,31	5	NO
	ITSic - ITcs	591	0,23	1,92	2	600	0,28	7	NO
	ITSic - ITcal	210	0,27	0,78	1	600	0,28	6	NO
	ITcal - ITS	388	0,12	0,86	1	200	0,26	8	NO

Mediana SOGLIA

0,37 → 0,40

0,31 → 0,35

Figura 43 – Dettagli sull'applicazione del metodo TOPSIS per lo scenario BAU 2030: a) iterazione 2; b) iterazione 3

⁴³ Il dettaglio relativo all'applicazione del TOPSIS nella prima iterazione è riportato in Figura 19.

a)

PNIEC 2030		ITERAZIONE 2 - PINT							
		C_1	C_2	C_3	C_4				
PESO		0,25	0,25	0,25	0,25				
Sezioni/Confini		Ore congestione	DP Average	Costo Marginale [M€/MW]	Stato Avanzamento Progetto	Capacità [MW]	Performance Alternativa	Rank	PINT
Confine Nord	AT - ITn	6449	14,28	0,42	1	1000	0,41	5	NO
	CH - ITn	6367	15,37	0,41	4	1000	0,69	1	SI
	FR - ITn	7456	25,06	0,51	1	500	0,51	4	SI
	SI - ITn	6154	9,97	0,28	4	500	0,62	2	SI
Confine Balcani	ITcn - HR	6276	11,16	0,68	1	500	0,24	8	NO
	MNE - ITcs	6605	12,44	0,74	4	500	0,52	3	SI
	ITs - GR	5726	9,98	0,55	1	500	0,30	6	NO
Confine N.Africa	ITsic - TUN	7478	17,98	0,98	1	1000	0,26	7	NO
Sezioni interne	ITcn - ITn	1317	1,75	1,19	1	400	0,59	3	SI
	ITcs - ITcn	1770	2,30	1,14	2	800	0,83	1	SI
	ITs - ITcs	141	0,30	0,80	1	800	0,24	7	NO
	ITsar - ITcn	1918	2,83	1,52	1	800	0,75	2	SI
	ITsar - ITcs	240	0,58	1,52	1	400	0,16	9	NO
	ITsar - ITsic	396	0,59	1,92	2	800	0,26	5	SI
	ITsic - ITcs	421	0,42	1,92	2	800	0,25	6	SI
	ITsic - ITcal	386	0,53	0,78	1	800	0,29	4	SI
	ITcal - ITs	73	0,11	0,86	1	400	0,22	8	NO

Mediana SOGLIA

0,46 → 0,50

0,26 → 0,25

b)

PNIEC 2030		ITERAZIONE 3 - PINT							
		C_1	C_2	C_3	C_4				
PESO		0,25	0,25	0,25	0,25				
Sezioni/Confini		Ore congestione	DP Average	Costo Marginale [M€/MW]	Stato Avanzamento Progetto	Capacità [MW]	Performance Alternativa	Rank	PINT
Confine Nord	AT - ITn	5848	12,23	0,42	1	1000	0,37	4	NO
	CH - ITn	5582	12,61	0,46	1	1500	0,35	5	NO
	FR - ITn	7088	22,13	0,68	1	1000	0,42	3	SI
	SI - ITn	5502	8,45	0,28	4	500	0,63	1	SI
Confine Balcani	ITcn - HR	5788	9,96	0,68	1	500	0,22	8	NO
	MNE - ITcs	6295	11,52	0,74	4	500	0,57	2	SI
	ITs - GR	5594	9,60	0,55	1	500	0,28	7	NO
Confine N.Africa	ITsic - TUN	7631	19,08	0,98	1	1000	0,32	6	NO
Sezioni interne	ITcn - ITn	1429	1,88	1,19	1	400	0,60	3	SI
	ITcs - ITcn	1939	2,59	1,14	2	800	0,88	1	SI
	ITs - ITcs	110	0,26	0,80	1	800	0,26	5	NO
	ITsar - ITcn	2077	2,91	1,52	1	800	0,74	2	SI
	ITsar - ITcs	191	0,33	1,52	1	400	0,15	8	NO
	ITsar - ITsic	163	0,14	2,11	1	1200	0,03	9	NO
	ITsic - ITcs	274	0,31	1,92	2	800	0,24	7	NO
	ITsic - ITcal	257	0,46	0,78	1	800	0,29	4	NO
	ITcal - ITs	69	0,07	0,86	1	400	0,24	6	NO

