
Verifica delle analisi costi-benefici pubblicate
nel Piano di Sviluppo 2017 e relative all'intervento
"Interconnessione Sardegna – Corsica – Italia
(Sa.Co.I.3)"

Committente:
Terna S.p.A.
Divisione Strategia e Sviluppo
Direzione Pianificazione Rete e Interconnessione

Consulente:
Prof. Ing. Michele Antonio TROVATO

INDICE

1. Premessa	3
2. Attività preliminari e documentazione acquisita	3
3. Analisi costi-benefici 2.0	4
4. Descrizione dell'intervento	7
4.1 Il Sa.Co.I.3 nel Piano di Sviluppo	7
5. Esecuzione delle verifiche	10
5.1 Organizzazione delle verifiche	10
5.2 Verifica metodologica.....	10
5.3 Verifica dei dati.....	19
5.4 Verifica di congruità dei benefici.....	26
6. Conclusioni	29

1. PREMESSA

Il presente documento ha lo scopo di verificare la coerenza dell'Analisi Costi Benefici (ACB) del progetto di interconnessione Sardegna – Corsica – Italia (Sa.Co.I.3) così come descritti nel Piano di Sviluppo 2017 (PdS) e pubblicato sul sito di Terna S.p.A., con particolare riferimento alle metodologie e agli scenari considerati rispetto a quanto riportato nella Deliberazione 4 novembre 2016 n. 627/2016/R/eel.

L'incarico è stato conferito da Terna S.p.A. al Prof. Ing. Michele Antonio Trovato a seguito di nota del 26/06/2017. Hanno collaborato alle attività e alla stesura del documento l'Ing. Benedetto Aluisio e l'Ing. Giuseppe Forte.

2. ATTIVITÀ PRELIMINARI E DOCUMENTAZIONE ACQUISITA

Al fine di svolgere la verifica in oggetto, sono stati effettuati i seguenti incontri/scambi:

- In data 28 giugno 2017 si è svolta una prima riunione presso l'ufficio del sottoscritto, nel Dipartimento di Ingegneria Elettrica e dell'Informazione del Politecnico di Bari e sono state avanzate le prime richieste documentali. Nello stesso giorno, Terna ha inviato via e-mail i seguenti file:
 - o Database consegna_r.xlsx (dati di sintesi degli scenari analizzati)
 - o sintesi_tools.docx (descrizione PROMED e GRARE)
 - o 1-CESI-Terna-Pan-EU-market-FINAL20130121_v2.docx (articolo su PROMED)
 - o CIGRE 2012-C5-117.pdf (articolo su PROMED)
 - o TYNDP2016 market modelling data.xlsx (dati pubblici ENTSO-E usati per l'elaborazione del TYNDP 2016)
- Terna ha inviato via e-mail in data 6 luglio 2017 i seguenti file:
 - o ACER Opinion 08-2017.pdf
 - o 2025_V1_ACB_v01.xlsx (dati di rete)
 - o 2025_V3_ACB_v01.xlsx (dati di rete)
- È stato concordato un incontro con Terna S.p.A. e CESI S.p.A. presso la sede di quest'ultimo a Milano in data 18 luglio 2017 per alcuni approfondimenti sulla metodologia e sui dati emersi dalle prime analisi svolte, anticipate con e-mail del 13 luglio 2017.

In questa sede (v. verbale della riunione) sono state poste alcune specifiche richieste, cui Terna ha risposto con:

- e-mail inviata in data 18 luglio 2017 con precisazioni inerenti la metodologia di risoluzione adottata in PROMED e con le procedure e i dati per la determinazione dei costi marginali degli impianti di generazione;
- e-mail inviata in data 20 luglio 2017 contenente i seguenti file:
 - integrazione_dati.docx (dati idrico, formule SEW e nuove capacità di interconnessione tra le zone di mercato italiane);
 - LIMI_TRA_2025.csv e LIMI_TRA_2030.csv (valori orari dei limiti di transito tra le zone di mercato italiane nei due anni di riferimento);
- e-mail inviata in data 31 luglio 2017 contenente i dati relativi ai rendimenti delle tecnologie di produzione termoelettrica ed i costi esterni relativi agli agenti inquinanti diversi dalla CO2 e l'interfaccia PROMED;
- e-mail inviata in data 2 agosto 2017 contenente i dati relativi ai prezzi medi utilizzati per la monetizzazione dei benefici B2 e B5 e l'interfaccia GRARE.

Infine, sono stati utilizzati come base di partenza i seguenti documenti:

- Deliberazione AEEGSI 4 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"* e relativo Allegato A *"Requisiti minimi per la predisposizione del piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale"*.
- Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale 2017
- Allegato Piano di Sviluppo 2017: Avanzamento piani precedenti
- ENTSO-E Ten Year Network Development Plan 2016: Scenario Development Report

3. ANALISI COSTI-BENEFICI 2.0

L'individuazione delle principali infrastrutture elettriche necessarie per consentire uno sviluppo futuro del sistema elettrico che risponda alle esigenze legate alla prevista evoluzione del parco di generazione e della domanda investe una analisi economica dei costi e degli impatti sul sistema.

A partire dal 2005, Terna applica al processo di valutazione delle principali infrastrutture elettriche pianificate ed inserite annualmente nel Piano di Sviluppo della rete elettrica una valutazione tecnico-economica attraverso una metodologia di analisi costi – benefici (ACB). Questa analisi si basa sul confronto dei costi attualizzati e dei benefici attualizzati apportati da ciascun intervento oggetto di analisi, ai fini del calcolo di indicatori che mostrano l'utilità per il

sistema e i benefici legati dalla realizzazione degli interventi. Inoltre, la metodologia ACB è utilizzata dall'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico ai fini delle verifiche sull'efficienza e sull'economicità degli investimenti, nonché ai fini alla realizzazione di interventi con maggiore utilità per il sistema elettrico.

Dal 2013 Terna ha intrapreso una graduale rivisitazione dell'attuale metodologia di valutazione tecnico-economica degli interventi di sviluppo, al fine di fornire maggiore trasparenza al processo di valorizzazione dei benefici e dei costi d'investimento associati ai progetti, anche in funzione delle principali assunzioni relative agli scenari e ai modelli di calcolo adottati. La rivisitazione delle metodologie per la valutazione tecnico-economica è stata avviata a livello europeo da ENTSO-E, sotto la supervisione di ACER, portando alla redazione delle "Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects", in prima versione nel febbraio 2015 e quindi nella versione del 29 luglio 2016.

Con la deliberazione 627/2016/R/eel, l'AEEGSI ha indicato i nuovi requisiti per la realizzazione delle analisi costi-benefici (Analisi Costi Benefici 2.0), riportati nell'Allegato A, Titolo 3, Artt. 8-13, indicando che Terna S.p.A. adotti già per il Piano di Sviluppo 2017 una metodologia coerente con questi requisiti per tutti gli interventi con investimento previsto superiore a 15 milioni di euro.

I principali passi per l'applicazione della metodologia ACB 2.0 sono:

1. l'identificazione degli scenari e dei modelli di studio
2. l'identificazione e la stima dei benefici
3. la definizione dei criteri per la stima dei costi
4. il calcolo degli indici economici di sintesi:
 - **Indice Utilità Sistema (IUS)**: rapporto tra i benefici attualizzati e i costi attualizzati dell'investimento;
 - **Valore Attuale Netto (VAN)**: valore attualizzato dei benefici netti generati dall'investimento.

Le analisi per il calcolo dei benefici sono effettuate in generale sui singoli interventi confrontando il comportamento del sistema, mediante simulazioni di rete e/o simulazioni di mercato, in assenza ed alla presenza di ciascun intervento e della sua influenza sui limiti di transito, nello scenario di riferimento all'anno orizzonte considerato.

In questo scenario di riferimento (caso base) sono inclusi in partenza tutti gli interventi la cui entrata in servizio è pianificata nel medesimo orizzonte temporale. Da esso si rimuove unicamente l'intervento in esame e per differenza tra il caso base ed il caso senza l'intervento di sviluppo, si ottengono i benefici da legare all'intervento (approccio TOOT: Take Out One at the Time).

Le categorie di beneficio da considerare nell'analisi costi benefici sono di seguito riportate:

- B1 variazione (incremento) del socio-economic welfare (SEW);
- B2 variazione (riduzione) delle perdite di rete;
- B3 variazione (riduzione) dell'energia non fornita attesa;
- B4 costi evitati o differiti (o costi addizionali) relativi a capacità di generazione soggetta a regimi di remunerazione che integrano o sostituiscono i proventi dei mercati dell'energia e del mercato per il servizio di dispacciamento (in assenza di double counting con i benefici B1 e B7);
- B5 maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabili (FER);
- B6 investimenti evitati in infrastrutture di trasmissione dell'energia elettrica che sarebbero state altrimenti necessarie in risposta a esigenze inderogabili (es. rispetto di vincoli di legge);
- B7 variazione (riduzione o incremento) dei costi per servizi di rete e per approvvigionamento di risorse sul mercato per il servizio di dispacciamento;
- B13 variazione (incremento) della resilienza del sistema, a fronte di impatti di eventi estremi, ulteriori rispetto a quelli già monetizzati nel beneficio descritto B3;
- B18 variazione (riduzione) delle esternalità negative associate all'aumento di emissioni di CO₂, ulteriori rispetto agli impatti già monetizzati nel beneficio B1 mediante il prezzo della CO₂ per tenere conto di un eventuale differente valore delle emissioni per la società;
- B19 variazione (riduzione) degli impatti negativi associati all'aumento di altre emissioni non CO₂ né gas effetto serra.

