

自主的取組・競争状態のモニタリング報告

(2025年7月～9月期)

2025年12月26日（金）

第16回制度設計・監視専門会合

事務局提出資料



電力・ガス取引監視等委員会
Electricity and Gas Market Surveillance Commission

2025年7月～9月期の市場動向の概況（1/2）

1. 今期の卸電力市場価格は、前期に続き東高西低で推移し、平均エリアプライスは、東エリア：7月13.33円/kWh・8月13.14円/kWh・9月12.13円/kWh、西エリア：7月12.21円/kWh・8月10.83円/kWh・9月10.87円/kWhとなった。西エリアは、「関西-中国間」「中国-四国間」の市場分断率が前年同期間に比べ上昇（当期間平均：それぞれ0.3→25%、8.9→38.5%）した影響により、中国・四国・九州エリア内に安価な売り札が留まり、特に8月・9月の平均エリアプライスを押し下げたものと推定。
 - いずれかのエリアにおいて、エリアプライスが30円/kWh以上となった日は計33日間（7月：10日間、8月：11日間、9月：12日間）。北海道～関西エリアでの発生が多く、そのうち約半数は北海道エリア単独での高騰であった。
 - **北海道エリア単独の高騰は、点灯ピーク帯等を中心に計14日間（7月：2日間、8月：7日間、9月：5日間）発生**し、計69コマとなった（前年同期間は北海道エリア単独の高騰発生はなし）これら高騰コマの背景としては、全てが北海道向きの潮流であることや買い札の強まりが見られたことから需給がひっ迫したものと推定。
 - スポット市場価格の推移についてはP12～13、スポット市場価格の動向（東西比較・価格高騰状況）、スポット市場価格の動向（北海道エリアの価格高騰）についてはP24～26参照
2. 今期の**スポット市場約定量は788億kWh**（前年同期比1.1倍）、**時間前市場約定量は17.3億kWh**（前年同期比0.8倍）となった。スポット市場は旧一電及び新電力その他事業者共に買い越しの市況となっており、特に新電力その他事業者による買い約定量が前年同期比1.2倍（旧一電は1.0倍）と、買いを強めている市況が継続している。売り約定量は、旧一電および新電力その他事業者とも1.1倍であった。月別比較では、7月から8月にかけて約270億kWhで推移しているが、9月は約250億kWhと減少。
 - スポット市場における入札量・約定量の推移についてはP6～P11、時間前市場における約定量の推移についてはP18～P20参照

2025年7月～9月期の市場動向の概況（2/2）

3. 市場分断状況は、10か所の連系線のうち5か所について、当期間平均市場分断率が前年同期間に比べて上昇した。特に40%台が「関西-四国間」、30%台が「東京-中部間(FC)」「中部-関西間」「中部-北陸間」「中国-四国間」と西エリアが高め傾向にあった。このうち「関西-四国間」「中国-四国間」は、それぞれ9.2%→47.8%、8.9%→38.5%と前年同期間に比べ大幅に上昇。要因は、「関西-四国間」は連系設備制御保護装置取替作業等による運用容量の減少。「中国-四国間」は四国エリアにおける安価な売り札の増加※に伴い、中国向き潮流が増加した影響と推定。

※四国エリアの10円未満売り札(GWh)：7月1,858 (1,460) 8月2,119 (1,331) 9月2,162 (1,307) () 内前年同期間

- ・ 市場分断率や計画潮流の変化状況についてはP16～17参照

4. 先物市場の約定量は300.2億kWhと前年同期間に比べ1.5倍となった。取引の大半を占める欧州エネルギー取引所(EEX)において、2025年9月時点で取引参加者が112社となり、現在も増加していることに加えて、市場関係者によれば、来年3月にJERAの長期PPAが終了することに伴い、26年度及び27年度のヘッジニーズが高まり、当該年度の季節物が活発に取引されたことなどから、取引量は拡大傾向にある。※2024年9月末：84社→2025年9月末：112社

- ・ 先物市場取引における約定量の推移についてはP23参照

5. 小売市場では、直近の新電力シェアに増加傾向が見られる。特に低圧においては2か月連続で28%を超過し、2022年8月度の最高値（27.5%）を更新した。

- ・ 新電力のシェアの推移については、P49参照

【当四半期報告】

- **卸電力市場**
 - 卸電力取引所
 - スポット市場
 - 時間前市場
 - 先渡取引市場
- 旧一般電気事業者による自主的取組等
 - 余剰電力の取引所への供出
 - 時間前市場の売買約定状況、売り札引上げ状況
 - 売りブロック入札の状況
 - 卸電気事業者の電源の切出し
 - 公営水力電気事業の入札等の状況
 - 相対取引の状況

【中長期推移報告】

- **卸電力市場**
 - 卸電力取引所
 - 約定量の推移
 - 約定価格の推移
 - 市場分断率の推移
 - JEPXスポット価格と燃料価格
- **小売市場**
 - 地域別の新電力シェアの推移
 - 地域別の市場シェア
 - 電力量単価の推移
 - スイッチングの動向
 - 低圧料金の平均単価推移
- **ガス市場**
 - 旧一般ガス事業者の相対取引の状況
 - スタートアップ卸の利用状況

主要指標

- 当期間における主要指標は、次のとおり。

			2025年7月～9月	前年同期間 (2024年7月～9月)	2024年度 (2024年4月～2025年3月)	2023年度 (2023年4月～2024年3月)
卸電力取引所	スポット市場	入札	販売電力量に対する割合 ^{※3}	35.3%	32.4%	33.5%
			売り入札量 前年同期比	1.1倍	1.0倍 (1.2倍 ^{※5})	1.1倍 (1.1倍 ^{※5})
			買い入札量 前年同期比	1.1倍	0.9倍 (1.1倍 ^{※5})	0.9倍 (1.0倍 ^{※5})
		約定	約定量	788億kWh	704億kWh	2,657億kWh
			約定量 前年同期比	1.1倍	0.8倍 (1.0倍 ^{※5})	1.0倍 (0.9倍 ^{※5})
			平均約定価格 (システムプライス)	12.12円/kWh	14.20円/kWh	12.29円/kWh
	東西市場分断率			33.4%	42.3%	33.7%
	市場前	約定	約定量	17.3億kWh	21.1億kWh	61.7億kWh
			平均約定価格	12.83円/kWh	14.95円/kWh	11.70円/kWh
	市場渡	約定	約定量	0kWh	0.002億kWh	0kWh
先物市場 ^{※4}	約定	約定量	300.2億kWh	206.6億kWh	946.6億kWh	304.7億kWh
相対取引	グループ外への供給量			185.3億kWh	172.5億kWh	661.3億kWh
(参考) ※1	小売市場	電販力量 ^{※1}	販売電力量	2,280億kWh ^{※2}	2,247億kWh ^{※2}	8,016億kWh
			販売電力量 前年同期比	518億kWh	457億kWh	1,338億kWh
			新電力シェア	1.1倍	1.2倍	0.9倍
				22.6% (9月時点)	20.4% (9月時点)	-

※1 出所：電力取引報

※2 電力取引報では、集計において事業者の過度の負担を避けるため、販売電力量と販売額についてN - 1月検針日からN月検針日前日までの実績をN月分としての計上を認めており、大宗の企業は検針日までの実績を報告しているため、実際のN月需要の実績と一致しない。

※3 販売電力量に対する割合は、当期間の平均値を示す。

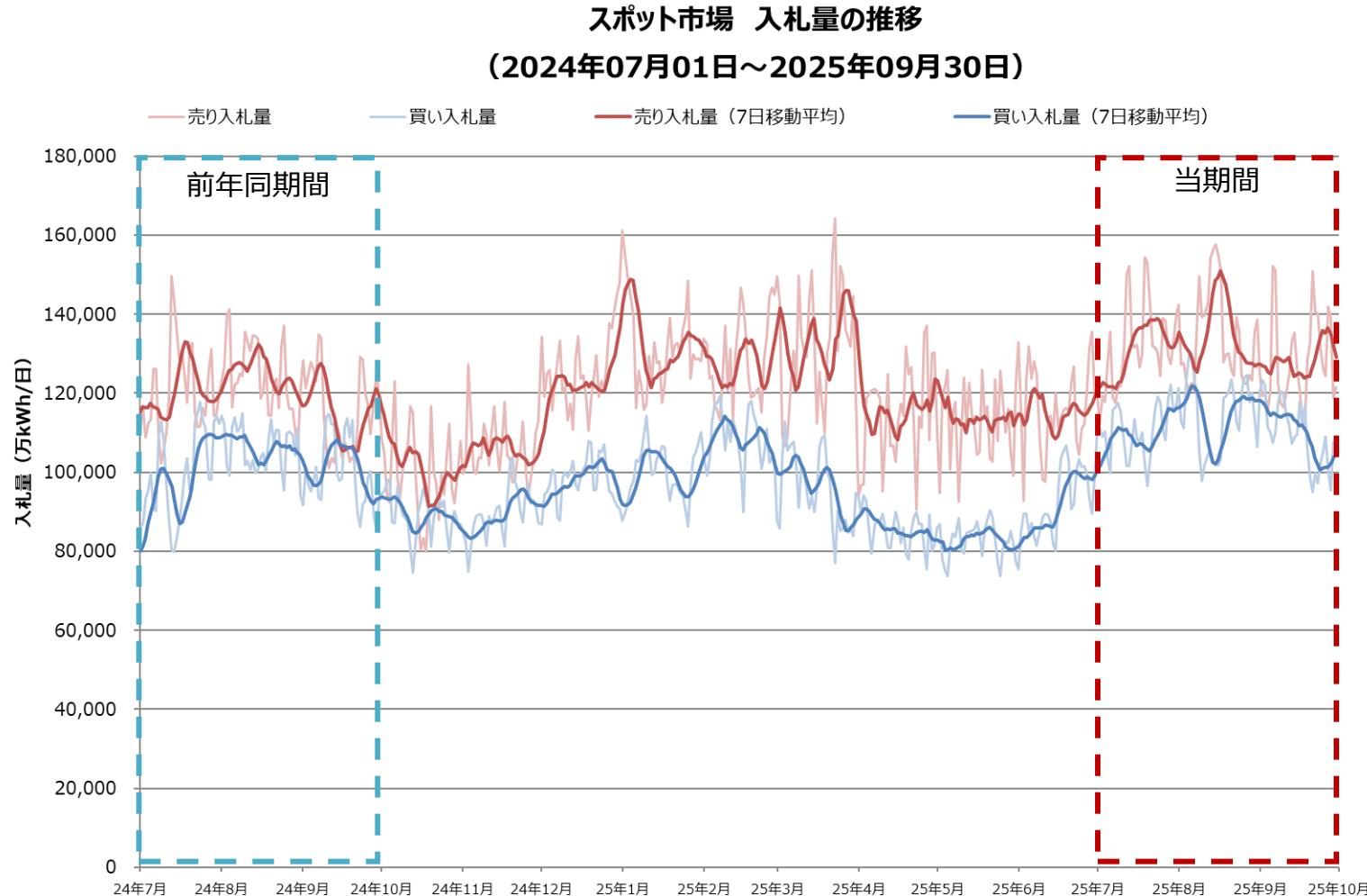
※4 2023年10月 - 12月期報告分より追記。(JPX提供データ及びEEXホームページ公開データを元に集計)

※5 前年同期間の旧一般電気事業者入札量から自社需要に対するグロス・ビディング分を除外した量での対比。グロス・ビディング量は、旧一般電気事業者へのグロス・ビディング高値買い戻し価格のアンケート結果により算出。

(この場合の旧一般電気事業者は、北海道電力、東北電力、東京電力エナジーパートナー、中部電力ミライズ、北陸電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力が対象)

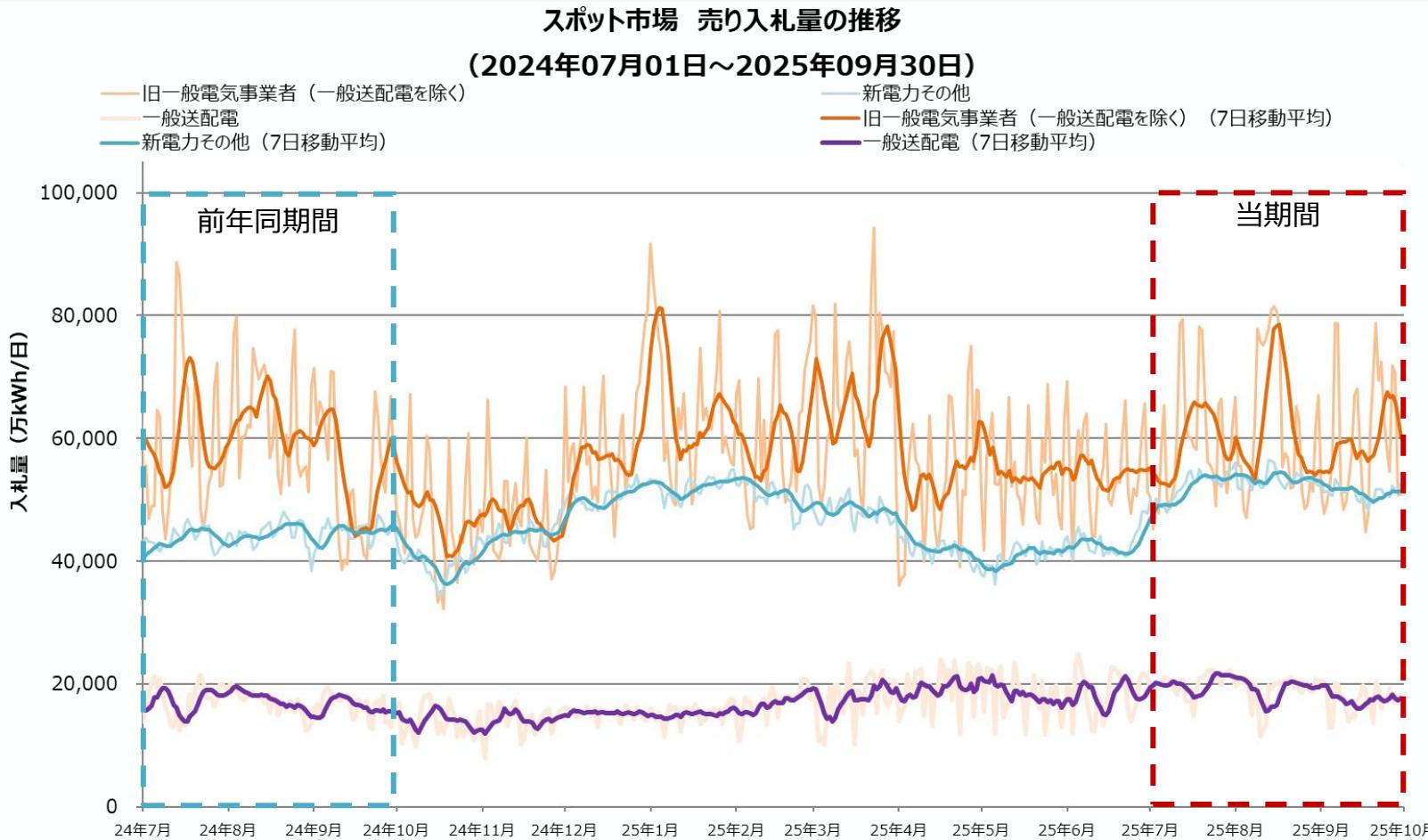
スポット市場の入札量

- 当期間におけるスポット市場の入札量は、売り入札量は1,208億kWh、買い入札量は1,025億kWhであった。
- 前年同期比では、売り入札量は1.1倍、買い入札量は1.1倍となっている。



事業者区分別のスポット市場売り入札量

- 当期間におけるスポット市場の売り入札量は、旧一般電気事業者（一般送配電事業者を除く）は554億kWh、新電力その他の事業者は481億kWh、一般送配電事業者は173億kWhであった。
- 前年同期比では、旧一般電気事業者は1.0倍、新電力その他の事業者は1.2倍、一般送配電事業者は1.1倍となっている。



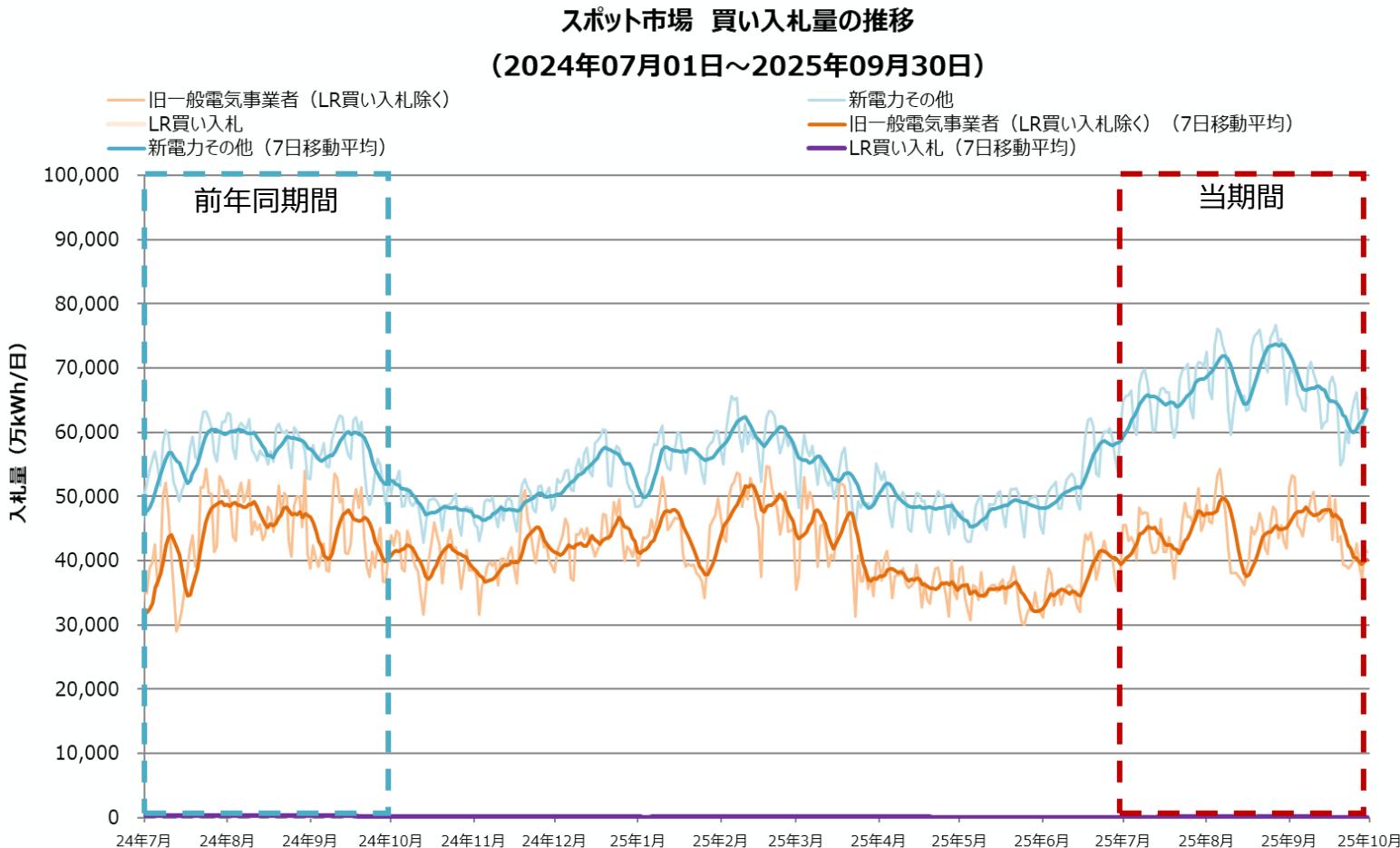
※ 旧一般電気事業者による売り入札量は、一般送配電事業者によるFIT売り入札量分を除外し、新たに一般送配電事業者の売り入札量グラフを追記。

※ 旧一般電気事業者は、北海道電力、東北電力、東京電力エナジーパートナー、東京電力リユースアブルパワー、中部電力ミライズ、北陸電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力、JERAを含む。

※ 一般送配電事業者は、北海道電力ネットワーク、東北電力ネットワーク、東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電、関西電力送配電、中国電力ネットワーク、四国電力送配電、九州電力送配電を含む。

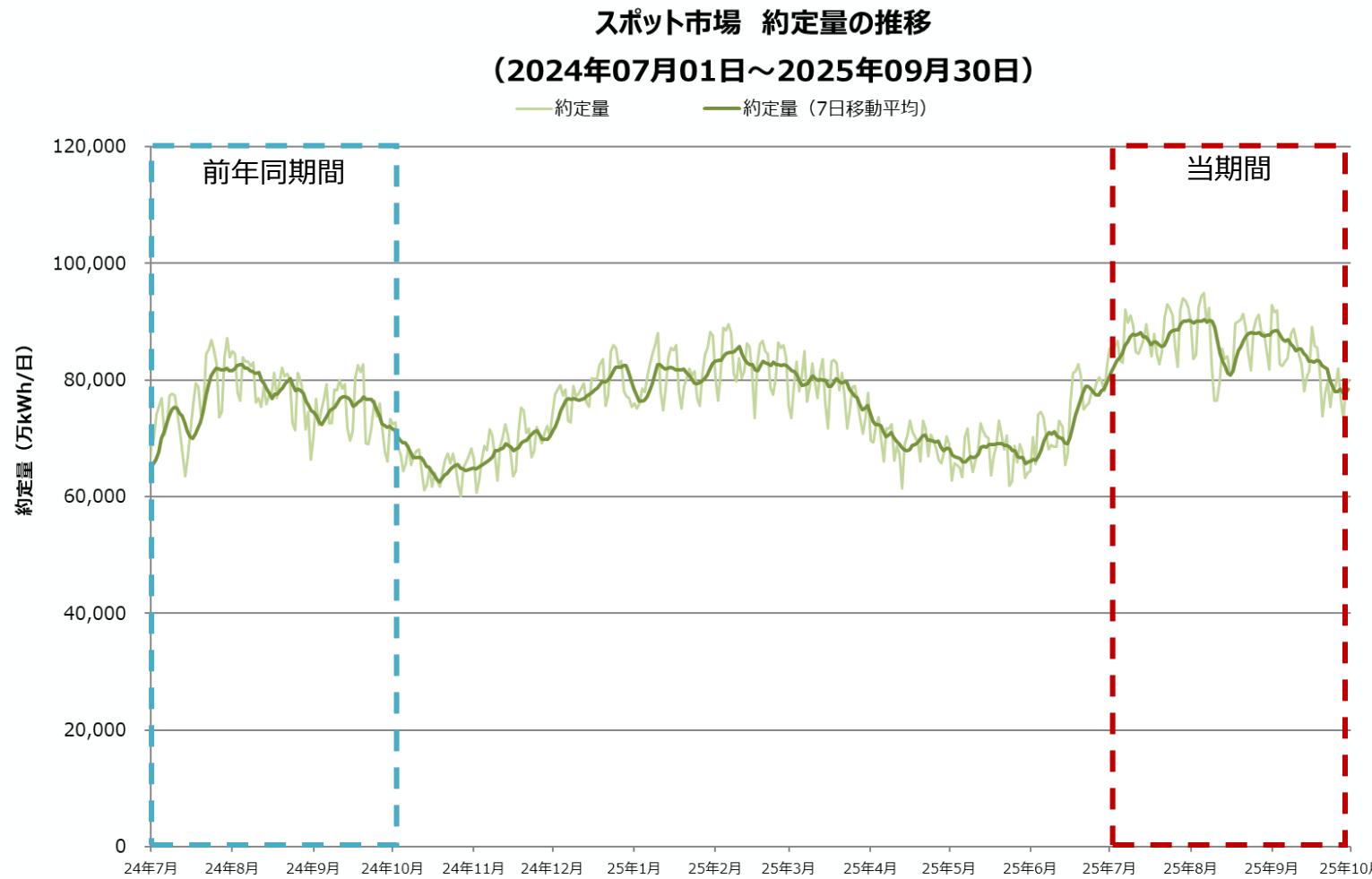
事業者区分別のスポット市場買い入札量

- 当期間におけるスポット市場の買い入札量は、旧一般電気事業者（LR^{※1}買い入札を除く）は410億kWh、新電力その他の事業者は615億kWh、一般送配電事業者によるLR買い入札量は1億kWhであった。
- 前年同期比では、旧一般電気事業者（LR買い入札を除く）は1.0倍、新電力その他の事業者は1.2倍となっている。



スポット市場の約定量

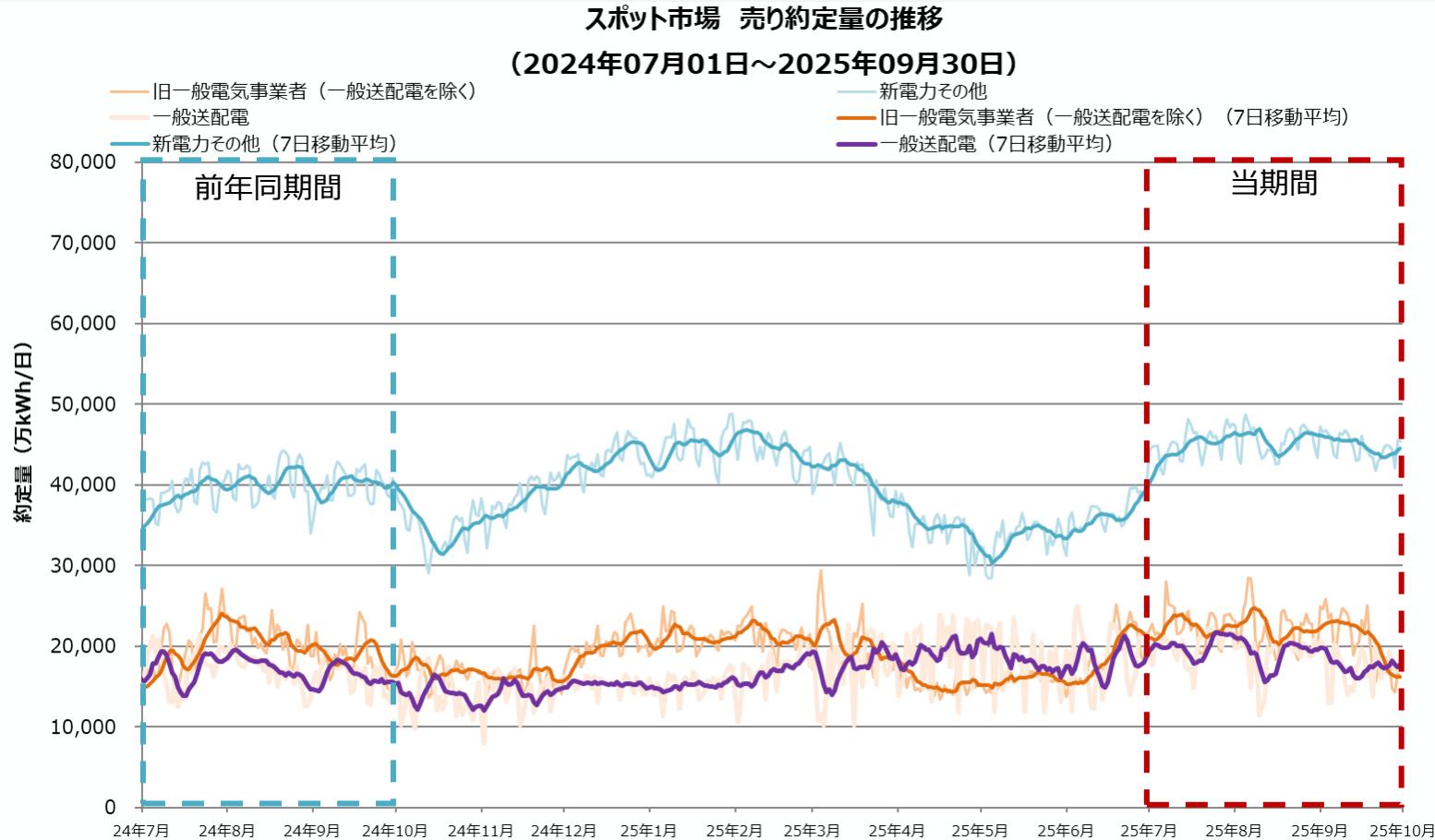
- 当期間におけるスポット市場の約定量は、788億kWhであった。
- 前年同期比では、1.1倍となっている。

