

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE
381/2021/R/EEL**

**DIRITTI DI TRASMISSIONE DI LUNGO TERMINE AI SENSI
DELL'ARTICOLO 30 DEL REGOLAMENTO (UE) 2016/1719
DELLA COMMISSIONE – AGGIORNAMENTO QUADRIENNALE**

Mercato di incidenza: energia elettrica

14 settembre 2021

INFORMATIVA SUL TRATTAMENTO DEI DATI PERSONALI

ai sensi dell'art. 13 del Regolamento UE 2016/679 (GDPR)

La disciplina della partecipazione ai procedimenti di regolazione dell'ARERA è contenuta nella deliberazione 649/2014/A. Ai sensi dell'articolo 4.2 della disciplina in parola, l'ARERA non riceve contributi anonimi.

1. Base giuridica e finalità del trattamento

a. Trattamento dei dati personali raccolti in risposta alle consultazioni

Si informa che i dati personali trasmessi partecipando alla consultazione pubblica saranno utilizzati da ARERA, (Titolare del trattamento), nei modi e nei limiti necessari per svolgere i compiti di interesse pubblico e per adottare gli atti di sua competenza ai sensi della normativa vigente, con l'utilizzo di procedure anche informatizzate. Il trattamento è effettuato in base all'articolo 6, par. 1 lett. e) del GDPR.

b. Pubblicazione delle osservazioni

Le osservazioni pervenute possono essere pubblicate sul sito internet di ARERA al termine della consultazione. I partecipanti alla consultazione possono chiedere che, per esigenze di riservatezza, i propri commenti siano pubblicati in forma anonima. Una generica indicazione di confidenzialità presente nelle comunicazioni trasmesse non sarà considerata una richiesta di non divulgare i commenti.

I partecipanti alla consultazione che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, delle osservazioni e/o documentazione inviata, sono tenuti ad indicare quali parti delle proprie osservazioni e/o documentazione sono da considerare riservate e non possono essere divulgate. A tal fine, i partecipanti alla consultazione sono tenuti a trasmettere una versione non confidenziale delle osservazioni destinata alla pubblicazione.

c. Modalità della pubblicazione

In assenza delle indicazioni di cui al punto b) della presente Informativa (richiesta di pubblicazione in forma anonima e/o divulgazione parziale), le osservazioni sono pubblicate in forma integrale unitamente alla ragione sociale/denominazione del partecipante alla consultazione. La ragione sociale/denominazione del partecipante alla consultazione che contenga dati personali è oscurata. Sono altresì oscurati tutti i dati personali contenuti nel corpo del contributo inviato e che possano rivelare l'identità di persone fisiche identificate o identificabili. I dati personali delle persone fisiche che rispondono alla consultazione nella loro capacità personale sono oscurati. Sono altresì oscurati tutti i dati personali contenuti nel corpo del contributo inviato e che possano rivelare l'identità del partecipante alla consultazione.

2. Modalità del trattamento e periodo di conservazione dei dati

Dei dati personali possono venire a conoscenza i Capi delle Strutture interessate dall'attività di regolamentazione cui è riferita la consultazione, nonché gli addetti autorizzati al trattamento. Il dati saranno trattati mediante supporto cartaceo e tramite procedure informatiche, con l'impiego di misure di sicurezza idonee a garantirne la riservatezza nonché ad evitare l'indebito accesso agli stessi da parte di soggetti terzi o di personale non autorizzato. Tali dati saranno conservati per un periodo massimo di 5 anni.

3. Comunicazione e diffusione dei dati

I dati non saranno comunicati a terzi, fatti salvi i casi in cui si renda necessario comunicarli ad altri soggetti coinvolti nell'esercizio delle attività istituzionali del Titolare e i casi specificamente previsti dal diritto nazionale o dell'Unione Europea.

4. Titolare del Trattamento

Titolare del trattamento è ARERA, con sede in Corso di Porta Vittoria, 27, 20122, Milano, e-mail: info@arera.it, PEC: protocollo@pec.arera.it, centralino: +39 02655651.