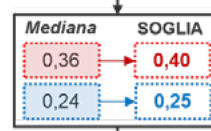
Mediana SOGLIA

0,36 → 0,40

0,26 → 0,30

c)

PNIEC 2030		ITERAZIONE 4 - PINT							
		C_1	C_2	C_3	C_4				
PESO		0.25	0.25	0.25	0.25				
Sezioni/Confini		Ore congestione	DP Average	Costo Marginale [M€/MW]	Stato Avanzamento Progetto	Capacità [MW]	Performance Alternativa	Rank	PINT
Confine Nord	AT - ITn	5596	11,40	0,42	1	1000	0,37	4	NO
	CH - ITn	5535	12,43	0,46	1	1500	0,36	5	NO
	FR - ITn	6874	20,76	0,71	1	1500	0,41	3	SI
	SI - ITn	5222	7,93	0,28	4	500	0,63	1	SI
Confine Balcani	ITcn - HR	5712	10,00	0,68	1	500	0,23	8	NO
	MNE - ITcs	6112	11,17	0,74	4	500	0,58	2	SI
	ITs - GR	5504	9,51	0,55	1	500	0,29	7	NO
Confine N.Africa	ITsic - TUN	7652	19,43	0,98	1	1000	0,35	6	NO
Sezioni interne	ITcn - ITn	1915	2,61	1,19	1	200	0,70	1	SI
	ITcs - ITcn	1325	1,83	1,14	2	600	0,65	2	SI
	ITs - ITcs	97	0,27	0,62	3	600	0,36	4	SI
	ITsar - ITcn	1369	1,92	1,60	1	1000	0,57	3	SI
	ITsar - ITcs	126	0,12	1,52	1	200	0,09	9	NO
	ITsar - ITsic	208	0,09	1,92	2	1000	0,17	8	NO
	ITsic - ITcs	248	0,18	1,92	2	600	0,18	7	NO
	ITsic - ITcal	253	0,36	0,78	1	600	0,24	5	NO
	ITcal - ITs	61	0,05	0,86	1	200	0,20	6	NO

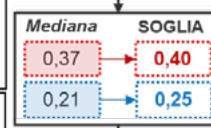


d)

PNIEC 2030		ITERAZIONE 5 - PINT							
		C_1	C_2	C_3	C_4				
PESO		0.25	0.25	0.25	0.25				
Sezioni/Confini		Ore congestione	DP Average	Costo Marginale [M€/MW]	Stato Avanzamento Progetto	Capacità [MW]	Performance Alternativa	Rank	PINT
Confine Nord	AT - ITn	5167	10,25	0,42	1	1000	0,35	6	**SI
	CH - ITn	5343	11,87	0,46	1	1500	0,36	5	**SI
	FR - ITn	6525	18,99	0,82	1	2000	0,38	4	**SI
	SI - ITn	4784	7,22	0,28	4	500	0,62	1	SI
Confine Balcani	ITcn - HR	5532	9,78	0,68	1	500	0,23	8	NO
	MNE - ITcs	5984	10,94	0,74	4	500	0,59	2	SI
	ITs - GR	5466	9,52	0,55	1	500	0,29	7	NO
Confine N.Africa	ITsic - TUN	7658	19,96	0,98	1	1000	0,38	3	NO
Sezioni interne	ITcn - ITn	2150	3,24	1,19	1	200	0,73	1	SI
	ITcs - ITcn	1119	1,55	1,14	2	600	0,50	2	SI
	ITs - ITcs	92	0,26	0,62	3	600	0,32	4	SI
	ITsar - ITcn	1144	1,62	1,65	1	1200	0,44	3	SI
	ITsar - ITcs	138	0,15	1,52	1	200	0,08	9	*SI
	ITsar - ITsic	236	0,13	1,92	2	1000	0,16	8	*SI
	ITsic - ITcs	242	0,20	1,92	2	600	0,16	7	*SI
	ITsic - ITcal	235	0,36	0,78	1	600	0,21	5	*SI
	ITcal - ITs	63	0,05	0,86	1	200	0,18	6	NO

*Come riportato nel Capitolo 6, qualora sezioni concorrenti tra di loro abbiano assunto indici di performance molto prossimi tra di loro anche se di poco inferiori al valore di soglia scelto in base alla mediana, si è ritenuto ragionevole testare comunque gli incrementi di capacità al fine di valutare i benefici risultanti, con l'obiettivo confermare gli incrementi di capacità più profittevoli in una specifica iterazione non correndo il rischio di condizionare le iterazioni successive.