主要データ

約定量	(2025年07月～2025年09月)
	788 億kWh
約定量の前年同期比	(対2024年07月～2024年09月)
	1.1 倍

事業者区分別のスポット市場売り約定量

- 当期間におけるスポット市場の売り約定量は、旧一般電気事業者（一般送配電事業者を除く）は199億kWh、新電力その他の事業者は415億kWh、一般送配電事業者は173億kWhであった。
- 前年同期比では、旧一般電気事業者は1.1倍、新電力その他の事業者は1.1倍、一般送配電事業者は1.1倍となっている。



主要データ

旧一般電気事業者(一般送配電除く)による 売り約定量 (2025年07月～2025年09月)
199 億kWh
旧一般電気事業者（一般送配電除く）による 売り約定量の前年同期比 (対2024年07月～2024年09月)
1.1 倍
新電力その他の事業者による 売り約定量 (2025年07月～2025年09月)
415 億kWh
新電力その他の事業者による 売り約定量の前年同期比 (対2024年07月～2024年09月)
1.1 倍
一般送配電事業者による 売り約定量 (2025年07月～2025年09月)
173 億kWh
一般送配電事業者による 売り約定量の前年同期比 (対2024年07月～2024年09月)
1.1 倍

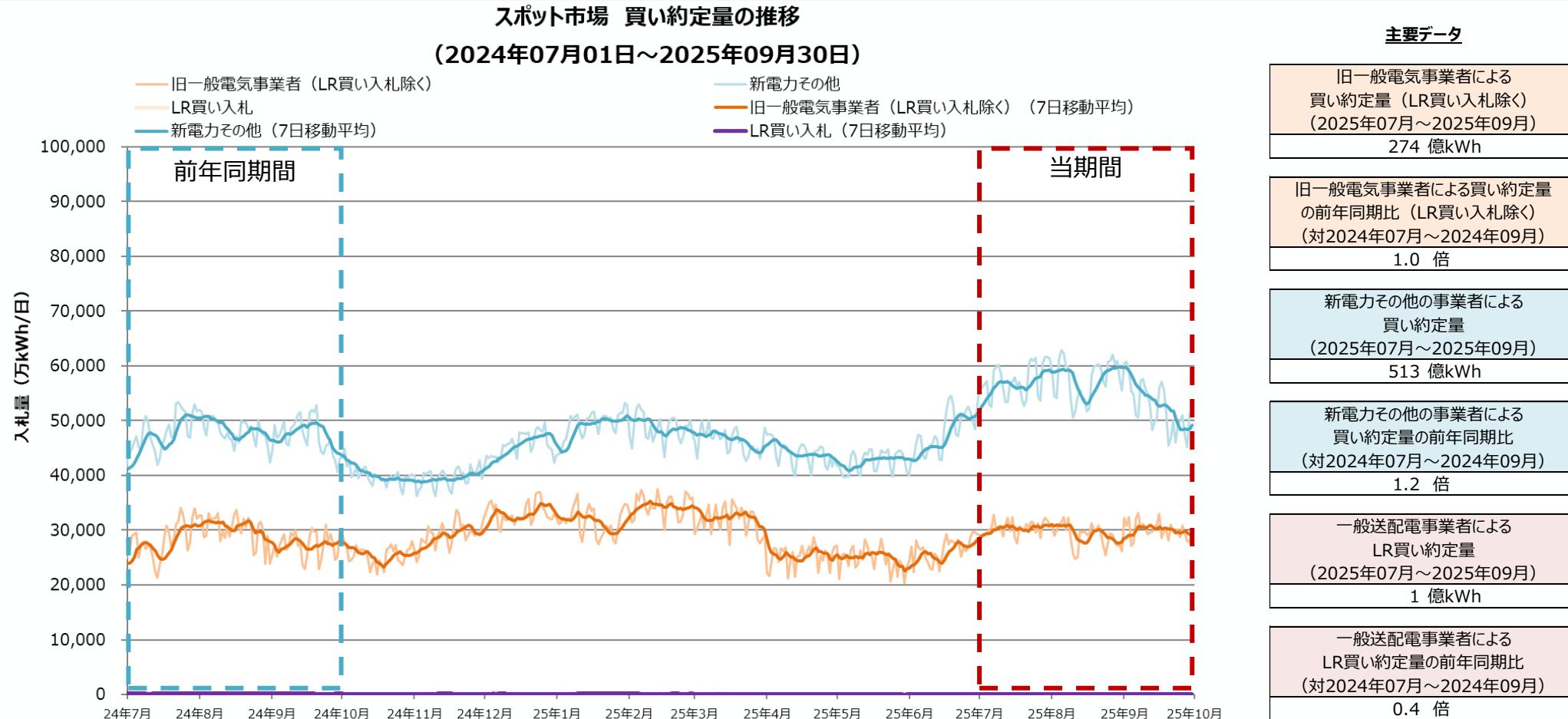
※ 旧一般電気事業者による売り約定量は、一般送配電事業者によるFIT売り約定量分を除外し、新たに一般送配電事業者の売り約定量グラフを追記。

※ 旧一般電気事業者は、北海道電力、東北電力、東京電力エナジーパートナー、東京電力リユースアブルパワー、中部電力ミライズ、北陸電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力、JERAを含む。

※ 一般送配電事業者は、北海道電力ネットワーク、東北電力ネットワーク、東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電、関西電力送配電、中国電力ネットワーク、四国電力送配電、九州電力送配電を含む。

事業者区分別のスポット市場買い約定量

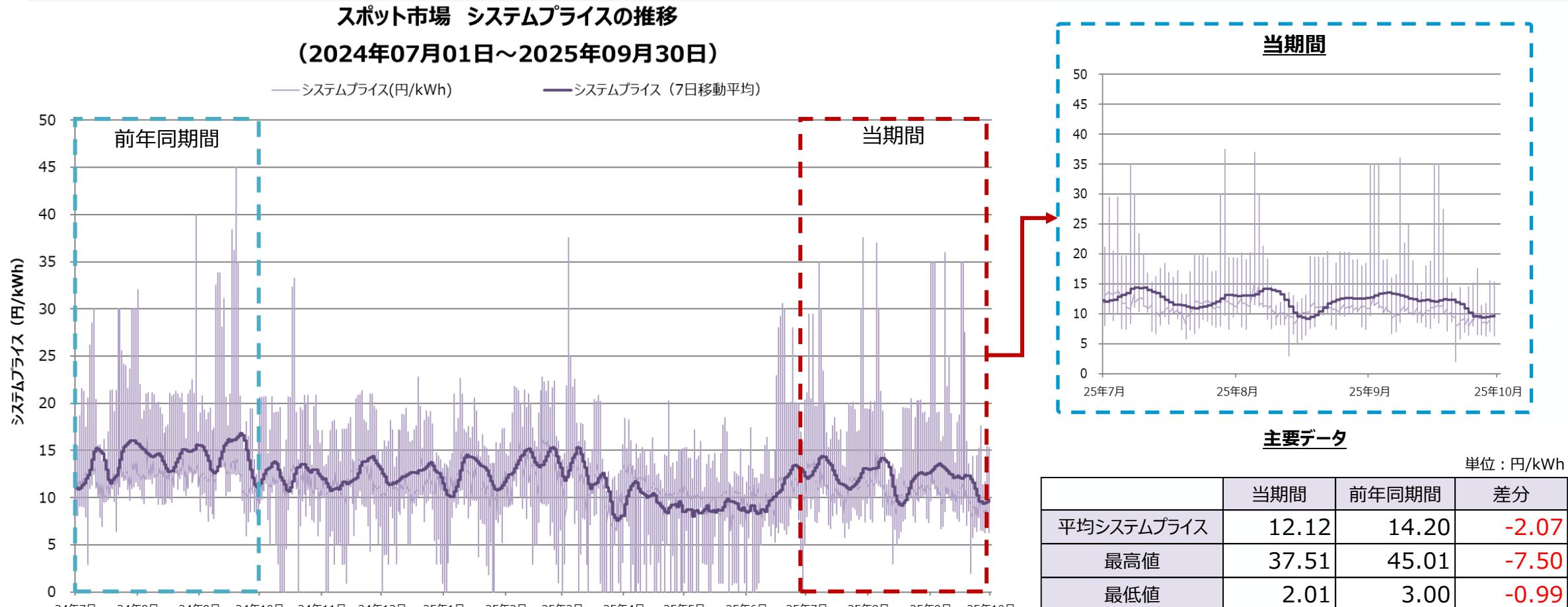
- 当期間におけるスポット市場の買い約定量は、旧一般電気事業者（LR買い入札を除く）は274億kWh、新電力その他の事業者は513億kWh、一般送配電事業者によるLR買い約定量は1億kWhであった。
- 前年同期比では、旧一般電気事業者（LR買い入札を除く）は1.0倍、新電力その他の事業者は1.2倍となっている。
- 旧一般電気事業者による買い約定量が売り約定量を上回っている市況が継続。新電力その他の事業者による約定量についても、2024年1月～3月期以降、買い約定量が売り約定量を上回っている市況が継続。



※ 旧一般電気事業者は、北海道電力、東北電力、東京電力エナジーパートナー、東京電力リニューアブルパワー、中部電力ミライズ、北陸電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力、JERA及び、一般送配電事業者を含む。
※ 一般送配電事業者は、北海道電力ネットワーク、東北電力ネットワーク、東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電、関西電力送配電、中国電力ネットワーク、四国電力送配電、九州電力送配電を含む。

スポット市場のシステムプライス

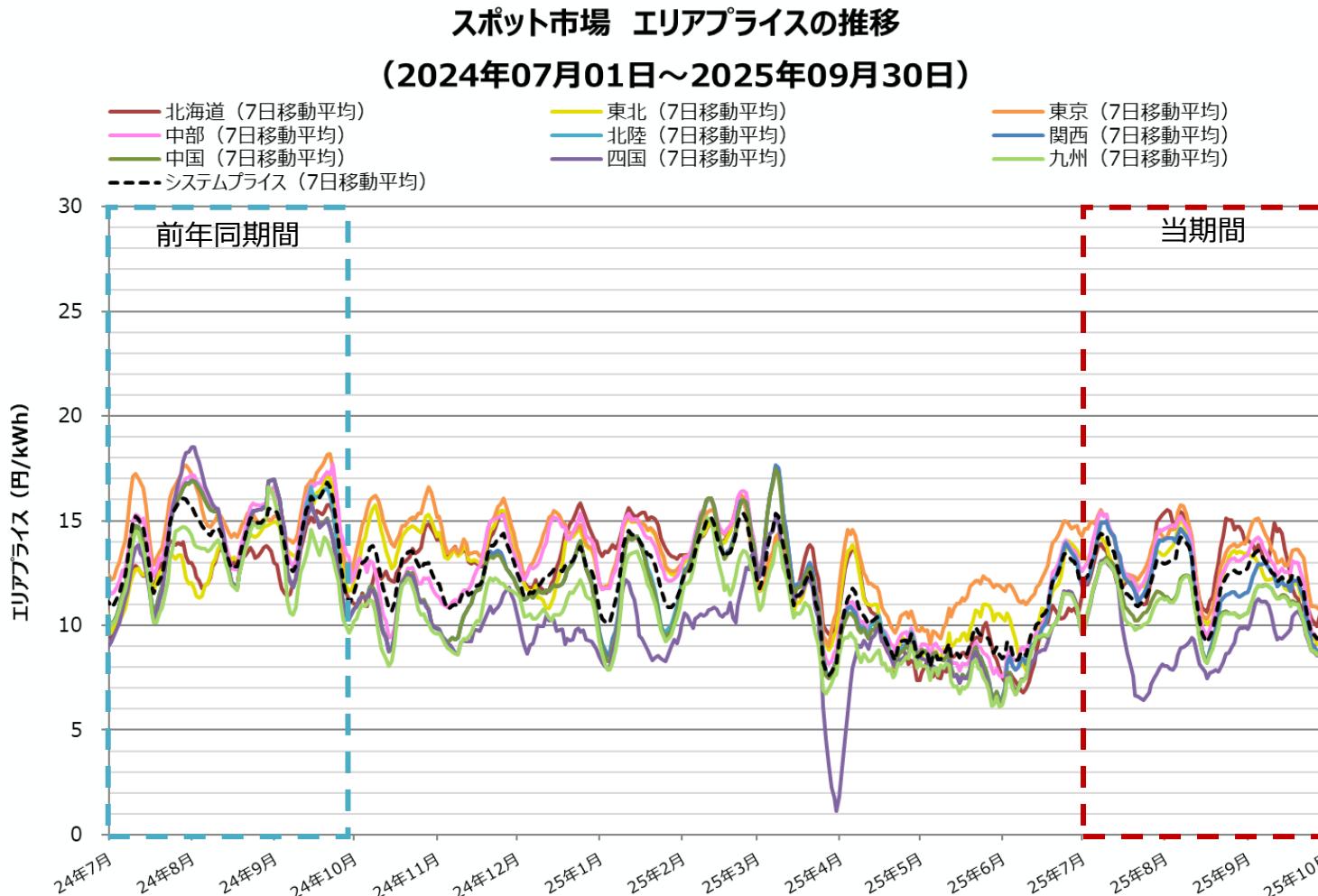
- 当期間におけるスポット市場のシステムプライスは、平均12.12円/kWhであった。7月29日には最大37.51円/kWh（17時半～18時半）まで上昇。
- 前年同期間の平均14.20円/kWhと比べて2.07円/kWh減少し、また、システムプライスが30円/kWh以上と高騰した日は、16日間から12日間に減少。（7月：4日間、8月：2日間、9月：6日間 計12日間）
(LNGのスポット価格は前年同期間の平均13.0ドル/MMBtuから当期間平均12.1ドル/MMBtuまで減少。また為替は前年同期間の平均149.6円/ドルから当期間平均146.8円/ドルまで減少。)



※1 当期間 最高価格：計1日、計2コマ
※2 当期間 最低価格：計1日、計2コマ

スポット市場のエリアプライス

- 当期間におけるスポット市場のエリアプライス平均値は、各エリアで前年同期間の値を下回っている。これは、価格競争力の高い電源の売り入札量が増加したことによるものと推定。
- 西エリアについては、「関西-中国間」「中国-四国間」の市場分断率が前年同期間に比べ上昇した影響もあり、特に、中国・四国・九州エリアでの価格低下が顕著。
- 30円/kWh以上の価格高騰は前年同期間の29日から33日へ増加。価格高騰の範囲は、北海道～関西エリアでの発生日が多く、このうち半数近くは北海道エリア単独での高騰であった。



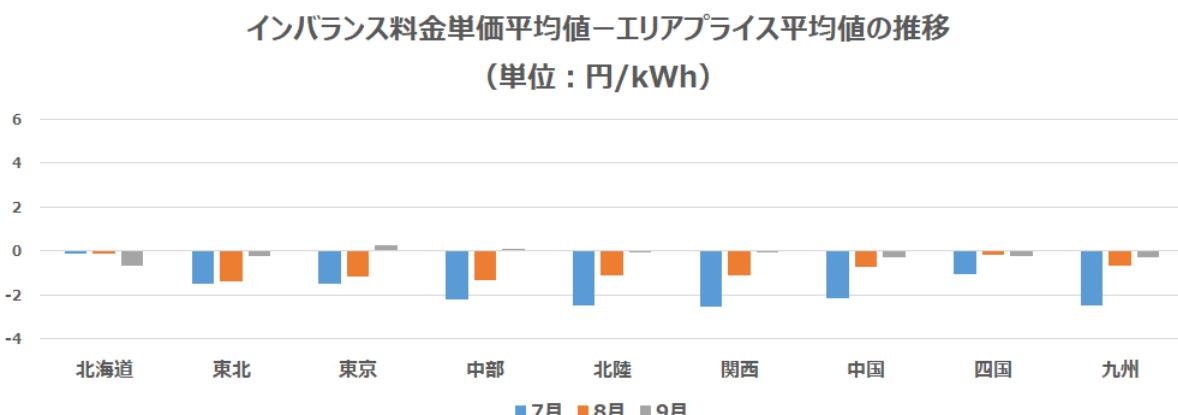
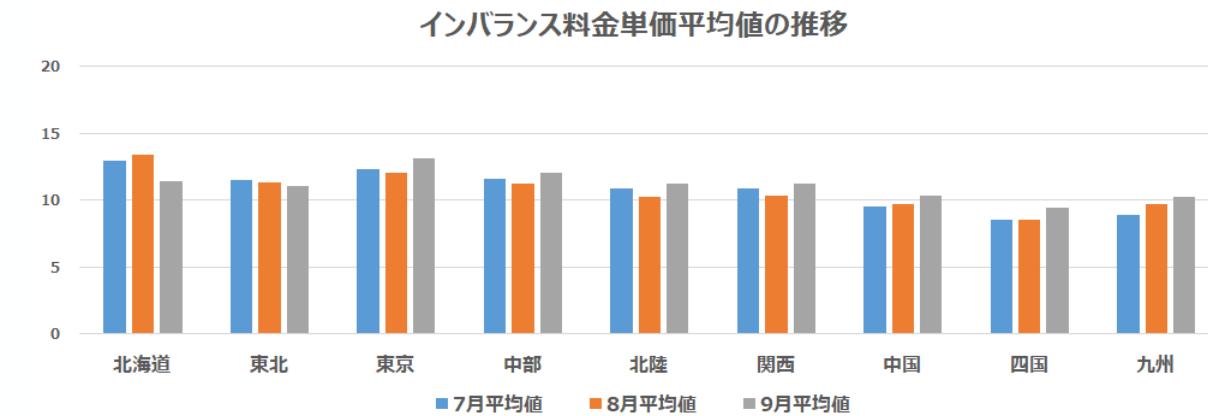
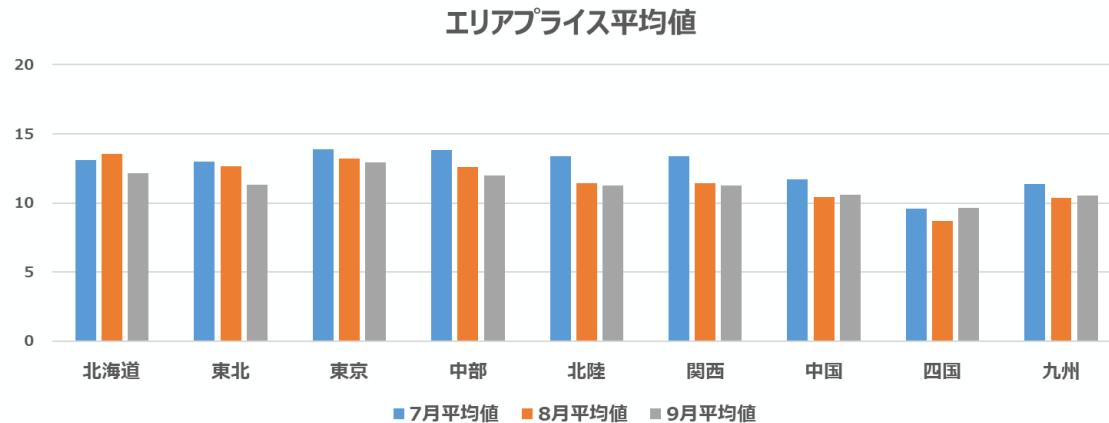
期間内平均価格

単位：円/kWh

	当期間	前年 同期間	差
システムプライス	12.12	14.20	-2.07
北海道	12.94	12.98	-0.04
東北	12.34	13.37	-1.03
東京	13.34	15.27	-1.93
中部	12.81	14.94	-2.13
北陸	12.02	14.20	-2.18
関西	12.02	14.04	-2.02
中国	10.91	14.03	-3.13
四国	9.31	14.08	-4.78
九州	10.77	13.03	-2.26

インバランス料金単価とエリアプライス

- 各エリアにおけるインバランス料金単価とエリアプライスの推移（いずれも月平均）を比べると、東京・中部エリアの9月を除いてインバランス料金単価がエリアプライスを下回っている。特に7月は北海道・四国以外のエリアで2円/kWh前後の乖離、8月も同エリアで1円/kWh前後の乖離が見られる。
- 両者の差は、最大で2.52円/kWh、最小で0.05円/kWh、平均で0.97円/kWhとなっている。

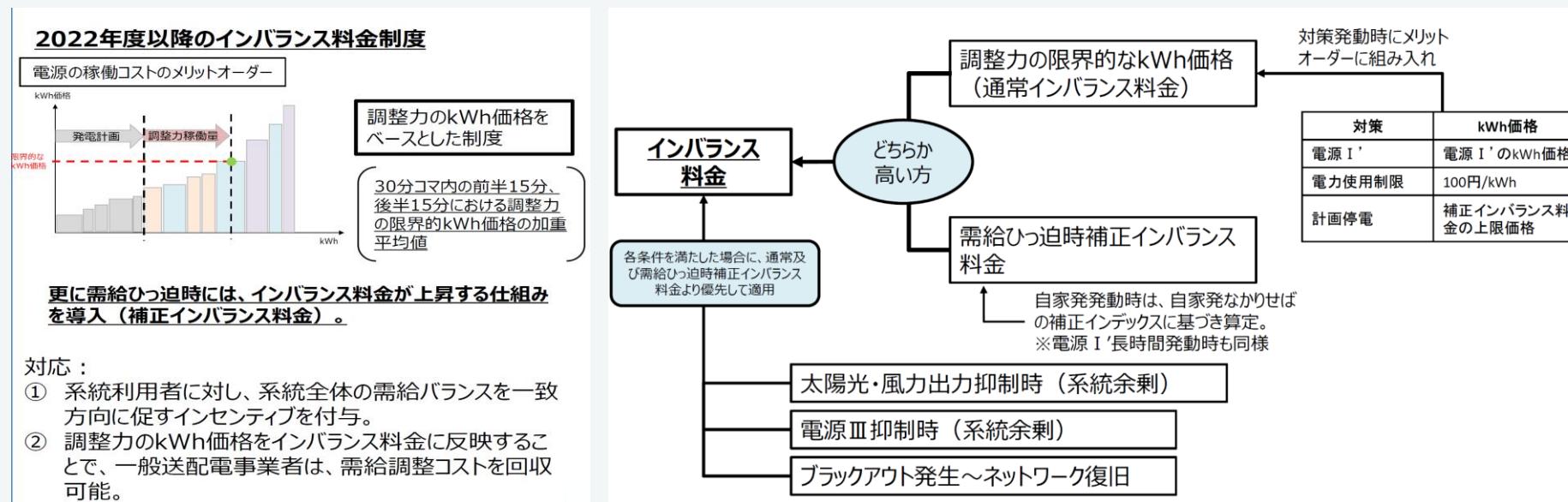


出所：インバランス料金情報公表サイトのインバランス量の確報値（2025年10月27日時点）より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成。

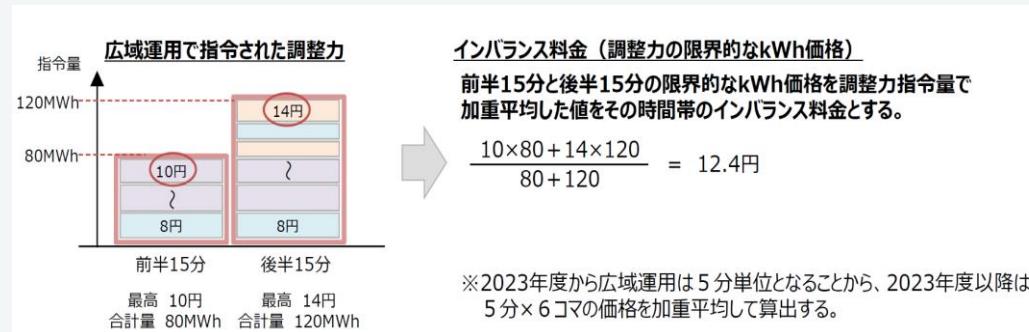
※：2022年4月1日よりインバランス料金制度の仕組みが変更。

(参考) インバランス料金の算定方法

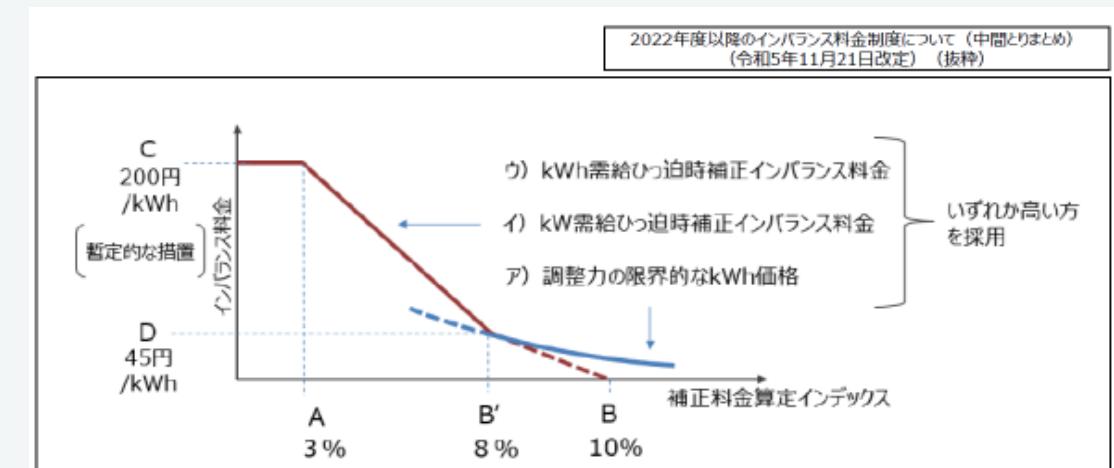
○ インバランス料金制度とその算定方法の全体像は下の図の通り。



○調整力の限界的なkWh価格の算定方法



○需給ひつ迫時補正インバランス料金の考え方



各地域間のスポット市場分断状況

- 当期間平均の市場分断率は、40%台が「関西-四国間」、30%台が「東京-中部間（FC）」「中部-関西間」「中部-北陸間」「中国-四国間」と西エリアが高め傾向にある。このうち「関西-四国間」「中国-四国間」は、前年同期間に比べ大幅に上昇。「関西-四国間」については、連系設備制御保護装置取替作業等による運用容量減少の影響。「中国-四国間」は、四国エリアにおける安価な売り入札量が増え、中国向き潮流量が増加した影響と推定。
- 8月の「中部-関西間」「中部-北陸間」は、中部向き潮流量増により市場分断率が50%台まで上昇。要因は、中部エリアの買い約定量は売り約定量を上回り、8月の買い約定量が最も多い。また東京向き潮流も最も多く、こうした流出も相まって潮流が最大となり市場分断率が上昇したと推定。
- 9月の「東京-中部間（FC）」は、連系線作業の影響等により市場分断率が40%台まで上昇。

