



Aggiornamento dell'analisi costi benefici del collegamento HVDC Continente – Sicilia – Sardegna (723-P)

Giugno 2024

Sommario

1	Premessa	3
2	Ipotesi alla base dell'analisi costi-benefici.....	5
2.1	Principali dati degli scenari di riferimento.....	5
2.2	Considerazioni metodologiche per la stima dei benefici	6
3	Analisi Costi – Benefici del collegamento East Link (Sicilia-Campania)	9
3.1	Stima dei benefici	9
3.2	Flussi di energia e ore di congestione	10
3.3	Stima dei costi di investimento e operativi	12
3.4	Sintesi dei risultati	12
4	Analisi Costi – Benefici del collegamento West Link (Sicilia-Sardegna).....	14
4.1	Sintesi dei benefici.....	14
4.2	Flussi di energia e ore di congestione	15
4.3	Stima dei costi di investimento e operativi	17
4.4	Sintesi dei risultati	17
5	Analisi Costi – Benefici del collegamento completo Tyrrhenian link.....	18
5.1	Sintesi dei benefici.....	18
5.2	Flussi di energia e ore di congestione	19
5.3	Stima dei costi di investimento e operativi	23
5.4	Sintesi dei risultati	23

1 Premessa

Con il presente documento Terna fornisce un aggiornamento dell'analisi costi-benefici¹ dell'intervento HVDC Continente-Sicilia-Sardegna nel suo complesso (di seguito "Tyrrhenian Link" o "TL") e per ciascuno dei due collegamenti che lo costituiscono: Sardegna – Sicilia (di seguito "West Link") e Sicilia – Continente (di seguito "East Link") in considerazione delle richieste dell'Autorità edella rilevanza economica del progetto, oltre che per tenere conto degli scenari utilizzati per la predisposizione del Piano di Sviluppo 2023 (nel seguito "PdS 2023").

In sintesi, le analisi costi benefici effettuate con le ipotesi di scenario alla base del PdS 23 evidenziano indicatori di utilità e di valore attuale netto mediamente superiori a quelli calcolati nel PdS21; l'intervento si conferma strategico per il processo di transizione energetica del sistema elettrico delle due isole maggiori consentendo peraltro il completamento del processo di phase out degli impianti termoelettrici della Sardegna e di superamento a regime di alcune essenzialità in Sicilia.

L'analisi costi benefici effettuata sul TL nel suo complesso (ovvero come se fosse un unico intervento) mostra indicatori di utilità e benefici complessivamente maggiori rispetto alla somma dei benefici delle due interconnessioni analizzate singolarmente, a dimostrazione della forte sinergia dei due rami e dell'efficacia dell'intervento nel suo complesso.

In particolare, il progetto garantirà la sicurezza e l'adeguatezza del sistema elettrico a fronte dell'atteso decommissioning degli impianti a carbone e degli impianti più obsoleti e a maggior impatto ambientale, permetterà una migliore penetrazione della generazione rinnovabile, limitando fenomeni di *curtailment*, e ridurrà i costi sul mercato dell'energia e dei servizi per il dispacciamento, migliorando i transiti di energia sulla RTN e riducendo di conseguenza le congestioni tra zone di mercato.

La previsione di entrata in esercizio dell'intera infrastruttura è confermata al 2028, con il primo polo dell'East Link previsto entro il 2026. Si prevede successivamente l'entrata in esercizio entro il 2027 del primo e del secondo polo del West Link e nel 2028 del secondo polo dell'East Link.

Entrambi i collegamenti del TL hanno concluso il processo autorizzativo e la fase di *procurement*, a fine dicembre dello scorso anno sono stati avviati i cantieri della tratta Est. Più nel dettaglio, per la tratta Est, l'iter autorizzativo è stato avviato a novembre 2021 e si è concluso nel settembre 2022, mentre per il Ramo Ovest il processo, avviato a ottobre 2022, si è chiuso con l'emanazione del decreto autorizzativo da parte del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica nel settembre 2023.

Con riferimento alle attività di *procurement*, nel novembre 2021 Terna ha firmato due contratti quadro per la fornitura e la posa in opera dei cavi sottomarini e terrestri relativi al Tyrrhenian Link con le due società Prysmian e Nexans, mentre nel marzo 2023 si è conclusa la gara di appalto per la fornitura e la realizzazione delle quattro stazioni di conversione aggiudicata da un consorzio di società guidate da Siemens.

¹ Nel PdS 2023 (pubblicato a marzo 2023) erano stati riportati i risultati delle ACB presentate nel PdS 2021, non ritenendo necessario aggiornare l'ACB del progetto in quanto, come previsto dalla metodologia di ACB, per gli interventi che presentano almeno un'opera principale autorizzata e che siano già stati oggetto di un'ACB, è previsto che i risultati rimangano quelli presentati nell'ultimo piano di sviluppo utile. Nel caso in esame era stato rilasciato nel corso del 2022, il decreto autorizzativo alla costruzione e all'esercizio per il ramo Est dell'intervento "collegamento HVDC Continente – Sicilia – Sardegna".

Infine, per quanto concerne le attività realizzative, sul tratto Est – con riguardo alle opere legate ai cavi – si segnala:

- il completamento della progettazione esecutiva e l'avvio dei cantieri dei tracciati terrestri lato Sicilia;
- l'avvio dell'attività di *drilling* terra/mare in Sicilia;
- lo svolgimento delle prove di qualifica dei cavi marini di alto fondale.

Per quanto riguarda le stazioni di conversione:

- è in corso la realizzazione delle prime opere strutturali per i due siti di stazione (Eboli e Termini Imerese);
- è stata avviata la produzione del Sistema di Protezione Comando e Controllo e dei primi elementi prefabbricati.

Sulla tratta Ovest, invece, si riporta con riferimento alle attività legate ai cavi:

- il completamento con esito positivo, da parte di Nexans, della qualifica del giunto marino di altissimo fondale;
- lo svolgimento della *survey* marina di dettaglio;
- la finalizzazione delle attività in mare del *sea trial* di altissimo fondale;

con riferimento alle stazioni di conversione:

- la messa in luce dell'acquedotto Cornelio (Termini Imerese) e l'avvio della relativa fase di delocalizzazione;
- lo svolgimento dell'attività di espianto degli ulivi a Termini Imerese;
- l'avvio dei sondaggi nel sito di Selargius.

La stima dei costi di investimento complessiva è confermata pari a 3,7 miliardi di euro in linea con quanto riportato sia nel PdS 2021 che nel PdS 2023.

2 Ipotesi alla base dell'analisi costi-benefici

2.1 Principali dati degli scenari di riferimento

Gli scenari utilizzati per l'aggiornamento delle analisi sono quelli descritti nel Documento di Descrizione degli Scenari (DDS) del 2022, coerentemente con le analisi costi-benefici svolte per gli interventi presenti nel PdS 2023.

In sintesi, in Figura 1 e in Figura 2, si riportano i principali *driver* dello scenario di *policy* al 2030 (denominato "Fit-for-55" o "FF55") e al 2040 (denominato "Distributed Energy Italia" o "DE40") utilizzati per la predisposizione del PdS 2023, confrontati con quelli alla base del PdS 2021 (ultimo anno in cui l'analisi costi-benefici dell'intervento è stata aggiornata).

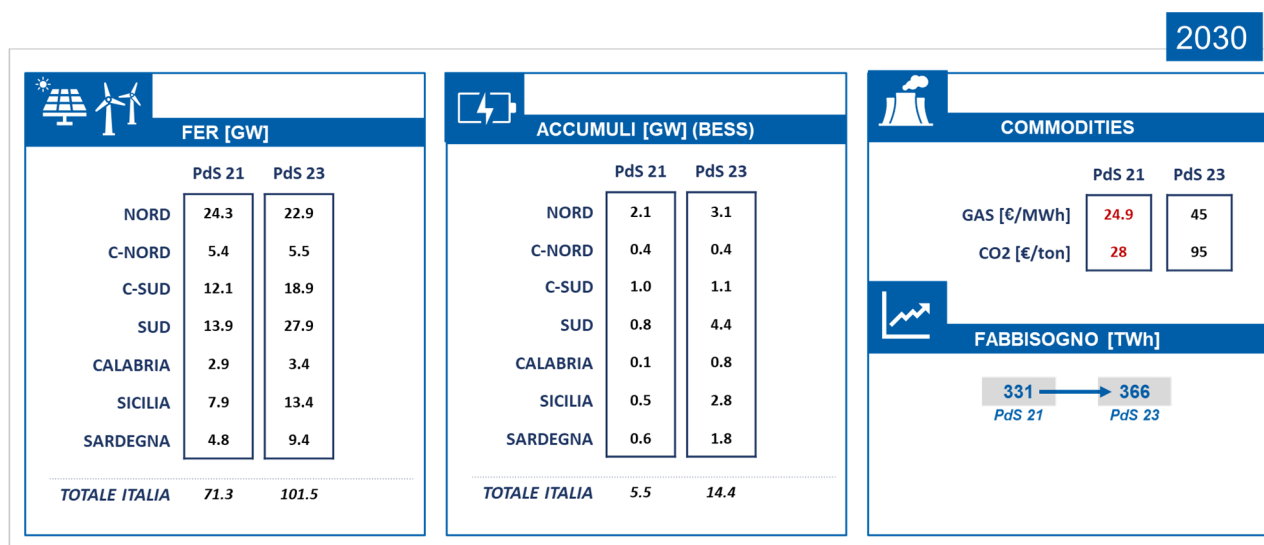


Figura 1 - Principali dati relativi allo scenario di *policy* al 2030 (FF55 del PdS 2023 vs NT-IT del PdS 2021)

