

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE  
214/2025/R/EEL**

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

*Mercato di incidenza: energia elettrica*

**27 maggio 2025**

## **Premessa**

*Il Regolamento (UE) 2016/1719 (di seguito: Regolamento FCA) disciplina le modalità di allocazione della capacità tra zone di offerta 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 ha valenza quadriennale e deve poi essere soggetta a nuove valutazioni per tenere conto di eventuali modifiche del contesto di mercato.*

*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 mantenendo a livello nazionale gli strumenti di copertura denominati CCC di cui alla deliberazione 205/04 in quanto più adeguati alle esigenze degli operatori. Nel 2025 verrà a scadere il termine di revisione quadriennale della decisione di cui all'articolo 30 del Regolamento FCA: con il presente documento per la consultazione l'Autorità intende presentare i propri orientamenti in materia per il quadriennio 2026-2029.*

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte in forma scritta, compilando l'apposito modulo interattivo disponibile sul sito internet dell'Autorità o, in alternativa, all'indirizzo di posta elettronica certificata ([protocollo@pec.arera.it](mailto:protocollo@pec.arera.it)) **entro il 30 giugno 2025**.*

*Si rinvia all'Informativa sul trattamento dei dati personali contenuta nel presente documento per l'indicazione delle modalità di trattamento dei dati personali.*

*Le osservazioni pervenute potranno essere pubblicate sul sito internet dell'Autorità al termine della consultazione. I partecipanti alla consultazione possono chiedere che, per motivate esigenze di riservatezza, i propri commenti siano pubblicati in forma anonima.*

*I partecipanti alla consultazione che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, delle osservazioni e/o della documentazione inviata, sono tenuti ad indicare quali parti sono da considerare riservate e non possono essere divulgate, evidenziando in apposite appendici le parti che si intendono sottrarre alla pubblicazione. In tale caso i soggetti interessati dovranno inviare su supporto informatico anche la versione priva delle parti riservate, destinata alla pubblicazione qualora la richiesta di riservatezza sia accolta dagli Uffici dell'Autorità. Una generica indicazione di confidenzialità presente nelle comunicazioni trasmesse non sarà considerata quale richiesta di pubblicazione in forma anonima o di non divulgazione dei contributi inviati.*

*In assenza di richieste di salvaguardia di riservatezza o segretezza e/o in caso di mancato invio delle versioni omissate le osservazioni sono pubblicate in forma integrale.*

*Autorità di regolazione per energia reti e ambiente*  
*Direzione Mercati Energia*  
*Unità Mercati all'Ingrosso e Dispacciamento Elettrico*  
*Piazza Cavour, 5 – 20121 Milano*  
*Tel. 02-65565290*  
*e-mail: [protocollo@pec.arera.it](mailto:protocollo@pec.arera.it)*  
*sito internet: [www.arera.it](http://www.arera.it)*

## **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 n. 649/2014/A. Ai sensi dell'articolo 4.2 della disciplina in parola, l'ARERA non riceve contributi anonimi.

### **1. Titolare del Trattamento**

Titolare del trattamento è ARERA, con sede in Piazza Cavour 5, 20121, Milano, e-mail: [info@arera.it](mailto:info@arera.it), PEC: [protocollo@pec.arera.it](mailto:protocollo@pec.arera.it), centralino: +39 02655651.

Per ogni chiarimento rispetto al trattamento oggetto della presente informativa è possibile contattare il Responsabile della Protezione dei dati (RPD) all'indirizzo email [rpd@arera.it](mailto:rpd@arera.it), oppure scrivendo agli indirizzi del Titolare, all'attenzione del RPD. Le richieste saranno riscontrate nei termini di cui all'articolo 12 del GDPR.

### **2. Categorie di dati trattati, base giuridica e finalità del trattamento**

Ai fini della partecipazione alla presente consultazione pubblica sono richiesti unicamente nome, cognome e indirizzo email professionale del rispondente per conto del soggetto partecipante alla procedura.

Si invita a non inserire dati personali, o informazioni che comunque consentano di rivelare l'identità del rispondente o di terzi, nel corpo del contributo inviato, ivi inclusa l'eventuale firma olografa del rappresentante legale del rispondente. L'Autorità non risponde dell'eventuale pubblicazione di tali dati, anche nell'ipotesi in cui siano contenuti nella ragione sociale o nella denominazione del partecipante alla consultazione.

