



Bruxelles, 25.4.2023
C(2023) 2822 final

DECISIONE DELLA COMMISSIONE

del 25.4.2023

relativa all'esenzione di Alpe Adria Energia S.r.l. a norma dell'articolo 63 del regolamento (UE) 2019/943 per un interconnettore elettrico tra Italia e Austria

(I testi in lingua italiana e tedesca sono i soli facenti fede)

DECISIONE DELLA COMMISSIONE

del 25.4.2023

relativa all'esenzione di Alpe Adria Energia S.r.l. a norma dell'articolo 63 del regolamento (UE) 2019/943 per un interconnettore elettrico tra Italia e Austria

(I testi in lingua italiana e tedesca sono i soli facenti fede)

LA COMMISSIONE EUROPEA,

visto il trattato sul funzionamento dell'Unione europea,

visto il regolamento (UE) 2019/943¹ sul mercato interno dell'energia elettrica, in particolare l'articolo 63,

Considerando quanto segue:

- (1) L'articolo 63, paragrafo 1, del regolamento (UE) 2019/943 prevede la possibilità che le autorità degli Stati membri esentino i nuovi interconnettori elettrici dall'articolo 19, paragrafi 2 e 3, del suddetto regolamento nonché dagli articoli 6 e 43, dall'articolo 59, paragrafo 7 e dall'articolo 60, paragrafo 1, della direttiva (UE) 2019/944² relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, purché siano soddisfatte determinate condizioni.
- (2) L'articolo 63, paragrafo 7, del regolamento (UE) 2019/943 prevede che le autorità nazionali notifichino alla Commissione le loro decisioni in merito alle domande di esenzione e l'articolo 63, paragrafo 8, dello stesso regolamento prevede che la Commissione possa imporre alle autorità che hanno trasmesso la notifica di modificare o annullare la decisione di concedere un'esenzione.

1. Procedura

- (3) Il 20 e il 24 dicembre 2019 la società Alpe Adria Energia S.r.l. (di seguito denominata "AAE" o "il richiedente") ha presentato all'autorità nazionale di regolazione austriaca E-Control e al ministero italiano competente (ex ministero dello Sviluppo economico, ora ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, di seguito denominato "MASE") domanda di esenzione per il progetto di interconnessione Somplago (Italia) - Würmlach (Austria), nella quale chiedeva di esentare tale progetto dalle norme dell'UE in materia di rendite di congestione e separazione.
- (4) Il 5 febbraio 2020 il MASE, all'epoca organo competente per le decisioni di esenzione in Italia a norma della legislazione nazionale (articolo 39 del decreto legislativo n. 93/2011³), ha trasmesso la domanda all'autorità nazionale di regolazione italiana (Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, di seguito denominata "ARERA") affinché questa esprimesse un parere con riserva.

¹ GU L 158 del 14.6.2019, pag. 54.

² GU L 158 del 14.6.2019, pag. 125.

³ <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2011/06/28/011G0136/sg>

- (5) A norma dell'articolo 63, paragrafo 7, del regolamento (UE) 2019/943, le autorità nazionali di regolazione italiana e austriaca (rispettivamente ARERA ed E-Control) hanno notificato la domanda di esenzione alla Commissione europea e all'ACER con lettera del 14 febbraio 2020.
- (6) Conformemente all'articolo 63, paragrafo 4, del regolamento (UE) 2019/943, le autorità nazionali di regolazione interessate (di seguito denominate "ANR") sono state invitate a raggiungere un accordo entro sei mesi dalla data di ricevimento della domanda di esenzione da parte dell'ultima delle due ANR interessate, vale a dire il 5 agosto 2020.
- (7) Con decisione n. 26/2020 del 23 ottobre 2020, l'ACER ha concesso una proroga del termine entro il quale le ANR interessate dovevano raggiungere un accordo a norma dell'articolo 63, paragrafo 4, del regolamento (UE) 2019/943. Il termine è stato prorogato fino al 5 febbraio 2021, conformemente all'articolo 6, paragrafo 10, terzo comma, del regolamento (UE) 2019/942 che istituisce un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia.
- (8) Il 5 febbraio 2021 E-Control ha notificato alla Commissione il progetto di decisione nazionale relativa a un'esenzione per l'interconnettore Somplago - Würmlach, basato sul parere congiunto delle ANR interessate in merito alla domanda di esenzione.
- (9) Per contro il MASE ha ritenuto opportuno sospendere il procedimento e attendere l'esito positivo della procedura di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio del progetto di interconnessione prima di presentare il proprio progetto di decisione alla Commissione europea. Ciò è dovuto al fatto che, a norma dell'ordinamento nazionale italiano (articolo 2 del decreto 21 ottobre 2005⁴), l'esenzione può essere concessa solo una volta completata con successo la procedura di autorizzazione.
- (10) Il 24 febbraio 2021 la Commissione ha pubblicato sul proprio sito web una comunicazione con cui informava il pubblico delle notifiche e invitava i terzi interessati a inviare osservazioni entro l'11 marzo 2021. La Commissione non ha ricevuto osservazioni in risposta.
- (11) Il 30 marzo 2021 la Commissione ha inviato al MASE e a E-Control una richiesta di informazioni complementari al fine di consentire una valutazione e una comprensione esaustive delle decisioni di esenzione. Le informazioni sono state fornite il 9 giugno 2021.
- (12) Nel frattempo in Italia il quadro legislativo nazionale è cambiato. L'articolo 26 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210⁵, ha trasferito ad ARERA la competenza a concedere e modificare le esenzioni a norma dell'articolo 63 del regolamento (UE) 2019/943.
- (13) Il 22 aprile 2022 ARERA ha inviato alla Commissione una lettera motivata nella quale notificava il progetto di decisione relativa a un'esenzione per l'interconnettore Somplago - Würmlach, basato sul parere congiunto delle ANR interessate in merito alla domanda di esenzione.

⁴ <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2005/11/03/05A10314/sg>

⁵ Attuazione della direttiva UE 2019/944, del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE, nonché recante disposizioni per l'adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento UE 943/2019 sul mercato interno dell'energia elettrica e del regolamento UE 941/2019 sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/CE.

- (14) L'8 luglio 2022 e il 19 gennaio 2023 la Commissione ha chiesto ad ARERA e a E-Control informazioni che consentissero una valutazione e una comprensione esaustive del parere congiunto sull'esenzione. Le informazioni sono state fornite rispettivamente il 10 novembre 2022 e l'8 febbraio 2023.

2. Descrizione del progetto e dell'esenzione richiesta

Progetto

- (15) Il progetto Somplago - Würmlach è un'interconnessione elettrica sotterranea tra Italia e Austria lunga 51 km in corrente alternata (CA), con una tensione di 220 kV e una capacità nominale di 305 MVA. Comprenderà una nuova sottostazione elettrica e un trasformatore sfasatore (PST) a Würmlach.
- (16) La capacità netta di trasferimento (*net transfer capacity*, NTC) di un interconnettore per corrente alternata è correlata solo in parte alla capacità nominale della linea, in quanto dipende principalmente dalla rete circostante (linee, generatori, carico) cui questo è collegato. Questa considerazione rende la capacità attribuibile a una linea per corrente alternata solo un parametro variabile, non del tutto controllato dai promotori del progetto. Anche se la linea in questione sarà costruita a 220 kV, la sua NTC potrebbe essere molto più bassa a causa dei limiti delle reti circostanti.
- (17) AAE riferisce che finora esistono due linee di interconnessione tra Austria e Italia: la linea a 220 kV Soverzene (IT) - Lienz (AT) e quella a 132 kV Tarvisio (IT) - Arnoldstein (AT). AAE aggiunge che sono in fase di sviluppo altre linee di interconnessione transfrontaliere, tra cui quella a 132 kV tra Prati di Vizze (IT) e Steinach (AT) e la linea a 220 kV tra Nauders (AT) e Glorenza (IT), e sono in corso la ricostruzione e l'aumento di capacità dell'elettrodotto Lienz (AT) - regione Veneto (IT).
- (18) AAE sottolinea che i dati storici sull'allocazione della capacità mostrano che le congestioni si verificano solitamente nell'importazione verso l'Italia, mentre in genere l'esportazione verso l'Austria non è congestionata (ossia i flussi commerciali sono inferiori alla NTC). Secondo le valutazioni effettuate da AAE, il progetto aumenterà la NTC sul confine tra Austria e Italia.
- (19) Come indicato nella notifica, la fase di elaborazione del progetto è terminata. In Italia il MASE ha adottato il decreto n. 239/EL-5/357/2022 del 7 marzo 2022⁶, con cui ha concesso l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'interconnettore nella sua interezza; in Austria, invece, il richiedente deve ottenere l'esenzione prima di poter presentare qualsiasi altra domanda di autorizzazione. La discrepanza tra le procedure di autorizzazione nei due paesi è dovuta ai diversi requisiti normativi previsti dalle legislazioni italiana e austriaca.
- (20) I lavori di costruzione principali non sono ancora cominciati. Sebbene inizialmente il richiedente prevedesse che le operazioni commerciali dell'interconnettore avrebbero avuto inizio entro la fine del 2023, le stime più recenti dei gestori dei sistemi di trasmissione indicano che il progetto non entrerà in esercizio prima del 2026, tenuto conto della necessità di migliorare la rete per collegare l'interconnettore al sistema.