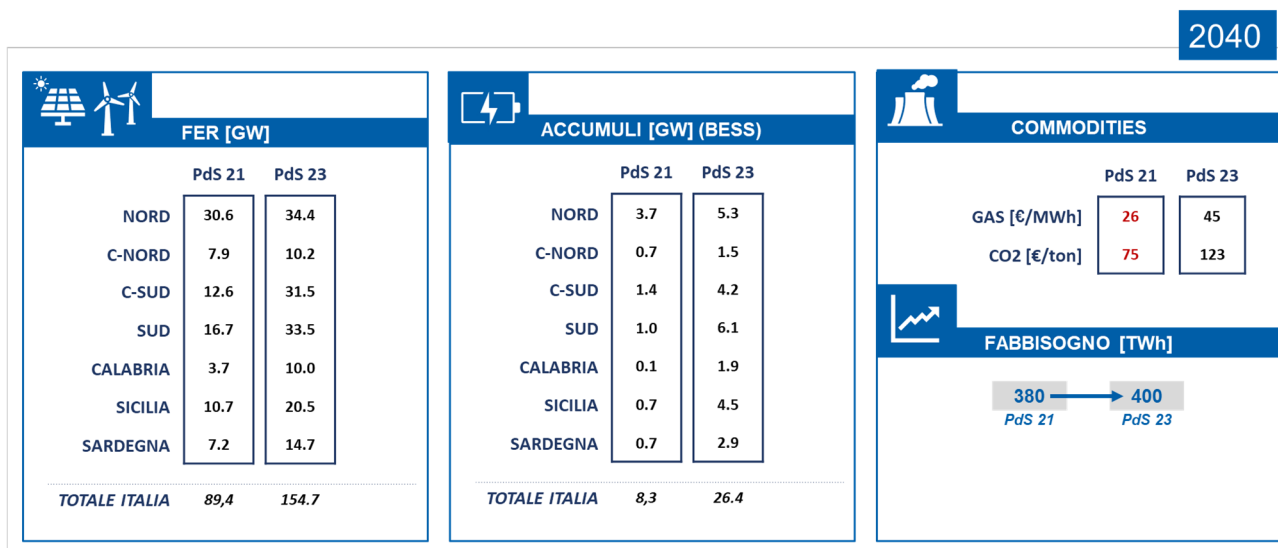


Figura 2 - Principali dati relativi allo scenario di *policy* al 2040 (DE40 del PdS 2023 vs NT-IT del PdS 2021)

Dal confronto dei diversi scenari emerge che tutti i principali dati utilizzati per le analisi degli interventi del PdS 2023 risultano in crescita rispetto allo scenario di sviluppo utilizzato per le analisi del PdS 2021. In particolare, la capacità rinnovabile prevista al 2030 è pari a 101,5 GW (vs 71,3 GW del PdS 2021) e 154,7 GW al 2040 (vs 89,4 GW del PdS 2021). Il percorso per raggiungere tali target è, tra l'altro, già ben avviato come conferma la crescita dell'installato rinnovabile avuta negli ultimi tre anni (+ 1,5 GW nel 2021, + 3 GW nel 2022 e + 5,7 GW nel 2023, significativamente superiore rispetto alla media dell'ultimo decennio in cui si era registrato un aumento inferiore ad 1 GW all'anno), che verrà ulteriormente facilitata dalla prossima adozione del decreto FerX che contribuirà a dare un'ulteriore spinta alle installazioni di impianti rinnovabili.

Inoltre, la distribuzione zonale della capacità produttiva installata da Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP) degli scenari del PdS23 è molto differente rispetto a quella prevista dallo scenario NT IT utilizzato per la predisposizione del PdS 2021, in cui gran parte della capacità era prevista nella zona Nord. La distribuzione zonale degli impianti fotovoltaici ed eolici prevista dagli scenari alla base del PdS 2023, infatti, segue maggiormente l'andamento delle richieste di connessione con gran parte della capacità installata nella zona Sud e nelle isole maggiori (Sicilia e Sardegna), in cui si riscontra un raddoppio della potenza prevista rispetto alle ipotesi alla base del PdS 2021. Nello specifico, il fotovoltaico di piccola taglia è concentrato nelle regioni del Nord, nelle quali, anche storicamente, si è osservata una maggior crescita di questa tipologia di installazioni, mentre il solare *utility scale* e la capacità eolica sono prevalentemente localizzati al sud per via di un potenziale, sia geografico che di producibilità, maggiore.

Negli scenari alla base del PdS 2023, anche la stima di installazione degli accumuli è prevista in aumento e pari a 14,4 GW al 2030 e 26,4 GW al 2040 (vs 5,5 GW al 2030 e 8,3 GW al 2040 del PdS 2021), con un'ipotesi di fabbisogno di 366 TWh al 2030 e 400 TWh al 2040 (in aumento rispettivamente del 10% al 2030 e del 5% al 2040 rispetto allo scenario alla base del PdS 2021).

Per quanto riguarda le *commodities* il prezzo del gas è stimato pari a 45 €/MWh sia nel 2030 che nel 2040 e il costo della CO₂ pari a 95 €/ton al 2030 e 123 €/ton al 2040 (entrambe le *commodities* in aumento rispetto ai valori riportati nello scenario utilizzato per il PdS 2021).

Maggiori informazioni sono consultabili nel DDS 2022 anche sullo scenario inerziale denominato Late Transition (LT).

La rete di riferimento utilizzata per le analisi, intesa come i valori dei limiti di transito previsti negli anni orizzonte di studio 2030 e 2040, è la stessa utilizzata per le analisi del PdS 2023. In particolare, rispetto a quella utilizzata nell'ultima ACB, presentata nel PdS 2021, sono stati aggiornati i valori dei limiti di transito in accordo con i nuovi progetti pianificati nel PdS 2023 (principalmente i progetti *Hypergrid*).

2.2 Considerazioni metodologiche per la stima dei benefici

In coerenza con le disposizioni contenute nella delibera 15/2023 la stima dei benefici è stata effettuata attraverso l'applicazione del metodo TOOT² che prevede che nei modelli di riferimento di rete e di mercato "with", per ciascun anno oggetto di studio, siano inclusi tutti gli interventi il cui completamento è pianificato entro tale anno.

² Metodo TOOT (Take Out One at the Time) è il metodo di valutazione dei benefici di cui alla lettera k dell'articolo 1.2 dell'allegato A alla delibera 15/2023

La stima dei benefici dei singoli rami Sicilia-Continente e Sicilia-Sardegna è quindi calcolata rimuovendo dalla rete di riferimento (che considera gli interventi previsti nell'anno oggetto di studio secondo la data di completamento stimata nel PdS) il solo collegamento oggetto di analisi.

In particolare, per l'intervento:

- 723/E, East Link, i benefici sono valutati come differenza fra il caso con la rete di riferimento all'anno di studio (intero Tyrrhenian link in servizio) e quello con la rete di riferimento in cui viene rimosso il solo ramo East link;
- 723/W, West Link, i benefici sono valutati come differenza fra il caso con la rete di riferimento all'anno di studio (Tyrrhenian link in servizio) e quello con la rete di riferimento in cui viene rimosso il solo ramo West link.

Per quanto riguarda i benefici dell'intervento Tyrrhenian Link completo, questi sono determinati come differenza fra il caso con la rete di riferimento all'anno di studio e quello con la rete di riferimento in cui vengono rimossi entrambi i rami che costituiscono il TL completo.

In merito alla valorizzazione dei diversi benefici, le analisi sono state effettuate secondo quanto previsto dal "*Documento Metodologico per l'applicazione dell'analisi costi benefici applicata al Piano di Sviluppo 2023*" ([link](#)). Rispetto a ciò si evidenzia quanto segue:

- per i benefici B7 e B8 – variazione dei costi per servizi di rete e per approvvigionamento di risorse sul mercato per il servizio di dispacciamento (beneficio positivo in caso di riduzione), valutati rispettivamente tramite simulazioni di rete e di mercato – l'analisi è stata condotta in linea con la metodologia di cui all'allegato metodologico al PdS (Metodologia analisi costi benefici – ACB 2.0)³, eccetto che per le nuove UP alimentate a gas nelle isole, che si ipotizza siano contrattualizzate nell'ambito del Capacity Market e per le quali le offerte a salire sono state poste pari allo *strike price* per le quantità per cui dette UP sono essenziali;
- per quanto riguarda il beneficio B4 è stato considerato il premio massimo riconoscibile alla nuova capacità termoelettrica installata previsto dal meccanismo del Capacity Market e pari a 85 k€/MW in luogo dei 75 k€/MW considerati nel PdS 2021;
- per il beneficio B5 – maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabili (FER) – le quantità di produzione FER integrate in esito al mercato dei servizi di dispacciamento grazie alla presenza dell'intervento sono state valorizzate, nei diversi scenari e anni studio considerati, al costo variabile medio del termoelettrico sostituito.

In merito alla stima dei benefici, si segnala che Terna sta valutando – in ottica futura – evoluzioni della metodologia di analisi costi-benefici, al fine considerare in maniera opportuna il comportamento delle diverse risorse (in particolare FER ed accumuli) nei modelli e nelle metodologie di calcolo dei benefici.

Infine, per comodità di lettura, si elenca di seguito una descrizione dei benefici stimati nel presente rapporto:

- B1: variazione (incremento) del *Socio-Economic Welfare* (SEW) correlato al funzionamento del mercato dell'energia e all'incremento di limiti di transito tra zone della rete rilevante o ai confini;
- B2: variazione (riduzione) delle perdite di rete calcolata mediante utilizzo di simulazioni di tipo probabilistico (B2.a) o mediante simulazione statiche di *load flow* (B2.b);

³ Che prevede la valorizzazione al costo medio variabile del termoelettrico dei volumi movimentati su MSD tramite impianti esistenti.

- B4: costi evitati o differiti (o, con segno negativo, 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, B7 e B8;
- B5: maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabili (FER) e comprende la quota di congestioni locali (calcolate mediante utilizzo di simulazioni di tipo probabilistico B5.a) oltre che la quota di *overgeneration* di sistema B5.s (calcolata mediante simulazioni del mercato dei servizi di dispacciamento) risolte dagli interventi di sviluppo;
- B7: variazione (riduzione) dei costi per servizi di rete e per approvvigionamento di risorse sul mercato per il servizio di dispacciamento calcolata tramite simulazioni di rete probabilistiche;
- B8: variazione (riduzione) dei costi per servizi di rete e per approvvigionamento di risorse sul mercato per il servizio di dispacciamento calcolata tramite simulazioni di mercato dei servizi.
- 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 del costo sociale delle emissioni;
- B19: variazione (riduzione) degli impatti negativi associati all'aumento di altre emissioni non CO₂ né gas effetto serra quali ad esempio ossidi di zolfo e ossidi di azoto.