5. Diritti dell'interessato

Gli interessati possono esercitare i diritti di cui agli articoli 15-22 del GDPR rivolgendosi al Titolare del trattamento agli indirizzi sopra indicati. Il Responsabile della Protezione dei Dati personali dell'Autorità è raggiungibile al seguente indirizzo: Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, Via dei Crociferi, 19, 00187, Roma, e-mail: rpdp@arera.it. Gli interessati, ricorrendone i presupposti, hanno altresì il diritto di proporre reclamo al Garante per la protezione dei dati personali, quale autorità di controllo, o di adire le opportune sedi giudiziarie.

Premessa

Il Regolamento (UE) 2016/1719 (di seguito: Regolamento FCA) disciplina le modalità di allocazione della capacità tra zone di mercato sugli orizzonti temporali di lungo termine (annuale e mensile), prevedendo l'assegnazione tramite aste esplicite di diritti di trasmissione.

L'applicazione dei diritti di trasmissione nella forma prevista dalla normativa europea non è tuttavia obbligatoria: l'articolo 30 del Regolamento FCA consente, infatti, a ciascuna autorità di regolazione di adottare differenti prodotti di copertura laddove questi prodotti rappresentino una soluzione più efficace per gli operatori di mercato. La decisione di non procedere con l'emissione di diritti di trasmissione di lungo termine secondo il Regolamento FCA doveva essere effettuata dalla competente autorità di regolazione entro sei mesi dall'entrata in vigore del Regolamento stesso (quindi entro aprile 2017).

Per il mercato italiano l'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (di seguito: l'Autorità) si è avvalsa della facoltà di cui all'articolo 30 del Regolamento FCA con la deliberazione 333/2017/R/eel con la quale ha deciso di non procedere all'emissione di diritti di trasmissione di lungo termine sui confini fra le zone interne al territorio nazionale, in quanto sono attivi dal 2005 strumenti di copertura specifici denominati CCC (Copertura Costo Congestione) che si è ritenuto opportuno continuare ad utilizzare. La decisione deve, tuttavia, essere aggiornata nel corso del 2021, in quanto l'articolo 30 del Regolamento FCA prevede una revisione almeno ogni 4 anni: con il presente documento per la consultazione l'Autorità intende, quindi, presentare i propri orientamenti in materia.

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità, le proprie osservazioni e le proprie proposte **entro il 18 ottobre 2021**.*

Le osservazioni possono essere trasmesse unicamente attraverso il servizio interattivo messo a disposizione sul sito internet dell'Autorità www.arera.it o, in alternativa, all'indirizzo pec istituzionale protocollo@pec.arera.it.

Si fa riferimento all'Informativa sul trattamento dei dati personali, punto 1, lett. b) e c) in merito alla pubblicazione e alle modalità della pubblicazione delle osservazioni e punto 3 in merito alla condivisione con soggetti terzi (nella fattispecie l'agenzia ACER come espressamente previsto dall'articolo 30 del Regolamento FCA) e si invitano i soggetti interessati a seguire le indicazioni ivi contenute, in particolare in relazione ad eventuali esigenze di riservatezza.

Autorità di regolazione per energia reti e ambiente
Ufficio speciale Regolazione Euro-unitaria
Piazza Cavour, 5 – 20121 Milano
Tel. 02-65565452
e-mail: protocollo@pec.arera.it
sito internet: www.arera.it

INDICE

1	<i>Introduzione</i>	6
2	<i>L'applicazione del Regolamento FCA sui confini nazionali</i>	7
3	<i>Le esigenze di copertura degli operatori sul mercato nazionale</i>	8
	3.a L'esposizione degli operatori	8
	3.b La copertura con contratti bilaterali fisici	8
	3.c La copertura con i contratti di tipo finanziario	9
4	<i>Il confronto fra CCC e LTTR</i>	10
	4.a Premessa	10
	4.b L'equivalenza teorica fra CCC e LTTR	11
	4.c La revenue adequacy	11
	4.d Utilizzo di LTTR al posto dei CCC	13
5	<i>Conclusioni</i>	14