**Data la correlazione progressivamente più debole tra gli indici di Performance in esito all'applicazione rigorosa del metodo TOPSIS e l'entità dei benefici sviluppati alla frontiera Nord si è ritenuto di simulare i PINT sulle sezioni AT - ITn, CH - ITn e FR - ITn anche se i relativi indici di performance risultano di poco inferiori alla soglia arrotondata per eccesso al fine di poter concludere le analisi in un numero congruo di iterazioni.



e)

PNIEC 2030		ITERAZIONE 6 - PINT							
		C_1	C_2	C_3	C_4				
PESO		0.25	0.25	0.25	0.25				
Sezioni/Confini		Ore congestione	DP Average	Costo Marginale [M€/MW]	Stato Avanzamento Progetto	Capacità [MW]	Performance Alternativa	Rank	PINT
Confine Nord	AT - ITn	3884	7,23	1,58	1	1500	0,06	8	**SI
	CH - ITn	4445	9,25	1,19	1	2000	0,21	7	**SI
	FR - ITn	5670	15,80	1,60	1	2500	0,34	5	**SI
	SI - ITn	3957	5,62	0,98	4	500	0,49	3	SI
Confine Balcani	ITcn - HR	5124	8,87	0,68	1	500	0,34	6	NO
	MNE - ITcs	5700	10,24	0,74	4	500	0,63	1	SI
	ITs - GR	5409	9,42	0,55	1	500	0,37	4	NO
Confine N.Africa	ITsic - TUN	7715	21,02	0,98	1	1000	0,52	2	SI
Sezioni interne	ITcn - ITn	2479	4,11	1,19	1	200	0,66	1	SI
	ITcs - ITcn	1287	2,02	1,14	2	600	0,46	3	SI
	ITs - ITcs	71	0,24	0,62	3	600	0,37	4	SI
	ITsar - ITcn	1341	2,09	1,65	1	1200	0,47	2	SI
	ITsar - ITcs	142	0,14	1,52	1	200	0,21	7	*SI
	ITsar - ITsic	185	0,09	2,11	1	1200	0,12	9	*SI
	ITsic - ITcs	221	0,17	1,92	2	600	0,17	8	*SI
	ITsic - ITcal	221	0,33	0,78	1	600	0,26	6	*SI
	ITcal - ITs	51	0,02	0,86	1	200	0,31	5	NO

*Come riportato nel Capitolo 6, qualora sezioni concorrenti tra di loro abbiano assunto indici di performance molto prossimi tra di loro anche se di poco inferiori al valore di soglia scelto in base alla mediana, si è ritenuto ragionevole testare comunque gli incrementi di capacità al fine di valutare i benefici risultanti, con l'obiettivo confermare gli incrementi di capacità più profittevoli in una specifica iterazione non correndo il rischio di condizionare le iterazioni successive.

**Data la correlazione progressivamente più debole tra gli indici di Performance in esito all'applicazione rigorosa del metodo TOPSIS e l'entità dei benefici sviluppati alla frontiera Nord si è ritenuto di simulare i PINT sulle sezioni AT - ITn, CH - ITn e FR - ITn anche se i relativi indici di performance risultano inferiori alla soglia arrotondata per eccesso al fine di poter concludere le analisi in un numero congruo di iterazioni.

Mediana

0,36

0,31

SOGLIA

0,40

0,30

Figura 44 – Dettagli sull'applicazione del metodo TOPSIS per lo scenario PNIEC 2030: a) iterazione 2; b) iterazione 3; c) iterazione 4; d) iterazione 5; e) iterazione 6

Allegato 10

Controdeduzioni alle osservazioni ricevute durante la consultazione del documento "Rapporto di identificazione delle Capacità Obiettivo"

Spunto S.1: Processo di consultazione e coinvolgimento stakeholder.