Promotori

⁶ Disponibile all'indirizzo <https://www.mite.gov.it/content/decreto-interministeriale-n-239-el-5-357-2022-del-7-marzo-2022>

(21) Gli azionisti di AAE sono:

- Enel Produzione S.p.A. (di seguito denominata "ENEL P") con una quota del 50 %; e
- Alpen Adria Energy Line S.p.A. (di seguito denominata "AAEL") con la rimanente quota del 50 %. In particolare gli azionisti di AAEL sono le imprese di pubblica utilità e i rivenditori di energia al dettaglio di minori dimensioni elencati di seguito:
 - Nuove Iniziative Energetiche S.r.l. (di seguito denominata "NIE");
 - Secab Società Cooperativa (di seguito denominata "SSC");
 - ICQ Holding S.p.A. (di seguito denominata "ICQ"); e
 - Elektrizitätswerk Plocken GmbH (di seguito denominata "EP").

(22) I gestori dei sistemi di trasmissione, APG in Austria e Terna in Italia (di seguito denominati "TSO"), saranno responsabili della gestione e del funzionamento dell'interconnettore, in piena indipendenza rispetto al richiedente.

Costi e proventi del progetto

(23) Il costo totale del progetto è stimato in ██████████ EUR.

(24) La tabella 1 fornisce una panoramica dei costi d'investimento attesi per le immobilizzazioni materiali e delle altre spese in conto capitale⁷.

(25) Tabella 1 – Costi d'investimento comunicati da AAE

	Milioni di EUR
Immobilizzazioni	████
Interessi capitalizzati	██
Credito IVA	████
Cassa	██
Attivi totali	████

(26) Secondo il richiedente la soluzione tecnica e il percorso prescelti hanno il vantaggio di ridurre l'impatto sulle comunità locali e sull'ambiente, ma comportano costi d'investimento particolarmente elevati. I promotori sostengono inoltre di dover coprire i costi da versare alle comunità locali interessate dall'interconnettore e che i costi di gestione sono quantificati nello ██████████ della spesa in conto capitale⁸.

(27) Il piano commerciale originale di AAE ipotizza che l'interconnettore sarà messo in servizio entro la fine del 2023. Il richiedente ha quantificato i proventi attesi, che sono riportati in termini di tasso interno di rendimento (TIR) nella tabella 2 e in termini di valore attuale netto (VAN) nella tabella 3. Sono state formulate alcune ipotesi prudenti

⁷ Parere congiunto, pag. 10.

⁸ Parere congiunto, pag. 10.

per tenere conto delle strategie di copertura adottate dai partecipanti all'asta, delle riduzioni di capacità nominale a opera dei TSO e delle indisponibilità.

(28) Tabella 2 – Tasso interno di rendimento (TIR) in percentuale

Durata	-20 %	Scenario base	di	+20 %
7 anni	████	████		████
10 anni	████	████		████
16 anni	████	████		████

(29) Tabella 3 – Valore attuale netto (VAN) in milioni di EUR

Durata	-20 %	Scenario base	di	+20 %
7 anni	████	████		████
10 anni	████	████		████
16 anni	████	████		████

(30) Supponendo che l'interconnettore diventi operativo entro la fine del 2023, AAE prevede che il differenziale di prezzo tra la zona di offerta dell'Italia settentrionale e la zona di offerta dell'Austria sarà inferiore a █████ dal 2023 al 2027, per poi superare i █████ a partire dal 2028.

Domanda di esenzione

(31) Il richiedente chiede l'esenzione dalle disposizioni seguenti:

- (a) articolo 16, paragrafo 6, del regolamento (CE) 714/2009, sostituito dall'articolo 19, paragrafi 2 e 3, del regolamento (UE) 2019/943, relativamente alle rendite di congestione;
- (b) articolo 9 della direttiva 2009/72/CE, sostituito dall'articolo 43 della direttiva (UE) 2019/944, relativamente alla separazione.

(32) L'esenzione è chiesta:

- (a) per una capacità non inferiore al 100 % della NTC aggiuntiva sul confine tra Austria e Italia che sarà attribuibile all'interconnettore; e
- (b) per un periodo non inferiore a █████.

(33) L'esenzione dall'articolo 19, paragrafi 2 e 3, del regolamento (UE) 2019/943 autorizzerebbe AAE a ricevere dai TSO interessati i proventi delle procedure di allocazione della NTC dell'interconnessione per tutta la durata dell'esenzione stessa, al fine di recuperare i costi d'investimento. In assenza di esenzione, nell'ambito del regime regolato, i TSO sarebbero tenuti a riscuotere le rendite di congestione e utilizzarle esclusivamente per gli obiettivi prioritari di cui all'articolo 19 del

regolamento (UE) 2019/943, vale a dire per investimenti nella rete volti a ridurre la congestione del circuito di interconnessione o ad aumentare le capacità interzonali.

- (34) Il richiedente sostiene che, in assenza di esenzione dalle norme sulla separazione, non potrebbe costruire né gestire il nuovo interconnettore in quanto proprietario non certificato come TSO. In base alle norme sulla separazione, le imprese attive nella generazione o nella fornitura non possono infatti possedere un'infrastruttura di trasmissione a meno che non beneficino di un'esenzione. Stando al quadro normativo vigente solo le imprese soggette alle norme in materia di separazione e certificazione stabilite dalla direttiva (UE) 2019/944 possono gestire un interconnettore⁹. L'esenzione dalle norme sulla separazione autorizzerebbe in via eccezionale AAE a possedere un'infrastruttura di trasmissione pur essendo un'impresa attiva nella produzione e nella fornitura. Inoltre ciò consentirebbe in via eccezionale al proprietario di separare la proprietà dell'interconnettore dalla sua gestione, mentre ai TSO italiano e austriaco spetterebbe la responsabilità di garantire che tutte le funzioni e gli obblighi del gestore del sistema di trasmissione siano assolti, laddove nel regime regolato l'impresa proprietaria dell'interconnettore agisce anche in qualità di TSO. In questo caso AAE si limiterebbe a costruire l'interconnettore e ne sarebbe proprietaria, mentre la gestione delle operazioni commerciali sarebbe affidata ad entità distinte, vale a dire i TSO nazionali. Ciò discende anche dall'assetto giuridico italiano, in base al quale sul territorio nazionale è autorizzato a operare un solo TSO, nella fattispecie Terna S.p.A. Quest'ultima è a sua volta soggetta alle norme in materia di separazione e certificazione.
- (35) AAE, che sta sviluppando il progetto dal 2004, sostiene che nessun altro promotore, né TSO né privato, è disponibile a impegnarsi nell'investimento. Secondo AAE non è quindi possibile modellizzare l'impatto del rischio d'investimento per una società pienamente soggetta al regime di separazione, poiché non esiste uno scenario controfattuale relativo a un investitore commerciale.

3. Descrizione della decisione notificata

- (36) Con la decisione di esenzione notificata, fatte salve ulteriori modifiche in attesa di una decisione della Commissione, ARERA ed E-Control hanno concesso l'esenzione richiesta dalla disciplina sulle rendite di congestione e dagli obblighi di separazione per 12 anni a decorrere dall'entrata in esercizio commerciale dell'interconnettore. L'esenzione dovrebbe essere subordinata a determinate condizioni ed è descritta in sintesi di seguito.

⁹ Cfr. articolo 43, paragrafo 1, della direttiva (UE) 2019/944 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (GU L 158 del 14.6.2019, pag. 125).