各地域間連系線の月別市場分断率

北陸関西間連系線

4月	5月	6月	7月	8月	9月	当期間平均
7.7%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
(前年同期間)	0.0%	0.1%	15.3%	5.0%		

中部北陸間連系線

4月	5月	6月	7月	8月	9月	当期間平均
14.5%	25.4%	19.4%	27.4%	54.5%	35.9%	39.3%
(前年同期間)	37.9%	23.5%	38.6%	33.3%		

北海道本州間連系線

4月	5月	6月	7月	8月	9月	当期間平均
24.7%	37.9%	51.5%	24.9%	19.8%	31.0%	25.2%
(前年同期間)	20.4%	27.5%	33.9%	27.2%		

関西中国間連系線

4月	5月	6月	7月	8月	9月	当期間平均
2.1%	1.3%	19.4%	29.7%	25.4%	19.9%	25.0%
(前年同期間)	0.5%	0.3%	0.1%	0.3%		

東北東京間連系線

4月	5月	6月	7月	8月	9月	当期間平均
32.7%	32.0%	37.9%	26.5%	19.4%	36.8%	27.5%
(前年同期間)	67.8%	41.1%	28.0%	45.8%		

中国四国間連系線

4月	5月	6月	7月	8月	9月	当期間平均
15.6%	11.6%	7.1%	49.4%	38.8%	27.0%	38.5%
(前年同期間)	21.1%	3.9%	1.5%	8.9%		

東京中部間連系線（FC）

4月	5月	6月	7月	8月	9月	当期間平均
55.3%	70.4%	76.3%	26.0%	31.8%	42.6%	33.4%
(前年同期間)	37.3%	45.1%	44.5%	42.3%		

中国九州間連系線

4月	5月	6月	7月	8月	9月	当期間平均
19.8%	16.5%	5.2%	19.0%	3.6%	4.0%	8.9%
(前年同期間)	26.6%	27.5%	32.8%	28.9%		

関西四国間連系線

4月	5月	6月	7月	8月	9月	当期間平均
16.3%	12.7%	25.6%	62.2%	45.6%	35.3%	47.8%
(前年同期間)	21.6%	4.2%	1.5%	9.2%		

中部関西間連系線

4月	5月	6月	7月	8月	9月	当期間平均
22.2%	25.4%	19.4%	27.4%	54.5%	35.9%	39.3%
(前年同期間)	37.9%	23.5%	54.0%	38.3%		

※ 表中の数値（パーセント）は、各連系線における市場分断率（各月の取扱い商品数（30分ごと48コマ/日 × 日数）のうち、市場分断が発生した商品数の比率）を示す。
※ 市場分断の発生には、連系線の作業が原因で発生しているものも含む。

参考：各地域間連系線の計画潮流※割合

- 「北海道-東北間」の潮流は、7月、9月は東北向きが主流で8月は北海道向きとほぼ同程度である。
- 「東京-中部間」の潮流は、7月は中部向きが約3割であるが、8月、9月は東京向きが9割以上と主流である。
- 「北陸-関西間」及び「中部-北陸間」の潮流は、北陸から中部・北陸から関西へほぼ9割以上と主流である。
- 「東北-東京間」「関西-中国間」「中国-四国」「中国-九州」「関西-四国」の潮流は、当期間中、全て同一方向に流れている。
- 「関西-四国間」の潮流は、連系設備制御保護装置取替作業等に伴い、7月、8月は制限されている。

各地域間連系線の潮流割合

北陸-関西間連系線					
	北陸向き	関西向き	計（単位：MWh）	北陸向き割合	関西向き割合
2025.7月	7,543	263,658	271,201	2.8%	97.2%
2025.8月	29,589	160,836	190,425	15.5%	84.5%
2025.9月	14,613	207,443	222,056	6.6%	93.4%

関西-中国間連系線					
	関西向き	中国向き	計（単位：MWh）	関西向き割合	中国向き割合
2025.7月	2,265,131	0	2,265,131	100.0%	0.0%
2025.8月	2,167,116	0	2,167,116	100.0%	0.0%
2025.9月	1,866,705	0	1,866,705	100.0%	0.0%

中国-四国間連系線					
	中国向き	四国向き	計（単位：MWh）	中国向き割合	四国向き割合
2025.7月	901,027	0	901,027	100.0%	0.0%
2025.8月	939,433	0	939,433	100.0%	0.0%
2025.9月	810,367	0	810,367	100.0%	0.0%

中国-九州間連系線					
	中国向き	九州向き	計（単位：MWh）	中国向き割合	九州向き割合
2025.7月	1,347,392	0	1,347,392	100.0%	0.0%
2025.8月	1,106,589	0	1,106,589	100.0%	0.0%
2025.9月	952,200	0	952,200	100.0%	0.0%

中部-北陸間連系線					
	中部向き	北陸向き	計（単位：MWh）	中部向き割合	北陸向き割合
2025.7月	67,098	2,806	69,904	96.0%	4.0%
2025.8月	130,535	380	130,915	99.7%	0.3%
2025.9月	88,055	0	88,055	100.0%	0.0%

北海道-東北間連系線					
	北海道向き	東北向き	計（単位：MWh）	北海道向き割合	東北向き割合
2025.7月	16,448	175,652	192,100	8.6%	91.4%
2025.8月	56,414	63,610	120,025	47.0%	53.0%
2025.9月	29,126	84,490	113,616	25.6%	74.4%

東北-東京間連系線					
	東北向き	東京向き	計（単位：MWh）	東北向き割合	東京向き割合
2025.7月	0	3,381,451	3,381,451	0.0%	100.0%
2025.8月	0	3,504,951	3,504,951	0.0%	100.0%
2025.9月	0	3,058,970	3,058,970	0.0%	100.0%

東京-中部間連系線（FC）					
	東京向き	中部向き	計（単位：MWh）	東京向き割合	中部向き割合
2025.7月	466,722	168,277	635,000	73.5%	26.5%
2025.8月	708,189	30,490	738,679	95.9%	4.1%
2025.9月	525,161	34,920	560,081	93.8%	6.2%

中部-関西間連系線					
	中部向き	関西向き	計（単位：MWh）	中部向き割合	関西向き割合
2025.7月	947,350	72,994	1,020,345	92.8%	7.2%
2025.8月	1,351,190	16,941	1,368,131	98.8%	1.2%
2025.9月	1,290,529	9,928	1,300,457	99.2%	0.8%

関西-四国間連系線					
	関西向き	四国向き	計（単位：MWh）	関西向き割合	四国向き割合
2025.7月	43,750	0	43,750	100.0%	0.0%
2025.8月	154,700	0	154,700	100.0%	0.0%
2025.9月	478,910	0	478,910	100.0%	0.0%

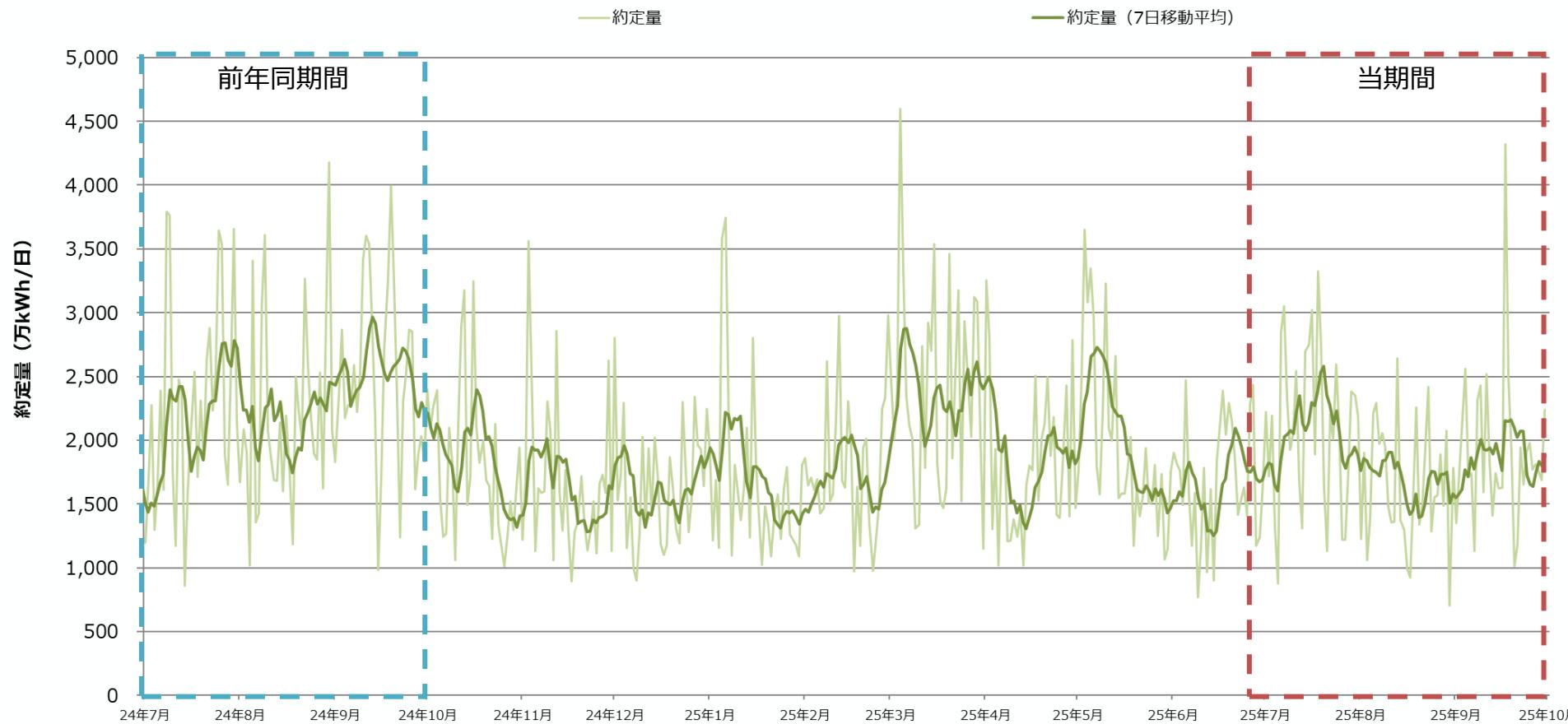
※ 日本卸電力取引所における前日スポット取引または1時間前取引で約定した取引に基づき、電力広域的運営推進機関によって割り当てられた潮流のこと

※ 電力広域的運営推進機関の地域間連系線情報の計画潮流値より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成

時間前市場の約定量

- 当期間における時間前市場の約定量は、17.3億kWhであった。
- 前年同期比0.8倍となっている。

時間前市場 約定量の推移
(2024年7月1日～2025年9月30日)

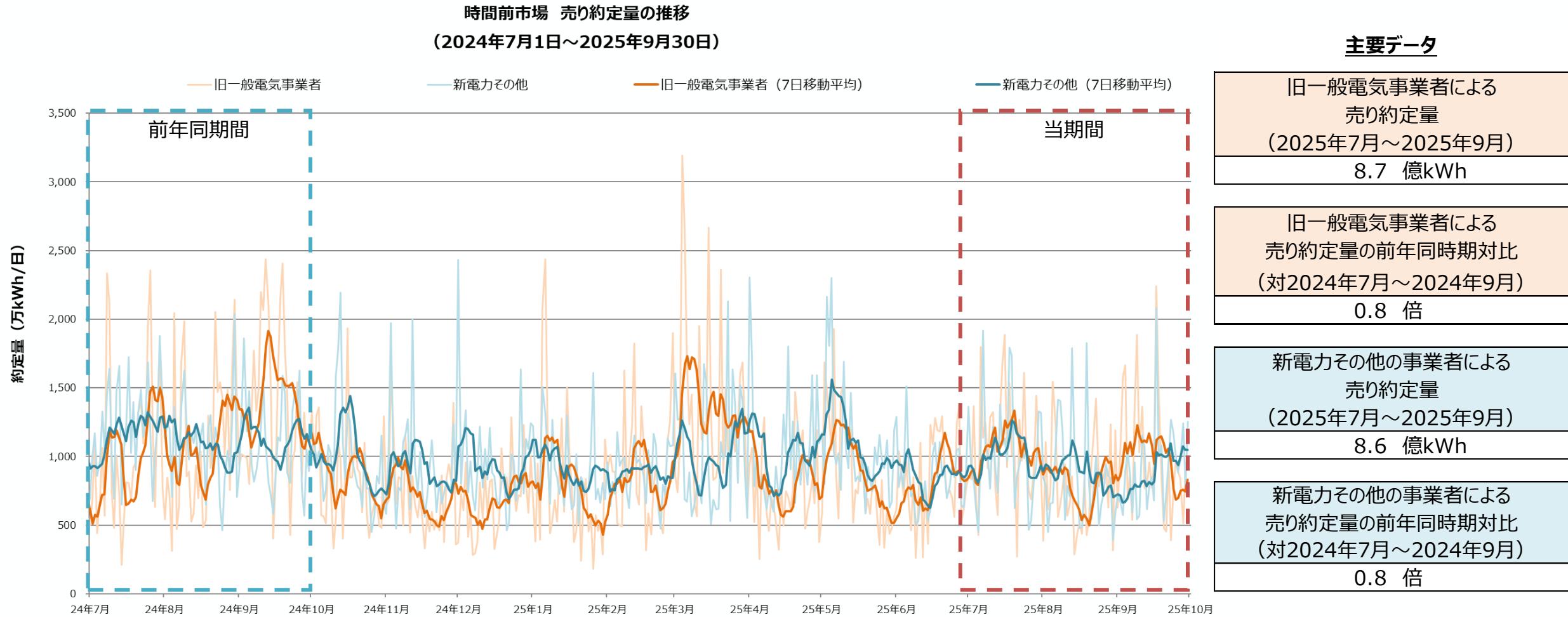


主要データ

約定量 (2025年7月～2025年9月)
17.3 億kWh
約定量の前年同期期対比 (対2024年7月～2024年9月)
0.8 倍

事業者区分別の時間前市場売り約定量

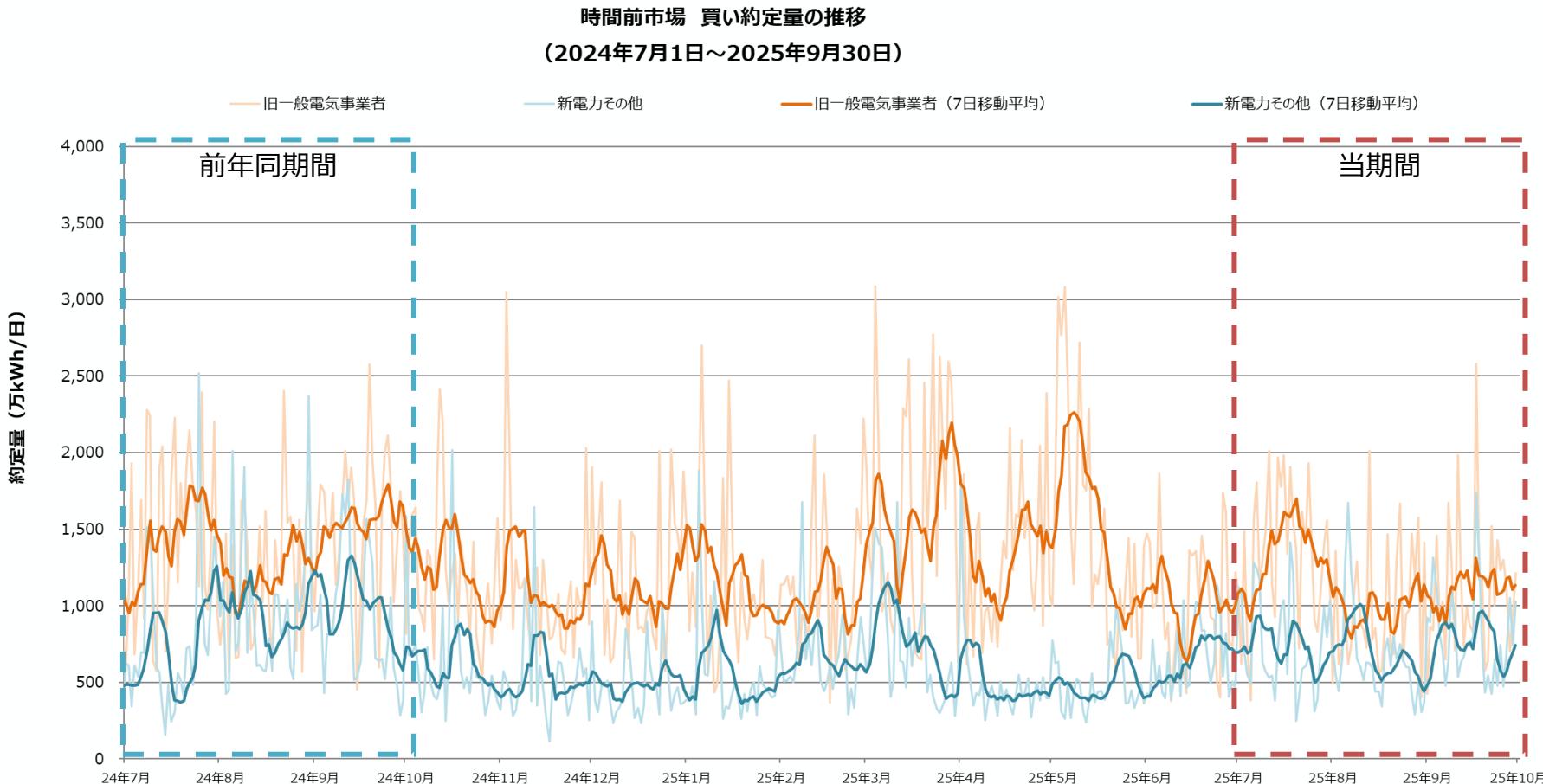
- 当期間における時間前市場の売り約定量は、旧一般電気事業者は8.7億kWh、新電力その他の事業者は8.6億kWhであった。
- 前年同期比では、旧一般電気事業者が0.8倍、新電力その他の事業者は0.8倍となっている。



※旧一般電気事業者は、北海道電力、東北電力、東京電力エナジーパートナー、東京電力リニューアブルパワー、中部電力ミライズ、北陸電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力、JERAを含む。

事業者区分別の時間前市場買い約定量

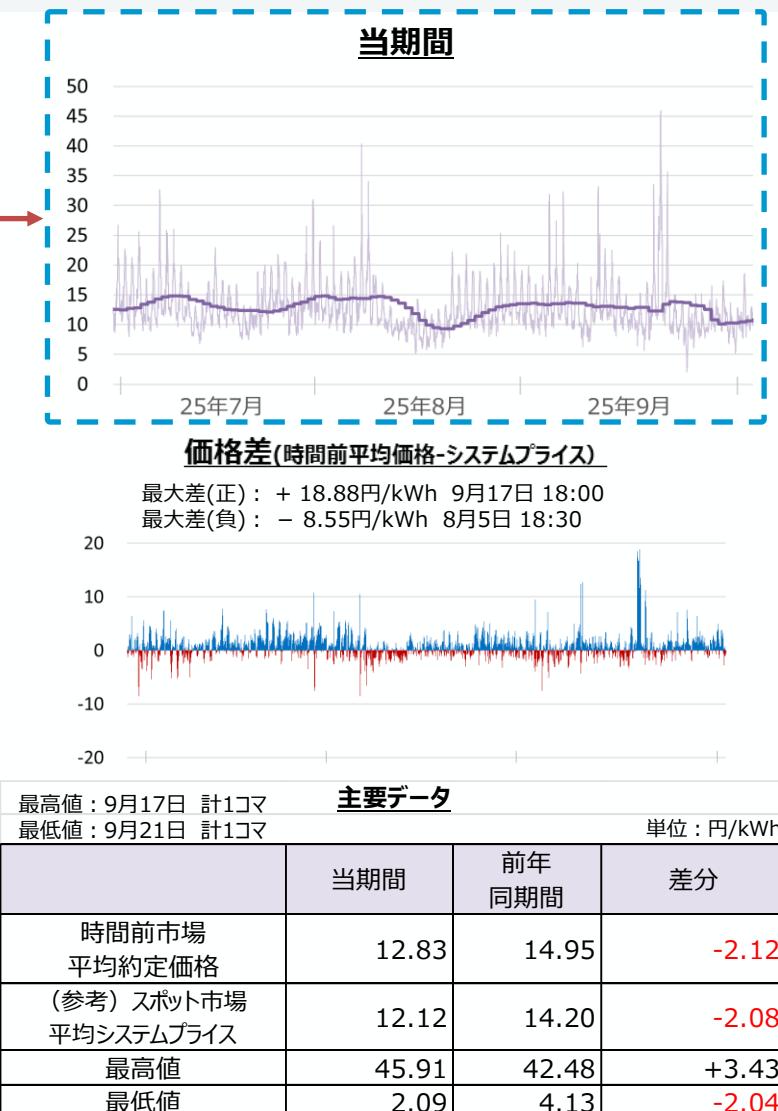
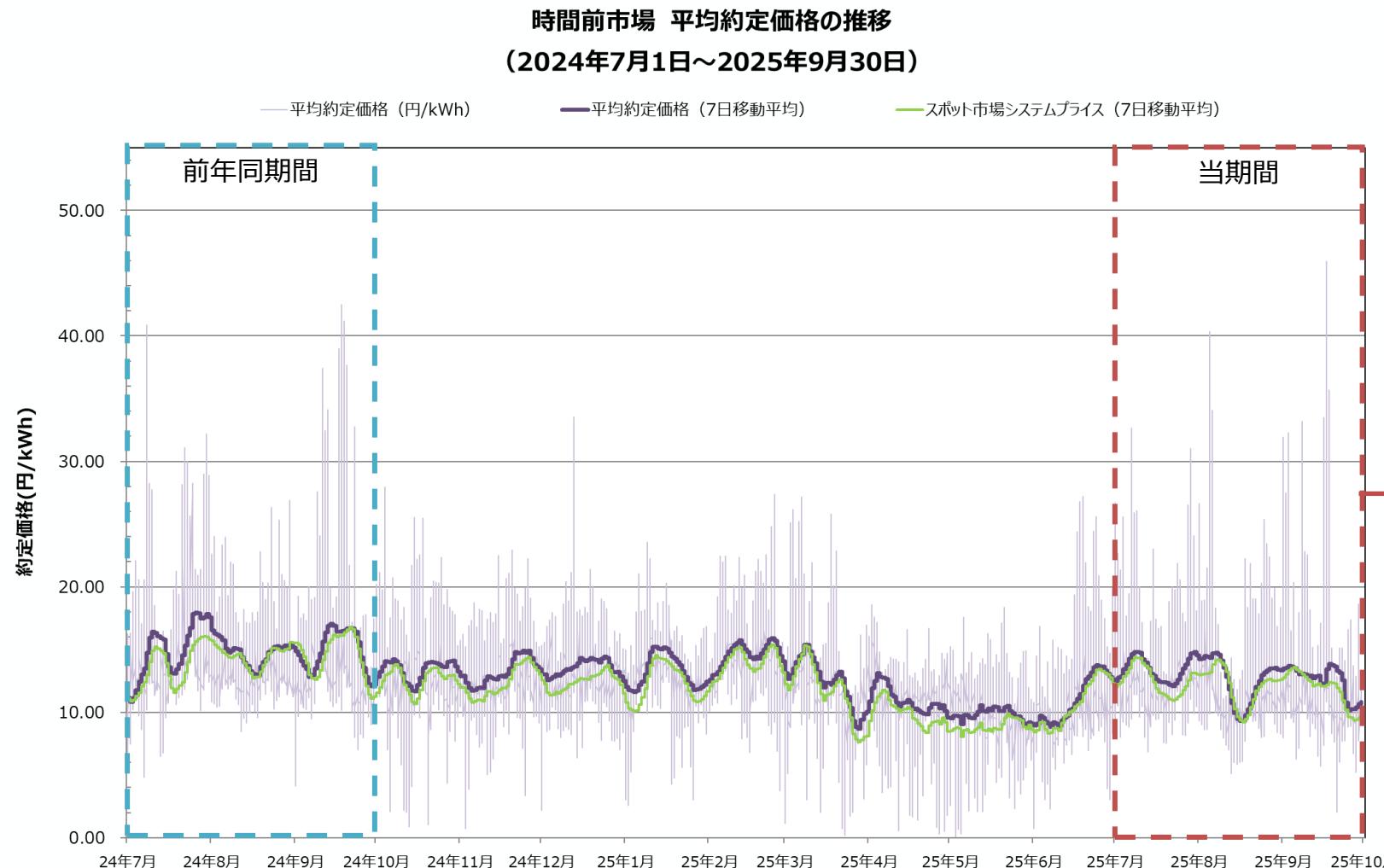
- 当期間における時間前市場の買い約定量は、旧一般電気事業者は10.5億kWh、新電力その他の事業者は6.8億kWhであった。
- 前年同期比では、旧一般電気事業者が0.8倍、新電力その他の事業者は0.8倍となっている。
- 旧一般電気事業者による買い約定量が売り約定量を上回っており、新電力その他による売り約定量が買い約定量を上回っている。