OPERATORE 1, 2 e 3: Il seminario illustrativo tenuto da Terna è risultato molto utile per una migliore comprensione del Rapporto e condividono le tempistiche. Ritengono che le modalità di coinvolgimento degli operatori debbano essere estese ai diversi processi di consultazione organizzati da Terna.

OPERATORE 4: Ringrazia Terna per il webinar di presentazione del Rapporto 2020, quale utile occasione di confronto e chiarimento sulle tematiche in consultazione.

TERNA: *Si ringraziano gli operatori per i commenti positivi e la partecipazione alla fase di consultazione del Rapporto di identificazione delle Capacità Obiettivo 2020.*

Spunto S.2: Osservazioni di carattere generale su Rapporto 2020.

OPERATORE 1, 2 e 3: I risultati del Rapporto possono essere considerati maggiormente attendibili (e realistici) rispetto all'output dell'edizione precedente, sia in considerazione degli affinamenti metodologici, ma anche grazie all'applicazione del metodo Least Regret Avanzato e alle nuove sezioni considerate (inclusa la valutazione tra sezioni concorrenti).

Di conseguenza, rilevano differenze non trascurabili rispetto al Rapporto 2018 nell'output di capacità addizionale per alcune specifiche sezioni (in particolare ITn-CH, Sard-ITcn, ITcn-ITcs). Ritengono che questa seconda edizione utilizzi una metodologia vicina a quella definitiva e prevedono che ulteriori modifiche metodologiche non determineranno una sostanziale differenza nei risultati delle prossime edizioni, al netto di variazioni importanti negli scenari di riferimento.

La finalità del Rapporto è quella di stimare periodicamente, con le dovute approssimazioni, l'ottimo economico di sviluppo di capacità utile per il sistema e utilizzato come riferimento per la regolazione incentivante per lo sviluppo della rete elettrica. Per questi motivi, ritengono importante che, pur senza negare l'opportunità di un progressivo miglioramento della metodologia, si garantisca un'adequata continuità e comparabilità dei risultati delle prossime edizioni del Rapporto.

OPERATORE 4: Osserva che l'edizione 2020 dello schema di Rapporto di identificazione delle capacità obiettivo presenta pregevoli elementi di novità rispetto alla precedente versione nonché alcuni affinamenti metodologici necessari e auspicati da ARERA nella delibera 698/2018/R/eel nell'ambito del meccanismo di incentivazione dell'output del servizio di trasmissione.

Apprezza, in particolare, l'adozione dei nuovi scenari di riferimento di derivazione europea e il ricorso ad opportune ipotesi su import, normalizzazione e sull'inclusione dei costi operativi degli interventi: in tal modo, infatti, è stato possibile perfezionare l'analisi delle capacità di trasporto addizionale giungendo a risultati maggiormente aderenti allo sviluppo efficiente della rete di trasmissione.

OPERATORE 5: Esprime apprezzamento generale sul Rapporto di identificazione della capacità obiettivo 2020. Rispetto all'edizione precedente sono state applicate una serie di migliorie capaci di fornire un maggiore livello di accuratezza all'analisi e ai valori obiettivo della capacità addizionale da realizzare alle frontiere e tra le zone di mercato italiane.

In particolare, l'utilizzo di scenari in linea con quelli europei e il recepimento nello scenario PNIEC delle revisioni effettuate in ambito ENTSO-E sulle ipotesi di import alla frontiera ha consentito il raggiungimento di valori obiettivo il più aggiornati e "realistici" possibile. Altrettanto utile è stata l'adozione sia del meccanismo di least regret avanzato, con cui è stato possibile ottenere un livello di accuratezza maggiore sulle diverse opzioni di sviluppo, che del metodo TOPSIS per la scelta delle sezioni e dei confini su cui effettuare le simulazioni di incremento di capacità.

TERNA: *Terna ringrazia gli operatori per i commenti positivi inerenti alle modifiche metodologiche introdotte nell'edizione 2020 ed all'aggiornamento delle ipotesi di riferimento per le analisi finalizzate al miglioramento complessivo del processo di identificazione delle capacità obiettivo.*

E' importante sottolineare che sono stati già prospettati nel Rapporto 2020 possibili ulteriori affinamenti da introdurre nella metodologia nel medio-lungo termine; tuttavia si segnala che i risultati delle analisi sono fortemente influenzati dalle assunzioni alla base degli scenari energetici (dati di input) definiti in ambito nazionale ed europeo.