3.1. Esenzioni relative alle rendite di congestione

3.1.1. Limitazione e durata delle esenzioni relative alle rendite di congestione

- (37) La decisione notificata prevede che le capacità aggiuntive (NTC) siano ripartite equamente tra l'Italia e l'Austria e che l'interconnettore sia esentato dai requisiti in materia di rendite di congestione per il 100 % della capacità sul versante italiano e per l'85 % della capacità su quello austriaco. Di conseguenza le rendite di congestione del 15 % della capacità esclusa dall'esenzione sul versante austriaco dovrebbero essere allocate e riscosse dal TSO austriaco APG e utilizzate ai fini di cui all'articolo 19 del regolamento (UE) 2019/943.
- (38) Le ANR hanno argomentato che senza tale condizione l'esenzione minerebbe l'efficace funzionamento del mercato interno, in quanto i consumatori allacciati alla rete austriaca dovrebbero sostenere i costi di eventuali contromisure da parte del TSO nazionale volte a far fronte alla congestione supplementare causata dalla situazione della rete in Austria. Le ANR hanno ritenuto opportuno che il 15 % della quota austriaca della rendita annuale di congestione sia destinato a futuri miglioramenti dell'efficienza, alla semplificazione dei calcoli e ai costi di ridispacciamento per garantire le capacità transfrontaliere sui confini austriaci. Le ANR riferiscono che, sul versante italiano, non prevedono congestioni strutturali legate al nuovo interconnettore che potrebbero comportare costi analoghi per l'Italia.
- (39) Stando alla decisione notificata, l'esenzione dall'articolo 19 del regolamento (UE) 2019/943 dovrebbe essere concessa per un periodo di 12 anni a decorrere dall'entrata in esercizio commerciale dell'interconnettore.
- (40) Secondo le informazioni presentate alle ANR dai promotori, il progetto dovrebbe essere ammortizzato alla fine [REDACTED] di esercizio dell'interconnettore. Le ANR hanno prorogato di un anno il periodo di esenzione per dare un margine di sicurezza ai promotori nel caso in cui si verificano cambiamenti di rilievo che incidano sui costi d'investimento. Ad esempio, il valore della NTC dell'interconnettore potrebbe variare rispetto a quello inizialmente stimato dai TSO ai fini dell'esenzione a seconda della metodologia utilizzata al momento della sua entrata in esercizio. Tale valore incide sulla sostenibilità economica del progetto, in quanto determina la capacità disponibile sulla linea che i promotori potranno sfruttare.
- (41) La decisione notificata prevede che, se i costi d'investimento effettivamente sostenuti risultano inferiori a quelli pianificati, il beneficio che ne deriva dovrà essere ripartito equamente tra il richiedente e i TSO (50 % al richiedente e 25 % a ciascun TSO). La quota destinata ai TSO dovrebbe essere ottenuta riducendo in egual misura i proventi derivanti dalle aste che questi trasferiscono al richiedente per i primi cinque anni dopo l'inizio dell'esercizio. Il richiedente deve comprovare i costi d'investimento effettivamente sostenuti mediante il suo rendiconto finanziario riferito all'anno di messa in servizio.
- (42) Le ANR hanno precisato che, alla fine del periodo di esenzione, verificheranno eventuali eccedenze relative ai costi del progetto. Per quanto riguarda le percentuali di ripartizione dei costi supplementari, per le tariffe di trasmissione le ANR hanno applicato un tipico sistema di partecipazione agli utili, che costituisce un meccanismo volto a incentivare i TSO a ridurre il più possibile i costi. Esse hanno puntualizzato che la somma ripartita non rimarrà al TSO, ma andrà invece a vantaggio dei consumatori di energia elettrica attraverso una riduzione della tariffa di trasmissione.

3.2. Disposizioni specifiche per le rendite di congestione

- (43) Conformemente alla decisione notificata, gli accordi commerciali che disciplinano il trasferimento delle rendite di congestione che spettano al richiedente sono definiti in un contratto commerciale stipulato tra quest'ultimo e i TSO. Il richiedente ha il diritto di ricevere dai TSO interessati, con riferimento alla capacità di trasmissione oggetto di esenzione e fino alla fine del periodo di esenzione, i proventi derivanti dalle procedure di allocazione della NTC dell'interconnessione.
- (44) L'esenzione prevede che le capacità calcolate della nuova interconnessione siano sommate all'attuale NTC sul confine tra le zone di offerta dell'Austria e dell'Italia settentrionale e assegnate dai TSO mediante le stesse procedure di allocazione congiunta, sulla base del quadro normativo vigente¹⁰. In caso di modifica dell'attuale sistema di calcolo della capacità, al nuovo interconnettore non è garantita alcuna NTC adottata o comparabile nel nuovo sistema, salvo dove diversamente disposto dall'articolo 4, comma 10, del decreto 21 ottobre 2005 per il versante italiano dell'interconnessione¹¹.
- (45) Le ANR riferiscono che le attuali metodologie di calcolo della capacità – che determinano la capacità di trasmissione transfrontaliera disponibile e le rendite di congestione allocabili – subiranno modifiche periodiche nei prossimi anni. Pertanto, almeno ai fini della decisione di esenzione, le ANR si sono basate sui valori della NTC del nuovo interconnettore stimata dai TSO¹² (di seguito denominata "NTC stimata"), poiché in fase di elaborazione del parere congiunto è estremamente difficile prevedere quale metodologia sarà applicata al momento dell'entrata in esercizio dell'interconnettore.
- (46) Considerato che la NTC resa disponibile da un interconnettore per corrente alternata dipende dalla rete circostante (linee, generatori, carichi), risulta particolarmente difficoltoso individuare un valore specifico diversi anni prima della messa in servizio. Per questo motivo le ANR hanno deliberato che la NTC della futura linea commerciale (cosiddetta *merchant line*) sarà determinata sulla base delle metodologie adottate per la capacità di interconnessione complessiva al momento dell'entrata in esercizio della *merchant line* stessa (di seguito denominata "NTC effettiva").
- (47) Per i primi cinque anni di esercizio dell'interconnettore, i proventi percepiti dal richiedente non saranno inferiori a quelli corrispondenti all'importo della NTC stimata dai TSO di cui al punto 45, anche se la NTC effettiva dell'interconnettore dovesse

¹⁰ Il quadro normativo vigente si basa sui seguenti atti giuridici: regolamento (UE) 2015/1222 della Commissione, del 24 luglio 2015, che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità e di gestione della congestione (GU L 197 del 25.7.2015, pag. 24); regolamento (UE) 2016/1719 della Commissione, del 26 settembre 2016, che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità a termine (GU L 259 del 27.9.2016, pag. 42); regolamento (UE) 2017/2195 della Commissione, del 23 novembre 2017, che stabilisce orientamenti in materia di bilanciamento del sistema elettrico (GU L 312 del 28.11.2017, pag. 6).

¹¹ Decreto 21 ottobre 2005, pubblicato nella GU della Repubblica Italiana n. 256 del 3 novembre 2005. A norma dell'articolo 4, comma 10, di tale decreto, al fine di agevolare la realizzazione delle nuove linee di interconnessione, la capacità di trasporto concessa in esenzione sul versante italiano rimane invariata in valore assoluto per i primi cinque anni di esercizio e il TSO può metterla a disposizione del titolare dell'esenzione anche su linee di interconnessione diverse da quella oggetto dell'esenzione, a condizione che quest'ultima sia effettivamente disponibile in esercizio con le caratteristiche di affidabilità e continuità delle linee analoghe che fanno parte del sistema di trasmissione nazionale.

¹² Parere congiunto, pag. 12.

risultare inferiore alle stime della decisione di esenzione¹³. La disposizione si applicherà solo alla quota italiana delle rendite complessive di congestione (vale a dire metà della NTC)¹⁴. Data l'impostazione finanziaria, la disposizione non interferisce con il processo di calcolo della capacità. Le ANR osservano che valori di capacità più elevati determinerebbero una riduzione della durata dell'esenzione.