主要データ
旧一般電気事業者による 買い約定量 (2025年7月～2025年9月)
10.5 億kWh
旧一般電気事業者による 買い約定量の前年同期期対比 (対2024年7月～2024年9月)
0.8 倍
新電力その他の事業者による 買い約定量 (2025年7月～2025年9月)
6.8 億kWh
新電力その他の事業者による 買い約定量の前年同期期対比 (対2024年7月～2024年9月)
0.8 倍

時間前市場の平均約定価格

- 当期間における時間前市場の平均約定価格は12.83円/kWhであった。前年同期間の平均14.95円/kWhと比べて約15%低下した。なお、システムプライスが最高価格（37.51円/kWh）となった7月29日は、時間前市場での約定量は約2,400万kWh、各コマにおける平均約定価格は最も高いコマで31.02円/kWh（同期間の最高値は9月17日の45.91円/kWh）となった。
- 当期間における時間前市場の平均約定価格は、平均システムプライス（12.12円/kWh）を上回った。



先渡市場取引における約定量・入札量の概況

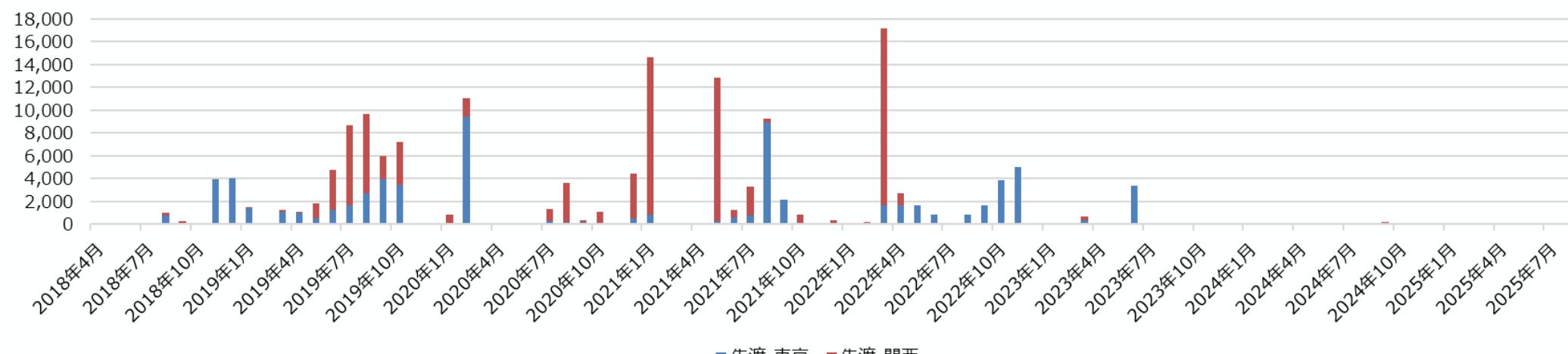
- 当期間における先渡市場の約定実績はなかった。

期間中の約定量・入札量^{※1}

(単位:MWh)

項目	地域	合計 (当期間)						(参考)合計 (前年同期間)
			昼間型-週間	昼間型-月間	24時間型-週間	24時間型-月間	24時間型-年間	
約定量	合計	0	0	0	0	0	0	200
	東京	0	0	0	0	0	0	0
	関西	0	0	0	0	0	0	200
売り入札 量	合計	414,440	29,736	376,344	8,360	0	0	450,104
	東京	414,440	29,736	376,344	8,360	0	0	424,344
	関西	0	0	0	0	0	0	25,760
買い入札 量	合計	131,574	102,984	0	28,590	0	0	129,742
	東京	131,574	102,984	0	28,590	0	0	129,542
	関西	0	0	0	0	0	0	200

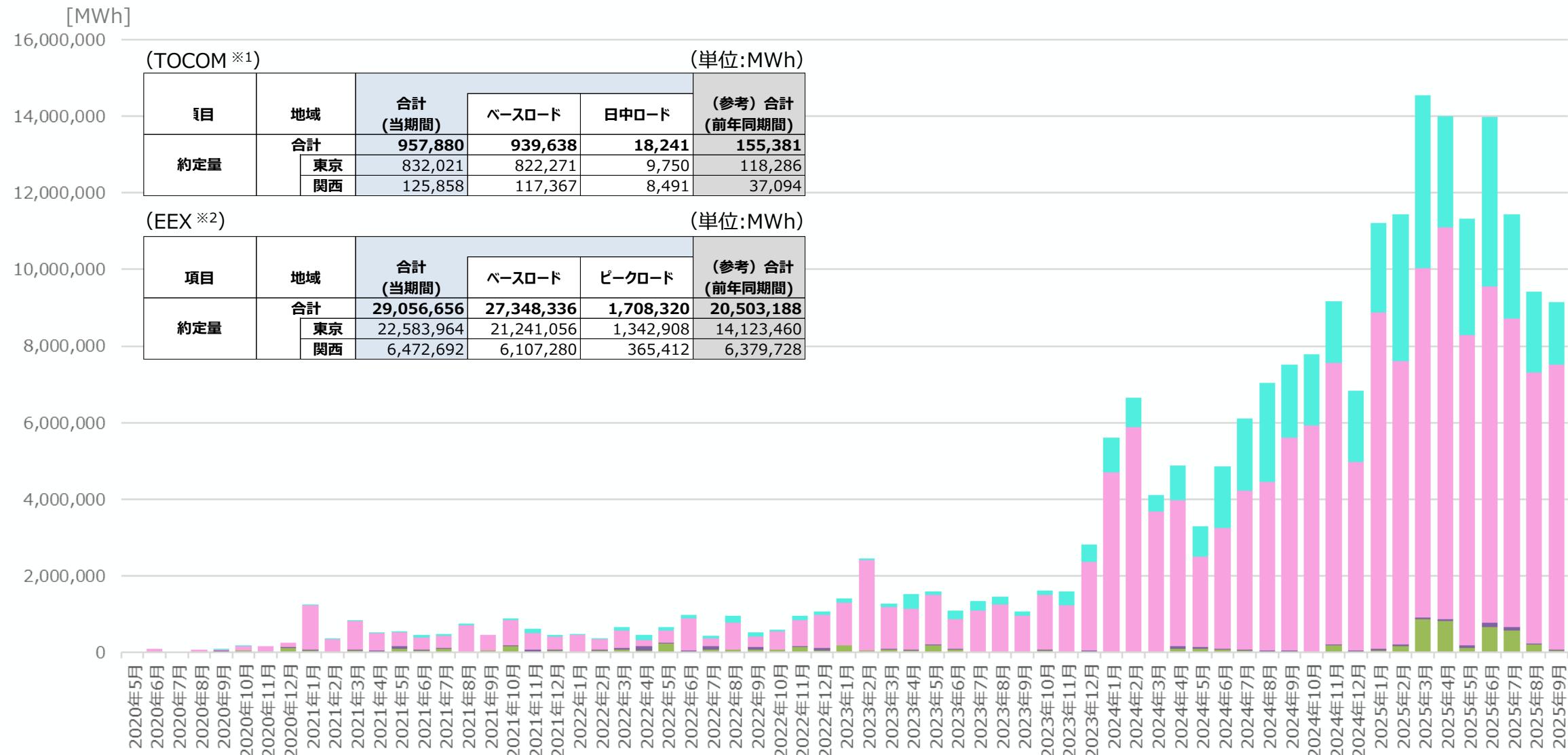
先渡市場取引における約定量[MWh]



※1 先渡市場は、各商品の約定量をkWhに換算し（24時間商品：祝日含む全日数×24時間、昼間商品：祝日除く日数×10時間）、約定月別に集計。

先物市場取引における約定量の概況

- 当期間における電力先物の約定実績はTOCOMでは約9.6億kWh（前年同期比6.2倍）、EEXでは約290.6億kWh（前年同期比1.4倍）であった。

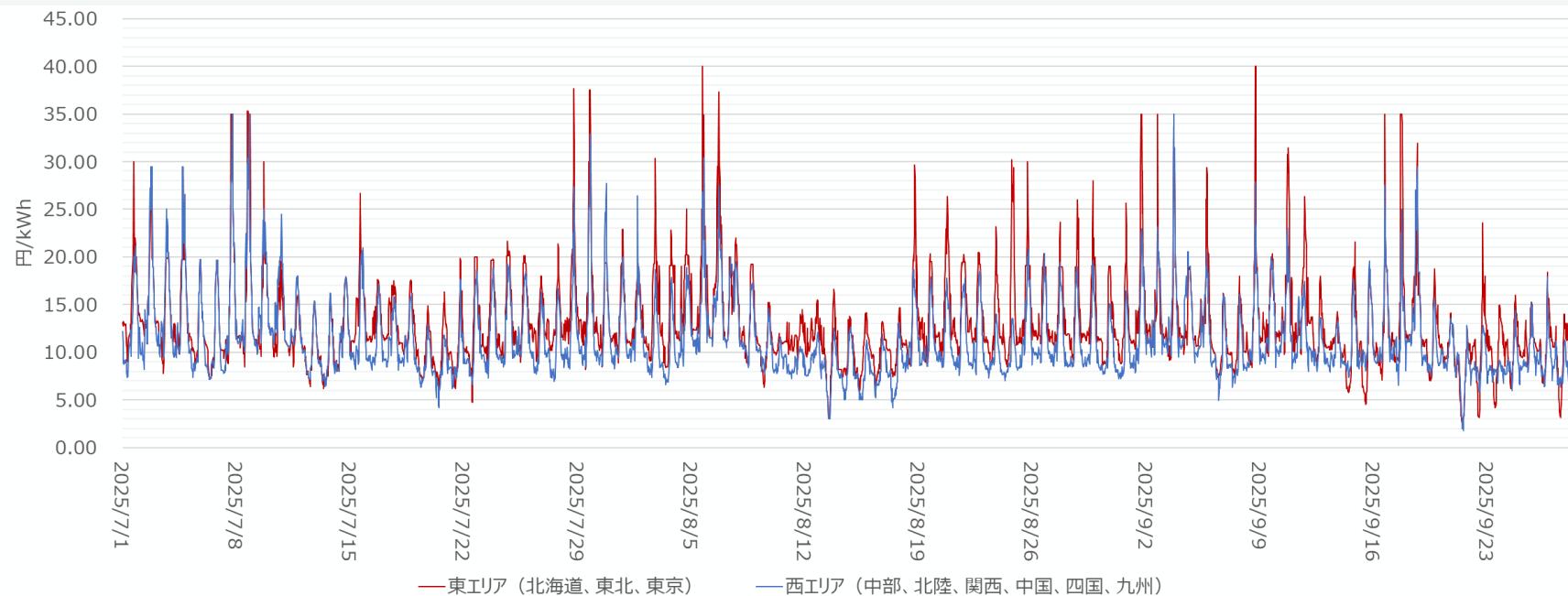


※1 JPX公開データを元に集計。2024年4-6月期よりデータ集計方法を変更。

※2 EEX公開データを元に集計。

2025年7月～9月期 スポット市場価格の動向（東西比較・価格高騰状況）

- 東西のエリアプライス比較では、前期に続き東高西低で推移し、平均エリアプライス：東エリア 7月13.33円/kWh・8月13.14円/kWh・9月12.13円/kWh、西エリア 7月12.21円/kWh・8月10.83円/kWh・9月10.87円/kWh となった。西エリアは、「関西-中国間」「中国-四国間」の市場分断率が前年同期間に比べ上昇（当期間平均：関西中国間0.3→25%、中国四国間8.9→38.5%）した影響により、中国・四国・九州エリア内に安価な売り札が留まり、特に8月・9月の平均エリアプライスを押し下げたものと推定。
- スポット市場のエリアプライスが30円/kWhを超えた日は計33日間（7月：10日間、8月：11日間、9月：12日間）。北海道～関西エリアでの発生日が多く、そのうち約半数は北海道エリア単独での高騰であった。



2025年7-9月期 各エリアにおけるAP30円/kWh以上の価格高騰発生日数及びコマ数 ※北海道（）内は、北海道エリア単独での高騰を示す

年	月	発生日数	北海道		東北		東京		中部		北陸		関西		中国		四国		九州	
			発生日数	発生コマ数	発生日数	発生コマ数	発生日数	発生コマ数	発生日数	発生コマ数	発生日数	発生コマ数	発生日数	発生コマ数	発生日数	発生コマ数	発生日数	発生コマ数	発生日数	発生コマ数
2025	7	10	8 (2)	33 (5)	6	25	6	26	8	36	7	39	7	39	5	9	2	5	5	9
2025	8	11	10 (7)	42 (33)	3	9	3	10	4	8	3	7	3	7	1	1	0	0	1	1
2025	9	12	12 (5)	51 (31)	7	20	7	23	7	22	4	14	4	14	1	4	1	4	1	4
	合計	33	30 (14)	126 (69)	16	54	16	59	19	66	14	60	14	60	7	14	3	9	7	14

2025年7月～9月期 スポット市場価格の動向（北海道エリアの価格高騰）（1/2）

- 北海道エリアでは、点灯ピーク帯等を中心にエリア単独の30円/kWh以上の高騰が計14日間（7月：2日間、8月：7日間、9月：5日間）発生し、計69コマとなった。（前年同期間は北海道エリア単独の高騰発生はなし）
- 要因は、点灯ピーク帯等における単独高騰コマは、全て北海道向きの潮流であることや買い札の強まりが見られたことから需給がひっ迫したものと推定。こうした市況において、昨年同期間と比べ、高値の買い札構成も変化が見られ、売り札減少と相まって約定点が上昇したもの。
- 北海道エリアの市況背景等は以下の状況であった。
 - 前年同期間に比べ、供給力は各月減少（7月は70MW、8月は640MW、9月は550MW）し、特に8月、9月は大きく減少。電源構成は、比較的安価な石炭火力やガス火力が停止となっていた。
 - 「北海道-本州間」連系線は、作業影響により運用容量が90万kW→60万kWに低下。（前年同期間も同制約が継続）
 - 今期の北海道向き潮流の割合は、7月9%であったが、8月47%、9月26%と上昇した。単独高騰コマにおいては、何れも北海道向きであった。一方、前年同期間は、7月は58%（このうち、今期の単独高騰コマに対しての同日または同休日コマは本州向き）だったが、8月、9月は2%、0.4%となっており、ほぼ本州向きであった。
 - 売買入札量の各月集計値は、前年同期間に比べ、売り札は、7月は増加、8月、9月はほぼ同程度であるものの、高騰コマにおいては各月とも減少。買い札は特に7月、8月で増加、高値買い札の構成にも変化が見られ買いが強まっていた。

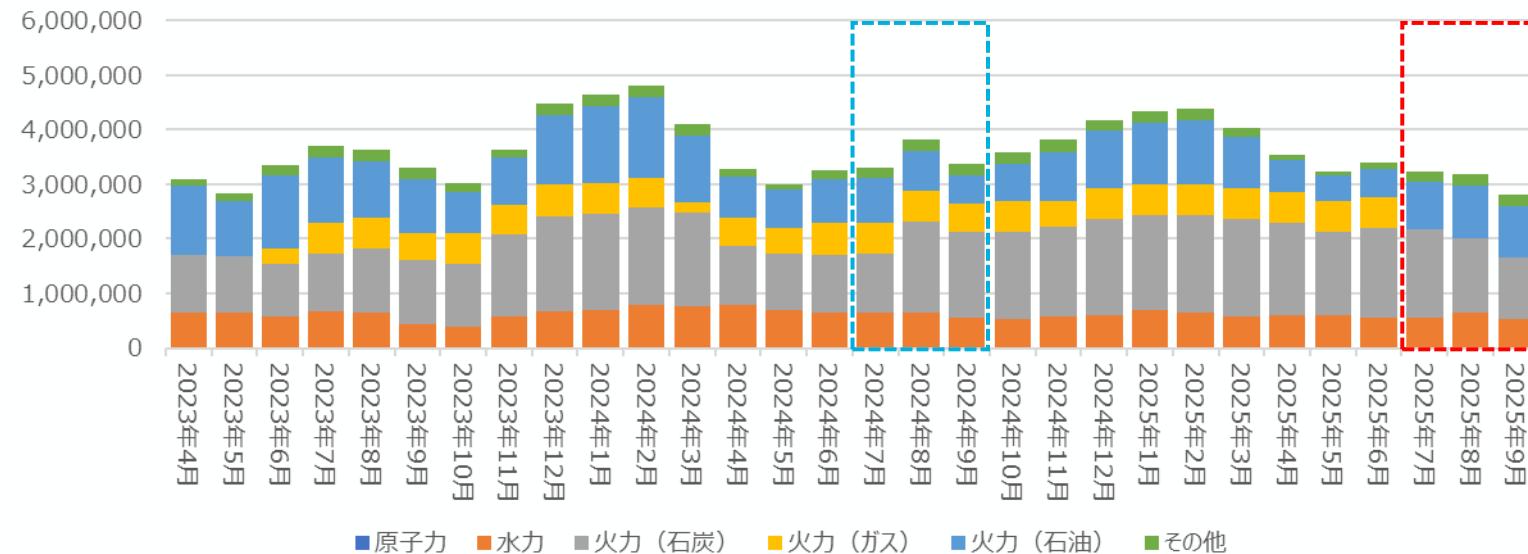
【売買入札量の各月集計値比較】

- 売り札 7月861.4→1247.2GWh、8月1152.0→1133.0GWh、9月1040.6→1110.6GWh
- 買い札 7月935.9→1067.4GWh、8月 943.0→1057.5GWh、9月 906.0→918.6GWh

2025年7月～9月期 スポット市場価格の動向（北海道エリアの価格高騰）（2/2）

- 北海道エリアの供給力は前年同期間に比べ、特に8月・9月は550～640MW減少（7月:70MW、8月:640MW、9月:550MW減少）し、電源構成は石炭火力やガス火力が停止となっている。
- 北海道-本州間連系線の潮流は、前年同期間に比べ8月・9月は北海道向きがそれぞれ47.0%, 25.6%へ増加しており、7月を含め単独価格高騰コマは全て北海道向きとなっている。（7月の単独高騰コマに対して前年同日または同休日コマは、東北向き）

北海道エリアの供給力推移（月平均）単位：kW



北海道-東北間潮流状況

2024年

	北海道向き	東北向き	計（単位：MWh）	北海道向き割合	東北向き割合
2024.7月	54,700	40,162	94,862	57.7%	42.3%
2024.8月	5,781	251,483	257,264	2.2%	97.8%
2024.9月	964	269,144	270,108	0.4%	99.6%



2025年

	北海道向き	東北向き	計（単位：MWh）	北海道向き割合	東北向き割合
2025.7月	16,448	175,652	192,100	8.6%	91.4%
2025.8月	56,414	63,610	120,025	47.0%	53.0%
2025.9月	29,126	84,490	113,616	25.6%	74.4%

【当四半期報告】

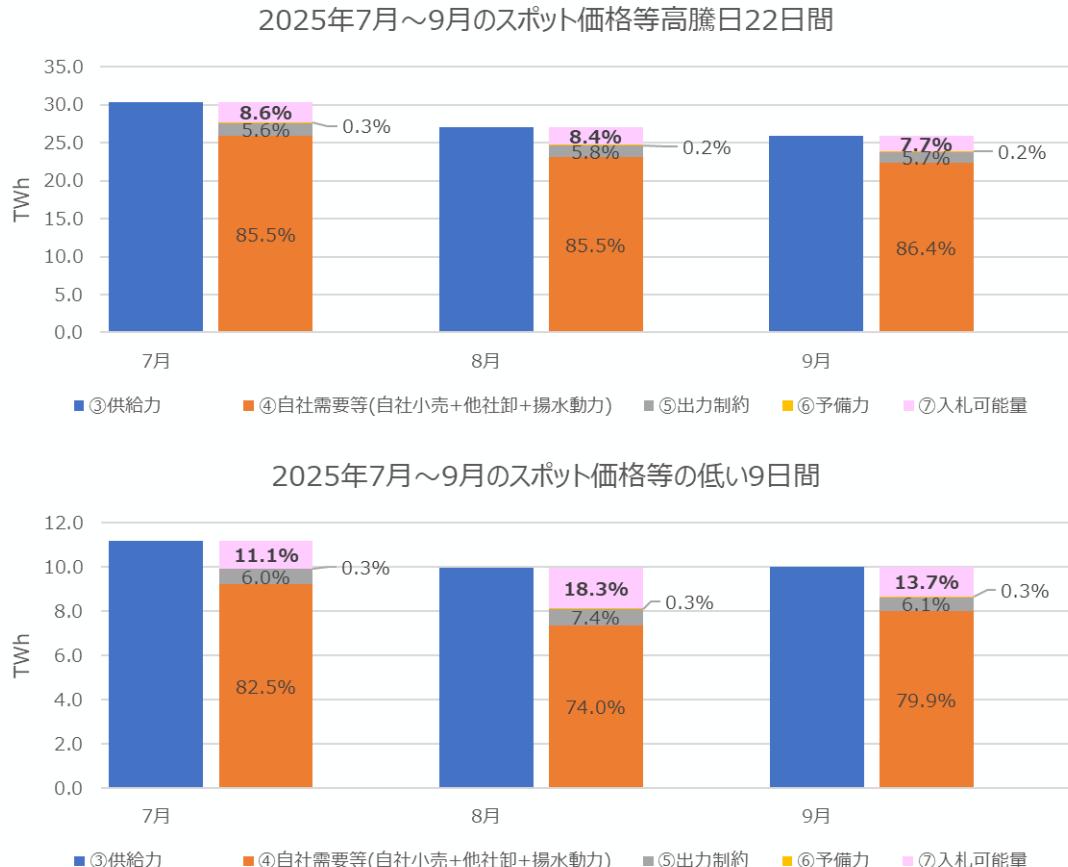
- **卸電力市場**
 - 卸電力取引所
 - スポット市場
 - 時間前市場
 - 先渡取引市場
- **旧一般電気事業者による自主的取組等**
 - 余剰電力の取引所への供出
 - 時間前市場の売買約定状況、売り札引上げ状況
 - 売りブロック入札の状況
 - 卸電気事業者の電源の切出し
 - 公営水力電気事業の入札等の状況
 - 相対取引の状況

【中長期推移報告】

- **卸電力市場**
 - 卸電力取引所
 - 約定量の推移
 - 約定価格の推移
 - 市場分断率の推移
 - JEPXスポット価格と燃料価格
- **小売市場**
 - 地域別の新電力シェアの推移
 - 地域別の市場シェア
 - 電力量単価の推移
 - スイッチングの動向
 - 低圧料金の平均単価推移
- **ガス市場**
 - 旧一般ガス事業者の相対取引の状況
 - スタートアップ卸の利用状況

余剰電力の取引所への供出：供給力に対する入札可能量の状況

- 各月のスポット価格等高騰日（7月:8日,8月:4日,9月:7日の計19日間）に価格が高い日3日を加えた計22日間、及び低い日各月3日の計9日間における入札可能量の総量（日間のデータ集計値）は、自社供給力に対し、価格の高い日は7～8%台（7月:8.6%、8月:8.4%、9月:7.7%）であり、価格の低い日は11～18%台（7月:11.1%、8月:18.3%、9月:13.7%）であった。

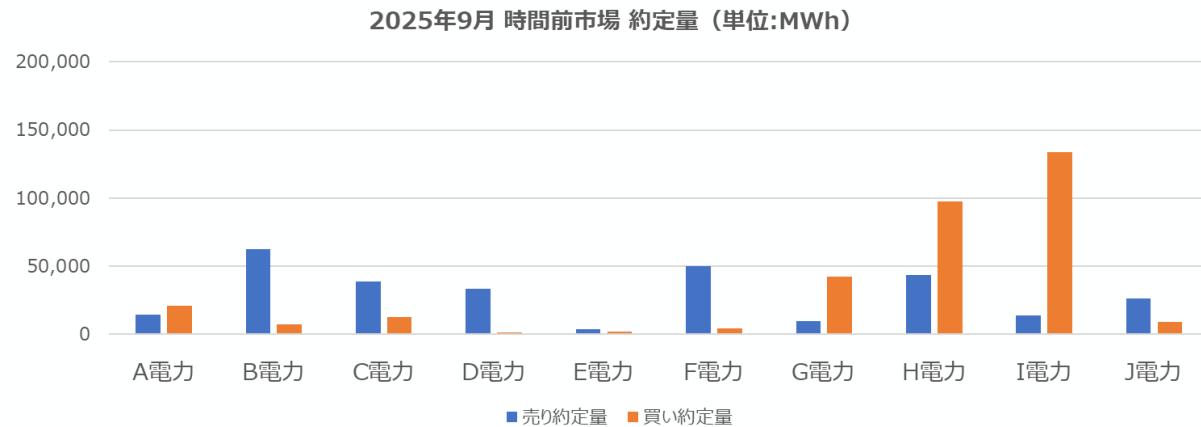
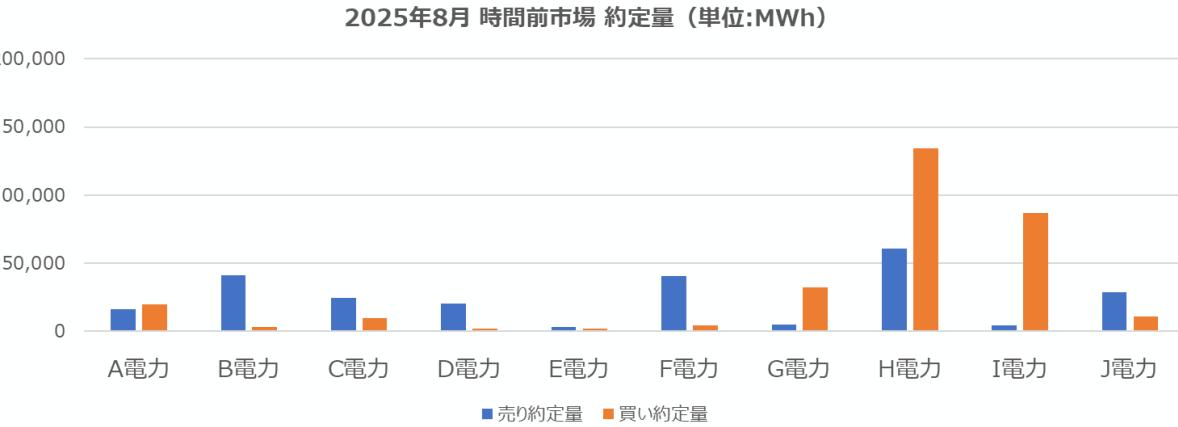
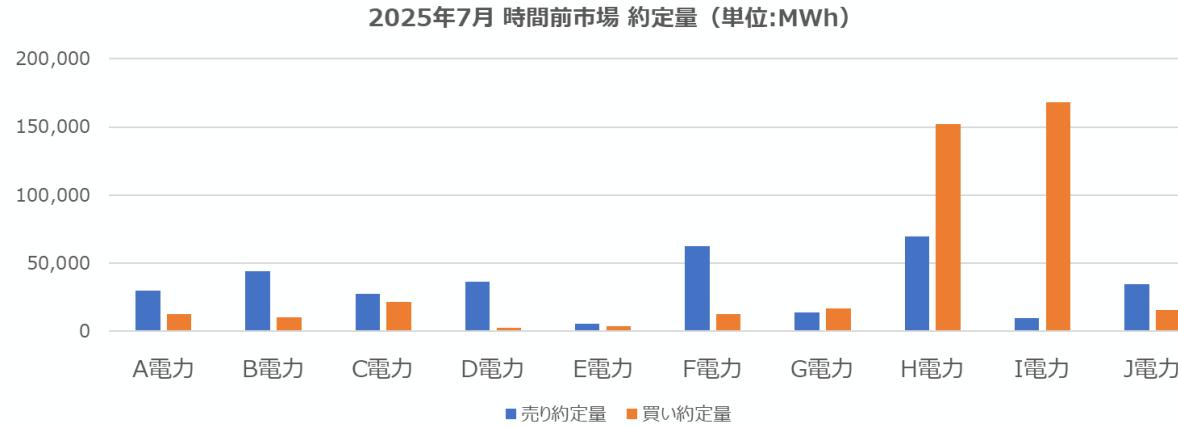