Spunto S.3: Osservazioni alla metodologia.

OPERATORE 1, 2 e 3: Nonostante la metodologia sia stata consultata nel mese di agosto, intendono esprimere soddisfazione per gli affinamenti apportati da Terna rispetto all'edizione precedente. Andando più nel dettaglio, ritengono efficace il passaggio ai nuovi scenari di studio BAU e PNIEC, la cui natura contrastante si presta meglio al raggiungimento degli obiettivi del Rapporto ed evita eventuali distorsioni nei risultati.

Ritengono molto utile il dimezzamento dei gradini di capacità obiettivo per iterazioni successive con valori simili di costi e benefici in quanto apporta un buon incremento della sensibilità della procedura iterativa. Approvano anche il passaggio al metodo di analisi decisionale multicriterio TOPSIS, più sofisticato rispetto al metodo a doppia condizionalità (CdA/CdB) utilizzato nella precedente edizione. Ritengono, inoltre, che tale metodo possa portare ad una valutazione più precisa nella selezione dei diversi interventi. [...]

Infine, valutano positivamente l'esecuzione e i criteri seguiti nel processo di normalizzazione dell'output relativo al Confine Nord, utile per evitare distorsioni dovute all'impostazione delle simulazioni utilizzate dalla metodologia nella quantificazione dei benefici e dei costi. Vista l'entità sia dei flussi energetici transfrontalieri coinvolti, sia del volume di capacità addizionale prevista per la Zona Nord, potrebbe essere interessante prevedere per le prossime edizioni una sezione dedicata all'approfondimento dei fattori, caratteristici degli scenari di sviluppo dei paesi confinanti, che condizionano maggiormente l'elaborazione dell'output.

TERNA: *Terna ringrazia gli operatori per le valutazioni positive espresse relativamente ai miglioramenti metodologici introdotti nell'edizione 2020. Si valuterà per le successive edizioni di inserire approfondimenti sui fattori maggiormente impattanti lo sviluppo di capacità addizionale alla frontiera Nord.*

Spunto S.4: Maggiori dettagli riguardo gli indici di performance in esito al metodo TOPSIS e le diverse categorie di beneficio nelle iterazioni successive.

OPERATORE 1, 2 e 3: [...] con il fine di permettere una comprensione ancor maggiore della metodologia applicata, suggeriscono la pubblicazione tra gli allegati anche del dettaglio relativo al calcolo dell'indice P^+ utilizzato dal metodo TOPSIS, così da render nota anche la quantificazione della performance valutata per ciascun incremento di capacità.

OPERATORE 4: Un aspetto fondamentale nell'ambito della metodologia di identificazione della capacità obiettivo è che vi sia la massima trasparenza nella determinazione delle analisi costi/benefici e un chiaro orientamento all'individuazione delle strategie di sviluppo in grado di massimizzare i benefici netti per il

sistema. Pertanto, ritiene importante garantire a tutti gli stakeholder la possibilità di replicare la stima della capacità obiettivo, pubblicando ulteriori elementi di dettaglio quali, ad esempio, il valore dell'indice di performance P_i^+ (utilizzato nel metodo TOPSIS) e il dettaglio delle varie categorie dei benefici per ciascun intervento.

OPERATORE 5: [...] riscontrato come, pur essendo usato ai fini della selezione di sezioni e confini su cui effettuare gli incrementi di capacità, non è stato riportato il valore dell'indice di performance P_i^+ . In un'ottica di maggiore trasparenza, richiediamo che nel Rapporto 2020 e nelle successive edizioni sia integrato specificando il valore dell'indice P_i^+ e le modalità con cui è stato calcolato.

TERNA: *Si accoglie il suggerimento da parte degli operatori riguardo la pubblicazione degli indici di performance in esito all'applicazione del metodo TOPSIS nel corso delle diverse iterazioni in entrambi gli scenari di analisi BAU e PNIEC. Tutti i dettagli sono stati riportati in Allegato 9.*

Inoltre, si fornisce evidenza nell'Allegato 4 del Rapporto edizione 2020 della componente B1 (SEW) che alimenta il beneficio marginale complessivo.