3.2 Esenzioni dagli obblighi di separazione

3.2.1. Modalità operative specifiche per garantire il coordinamento tra AAE e i TSO

- (48) Nella richiesta di esenzione AAE ha suggerito che l'interconnettore non dovrebbe essere gestito dai proprietari, bensì dai TSO. In relazione all'esenzione dall'articolo 43, paragrafo 1, lettera a), della direttiva (UE) 2019/944, le ANR sostengono che i TSO possano occuparsi della gestione tecnica solo se vi acconsentono. Le ANR hanno pertanto imposto ad AAE di stipulare un contratto tecnico operativo con i TSO al fine di stabilire le responsabilità nella gestione quotidiana dell'interconnettore, anche per quanto riguarda l'apertura e la chiusura degli interruttori, l'impostazione delle prese del trasformatore e la manutenzione. In ogni caso i TSO continueranno a gestire la capacità commerciale dell'interconnettore (ad esempio calcolo, allocazione, ecc.) e la capacità di interconnessione complessiva sul confine, mentre il contratto tecnico operativo disciplinerà la manutenzione quotidiana per garantire il perfetto funzionamento dell'infrastruttura. Per limitare eventuali effetti negativi derivanti dalla separazione tra proprietà e gestione del TSO, l'esenzione è subordinata alla condizione che in Italia e in Austria l'interconnettore sia gestito sotto la responsabilità generale di AAE e in base alle indicazioni dei TSO. Al fine di garantire una stretta cooperazione tra proprietari e gestori, dovrà essere stipulato uno specifico contratto tecnico operativo tra il richiedente e i TSO (APG e Terna) per consentire l'esercizio e la manutenzione efficaci dell'interconnettore. Si dovrà inviare copia del contratto ad ARERA per approvazione e a E-Control per informazione.
- (49) Nell'ambito del contratto tecnico operativo, al fine di evitare potenziali rischi di indebita influenza da parte di AAE sulla gestione commerciale dell'interconnettore, i TSO garantiscono la riservatezza delle informazioni commerciali sensibili ottenute durante lo svolgimento delle loro attività, a meno che la divulgazione non sia necessaria affinché AAE possa assolvere ai propri compiti (ad esempio per finanziare la manutenzione straordinaria dell'infrastruttura).
- (50) L'esenzione prevede che l'infrastruttura sia costruita conformemente alle norme tecniche dei TSO (in particolare le norme sui sistemi elettrici primari e secondari, nonché su qualsiasi altra interfaccia tra il loro sistema e il sistema del richiedente). Il TSO austriaco APG definisce le specifiche del trasformatore sfasatore.

¹³ Parere congiunto, pag. 13.

¹⁴ Le ANR sottolineano che il decreto italiano [cfr. nota **Error! Bookmark not defined.** della presente decisione] mira a fornire certezza finanziaria all'investitore per superare un ostacolo finanziario all'integrazione del mercato e facilitare la realizzazione di capacità di interconnessione da parte di investitori privati. Le ANR spiegano che la condizione può applicarsi solo dopo l'entrata in esercizio della linea e se sussistono le circostanze specifiche di cui al punto 47. Inoltre tale misura attenua l'incertezza insita nella stima dei proventi futuri e rende più semplice assicurare al promotore un flusso di entrate sufficiente, che non superi quanto necessario al richiedente per recuperare i costi dell'investimento.

3.2.2. Azionisti, proprietà e separazione

- (51) L'esenzione impone al richiedente di comunicare senza indebito ritardo ad ARERA e a E-Control qualsiasi cambiamento nella composizione del suo capitale sociale a fini di valutazione. Le ANR valutano se le condizioni cui è subordinata l'esenzione sono ancora soddisfatte.
- (52) Secondo quanto stabilito dalla decisione notificata, al termine dell'esenzione la proprietà del tratto del nuovo interconnettore ricadente in territorio italiano sarà trasferita al TSO (TERNA S.p.A.), mentre la proprietà del tratto dell'interconnettore in territorio austriaco dovrà essere offerta in vendita ad APG.

4. Valutazione dei criteri di esenzione di cui all'articolo 63 del regolamento (UE) 2019/943

4.1. Base giuridica

- (53) L'articolo 63, paragrafo 1, del regolamento (UE) 2019/943 recita:

"1. I nuovi interconnettori per corrente continua possono, su richiesta, essere esentati, per un periodo limitato, dall'articolo 19, paragrafi 2 e 3, del presente regolamento e dagli articoli 6 e 43, dall'articolo 59, paragrafo 7, e dall'articolo 60, paragrafo 1, della direttiva (UE) 2019/944 alle seguenti condizioni:

a) gli investimenti rafforzano la concorrenza nella fornitura di energia elettrica;

b) il livello del rischio connesso con gli investimenti è tale che gli investimenti non avrebbero luogo se non fosse concessa un'esenzione;

c) l'interconnettore è di proprietà di una persona fisica o giuridica distinta, almeno in termini di forma giuridica, dai gestori nei cui sistemi tale interconnettore deve essere creato;

d) sono imposti corrispettivi agli utenti di tale interconnettore;

e) dal momento dell'apertura parziale del mercato di cui all'articolo 19 della direttiva 96/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, il proprietario dell'interconnettore non deve aver recuperato nessuna parte del proprio capitale o dei costi di gestione per mezzo di una parte qualsiasi dei corrispettivi percepiti per l'uso dei sistemi di trasmissione o di distribuzione collegati con tale interconnettore; e

f) l'esenzione non è a detrimento della concorrenza o dell'efficace funzionamento del mercato interno dell'energia elettrica o dell'efficace funzionamento del sistema regolamentato al quale l'interconnettore è collegato."

- (54) L'articolo 63, paragrafo 2, del regolamento (UE) 2019/943 recita:

"2. In casi eccezionali, il paragrafo 1 si applica altresì agli interconnettori per corrente alternata, a condizione che i costi e i rischi degli investimenti in questione siano particolarmente elevati, se paragonati ai costi e ai rischi di norma sostenuti al momento del collegamento di due reti di trasmissione nazionali limitrofe mediante un interconnettore per corrente alternata."

- (55) È pertanto necessario valutare se i requisiti di cui all'articolo 63 del regolamento (UE) 2019/943 sono soddisfatti.

4.2. Concorrenza nella fornitura di energia elettrica

- (56) L'articolo 63, paragrafo 1, lettera a), del regolamento (UE) 2019/943 stabilisce che i progetti d'investimento devono rafforzare la concorrenza nella fornitura di energia elettrica. L'articolo 63, paragrafo 1, lettera f), del medesimo regolamento impone che l'esenzione non deve andare a detrimento della concorrenza o dell'efficace funzionamento del mercato interno dell'energia elettrica o dell'efficace funzionamento del sistema regolamentato al quale l'interconnettore è collegato. Pur non essendo identici, questi due requisiti implicano che il progetto debba favorire la concorrenza e generare così benefici per i consumatori¹⁵.
- (57) Nel loro parere congiunto le ANR considerano soddisfatta la condizione di cui all'articolo 63, paragrafo 1, lettera a), del regolamento (UE) 2019/943. Il confine elettrico tra Austria e Italia è uno dei più congestionati dell'Unione europea ed è caratterizzato da significativi differenziali di prezzo¹⁶. Pertanto le ANR hanno concluso che la realizzazione dell'interconnessione non solo aumenterebbe i livelli di concorrenza incrementando la capacità transfrontaliera, ma migliorerebbe anche la diversificazione delle fonti di energia elettrica, le opportunità di scambio e l'integrazione dei sistemi e del mercato. Le ANR ritengono inoltre che il progetto gioverebbe alla convergenza dei prezzi e fornirebbe capacità supplementari su un confine tra zone di offerta che ne ha molto bisogno.
- (58) Il parere congiunto indica che, secondo la Rete europea di gestori di sistemi di trasmissione dell'energia elettrica (ENTSO-E)¹⁷, l'interconnessione Somplago - Würmlach tra Austria e Italia contribuirebbe ad aumentare la capacità transfrontaliera italiana di circa 300 MW di capacità termica negli obiettivi a medio e lungo termine. Dall'analisi dell'ENTSO-E emerge altresì che il nuovo progetto contribuirebbe alla riduzione dei differenziali di prezzo sul confine tra l'Italia settentrionale e l'Austria e all'integrazione delle energie rinnovabili. L'analisi dell'ENTSO-E evidenzia infine che il progetto migliorerebbe i margini di adeguatezza e ridurrebbe il numero di ore di congestione e le perdite di rete.
- (59) In virtù della condizione di cui al punto 44, i TSO allocherebbero la capacità dell'interconnettore sulla base del quadro normativo vigente dell'UE. In tal modo i progetti di decisione delle ANR garantiscono che la capacità di interconnessione supplementare sia messa a disposizione di tutti i partecipanti al mercato, aumentando la liquidità dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica su entrambi i lati del confine, e più in generale nell'Europa centrale, e migliorando la convergenza dei prezzi¹⁸.
- (60) La Commissione concorda con il parere delle ANR relativamente al rispetto dell'articolo 63, paragrafo 1, lettera a), del regolamento (UE) 2019/943. L'interconnettore Somplago - Würmlach è considerato non discriminatorio dal

¹⁵ Documento di lavoro dei servizi della Commissione sull'articolo 22 della direttiva 2003/55/CE relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e l'articolo 7 del regolamento (CE) n. 1228/2003 relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica – Esenzioni per nuove infrastrutture (SEC(2009) 642 final del 6 maggio 2009), punto 30.