【入札可能量集計対象日】

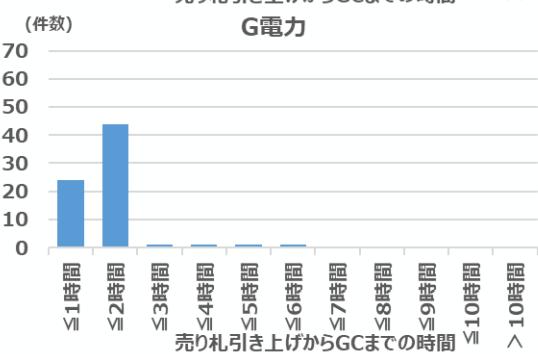
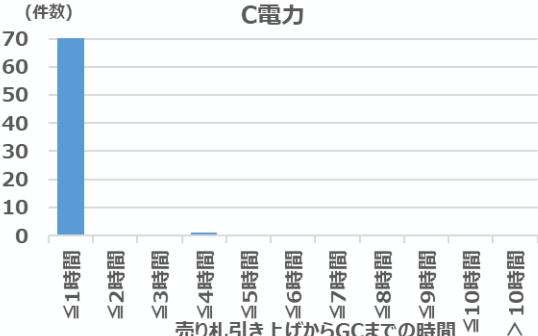
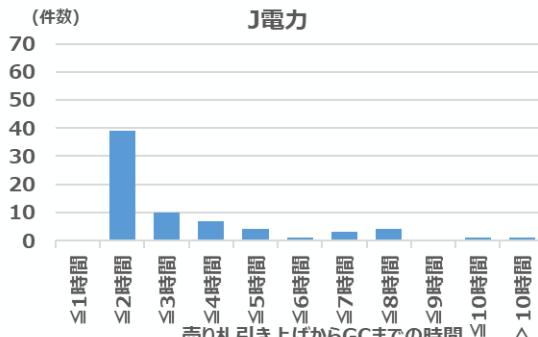
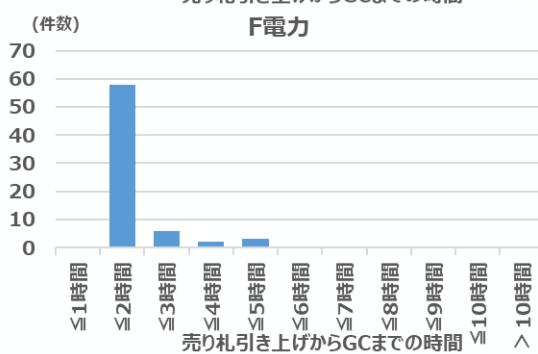
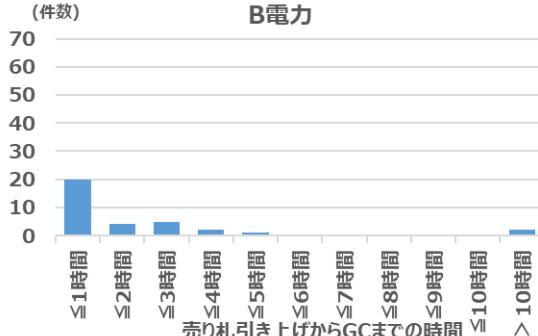
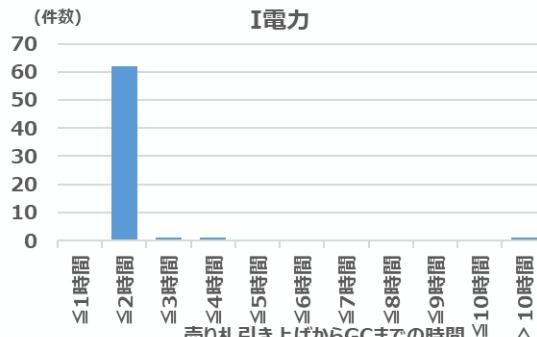
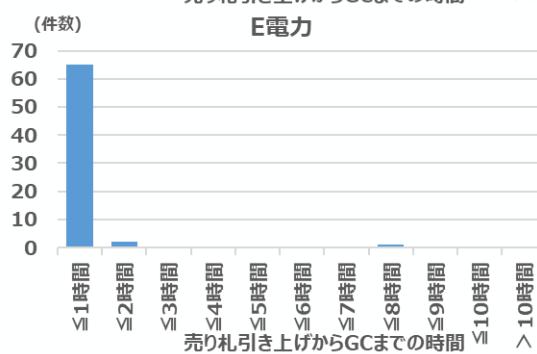
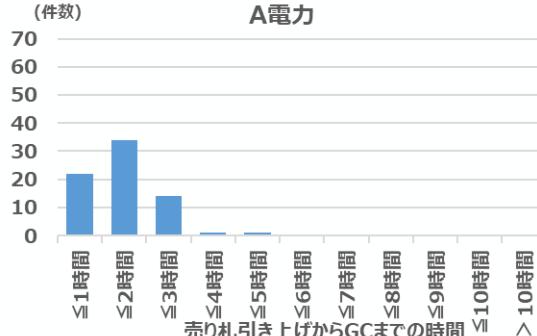
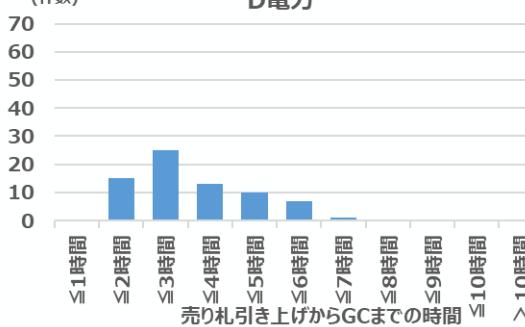
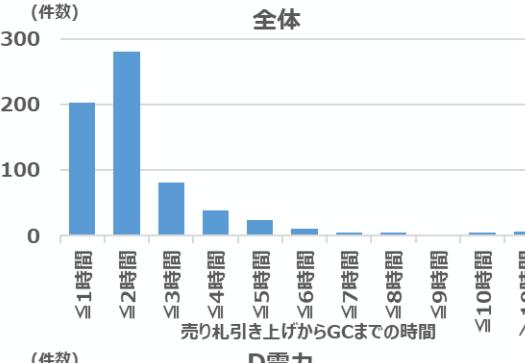
- 各月のスポット価格等高騰日と高い順の全22日分、また低い順に全9日分のサンプル日を事務局にて指定し、旧一般電気事業者及びJERA提供データより評価した。
- 7月：スポット価格等高騰日(7/1,7,8,9,15,28,29,30:北海道エリア単独高騰日除く)、追加特定日無し。平日におけるSP日平均価格の低い順3日(7/14,16,22)を選定。
- 8月：スポット価格等高騰日(8/1,5,6,25:北海道エリア単独高騰日除く)、平日におけるSP日平均価格が最も高い順(8/4,7,21)。平日(お盆含む)におけるSP日平均の低い順3日(8/13,14,15)を選定。
- 9月：スポット価格等高騰日(9/1,2,3,8,16,17,18:北海道エリア単独高騰日除く)、追加特定日無し。平日におけるSP日最高価格の低い順3日(9/12,22,24)を選定。
- 各データは、スポット市場・時間前市場の30円/kWh以上の高騰日におけるデータ供出所定様式により採取。 ※SP：システムプライス
- グラフの供給力は各月対象日の累計値を示す。

旧一般電気事業者の時間前市場 売り手・買い手別の約定状況

- 旧一電及びJERA各社の時間前市場における約定量は、3か月間を通じて、B電力、C電力、D電力、E電力、F電力、J電力は売り越し、G電力、H電力、I電力は買い越しとなっている。



- サンプリング3日間（7月29日、8月15日、9月3日）について、GCの何時間前に売り札を引き上げたか、各社の分布を確認したところ、「1時間を超え、2時間以内」の分布が最も多い傾向は継続。「1時間以内」に該当する件数は全656件のうち203件であり、前四半期（196件/658件）とほぼ同程度の水準。各社の傾向に変化はない。



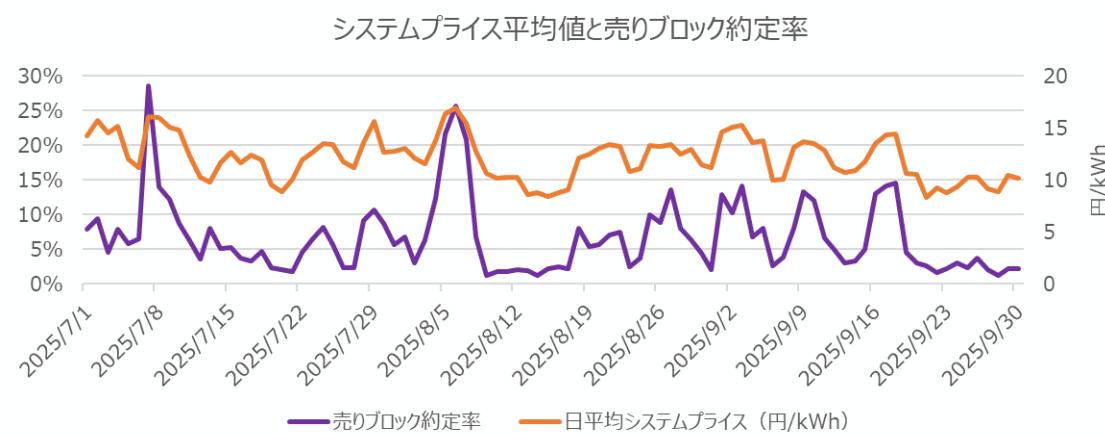
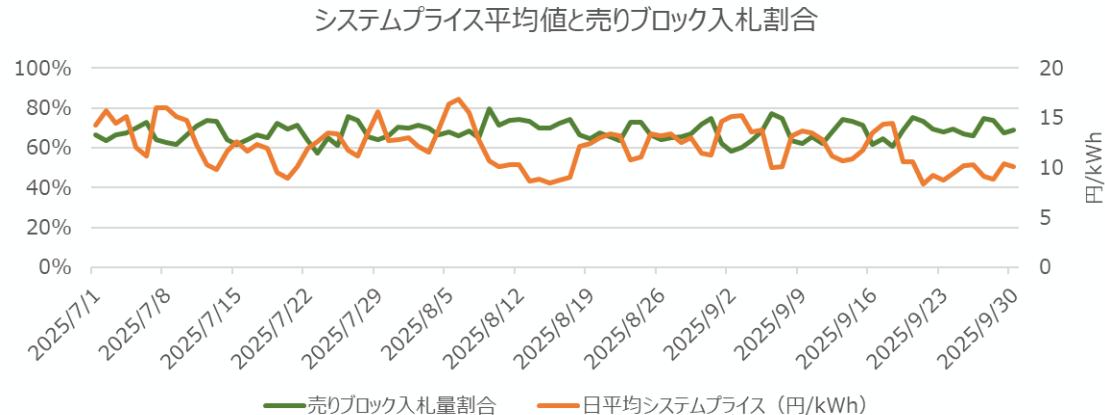
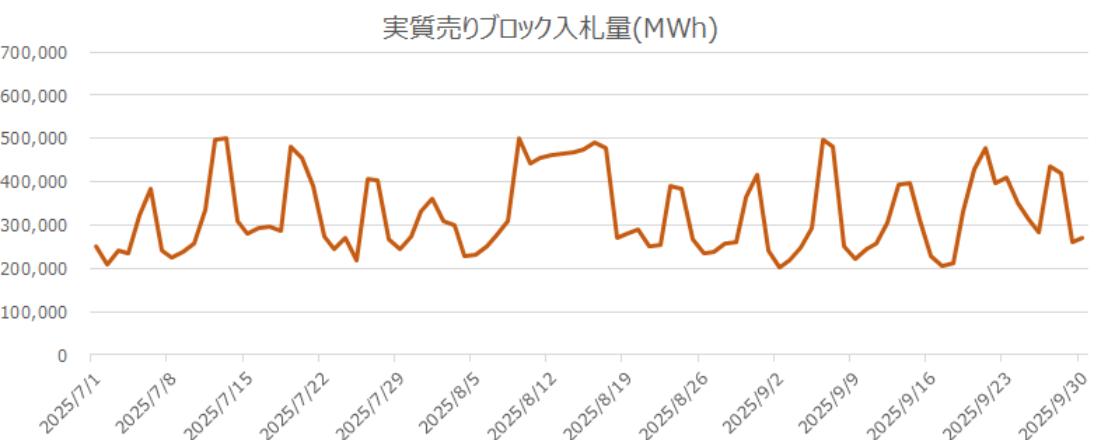
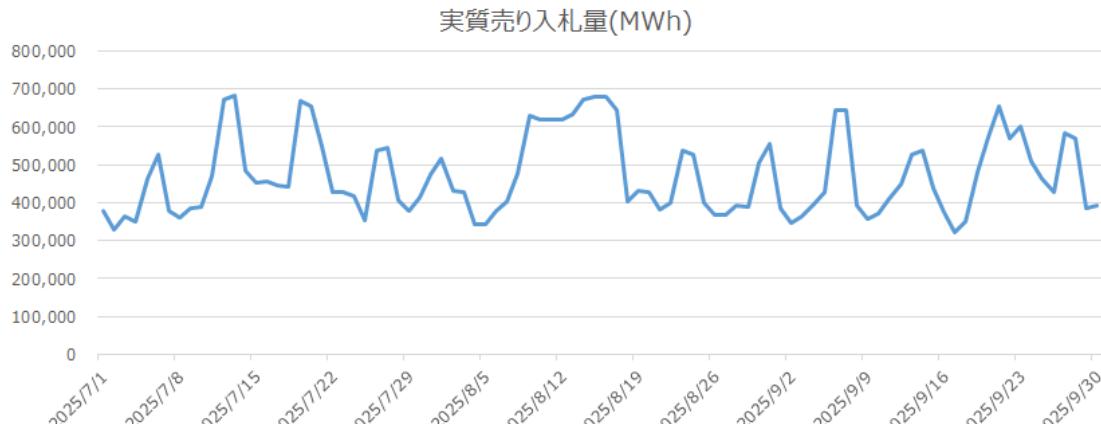
※ 毎時59分59秒時点で板上に存在していた売り札数を確認。それ以降に売り札が0件となる時刻を引き上げ時刻として、GCまでの時間を算出した。

※「00分」コマ（01:00等）のみを集計対象とし、「30分」コマ（01:30等）は集計対象外とした。売り札が常に0件のコマは、集計対象外とした。

※各月の特徴日を事務局にてサンプリング。（7月：3か月の中で平日におけるシステムプライスの最高値が最も高い日。8月：8月の中で平日のシステムプライスの1日平均価格が最も低い日。9月：9月の中で平日のシステムプライスの1日平均価格が最も高い日。）

売りブロック入札の状況

- 売りブロック入札割合は、引き続き、スポット価格が上がる日には低くなり、下がる日には高くなる傾向がある。
- 売りブロック約定率は、引き続き、スポット価格が上がる日に高くなり、下がる日には低くなる傾向がある。
- スポット市場価格が高騰時には、売りブロック入札量は減り、約定率は上昇傾向にある。



※旧一般電気事業者（沖縄電力を除く9社）とJERAの提供データに基づき算出。

※ブロック入札比率としては、実質売り入札量（a）に対して、売り先が決まっていない実質ブロック入札量（b）の割合を計算。

（a）実質売り入札量 = 全売り入札量（通常入札を対象） - 間接オーケション売り入札量

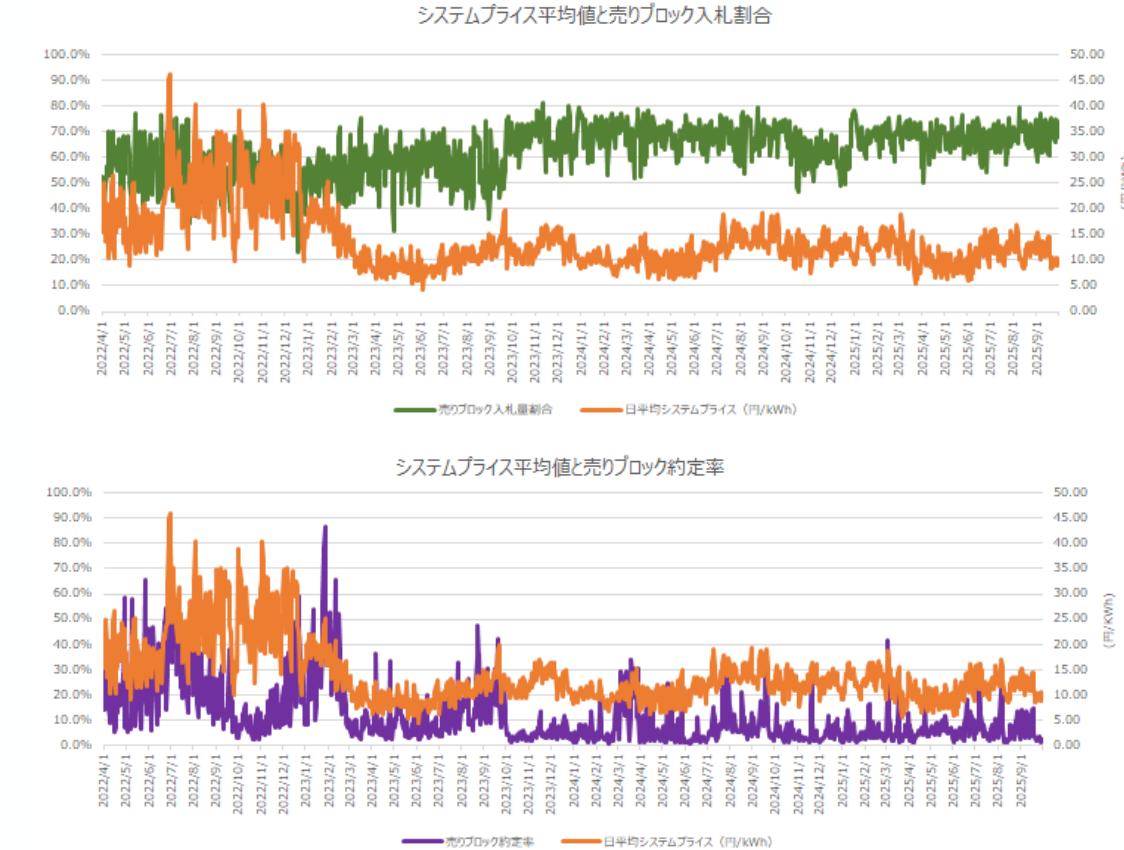
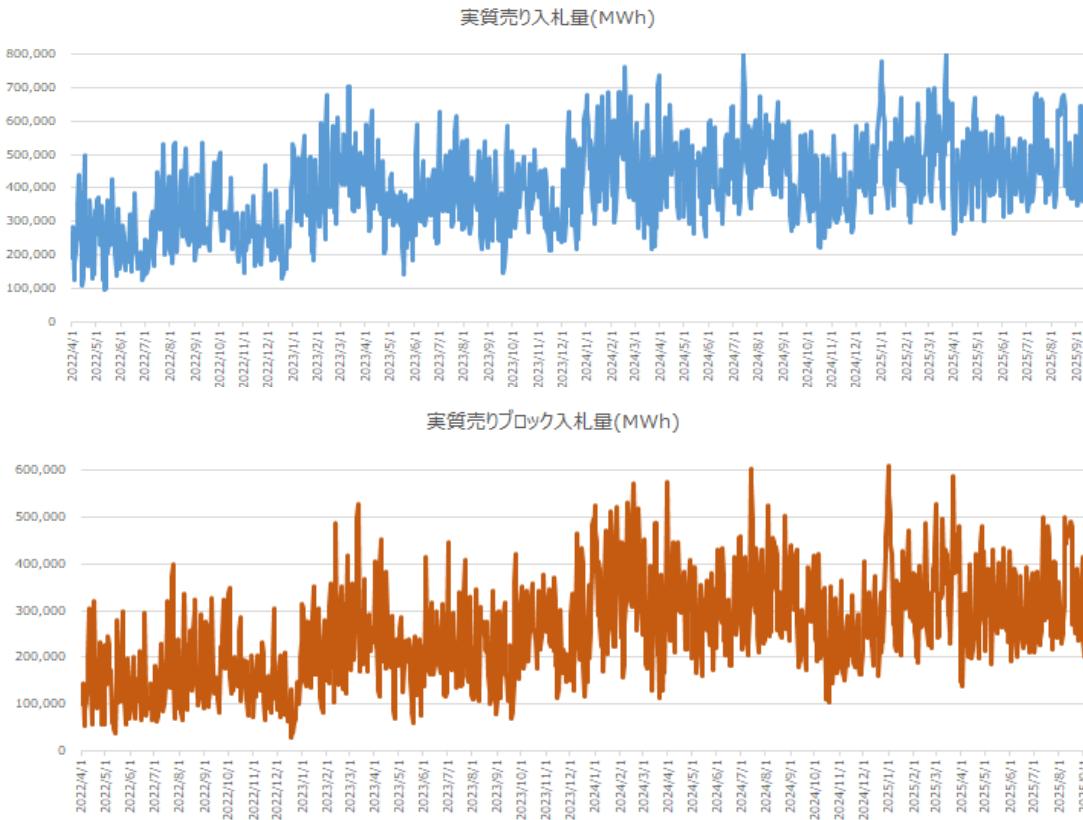
（b）実質ブロック入札量 = 通常ブロック入札量（間接オーケションを除く）

※ブロック約定率は、（b）実質ブロック入札量に対して、実質ブロック約定量（c）の割合を計算。

（c）実質ブロック約定量 = 通常ブロック約定量（間接オーケションを除く）

参考：売りブロック入札の状況（長期）

- 2023年1月以降、実質売り入札量、実質売りブロック入札量ともにほぼ横ばいで推移し、2024年1月以降は増減を繰り返しているが、今期はほぼ横ばいで推移している。
- グロス・ビディング^{※1}を休止した2023年10月以降、売りブロック約定率は3か月平均約4%～8%で推移、当期間の平均は約6%。
- グロス・ビディングを休止後の約定率低下は、余剰電力の一部をグロス・ビディングの一環として0.01円で供出（限界費用買い）していた売りブロック札を限界費用での供出に変更したため、現下の市況で約定しづらくなっているもの。