L'adozione di un'analisi multicriterio per la selezione delle sezioni/confini su cui testare gli incrementi di capacità è stata uno dei principali elementi di novità dell'edizione 2020 del Rapporto. Si tratta di un'idea scaturita dal confronto con gli esperti incaricati da Terna e Arera per le verifiche esterne indipendenti sull'edizione 2018 del Rapporto, che hanno suggerito a Terna di descrivere meglio e giustificare i criteri alla base della scelta delle sezioni/confini su cui implementare i PINT nelle diverse iterazioni. Come riportato nel Capitolo 6 ed evidenziato nel seminario pubblico di consultazione del Rapporto, nel corso del processo iterativo Terna ha riscontrato una correlazione via via più debole tra gli indici di performance calcolati con il metodo TOPSIS in base ai quattro criteri di giudizio selezionati e gli effettivi benefici sviluppati dagli incrementi di capacità: questo è essenzialmente dovuto al fatto che i due criteri relativi alle ore di congestione e differenziale di prezzo, utilizzati già nel 2018 come indicatori significativi per la scelta dei PINT ed ottenuti tramite simulazioni zionali del mercato dell'energia, sono rappresentativi di una aliquota parziale delle categorie di beneficio considerate. Allo stato attuale, l'analisi multicriterio non considera infatti possibili indici di benefici associati alla riduzione di vincoli di rete e/o alla riduzione dei costi nel mercato dei servizi del dispacciamento. E' quindi necessario che Terna rifletta su ulteriori aggiornamenti di lungo termine della metodologia finalizzati a fornire in ingresso al TOPSIS opportuni indicatori sintetici dei benefici che verranno poi calcolati dalle simulazioni dei PINT.

Spunto S.5: Maggiori dettagli riguardo il processo di normalizzazione per valori significativamente elevati di capacità obiettivo.

OPERATORE 5: Riguardo la normalizzazione dei valori elevati di capacità obiettivo applicata ai risultati della frontiera nord, condivide il metodo e i criteri adottati, ma ritiene utile un approfondimento sui fattori che hanno portato a definire la soglia oltre la quale effettuare la normalizzazione, ad esempio integrando il Rapporto con un approfondimento dei fattori, caratteristici degli scenari di sviluppo dei paesi confinanti, che condizionano maggiormente l'elaborazione dell'output (es. evoluzione parco di generazione d'oltralpe). Anche vista l'entità degli interventi, avere approfondimenti ulteriori sarebbe sicuramente utile.

TERNA: *La significativa capacità di trasmissione addizionale alla frontiera Nord nello scenario PNIEC è dovuta all'ipotesi nello scenario di disporre di un parco efficiente nucleare al 2030 che determina una condizione di forte convenienza per l'import sia in termini di prezzo dell'energia che di benefici sviluppati in termini di emissioni evitate. Ulteriori dettagli sono riportati nel documento "Identification of System Needs 2020" dal quale è direttamente scaricabile il database europeo dello scenario "National Trend". Si rimanda alle edizioni*

future del Rapporto il suggerimento di inserire approfondimenti sui fattori imputabili agli scenari caratteristici dei paesi confinanti che condizionano maggiormente i risultati.

Spunto S.6: Maggiori dettagli riguardo gli scostamenti dai valori di capacità obiettivo individuati nell'edizione 2018.

OPERATORE 4: [...] ritiene che lo scostamento, in alcuni casi significativo, dei risultati di capacità obiettivo addizionali ottenuti nel Rapporto 2020 dai valori presentati nella precedente edizione, seppur comprensibile e giustificabile in seguito all'applicazione dei nuovi scenari e della nuova metodologia, rappresenti un elemento che meriti di essere evidenziato e approfondito. In particolare, ritiene opportuno che gli aspetti metodologici vengano perfezionati e consolidati nel tempo, garantendo una maggiore affidabilità e continuità ai risultati. Ai fini dell'analisi, potrebbe fornire indicazioni utili ad investigare le motivazioni alla base delle variazioni più significative nei vari scenari attraverso focus specifici all'interno del Rapporto, in modo da evidenziare in quali condizioni un maggiore sviluppo delle infrastrutture di rete risulti preferibile.