¹⁶ Parere congiunto, pag. 16.

¹⁷ <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/210>

¹⁸ Parere congiunto, pag. 17.

momento che la nuova capacità sarà a disposizione di tutti i partecipanti al mercato e sarà allocata in base alle norme pertinenti dell'UE. L'interconnettore rafforzerebbe inoltre la concorrenza nei mercati dell'energia elettrica italiano e austriaco apportando nuova capacità e ampliando la gamma di potenziali fonti di domanda e offerta in un'area molto congestionata.

4.3. Livello di rischio

- (61) In linea con l'articolo 63, paragrafo 1, lettera b), del regolamento (UE) 2019/943, il rischio connesso all'investimento deve essere tale che l'investimento non avrebbe luogo se non fosse concessa l'esenzione richiesta. Il livello di rischio può essere valutato in particolare alla luce dei flussi di entrate previsti e dei rischi connessi, nonché dei rischi di costruzione e operativi.
- (62) Le ANR osservano che, in assenza di esenzione dalle norme sulla separazione proprietaria, il promotore non sarebbe autorizzato a riscuotere le rendite di congestione, mentre in assenza di esenzione dalle norme sulle rendite di congestione queste sarebbero riscosse dai TSO e dovrebbero essere utilizzate a norma dell'articolo 19, paragrafo 2, del regolamento (UE) 2019/943.
- (63) Il parere congiunto delle ANR in merito all'esenzione dalle norme sulle rendite di congestione si basa sulle ipotesi dello scenario presentato dal richiedente, con diverse combinazioni di valori attuali netti (VAN) e tassi interni di rendimento (TIR).
- (64) Le ANR rilevano inoltre che in questo caso specifico i TSO non avevano interesse né incentivi sufficienti a realizzare l'investimento in questione, anche se i costi d'investimento avrebbero potuto essere recuperati attraverso le tariffe di rete. Secondo le ANR ciò è dovuto al fatto che la capacità di interconnessione supplementare fornita da questa iniziativa privata è limitata e il progetto ha dimensioni relativamente contenute. Secondo le valutazioni dei TSO, la NTC dell'interconnessione Somplago - Würmlach è compresa tra 90 e 155 MW a 220 kV. A causa dei rischi legati alle procedure di autorizzazione molto gravose per i progetti nelle zone montane e alla complessità delle necessarie interazioni con le amministrazioni e le comunità locali, il TSO non era pronto a realizzare l'investimento.
- (65) Le ANR osservano inoltre che i flussi di entrate futuri sono molto incerti in quanto dipendono dai valori della NTC, come spiegato ai punti 40 e 45-46, e dal differenziale di prezzo tra le zone di offerta interessate. Quest'ultimo elemento varia in funzione di diversi fattori, tutti molto difficili da prevedere con precisione, quali i costi di generazione attuali e futuri, i possibili picchi di carico, l'attuazione dei codici di rete e degli orientamenti europei o il futuro sviluppo della rete. Questa molteplicità di fattori rende difficile formulare previsioni affidabili e coerenti della dinamica dei prezzi, soprattutto su orizzonti temporali lunghi come quelli considerati nei piani commerciali.
- (66) Inoltre i rischi correlati alla realizzazione, alla gestione e all'assetto regolamentare potrebbero incidere sulle entrate previste derivanti dai mercati e sulla redditività del progetto.
- (67) Per quanto riguarda la realizzazione vi sono incertezze legate all'entità dell'investimento a causa delle caratteristiche geologiche del territorio alpino, in cui l'interconnessione sarà realizzata sotto forma di cavo sotterraneo, che comporta generalmente costi più elevati rispetto alle linee aeree e presenta requisiti costruttivi diversi sul piano fisico, ambientale e del sito di posa. Inoltre l'autorizzazione alla

gestione dell'interconnettore sul versante austriaco non è ancora stata rilasciata, in quanto non può essere concessa prima dell'adozione di una decisione favorevole da parte della Commissione in merito alla domanda di esenzione (cfr. punto 19).

- (68) Da un punto di vista tecnologico, le incertezze sono dovute al fatto che la capacità di trasferimento dei nuovi interconnettori può essere limitata ben al di sotto della loro capacità nominale, come spiegato ai punti 16, 40, 45 e 46.
- (69) Sulla capacità nominale dell'interconnettore potrebbe incidere anche l'evoluzione del contesto normativo e delle metodologie di calcolo della capacità.
- (70) Pertanto le ANR hanno concluso che l'esenzione è necessaria per consentire ad AAE di realizzare il progetto quale unico investitore disponibile, che si rende necessaria anche un'esenzione dalle norme sulle rendite di congestione, in quanto la remunerazione prevista nel regime regolato non costituisce per l'investitore un incentivo sufficiente a effettuare l'investimento, e che la concessione dell'esenzione per un congruo numero di anni:
- (a) non genererà rendimenti sproporzionati per il richiedente;
 - (b) potrebbe contribuire ad attenuare i rischi di cui al punto 61 e seguenti;
 - (c) fornirebbe NTC supplementare su un confine tra zone di offerta che ne ha molto bisogno; e
 - (d) sembra essere l'unico modo possibile per realizzare il progetto.
- (71) In decisioni di esenzione precedenti¹⁹ la Commissione ha rilevato l'esistenza di due rischi principali associati alle nuove infrastrutture: il rischio di mancato utilizzo degli investimenti e il rischio di variazione dei costi e/o dei proventi in futuro. Entrambi potrebbero concretizzarsi nel caso in esame.
- (72) Il rischio di mancato utilizzo degli investimenti deriva dall'incertezza relativa ai valori della NTC, al differenziale di prezzo e all'evoluzione del contesto normativo (cfr. punti 64, 65 e 69). Tutto ciò avrebbe un impatto significativo anche sui proventi, che pertanto non possono essere stimati in anticipo con precisione.
- (73) Inoltre sui costi del progetto potrebbero incidere negativamente altri rischi, anche tecnologici e di realizzazione, come quelli relativi ai costi di realizzazione di una linea sotterranea nella regione alpina.
- (74) Il richiedente ha stimato un periodo di ammortamento di 11 anni. Date le incertezze che gravano sul progetto, le ANR ritengono che l'esenzione debba essere concessa per 12 anni. Tale durata è congrua se si tiene conto dei costi, dei proventi e dei rendimenti stimati (cfr. tabelle 1, 2 e 3), della difficoltà di effettuare stime accurate, come spiegato in precedenza, e delle misure di salvaguardia previste dalle ANR per evitare che

¹⁹ Cfr. ad esempio la decisione C(2014) 9904 final della Commissione, del 17 dicembre 2014, sull'esenzione di Adria Link S r.l. (Italia), Holding Slovenske Elektrarne d.o.o. (Slovenia) ed E3 d.o.o. (Slovenia) ai sensi dell'articolo 17 del regolamento (CE) n. 714/2009 per quanto concerne due interconnettori elettrici tra l'Italia e la Slovenia, la decisione C(2022) 9902 della Commissione, del 20 dicembre 2022, sull'esenzione di Deutsche ReGas GmbH & Co. KGaA LNG terminal di Lubmin (Germania) da alcune disposizioni della direttiva 2009/73/CE a norma dell'articolo 36 di tale direttiva e la decisione C(2022) 5947 della Commissione, dell'11 agosto 2022, sull'esenzione di EemsEnergy Terminal B.V. da alcune disposizioni della direttiva 2009/73/CE a norma dell'articolo 36 della direttiva.

l'investitore percepisca entrate eccessive nel caso in cui il periodo di ammortamento sia più breve.

- (75) In effetti, per giustificare l'esenzione dalle norme in materia di rendite di congestione, è importante predisporre una serie di misure di salvaguardia nel caso in cui i proventi o i rendimenti effettivi durante il periodo di esenzione differiscano significativamente da quelli delle infrastrutture regolate.
- (76) In primo luogo, se alla fine del periodo di esenzione i costi d'investimento effettivamente sostenuti risultano inferiori a quelli pianificati, i TSO possono ridurre di conseguenza l'importo delle rendite di congestione da allocare al richiedente (cfr. punto 41). La differenza andrà a vantaggio dei consumatori di energia elettrica sotto forma di riduzione della tariffa di trasmissione.
- (77) In secondo luogo, l'esenzione relativa all'utilizzo delle rendite di congestione sul versante austriaco è concessa solo per l'85 % della capacità dell'interconnettore. Ciò significa che il TSO austriaco riscuoterebbe e tratterrebbe il 15 % delle rendite di congestione per coprire i costi delle contromisure (cfr. punti 37 e 38).
- (78) Infine, sebbene i promotori siano imprese del settore energetico, essi non avranno pieno controllo sull'utilizzo dell'infrastruttura, in quanto la capacità sarà allocata dai TSO su base non discriminatoria.
- (79) Alla luce di quanto precede, la Commissione ritiene che il livello di rischio connesso all'investimento sia tale che gli investimenti non avrebbero luogo se non fossero concesse esenzioni dall'articolo 19 del regolamento (UE) 2019/943 e dall'articolo 43 della direttiva (UE) 2019/944. Allo stesso tempo le condizioni cui è subordinata l'esenzione (cfr. punti 76 e 77) garantiscono che i termini della stessa siano proporzionati.