※旧一般電気事業者（沖縄電力を除く9社）とJERAの提供データに基づき算出。

※ブロック入札比率としては、実質売り入札量（a）に対して、売り先が決まっていない実質ブロック入札量（b）の割合を計算。

（a）実質売り入札量 = 全売り入札量（通常入札を対象） - 間接オーフンション売り入札量

（b）実質ブロック入札量 = 通常ブロック入札量（間接オーフンションを除く）

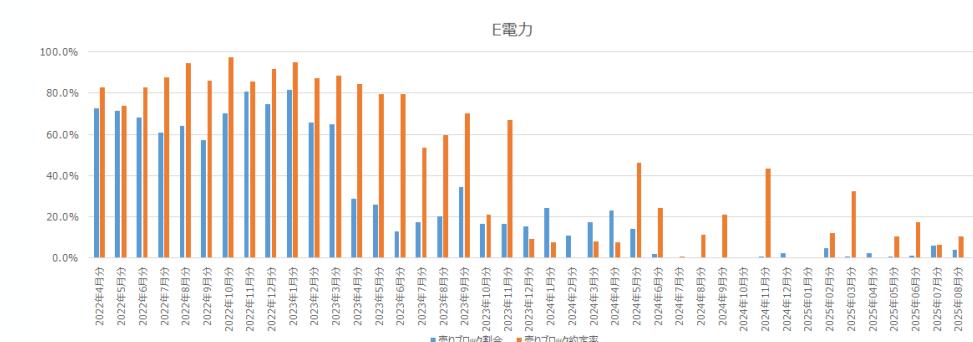
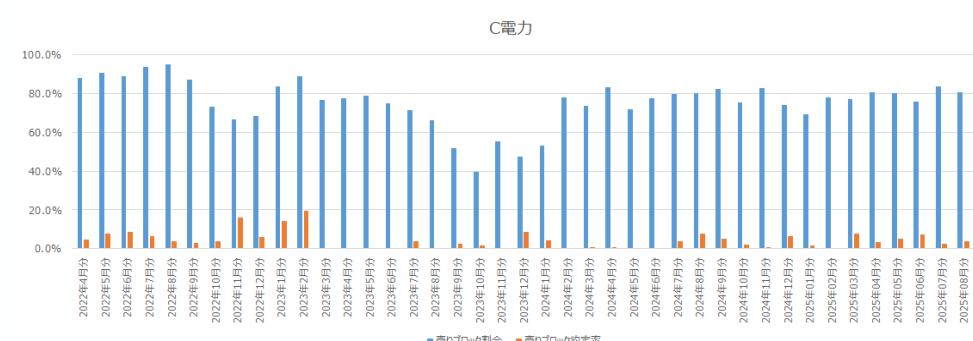
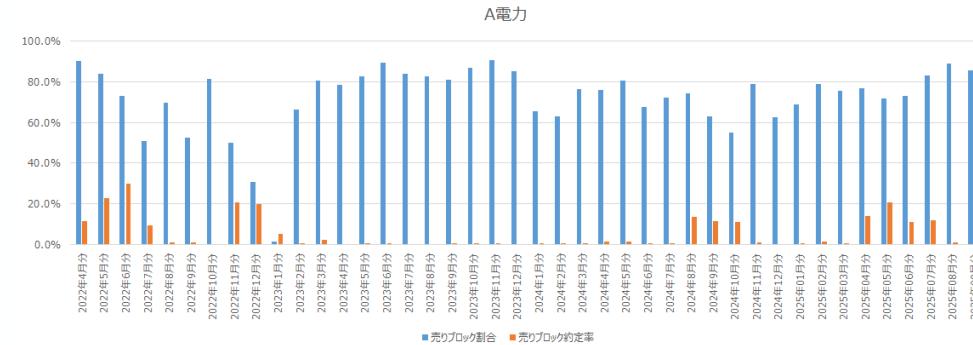
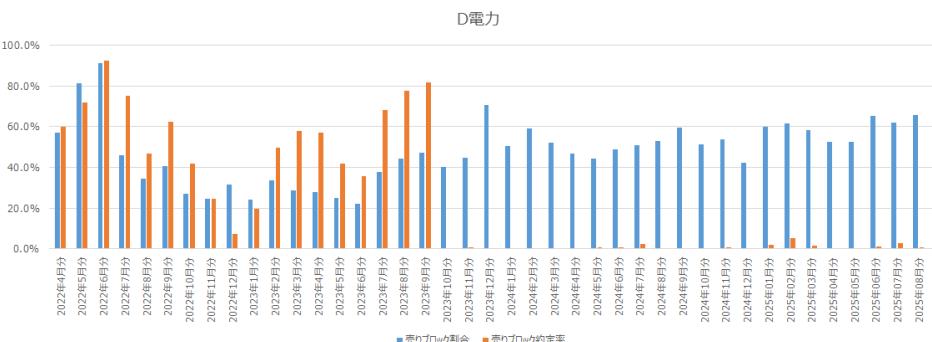
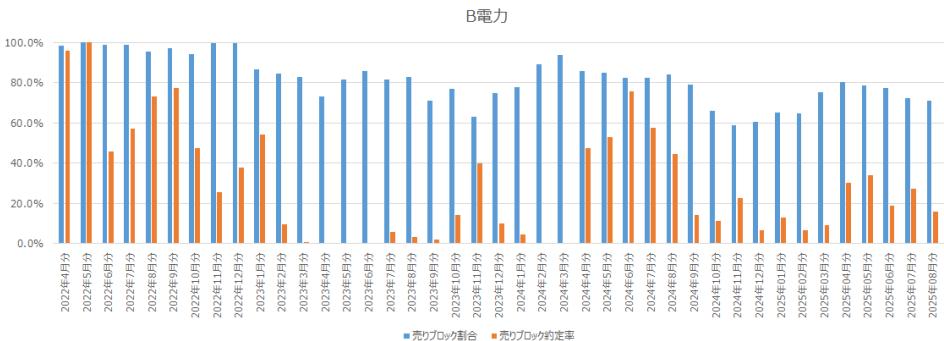
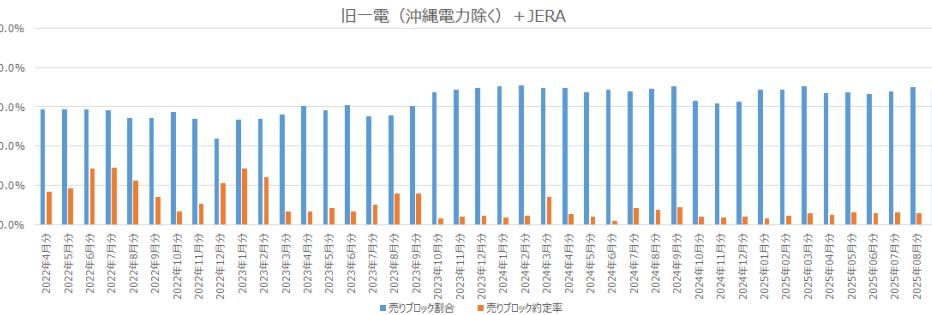
※ブロック約定率は、（b）実質ブロック入札量に対して、実質ブロック約定量（c）の割合を計算。

（c）実質ブロック約定量 = 通常ブロック約定量（間接オーフンションを除く）

（※1）：グロス・ビディングは、2023年10月1日より休止したが、第10回制度設計・監視専門会合（2025年6月27日開催）にて廃止が決定。

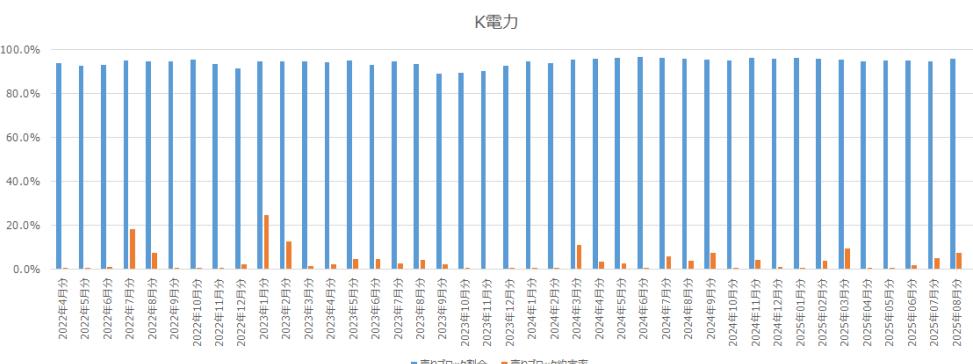
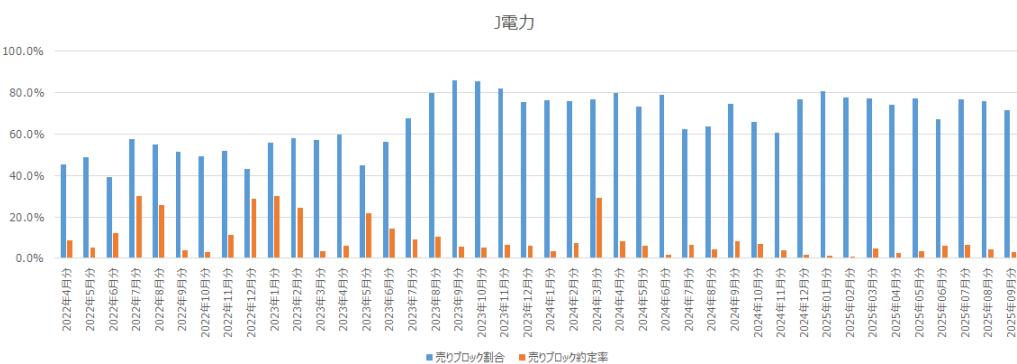
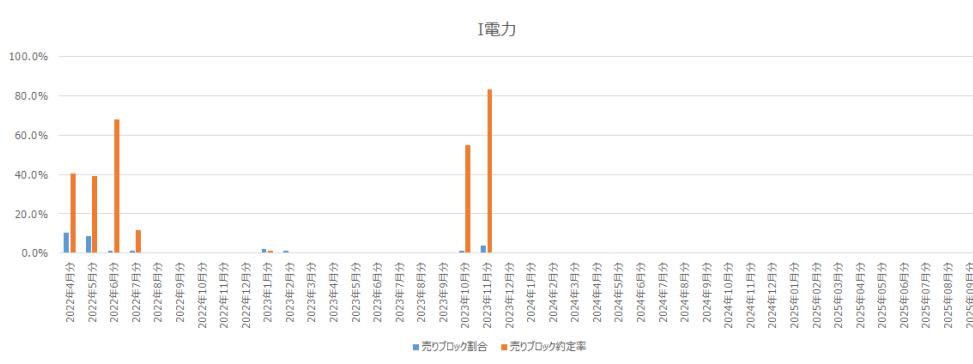
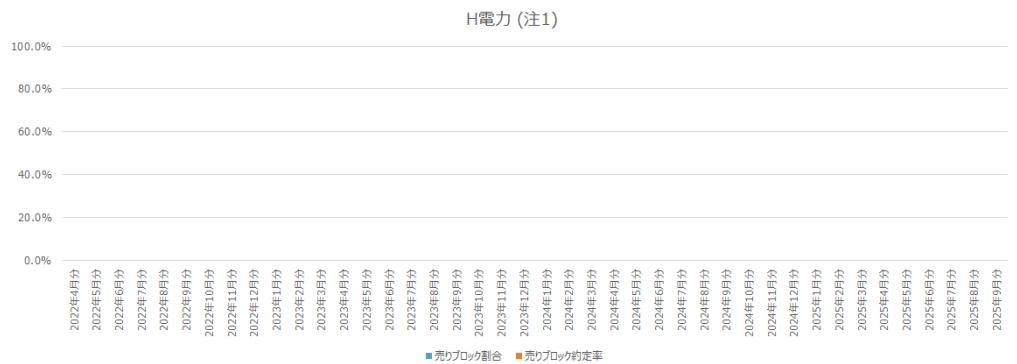
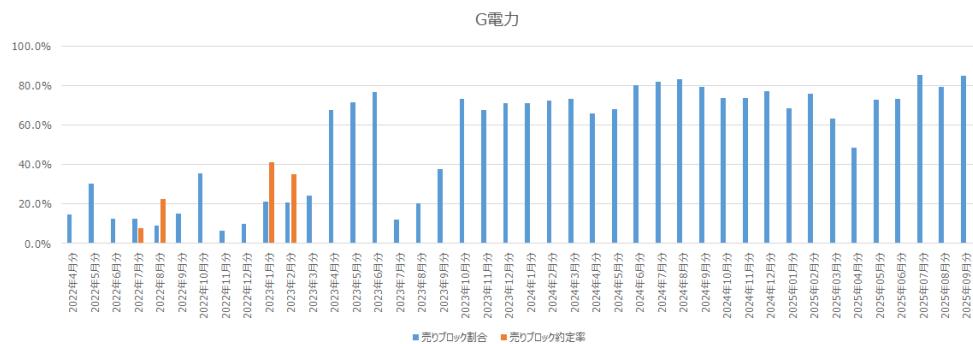
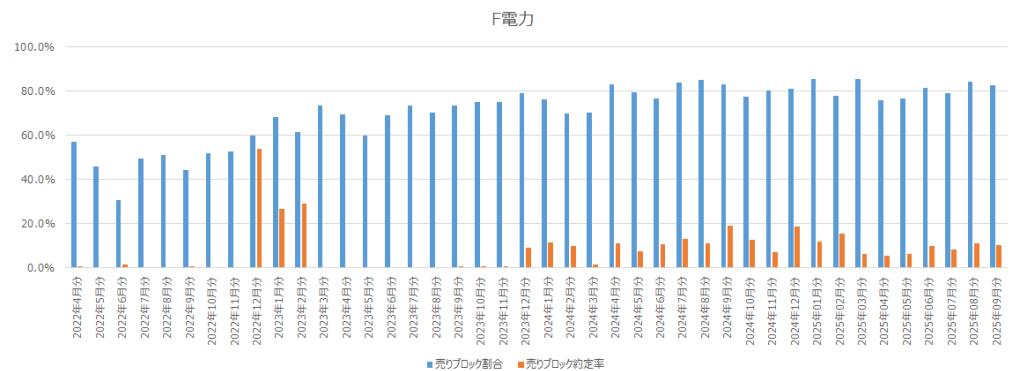
月別事業者別売りブロック入札割合、約定率の推移(1/2)

- 先述のとおり、グロス・ビディングの休止(※1)に伴い、0.01円/kWhで供出（限界費用買い）していた売りブロック札を限界費用での供出に変更したため、約定率が低下（特に、D電力で顕著）。
- ブロック入札割合は、A・C・F・G電力は80%前後、K電力は95%前後と高めで推移。



※旧一般電気事業者（沖縄電力を除く9社）とJERAの提供データに基づき算出。（※1）：2023年10月1日より休止中であったが、第10回制度設計・監視専門会合（2025年6月27日開催）にて廃止が決定。

月別事業者別売りブロック入札割合、約定率の推移(2/2)



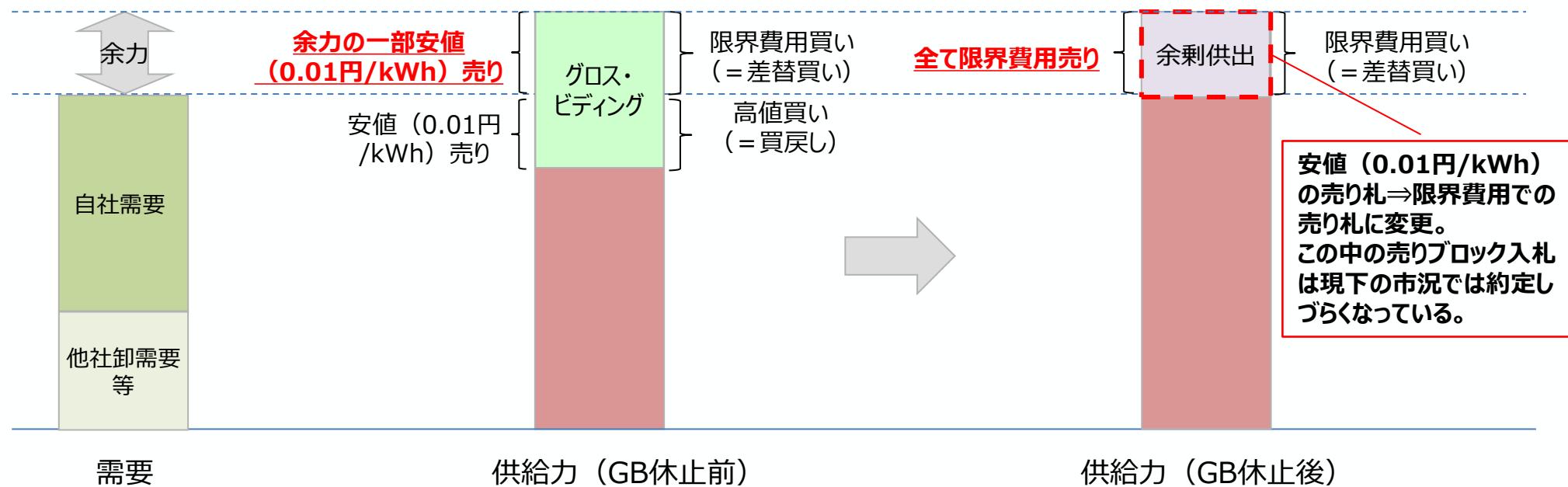
※旧一般電気事業者（沖縄電力を除く9社）とJERAの提供データに基づき算出。(注1)H電力では、売りブロック入札を実施していない。

参考：グロス・ビディング休止後、売りブロック入札の約定率低下理由

- 従前、グロス・ビディングの目標量を達成するために、自社需要の一部に加え、**余剰供出の一部もグロス・ビディングと位置づけて安値（0.01円/kWh）売りを行っていた場合があつたが**、休止後は、**余剰供出の全量を限界費用売りに変更したため**、そこに含まれる売りブロック入札について約定率が低下したものと考えられる。

第90回制度設計専門会合
資料の抜粋版を一部改変

【入札方法の変化（イメージ）】



参考：リンクブロック・ループブロックの約定状況

- 当期間において、リンクブロックは旧一電及びJERAのうち2社及び新電力1社の入札があり、約定率は1%程度。
- ループブロックは、当期間においては、旧一電及びJERAのうち1社及び新電力1社の入札があり、
売買約定率はいずれも約60%となっている。

期間中のリンクブロック約定量・入札量

単位：MWh

	入札量	約定量	約定率
2025年7月	237,462	3,373	1.4%
2025年8月	144,948	2,147	1.5%
2025年9月	134,260	1,374	1.0%
合計	516,670	6,894	1.33%

期間中のループブロック約定量・入札量

単位：MWh

	売り入札量	売り約定量	売り約定率	買い入札量	買い約定量	買い約定率
2025年7月	23,486	19,106	81.4%	34,230	27,846	81.3%
2025年8月	39,858	22,553	56.6%	58,378	32,070	54.9%
2025年9月	27,350	11,266	41.2%	40,971	16,649	40.6%
合計	90,694	52,925	58.4%	133,579	76,564	57.3%

参考：リンクブロック・ループブロックの概要

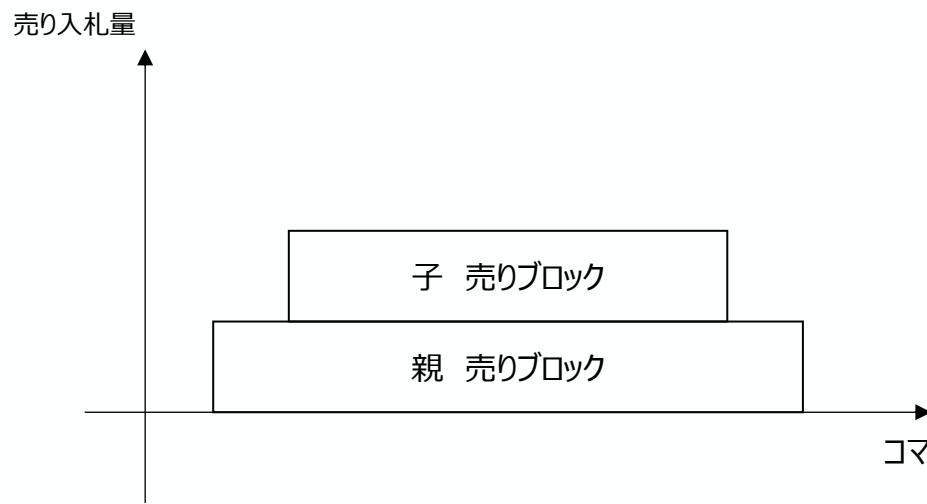
- **リンクブロック**

親ブロックと子ブロックの2つの売りブロックから成り、親だけ、または親子の双方が約定するように制限される（子だけの約定をさせない）。

- **ループブロック**

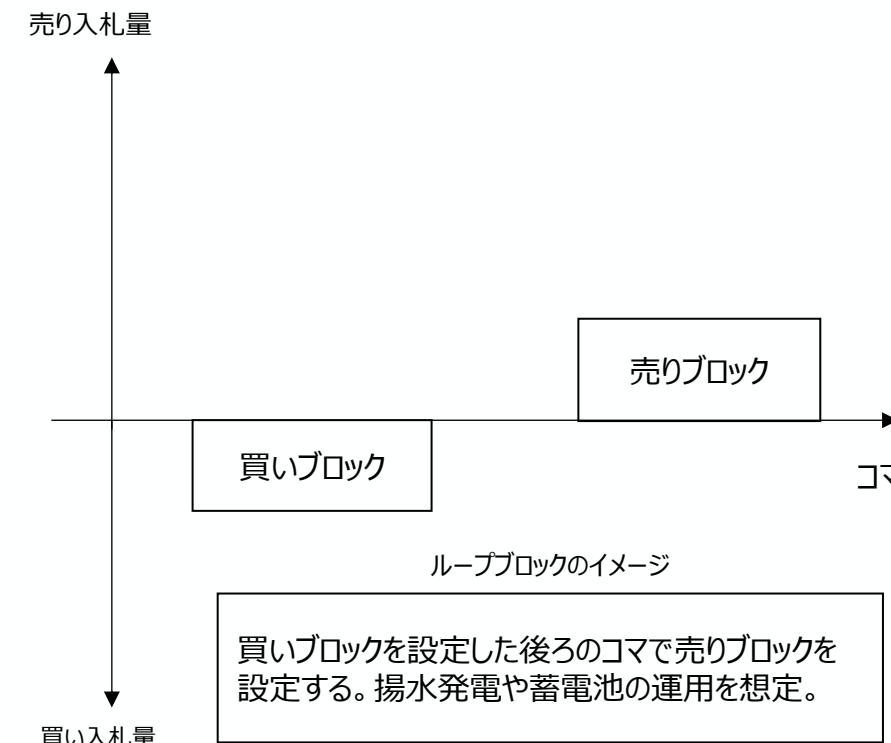
2つのブロックから成り、どちらも約定するか、約定しないかに制限される。

リンクブロック、ループブロックの活用イメージは下記の通り。



リンクブロックのイメージ

親ブロックには、起動費を反映させて売り入札価格を設定しながら、子ブロックの売り入札価格を親ブロックよりも下げた価格設定でリンクブロックを形成する。



ループブロックのイメージ

買いブロックを設定した後ろのコマで売りブロックを設定する。揚水発電や蓄電池の運用を想定。

卸電気事業者（電発）の電源の切り出し

- これまで、全体約1200万kW^{*4}のうち、約5%にあたる約61.9万kW^{*5} が切り出された。
前年同期間と比べ進展は見られない。
- 各社とも更なる切出しについては未定となっている。

切出し量		協議の状況等
北海道電力	年間2億kWh程度 ^{*3} を切出し済み	更なる切出しについては未定
東北電力	5万kW ^{*2} を切出し済み	更なる切出しについては未定
東京電力EP	3万kW ^{*1} を切出し済み	更なる切出しについては未定
中部電力	1.8万kW ^{*1} を切出し済み	切出し対象の電源については、2021年3月末に電源開発との電力受給契約終了（切出し済み分を含む全量） 更なる切出しについては未定
北陸電力	1万kW ^{*1} を切出し済み	切出し対象の電源については、2021年3月末に電源開発との電力受給契約終了（切出し済み分を含む全量） 更なる切出しについては未定
関西電力	35万kW ^{*2} を切出し済み	更なる切出しについては未定
中国電力	1.8万kW ^{*1} を切出し済み	更なる切出しについては未定
四国電力	3万kW ^{*1} を切出し済み	更なる切出しについては未定
九州電力	8万kW ^{*1} を切出し済み	更なる切出しについては未定
沖縄電力	1万kW ^{*1} を切出し済み	更なる切出しについては未定

出所：旧一般電気事業者からの提供情報

*1：送端出力、*2：発端出力、*3：年間総発電量、*4：設備総出力全体から、揚水発電所の出力約500万kWを除いたもの、

*5：北海道電力分については、切出し量より便宜的に推計ベースロード市場への供出のため、新たに切出しを行ったものについては含まない。

公営水力電気事業の競争入札等の状況について

- 地方公共団体が経営する水力発電事業の総設備容量約231万kWのうち、約175万kW（76%）については一般競争入札等での契約。主に2024年度で長期随意契約終了の地方公共団体が、2025年度4～6月期から一般競争入札等に移行したため、2025年1月～3月期と比べ約32万kW増加。
- 残り約56万kWのうち、32%は旧一電との長期随意契約を継続、68%はFIT電源としての売電及びFIT適用化改修工事中等となっている。

公営水力発電設備（令和7年4月1日現在）

・発電所数：312か所 　・総出力：約231万kW

右表は、24地方公共団体中、水力発電の売電契約について、競争入札又は公募型プロポーザルにより決定した落札者に供給中の事例（令和7年9月30日現在）

事業体	水力発電所数	合計最大出力(kW)	契約種別	落札者
岩手県	5か所	50,500	一般競争入札	SBパワー
	10か所	133,170	公募型プロポーザル	東北電力・東北電力フロンティア
	1か所	1,400	公募型プロポーザル	東北自動車産業グリーンエネルギー普及協会
	1か所	450	公募型プロポーザル	久慈地域エネルギー
	2か所※1	3,500	公募型プロポーザル	東北自動車産業グリーンエネルギー普及協会
	1か所※1	61	公募型プロポーザル	久慈地域エネルギー
秋田県	12か所	92,900	公募型プロポーザル	東北電力・東北電力フロンティア
	3か所※1	9,250	公募型プロポーザル	東北ネットワーク（⇒ローカルでんき特定卸）
	1か所※1	8,800	公募型プロポーザル	東北ネットワーク（⇒かづのパワー特定卸）
山形県	6か所	50,700	公募型プロポーザル	東北電力・東北電力フロンティア
	2か所	8,700	公募型プロポーザル	やまがた新電力
	4か所※1	26,600	公募型プロポーザル	地球クラブ
	1か所※1	420	公募型プロポーザル	やまがた新電力
栃木県	6か所※4	48,200	公募型プロポーザル	東京電力エナジーパートナー
	6か所※5	43,490	公募型プロポーザル	丸紅新電力
群馬県	5か所※5	24,470	公募型プロポーザル	TGオクトパスエナジー
	15か所※2,5	119,872	一般競争入札	関西電力
	3か所	36,500	公募型プロポーザル	東京ガス
神奈川県	11か所※5	347,589	公募型プロポーザル	SBパワー
	10か所※5	74,960	公募型プロポーザル	東京電力エナジーパートナー
山梨県	5か所※5	42,500	一般競争入札	パルシステム電力・地球クラブ・UPDATER
	1か所※5	1,100	公募型プロポーザル	ヴィジョナリーパワー
	1か所※2	380	公募型プロポーザル	エネット
富山県	11か所※6	87,400	一般競争入札	北陸電力
	12か所※3	63,080	公募型プロポーザル	ゼロワットパワー
長野県	1か所※8	1,565	公募型プロポーザル	中部電力ミライズ
	13か所※1	45,009	公募型プロポーザル	ゼロワットパワー
	7か所	100,200	一般競争入札	SBパワー
京都府	1か所	11,000	一般競争入札	ゼロワットパワー
	1か所	1,100	一般競争入札	とっとり市民電力
鳥取県	1か所	9,200	一般競争入札	中国電力
	10か所※1	14,637	一般競争入札	ゼロワットパワー
岡山県	10か所※5	54,680	一般競争入札	ゼロワットパワー
	1か所※2	180	一般競争入札	ゼロワットパワー
山口県	8か所※5	50,550	公募型プロポーザル	ミツウロコグリーンエネルギー
	1か所※2	260	公募型プロポーザル	ミツウロコグリーンエネルギー
徳島県	3か所※6	85,000	公募型プロポーザル	四国電力
	1か所※6	2,500	公募型プロポーザル	なかよし電力
愛媛県	8か所※6	56,700	一般競争入札	四国電力
	3か所※6	39,200	公募型プロポーザル	四国電力
合計	204	1,747,773		

発電所数合計：204か所

合計最大出力：1,747,773kW

【水力設備総出力の75.6 %】

※1 2021年7～9月期の報告より、FIT電源分についても、公募型プロポーザル、一般競争入札に移行したものについては整理の対象に含めることとして見直しを実施。

岩手県は2024年10～12月期に2か所、2025年1～3月期に1か所、秋田県は2024年10～12月期に1か所、長野県は2025年4～6月期に3か所、島根県は2022年10～12月期に10か所が移行。なお、島根県については、今回から情報提供があり、一覧に追加した。