Il trattamento di tali dati personali è svolto esclusivamente per lo svolgimento di compiti di interesse pubblico e per adottare gli atti di competenza dell'Autorità ai sensi della normativa vigente. Il trattamento è effettuato ai sensi dell'articolo 6, par. 1, lett. e), del GDPR.

### **3. Modalità del trattamento e periodo di conservazione dei dati**

I dati personali indicati 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.

### **4. Tempi di conservazione**

I dati personali saranno conservati per un periodo massimo di 5 anni.

### **5. Comunicazione e diffusione dei dati**

I dati personali conferiti ai fini della partecipazione alla consultazione, come individuati al precedente punto 2, non saranno diffusi o 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. I dati personali delle persone fisiche che rispondono alla consultazione nella loro capacità personale non saranno oggetto di pubblicazione.

### **6. Diritti dell'interessato**

Gli interessati possono esercitare i diritti di cui agli articoli 15-22 del GDPR rivolgendosi al Responsabile della Protezione dei Dati personali dell'Autorità agli indirizzi sopra indicati.

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.

## 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	9
3.c	La copertura con i contratti di tipo finanziario	11
4	<i>Il confronto fra CCC e LTTR</i>	12
4.a	Premessa	12
4.b	L'equivalenza teorica fra CCC e LTTR	12
4.c	La revenue adequacy	13
4.d	Utilizzo di LTTR al posto dei CCC	14
5	<i>Conclusioni</i>	15

## 1 Introduzione

- 1.1 Il Regolamento FCA disciplina le modalità di allocazione di lungo termine della capacità tra zone di offerta 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 offerta 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 nominati<sup>1</sup> prima della chiusura del mercato del giorno prima. I diritti non nominati sono remunerati come se fossero degli FTR di tipo opzione, secondo il meccanismo noto come “*Use it or Sell it*” in base al quale la capacità di trasporto corrispondente al diritto non utilizzato viene resa disponibile al mercato e valorizzata al differenziale di prezzo che si forma nel mercato del giorno prima.
- 1.5 Per i confini dove non sono attivi diritti di trasmissione tipo LTTR, ai sensi dell’articolo 30 del Regolamento FCA le competenti autorità di regolazione nazionale possono valutare se richiedere ai relativi TSO di emettere tali diritti oppure di assicurare che siano resi disponibili agli operatori opportuni strumenti di copertura.
- 1.6 L’analisi deve prevedere una consultazione pubblica finalizzata a valutare le esigenze di copertura degli operatori di mercato, seguita da una valutazione da parte delle competenti autorità di regolazione nazionale in merito ai prodotti disponibili sul mercato di lungo termine e alla loro capacità di fornire agli operatori adeguati strumenti di copertura dalla volatilità dei prezzi del mercato del giorno prima già esistenti.
- 1.7 Il processo decisionale deve essere ripetuto su richiesta dei TSO e comunque almeno ogni 4 anni, con il coinvolgimento di ACER.

---

<sup>1</sup> La nomina rappresenta la manifestazione vincolante da parte del titolare del diritto in merito all’utilizzo dello stesso per trasportare energia.

## **2 L'applicazione del Regolamento FCA sui confini nazionali**

- 2.1 Sui confini con Francia, Austria, Slovenia e Grecia sono emessi diritti di trasmissione di lungo termine di tipo PTR conformi al Regolamento FCA, allocati dalla società JAO – Joint Allocation Office S.A. che svolge il ruolo di *Single Allocation Platform* per tutta l'Unione Europea, secondo le regole armonizzate (HAR, *Harmonized Allocation Rules*) valide a livello UE.
- 2.2 Diritti di lungo termine di tipo PTR sono emessi sul confine con la Svizzera, con regole di allocazione specifiche concettualmente analoghe alle HAR che non si possono applicare tal quali non essendo la Svizzera parte dell'UE. Anche questi diritti sono allocati tramite JAO che può fornire servizi anche a TSO di paesi terzi rispetto all'Unione.
- 2.3 Per le zone interne al territorio nazionale, dal 2005, in coerenza con la deliberazione 205/04, sono disponibili 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 di un CCC riceve se positiva, o paga 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 offerta e un hub virtuale lato acquisto<sup>2</sup>.
- 2.4 A valle dell'entrata in vigore del Regolamento FCA, l'Autorità ha ritenuto opportuno confermare con riferimento alle zone interne al territorio nazionale e ai relativi confini l'utilizzo dei CCC al posto degli LTTR 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 a valere per il quadriennio 2018-2021.
- 2.5 La decisione è stata poi confermata per il quadriennio 2022-2025 con la deliberazione 504/2021/R/eel preceduta dal documento per la consultazione 381/2021/R/eel.
- 2.6 I CCC hanno trovato applicazione anche nel nuovo contesto delineato dal TIDE dall'1 gennaio 2025 con il superamento del PUN e l'applicazione di una componente compensativa legata alla differenza fra i prezzi zonali e un indice di mercato denominato PUN Index determinato a valle del Mercato del Giorno Prima