L'analisi economica tiene conto delle seguenti ipotesi:

- tasso di sconto 4% reale;
- vita economica 25 anni di esercizio;
- nessun valore residuale.

L'attualizzazione dei benefici monetizzati all'anno di predisposizione del Piano decennale tiene conto delle seguenti regole d'interpolazione:

- per l'intervallo tra la data prevista di completamento e il primo anno studio (estremi compresi): valore dei benefici ottenuto per il primo anno studio;
- per l'intervallo o gli intervalli compresi tra due anni studio (estremi esclusi): interpolazione lineare dei benefici ottenuti nei due anni studio;
- per l'intervallo tra l'ultimo anno studio e l'anno di fine vita economica (estremi compresi): valore dei benefici ottenuto per l'ultimo anno studio.

I costi considerati di un intervento di sviluppo comprendono i costi capitale di realizzazione (Capex) e gli oneri di esercizio e manutenzione durante la vita economica dell'intervento (Opex).

Il Capex dell'intervento è assunto convenzionalmente all'anno precedente l'entrata in esercizio e attualizzato all'anno di predisposizione del Piano decennale.

Gli Opex sono considerati convenzionalmente per 25 anni dall'entrata in esercizio dell'intervento e attualizzati all'anno di entrata in esercizio dell'intervento.

4. DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO

4.1 Il Sa.Co.I.3 nel Piano di Sviluppo

La necessità di potenziare il collegamento Sardegna-Corsica-Continente, costruito nella metà degli anni '60, caratterizzato da una limitata capacità di trasporto e da una esigua flessibilità di esercizio, è stata per la prima volta introdotta nel Piano di Sviluppo 2011, in cui si evidenziava che questo intervento avrebbe potuto garantire un maggiore sfruttamento della produzione da fonte rinnovabile nell'isola sarda, un incremento dei margini di adeguatezza del sistema, benefici per gli operatori di mercato mantenendo attivi due collegamenti con la Sardegna (insieme con il SAPEI), e la possibilità di considerare la stessa isola un hub energetico nel Mediterraneo, aprendo la possibilità ad ulteriori collegamenti trans-nazionali. Inoltre, anche il gestore della rete francese ha manifestato la necessità di un incremento della potenza prelevata presso il terminale corso del Sa.Co.I..

Nel Piano di Sviluppo 2017, la valutazione dell'iniziativa è stata descritta nelle schede riportate nelle seguenti Figure 1.a e 1.b , in cui sono riportate le quantificazioni dell'investimento, dei benefici e degli indicatori economici.

Nella Tabella 1 sono esplicitati i valori dei benefici e degli indicatori economici riportati nel Piano di Sviluppo 2017.

Interconnessione Sardegna – Corsica – Italia (Sa.Co.I.3)				
Identificativo PdS 301 - P		Identificativo TYNDP 299		
Finalità intervento Riduzione congestioni interzonali		Pianificato 2011		Regioni interessate Sardegna/Toscana
Previsione tempistica opera principale				
Avvio attività 2017	Avvio cantieri 2020	Completamento 2023		
Descrizione intervento				
<p>L'attuale collegamento Sardegna-Corsica-Continente (Sa.Co.I. 2) è ormai giunto al termine della sua vita utile. Un eventuale perdita definitiva di tale collegamento comporterebbe:</p> <ul style="list-style-type: none"> • un rilevante deficit della copertura del fabbisogno previsionale della Corsica; • la mancanza di uno strumento fondamentale al mantenimento di adeguati livelli di affidabilità della Sardegna. <p>In particolare lo stesso gestore di rete corso (EDF) ha inoltrato una richiesta per un eventuale incremento dello spillamento presso l'impianto di Lucciana, che necessiterebbe, un intervento di potenziamento della capacità di trasporto dello stesso.</p> <p>La necessità evidenziate dal gestore corso, contestualmente all'opportunità di mantenere attivo un collegamento tra la zona Centro-Nord e Sardegna, ha evidenziato, quindi, la necessità di mantenere l'esistente collegamento Sardegna-Corsica-Continente potenziandone la capacità di trasporto.</p> <p>Il collegamento premetterà, inoltre, di mantenere gli opportuni margini di adeguatezza del sistema elettrico della Sardegna, in particolare con riferimento a periodi di squilibrio carico/produzione, che potrebbero determinare ridotti margini di riserva per la copertura del fabbisogno. Sarà inoltre possibile realizzare il collegamento alla luce delle più recenti evoluzioni tecnologiche, con l'opportunità di fornire un ulteriore contributo in termini di regolazione e stabilità a un sistema intrinsecamente debole come quello Sardo.</p> <p><i>Note: in relazione alle recenti comunicazioni della società distributrice in Corsica (EDF) e l'evoluzione del parco di generazione in Sardegna l'intervento è stato pianificato nell'orizzonte di Piano.</i></p>				
Interdipendenze o correlazione				
con altre opere		da accordi con terzi		
		<p>In data 30 marzo 2011 è stato siglato con la società EDF un accordo di cooperazione inerente gli studi e le attività funzionali al prolungamento della vita utile e al potenziamento del collegamento esistente.</p>		
Stato avanzamento				
Opere principali				
Intervento	Avvio autorizzazione e/o altre attività	Avvio realizzazione	Completamento	Note
Interconnessione HVDC Sardegna – Corsica - Italia	-	-	-	
Impatti territoriali				
Legenda	I22 [km]	I23 [km]	I24 [km]	
Realizzazione	-	-	-	
Dismissione	-	-	-	
Dismissione e Realizzazione	266,39	157,94	2,38	

Figura 1.a. Scheda intervento del Sa.Co.I.3 nel Piano di Sviluppo 2017 (prima parte)