3 Analisi Costi – Benefici del collegamento East Link (Sicilia-Campania)

3.1 Stima dei benefici

Nel presente paragrafo si riporta una sintesi dei benefici stimati per il collegamento East Link, secondo le ipotesi precedentemente descritte per ciascuno scenario (*Policy* e *Inerziale*) e nei diversi anni di riferimento (2030-2040), con alcune considerazioni per ogni beneficio considerato.

Benefici	2030 LT	2040 LT	2030 FF55	2040 DE	Motivazione beneficio
B1 (variazione SEW) [M€/y]	59	23	180	94	<i>Il beneficio B1 legato al SEW, presenta una riduzione al 2040 rispetto al 2030 riconducibile alla presenza nella rete in esame della totalità dei progetti previsti a Piano di Sviluppo, tra i quali i progetti Hypergrid.</i>
B2 (variazione perdite) [M€/y]	-24	-27	-23	-14	<i>Il collegamento TL determina un incremento di perdite sul sistema elettrico per l'effetto dovuto ai maggiori flussi di potenza che transitano sul collegamento, anche legati all'integrazione di OG che il collegamento stesso consente di ottenere.</i>
B4 (riduz. Essenzialità) [M€/y]	59.5	59.5	59.5	59.5	<i>La realizzazione dell'EAST LINK abilita la dismissione del parco termoelettrico per circa 700 MW aggiuntivi.</i>
B5a (Int. FER) [M€/y]	56	53	17	17	<i>L'introduzione del ramo Est link permette una maggiore integrazione della produzione da fonte rinnovabile, che in assenza di tale collegamento sarebbe tagliata</i>
B7 (rid. MSD con simulaz. rete) [M€/y]	-2	1	-7	-6	<i>A livello locale il beneficio B7 risulta essere leggermente negativo per effetto di congestioni locali legate principalmente alla rete locale</i>
B8 (rid. MSD con simulaz. mercato) [M€/y]	96	52	268	164	<i>il beneficio B8 legato alle movimentazioni MSD risulta positivo in tutte le simulazioni, in quanto il TL permette di ridurre i costi di approvvigionamento dei servizi in MSD, con la riduzione delle movimentazioni di gruppi Termoelettricie/o Accumuli. Si tratta di effetti di riduzione in termini di riserva e non sono considerati gli impianti in dismissione (B4) per evitare overlap con beneficio B4 (che invece rappresenta costi evitati sul mercato capacità).</i>
B18 (var. emiss. CO₂) [M€/y]	0	9	3	21	<i>Il collegamento East Link contribuisce ad una riduzione delle emissioni inquinanti in tutti gli scenari analizzati</i>
B19 (var. emiss. NO_x, SO_x) [M€/y]	2	1	5	5	

Tabella 1 - Benefici per il collegamento East Link

Benefici quantitativi	2030 LT	2040 LT	2030 FF55	2040 DE
I2 – Var. perdite [GWh]	-207	-218	-202	-210
I5 – Overgeneration [GWh]	900	500	1100	900
I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	5	60	534	142

Tabella 2 - Benefici quantitativi per il collegamento East Link

3.2 Flussi di energia e ore di congestione

Di seguito si riportano i flussi di energia simulati in esito al mercato del giorno prima (MGP) e le ore di congestione in assenza del collegamento East Link negli scenari considerati per le analisi agli anni orizzonte 2030 e 2040.

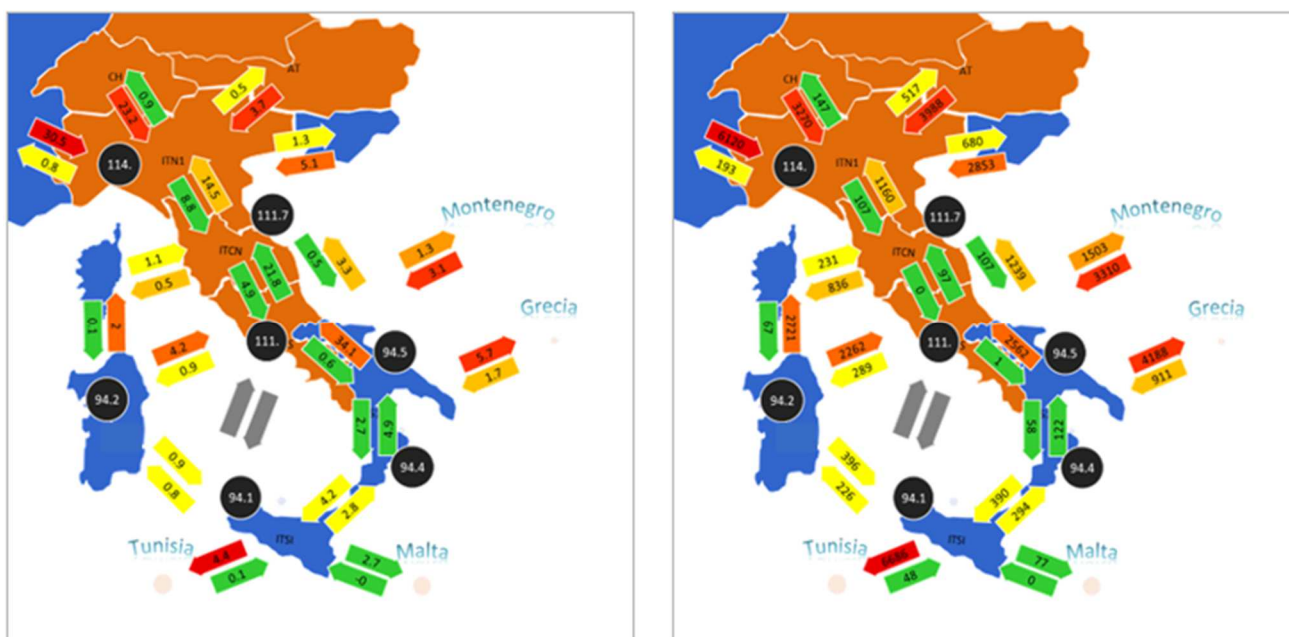


Figura 3 - Flussi [TWh] e ore di congestione [n°] scenario FF55 2030 caso TOOT East Link

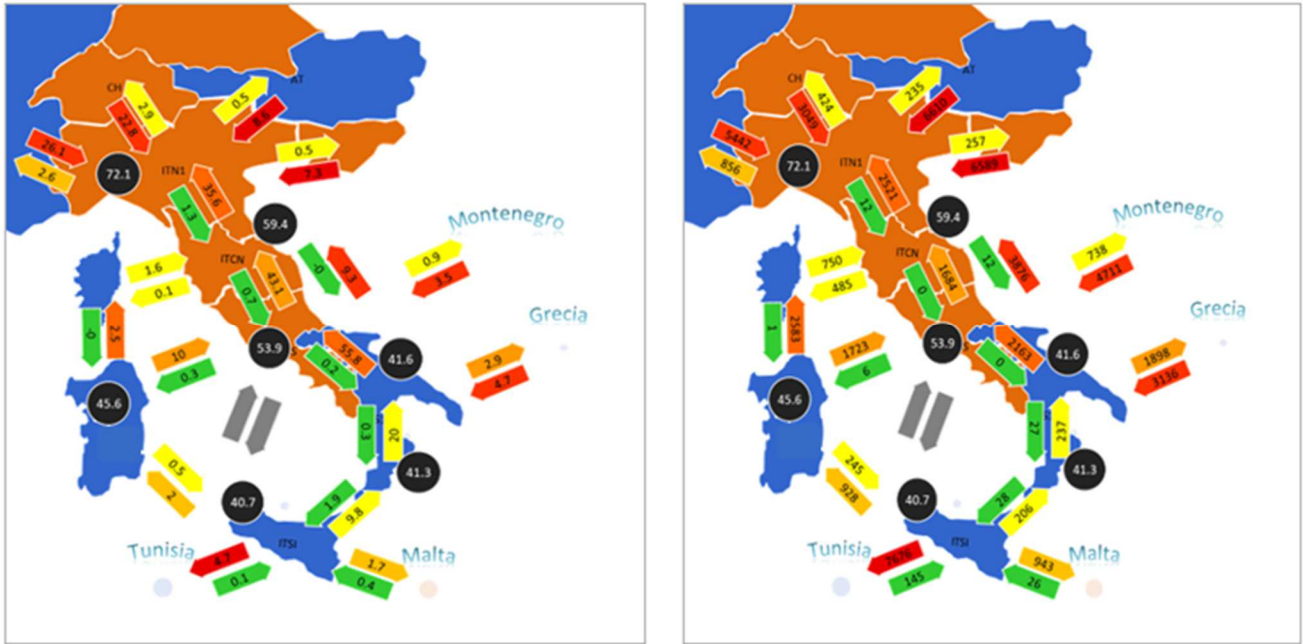


Figura 4 - Flussi [TWh] e ore di congestione [n°] scenario DE 2040 caso TOOT East Link