※2 卒FITに伴い、一般競争入札又は公募型プロポーザルに移行。群馬県は、1か所について一般競争入札により2025年3月よりFITから非FITへ移行。

※3 長野県は、公募型プロポーザルのうち、1か所についてリプレース・増出力し、2024年10～12月期からFIP移行。

※4 栃木県は、8か所について公募型プロポーザルとしていたが、そのうち、2か所はFIT適用リプレースにより2024年1～3月期に6か所に変更。

※5 群馬県・神奈川県・山梨県・岡山県・山口県は、2023年度で長期随意契約終了に伴い、一般競争入札又は公募型プロポーザルに2024年4～6月期より新規移行。

※6 富山県・徳島県・愛媛県・高知県は、2024年度で長期随意契約終了に伴い、一般競争入札又は公募型プロポーザルに2025年4～6月期より新規移行。

※7 鳥取県は1か所について、オーバーホールを経て一般競争入札により2025年9月新規契約。

※8 長野県は1か所について出力変更。

公営水力電気事業の競争入札等の状況について

- 長期随意契約の解消状況に係る旧一電に対するアンケート等によると、今期は、地方公共団体から旧一電への期中解約に関する協議の申し入れ、相談等の動きは見られなかった。

2025年7月以降の地方公共団体との電力販売契約の解消・見直しに関する旧一電からの回答より整理

【既存契約の期中解消協議の状況】

今期においては、地方公共団体から旧一電への長期随意契約の解消・見直し等の申し入れ、相談等の動きは見られなかった。他方で、旧一電に対し、長期随意契約中の発電所について途中解約した場合の違約金算定依頼があり、現在対応中。

参考：2025年7月以降の地方公共団体向けの電力販売契約に関する取り組み等に関する定期アンケートの回答結果より整理

■ 旧一電との既存契約の期中解消に向けての動き

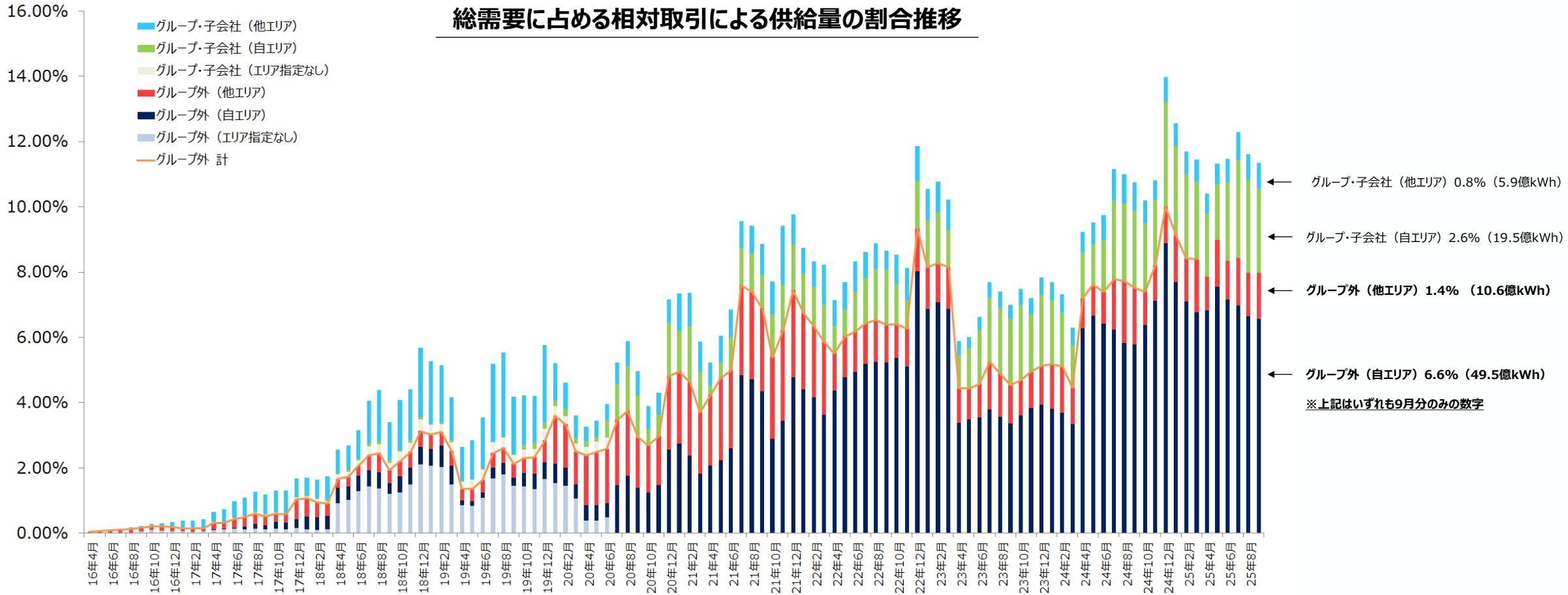
- これまでに一般競争入札または公募型プロポーザルによる売電契約へ移行した地方公共団体のうち、2025年度末で現行の1年又は2年・3年・6年等の契約が期間満了となる地方公共団体は14団体あり、大半が現行の契約方式により入札や公募を予定している。
- 2025年度末まで長期随意契約が継続する地方公共団体は、期中解約は行わずに期間満了まで同契約を継続。長期随意契約終了後は一般競争入札や公募型プロポーザルへの移行を予定し、順次広告を実施中。
- 2026年度以降も、旧一電との非FITの長期随意契約が残る発電所が1地点ある。

■ 売電契約における各地方公共団体の独自の取組など

- 現行の売電契約において、独自の電気料金プラン（環境価値付加プラン、投資促進プラン、地域産業振興プラン、移住割引プラン等）を設定。
- 一般競争入札等で落札者を決定する契約において、地産地消の観点から以下の独自の取組を実施。
 - ✓ 公募型プロポーザルにおいて、一般枠、県内地域新電力枠に分けて募集。
 - ✓ 需要家と小売電気事業者をマッチングさせる『地産地消型PPA（群馬モデル）』の導入。
 - ✓ 地方公共団体が運営する公共施設や公共交通機関への供給。
 - ✓ 全量県内へ供給を条件とした契約の締結。

旧一般電気事業者の相対取引の状況

- 2025年9月時点の総需要に占める旧一般電気事業者からの相対取引による供給量の割合は、11.3%であった。
(85.6億kWh (前年同期比1.1倍))
- 同月時点のグループ外への相対卸供給は、総需要の8.0% (60.2億kWh) を占め、これは新電力需要 (170.4億kWh) の35.3%を占める。



出所：旧一般電気事業者（JERAを含む）等からの提供情報

※ グループ会社の基準については、資本関係が20%以上の会社とする。

※ 「エリア」について、2020年6月以前の各社回答において、「①受電エリア」と、「②利用エリア」による回答が混在しており、「②利用エリア」による回答の大半が「エリア指定なし」との回答となっていた。

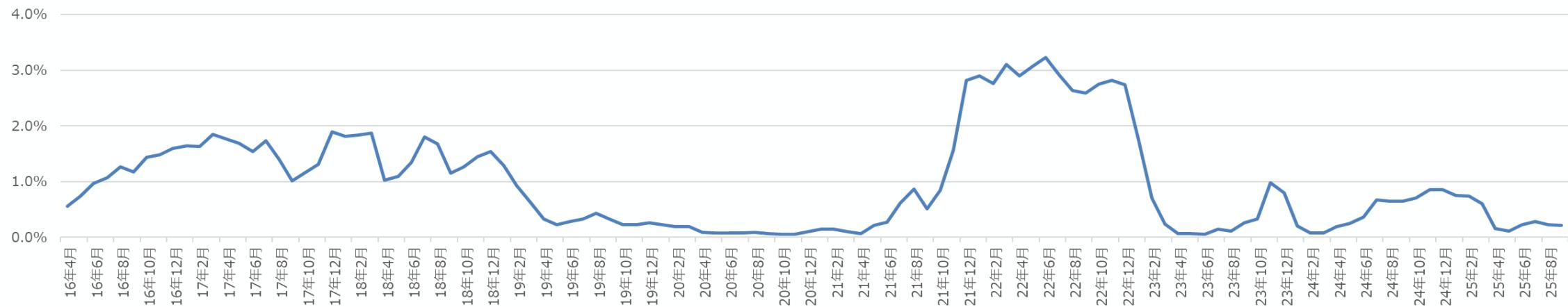
2020年7-9月期以降は、実態把握のため、「①受電エリア」に統一して回答を行うよう改めて事業者に通知を行い、結果を算定している（これに伴い「エリア指定なし」の分類が無くなっている）。

※ JERAについては、東京電力エナジーパートナー及び中部電力ミライズの卸分を除き算出。

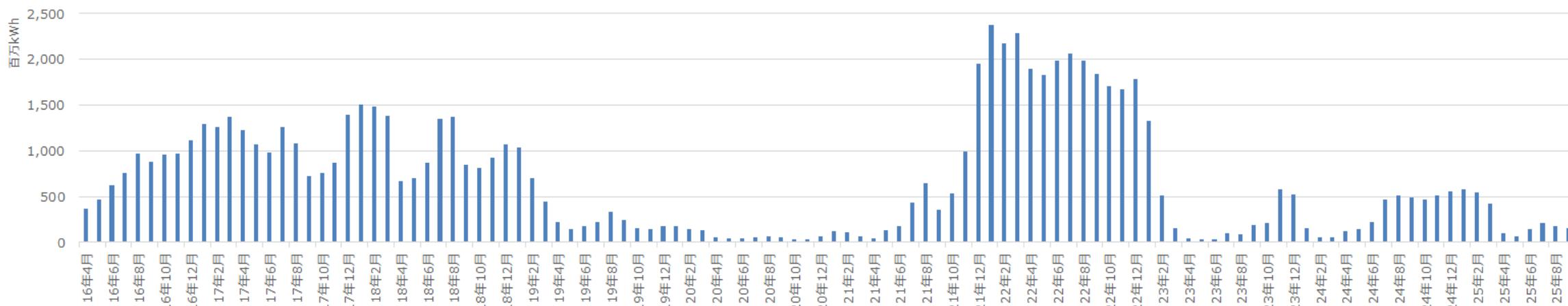
常時BU販売電力量の推移

- 2025年9月時点の総需要に占める常時BU販売電力量の割合は、0.2% (1.58億kWh) となっている。なお、北海道・北陸・関西・中国・九州・沖縄エリアは2025年度（北海道・沖縄エリアは2024年度から）において常時BUは行っていない。

総需要に占める常時BU販売電力量10社合計割合 (%)



常時BU販売電力量10社合計 (kWh)



【当四半期報告】

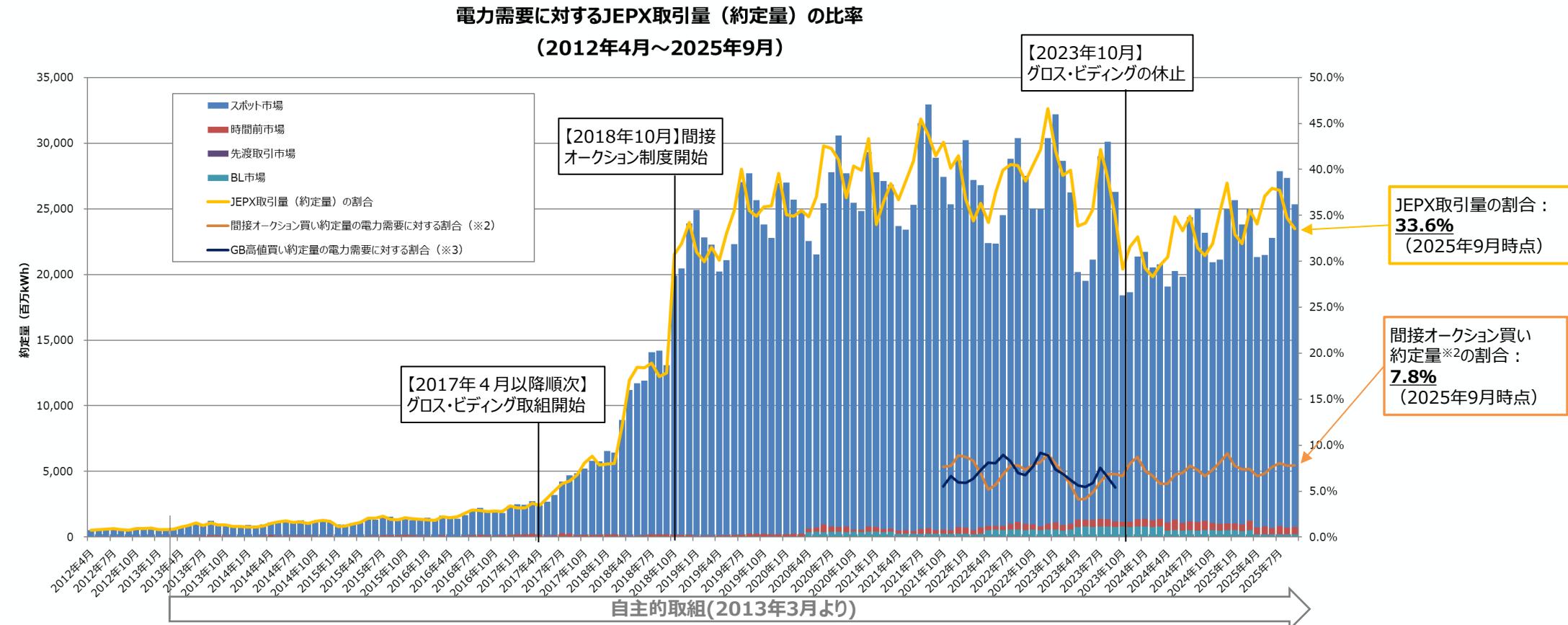
- **卸電力市場**
 - 卸電力取引所
 - スポット市場
 - 時間前市場
 - 先渡取引市場
- **旧一般電気事業者による自主的取組等**
 - 余剰電力の取引所への供出
 - 時間前市場の売買約定状況、売り札引上げ状況
 - 売りブロック入札の状況
 - 卸電気事業者の電源の切出し
 - 公営水力電気事業の入札等の状況
 - 相対取引の状況

【中長期推移報告】

- **卸電力市場**
 - 卸電力取引所
 - 約定量の推移
 - 約定価格の推移
 - 市場分断率の推移
 - JEPXスポット価格と燃料価格
- **小売市場**
 - 地域別の新電力シェアの推移
 - 地域別の市場シェア
 - 電力量単価の推移
 - スイッチングの動向
 - 低圧料金の平均単価推移
- **ガス市場**
 - 旧一般ガス事業者の相対取引の状況
 - スタートアップ卸の利用状況

電力需要に対するJEPX取引量（約定量）の比率の推移

- 2025年9月時点における、日本の電力需要に対するJEPX取引量（約定量※1）の比率は33.6%であった。
- 間接オークション買い約定量※2の電力需要に対する比率は、7.8%であった。



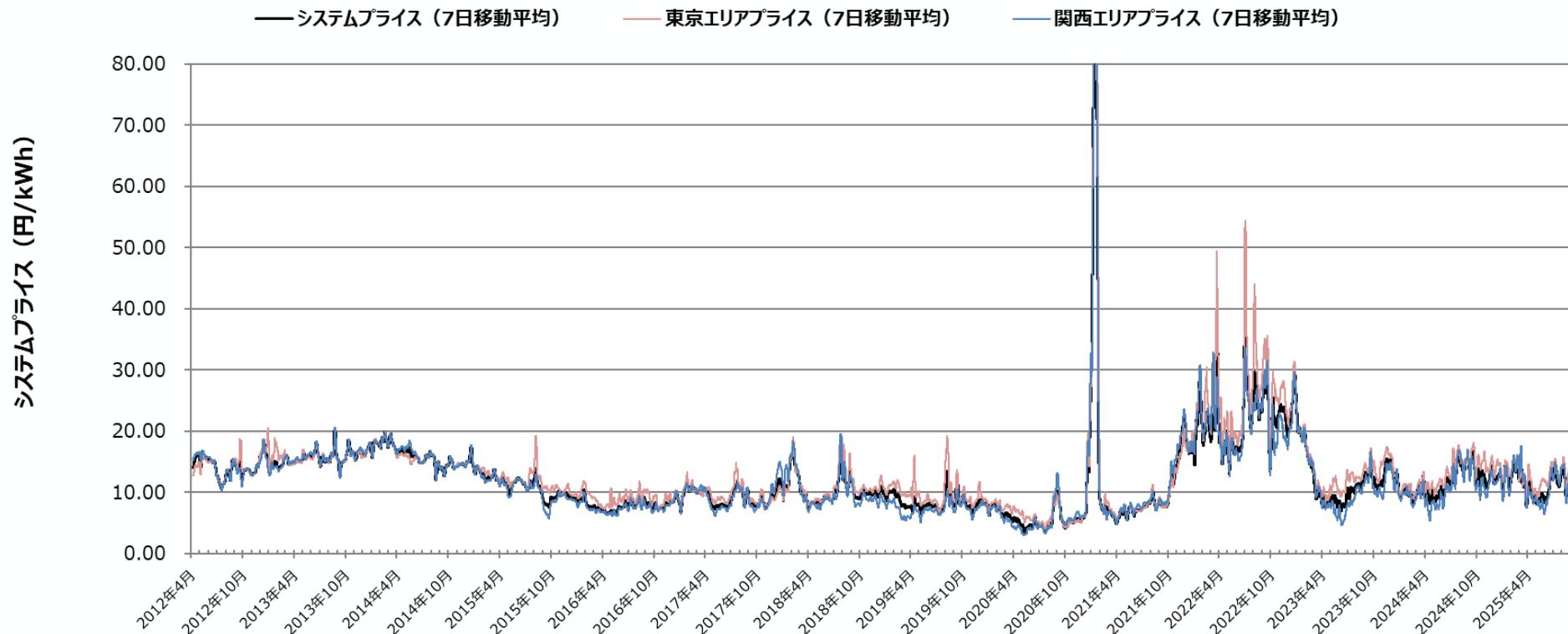
※1 各事業者、各コマにおける買い約定量を合計（自社による間接オークション等、同一事業者が同一コマにおいて売買共に約定した場合における、買い約定量が含まれる）。

※2 間接オークション買い約定量は、JEPXのユーザーアカウントデータの属性で間接オークションに該当するアカウントの約定量を集計したもの。

スポット市場における価格の推移

- 1日のシステムプライス平均値は、2023年4月以降、概ね8円/kWh～18円/kWhの間で推移しており、直近の四半期における平均値は12.12円/kWhであった。
- また、直近の四半期の東西値差は、1.3円/kWh程度であり、昨年同期間と比べ0.1円/kWh程度大きくなつた。

スポット市場 システムプライスの推移 (2012年4月1日～2025年6月30日)

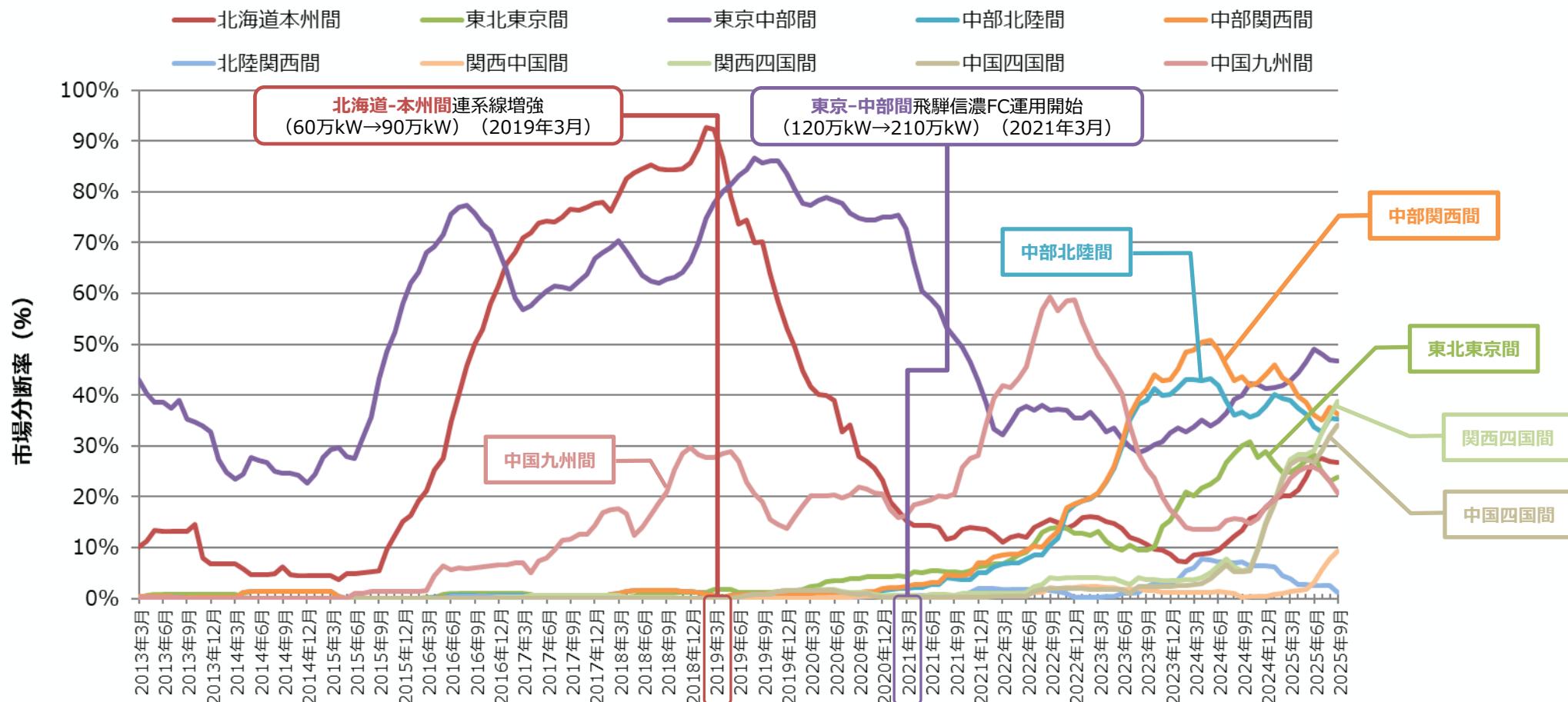


(円/kWh)	2012年度 平均	2013年度 平均	2014年度 平均	2015年度 平均	2016年度 平均	2017年度 平均	2018年度 平均	2019年度 平均	2020年度 平均	2021年度 平均	2022年度 平均	2023年度 平均	2024年度 平均	当四半期 平均
システムプライス	14.43	16.51	14.67	9.78	8.46	9.72	9.76	7.93	11.21	13.46	20.41	10.74	12.29	12.12
東京エリアプライス	14.75	16.44	14.63	10.99	9.32	10.15	10.68	9.12	12.02	14.27	23.50	12.20	13.66	13.34
関西エリアプライス	14.32	16.62	14.71	9.37	8.29	9.81	8.88	7.18	11.06	14.05	19.54	9.74	11.70	12.02

各エリア間の市場分断率の推移

- 東京中部間は2025年3月以降、市場分断率の高い状態が継続。
- 関西四国間、中国四国間の市場分断率は2024年11月以降、大きく上昇傾向。
- 北海道本州間の市場分断率は、足下では上昇傾向にある。

スポット市場 月間市場分断率の推移 (12か月移動平均)
(2013年4月～2025年9月)



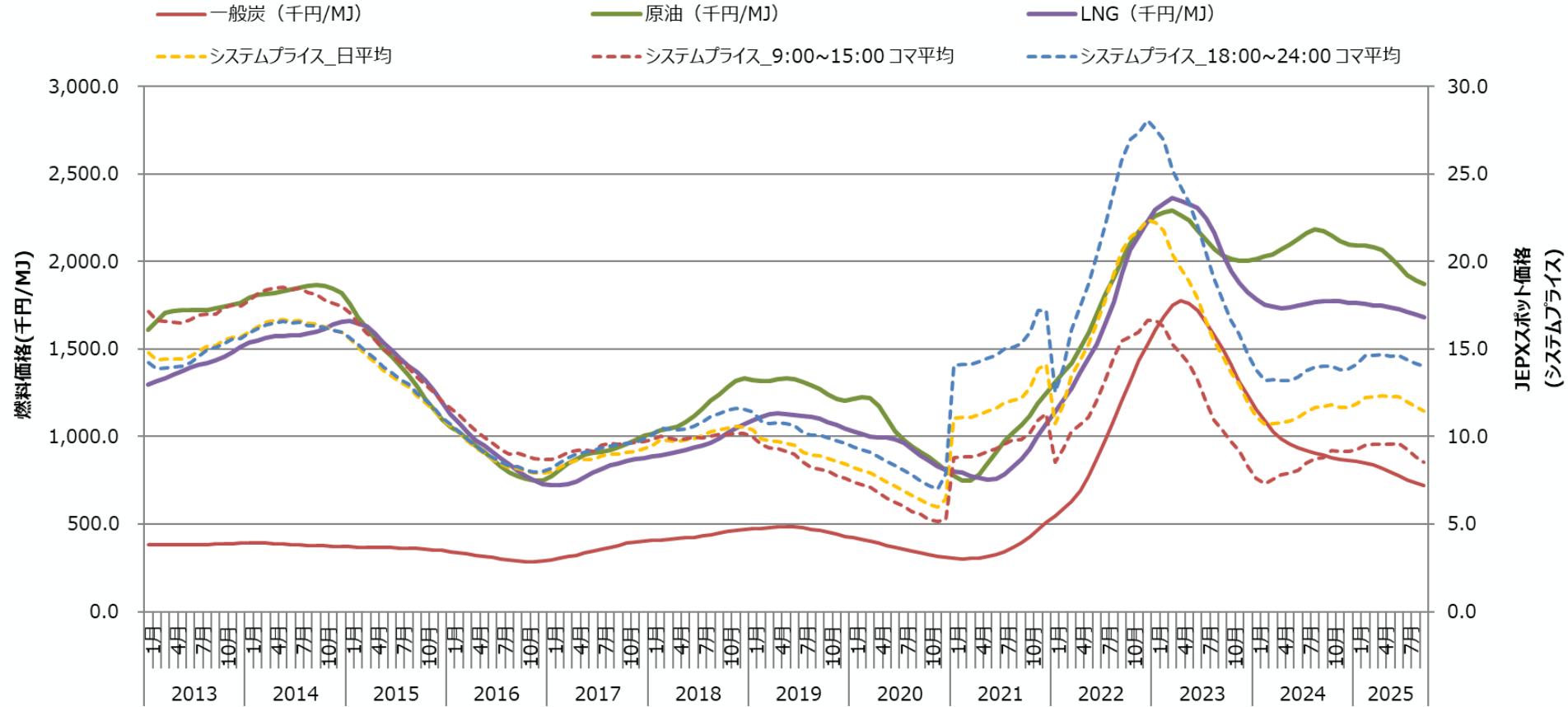
※ 月間市場分断率(12か月移動平均)：スポット市場における30分ごとの各コマのうち、隣り合うエリアのエアプライスが異なるコマの割合を月間で集計した値の12か月移動平均値。