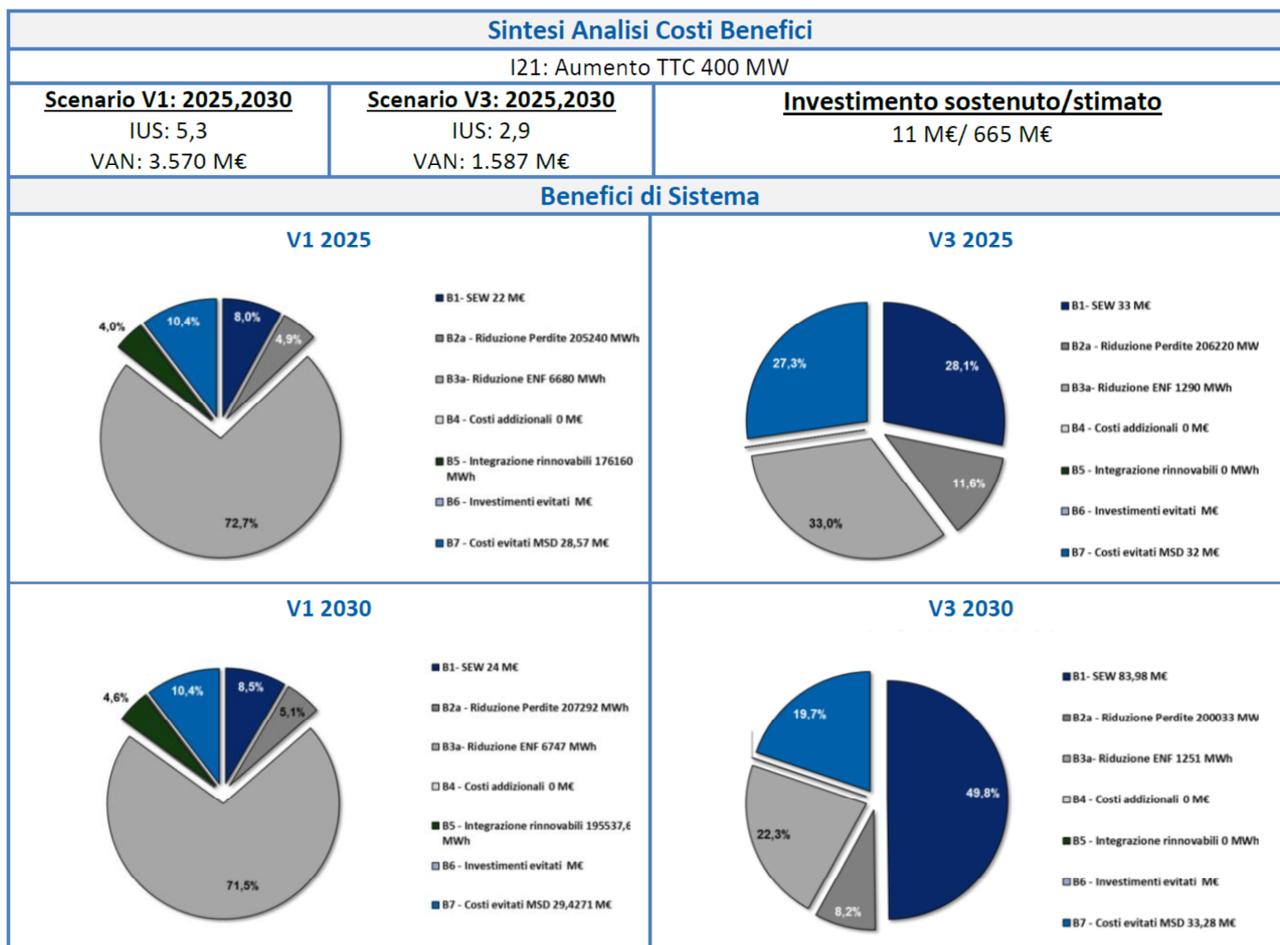


Figura 1.b. Scheda intervento del Sa.Co.I.3 nel Piano di Sviluppo 2017 (seconda e ultima parte)

Tabella 1. Valori dei benefici e degli indicatori economici per il Sa.Co.I.3 nel Piano di Sviluppo 2017.

Scenario	B1 [M€]	B2a [MWh]	B3a [MWh]	B4 [MWh]	B5 [MWh]	B6 [MWh]	B7 [M€]	IUS [p.u.]	VAN [M€]
V1 2025	22	205240	6680	0	176160	0	29	5,3	3570
V1 2030	24	207292	6747	0	195538	0	29		
V3 2025	33	206220	1290	0	0	0	32	2,9	1587
V3 2030	84	200033	1251	0	0	0	33		

5. ESECUZIONE DELLE VERIFICHE

5.1 Organizzazione delle verifiche

Secondo quanto riportato nella lettera di accettazione dell'incarico, le verifiche dell'analisi costi benefici si sono articolate in tre parti distinte.

Si è innanzitutto verificata la *corrispondenza delle metodologie adottate per la valutazione dell'intervento in oggetto, così come descritta nel Piano di Sviluppo 2017 e nei documenti di dettaglio che saranno forniti da Terna S.p.A. allo scrivente, con le indicazioni riportate nel Titolo 3 dell'Allegato A della Deliberazione 4 novembre 2016 n. 627/2016/R/eel in merito ai benefici da stimare e agli indicatori di valutazione.*

Nella seconda parte del lavoro, è stata verificata la congruenza dei dati utilizzati, con particolare riferimento agli *scenari di sviluppo del sistema elettrico, adottati da Terna per la valutazione dell'intervento in oggetto nel Piano di Sviluppo 2017 e alla loro conformità con le indicazioni riportate nel Titolo 3 dell'Allegato A della Deliberazione 4 novembre 2016 n. 627/2016/R/eel e siano riconducibili a dati di scenario reperibili in documenti pubblicati da ENTSO-E e/o altri organismi qualificati di settore.*

La terza e ultima parte è stata dedicata alla *verifica dei risultati di calcolo di selezionate categorie di benefici, da compiersi presso gli uffici di Terna e/o di enti indicati da Terna S.p.A., utilizzando le stesse procedure e i medesimi strumenti di calcolo per le valutazioni dell'intervento riportate nel Piano di Sviluppo 2017.* Nello stesso tempo, è stata effettuata un'analisi critica della congruenza dei benefici calcolati con valutazioni eseguite sia in base all'esperienza che ai dati storici disponibili sulla gestione del sistema elettrico; esecuzione di calcoli di verifica sugli indicatori di merito IUS e VAN dell'intervento, così come riportati nel Piano di Sviluppo 2017.

5.2 Verifica metodologica

In quest'ambito, si è proceduto ad un raffronto delle indicazioni contenute nel Titolo 3 dell'Allegato A della Deliberazione 627/2016/R/eel con quanto contenuto nell'allegato "Avanzamento Piani di Sviluppo precedenti" al Piano di Sviluppo 2017, in particolare:

- {1} nel Capitolo 5 "Cenni sulla metodologia analisi costi/benefici dei principali interventi";
- {2} nel Format Scheda Intervento contenuto nel Capitolo 6 "Schede degli interventi dei piani di sviluppo precedenti"
- {3} nella scheda relativa al Sa.Co.I.3.

nonché nei seguenti file che riportano i dati utilizzati da Terna per l'Analisi Costi Benefici 2.0 applicata al Sa.Co.I.3:

- {a} "Database_consegna_r.xlsx" (Profili di domanda, Installato e produzione da fonte rinnovabile e Installato termoelettrico, suddivisi per aree di mercato e tecnologia);
- {b} "2025_V1_ACB_v01.xlsx" (dati di rete relativi alla Vision V1 al 2025);
- {c} "2025_V3_ACB_v01.xlsx" (dati di rete relativi alla Vision V3 al 2025).

Sono stati condotti i seguenti approfondimenti:

A.1. Per quanto attiene agli strumenti utilizzati per l'esecuzione delle analisi costi-benefici, in {1} sono descritti sinteticamente i tool SPIRA (Simulatore di rete deterministico), GRARE (simulatore di rete probabilistico) e PROMED (simulatore di mercato). Descrizioni più approfondite sono riportate nel documento "sintesi_tools.docx". Nel corso della riunione del 18 luglio 2017, sono stati approfonditi con CESI alcuni aspetti relativi all'uso di PROMED e GRARE per l'analisi costi-benefici.

In particolare, con riferimento a PROMED, si è accertato che esso utilizza un modello di mercato perfettamente competitivo, in assenza di comportamenti strategici dei produttori e di altri soggetti del mercato (es. grossisti, trader, ...), esteso alle zone geografiche facenti parte di ENTSO-E, dove i flussi interzonalari sono governati da un modello di Available Transfer Capability (ATC). Il set dei gruppi di generazione presenti in PROMED nelle zone italiane deriva da database Terna, integrando le informazioni dell'anagrafica GAUDÌ con gli sviluppi previsti, e questi sono modellati con vincoli tecnici e caratteristiche economiche semplificate coerenti con il modello dei generatori europei. È stato evidenziato che il modello di mercato non è volto a riprodurre esattamente il MGP giornaliero, tuttavia simulazioni di back-test del mercato italiano con PROMED hanno fornito risultati comparabili in termini di scambio di energia tra zone di mercato e numero di ore di congestione su base annua.

Inoltre, con riferimento a GRARE, si è appurato che esso comprende simulazioni di rete probabilistiche mediante metodo Monte-Carlo sequenziale, che simula condizioni stocastiche settimanali dalle quali ottenere parametri medi riassuntivi che poi vengono aggregati come medie a livello annuale. Il modello di rete utilizzato è un modello completo in corrente alternata per reti AT e AAT italiane, mentre la parte estero è modellata con opportuni equivalenti determinati da ENTSO-E. È anche presente un metodo per il dispacciamento economico, che fornisce risultati confrontabili con PROMED che tuttavia risulta più preciso. Pertanto si sottolinea che i benefici "tecnici", ovvero determinati in termini di quantità di energia, sono

quantificati in GRARE e valorizzati mediante elementi economici (es. prezzi di mercato) derivanti da PROMED.

In merito alla metodologia di calcolo del beneficio B7, CESI ha evidenziato che, tramite GRARE, sono state determinate, nelle zone interessate (Centro-Nord, Sardegna e Centro-Sud), le variazioni (positive e negative) alle potenze prodotte dai generatori di ogni tipo (termoelettrico, rinnovabile potenza fissa, solare, eolico) rispetto ai risultati del dispacciamento economico per effetto dei vincoli della rete elettrica, e queste quantità sono valorizzate con valori medi zionali storicizzati del Mercato dei Servizi di Dispacciamento (per potenza a salire e a scendere, rispettivamente).