1 Introduzione

- 1.1 Il Regolamento FCA disciplina le modalità di allocazione di lungo termine della capacità tra zone di mercato per il tramite di diritti di trasmissione (*Long Term Transmission Rights* – di seguito: LTTR) assegnati tramite aste esplicite.
- 1.2 I LTTR sono riferiti a un confine fra zone di mercato e ad una direzione specifica e possono essere emessi dai TSO coinvolti nella forma di diritti finanziari (*Financial Transmission Rights* – di seguito: FTR) oppure nella forma di diritti fisici (*Physical Transmission Rights* – di seguito: PTR).
- 1.3 Gli FTR danno diritto ad una remunerazione basata sul differenziale di prezzo che si verifica sul mercato del giorno prima con riferimento al confine e alla direzione cui sono riferiti. Essi possono essere gestiti come obbligazioni (e in tal caso il titolare ha diritto a ricevere il differenziale di prezzo se positivo, ma deve corrisponderlo al sistema se negativo) o come opzione (in tal caso è previsto solo il pagamento a vantaggio del titolare del diritto in caso di differenziale di prezzo positivo). Si tratta, quindi, di prodotti di natura finanziaria finalizzati a sterilizzare la volatilità del differenziale fra i prezzi zonali,
- 1.4 I PTR danno diritto a trasportare energia elettrica attraverso una frontiera elettrica senza essere soggetti ad alcun onere. Essi devono essere nominati¹ prima della chiusura del mercato del giorno prima. I diritti non nominati sono remunerati come se fossero degli FTR di tipo opzione.
- 1.5 Diritti di trasmissione concettualmente analoghi agli LTTR sono attivi da tempo in diversi confini europei: con l'entrata in vigore del Regolamento FCA essi sono stati armonizzati secondo il quadro regolatorio previsto dal regolamento stesso.
- 1.6 Per i confini dove non erano, invece, attivi LTTR, l'articolo 30 del Regolamento FCA ha dato mandato alle competenti autorità di regolazione di valutarne l'introduzione entro sei mesi dall'entrata in vigore del Regolamento stesso (ossia entro aprile 2017), previo espletamento di una consultazione pubblica finalizzata a valutare le esigenze di copertura degli operatori di mercato e di una valutazione sui prodotti disponibili sul mercato di lungo termine e sulla loro capacità di fornire agli operatori adeguati strumenti di copertura dalla volatilità dei prezzi del mercato del giorno prima già esistenti. In esito all'analisi le autorità potevano decidere se richiedere ai TSO l'emissione di LTTR o se basarsi su altri strumenti di copertura. Il processo decisionale deve essere ripetuto almeno ogni 4 anni con il coinvolgimento di ACER.

¹ La nomina rappresenta la manifestazione vincolante da parte del titolare del diritto a volerlo utilizzare per trasportare energia.