OPERATORE 5: L'osservazione principale al presente Rapporto riguarda la discontinuità rispetto ai valori emersi nella precedente edizione del 2018. Siamo consci del fatto che sia l'evoluzione degli scenari di riferimento, e in particolare l'impiego di metodologie più precise (least regret avanzato), hanno avuto un'incidenza considerevole sui valori finali di capacità obiettivo portando, in ultima analisi, a risultati comunque più affidabili e attendibili. Evidenziamo però come tra le due edizioni, 2018 e 2020, per alcune frontiere (es. Svizzera – Italia, Sardegna – Centro Nord, Centro Nord – Centro Sud) sono emersi valori con un delta elevato.

Discontinuità che traendo origine dall'evoluzione e dagli affinamenti metodologici, che dovrebbero essere già consolidati, non dovrebbero auspicabilmente riscontrarsi in futuro. Auspica quindi che nelle prossime edizioni del Rapporto gli affinamenti metodologici siano applicati cercando di garantire la maggiore continuità possibile nei risultati.

In conclusione, ci auspica che il Rapporto, in particolare le sue edizioni future, siano accompagnati da valutazioni aggiuntive sugli effetti che le misure e gli interventi in corso (e futuri) per l'evoluzione del mercato elettrico e del parco di generazione hanno e avranno sugli scenari di riferimento, in modo da corroborare ulteriormente le valutazioni sulla capacità di trasporto della RTN, verificando la traiettoria in ottica di back-test.

TERNA: *Come evidenziato nel paragrafo 7 del Rapporto finale, le discontinuità riscontrate dagli operatori rispetto ai valori emersi nell'edizione 2018 del Rapporto sono fondamentalmente riconducibili a quattro differenti aspetti:*

- 1. I due scenari europei adottati nell'edizione 2018 "Sustainable Transition" (scenario ST) e "Distributed Generation" (scenario DG), differiscono dagli scenari di riferimento per l'edizione 2020 BAU e PNIEC. Questi ultimi si contraddistinguono per essere fortemente contrastanti, maggiormente rispetto a quanto accadeva negli scenari ST e DG adottati nella precedente edizione;*
- 2. Il meccanismo del "least regret avanzato", introdotto nell'edizione 2020, ha consentito di identificare l'unico set di capacità addizionale investigando set di valori intermedi tra le opzioni "estreme" risultanti dalle analisi nei due scenari adottati;*
- 3. Nel presente Rapporto 2020 sono state analizzate separatamente le sezioni relative a Sicilia e Sardegna, tra di esse e verso le zone di mercato continentali, mentre nell'edizione 2018 la sezione ITsic – ITsar non rientrava nel perimetro di analisi;*
- 4. Le analisi sono state condotte tenendo conto della nuova struttura zonale e dei relativi limiti di scambio pubblicati a luglio 2020 che entreranno in vigore a partire dal 1 gennaio 2021.*

I progressi introdotti nella metodologia sono anche frutto del confronto con gli stakeholder interessati processo che potrebbe proseguire anche in futuro per introdurre ulteriori miglioramenti metodologici. E' importante sottolineare che sono stati già prospettati nel Rapporto 2020 possibili ulteriori affinamenti da introdurre nella metodologia nel medio-lungo termine; tuttavia si segnala che i risultati delle analisi sono fortemente influenzati dalle assunzioni alla base degli scenari energetici (dati di input) definiti in ambito nazionale ed europeo.

Spunto S.7: Ulteriori osservazioni.

OPERATORE 4: [...] crede possa essere utile integrare le valutazioni del Rapporto di identificazione con ulteriori analisi comparative nella definizione dei benefici marginali e dei cd. "benefici di riduzione vincoli di rete", confrontandoli, ad esempio, con i benefici conseguibili attraverso altre soluzioni percorribili di carattere regolatorio o di sistema. A titolo di esempio, si potrebbero considerare nelle analisi gli effetti delle misure attualmente allo studio e di imminente implementazione, come l'apertura del MSD a una più ampia platea di soggetti, la diffusione dei sistemi di accumulo, i nuovi progetti pilota per sperimentare la fornitura di servizi di dispacciamento da parte di nuove risorse, il contenimento dei costi MSD grazie all'avvio del capacity market, etc.