- A.2. In accordo con quanto riportato nell'Art. 9 "Anni oggetto di studio" dell'Allegato A della Deliberazione 627/2016/R/eel, si è verificato in {1} che sono stati individuati, per i tre periodi (breve-medio termine, medio-lungo termine e lungo termine) gli anni studio 2020, 2025, 2030. In {3}, coerentemente con il completamento dell'intervento previsto per il 2023, sono stati utilizzati i due anni studio 2025 e 2030.
- A.3. In accordo con quanto riportato nell'Art. 10 "Requisiti per il trattamento delle incertezze" dell'Allegato A della Deliberazione 627/2016/R/eel, si è riscontrato in {1} che, per gli anni di studio 2025 e 2030 (di interesse per l'analisi del Sa.Co.I.3), Terna ha individuato due scenari differenziati, coerenti con gli scenari Vision1 e Vision3 del TYNDP 2016 di ENTSO-E, come riportato in {3}.
- A.4. In accordo con quanto stabilito nell'Art. 10 "Requisiti per l'analisi dei costi" dell'Allegato A della Deliberazione 627/2016/R/eel, si è accertato che in {1} sono stati correttamente esposti i costi di realizzazione e gli oneri di esercizio e manutenzione. Inoltre, sono state individuate le fasi secondo cui si articola la valutazione dei costi di investimento e sono accertati i costi standard di cui al documento "Rapporto sui Costi Medi degli impianti di rete" facente parte della Modulistica per la connessione alla RTN allegata al Codice di Rete.
- A.5. In relazione a quanto riportato nell'Art. 12 "Requisiti per l'analisi dei benefici e per l'analisi economica 2.0" dell'Allegato A della Deliberazione 627/2016/R/eel, sono stati approfonditi i seguenti aspetti:
- A.5.1. Dalla documentazione di riferimento {1}-{3} e dalla documentazione ricevuta da Terna, non è stato possibile ricavare informazioni immediate sull'utilizzo dei metodi TOOT o PINT (v. commi 1, 2 e 3 di cui al citato Art. 12). A riguardo, nell'incontro del 18 luglio 2017 è emerso chiaramente che la valutazione è stata

effettuata con metodo TOOT. A seguito di richiesta effettuata nell'incontro del 18 luglio 2017, con e-mail del 20 luglio 2017 Terna ha inviato un'indicazione dei valori di capacità di scambio interzonale previsionali negli anni di riferimento, di medio e lungo termine, indicando che questi si differenziano da quelli attuali per i seguenti interventi di sviluppo previsti dal Piano di Sviluppo 2017:

- elettrodotto 380 kV "Colunga-Calenzano" che impatta sulla sezione Nord>Centro Nord e Centro Nord>Nord (2023);
- elettrodotti 380 kV "Foggia-Villanova" e "Deliceto-Bisaccia" che impattano sulla sezione Sud>Centro Sud, Foggia>Sud e Brindisi>Sud (2025);
- potenziamento del collegamento Corsica-Sardegna con l'elettrodotto Sa.Co.I.3 (2025);
- sostituzione conduttori 220 kV, sulla sezione Centro Nord-Centro Sud (2030);
- "Riassetto rete Nord Calabria", sulla sezione Rossano>Sud (2030);
- elettrodotto 380 kV "Montecorvino-Avellino-Benevento" che impatta sulle sezioni Rossano>Sud e Sud>Centro Sud (2030).

In aggiunta, è stata effettuata una ricerca puntuale degli interventi contenuti nel Piano di Sviluppo 2017 il cui completamento è previsto entro il 2025 (al netto di potenziamenti di elementi di stazione e di interventi puntuali sulle linee), individuando 85 interventi più il Sa.Co.I.3. È stato verificato che questi interventi contengono i primi tre progetti riportati nell'elenco sopra citati, e trovano corrispondenza con quanto riportato nei file {b} e {c} sull'evoluzione della rete elettrica di trasmissione, sottolineando la presenza di altri collegamenti con l'estero, principalmente in HVDC (Francia, Montenegro, Tunisia).

A.5.2. Per quanto attiene ai benefici di cui ai commi 4, 7, 8, dell'Art. 12, dal documento {3} si è accertato che sono stati effettivamente valutati i benefici B1, B2a, B3a, B4, B5, B6 e B7. In merito, nella riunione del 18 luglio 2017 è emerso che il beneficio B1 riportato in {3} contiene in realtà anche gli effetti dei benefici ambientali, che assumono valori rilevanti solo nello scenario V3 2030 (v. anche paragrafo 5.4). Inoltre, nella stessa riunione Terna ha sottolineato che i benefici B4 e B6 danno contributi nulli in tutti gli scenari in quanto non sono stati individuati impatti specifici sull'essenzialità di unità generatrici ed elementi di rete e su investimenti evitati per nuovi interventi di potenziamento della rete.

A.5.3. In relazione alla metodologia di valutazione del beneficio B1 (v. comma 5 dell'Art. 12), non essendo stato possibile ottenere informazioni puntuali nei documenti forniti, è stato chiesto a Terna di fornire indicazioni sui valori dei tre

contributi (producer surplus, consumer surplus e congestion rent) e sui metodi di determinazione.

In merito, con e-mail del 20 luglio 2017, Terna ha fornito la formulazione matematica per la determinazione delle tre componenti del socio-economic welfare. In particolare, per ogni ora h , la variazione del socio-economic welfare (ΔSEW_h) è determinata come segue:

$$\Delta SEW_h = \Delta CS_h + \Delta PS_h + \Delta CR_h$$

dove ΔCS_h , ΔPS_h e ΔCR_h sono le variazioni di consumer surplus, producer surplus e congestion rent, rispettivamente, calcolate come differenza tra i valori ottenuti in presenza (with) e in assenza (w/o) dell'intervento in esame:

$$\Delta CS_h = CS_h^{with} - CS_h^{w/o}$$

$$\Delta PS_h = PS_h^{with} - PS_h^{w/o}$$

$$\Delta CR_h = CR_h^{with} - CR_h^{w/o}$$

In particolare, in una data condizione di carico all'ora h , per il consumer surplus CS_h vale la seguente formulazione:

$$CS_h = \sum_z \sum_{n \in \Phi_z} NL_{n,h} \cdot (RC - MCP_{z,h})$$

dove z rappresenta la generica zona, n rappresenta il generico nodo, considerato corrispondente con il punto di offerta in prelievo, Φ_z è l'insieme dei nodi afferenti alla zona z , $NL_{n,h}$ è il carico netto nel nodo n all'ora h , $MCP_{z,h}$ è il market clearing price valevole per la zona z all'ora h e RC rappresenta il costo convenzionale associato alle offerte in prelievo, poiché la domanda è considerata inelastica.

Inoltre, il producer surplus PS_h è determinato secondo la seguente relazione:

$$PS_h = \sum_z \sum_{g \in \Gamma_z} (MCP_{z,h} \cdot P_{g,h} - MGC_{g,h})$$

dove g rappresenta il generico impianto di generazione, chiamato a produrre nell'ora h il livello di potenza $P_{g,h}$, il cui costo marginale di produzione

(considerato costante dal minimo tecnico alla massima capacità produttiva) è pari a $MGC_{g,h}$. Inoltre, $MCP_{z,h}$ è il market clearing price della zona z (in dipendenza della zona di appartenenza) all'ora h , mentre Γ_z è l'insieme dei generatori della zona z .

Infine, il congestion rent, che si verifica in presenza di zone di mercato con prezzi differenti, è determinato come segue:

$$CR_h = \sum_b E_{b,h} \cdot (MGC_{z,h} - MGC_{y,h})$$

dove b è la generica interconnessione tra due zone di mercato z e y , sulla quale nell'ora h avviene lo scambio di potenza $E_{b,h}$, positivo nel verso da z a y . Inoltre, $MGC_{z,h}$ e $MGC_{y,h}$ rappresentano i prezzi di equilibrio del mercato nell'ora h nelle zone z e y , rispettivamente.

La variazione del socio-economic welfare dovuta alla realizzazione di un intervento di sviluppo, in funzione della variazione dei limiti di scambio tra le zone di mercato, produce generalmente i seguenti effetti:

- Riduzione del prezzo nelle zone importatrici, con incremento del consumer surplus e riduzione del producer surplus della specifica zona;
- Incremento del prezzo nelle zone esportatrici, con incremento del producer surplus e riduzione del consumer surplus della specifica zona;
- Riduzione delle differenze tra prezzi zionali, con variazione del congestion rent che può essere positiva o negativa sia sull'interconnessione interessata direttamente dall'intervento sia a livello complessivo.

Inoltre, nell'incontro del 18 luglio 2017 è stato verificato che sono stati effettivamente calcolati tramite PROMED i tre contributi del Socio-Economic Welfare (SEW), come determinati in Tabella 2:

Tabella 2. Contributi al beneficio B1.

Scenario	Consumer Surplus [M€]	Producer Surplus [M€]	Congestion Rent [M€]	Variazione SEW [M€]
2025 V1	-71,6	122,4	-28,9	22,0
2025 V3	-38,8	104,3	-32,2	33,3
2030 V1	-101,9	170,7	-44,9	24,0
2030 V3	-47,4	168,6	-47,1	74,1

Nello stesso incontro, CESI ha sottolineato che, poiché nel modello di PROMED la domanda è inelastica, la differenza del consumer surplus è effettivamente pari alla differenza degli esborsi che i consumatori devono sopportare per l'acquisto di energia al prezzo di mercato.