2 L'applicazione del Regolamento FCA sui confini nazionali

- 2.1 Sui confini con Francia, Austria, Slovenia e Grecia erano emessi diritti di trasmissione di lungo termine concettualmente analoghi ai PTR del Regolamento FCA già prima dell'entrata in vigore del regolamento stesso. Tali diritti sono stati confermati con l'entrata in vigore del Regolamento e sono allocati dalla società JAO – Joint Allocation Office S.A. che svolge il ruolo di *Single Allocation Platform* per tutta l'Unione Europea.
- 2.2 Fino all'entrata in vigore del Regolamento FCA, sul confine con la Svizzera erano emessi diritti identici a quelli degli altri confini, con regole armonizzate e utilizzo di una piattaforma di allocazione unica. Essi sono stati confermati anche nel nuovo quadro regolatorio, tuttavia, dato che la Svizzera non è parte dell'Unione Europea si sono dovute sviluppare regole di allocazione specifiche (del tutto equivalenti a quelle previste per gli altri confini dell'Unione). Anche questi diritti sono allocati tramite JAO che può fornire servizi anche a TSO di paesi terzi rispetto all'Unione.
- 2.3 Sui confini fra le zone interne al territorio nazionale, dal 2005 Terna emette strumenti di copertura denominati coperture dal rischio di volatilità del corrispettivo di assegnazione della capacità di trasporto (di seguito: CCC), basati sul differenziale fra il prezzo zonale e il PUN e aventi natura di obbligazione: in particolare, il titolare del CCC ha diritto a ricevere, se positiva o ha il dovere di corrispondere se negativa, la differenza fra il PUN e il prezzo della zona cui il CCC si riferisce. Si tratta, quindi, di diritti finanziari di tipo *zone to hub* in cui la remunerazione non è basata sul differenziale di prezzo su un predeterminato confine (come per gli FTR), ma sul differenziale fra una zona di mercato e un hub virtuale lato acquisto².
- 2.4 A valle dell'entrata in vigore del Regolamento FCA, l'Autorità ha ritenuto opportuno confermare l'utilizzo di tali strumenti avvalendosi della facoltà decisionale dall'articolo 30 del Regolamento stesso: a tal proposito è stata condotta una consultazione specifica con gli operatori di mercato a marzo 2017 (vedasi il documento per la consultazione 110/2017/R/eel), mentre la decisione finale è stata adottata a inizio maggio 2017 con la deliberazione 333/2017/R/eel.
- 2.5 Nel 2021 l'Autorità è chiamata ad aggiornare la sopracitata decisione, in cooperazione con ACER: il presente documento per la consultazione rappresenta il primo step del processo. In particolare, nel capitolo 3 si passano brevemente in rassegna le modalità di copertura attualmente a disposizione degli operatori di mercato, mentre nel capitolo 4 si confrontano gli attuali strumenti di copertura CCC con l'eventuale applicazione di LTTR secondo il modello del Regolamento FCA. Il capitolo 5 trae, infine, le conclusioni e delinea i prossimi passi.

² Il mercato italiano può essere visto come l'insieme di zone reali lato vendita e di una zona virtuale in cui si concentrano tutti gli acquisti avente come prezzo il PUN.

3 Le esigenze di copertura degli operatori sul mercato nazionale

3.a L'esposizione degli operatori

3.1 Come è noto il mercato elettrico nazionale è caratterizzato dalla presenza di prezzi zonali lato vendita e di un prezzo unico nazionale, il PUN, lato acquisto, determinato come:

$$PUN = \frac{\sum_i Q_i Pz_i}{\sum_i Q_i} = \sum_i \alpha_i Pz_i$$

dove:

- Q_i è la quantità di energia acquistata nella zona i ;
- Pz_i è il prezzo zonale lato vendita nella zona i ;
- $\alpha_i = \frac{Q_i}{\sum_i Q_i}$ è la quota di energia acquistata nella zona i .

3.2 Un operatore che vende energia esclusivamente sul mercato del giorno prima è pertanto direttamente esposto alla volatilità del prezzo zonale nella zona in cui sta vendendo, mentre un operatore che acquista energia esclusivamente sul mercato del giorno prima è direttamente esposto alla volatilità del PUN e, di conseguenza per come il PUN è definito, alla volatilità di tutti i prezzi zonali.

3.3 Per coprirsi dalla sopracitata volatilità gli operatori utilizzano prodotti su orizzonti temporali di lungo termine, basati sia su contratti di tipo fisico (accordi bilaterali fra le parti o acquisti e vendite su piattaforme organizzate) che su strumenti di natura finanziaria. Nel seguito vengono brevemente presentate alcune combinazioni di uso frequente.

3.b La copertura con contratti bilaterali fisici

3.4 I contratti bilaterali di tipo fisico, sia negoziati direttamente dagli operatori coinvolti sia per il tramite di piattaforme organizzate, sono soggetti al pagamento da parte del venditore del corrispettivo di assegnazione della capacità di trasporto $CCT = PUN - Pz_i$ che ha la finalità di assicurare parità di trattamento a detti contratti e alle compravendite svolte direttamente sul mercato del giorno prima³.

3.5 In assenza di tale corrispettivo, infatti, gli operatori troverebbero conveniente stipulare il contratto bilaterale a qualsiasi prezzo compreso fra il prezzo zonale di vendita atteso sul mercato del giorno prima nella zona in cui opera il venditore e il

³ Il CCT è versato se positivo oppure ricevuto se negativo.

