

需給調整市場2026年度売買手数料単価の見通し および単価の変更に係る取引規程の改定について

一般社団法人 電力需給調整力取引所

- 需給調整市場の売買手数料単価については、取引規程の定め※に従い、毎年度3月までにホームページに翌年度の売買手数料単価を公表しています。

※ 『売買手数料は、取引の状況、本市場の市場開設業務に要する費用等を参照のうえ、本市場において、実需給日が属する年度毎に定め、当該年度の取引開始の前日までに翌年度の売買手数料を公開する。』

- 2026年度に向けては、一次調整力～三次調整力①(複合商品)の前日取引化による応札量の増加が期待されるものの、引き続き、応札量不足および暫定的な対策実施の可能性もあり、約定量がただちに大きく増加する見通しは立っておりません。
一方で、需給調整市場システムについての必要な機能改修等に係る費用の積上げにより、市場運営費用は更に増加する見込みであり、応札量の増加に向けた取り組みや、事務費用の低減に最大限努めるものの、売買手数料単価は2025年度の「0.03円/ΔkW・30分(税抜)」から大きく引き上げる改定が必要となる見通しです。
- また、2026年度に向けても市場の状況を見通すことが難しいなか、約定量が想定から大きく乖離した等の場合に備え、売買手数料単価を合理的な水準に見直すタイミングを年度単位に限定せず、より適時の見直しを可能とする取引規程の改定を行いたいと考えています。
- 以上を踏まえ、取引参加者のみなさまの予見性を高め、また、ご意見を賜って市場運営に活かすため、売買手数料単価の見通し等をお知らせし、意見募集を行うものです。
- 次頁以降にお示しする2026年度手数料単価の見通しおよび取引規程の改定案に関して、ご意見等がございましたら、意見募集フォームからお寄せください。

<手数料単価算定諸元のうち「 Δ kW約定量(想定値)」について>

- 2025年度分より、手数料単価決定時にお示しする諸元としては（想定必要量ではなく）応札量不足や、応札量不足への暫定的な対策（募集量削減等）の動向等を踏まえた、 Δ kW「約定量」の想定値をお示ししています。
- 2026年度に向けては、一次調整力～三次調整力①の前日取引化により、応札量（約定量）の増加が期待される増加方向の要素がある一方、引き続き応札量不足への対策が必要とされて暫定的な対策が実施または継続される可能性のような、減少方向の要素も考えられます。
- 各要素を定量的に見込むことは難しいところ、安定的な市場運営の観点から過度に大きな、または過度に小さい想定約定量とならないよう、次頁にてお示しする「2026年度売買手数料単価の見通しおよび諸元（仮）」における一次調整力～三次調整力①については、2025年度の約定量実績（市場外調整力の控除等の影響で想定より減少）の水準から、2025年度売買手数料単価決定時の約定量想定値の水準までの増加を見込んで算定する考え方としています。

※ 三次調整力②については、2025年度の約定量実績と同水準にて想定。

2026年度売買手数料単価の見通しおよび諸元（仮）

3

2026年度売買手数料単価は、**0.06円/ΔkW・30分**（仮）の水準となる見通し。

※ 2025年度：0.03円/ΔkW・30分

<主な単価変動要因>

- ✓ システム関連費用が、2026年度向け改修(減価償却相当)費用の加算、保守費用増により増加（**+33.5億円**）
- ✓ 約定量想定値は、2025年度単価算定時の想定と同水準にて設定（315億ΔkW・h → **317億ΔkW・h**）
- ✓ 前々年度過不足分：2024年度実績の過不足分に見直し（4.4億円 → **2.0億円**）。

<現時点における2026年度手数料単価諸元等（2025年度単価算定時との比較）>

		2026年度単価 算定用想定値(仮)	2025年度単価 算定時想定値	備考(主な変動要因等)
① 市場運営費用 【億円】	人的費用	2.4	2.3	
	システム関連費用	60.4	26.9	・一次～三次①前日化・30分化等に伴うMMS改修等に係る費用増 ・ベンダへ支払う保守料金上昇等による保守費用増
	その他費用	1.5	1.4	
計		64.3	30.6	
② 前前年度過不足分(億円)		2.0	4.4	・2024年度収支実績：2.0億円の不足
③ ΔkW約定量想定値 【億ΔkW・h】	一次～三次①	268	268	・前日化による応札(約定)量増加期待と、新たな暫定対策等による 減少可能性を踏まえ、'25年度単価算定時の想定値と同水準に設定 ※ '25年度実績(2Q末時点推実)：236億ΔkW・hからの増加を想定
	三次②	49	47	・2025年度実績(2Q末時点推実)と同水準と想定
計		317	315	※ '25年度実績(2Q末時点推実)：285億ΔkW・hからの増加を想定
④ 手数料単価 【(①+②)÷[(③×2)×2]】	ΔkW・30分 単位 (端数処理前)	0.06 (0.052)	0.03 (0.026)	