Si sottolinea inoltre che, negli scenari V3 2025 e V3 2030, il beneficio B5 è stato presentato pari a 0 MWh in {3} pur essendo risultato negativo dall'analisi mediante GRARE, in quanto all'art. 12 comma 4 lettera g) si richiede di valorizzare la "maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabili", non prevedendo il caso della eventuale riduzione.

Infine, non essendo stato possibile riscontrare informazioni nella documentazione a disposizione, è stato richiesto a Terna di fornire dettagli sulla monetizzazione dei benefici B2a, B3a e B5 (v. comma 9 dell'Art. 12). In particolare si è chiesto di poter esaminare, i prezzi (o i range di prezzi) con i quali sono stati valorizzati i benefici sopra riportati come stimati in {3}. In merito, con e-mail del 24 luglio 2017, Terna riferisce che la valorizzazione è stata effettuata come segue:

- per il beneficio B2a (variazione perdite di rete) la valorizzazione è stata effettuata mediante il Prezzo Unico Nazionale (PUN) medio annuale derivante da PROMED, secondo quanto riportato nella seguente Tabella 3:

Tabella 3. Valori dei PUN medio annuo per la monetizzazione del beneficio B2a.

	V1 2025 [€/MWh]	V3 2025 [€/MWh]	V1 2030 [€/MWh]	V3 2030 [€/MWh]
PUN [€/MWh]	65,94	69,24	70,05	73,73

- per il beneficio B3a (variazione energia non fornita) la valorizzazione è stata effettuata considerando un valore intermedio nel range previsto dal comma 9 dell'Art. 12, ovvero 30 €/kWh, in quanto le utenze interessate dall'intervento sono per lo più quelle sarde, con densità non elevata ma con presenza di industrie rilevanti, per le quali l'interconnessione mediante il Sa.Co.I. risulta di vitale importanza;
- per il beneficio B5 (variazione della over-generation) la valorizzazione è effettuata mediante il prezzo zonale medio annuale derivante da PROMED, secondo l'attuale ripartizione in zone di mercato, come riportato nella seguente Tabella 4:

Tabella 4. Valori dei prezzi medi zionali per la monetizzazione del beneficio B5.

		V1 2025 [€/MWh]	V3 2025 [€/MWh]	V1 2030 [€/MWh]	V3 2030 [€/MWh]
Zone di mercato	Nord	66,09	69,89	70,21	76,96
	Centro-Nord	66,31	69,52	70,63	73,14
	Centro-Sud	64,09	67,73	68,47	69,98
	Sud	63,87	66,78	68,24	68,03
	Sicilia	71,94	70,94	74,95	69,67
	Sardegna	63,31	66,47	66,25	59,55
Poli di produzione limitata	Brindisi	63,87	66,78	68,24	68,03
	Foggia	63,87	66,78	68,24	68,03
	Priolo	71,94	70,94	74,95	69,67
	Rossano	63,85	66,73	68,24	68,02

A.5.4. Per quanto attiene alle ipotesi utilizzate per l'analisi economica (v. comma 11 dell'Art. 12), si ritengono coerenti le assunzioni riportate in {2} per la redazione delle schede intervento (tasso di attualizzazione 4%, orizzonte di esercizio dell'opera 25 anni).

A.5.5. È stato chiesto a Terna di fornire informazioni dettagliate sulle modalità di interpolazione, e quindi di calcolo anno per anno, dei benefici (v. comma 13 dell'Art. 12). In merito, nell'incontro del 18 luglio 2017, Terna ha condiviso il file "0871_SACOI_3_310117_GRARE+PROMED.xlsx" con le seguenti indicazioni.

Si determina dapprima il totale beneficio annuale nello scenario s per gli anni di riferimento $y1$ e $y2$:

$$B_{y1,s} = B1_{y1,s} + B2a_{y1,s} + B3a_{y1,s} + B4_{y1,s} + B5_{y1,s} + B6_{y1,s} + B7_{y1,s}$$

$$B_{y2,s} = B1_{y2,s} + B2a_{y2,s} + B3a_{y2,s} + B4_{y2,s} + B5_{y2,s} + B6_{y2,s} + B7_{y2,s}$$

quindi, per ogni anno y all'interno dello scenario s , si calcola il beneficio annuale a seconda della relazione dell'anno y con gli anni di riferimento $y1$ e $y2$ mediante la seguente regola di interpolazione lineare:

$$B_{y,s} = \begin{cases} B_{y1,s} & \text{se } y \leq y1 \\ \frac{B_{y2,s} - B_{y1,s}}{y2 - y1} \cdot (y - y1) & \text{se } y1 \leq y \leq y2 \\ B_{y2,s} & \text{se } y \geq y2 \end{cases}$$

I costi annuali C_y , sono pari all'1,5% del costo di costruzione dell'intervento di sviluppo, per ogni anno e in ogni scenario.

A.5.6. In merito al calcolo degli indicatori economici IUS e VAN di cui al comma 14 dell'Art. 12, è stato chiesto a Terna di fornire indicazioni dettagliate sulla metodologia e sulle formule. Nell'incontro del 18 luglio 2017, Terna ha condiviso il file "0871_SACOI_3_310117_GRARE+PROMED.xlsx" dal quale sono stati ricavati i seguenti elementi.

L'Indice Utilità Sistema per lo scenario s , IUS_s , è determinato come segue:

$$IUS_s = \frac{B_s}{I+C} = \frac{\sum_y \frac{B_{y,s}}{(1+\alpha)^{(y-y_0)}}}{I + \sum_y \frac{C_y}{(1+\alpha)^{(y-y_0)}}$$

dove B_s è il totale beneficio per lo scenario s , determinato mediante la somma dei benefici annuali $B_{y,s}$ attualizzati all'anno di messa in esercizio dell'impianto y_0 mediante il tasso di sconto α . Inoltre, I rappresenta l'investimento complessivo e C il costo complessivo durante l'esercizio, determinato dall'attualizzazione dei costi annuali C_y .

Il Valore Attuale Netto per lo scenario s , VAN_s , è determinato come segue:

$$VAN_s = B_s - (I+C) = CDCF_s - I = \sum_y \frac{B_{y,s} - C_y}{(1+\alpha)^{(y-y_0)}} - I$$

dove $CDCF_s$ rappresenta il valore cumulato attualizzato dei benefici netti annuali (differenza tra beneficio annuale e costo annuale) per lo scenario s .

Dalle verifiche effettuate sulla base dei documenti acquisiti da Terna successivamente all'incarico ricevuto, dalla documentazione acquisita in seguito e dalle conclusioni tratte dal sottoscritto nella riunione del 18 luglio 2017, presso gli uffici del CESI, è possibile concludere che nella valutazione ACB 2.0 dell'intervento oggetto di verifica Terna S.p.A. ha adottato metodologie coerenti con le disposizioni riportate nel Titolo 3 dell'Allegato A della Deliberazione 4 novembre 2016 n. 627/2016/R/eel.

5.3 Verifica dei dati

La verifica ha avuto come oggetto l'analisi dei dati utilizzati per l'ACB 2.0 dell'intervento Sa.Co.I.3, ricevuti da Terna con i file già indicati con {a}, {b}, {c} (v. pag. 11). In particolare, questi dati sono stati confrontati con quelli contenuti nei documenti di scenario elaborati da ENTSO-E nel TYNDP 2016 e da Terna nel Piano di Sviluppo 2017 e, ove necessario, nei precedenti piani.

Sono stati condotti i seguenti approfondimenti:

B.1. In relazione all'evoluzione della domanda di carico negli anni oggetto di studio, sono state avanzate le seguenti osservazioni:

B.1.1. I valori del carico nazionale riportato al 2030 in {a} (complessivamente pari a 355 TWh per la vision V1 e 312 TWh per la vision V3) corrispondono, sia come valori totali annuali sia come valori orari, con quelli riportati in "TYNDP2016 market modelling data.xlsx". Tuttavia nel TYNDP, il carico è suddiviso in due sole zone, ITn (corrispondente alla zona Nord) e ITsc (corrispondente alla restante parte del sistema italiano). Sono stati richiesti a Terna chiarimenti sui criteri di assegnazione del carico orario alle varie zone del sistema italiano. Nell'incontro del 18 luglio 2017, Terna ha riferito che la ripartizione del carico in zone e per ore è stata eseguita sulla base di valori storici in possesso di Terna relativi alla configurazione delle zone di mercato del sistema elettrico italiano, e che questi costituiscono la base di partenza per l'elaborazione dei dati pubblici contenuti nel TYNDP di ENTSO-E.