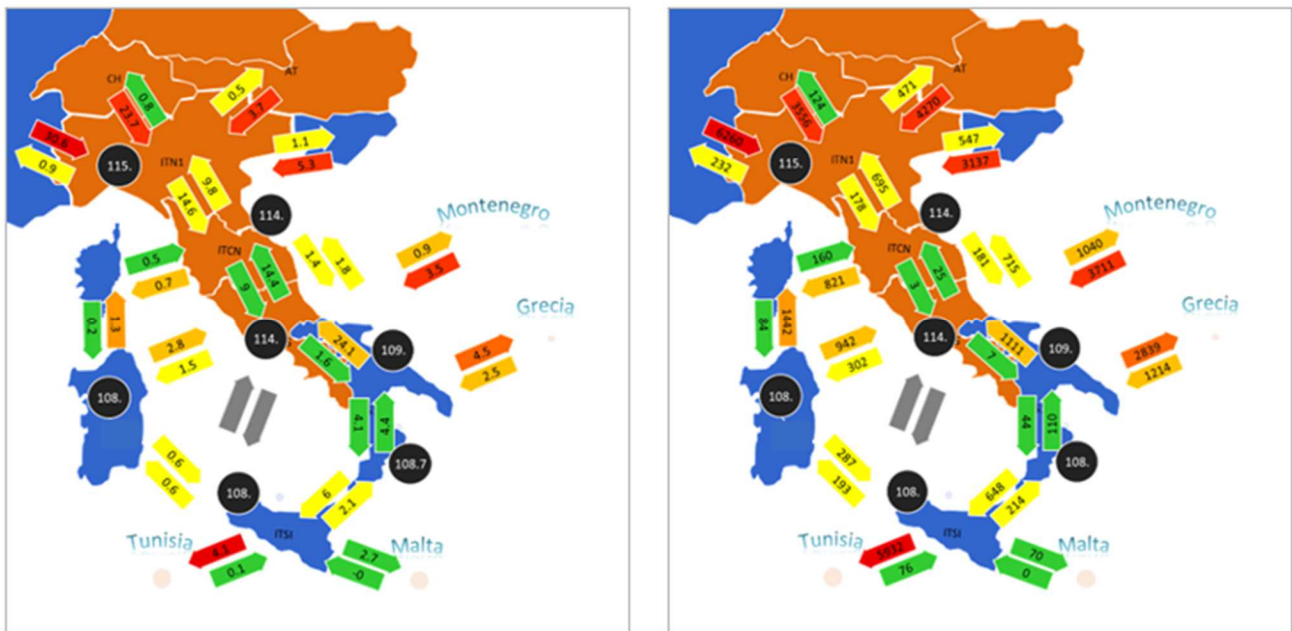


Figura 5 - Flussi [TWh] e ore di congestione [n°] scenario LT 2030 caso TOOT East Link

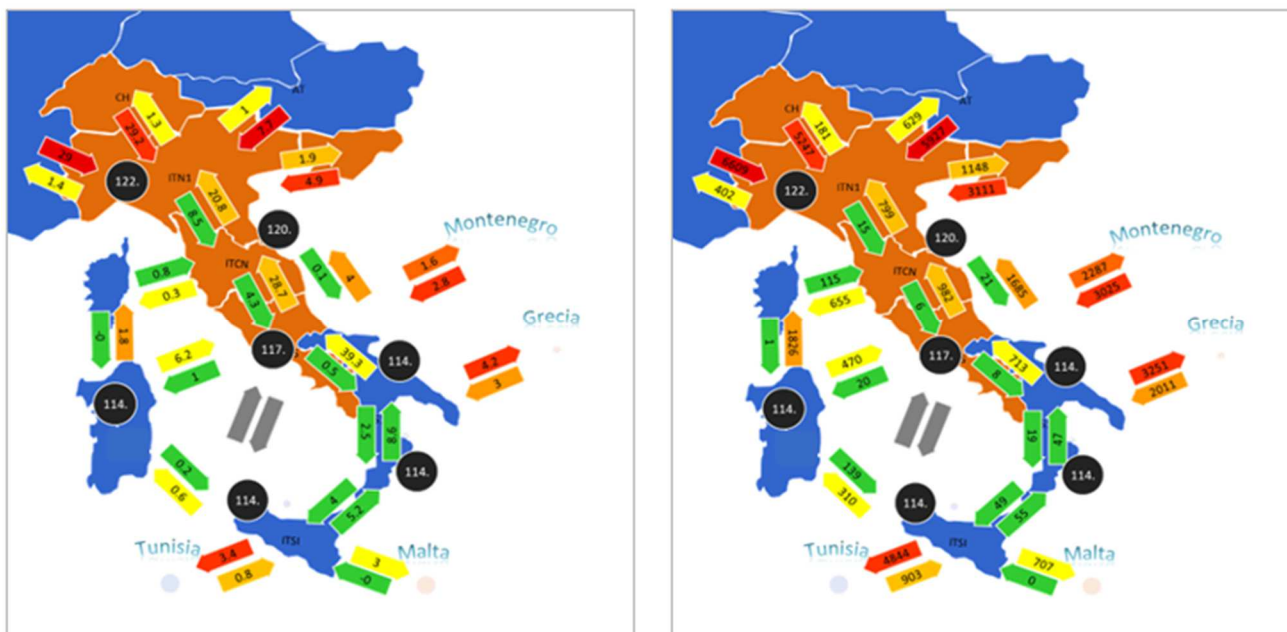


Figura 6 - Flussi [TWh] e ore di congestione [n°] scenario LT 2040 caso TOOT East Link

Dal confronto con i grafici che rappresentano la rete con il TL completo (vd paragrafo 5.2), si evidenzia – in assenza dell’East Link – un incremento dei flussi e delle ore di congestione dalla zona Sicilia verso le zone Sardegna e Calabria e dalla zona Sud verso la zona CentroSud. Tale situazione risulta più marcata negli scenari di *policy* rispetto a quelli inerziali, in virtù dell’ingente quantitativo di produzione FER che dalla Sicilia deve essere trasportato verso i centri di consumo della zona Nord e che, mancando il ramo East, transita necessariamente sulle infrastrutture del corridoio Sicilia-Calabria-Corsica e del corridoio Sicilia-Calabria-Campania.

3.3 Stima dei costi di investimento e operativi

Il costo di investimento, stimato pari a 1,8 Mld€ per il collegamento East link (in linea alle stime al PdS 2021 e al PdS 2023), è assunto per il calcolo degli indici economici convenzionalmente all’anno di entrata in esercizio 2028 e attualizzato all’anno di predisposizione del Piano (2023). Per quanto riguarda i costi operativi annui relativi al collegamento, invece, si stima che siano pari a 0,19% del capex e vengono considerati annualmente dal 2029 per un orizzonte temporale di 25 anni.

3.4 Sintesi dei risultati

In esito alle analisi condotte, si ottiene che per il ramo East Link si ha:

- lo IUS (Indice di Utilità per il Sistema):
 - che nello scenario di *Policy* è uguale a 3,2 con benefici base (dal B1 al B8) e 3,4 con benefici totali (dal B1 al B19);
 - che nello scenario Inerziale è uguale a 1,6 con benefici base (dal B1 al B8) e 1,7 con benefici totali (dal B1 al B19).
- Il VAN:
 - che nello scenario di *Policy* è uguale a 3330 M€ con benefici base (dal B1 al B8) e a 3585 M€ con benefici totali (dal B1 al B19);

- che nello scenario Inerziale è uguale a 930 M€ con benefici base (dal B1 al B8) e 1015 M€ con benefici totali (dal B1 al B19).

4 Analisi Costi – Benefici del collegamento West Link (Sicilia-Sardegna)

4.1 Sintesi dei benefici

Nel presente paragrafo si riporta una sintesi dei benefici per il collegamento West Link, secondo le ipotesi precedentemente descritte per ciascuno scenario utilizzato nel PdS Policy e Inerziale e nei diversi anni di riferimento (2030-2040), con alcune considerazioni per ognuno.

Benefici	2030 LT	2040 LT	2030 FF55	2040 DE	Motivazione beneficio
B1 (variazione SEW) [M€/y]	28	21	61	72	<i>Il beneficio B1 legato al West Link risulta superiore rispetto ai valori del PdS 21 per effetto dell'aumento del prezzo del gas (da 25 €/MWh nel PdS 21 a 45 €/MWh nel PdS '23⁴) e per il differente scenario di riferimento</i>
B2 (variazione perdite) [M€/y]	-15	-20	-17	-11	<i>Il collegamento TL determina un incremento di perdite sul sistema elettrico per l'effetto dovuto ai maggiori flussi di potenza che transitano sul collegamento, anche legati all'integrazione di OG che il collegamento stesso consente di ottenere.</i>
B4 (riduz. Essenzialità) [M€/y]	106	85	106	85	<i>Tale indicatore si riferisce alle rimozioni delle essenzialità nelle due Isole maggiori. In particolare, il WEST LINK permette una dismissione del parco termoelettrico essenziale in Sardegna (1250 MW al 2030 e 1000 MW al 2040)</i>
B5a (Int. FER) [M€/y]	72	156	48	211	<i>L'introduzione del ramo West link permette una maggiore integrazione della produzione da fonte rinnovabile, che in assenza di tale collegamento sarebbe tagliata</i>
B7 (rid. MSD con simulaz. rete) [M€/y]	0	3	4	7	<i>A livello locale il beneficio B7 apporta un beneficio per effetto di risoluzioni di congestioni locali legate principalmente alla rete locale</i>
B8 (rid. MSD con simulaz. mercato) [M€/y]	114	122	114	55	<i>Il beneficio B8 legato alle movimentazioni MSD risulta positivo in tutte le simulazioni, in quanto il collegamento permette di ridurre i costi di approvvigionamento dei servizi in MSD, con la riduzione delle movimentazioni di gruppi Termoelettrici e/o Accumuli. Si tratta di effetti di riduzione in termini di riserva e non sono considerati gli impianti in dismissione (B4) per evitare overlap con beneficio B4 (che invece rappresentano costi evitati sul mercato capacità).</i>
B18 (var. emiss. CO₂) [M€/y]	0	9	3	11	<i>Il collegamento Est Link contribuisce ad una riduzione delle emissioni inquinanti in tutti gli scenari analizzati</i>
B19 (var. emiss. NO_x, SO_x) [M€/y]	0	1	1	4	

Tabella 3 - Benefici per il collegamento West Link

⁴ Prezzi di gas e commodities confermati e superati nei recenti eventi geopolitici.

Benefici quantitativi	2030	2040	2030	2040
	LT	LT	FF55	DE
I2 – Var. perdite [GWh]	-133	-159	-151	-170
I5 – Overgeneration [GWh]	1000	2200	800	1400
I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	-83	64	543	77

Tabella 4 - Benefici quantitativi per il collegamento West Link

4.2 Flussi di energia e ore di congestione

Nel presente paragrafo si riportano i grafici che rappresentano i flussi di energia simulati in esito al mercato del giorno prima (MGP) e le ore di congestione in assenza del collegamento West Link negli scenari considerati per le analisi agli anni orizzonte 2030 e 2040.