---

<sup>2</sup> 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 Index.

(di seguito: MGP) e concettualmente analogo al PUN<sup>3</sup>. L'applicazione della componente compensativa, infatti, riporta tutti gli acquisti effettuati sul MGP ad una valorizzazione a PUN Index, preservando, quindi, il modello con prezzi zonali lato vendita e prezzo unico lato acquisto alla base dell'applicazione dei CCC.

- 2.7 Per il quadriennio 2026-2029, l'Autorità è tenuta ad aggiornare la propria decisione in merito all'utilizzo dei CCC al posto degli LTTR, in cooperazione con ACER: il presente documento per la consultazione rappresenta il primo step del processo, con analisi delle esigenze di copertura degli operatori e dell'efficacia dei vari strumenti disponibili (CCC e LTTR) nell'accomodarle.
- 2.8 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. L'analisi risulta analoga a quanto riportato nel documento per la consultazione 381/2021/R/eel, al netto delle precisazioni che si sono rese necessarie per tenere conto del mutato contesto legato al superamento del PUN e all'applicazione della componente compensativa. Si è comunque preferito riportare nel documento l'intera trattazione a titolo di completezza.
- 2.9 Il capitolo 5 trae, infine, le conclusioni e delinea i prossimi passi.

### **3 Le esigenze di copertura degli operatori sul mercato nazionale**

#### ***3.a L'esposizione degli operatori***

- 3.1 Dall'1 gennaio 2025, come delineato dal TIDE, il MGP a livello nazionale è caratterizzato dalla presenza di prezzi zonali lato vendita e lato acquisto con applicazione a tutti i portafogli zonali di prelievo<sup>4</sup> di una componente compensativa pari alla differenza fra il PUN Index calcolato da GME e il prezzo zonale. In particolare, il PUN Index è determinato ex post come media dei prezzi zonali ponderata sugli acquisti in ciascuna zona<sup>5</sup>:

$$PUN = \frac{\sum_i Q_i P_{z_i}}{\sum_i Q_i} = \sum_i \alpha_i P_{z_i}$$

---

<sup>3</sup> La formula di calcolo dell'indice di mercato è pressoché identica a quella in uso per il PUN fino al 31 dicembre 2024.

<sup>4</sup> I portafogli zonali di prelievo includono i portafogli zonali fisici di prelievo relativi alle unità di consumo e i portafogli commerciali di prelievo relativi alle Unità Commerciali di Prelievo (UCP) prive di sottostante fisico e finalizzate a consentire arbitraggi fra il mercato del giorno prima e lo sbilanciamento in tempo reale.

<sup>5</sup> Nelle formule, il PUN Index è indicato per brevità con l'acronimo PUN.

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  $i$  rispetto al totale nazionale.

- 3.2 Come già anticipato al paragrafo 2.6, lato acquisto, il combinato disposto fra valorizzazione sul MGP e componente compensativa è di fatto equivalente ad una valorizzazione basata sul PUN Index.
- 3.3 Un operatore che vende e acquista energia con riferimento a portafogli zionali di immissione<sup>6</sup> e a portafogli zionali di stoccaggio<sup>7</sup> esclusivamente sul MGP è pertanto direttamente esposto alla volatilità del prezzo zonale nella zona in cui sta operando, mentre un operatore che acquista energia con riferimento a portafogli zionali di prelievo esclusivamente sul MGP è direttamente esposto alla volatilità del PUN Index ossia, di conseguenza per come il PUN Index è definito, alla volatilità di tutti i prezzi zionali.
- 3.4 Per coprirsi dalla sopracitata volatilità gli operatori utilizzano prodotti su orizzonti temporali di lungo termine, basati sia su contratti a termine (accordi bilaterali fra le parti o acquisti e vendite su piattaforme organizzate) sia su strumenti di natura finanziaria. Nel seguito vengono brevemente presentate alcune combinazioni di uso frequente.