上記諸元の数値は現時点のものであり、2026年度売買手数料単価決定、公表の際には最新の想定値等に見直します。

- 手数料単価の算定式は、弊所ホームページ上にて公表しており、2026年度に向けても基本的に同様の考え方にて売買手数料単価を算定する想定にて見通しを作成しております。

・ 売買手数料単価の算定式

2

<売買手数料単価の算定式>

$$\text{売買手数料単価} = \frac{\text{市場運営費用(想定額)} + (\text{前々年度過不足分})}{\Delta\text{kW約定量(想定値、}\Delta\text{kW}\cdot 30\text{分単位換算値)} \times 2} \quad ※ 1$$

(参考：取引会員さまに負担いただく売買手数料の算定式)

$$\text{売買手数料単価} \times \Delta\text{kW約定量}(\Delta\text{kW}\cdot 30\text{分単位}) \quad ※ 2$$

※ 1 買い手と売り手の両者が負担する仕組みのため、単価算定においては ΔkW 約定量(想定値)を「 $\times 2$ 」としています。

※ 2 買い手である一般送配電事業者も、同じ算定式で算出した売買手数料を負担します。

(出典) (一社)電力需給調整力取引所HP「売買手数料単価の算定方法について」より抜粋
https://www.eprx.or.jp/j_information/docs/202303tesuuryo_santei.pdf

- 需給調整市場の売買手数料単価は、システムの維持、改修等の費用（商品導入に係る開発費用を除く）を踏まえて年度毎に定めることとしております。

売買手数料について

- **需給調整市場の運営費用**は、一般送配電事業者及び取引会員からの**売買手数料で賄うこと**で検討が進められており、システムの維持、改修等に必要な経費※1を踏まえつつ、JEPXにおけるスポット市場の売買手数料と同様に、**年度毎に定める**ことされている。
- 昨年実施された**意見募集においては、売買手数料を設定することへの反対意見はなく**、「既存の電源だけではなく、アグリゲーター等の新規参入者の事業性も踏まえた水準としていただきたい」との意見があった。こうした意見を踏まえると、**売買手数料は、市場運営に実際に要する経費（実費）に基づいた額**とする必要があり、取引規程にもあるように、固定額ではなく**ΔkW約定量に応じた従量制とすることが適切ではないか**。
- なお、一般送配電事業者が、市場における申込み等の受付対応、資格審査、市場運営・監視、システム管理・改修等の業務に基づき、市場運営に生ずる費用から売買手数料を見積もったところ、**概算で0.02円/ΔkW程度となる見通し**。

費用費目	: 人的費用、システム関連費用、その他費用
費用合計	: 10.1億円（概算）
売買手数料	: 単価：0.02円/ΔkW（ΔkWは年間250億ΔkWにて試算）※2、※3

- ※1 初期開発費用（需給調整検討小委員会において取り上げられている商品導入にかかる開発費用）を除き、今後の制度変更や事業者ニーズによる画面変更等の新たなシステム改修が発生した場合等、費用に変動が生ずる可能性あり
- ※2 売買手数料は、取引において売り手（調整力提供事業者）と買い手（一般送配電事業者）の双方から徴収することとされている。このため算定諸元となる年間ΔkW値は、売り手／買い手分で2倍し算出
- ※3 スポット取引における2019年度の売買手数料は、0.03円/kWh（従量制）とJEPXから公表されている

【参考】2025年度売買手数料単価決定時の諸元

6

2025年度売買手数料単価は、**0.03円/ΔkW・30分**とする。

[2024年度までの単位の場合：0.06円/ΔkW・h（※2024年度単価：0.02円/ΔkW・h）]

＜主な単価上昇要因＞

- ✓ システム関連費用が、2025年度向け改修(減価償却相当)費用の加算、保守費用増により増加（**+14.9億円**）
- ✓ 約定量想定値を、2024年度の直近までの約定実績および2025年度調整力想定必要量等を踏まえ設定（759億ΔkW・h→**315億ΔkW・h**）
- ✓ 前々年度過不足分：2023年度実績の過不足分に見直し（1.0億円→**4.4億円**）。