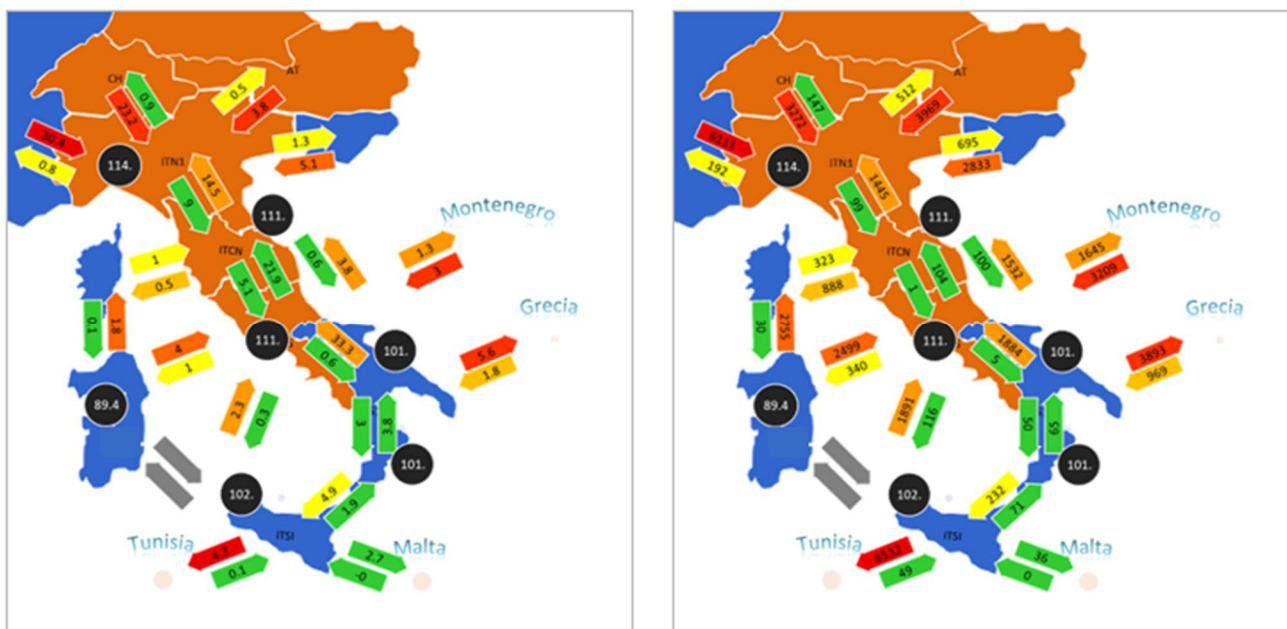


Figura 7 - Flussi [TWh] e ore di congestione [n°] scenario FF55 2030 caso TOOT West Link

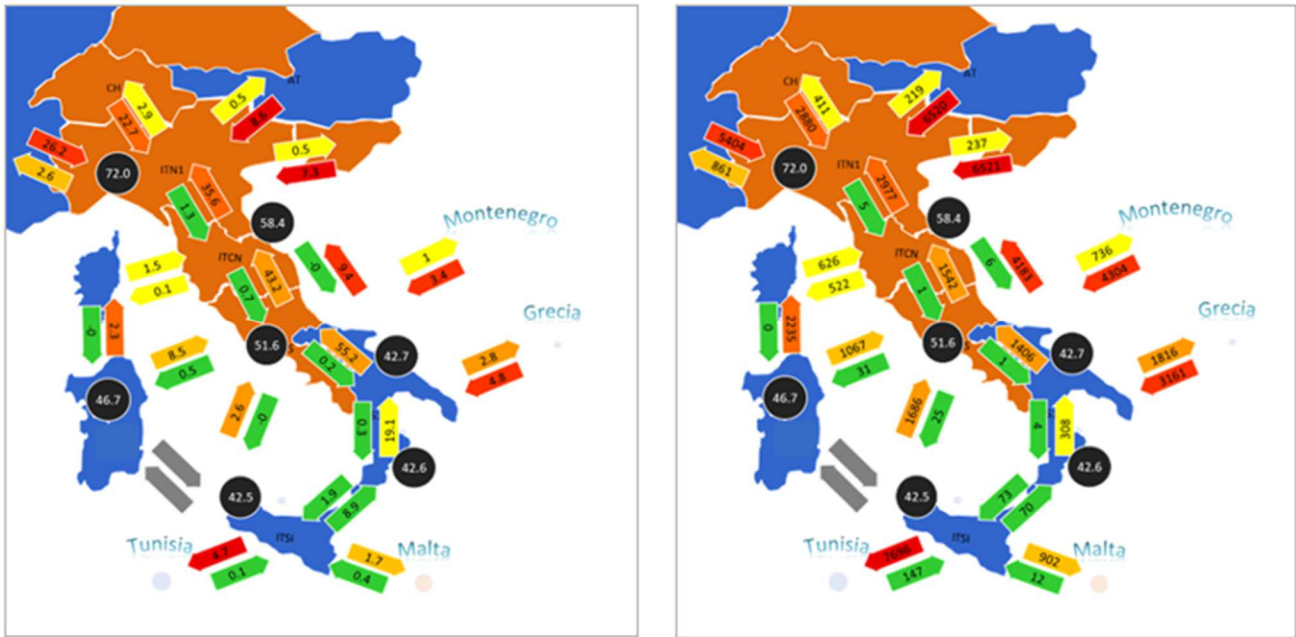


Figura 8 – Flussi [TWh] e ore di congestione [n°] scenario DE 2040 caso TOOT West Link

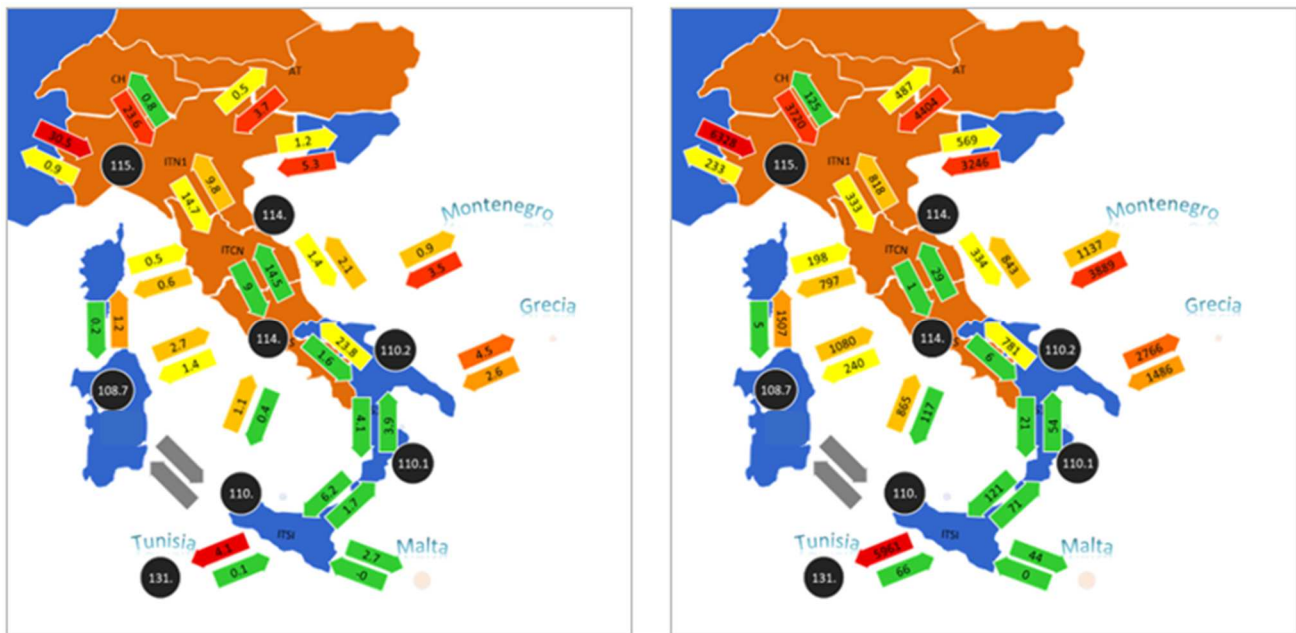


Figura 9 – Flussi [TWh] e ore di congestione [n°] scenario LT 2030 caso TOOT West Link

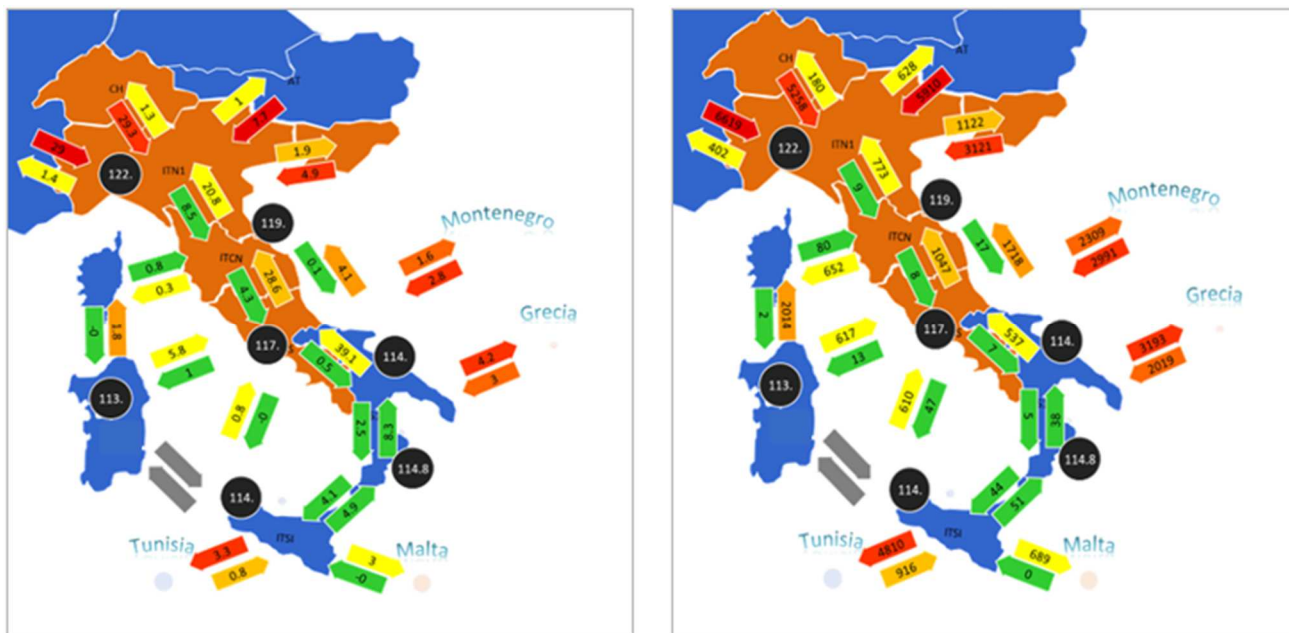


Figura 10 - Flussi [TWh] e ore di congestione [n°] scenario LT 2040 caso TOOT West Link