### **3.b La copertura con contratti bilaterali fisici**

- 3.5 I contratti a termine, sia negoziati direttamente dagli operatori coinvolti sia per il tramite di piattaforme organizzate, sono riferiti ad un *hub* Italia e non alle singole zone. Essi, quindi, non sono soggetti a limitazioni relative alla capacità di trasmissione disponibile sulla rete. Al fine di ottenere l'assegnazione della capacità di trasporto sulla rete rilevante e conseguentemente maturare il diritto ad immettere e prelevare, tali contratti sono registrati dagli operatori sulla Piattaforma per Conti Energia (di seguito: PCE) e devono essere tradotti in opportune offerte sul mercato del giorno prima denominate offerte CET.
- 3.6 Le offerte CET non sono valorizzate sul MGP e non sono sottoposte all'applicazione della componente compensativa. Come chiarito nella Sezione 3-

---

<sup>6</sup> Nei portafogli di immissione gli acquisti sono riferiti ai prelievi dei sistemi di accumulo destinati alla reimmissione in rete oppure ai prelievi dei sistemi ausiliari, oppure ai prelievi relativi alle unità di esportazione con l'estero. Tali acquisti non sono soggetti all'applicazione della componente compensativa, rimanendo, quindi, valorizzati a prezzo zonale.

<sup>7</sup> I portafogli zionali di stoccaggio sono relativi alle Unità Commerciali di Stoccaggio associati ai contratti di *time shifting* stipulati nell'ambito del MACSE. Per tali portafogli è prevista una valorizzazione a prezzo zonale sia lato acquisto sia lato immissione senza applicazione di alcuna componente compensativa.

24.4 del TIDE “Corrispettivi per l’assegnazione della capacità di trasporto”, le offerte CET riferite ai soli portafogli zonal di immissione e di stoccaggio sono, invece, soggette al corrispettivo per l’assegnazione della capacità di trasporto CCT pari a:

$$CCT = (PUN - Pz_i) \cdot (A_{pf}^{CET} - V_{pf}^{CET})$$

dove:

- $A_{pf}^{CET}$  è l’energia sottesa alle offerte CET di acquisto relative al portafoglio zonale di immissione e di stoccaggio *pf* accettate sul MGP.
- $V_{pf}^{CET}$  è l’energia sottesa alle offerte CET di vendita relative al portafoglio zonale di immissione e di stoccaggio *pf* accettate sul MGP.

Le offerte CET relative ai portafogli zonal di prelievo, invece, non sono soggette ad alcun corrispettivo in quanto a livello nazionale si è optato per addebitare il corrispettivo per l’assegnazione della capacità di trasporto solamente lato immissione e stoccaggio.

- 3.7 Il CCT è versato dall’operatore quando negativo (vendite nette in zone a prezzo zonale inferiore al PUN Index o acquisti netti in zone a prezzi superiori al PUN Index) e ricevuto dal medesimo quando è positivo (vendite nette in zone a prezzo zonale superiore al PUN Index o acquisti netti in zone a prezzi inferiori al PUN Index).
- 3.8 Come chiarito nella Relazione Tecnica del TIDE (si veda il box relativo alla Sezione 3-24.4 “Corrispettivi per l’assegnazione della capacità di trasporto”), l’applicazione del CCT è finalizzata a rendere neutrale per gli operatori svolgere transazioni sul mercato a termine o sul MGP. In altri termini, il CCT induce le controparti a stipulare transazioni a termine a prezzi allineati al valore atteso per il PUN Index<sup>8</sup>.
- 3.9 Il vantaggio del contratto a termine risiede, quindi, nella stabilizzazione dei ricavi e dei costi di ciascuna controparte, ossia, in altre parole, nella neutralizzazione della volatilità rispetto al PUN Index.
- 3.10 Nei fatti, tuttavia, un contratto a termine rappresenta una piena copertura solamente per i titolari dei portafogli zonal di prelievo che si trovano a comprare energia ad un prezzo predefinito evitando la volatilità del PUN Index. I titolari dei portafogli