TERNA: *Si ringrazia l'operatore per il suggerimento. Relativamente alla proposta di considerare nelle valutazioni analisi comparative nella definizione dei benefici marginali conseguibili con soluzioni di carattere regolatorio e di sistema, non si ritiene di considerare iniziative pilota non ancora strutturali. Con riferimento invece al capacity market, il meccanismo ha come principale finalità quella di garantire segnali di prezzo stabili agli operatori e condizioni di adeguatezza del sistema elettrico coerenti con gli obiettivi di decarbonizzazione. Il mercato della capacità è stato considerato all'interno della definizione degli scenari dove si precisa che il parco termoelettrico è stato definito anche a valle del calcolo di sostenibilità economica di ogni singolo impianto tenendo conto da un lato dei costi fissi e dei costi variabili e dall'altro dei ricavi derivanti dal mercato energetico e dall'applicazione del Capacity Market (missing money). Peraltro, in base agli impianti oggi contrattualizzati (buona parte con valenza annuale) risulterebbe di difficile applicazione traslare queste ipotesi in scenari di lungo termine. Per tali ragioni non si ritiene di dover considerare una sensitivity con il capacity market.*

OPERATORE 4: Con riferimento alle sezioni che rilevano per il progetto di realizzazione del Tyrrhenian Link (Sardegna-Sicilia e Sicilia-Centro Sud), osserva che i relativi valori ottenuti in termini di capacità obiettivo (rispettivamente, +800 MW e +700 MW) andrebbero a giustificare, da un punto di vista di sviluppo efficiente, solamente in parte la realizzazione del progetto così come presentato nel Piano di Sviluppo 2020.

TERNA: *il Piano di Sviluppo si configura come lo strumento per la pianificazione dello sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale, che Terna predispone sulla base di: evoluzioni del fabbisogno energetico, della domanda di energia elettrica, della generazione installata negli scenari di lungo termine più significativi; necessità di rete; richieste di connessione di nuovi impianti di generazione alla rete. Si tratta, quindi, di un'analisi comprensiva di tutti gli aspetti significativi per la pianificazione, che indaga un vasto perimetro di benefici.*

La metodologia di identificazione delle capacità obiettivo non sostituisce né supera il metodo di analisi costi-benefici adottato nell'ambito del Piano di Sviluppo e non è finalizzata a verificare l'utilità del singolo intervento. Essa ha invece l'obiettivo di individuare le "direzioni di espansione" del sistema di trasmissione negli scenari energetici di lungo periodo, identificando la capacità aggiuntiva efficiente tra due zone di mercato (sezioni) o con i Paesi confinanti (confini).

Si tratta quindi di contesti dissimili, i cui output risultano solo parzialmente confrontabili, dal momento che vengono considerati differenti perimetri di benefici, reti di riferimento diverse e nel presente Rapporto l'analisi è circoscritta alla capacità di trasmissione tra diverse zone di mercato, senza indagare sviluppi interni alle zone stesse come viceversa avviene nell'ambito del Piano di Sviluppo.

Ciò premesso, si evidenzia che in esito all'applicazione del least regret sarebbe efficiente una capacità obiettivo aggiuntiva di 1.000 MW sulla sezione Sardegna – Centro Nord: ad oggi non esistono progetti di sviluppo aggiuntivi al SA.CO.I.3 (raggiunge 400 dei 1.000 MW di capacità aggiuntiva obiettivo) in grado di fornire un ulteriore incremento di capacità di scambio sulla suddetta sezione.

La capacità di 1.000 MW che si renderà disponibile sulla sezione Sicilia – Sardegna con la realizzazione del Tyrrhenian link, aggiuntiva a quella efficiente di 800 MW, potrà essere utilizzata per compensare la minor capacità prevista in Piano di Sviluppo sulla sezione Sardegna – Centro Nord.

Analogamente sulla sezione Sicilia – Calabria è stata individuata una capacità efficiente di 650 MW. Ad oggi esistono progetti di sviluppo aggiuntivi tra tali zone di mercato che parzialmente forniscono un incremento di capacità di scambio (cfr. Bolano – Paradiso) senza saturare la capacità aggiuntiva obiettivo.

La capacità di 1.000 MW che si renderà disponibile sulla sezione Sicilia – Centro Sud con la realizzazione del Tyrrhenian link, aggiuntiva a quella efficiente di 700 MW, potrà essere utilizzata per compensare la minor capacità prevista in Piano di Sviluppo sulla sezione Sicilia – Calabria.

Mercurio GP
Milano

Consulenza strategica
Concept creativo
Graphic design
Impaginazione
Editing

www.mercuriogp.eu