4.4. Assetto proprietario

- (80) Onde evitare sussidi incrociati per le tariffe²⁰, l'articolo 63, paragrafo 1, del regolamento (UE) 2019/943 stabilisce che l'interconnettore deve essere di proprietà di una persona fisica o giuridica distinta, almeno in termini di forma giuridica, dai gestori nei cui sistemi tale interconnettore deve essere creato.
- (81) Come indicato nella decisione congiunta, il nuovo interconnettore sarà costruito dal richiedente e sarà di sua proprietà, mentre i TSO lo gestiranno a livello commerciale sulla base di un contratto tecnico operativo concluso con il richiedente.
- (82) I promotori sono un soggetto giuridico distinto e indipendente da APG e Terna, i gestori dei sistemi nei quali sarà costruito l'interconnettore.
- (83) Ne consegue che i promotori sono separati, nella forma giuridica, dai TSO esistenti, ai sensi dell'articolo 63, paragrafo 1, lettera c), del regolamento (UE) 2019/943.

4.5. Corrispettivi

²⁰ Documento di lavoro dei servizi della Commissione sull'articolo 22 della direttiva 2003/55/CE relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e l'articolo 7 del regolamento (CE) n. 1228/2003 relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica – Esenzioni per nuove infrastrutture (SEC(2009) 642 final del 6 maggio 2009), punto 54.

- (84) L'articolo 63, paragrafo 1, lettera d), del regolamento (UE) 2019/943 specifica che agli utenti dell'interconnettore devono essere imposti corrispettivi.
- (85) La capacità dell'interconnettore sarà allocata conformemente alle norme dell'UE in materia di allocazione transfrontaliera. Come indicato nel parere congiunto, gli utenti pagheranno un corrispettivo per il valore della capacità determinato in conformità al quadro dell'Unione. Le ANR ritengono pertanto che questa condizione sia soddisfatta.
- (86) Sulla base dell'analisi di cui sopra, la Commissione conclude che la condizione di cui all'articolo 63, paragrafo 1, lettera d), del regolamento (UE) 2019/943 è rispettata.

4.6. Divieto di finanziamento incrociato per mezzo dei corrispettivi di rete

- (87) Conformemente all'articolo 63, paragrafo 1, lettera e), del regolamento (UE) 2019/943, il proprietario dell'interconnettore non deve aver recuperato nessuna parte del proprio capitale o dei costi di gestione per mezzo di una parte qualsiasi dei corrispettivi percepiti per l'uso dei sistemi di trasmissione o di distribuzione collegati con tale interconnettore.
- (88) La domanda di esenzione indica che il richiedente finanzia i costi di capitale mediante prestiti e capitale proprio. Il progetto non riguarda un interconnettore esistente e nessuna parte dei costi di gestione è recuperata per mezzo dei corrispettivi. Le ANR, che sarebbero responsabili della fissazione delle tariffe in Italia e in Austria, ritengono che tale criterio sia soddisfatto.
- (89) La Commissione conclude che la condizione di cui all'articolo 63, paragrafo 1, lettera e), del regolamento (UE) 2019/943 è rispettata.

4.7. Impatto sulla concorrenza

- (90) L'articolo 63, paragrafo 1, lettera f), del regolamento (UE) 2019/943 stabilisce che l'esenzione non deve andare a detrimento della concorrenza.
- (91) Questo criterio è diverso da quello di cui all'articolo 63, paragrafo 1, lettera a), del medesimo regolamento, descritto al punto 4.2, perché si concentra sui possibili effetti negativi dell'esenzione anziché sull'effetto concorrenziale degli investimenti stessi. Riguarda pertanto le possibili ripercussioni della concessione di un'esenzione su altri progetti concorrenti, siano essi regolati, esentati oppure oggetto di domanda di esenzione, nonché i possibili effetti sul mercato all'ingrosso dell'energia elettrica.

Effetti sui progetti concorrenti

- (92) Per quanto concerne i progetti concorrenti, sono in fase di sviluppo almeno altri due progetti di interconnettori tra Austria e Italia. Secondo il parere congiunto si tratta dell'interconnessione a 132 kV tra Prati di Vizze (IT) e Steinach (AT), che dovrebbe essere completata entro il 2023²¹, e dell'interconnessione a 220 kV tra Nauders (AT) e Glorenza (IT), che dovrebbe diventare operativa nel 2023; sono in corso anche la ricostruzione e l'aumento di capacità dell'elettrodotto Lienz (AT) - regione Veneto (IT), con messa in servizio prevista per il 2024.

²¹ <https://www.argusmedia.com/en/news/2162518-italys-terna-starts-the-new-power-line-with-austria>

- (93) Oltre alle iniziative dei TSO, l'interconnettore Arnoldstein (AT) - Tarvisio (IT) è l'unica *merchant line* in esercizio dal 2013 in regime di esenzione²² al confine tra Italia e Austria. Essa può beneficiare dell'esenzione per un massimo di 16 anni, salvo recupero anticipato dei costi d'investimento. Secondo le ANR, l'interconnettore Arnoldstein - Tarvisio ha quasi recuperato tali costi, per cui l'esenzione scadrà probabilmente prima dell'entrata in esercizio dell'interconnettore Somplago - Würmlach. Le ANR precisano che gli interconnettori Prati di Vizze - Steinach e Glorenza - Nauders sono in fase di realizzazione e che in entrambi i casi alcuni impianti sono già in servizio. Secondo le ANR, visto lo stadio di sviluppo, i due progetti non risentiranno dall'eventuale concessione di un'esenzione all'interconnettore Somplago - Würmlach. Per quanto riguarda l'interconnettore Lienz - regione Veneto, le ANR sostengono che non si tratta di una nuova interconnessione bensì del rafforzamento di una linea esistente nell'ambito del regime regolato. Pertanto il progetto non subirà alcun pregiudizio qualora sia concessa un'esenzione all'interconnettore Somplago - Würmlach.
- (94) Alla Commissione risulta che, applicando la condizione di cui ai punti 37 e 38, le rendite di congestione rimosse per il 15 % della capacità sul versante austriaco saranno trattenute dal TSO austriaco e utilizzate in linea con gli obiettivi prioritari di cui all'articolo 19 del regolamento (UE) 2019/943.
- (95) Alla luce di quanto precede, la Commissione conclude che l'interconnettore non comprometterà la posizione dei progetti concorrenti. Alcuni sono già in fase di sviluppo e concedere un'esenzione all'interconnettore Somplago - Würmlach non avrà alcun impatto sulla loro entrata in esercizio. Altri sono operativi da molto tempo e dovrebbero recuperare i costi d'investimento prima dell'entrata in esercizio di detto interconnettore.

Effetti sul mercato all'ingrosso dell'energia elettrica

- (96) Al fine di valutare l'effetto che l'interconnettore Somplago - Würmlach, nella fattispecie la sua esenzione dalla disciplina sulle rendite di congestione e sulla separazione, potrebbe sortire sulla concorrenza nel mercato della fornitura all'ingrosso di energia elettrica, le ANR hanno considerato in particolare le potenziali ripercussioni del progetto – segnatamente della NTC supplementare – per l'operatore dominante nel mercato in questione.
- (97) Secondo la decisione congiunta, il mercato italiano dell'energia elettrica è tra i più competitivi²³. Stando ai dati di ARERA l'operatore storico ENEL, che detiene il 50 % di AAE, non è più al primo posto nella generazione termoelettrica a livello nazionale²⁴. La decisione congiunta indica che nessuno degli azionisti del progetto ricopre un ruolo fondamentale per quanto riguarda la fornitura all'ingrosso di energia elettrica in nessuna delle aree di mercato pertinenti. Le ANR riferiscono che gli azionisti di AAEL sono rivenditori al dettaglio e imprese di pubblica utilità del settore energetico di piccole dimensioni, che non possono esercitare alcun potere di mercato

²² Commissione europea, Esenzione dalla disciplina del diritto di accesso dei terzi sulla nuova interconnessione elettrica Tarvisio (Italia) – Arnoldstein (Austria) emesso a favore di Eneco Valcanale s.r.l., ai sensi dell'art. 7(5) del Regolamento (EC) 1228/2003, 14 gennaio 2011. Link: https://energy.ec.europa.eu/system/files/2015-01/2011_tarvisio_decision_it_0.pdf

²³ https://www.mercatoelettrico.org/it/MenuBiblioteca/documenti/Gme_RelazioneAnnualeWeb_2019.pdf

²⁴ https://www.arera.it/allegati/relaz_ann/20/AnnualReport2020.pdf

in quanto detengono nel complesso una quota trascurabile della capacità di produzione totale nella zona di offerta dell'Italia settentrionale.