Dal confronto con i grafici che rappresentano la rete con il TL completo (vd paragrafo 5.2), si evidenzia che l’assenza del West Link comporta, in tutti gli scenari analizzati, un incremento delle ore di congestione della zona Sardegna e della zona Sicilia (via East Link) in condizioni di export verso il continente.

4.3 Stima dei costi di investimento e operativi

Il costo di investimento, stimato pari a 1,9 Mld€ per il collegamento West link (come PdS 2021 e PdS 2023), è assunto convenzionalmente all’anno di entrata in esercizio 2027 e attualizzato all’anno di predisposizione del Piano (2023). Per quanto riguarda i costi operativi annui relativi al collegamento, invece, si stima che siano pari a 0,19% del capex e vengono considerati annualmente dal 2029 per un orizzonte temporale di 25 anni.

4.4 Sintesi dei risultati

In esito alle analisi di dettaglio condotte, si ottiene che per il West Link si ha:

- lo IUS:
 - che nello scenario di *Policy* è uguale a 3,0 con benefici base (dal B1 al B8) e 3,1 con benefici totali (dal B1 al B19);
 - che nello scenario Inerziale è uguale a 2,7 nel caso di benefici base (dal B1 al B8) e 2,8 con benefici totali;
- il VAN:
 - che nello scenario di *Policy* è uguale a 3370 M€ con benefici base (dal B1 al B8) e 3500 M€ con benefici totali (dal B1 al B19);
 - che nello scenario Inerziale è uguale a 2895 M€ sia nel caso di benefici base (dal B1 al B8) e 2975 M€ con benefici totali.

5 Analisi Costi – Benefici del collegamento completo Tyrrhenian link

5.1 Sintesi dei benefici

Nel presente paragrafo si riporta una sintesi dei benefici per il collegamento completo TL, secondo le ipotesi precedentemente descritte per ciascuno scenario utilizzato nel PdS Policy e Inerziale e nei diversi anni di riferimento (2030-2040), con alcune considerazioni per ognuno.

Benefici	2030 LT	2040 LT	2030 FF55	2040 DE	Motivazione beneficio
B1 (variazione SEW) [M€/y]	95	72	249	230	<i>Il beneficio B1 legato al collegamento completo risulta positivo per effetto di una maggiore integrazione delle RES, soprattutto nello scenario di policy</i>
B2 (variazione perdite) [M€/y]	-39	-46	-40	-25	<i>Il collegamento TL determina un incremento di perdite sul sistema elettrico per l'effetto dovuto ai maggiori flussi di potenza che transitano sul collegamento, anche legati all'integrazione di OG che il collegamento stesso consente di ottenere.</i>
B4 (riduz. Essenzialità) [M€/y]	165.5	144.5	165.5	144.5	<i>Il collegamento consente la dismissione del parco termoelettrico essenziale in Sardegna (1250 MW al 2030 e 1000 MW al 2040), e di ulteriori circa 700 MW in Sicilia.</i>
B5a (Int. FER) [M€/y]	165	266	93	270	<i>L'introduzione del collegamento permette una maggiore integrazione della produzione da fonte rinnovabile, che in assenza sarebbe altrimenti tagliata</i>
B7 (rid. MSD con simulaz. rete) [M€/y]	6	5	-6	-7	<i>A livello locale il beneficio B7 apporta un beneficio per effetto di risoluzioni di congestioni locali nello scenario di policy, mentre nello scenario inerziale risulta essere leggermente negativo</i>
B8 (rid. MSD con simulaz. mercato) [M€/y]	221	159	470	228	<i>Il beneficio B8 legato alle movimentazioni MSD risulta positivo in tutte le simulazioni, in quanto il collegamento permette di ridurre i costi di approvvigionamento dei servizi in MSD, con la riduzione delle movimentazioni di gruppi Termoelettrici e/o Accumuli. Si tratta di effetti di riduzione in termini di riserva e non sono considerati gli impianti in dismissione (B4) per evitare overlap con beneficio B4 (che invece rappresentano costi evitati sul mercato capacità).</i>
B18 (var. emiss. CO₂) [M€/y]	1	22	4	46	<i>Il collegamento contribuisce ad una riduzione delle emissioni inquinanti in tutti gli scenari analizzati</i>
B19 (var. emiss. NO_x, SO_x) [M€/y]	-1	7	10	15	

Tabella 5 - Benefici per il collegamento Tyrrhenian Link

Benefici quantitativi	2030 LT	2040 LT	2030 FF55	2040 DE
I2 – Var. perdite [GWh]	-340	-377	353	380
I5 – Overgeneration [GWh]	2000	2500	2400	3700
I8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	203	152	829	318

Tabella 6 - Benefici quantitativi per il collegamento Tyrrhenian Link

5.2 Flussi di energia e ore di congestione

Nel presente paragrafo si riportano i grafici che rappresentano i flussi di energia in esito al mercato del giorno prima (MGP) e le ore di congestione simulati sia in presenza che in assenza del collegamento TL negli scenari considerati per le analisi agli anni orizzonte 2030 e 2040.

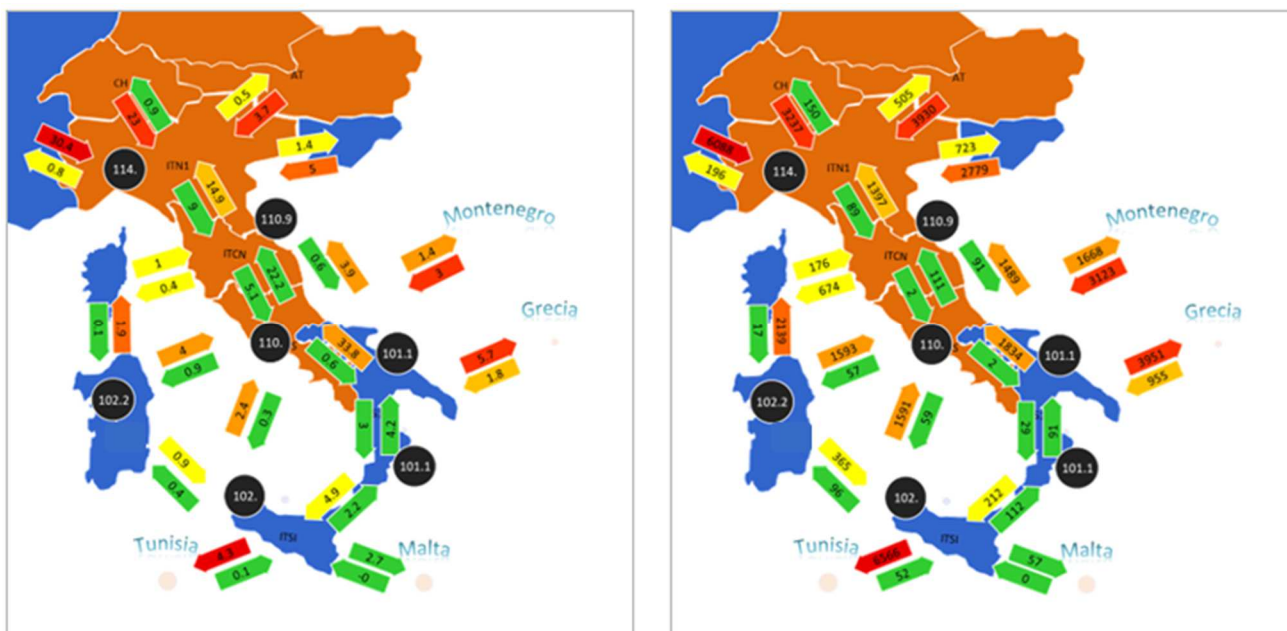


Figura 11 – Flussi [TWh] e ore di congestione [n°] scenario FF55 2030 in presenza del TL completo