＜2025年度手数料単価決定時諸元等（2024年度単価算定時との比較）＞

		2025年度単価 算定時想定値	2024年度単価 算定時想定値	備考(変動要因等)
① 市場運営費用 【億円】	人的費用	2.3	2.1	・組織体制強化に伴う費用増
	システム関連費用	26.9	12	・市場制度変更(三次②30分ブロック化等)に伴う改修に係る費用増 ・保守費用増
	その他費用	1.4	1.6	
計		30.6	15.7	
② 前々年度過不足分(億円)		4.4	1.0	・2023年度収支実績:4.4億円の不足(赤字)
③ ΔkW約定量想定値 【億ΔkW・h】	一次～三次①	268	551	・2025年度は、想定必要量と、2024年度における必要量に対する約定率の直近の実績を踏まえた想定値
	三次②	47	208	・2025年度は、想定必要量と、2024年度における必要量(1σへース)に対する約定率の直近の実績を踏まえた想定値
計		315	759	※ 2024年度単価算定時は、いずれも想定必要量の値
④ 手数料単価 【(①+②)÷(③×2)】	【参考】 ΔkW・h 単位 (端数処理前)	0.06 (0.056)	0.02 (0.011)	
	ΔkW・30分 単位 (端数処理前)	0.03 (0.028)	—	

- 市場運営費用は売買手数料により賄うこととしており、収支過不足は後年度の手数料単価に反映する仕組み（収支相償）としていますが、国の審議会（第108回制度検討作業部会）でも言及されたとおり、当面の需給調整市場の状況に照らすと、約定量の変動等により想定外の大きな収支過不足が発生する可能性も否定できず、安定的な市場運営の観点から、年度途中でも手数料単価の見直しを可能とすることが望ましいため、必要な取引規程の改定※を検討しています。

（手数料単価を頻繁に変更する趣旨ではなく、過度に約定量減少リスクを踏まえた単価設定とすることや、後年度に反映する収支過不足を徒に増やすことを避け、手数料単価の安定化に資する趣旨）

※ 一次調整力～三次調整力①の前日取引化や、機器個別計測・低圧リソース参入等を内容とする、**2026年3月14日付(予定)の改定とあわせて改定**（内容を追加）することを想定しています。

取引規程本則 改定案〔但し書き以下（赤字部分）を追加〕

（売買手数料）

第66条第2項

売買手数料は、取引の状況、本市場の市場開設業務に要する費用等を参照のうえ、本市場において、実需給日が属する年度ごとに定め、当該年度の取引開始の前日までに翌年度の売買手数料を公開する。

ただし、当該年度の取引開始後に、取引の状況の変動等により、売買手数料を定めた際の収支の想定から大きな乖離が生じる見込みとなった場合で、本市場の運営に影響を及ぼすおそれがあると市場運営者が判断したときは、当該年度の途中に売買手数料を改定する。なお、このとき、改定後の売買手数料は、当該改定後の売買手数料を適用する実需給日に係る取引開始日の前日までに公開する。

需給調整市場の売買手数料水準について

- 電力需給調整力取引所（EPRX）においては、市場運営業務に要する経費に相当する売買手数料を、需給調整市場において取引を行う発電事業者、一般送配電事業者から収受している。（現在：0.03円/ Δ kW・30分）
(※)需給調整市場の売買手数料については、需給調整市場ガイドラインにおいて Δ kW応札価格への折り込みが認められている。
- 設立当時から、売買手数料は市場運営に実際に要する経費（実費）に基づいて算定する（ Δ kW約定量に応じた従量制）、という考え方が整理されている。例年の算定は、その考え方を基に、**EPRXにて出た利益や損失を相殺するような形で、必要に応じて翌々年度の売買手数料削減・上乘せを行う「収支相償」の考え方を基本として行われている。**
- 前述のとおり、2026年度以降も市場の状況が見通せない中、手数料設定時の想定から約定量が大きく変動する可能性があり、結果として手数料収入が想定以上に変動し、EPRXに余剰な利益・損失が発生する可能性がある。実際、足下においても、調整力調達コスト抑制のための**三次②の募集量削減係数による募集量削減割合の変動や、期中の募集量削減方策の対応開始に加え、システム改修の対応など、収支相償を実現させることが困難な状況**にある。
- こういった状況も踏まえて、現在、取引規程上、年度ごとに更新されることになっている**EPRXの売買手数料について、機動的な対応が必要になる可能性にも鑑み、今後は年度途中で必要な見直しを行うことを認める**こととしてはどうか。

（出典） 第108回制度検討作業部会（2025年10月29日）資料4