- (98) Le ANR osservano inoltre che il richiedente ha pochi incentivi a limitare artificialmente la disponibilità del suo interconnettore. In primo luogo, la capacità potenziale che potrebbe essere trattenuta o allocata di preferenza alle controllate di AAE è molto limitata rispetto alla capacità complessiva di interconnessione sul confine della zona dell'Italia settentrionale, perciò i potenziali vantaggi per gli azionisti di AAE sarebbero trascurabili. Inoltre il richiedente perderebbe la remunerazione proveniente dalle rendite di congestione, in quanto ha il diritto di ricevere una quota delle rendite totali solo se il suo interconnettore è disponibile.
- (99) Pertanto le ANR hanno concluso che nel complesso l'interconnettore stimolerà, anziché limitare, la concorrenza nella zona di offerta dell'Italia settentrionale, grazie alla capacità di importazione prevista. Le ANR aggiungono che la concorrenza nella zona di offerta dell'Italia settentrionale non risentirebbe dei nuovi azionisti dell'interconnettore.
- (100) Le ANR ritengono non vi sia alcun rischio concreto di accesso del richiedente a informazioni commerciali sensibili in materia di allocazione e utilizzo della capacità da parte degli operatori del mercato. In ogni caso le ANR garantiranno che i contratti operativi tecnici e commerciali conclusi tra il richiedente e i TSO di cui al punto 48 prevedano misure adeguate per evitare qualsiasi rischio di accesso a dette informazioni commerciali sensibili, in modo da ridurre efficacemente il rischio che l'interconnettore sia utilizzato per favorire l'attività di fornitura del richiedente.
- (101) In tale contesto la Commissione osserva in particolare che la nuova capacità sarà a disposizione di tutti i partecipanti al mercato. Al richiedente non è stata concessa alcuna esenzione dalle disposizioni in materia di accesso dei terzi. Inoltre il ruolo di TSO nell'allocazione della capacità dell'interconnettore non sarà svolto da AAE, bensì da Terna e APG sulla base di un contratto trasparente. Ciò limita le possibilità per i TSO di abusare della proprietà dell'interconnettore, in quanto consente alle ANR di vigilare sulla condotta del richiedente e dei TSO e di individuare eventuali abusi nel calcolo o nell'allocazione delle capacità. ENEL e altri operatori non hanno infatti alcun diritto, né dovrebbero avere la possibilità, di negare capacità di trasmissione sull'interconnettore per favorire la propria attività di fornitura. La Commissione ricorda l'importanza dell'obbligo in capo alle ANR di garantire l'effettiva attuazione dei requisiti di accesso alla rete regolata in questo caso specifico.
- (102) Dal momento che l'accesso sarà pienamente ed efficacemente regolato, è improbabile che la capacità supplementare rafforzi la posizione competitiva dei leader di mercato in entrambi gli Stati membri. Al contrario, la capacità di trasmissione supplementare consentirà ai produttori e ai fornitori di entrambi gli Stati membri di competere sempre più.
- (103) Poiché la nuova capacità sarebbe a disposizione di tutti i partecipanti al mercato sin dall'entrata in esercizio, con effetti benefici per entrambe le zone interconnesse, e poiché la vigilanza esercitata dai regolatori può evitare efficacemente condotte abusive da parte del richiedente, la Commissione conclude che l'esenzione non incide negativamente sulla concorrenza nel mercato della fornitura all'ingrosso di energia elettrica.

4.8. Impatto sul mercato interno e sui sistemi regolati

- (104) L'articolo 63, paragrafo 1, lettera f), del regolamento (UE) 2019/943 stabilisce che l'esenzione non deve andare a detrimento dell'efficace funzionamento del mercato interno dell'energia elettrica o dell'efficace funzionamento del sistema regolato al quale l'interconnettore è collegato.
- (105) L'efficace funzionamento del mercato potrebbe essere compromesso se l'esenzione ostacolasse l'ottimizzazione della rete energetica nel suo complesso, per esempio programmando flussi sull'interconnettore indipendentemente dalle implicazioni per i costi di congestione o di produzione in altre parti della rete.
- (106) A tale riguardo la Commissione osserva che l'accesso agli interconnettori è pienamente disciplinato dal quadro giuridico vigente. Nell'ambito di tale quadro, i TSO terranno pienamente conto della situazione dei prezzi in entrambi i mercati e di eventuali congestioni in altri elementi della rete. Pertanto l'utilizzo fisico dell'interconnettore sarà pienamente integrato con metodi di allocazione e gestione della congestione più globali, studiati per garantire il funzionamento efficiente del mercato interno dell'energia elettrica.
- (107) La creazione di una nuova infrastruttura può richiedere l'ampliamento o il rafforzamento dell'infrastruttura regolata esistente a causa di un aumento sostanziale dei flussi di energia. È quindi necessario considerare in che modo l'esenzione incida sui costi di funzionamento del sistema regolato, se, per esempio, gli utenti di quest'ultimo potrebbero trovarsi di fronte a un aumento sostanziale delle tariffe di rete.
- (108) Secondo le informazioni fornite, i TSO prevedono di migliorare i sistemi di reti interne italiani e austriaci alla luce delle esigenze generali della zona in termini di sicurezza dell'approvvigionamento, decarbonizzazione ed efficienza. Tali migliorie non sono correlate alle esigenze specifiche dell'interconnettore Somplago - Würmlach. Secondo le ANR, sul versante italiano non sono in programma migliorie specifiche delle reti interne nella zona di Somplago, né si prevedono aumenti tariffari riconducibili a interventi di potenziamento interni. Sul versante austriaco il TSO nazionale prevede invece di affrontare la congestione supplementare dovuta alla situazione della rete austriaca. Pertanto le ANR hanno posto la condizione che, sul versante austriaco, il 15 % dei proventi delle aste sia riscosso dal TSO nazionale per coprire i costi delle contromisure. Questi fondi possono anche essere considerati un contributo ai costi per il necessario sviluppo generale della rete.
- (109) Sulla base dell'analisi esposta in precedenza, la Commissione conclude che la concessione di un'esenzione per l'interconnettore nei termini riportati nella decisione congiunta delle ANR non andrà a detrimento della concorrenza né dell'efficace funzionamento del mercato interno dell'energia elettrica o dell'efficace funzionamento del sistema regolato al quale l'interconnettore è collegato.

4.9. Costi e rischi eccezionali associati agli interconnettori per corrente alternata (CA)

- (110) L'articolo 63, paragrafo 2, del regolamento (UE) 2019/943 specifica che, in casi eccezionali, possono essere concesse esenzioni agli interconnettori per corrente alternata, a condizione che i costi e i rischi degli investimenti in questione siano particolarmente elevati, se paragonati ai costi e ai rischi di norma sostenuti al momento del collegamento di due reti di trasmissione nazionali limitrofe mediante un interconnettore per corrente alternata.