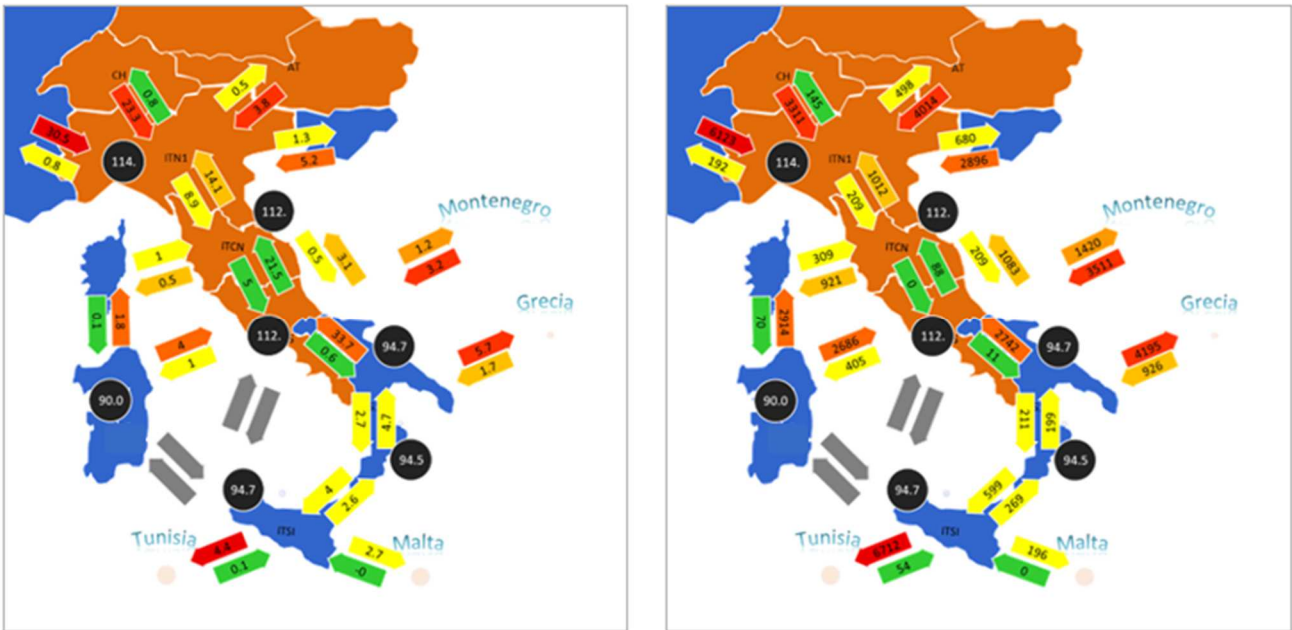


Figura 12 - Flussi di energia [TWh] e ore di congestione [n°] FF55 2030 in assenza del TL completo

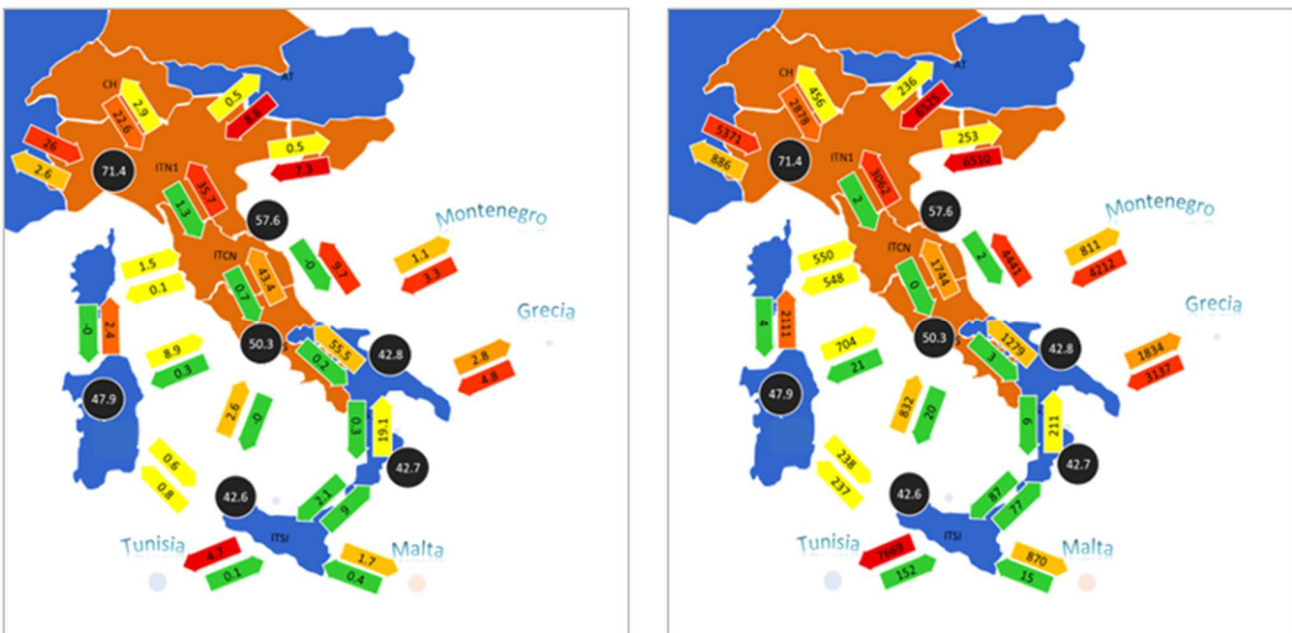


Figura 13 - Flussi di energia [TWh] e ore di congestione [n°] DE 2040 in presenza del TL completo

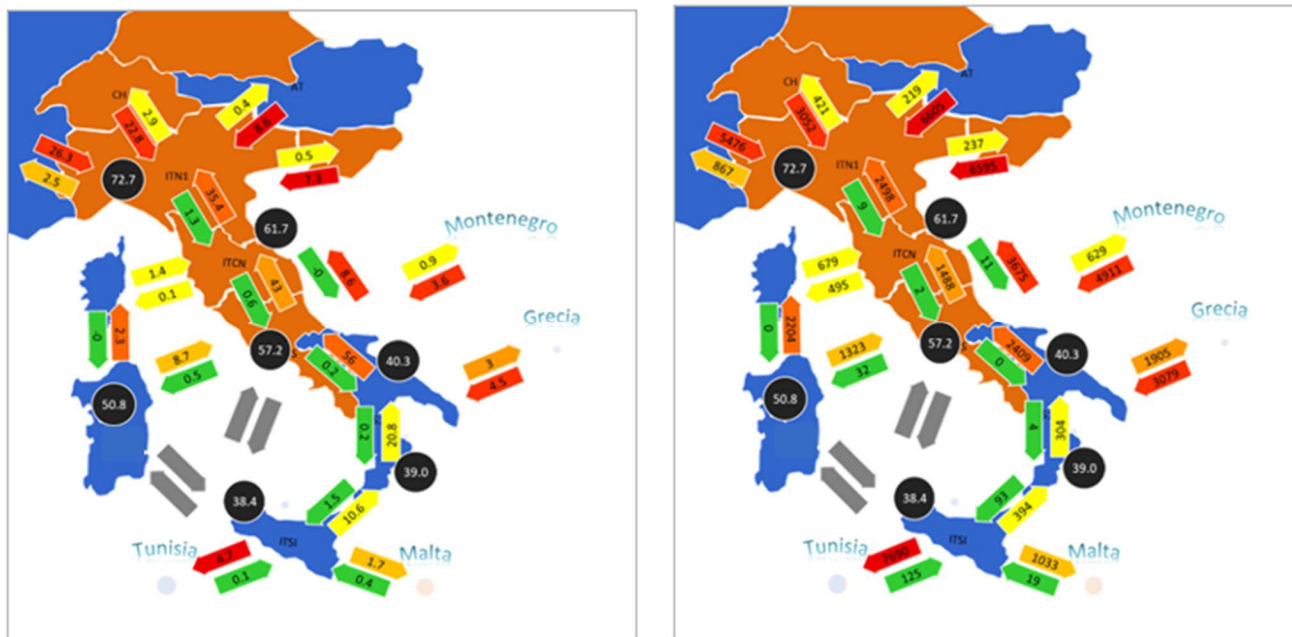


Figura 14 - Flussi di energia [TWh] e ore di congestione [n°] DE 2040 in assenza del TL completo

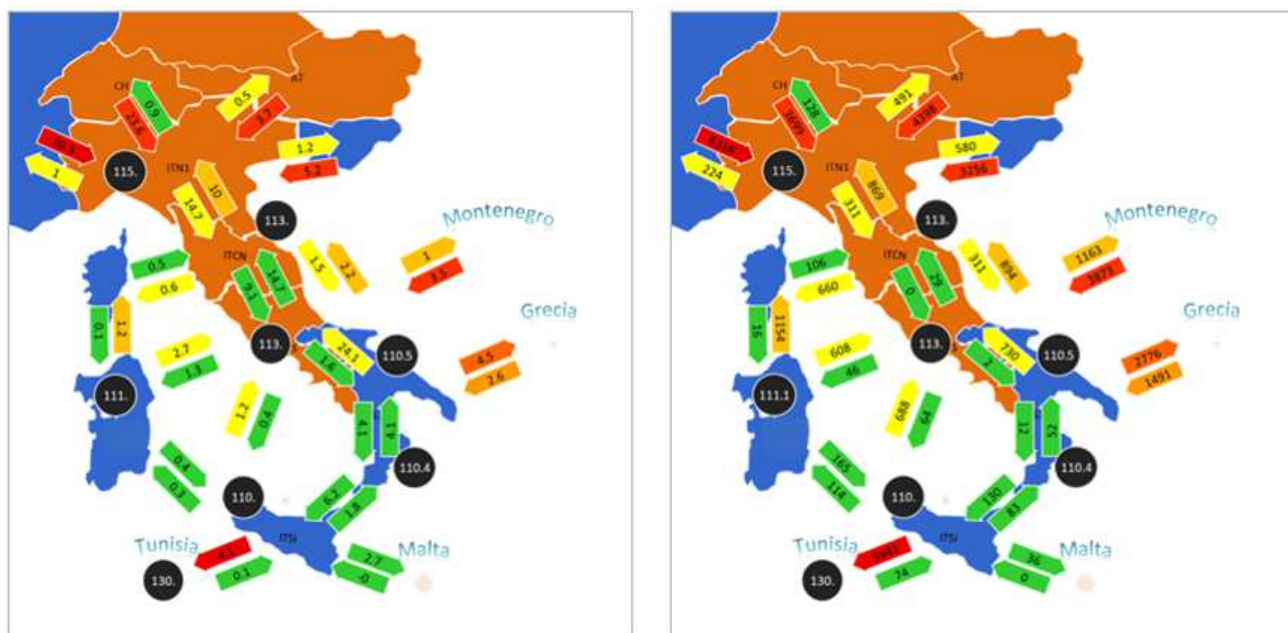


Figura 15 - Flussi di energia [TWh] e ore di congestione [n°] LT 2030 in presenza del TL completo