B.1.2. Nel TYNDP 2016 non compaiono previsioni di carico al 2025. Si è tuttavia riscontrato che i valori del carico complessivo nazionale al 2025 nei due scenari, riportati in {a}, coincidono con quelli riportati nel Capitolo 3 del Piano di Sviluppo 2016, e sono pari a 354 TWh per lo scenario di sviluppo (corrispondente alla Vision V1 del TYNDP 2016) e a 322 TWh per lo scenario base (corrispondente alla Vision V3 del TYNDP 2016). Sono stati richiesti a Terna chiarimenti sui criteri di assegnazione del carico orario alle varie zone del sistema italiano. Nell'incontro del 18 luglio 2017, Terna ha affermato che la ripartizione del carico in zone e per ore è stata eseguita sulla base di database storici in possesso di Terna relativi alla configurazione delle zone di mercato del sistema elettrico italiano. Inoltre, Terna ha riferito che sono stati utilizzati gli scenari contenuti nel Piano di Sviluppo 2016 in quanto, alla data di elaborazione della scheda {c}, questi rappresentavano i dati pubblici più aggiornati in merito.

B.2. Per quanto attiene all'evoluzione dei contributi forniti dalle fonti rinnovabili, sono stati approfonditi i seguenti aspetti:

B.2.1. La potenza complessivamente installata a livello nazionale per il 2030 degli impianti da fonte eolica e fotovoltaica riportata in {a} trova corrispondenza nei dati riportati per le Vision V1 e V3 nel file "TYNDP2016 market modelling data.xlsx". Inoltre, la produzione complessiva nazionale per il 2030 degli impianti da fonte eolica e fotovoltaica riportata in {a} coincide con quanto previsto per le Vision V1 e V3 nel documento "Scenario Development Report" allegato al TYNDP 2016. Sono stati richiesti a Terna chiarimenti sui criteri di ripartizione tra le zone della potenza installata e di ripartizione oraria della produzione da fonte rinnovabile in ciascuna zona. Nell'incontro del 18 luglio 2017, Terna ha riferito che la ripartizione zonale delle installazioni è stata effettuata sulla base di previsioni derivanti da elementi relativi alle richieste di connessione di impianti a fonti rinnovabili presentate a Terna e che abbiano raggiunto nell'iter di autorizzazione un livello di avanzamento tale da ritenerne possibile la realizzazione entro l'anno di riferimento dello scenario. Inoltre, Terna ha confermato che queste valutazioni costituiscono la base di partenza per l'elaborazione dei dati pubblici contenuti nel TYNDP di ENTSO-E. Per quanto attiene alla produzione oraria, è stata stimata in accordo a database storici orari per le diverse zone di mercato, in analogia con quanto effettuato da ENTSO-E per tutti gli stati europei in esso coinvolti.

B.2.2. Nel TYNDP 2016 non compaiono previsioni della potenza installata da fonte rinnovabile al 2025. Si è tuttavia riscontrato che i valori complessivi nazionali riportati in {a} corrispondono a quelli illustrati nel Capitolo 3 del Piano di Sviluppo 2016. Questi ultimi sono stati ottenuti mediante interpolazione lineare tra gli scenari 2020 elaborati da Terna (con dettaglio regionale) e i dati delle Vision V1 e V3 al 2030 del TYNDP. Sono stati richiesti a Terna chiarimenti sui criteri di ripartizione tra le zone della potenza installata, e di determinazione della produzione oraria da fonte rinnovabile in ciascuna zona. Nell'incontro del 18 luglio 2017, Terna ha precisato che la ripartizione zonale delle installazioni è stata effettuata sulla base di previsioni derivanti da elementi relativi alle richieste di connessione di impianti a fonti rinnovabili presentate a Terna e che abbiano raggiunto nell'iter di autorizzazione un livello di avanzamento tale da ritenerne possibile la realizzazione entro l'anno di riferimento dello scenario. Per quanto attiene alla produzione oraria, è stata stimata in accordo a database storici orari per le diverse zone di mercato. Inoltre, Terna ha affermato che sono stati

utilizzati gli scenari contenuti nel Piano di Sviluppo 2016 in quanto, alla data di elaborazione della scheda {c}, questi rappresentavano i dati pubblici più aggiornati in merito.

- B.2.3. L'evoluzione degli altri impianti a fonte rinnovabile (bioenergie, geotermico) è riportata in {a} solo in termini di potenza installata, mancando indicazioni sulla produzione annua. Si riscontra inoltre che i dati riportati per l'energia geotermica corrispondono a quanto riportato nel Piano di Sviluppo 2016, mentre i valori forniti per le bioenergie risultano inferiori. Inoltre, nei documenti di riferimento non è stato possibile reperire le indicazioni relative agli impianti idroelettrici. Si sono richieste a Terna opportune delucidazioni in merito. Nell'incontro del 18 luglio 2017, Terna ha precisato che la ripartizione zonale delle installazioni da bioenergie deriva dai dati relativi alle richieste di decommissioning degli impianti pervenute a Terna, che hanno subito negli ultimi anni un notevole incremento, tale da non poterne trascurare l'influenza. Inoltre con e-mail del 20 luglio 2017 Terna ha integrato i dati relativi all'installato idroelettrico, ripartiti per tipologia (fluente, serbatoio, pompaggio) e per zone di mercato, per i quali si riscontra coerenza con i totali nazionali individuati nel Piano di Sviluppo 2016. In aggiunta, in merito alla produzione oraria, Terna ha sottolineato che gli impianti a bioenergie, geotermici e idroelettrici sono oggetto di ottimizzazione in ambito PROMED, poiché le prime due tecnologie sono caratterizzate da costi marginali mentre per l'idroelettrico è impostato e risolto un problema di scheduling orario delle risorse, considerando anche le capacità dei bacini e dei serbatoi, le previsioni sugli inflow e la possibilità di effettuare operazioni di pompaggio anche durante il giorno.
- B.3. In merito all'evoluzione della potenza installata degli impianti termoelettrici per il 2025 e il 2030, il dato complessivo nazionale riportato in {a} rispecchia quanto riportato nel Capitolo 3 del Piano di Sviluppo 2017, in linea con il previsto decommissioning progressivo che porterà ad una potenza installata pari a circa 50 GW al 2025, rimanendo questo valore stabile fino al 2030. Sono stati richiesti a Terna chiarimenti sui criteri di ripartizione tra le zone della potenza installata. Nell'incontro del 18 luglio 2017 Terna ha riferito che la ripartizione è effettuata sulla base dei dati derivanti dalle richieste di decommissioning degli impianti pervenute a Terna, che hanno subito negli ultimi anni un incremento tale da non poterne trascurare l'influenza, come si evince dalla Figura 2.

Per questo motivo, questi dati sono stati utilizzati in luogo dei dati pubblici disponibili alla data di elaborazione della scheda {c}, ovvero degli scenari contenuti nel Piano di Sviluppo 2016 e nel TYNDP 2016.

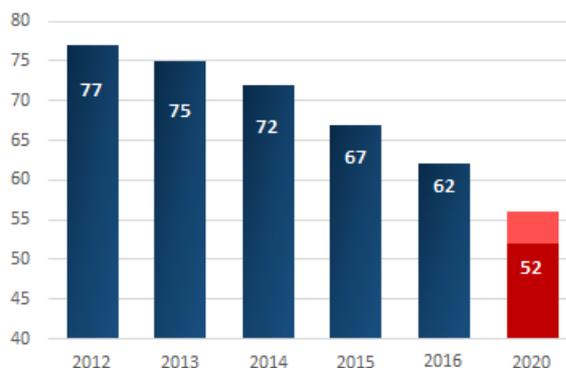


Figura 2. Andamento della capacità disponibile da impianti termoelettrici in Italia per effetto delle richieste di decommissioning

- B.4. Si sono richieste a Terna e CESI delucidazioni sul modellamento dei contributi forniti dalle interconnessioni con l'estero nei calcoli di mercato e di rete. Nell'incontro del 18 luglio 2017, è emerso che gli scambi con l'estero non assumono valori predefiniti, poiché le simulazioni effettuate ne hanno tenuto conto, rispettivamente, risolvendo in PROMED un modello di mercato esteso all'intera area di interesse di ENTSO-E ed utilizzando in GRARE per gli stati esteri confinanti con l'Italia opportuni equivalenti di rete elaborati da ENTSO-E contenenti modelli equivalenti di produzione e carico.
- B.5. Si sono richieste a Terna e CESI delucidazioni sul modellamento dei collegamenti in HVDC. Nell'incontro del 18 luglio 2017, è stato appurato che questi sono considerati nelle simulazioni di load flow in GRARE con un valore di transito imposto iniziale, e possono essere ridispacciati per effetto delle congestioni di rete. In particolare, quando sono attivi entrambi i collegamenti HVDC con la Sardegna, il SAPEI è modellato in questo modo, mentre il transito sul Sa.Co.I è lasciato non vincolato, e quindi dipende totalmente dalla soluzione dell'algoritmo di dispacciamento, noto il carico nel nodo corso di Lucciana.
- B.6. Con riferimento all'evoluzione della rete, sono state richieste a Terna e CESI informazioni sull'influenza nelle simulazioni dei piani di manutenzione delle unità di produzione e dei componenti di rete. Nell'incontro del 18 luglio 2017 è emerso quanto segue:
- Nel modello di mercato di PROMED, (nel quale gli elementi di rete non sono considerati), la manutenzione delle unità di produzione è trattata con un modello

equivalente, che per ogni settimana determina, a partire dalla potenza installata, il fattore di riduzione della potenza disponibile per tecnologia e per zona, in base alla indisponibilità complessiva annua ed in modo che venga sempre soddisfatta la quantità di riserva minima da garantire settimanalmente per il sistema.