- (111) Dall'articolo 63, paragrafi 1 e 2, del regolamento (UE) 2019/943 si evince che in genere gli interconnettori per corrente alternata non comportano i costi elevati e i rischi particolari che giustificano un'esenzione nel caso degli interconnettori per corrente continua. Nondimeno, in circostanze eccezionali, possono essere concesse esenzioni anche agli interconnettori per corrente alternata.
- (112) Risulta dalla prassi decisionale della Commissione che tali condizioni eccezionali devono essere valutate sulla base di criteri analoghi a quelli della valutazione generale dei rischi. Non è quindi necessario che per l'interconnettore in questione siano rilevanti tipologie supplementari di rischi, purché il rischio complessivo dell'investimento in un interconnettore per corrente alternata sia eccezionale.
- (113) Nella sua precedente decisione sull'interconnessione Arnoldstein - Tarvisio²⁵ la Commissione ha stabilito che il rischio è particolarmente elevato per i seguenti motivi:
- forte necessità di capacità di interconnessione al confine in questione, accertata da tempo, ma non risolta nell'ambito del sistema regolato a motivo della particolare difficoltà dell'investimento;
 - l'uso dell'interconnettore dipende in modo significativo dagli investimenti precedenti e dall'uso delle reti di trasmissione nazionali collegate, che non sono sotto il controllo dei promotori;
 - le condizioni geografiche e della rete al confine rendono l'investimento particolarmente oneroso.
- (114) Questi criteri si applicano anche nel caso di specie. Secondo il parere congiunto delle ANR, il valore della NTC calcolato dal TSO per il 2020 sul confine tra le zone di offerta dell'Austria e dell'Italia settentrionale²⁶ dimostra che tale confine è uno dei più congestionati nell'Unione europea. Sebbene lungo questo confine esistano e siano previsti in futuro diversi interconnettori, le ANR riferiscono che, stando all'analisi dell'ENTSO-E, l'interconnettore Somplago - Würmlach ridurrebbe il numero di ore di congestione e le perdite di rete²⁷. Le ANR spiegano inoltre che, se a questo progetto non partecipano investitori privati, è improbabile che vi investano i TSO, data la durata e la rischiosità della fase di sviluppo.
- (115) Come spiegato ai punti 16, 40 e 69, la NTC della linea e il volume dei relativi proventi dipendono principalmente dai sistemi elettrici ai quali è collegata e dal regime normativo vigente per l'allocazione della capacità interzonale. Entrambi gli elementi sfuggono al controllo del promotore del progetto.
- (116) Inoltre l'interconnettore per corrente alternata sarà interrato in territorio alpino. La posa sotterranea dei cavi è diverse volte più costosa rispetto alla costruzione aerea e spesso richiede molto più tempo. La decisione di realizzare un interconnettore interrato per ridurre al minimo l'impatto sull'ambiente determina quindi il costo eccezionalmente elevato. Come conclude anche la decisione di esenzione notificata, i rischi e i costi per l'interconnettore pianificato superano pertanto quelli associati a un normale interconnettore per corrente alternata.

²⁵ Richiesta della Commissione del 26 ottobre 2010, SG-Greffe (2010) D/16980, https://energy.ec.europa.eu/system/files/2015-01/2011_tarvisio_decision_it_0.pdf e

https://energy.ec.europa.eu/system/files/2015-01/2010_arnoldstein_travisio_decision_de_0.pdf

²⁶ Cfr. parere congiunto, pag. 16.

²⁷ Cfr. parere congiunto, pag. 17.

4.10. Principio di solidarietà

- (117) Come stabilito dal Tribunale nella causa T-883/16²⁸ e confermato dalla Corte nella causa C-848/19 P²⁹, la Corte di giustizia dell'Unione europea ha concluso che il principio di solidarietà energetica comporta un obbligo generale, da parte dell'Unione e degli Stati membri nell'ambito dell'esercizio delle rispettive competenze, di tener conto degli interessi altrui. In particolare gli Stati membri devono cercare, nell'ambito dell'esercizio delle loro competenze a titolo della politica energetica, di evitare di adottare misure atte ad incidere sugli interessi dell'Unione e degli altri Stati membri, per quanto riguarda la sicurezza dell'approvvigionamento, la sostenibilità economica e politica e la diversificazione delle fonti di approvvigionamento o dell'approvvigionamento stesso, al fine di farsi carico della loro interdipendenza e solidarietà di fatto.
- (118) Nel loro parere congiunto le ANR non valutano esplicitamente il rispetto di tale principio. Tuttavia, date le dimensioni limitate del progetto e il fatto che questo migliora notevolmente la sicurezza dell'approvvigionamento nell'Unione, non vi è alcun motivo di ritenere che possa incidere negativamente sul principio di solidarietà energetica, tanto è vero che E-Control e ARERA, le ANR degli Stati membri maggiormente interessati (Italia e Austria), sostengono il progetto. Secondo le informazioni ricevute, il progetto è allineato al piano di sviluppo regionale (2017)³⁰, che rafforzerà la rete di trasmissione transfrontaliera italo-austriaca a sostegno del completamento del mercato interno dell'energia dell'UE e dell'integrazione delle fonti energetiche rinnovabili, non solo in Italia e in Austria ma anche in un contesto regionale più ampio.
- (119) Inoltre le autorità nazionali rilevano che il progetto fa già parte del piano decennale di sviluppo della rete dell'ENTSO-E³¹, che lo valuta positivamente in quanto infrastruttura che soddisfa i principali obiettivi europei in termini di sicurezza dell'approvvigionamento, integrazione del mercato e sostenibilità, piano sul quale vi sono state ampie possibilità di consultazione e di esprimere riserve.
- (120) La Commissione europea inoltre ha dato a tutti i portatori di interessi, compresi gli Stati membri, la possibilità di presentare osservazioni in merito all'esenzione richiesta. Nessuno Stato membro ha formulato osservazioni e nessun portatore di interessi ha obiettato alla concessione dell'esenzione.
- (121) Non vi sono indicazioni del fatto che il progetto di cui trattasi possa incidere negativamente sulla sicurezza dell'approvvigionamento o sulla sostenibilità economica o politica dell'UE o degli Stati membri. Secondo il piano decennale di sviluppo della rete dell'ENTSO-E, il progetto contribuisce alla sicurezza dell'approvvigionamento e all'integrazione delle energie rinnovabili, oltre a ridurre il differenziale di prezzo tra le aree di mercato connesse. Tali obiettivi sono anche obiettivi strategici dell'Unione e sono in generale coerenti con gli obiettivi strategici nazionali degli Stati membri. Sulla base di quanto precede, la Commissione ritiene che siano soddisfatti i requisiti stabiliti

²⁸ Sentenza del Tribunale del 10 settembre 2019 nella causa T-883/16, Repubblica di Polonia contro Commissione europea, punti 72-73.

²⁹ Sentenza della Corte del 15 luglio 2021 nella causa C-848/19-P, Repubblica federale di Germania contro Commissione europea, punto 71.

³⁰ https://docstore.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/rgip_CCS_Full.pdf

³¹ <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/210>

dal Tribunale sulla base dell'articolo 194 del trattato sul funzionamento dell'Unione europea.

5. Conclusioni

(122) Alla luce di quanto esposto, in particolare tenuto conto delle misure di salvaguardia introdotte per impedire che il richiedente abusi della proprietà dell'interconnettore a proprio vantaggio e che l'esenzione dalle norme in materia di rendite di congestione comporti entrate eccessive, la Commissione ritiene che, sulla base delle informazioni ricevute, possa essere concessa un'esenzione dall'articolo 19, paragrafi 2 e 3, del regolamento (UE) 2019/943 e dall'articolo 43 della direttiva (UE) 2019/944 a norma dell'articolo 63, paragrafo 8, del regolamento (UE) 2019/943. La Commissione dovrebbe essere informata delle decisioni finali a norma dell'articolo 63, paragrafo 8, del regolamento (UE) 2019/943,

HA ADOTTATO LA PRESENTE DECISIONE:

Articolo 1

La Commissione europea concorda con le decisioni di esenzione notificate dall'autorità nazionale di regolazione austriaca ("E-Control") il 5 febbraio 2021 e dall'autorità nazionale di regolazione italiana ("ARERA") il 22 aprile 2022, a norma dell'articolo 63 del regolamento (UE) 2019/943.

E-Control e ARERA includono nei rispettivi progetti di decisione una valutazione dell'aderenza al principio di solidarietà energetica al fine di garantire che esso sia pienamente rispettato.

Articolo 2

La presente decisione perde effetto:

- (a) due anni dopo la sua adozione qualora non siano ancora iniziati i lavori di costruzione dell'interconnettore;
- (b) cinque anni dopo la sua adozione qualora l'interconnettore non sia divenuto operativo.

Tuttavia le lettere a) e b) non si applicano se la Commissione decide che l'eventuale ritardo è dovuto a gravi ostacoli che esulano dal controllo di Alpe Adria Energia S.r.l.

La decisione di esenzione notificata contiene una data di scadenza e tiene debitamente conto del presente articolo.

Articolo 3

L'autorità nazionale di regolazione austriaca (E-Control, Rudolfsplatz 13a, 1010 Vienna, Austria) e l'autorità nazionale di regolazione italiana (ARERA, corso di Porta Vittoria 27, 20122 Milano, Italia) sono destinatarie della presente decisione.

Fatto a Bruxelles, il 25.4.2023

Per la Commissione
Kadri SIMSON
Membro della Commissione