---

<sup>8</sup> 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: per i portafogli zonal di prelievo tale prezzo sarebbe superiore al valore del PUN Index a cui si attende siano complessivamente valorizzati gli acquisti sul MGP, mentre per gli acquisti relativi ai portafogli zonal di immissione e di stoccaggio tale prezzo, combinato con il CCT, porterebbe per l’operatore un onere superiore rispetto al prezzo zonale cui potrebbe acquistare operando sul MGP.

zonali di immissione e di stoccaggio (anche con riferimento agli acquisti non sottoposti a componente compensativa), invece, rimangono esposti alla volatilità del CCT che, in quanto riferito al PUN Index, viene a dipendere dalla volatilità di tutti i prezzi zonali lato vendita.

- 3.11 I titolari dei portafogli zonali di immissione e stoccaggio hanno, quindi, necessità di combinare il contratto a termine 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

- 3.12 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 CfD<sup>9</sup>. Non è previsto alcuno scambio fisico di energia che deve essere acquistata e venduta direttamente sul MGP.
- 3.13 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.
- 3.14 La capacità di copertura dei CfD dipende, quindi, dal prezzo cui sono ancorati. I CfD basati sul PUN Index rappresentano, ad esempio, una efficace e totale copertura per i titolari dei portafogli zonali di prelievo, mentre i CfD ancorati al prezzo zonale sono una efficace e totale copertura per i titolari dei portafogli zonali di immissione e di stoccaggio. Esiste, quindi, sempre una controparte con un rischio residuo.
- 3.15 Per i contratti ancorati a PUN Index, il rischio residuo è del titolare dei portafogli zonali di immissione e di stoccaggio che ha la seguente esposizione  $E$ <sup>10</sup>:

$$E = Pz_i - (PUN - P_{strike}) = -(PUN - Pz_i) + P_{strike} \text{ in caso di vendita netta}$$

$$E = -Pz_i + (PUN - P_{strike}) = (PUN - Pz_i) - P_{strike} \text{ in caso di acquisto netto}$$

In sostanza, il titolare scambia energia al prezzo *strike*, ma è esposto alla differenza fra il prezzo zonale e il PUN Index, solo potenzialmente compensata dal corrispettivo fisso previsto dal CfD.

<sup>9</sup> 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.

<sup>10</sup> Con il segno positivo sono indicati i ricavi e con il segno negativo i costi.

- 3.16 Per i contratti ancorati al prezzo zonale, il rischio residuo è del titolare del portafoglio zonale di prelievo che ha la seguente esposizione  $E$ :

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

In sostanza, l'acquirente paga il prezzo *strike*, ma è esposto alla differenza fra il prezzo zonale e il PUN Index solo potenzialmente compensata dal corrispettivo fisso previsto dal CfD.

- 3.17 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.

### 4.b L'equivalenza teorica fra CCC e LTTR

- 4.3 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  $\alpha_i$  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 come definita nel paragrafo 3.1). Nettando lo scambio all'interno della zona  $z$ , il CCC diventa, quindi, un prodotto con immissione  $1 - \alpha_z$  nella zona  $z$  e prelievo  $\alpha_i$  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 offerta. La combinazione equivalente perfetta dipende, tuttavia, dal valore dei coefficienti  $\alpha_i$ , ossia dalla quota di energia che viene acquistata in ciascuna *market time unit* (MTU) 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 la MTU.
- 4.6 Un prodotto CCC può, quindi, 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 ciascuna MTU (perché è diversa la quota di energia acquistata in ciascuna zona alla base della determinazione del PUN Index e, di conseguenza, della distribuzione ottimale dei prodotti *zone to zone* equivalenti al CCC) e 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 zionali, sia FTR che CCC sono remunerati a valere sulle rendite di congestione maturate sul MGP<sup>11</sup> pari a loro volta ai differenziali di prezzo emergenti su ciascun confine moltiplicati per i relativi transiti di energia<sup>12</sup>.
- 4.9 È quindi necessario, per evitare squilibri finanziari in capo ai TSO, assicurare la cosiddetta *revenue adequacy*, ossia accertarsi che in ogni MTU 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 nel MGP. Tale condizione non può, tuttavia, essere garantita a priori: gli FTR prevedono, infatti, un unico valore su base annuale o mensile<sup>13</sup>, mentre la capacità disponibile sul MGP può variare anche

---

<sup>11</sup> 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 offerta, ossia alla rendita di congestione maturata su detto confine.