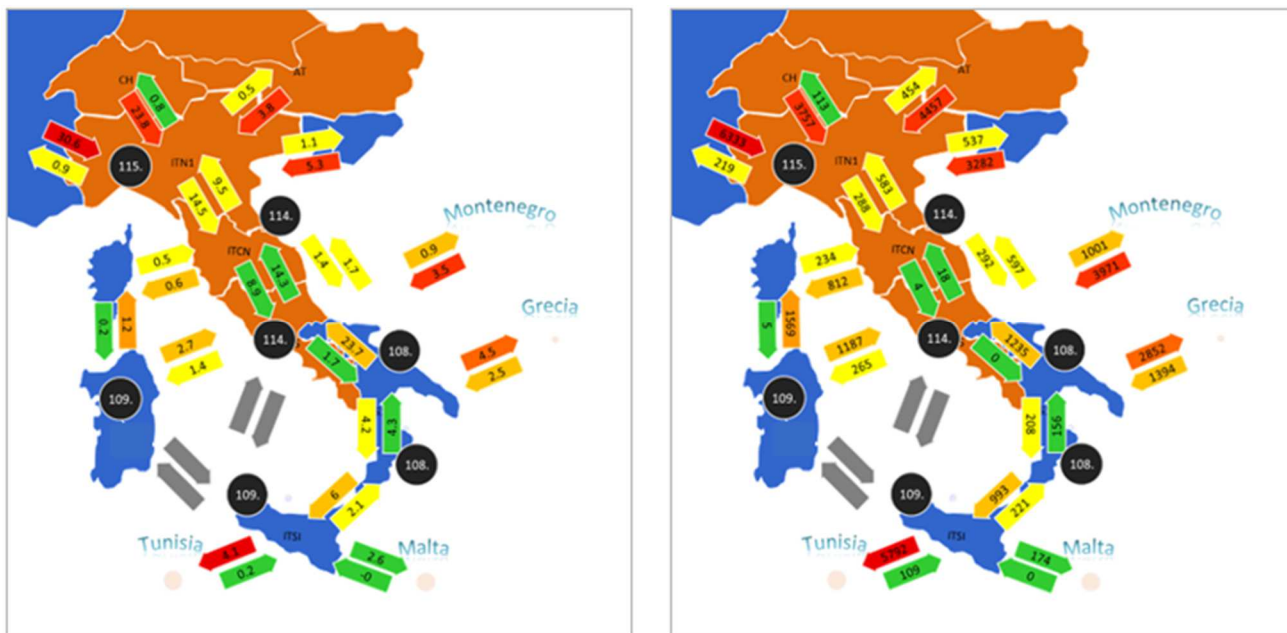


Figura 16 - Flussi di energia [TWh] e ore di congestione [n°] scenario LT 2030 in assenza del TL completo

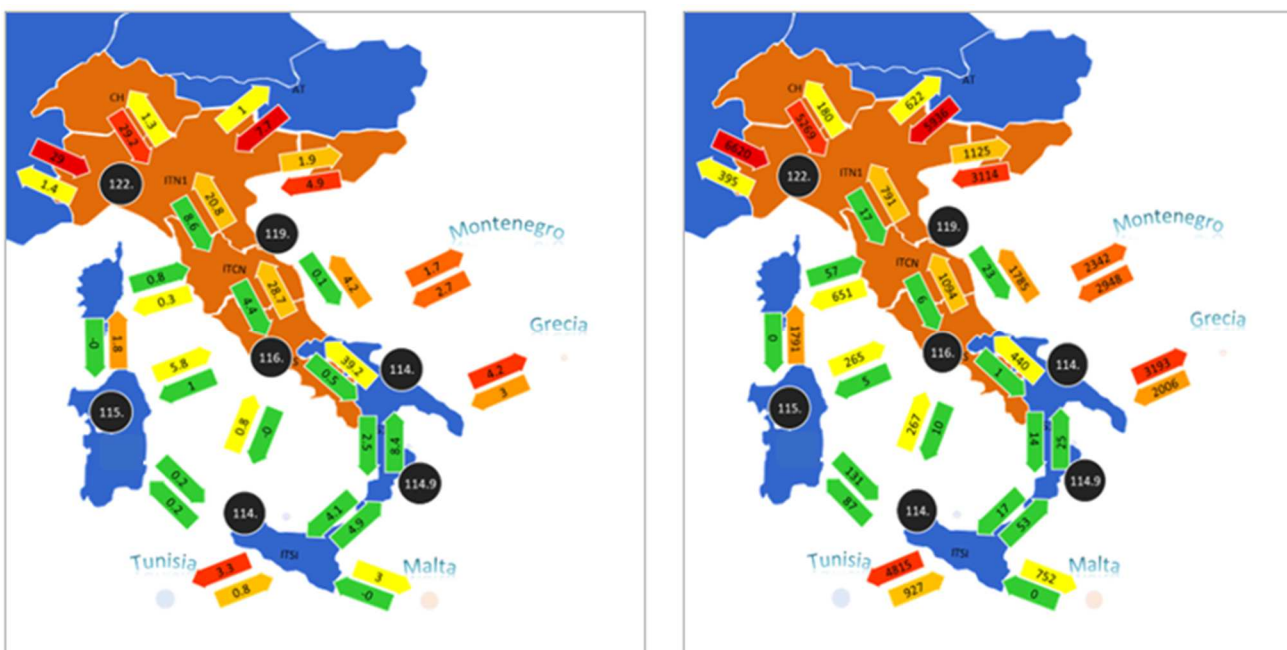


Figura 17 - Flussi di energia [TWh] e ore di congestione [n°] scenario LT 2040 in presenza del TL completo

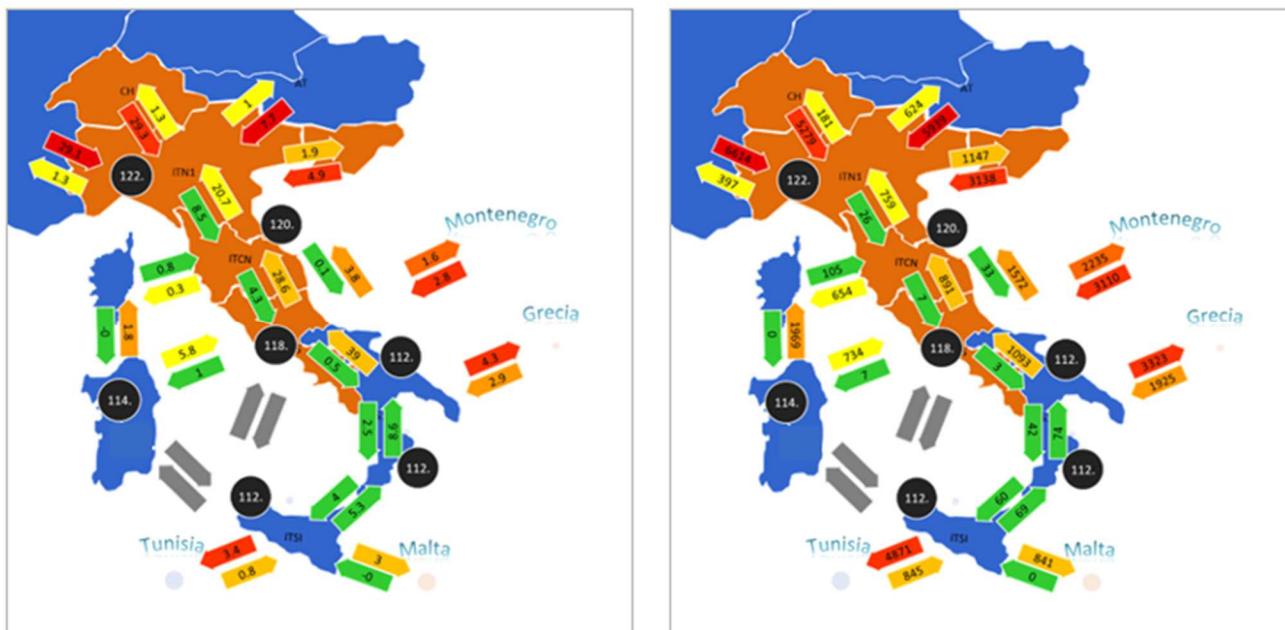


Figura 18 - Flussi di energia [TWh] e ore di congestione [n°] scenario LT 2040 in assenza del TL completo

Il confronto tra i grafici che rappresentano la rete con il TL completo e quella in assenza del TL evidenzia che senza dell’intervento vi è un incremento dei flussi e delle ore di congestione sulla dorsale Sicilia-Calabria-Sud-CentroSud soprattutto negli scenari di *policy*. Contestualmente, a flussi sostanzialmente inalterati, aumentano le ore di congestione quando la Sardegna risulta in *export* verso il continente, sia tramite la sezione con il CentroSud che attraverso la Corsica.

5.3 Stima dei costi di investimento e operativi

Il costo di investimento è stimato pari a 3,7 Mld€ per l’intero intervento TL (come rappresentato in PdS 2021 e in PdS 2023) assunto convenzionalmente all’anno di entrata in esercizio 2028 e attualizzato all’anno di predisposizione del Piano (2023). Per quanto riguarda i costi operativi annui relativi al collegamento, invece, si stima che siano pari a 0,19% del capex e vengono considerati annualmente dal 2029 per un orizzonte temporale di 25 anni.

5.4 Sintesi dei risultati

In esito alle analisi condotte, si ottiene che per l’intero collegamento si ha:

- lo IUS (Indice di Utilità per il Sistema) che è pari:
 - nello scenario *Policy* a 3,6 con benefici base (dal B1 al B8) e a 3,8 con benefici totali (dal B1 al B19);
 - nello scenario Inerziale a 2,5 con benefici base e a 2,6 considerando i benefici totali;
- Il VAN (Valore Attuale Netto) che è pari:
 - nello scenario *Policy* a 8240 M€ con benefici base (dal B1 al B8) e a 8810 M€ con benefici totali (dal B1 al B19);
 - nello scenario Inerziale a 4800 M€ con benefici base e a 5040 M€ considerando i benefici totali.