- Nel modello utilizzato da GRARE, i piani di manutenzione sono allocati ad ogni singolo impianto per ogni settimana, portando quindi in conto le effettive indisponibilità dei singoli gruppi, mentre per gli elementi di rete si considerano i tassi di indisponibilità (che includono anche la manutenzione programmata) per l'elaborazione degli scenari stocastici.

B.7. Dalla documentazione a disposizione, non è stato possibile ricavare informazioni sul modello e sui valori dei costi orari di produzione e/o dei costi marginali degli impianti termoelettrici. Si è richiesto a Terna di fornire i dati relativi a questi costi (curve di consumo di combustibile, costi dei combustibili, costo della CO₂). Nel messaggio e-mail del 18 luglio 2017, Terna riferisce che le stime dei prezzi dei combustibili, riportati nella Tabella 5, derivano da "TYNDP2016 market modelling data.xlsx". In particolare i dati per gli scenari al 2030 sono ricavati direttamente dai valori previsti per le Vision V1 e V3, mentre i dati per gli scenari al 2025 sono stati ottenuti interpolando i valori del TYNDP 2016 per il 2020 (expected progress) ed il 2030 nelle corrispondenti Vision.

Tabella 5. Valori dei costi dei combustibili per i diversi scenari [€/GJ].

Scenario	Lignite	Hard coal	Gas	Light oil	Heavy oil
V1 2025	1,1	2,935	9,195	16,47	13,01
V3 2025	1,1	2,83	8,065	14,43	11,1
V1 2030	1,1	3,01	9,49	17,34	13,7
V3 2030	1,1	2,8	7,23	13,26	9,88

Anche il costo della CO₂ è stato ricavato da "TYNDP2016 market modelling data.xlsx" ed opportunamente interpolato per il 2025, come riportato nella seguente Tabella 6.

Tabella 6. Valori dei costi della CO₂ per i diversi scenari [€/ton].

Scenario	Costo CO ₂
V1 2025	14
V3 2025	41
V1 2030	17
V3 2030	71

Si osserva che questo costo risulta molto alto nella Vision 3, a tal punto da avere una incidenza molto elevata, in termini di €/MWh, sul costo complessivo delle diverse tecnologie. Questo comporta una variazione dell'ordine di merito economico, in base ai costi marginali, delle diverse tecnologie: nello specifico si nota una inversione di tendenza tra la tecnologia "Gas CCGT New" che diventa più competitiva, nello scenario 2030 V3, della tecnologia "Hard Coal new", come si evince dalla Figura 3.

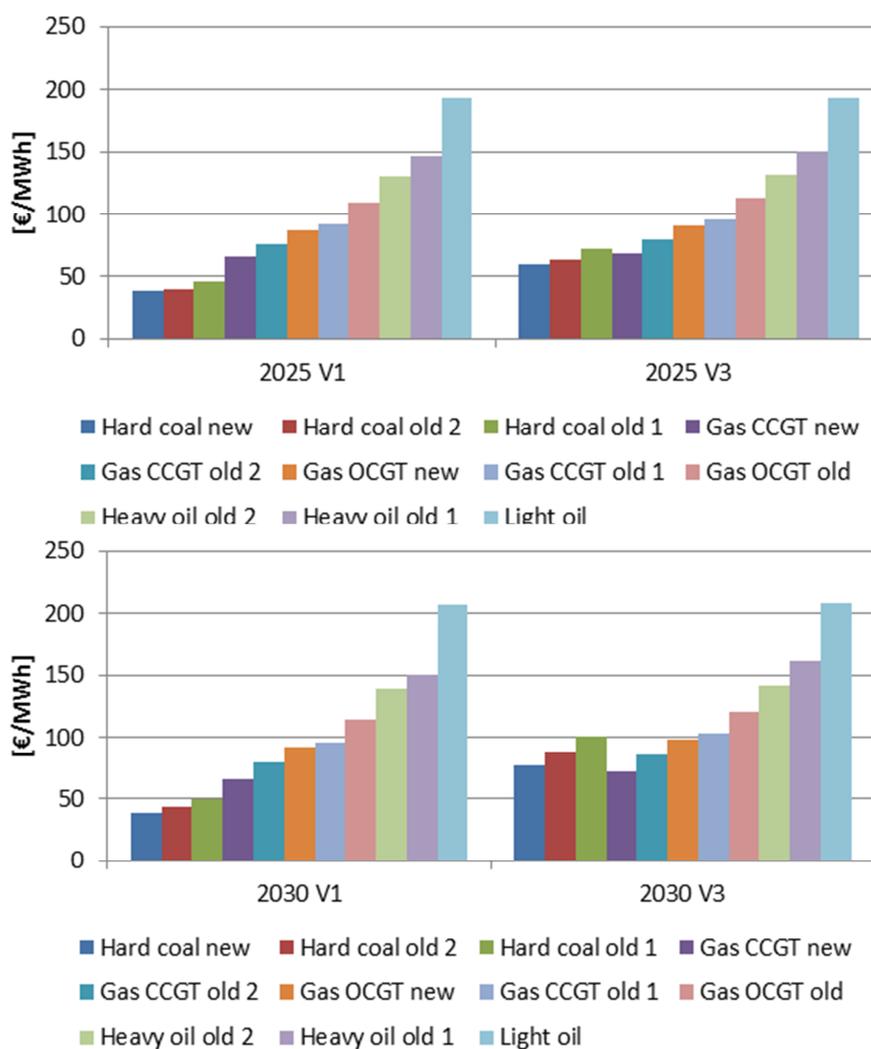


Figura 3: Costi marginali delle diverse tecnologie negli scenari di sviluppo analizzati.

Inoltre, con e-mail del 31 luglio 2017, Terna ha inviato i valori dei costi esterni adottati per la valorizzazione delle emissioni di altri agenti inquinanti, derivanti da uno studio dello Stockholm Environment Institute, riportati in Tabella 7. Questi valori risultano molto più elevati di quelli associati alla CO₂, pertanto la loro monetizzazione può produrre impatti significativi.

Tabella 7. Valori dei costi esterni per alcuni agenti inquinanti [k€/ton].

NOx	SO2	PM 10	PM 2.5
15,414	30,440	65,772	101,289

Con la medesima e-mail del 31 luglio 2017, Terna ha inviato i valori di rendimento dei generatori suddivisi per tipologia e per fascia di rendimento. Questi valori sono indicati nella seguente Tabella 8, nella quale sono riportati anche i range di rendimento indicati in "TYNDP2016 market modelling data.xlsx" per le corrispondenti tecnologie. Si osserva che i valori di rendimento utilizzati da Terna rientrano nei range indicati, tranne nel caso di Light oil, in cui il valore adottato da Terna è più prudenziale e basato sull'esperienza dei dati dei gruppi alimentati a diesel presenti sulla rete.

Tabella 8. Valori dei rendimenti delle tecnologie di generazione.

Tecnologia	Fascia	Rendimento medio adottato da Terna	Range di rendimento in TYNDP2016
Gas CCGT	new	56%	33%-60%
	old 1	40%	
	old 2	48%	
Gas OCGT	new	44%	25%-44%
	old	28%	
Hard coal	new	44%	30%-46%
	old 1	33%	
	old 2	38%	
Heavy oil	old 1	34%	25%-43%
Light oil	---	29%	32%-38%

I risultati ottenuti dall'attività di verifica svolta e sintetizzati nei precedenti punti da B.1 a B.7, consentono di affermare che, nella valutazione ACB 2.0 dell'intervento oggetto di verifica, Terna S.p.A. ha utilizzato dati coerenti con gli scenari evolutivi del sistema elettrico prospettati da enti riconosciuti del settore, utilizzando anche proprie, condivisibili elaborazioni sulla base dell'esperienza nella pianificazione e nella conduzione del sistema elettrico nazionale.

5.4 Verifica di congruità dei benefici

La verifica dei valori calcolati da Terna per l'intervento Sa.Co.I.3, sia per i benefici B1÷B7 che per gli indicatori IUS e VAN, è stata condotta attraverso prove a campione. È stato richiesto a Terna di poter ripetere presso il CESI, in presenza del sottoscritto e in occasione dell'incontro fissato per il 18 luglio 2017, il calcolo di alcuni benefici, effettuato a suo tempo, in particolare:

- C.1. beneficio B1 negli scenari V1 2025 e V3 2030;
- C.2. beneficio B2a nello scenario V3 2025;
- C.3. beneficio B3a nello scenario V1 2030;
- C.4. beneficio B5 nello scenario V1 2025.