<sup>12</sup> 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 zionali lato acquisto e vendita sia in presenza di un modello con applicazione della componente compensativa.

<sup>13</sup> 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.

significativamente nell'arco del periodo considerato per effetto delle immissioni e dei prelievi sulla rete<sup>14</sup> 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 FTR<sup>15</sup>.

- 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 un prelievo distribuito in tutte le zone secondo una profilazione analoga a quella utilizzata per il calcolo del PUN Index: 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 offerta 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  $\alpha_i$ ), 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 MTU, in quanto dipende dalla distribuzione degli acquisti nelle varie zone di offerta.
- 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

---

<sup>14</sup> Ai sensi del Regolamento CACM 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.

<sup>15</sup> 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 offerta 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.

stesso e dall'altro si tratterebbe di partecipare ad una pluralità di aste (una su ciascun confine, in generale indipendenti 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 asta<sup>16</sup> 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.

#### **4.e Il position paper di ACER**

- 4.16 Nel 2023 ACER ha pubblicato un *position paper* relativo all'evoluzione attesa dei mercati a termine in termini di integrazione e concorrenza<sup>17</sup>.
- 4.17 L'analisi evidenzia come il modello ad hub con prodotti di copertura del tipo *zone to hub*, quale quello adottato in Italia, rappresenti una soluzione più efficace rispetto all'utilizzo di prodotti *zone to zone* ancorché possibili fra tutte le coppie di zone di offerta e non solo fra le zone di offerta fra loro confinanti.
- 4.18 ACER, in particolare, evidenzia un rischio di frammentazione nell'allocazione dei prodotti *zone to zone* che potrebbe sfavorire la liquidità dei prodotti a termine nelle zone d'offerta di dimensioni contenute e ridurre la concorrenza nell'allocazione dei diritti di trasmissione. Di contro prodotti *zone to hub* consentirebbero una allocazione contestuale di tutti i diritti, mettendo in competizione fra loro tutte le zone d'offerta e non solo quelle interessate dallo specifico confine.
- 4.19 ACER conclude, quindi, che per una efficace integrazione dei mercati a termine i diritti *zone to hub* siano l'opzione preferibile, anche con riferimento all'accoppiamento dei mercati tramite CFD (soluzione con effetti analoghi, ma più onerosa).

## **5 Conclusioni**

- 5.1 Date le considerazioni svolte nei capitoli precedenti, l'Autorità ritiene opportuno confermare l'utilizzo dei CCC anche per il quadriennio 2026-2029, 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

---

<sup>16</sup> Multisessione con allocazione contestuale dei CCC relativi a tutte le zone

<sup>17</sup>[https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Position%20Papers/Electricity\\_Forward\\_Market\\_PolicyPaper.pdf](https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Position%20Papers/Electricity_Forward_Market_PolicyPaper.pdf)

operatori che risultano esposti alla volatilità del differenziale di prezzo fra la zona fisica di vendita e il PUN Index, anche in caso di superamento della componente compensativa che non si può escludere possa accadere nel corso del quadriennio<sup>18</sup>.

- 5.2 Effetti analoghi potrebbero invero essere ottenuti combinando opportunamente gli LTTR fra loro, ma ciò porterebbe a maggiori rischi e a una maggiore complessità operativa, oltre che ad una potenziale frammentazione del mercato come evidenziato nel *position paper* di ACER sui mercati a termine.
- 5.3 Gli esiti della presente consultazione, unitamente alla proposta dell’Autorità del mantenimento dei CCC al posto dei LTTR saranno inviati ad ACER nell’ambito del coordinamento previsto dal Regolamento FCA.
- 5.4 Seguirà poi la decisione finale da parte dell’Autorità che sarà adottata in tempo utile per l’assegnazione dei CCC per l’anno 2026.

Q.1 <i>Si condivide il mantenimento dei CCC per il periodo 2026-2029? Se no, perché?</i>
--

---

<sup>18</sup> L’Autorità non ha orientamenti specifici in tal senso, ma il decreto del Ministro dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica 18 aprile 2024 prescrive l’obbligatorietà della componente compensativa solamente per l’anno 2025 con facoltà di superamento per gli anni successivi previa decisione adottata dall’Autorità con un anticipo di almeno 12 mesi.