PUN⁴. L'applicazione del CCT induce, invece, le parti ad allinearsi al valore atteso per il PUN⁵.

- 3.6 Il vantaggio del contratto bilaterale risiede, quindi, nella stabilizzazione dei ricavi e dei costi di ciascuna controparte, ossia, in altre parole, nella neutralizzazione della volatilità rispetto al PUN.
- 3.7 Nei fatti, tuttavia, un contratto bilaterale rappresenta una piena copertura solamente per l'acquirente che si trova a comprare energia ad un prezzo predefinito evitando la volatilità del PUN. Il venditore, invece, rimane comunque esposto alla volatilità del CCT che, per come è costruito, viene a dipendere dalla volatilità di tutti i prezzi zionali lato vendita.
- 3.8 Il venditore ha, quindi, necessità di combinare il contratto bilaterale con ulteriori strumenti di copertura che consentano, singolarmente o tramite apposite combinazioni, di neutralizzare anche il rischio residuo associato al CCT. Da questo punto di vista i CCC rappresentano lo strumento ideale, in quanto sono agganciati proprio al valore del CCT.

3.c La copertura con i contratti di tipo finanziario

- 3.9 Per semplicità si limita l'analisi ai contratti per differenza o CfD a due vie che prevedono il versamento da parte dell'acquirente di un corrispettivo fisso in cambio del diritto a ricevere se positivo o a corrispondere se negativo, il differenziale fra il prezzo di mercato e il prezzo strike P_{strike} previsto dal CfD⁶. Non è previsto alcuno scambio fisico di energia che deve essere acquistata e venduta direttamente sul mercato del giorno prima.
- 3.10 Questi prodotti proteggono le parti dalla volatilità del prezzo di mercato cui sono ancorati, riportando, dal punto di vista finanziario, il valore dello scambio al prezzo strike con conseguente neutralizzazione della volatilità del prezzo di mercato cui sono ancorati.
- 3.11 La capacità di copertura dei CfD dipende, quindi, dal prezzo cui sono ancorati. I CfD basati sul PUN rappresentano, ad esempio, una efficace e totale copertura per

⁴ Il ragionamento vale solamente nel caso in cui il PUN atteso sia maggiore del prezzo zonale atteso: in tale contesto, in assenza di CCT, il venditore incasserebbe un prezzo dell'energia maggiore rispetto alla vendita diretta sul mercato del giorno prima, mentre l'acquirente risparmierebbe rispetto al PUN. In caso di prezzo zonale di vendita atteso superiore al PUN, invece non vi sarebbe alcuna convenienza a stipulare il contratto bilaterale.

⁵ Un prezzo del contratto inferiore rappresenterebbe una perdita per il venditore che, al netto dell'applicazione del CCT, si ritroverebbe con un valore atteso inferiore rispetto al prezzo zonale di vendita del mercato del giorno prima. Un prezzo del contratto superiore, invece, sarebbe un danno per l'acquirente rispetto al PUN atteso di acquisto.

⁶ I CfD descritti hanno una natura di obbligazione. Esistono anche CfD a una via assimilabili ad opzioni che prevedono il solo diritto a ricevere il differenziale se positivo, senza alcun obbligo di corresponsione.

gli acquirenti, mentre i CfD ancorati al prezzo zonale sono una efficace e totale copertura lato venditore⁷. Esiste, quindi, sempre una controparte con un rischio residuo.

- 3.12 Per i contratti ancorati al PUN, il rischio residuo è del venditore che ha la seguente esposizione⁸:

$$E = Pz_i - (PUN - P_{strike}) = -(PUN - Pz_i) + P_{strike}$$

In sostanza il venditore incassa il prezzo strike, ma è esposto alla differenza fra il prezzo zonale e il PUN.

- 3.13 Per i contratti ancorati al prezzo zonale, il rischio residuo è dell'acquirente che ha la seguente esposizione:

$$E = -PUN + (Pz_i - P_{strike}) = -P_{strike} - (PUN - Pz_i)$$

In sostanza l'acquirente paga il prezzo strike, ma è esposto alla differenza fra il prezzo zonale e il PUN.