A riguardo, Terna ha fatto presente che a causa del notevole tempo computazionale richiesto dalle simulazioni di mercato, con il codice PROMED, e soprattutto dalle simulazioni probabilistiche, con il codice GRARE, sarebbe stato difficile ottenere tutti i risultati richiesti nella giornata del 18 luglio 2017 e poterli nel contempo analizzare adeguatamente. Pertanto, il sottoscritto ha concordato con Terna di incaricare il CESI dell'esecuzione delle prove richieste, con un certo anticipo rispetto alla data dell'incontro. Il CESI ha effettuato i run delle simulazioni nelle due giornate del 16 e 17 luglio 2017. Nell'incontro del 18 luglio 2017, i risultati ottenuti sono stati ampiamente analizzati dal sottoscritto e condivisi con i rappresentanti di Terna e di CESI. A conferma dei tempi di calcolo necessari per l'esecuzione delle simulazioni richieste, nelle Figg. 4 e 5 sono riportate, rispettivamente, le immagini dell'interfaccia grafica di PROMED e dell'interfaccia DOS di uscita del GRARE. Si notano tempi di esecuzione dell'ordine delle 6-8 ore.

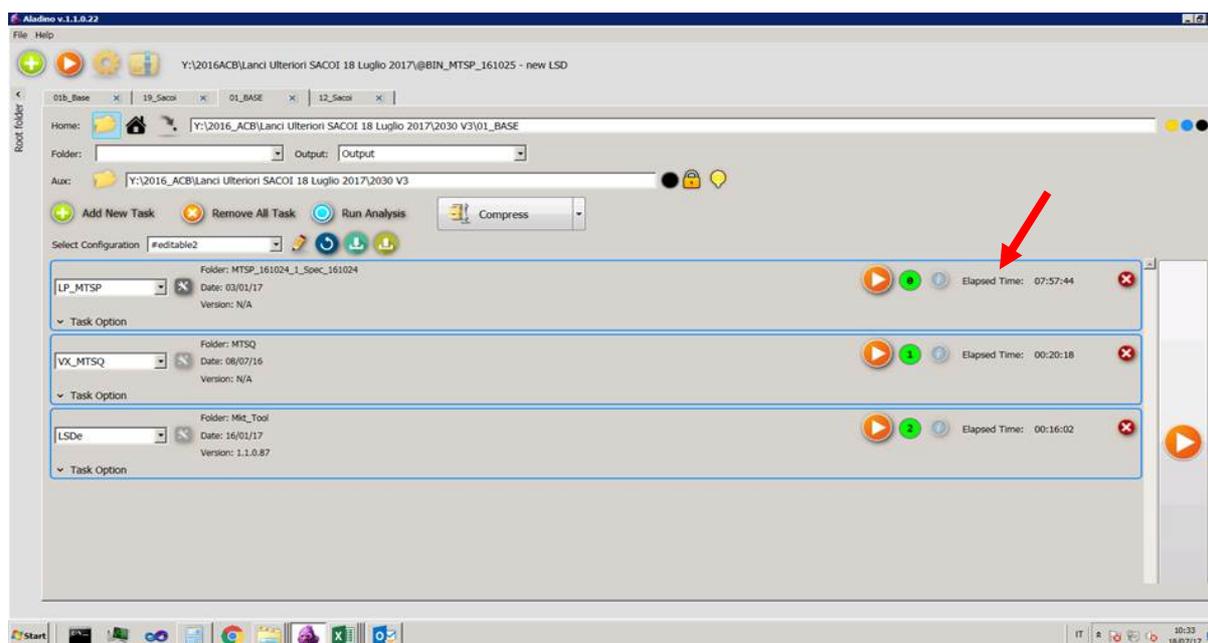


Figura 4: Interfaccia grafica PROMED con indicazione del tempo di calcolo.

```

C:\Windows\system32\cmd.exe
*****
*                               *
*   EXECUTION OF GRARE2 PROGRAM   *
*                               *
*****
FILE DATI INPUT  (55)=ig2.SACOI3_ON_2025_V1
FILE DATI OUTPUT (66)=OG2.SACOI3_ON_2025_V1
HOUR COMPRESSION  2
PARALLEL PROCESS - NUMBER OF THREADS:  13
*** 25 % ***
UNITCOMMITMENT FLEX
*** 50 % ***
*** 75 % ***
*** 100 % ***
===== END OF SIMULATION =====
===== SYNCHRONIZING FILES =====
OG2P2025_V1_167
OG2P2025_V1_168
OG2P2025_V1_169
OG2P2025_V1_170
OG2P2025_V1_171
OG2P2025_V1_172
OG2P2025_V1_173
OG2P2025_V1_174
OG2P2025_V1_175
OG2P2025_V1_176
OG2P2025_V1_177
OG2P2025_V1_178
OG2P2025_V1_179
1 file(s) copied.
TOTAL TIME 24588.8620
*****
*                               *
*   EXECUTION TERMINATED         *
*                               *
*****

```

Figura 5: Interfaccia esito simulazioni GRARE con indicazione del tempo di calcolo in secondi.

Nella Tabella 9, i benefici ricalcolati dal CESI sono confrontati con quelli esposti da Terna nell'Analisi Costi Benefici dell'intervento allegata al Piano di Sviluppo 2017. Si osserva una perfetta concordanza tra le due serie di valori, tranne per il beneficio B1 relativo allo scenario V3 2030. A riguardo CESI sottolinea che la differenza è dovuta al fatto che in PROMED viene valutato anche il beneficio B19 relativo alle esternalità degli agenti inquinanti diversi dalla CO₂, che viene monetizzato con i valori dei costi esterni riportati in Tabella 7. Il beneficio B19 dà contributi trascurabili in tutti gli scenari tranne che nello scenario V3 2030, per il quale è pari a 9,73 M€, come si evince dalla Tabella 10. Sommando 9,73 M€ a 74,1 M€ si ritrova anche in questo caso una corrispondenza più che soddisfacente tra i risultati del calcolo e i valori forniti a suo tempo da Terna.

Tabella 9. Raffronto tra i benefici ottenuti dalle simulazioni CESI e quelli del PdS 2017.

Beneficio	Scenario	Valore riportato in PdS 2017	Risultati simulazioni CESI
B1	V1 2025	22 M€	22 M€
B1	V3 2030	84 M€	74,1 M€
B2a	V3 2025	206,220 GWh	206,2 GWh
B3a	V1 2030	6,747 GWh	6,7 GWh
B5	V1 2025	176,160 GWh	176,2 GWh

Tabella 10. Riduzioni inquinanti e valorizzazione B19 nello scenario V3 2030.

	NOx	SO2	PM10	PM2.5	TOTALE
Riduzione emissioni [kton/anno]	0,02	0,03	0,10	0,08	0,23
Costi esterni evitati [M€]	0,27	0,31	1,45	7,70	9,73

Infine, si è verificato che, utilizzando i valori dei benefici riportati in {c} e coerenti con quelli verificati in questa sezione, mediante l'uso delle formule di cui ai paragrafi A.5.5 e A.5.6 della sezione 5.2 del presente documento, si ottengono valori degli indicatori economici coerenti con quanto riportato in {c}.

I risultati dell'attività di verifica della congruità dei benefici ottenibili in seguito all'intervento in oggetto, portano a concludere che le indicazioni fornite in merito da Terna nel PdS 2017 sono del tutto corrette.

6. CONCLUSIONI

Sulla base delle verifiche metodologiche eseguite, dell'esame dei dati utilizzati per l'analisi costi-benefici dell'intervento in oggetto e dei risultati degli approfondimenti riportati nel precedente § 5, si può affermare che, nella valutazione Analisi Costi Benefici 2.0 dell'intervento di sviluppo Sa.Co.I.3, Terna S.p.A. ha adottato metodologie coerenti con le disposizioni riportate nel Titolo 3 dell'Allegato A della Deliberazione 4 novembre 2016 n. 627/2016/R/eel, utilizzando dati coerenti con gli scenari evolutivi del sistema elettrico presenti in documenti pubblicati da enti riconosciuti del settore e, ove necessario, frutto di elaborazioni derivanti dall'esperienza nella pianificazione e nella conduzione del sistema elettrico nazionale. La conseguente stima dei benefici associati all'intervento di sviluppo, elaborata mediante strumenti di simulazione validati, conduce a risultati coerenti e prudenziali. Alcuni di questi benefici sono stati valutati mediante nuove simulazioni effettuate ai fini l'elaborazione del presente documento, ottenendo risultati in linea con quelli presentati da Terna S.p.A. nel Piano di Sviluppo 2017. Infine, il calcolo degli indicatori economici di merito IUS e VAN ha restituito valori analoghi a quelli pubblicati nel Piano di Sviluppo 2017, confermando le valutazioni formulate da Terna S.p.A..

Bari, 3 agosto 2017

Il Consulente

Prof. Ing. Michele Antonio Trovato