- 3.14 In entrambi i casi la controparte con il rischio residuo è esposta per un valore identico al CCT: anche in questo caso, quindi, i CCC rappresentano lo strumento di copertura più efficace.

4 Il confronto fra CCC e LTTR

4.a Premessa

- 4.1 L'analisi si focalizza esclusivamente sul confronto fra gli FTR di tipo obbligazione e i CCC. Un confronto con i PTR sarebbe, infatti, inutile in quanto i CCC non hanno alcuna valenza fisica e, analogamente, non avrebbe senso un confronto con gli FTR di tipo opzione, non avendo i CCC tale natura.
- 4.2 In generale FTR e CCC hanno la stessa finalità: neutralizzare il rischio associato alla volatilità dei prezzi zonali. Cambia, tuttavia, la complessità sottostante a ciascuno strumento: gli FTR sono prodotti semplici, basati sul differenziale fra i prezzi di mercato su un predeterminato confine, mentre i CCC sono prodotti più complessi costruiti sul differenziale fra un prezzo zonale e il prezzo dell'hub virtuale di acquisto che, a sua volta, è frutto di una media pesata di tutti i prezzi zonali di vendita.

⁷ Non essendoci alcun sottostante fisico, il venditore non è tenuto al pagamento di alcun CCT.

⁸ Con il segno positivo sono indicati i ricavi e con il segno negativo le spese.

4.b L'equivalenza teorica fra CCC e LTTR

- 4.3 Come evidenziato dall'Autorità in sede di introduzione dei CCC⁹, un CCC di 1 MW riferito ad una zona z è equivalente in ogni periodo rilevante ad un prodotto caratterizzato dall'immissione di 1 MW nella zona z e dal prelievo di α_i MW in ciascuna zona i (con $\alpha_i = \frac{Q_i}{\sum_i Q_i}$ è la quota di energia acquistata nella zona i nel mercato del giorno prima nel periodo rilevante considerato come definita nel paragrafo 3.a). Nettamente lo scambio all'interno della zona z , il CCC diventa, quindi, un prodotto con immissione $1 - \alpha_z$ nella zona z e prelievo α_i in ciascuna delle altre zone
- 4.4 Il CCC può, quindi, essere visto come la combinazione di prodotti *zone to zone* basati sul differenziale di prezzo fra la zona z cui il CCC si riferisce e ciascuna delle altre zone di mercato. La combinazione equivalente perfetta dipende, tuttavia, dal valore dei coefficienti α_i , ossia dalla quota di energia che viene acquistata in ciascun periodo rilevante in ciascuna zona.
- 4.5 I prodotti *zone to zone* possono a loro volta essere scomposti in FTR su ciascun confine: ad esempio un prodotto fra zona Sicilia e zona Centro Sud può essere visto come composizione di un prodotto Sicilia – Calabria, di uno Calabria – Sud e di uno Sud – Centro Sud. In questo caso la combinazione ottimale dipende solo dalla matrice di connessione delle zone e non varia con il periodo rilevante.
- 4.6 Riassumendo un prodotto CCC può essere scomposto nell'insieme di singoli FTR allocati su ciascun confine: FTR e CCC sono pertanto fra loro equivalenti, nel senso che è possibile combinare fra loro opportunamente gli FTR ottenendo lo stesso effetto di un CCC.
- 4.7 L'equivalenza è, tuttavia, solamente teorica in quanto la combinazione ottimale di LTTR per ottenere un CCC cambia per ciascun periodo rilevante (perché è diversa la quota di energia acquistata in ciascuna zona alla base della determinazione del PUN e, di conseguenza, della distribuzione ottimale dei prodotti *zone to zone* equivalenti al CCC) ed, inoltre, non può essere prevista a priori (in quanto dipende dall'andamento del mercato del giorno prima).

4.c La revenue adequacy

- 4.8 Data la loro finalità di neutralizzazione della volatilità dei prezzi zonali, sia FTR che CCC sono remunerati a valere sulle rendite di congestione maturate sul mercato

⁹ Si vedano il documento per la consultazione 6 agosto 2004 e la deliberazione 205/04.

del giorno prima¹⁰ pari a loro volta ai differenziali di prezzo emergenti su ciascun confine moltiplicati per i relativi transiti di energia¹¹.

- 4.9 È quindi di fondamentale importanza per evitare squilibri finanziari in capo ai TSO assicurare la cosiddetta *revenue adequacy*, ossia accertarsi che in ogni periodo rilevante vi sia una rendita di congestione sufficiente alla remunerazione degli strumenti di copertura.
- 4.10 Per gli FTR la *revenue adequacy* sarebbe automaticamente assicurata assegnando su ciascun confine un quantitativo di diritti non superiore alla capacità di trasporto disponibile sullo stesso sul mercato del giorno prima. Tale condizione non può, tuttavia, essere garantita a priori: gli FTR prevedono, infatti, un unico valore su base annuale o mensile¹², mentre la capacità disponibile sul mercato del giorno può variare anche significativamente nell'arco del periodo considerato per effetto delle immissioni e dei prelievi sulla rete¹³ o dell'indisponibilità di alcuni elementi di rete. La *revenue adequacy* è, pertanto, usualmente garantita su base statistica, procedendo ad allocare per ciascun orizzonte temporale un quantitativo di FTR pari al valore di capacità che si ritiene possa essere disponibile con ragionevole certezza. Possono pertanto emergere dei piccoli squilibri qualora la capacità di trasporto dovesse risultare in qualche periodo rilevante inferiore al valore inizialmente stimato: il rischio di copertura di tali squilibri rimane comunque in capo ai TSO (e conseguentemente socializzato sull'intero sistema elettrico), in quanto non è prevista alcuna riduzione della remunerazione degli FTR¹⁴.
- 4.11 Per i CCC la situazione è più complessa: come evidenziato nella sezione 4.b, ogni CCC può essere visto come un'immissione nella zona cui si riferisce combinata con

¹⁰ L'articolo 35 del Regolamento FCA aggancia chiaramente la remunerazione dei diritti di trasmissione di lungo termine al differenziale di prezzo fra le zone di mercato, ossia alla rendita di congestione maturata su detto confine.

¹¹ Si può dimostrare che l'ammontare delle rendite di congestione è pari altresì al valore netto delle transazioni (ossia alla differenza fra quanto incassato dal mercato dagli acquirenti di energia e quanto corrisposto dal mercato stesso ai venditori): tale assunto è valido sia in presenza di un modello zonale tradizionale con prezzi zonali lato acquisto e vendita sia in presenza di un modello con prezzo unico di acquisto quale quello italiano.

¹² Nei fatti sono possibili periodi di riduzione rispetto al valore annuale e/o profilazioni specifiche per tenere conto di vincoli di rete. Tale complessità, prevista dal Regolamento FCA, non viene considerata nel presente documento per la consultazione per semplicità di trattazione.

¹³ Ai sensi del Regolamento 2015/1222 la capacità di trasporto sul mercato del giorno prima è calcolata su base giornaliera in funzione delle migliori previsioni sullo stato della rete disponibili al momento del calcolo.

¹⁴ Il regolamento FCA aggiunge un ulteriore elemento di complessità legato alla possibilità di ridurre la remunerazione degli FTR in caso di *allocation constraints* che riducono i transiti su determinate sezioni di rete o limitano la capacità massima di importazione o esportazione di una data zona di mercato nell'ambito del mercato del giorno prima. Tale riduzione non è tuttavia considerata nel seguito della trattazione, in quanto non trova applicazione sui confini fra le zone interne al territorio nazionale.

un prelievo distribuito in tutte le zone secondo una profilazione analoga a quella utilizzata per il calcolo del PUN: in sostanza ogni CCC genera dei transiti equivalenti sul sistema elettrico. La *revenue adequacy* sarebbe assicurata in ciascun periodo rilevante allocando una combinazione di CCC tale da generare transiti equivalenti su ciascun confine fra zone di mercato non superiori alla capacità di trasporto disponibile sul confine stesso. Anche in questo caso, tuttavia, la condizione non può essere garantita a priori: da un lato, infatti, valgono le stesse considerazioni sulla variabilità della capacità di trasporto rilevanti ai fini degli FTR e dall'altro si aggiungono le incertezze relative alla distribuzione degli acquisti (i coefficienti α_i), anch'essa potenzialmente variabile in modo significativo. Le variabili statistiche aumentano e, di conseguenza, si incrementa il rischio di squilibri finanziari in capo ai TSO e al sistema nella sua globalità.

4.d Utilizzo di LTTR al posto dei CCC

- 4.12 In teoria, come evidenziato nei paragrafi precedenti, sarebbe possibile identificare per ciascun periodo rilevante una combinazione di FTR avente il medesimo effetto di copertura dei CCC. Detta combinazione, tuttavia, cambia ad ogni periodo rilevante, in quanto dipende dalla distribuzione degli acquisti nelle varie zone di mercato.
- 4.13 In sede di allocazione annuale o mensile degli FTR, l'operatore dovrebbe pertanto stimare su base statistica detta distribuzione e approvvigionarsi di conseguenza. Il rischio in capo all'operatore sarebbe significativo: da un lato, infatti, tutte le incertezze relative alla distribuzione degli acquisti sarebbero in capo all'operatore stesso e dall'altro si tratterebbe di partecipare ad una pluralità di aste (una su ciascun confine, scorrelate l'una dall'altra) senza avere certezza che l'esito complessivo sia in linea con la combinazione desiderata.
- 4.14 Di contro con i CCC l'operatore partecipa ad una sola asta¹⁵ e non sostiene il rischio legato alla distribuzione degli acquisti che rimane, invece, interamente in capo al TSO e al sistema elettrico.
- 4.15 Per gli operatori, pertanto, è ragionevole assumere che la copertura tramite CCC risulti preferibile in quanto fonte di minori rischi e di minore complessità organizzativa. A questo deve aggiungersi anche una maggiore esperienza con questo tipo di prodotti che sono scambiati sul mercato nazionale dal 2005.

¹⁵ Multisessione con allocazione contestuale dei CCC relativi a tutte le zone

5 Conclusioni

5.1 Date le considerazioni svolte nei capitoli precedenti, l’Autorità ritiene opportuno confermare l’utilizzo dei CCC anche per il quadriennio 2022-2025, evitando l’emissione di LTTR sui confini fra le zone interne al territorio nazionale. I CCC, infatti, appaiono come la soluzione più efficace per le esigenze di copertura degli operatori che risultano esposti alla volatilità del differenziale di prezzo fra la zona fisica di vendita e la zona virtuale di acquisto. Effetti analoghi potrebbero invero essere ottenuti combinando opportunamente gli LTTR fra loro, ma ciò porterebbe a maggiori rischi in capo agli operatori.

5.2 L’Autorità assumerà la propria decisione in materia indicativamente fra fine ottobre e inizio novembre, in tempo utile per le aste annuali dei CCC relative all’anno 2022 e condividendo preventivamente con ACER gli esiti della consultazione.

L’Autorità evidenzia, infine, come ulteriori valutazioni in merito al mantenimento dei CCC potranno essere condotte nel momento in cui si concretizzerà il superamento del PUN con applicazione dei prezzi zonali anche lato acquisto, come previsto dall’articolo 19 della Legge 53/2021¹⁶ e dal piano di riforma del mercato predisposto dal Governo e recentemente approvato dalla Commissione Europea nell’ambito delle valutazioni sul *capacity market*.

Q.1 <i>Si condivide il mantenimento dei CCC o si preferisce l’adozione di LTTR fin dal 2022?</i>
--

¹⁶ Trattasi della legge con cui il Governo è stato delegato ad adottare decreti legislativi per il recepimento delle direttive comunitarie. L’articolo 19 è esplicitamente riferito ai Regolamenti 2019/943 e 2019/941 in materia di sistema elettrico e prevede, fra gli indirizzi al Governo, l’avvio di un processo per il graduale superamento del PUN.