※ 北海道エリアは、2018年9月7日～26日の期間において平成30年北海道胆振東部地震の影響によりスポット取引を停止。停止期間中は除外して算定。

JEPXスポット価格と燃料価格

- 長期的には、JEPXスポット価格のトレンドは、LNGや原油の価格と近しい動きとなっている。
 - 2023年に入り燃料価格は下落傾向が続いているが、至近のLNG価格は横ばいの傾向が続き、スポット価格との価格推移の傾向が最も近くなっている。

JEPXスポット価格と燃料価格の推移（12か月移動平均） (2013年1月～2025年9月)



出所：財務省 貿易統計(2025年12月1日時点)より電力・ガス取引監視等委員会作成

※ 燃料価格は輸入CIF価格を電力調査統計の火力発電燃料実績に示されている発熱量を用いて集計したもの。

※ システムプライスが2022年1月に急落している理由として、12か月の移動平均（2021年2月から2022年1月まで）を用いており、高騰した2021年1月の単月値が計算範囲から外れたことによる。

※C重油について、2024年4月以降輸入量が0の月が頻出したため、2025年4月～6月期より、原油価格の推移に差し替えを実施。

【当四半期報告】

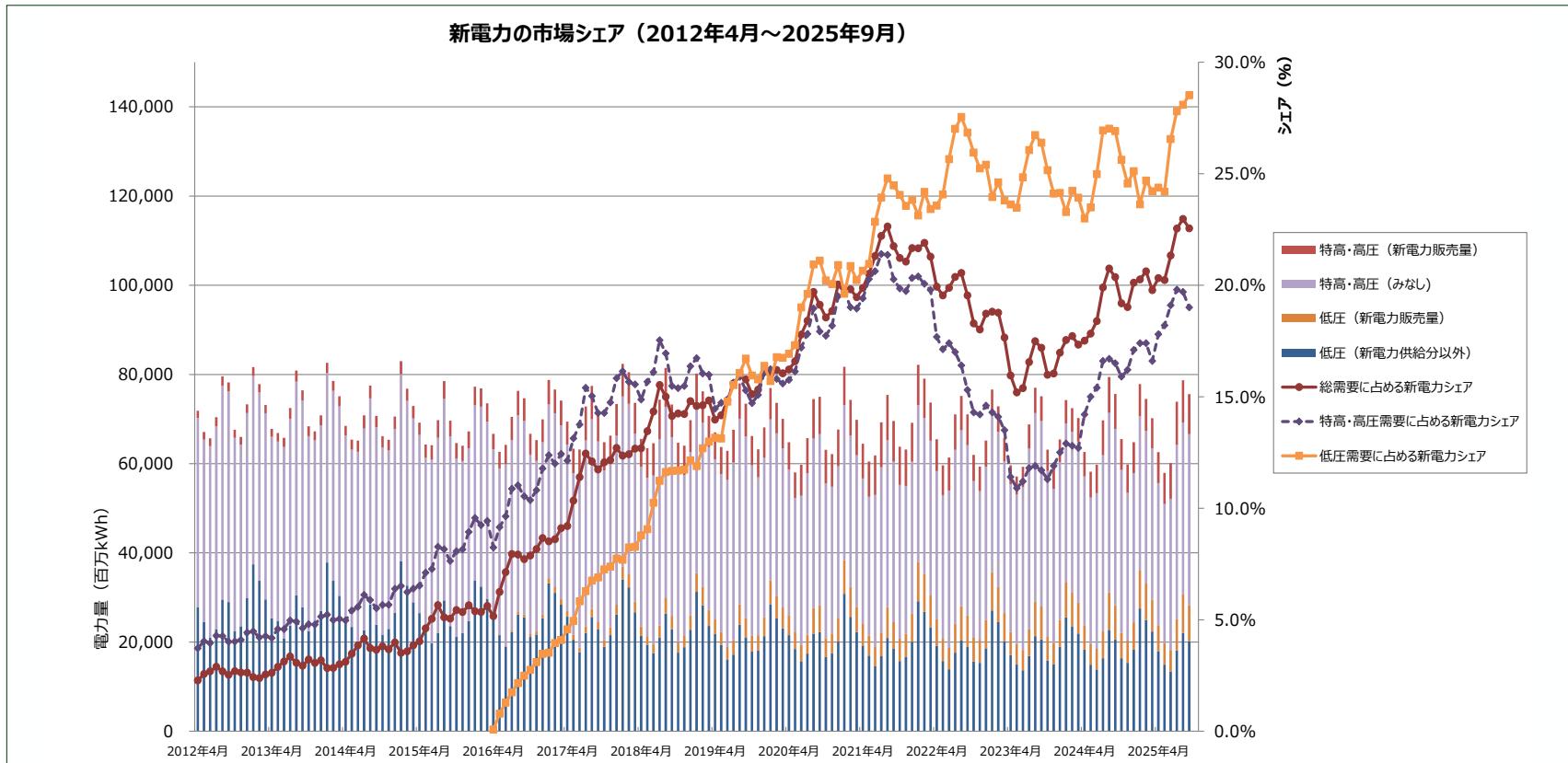
- **卸電力市場**
 - 卸電力取引所
 - スポット市場
 - 時間前市場
 - 先渡取引市場
- **旧一般電気事業者による自主的取組等**
 - 余剰電力の取引所への供出
 - 時間前市場の売買約定状況、売り札引上げ状況
 - 売りブロック入札の状況
 - 卸電気事業者の電源の切出し
 - 公営水力電気事業の入札等の状況
 - 相対取引の状況

【中長期推移報告】

- **卸電力市場**
 - 卸電力取引所
 - 約定量の推移
 - 約定価格の推移
 - 市場分断率の推移
 - JEPXスポット価格と燃料価格
- **小売市場**
 - 地域別の新電力シェアの推移
 - 地域別の市場シェア
 - 電力量単価の推移
 - スイッチングの動向
 - 低圧料金の平均単価推移
- **ガス市場**
 - 旧一般ガス事業者の相対取引の状況
 - スタートアップ卸の利用状況

新電力シェアの推移

- 販売電力量ベースで見た新電力の総需要に占める新電力シェアは、直近では、増加傾向が見られる。
- 2025年9月時点において、総需要に占める新電力シェアは約22.6%、特高・高圧需要に占める新電力シェアは約19.0%、低圧需要に占める新電力シェアは約28.7%となっている。



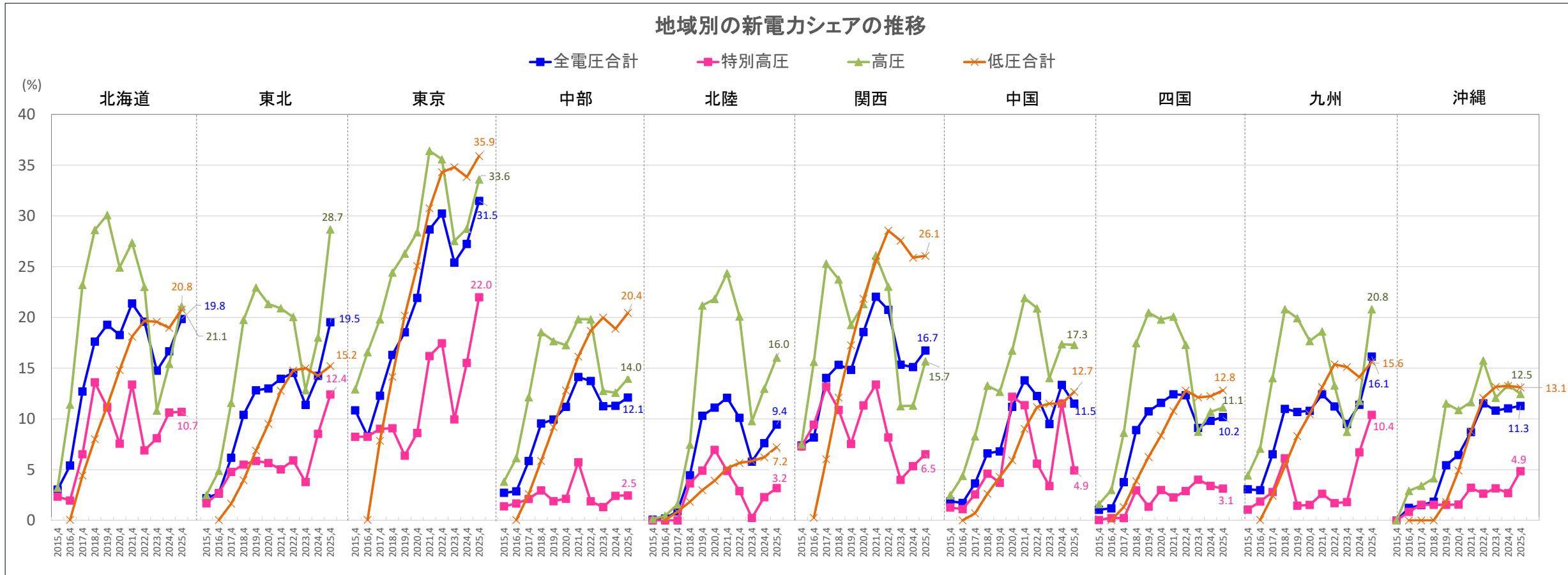
※「新電力」とは、みなし小売電気事業者以外の小売電気事業者を指す。みなし小売電気事業者の子会社も新電力に含む。

（出所：電力取引報）

	2012/4	2013/4	2014/4	2015/4	2016/4	2017/4	2018/4	2019/4	2020/4	2021/4	2022/4	2023/4	2024/4	2025/4	2025/9
総需要に占める新電力シェア	2.3%	2.6%	3.1%	4.0%	5.2%	9.2%	12.7%	14.0%	16.2%	19.9%	19.9%	16.0%	17.5%	20.3%	22.6%
特高・高圧需要に占める新電力シェア	3.7%	4.2%	5.0%	6.5%	8.2%	12.1%	14.9%	14.5%	15.8%	19.4%	17.7%	11.4%	14.2%	17.8%	19.0%
低圧需要に占める新電力シェア	-	-	-	-	0.1%	4.6%	8.8%	13.2%	16.9%	20.6%	23.6%	23.6%	23.0%	24.4%	28.7%

地域別の新電力シェアの推移（年度別）

- 地域別の新電力の販売電力量シェアを全電圧合計でみると、直近では中国エリア以外で上昇傾向がみられる。新電力の販売電力シェアが高い地域として、東京が挙げられる。

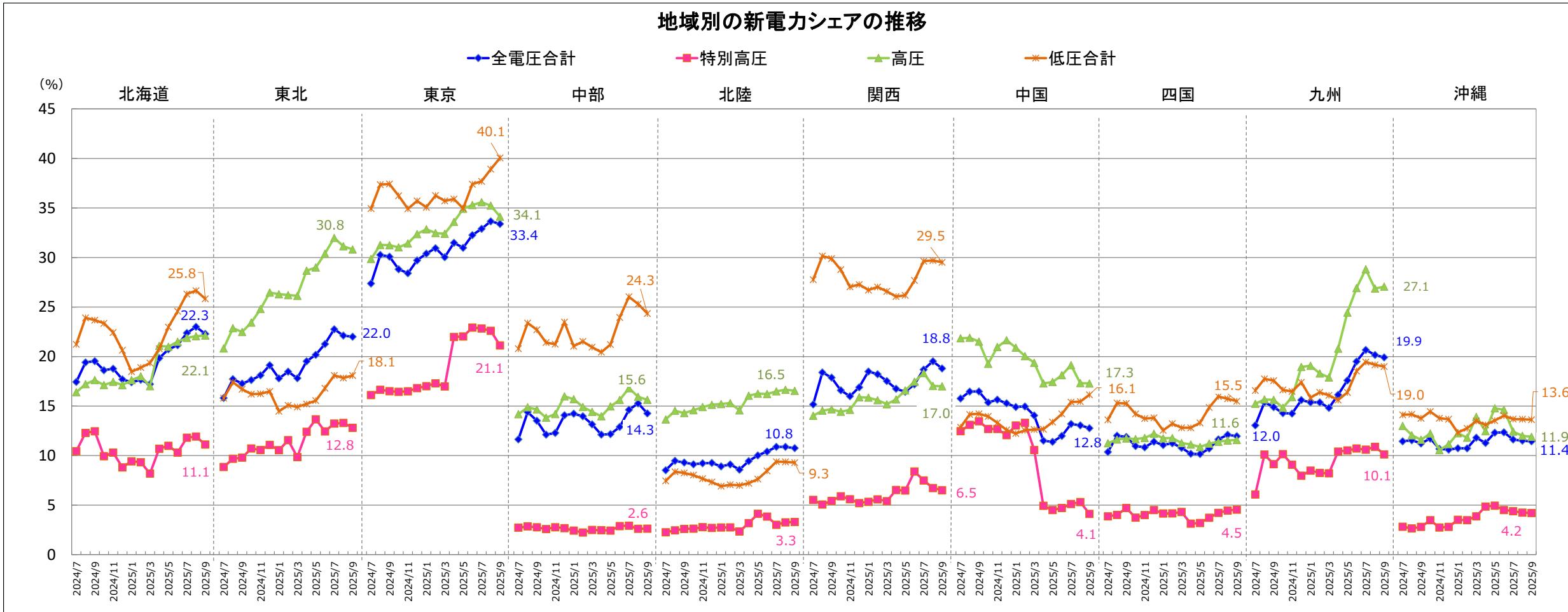


※「新電力」とは、みなし小売電気事業者以外の小売電気事業者を指す。みなし小売電気事業者の子会社も新電力に含む。

(出所：発受電月報、電力取引報)

(参考) 地域別の新電力シェアの推移 (月別)

- 地域別の新電力の販売電力量シェアでは、直近3か月では多くのエリアで概ね増加傾向がみられる。

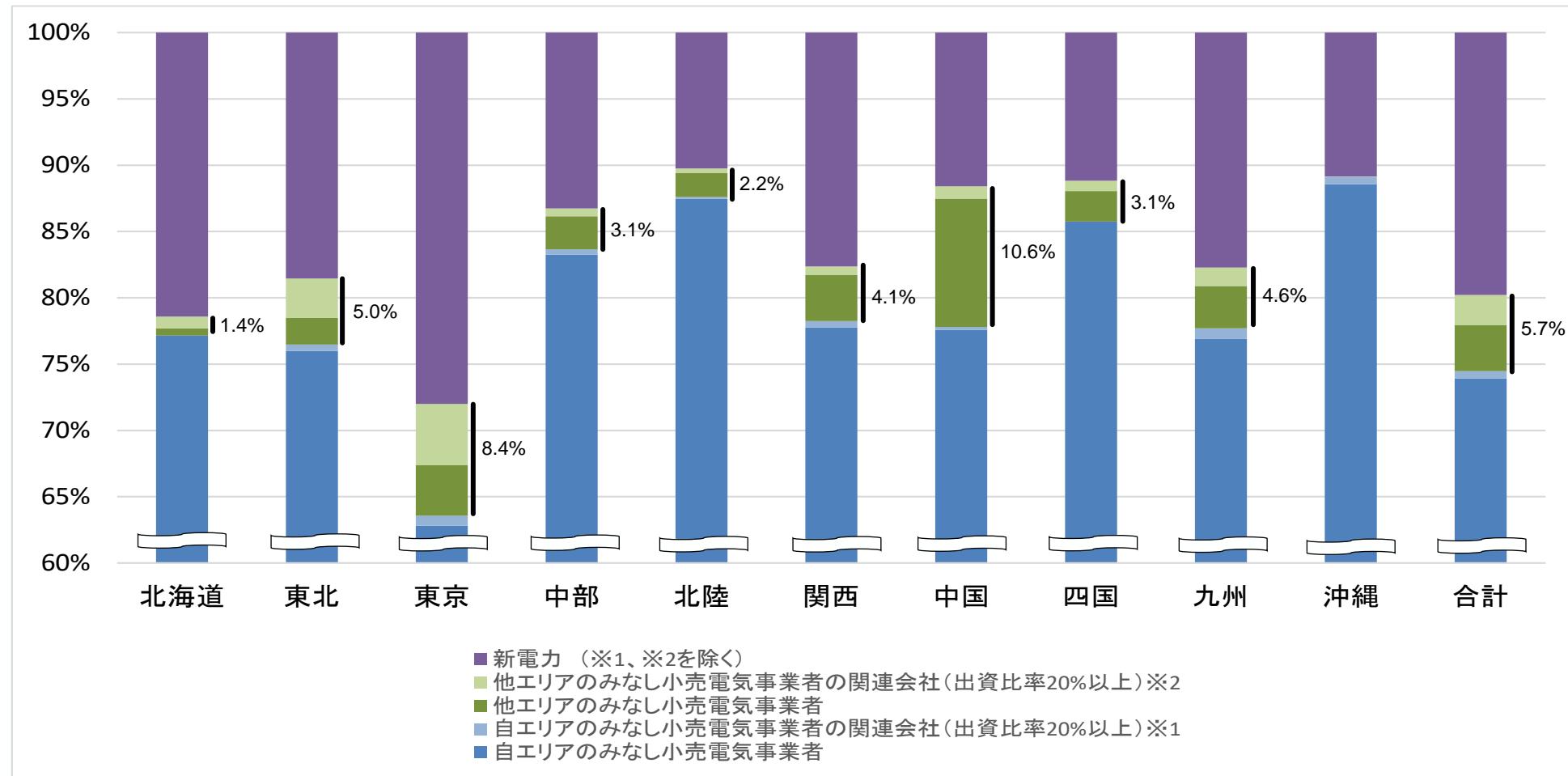


※「新電力」とは、みなし小売電気事業者以外の小売電気事業者を指す。みなし小売電気事業者の子会社も新電力に含む。
(出所: 電力取引報)

地域別の市場シェア

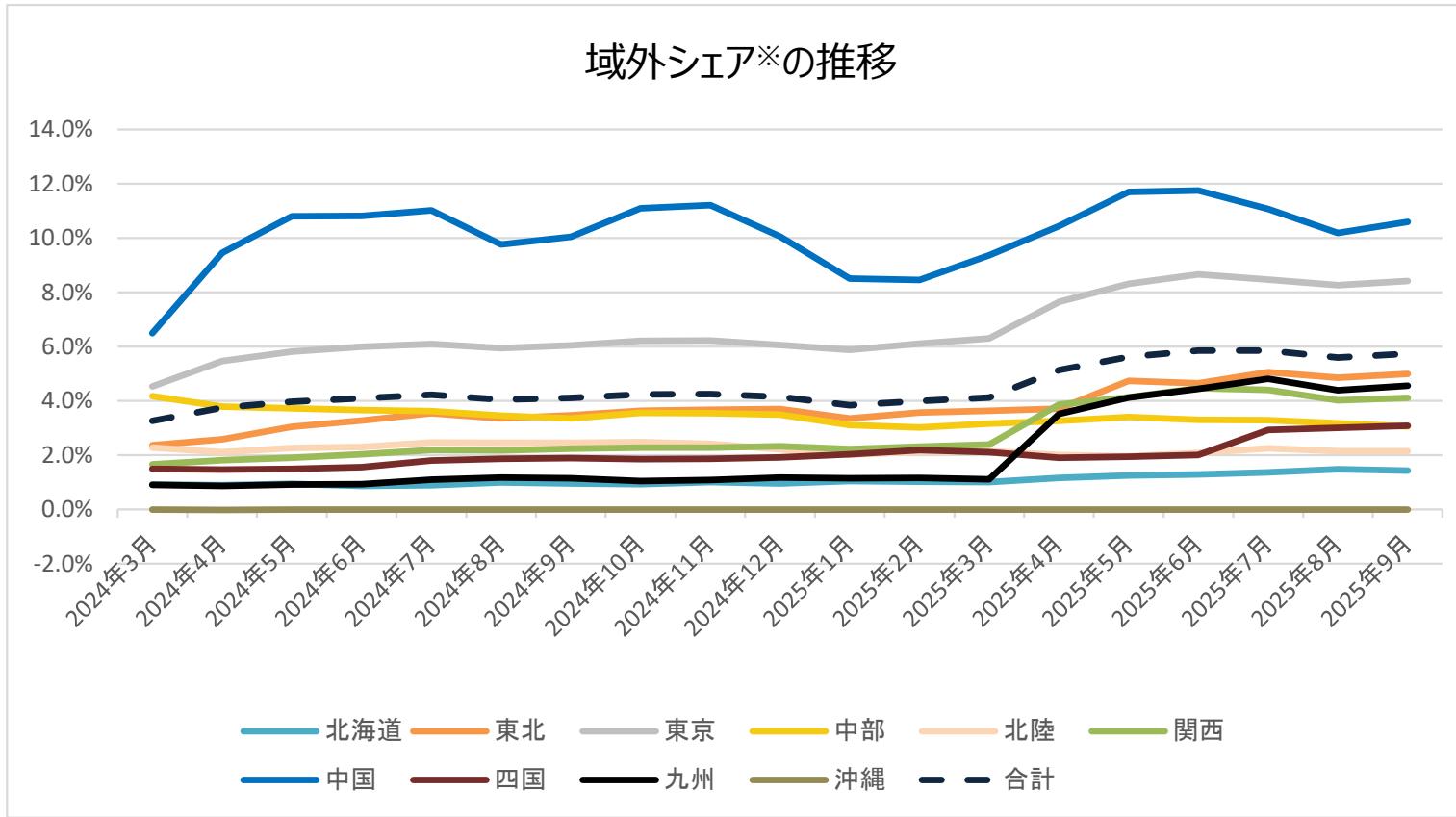
- みなし小売電気事業者及びその関連会社による旧供給区域外への供給は、全体で約5.7%であった。2025年6月値（約5.9%）に比べ、微減となっている。

地域別の市場シェア（2025年9月）



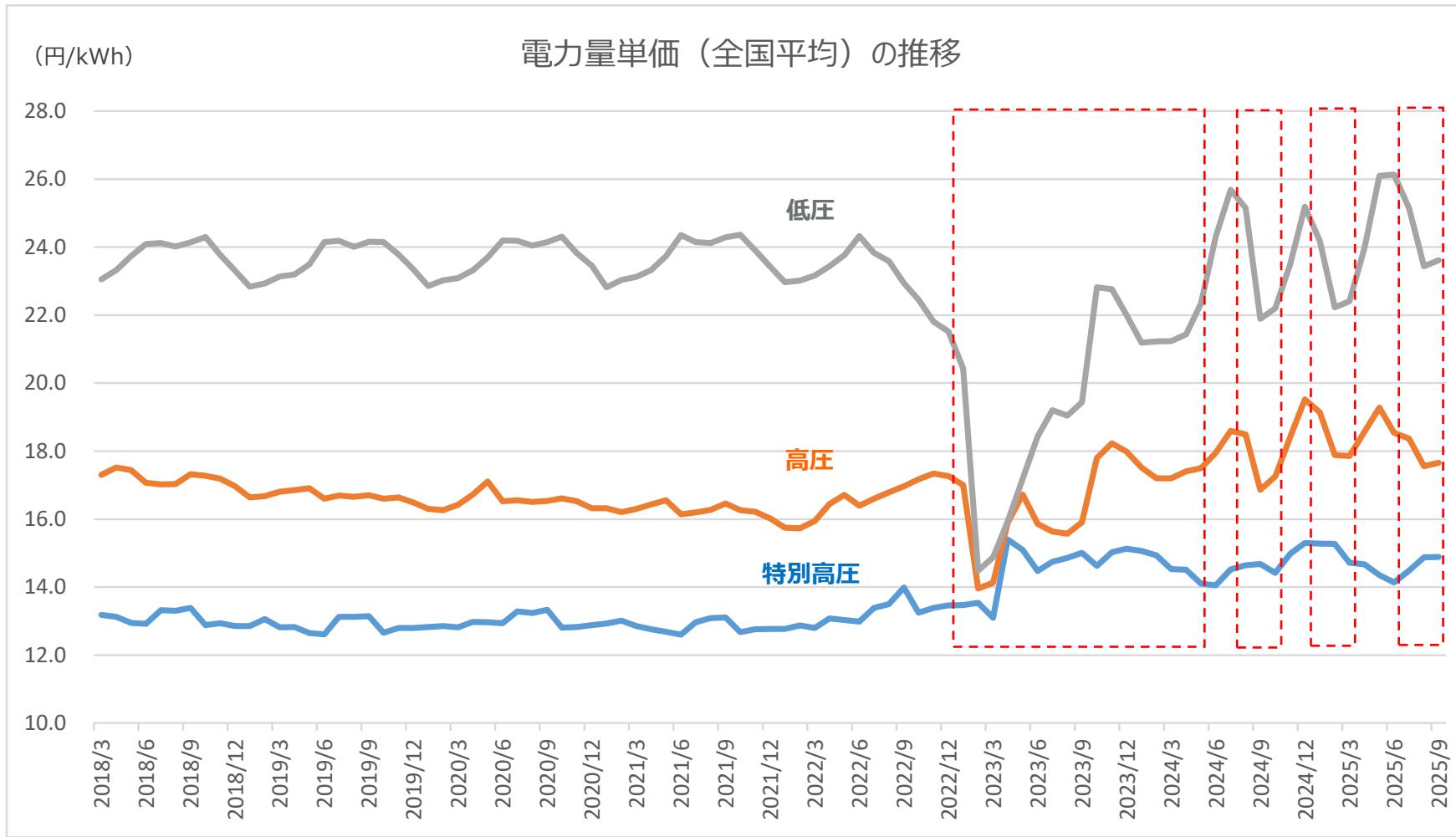
(参考) 域外みなし・域外関連会社のエリア占有率の推移 (月別)

- 域外みなし・域外関連会社のエリア占有率は、全国エリアでは直近は横ばい傾向がみられる。



	2025年9月
北海道	1.4%
東北	5.0%
東京	8.4%
中部	3.1%
北陸	2.2%
関西	4.1%
中国	10.6%
四国	3.1%
九州	4.6%
沖縄	0.0%
全国	5.7%

- 電力自由化後の電力量単価（燃料費調整単価、FIT賦課金及び消費税を除く）は、直近では激変緩和対策事業の影響により増減があるが、長期的には上昇傾向にある。



(備考)

・燃料費調整単価、FIT賦課金、消費税を除く

(燃料費調整単価（円/kWh）を除く際は、各エリアの旧一般電気事業者が公表している従量制の数値を全小売電気事業者に利用)

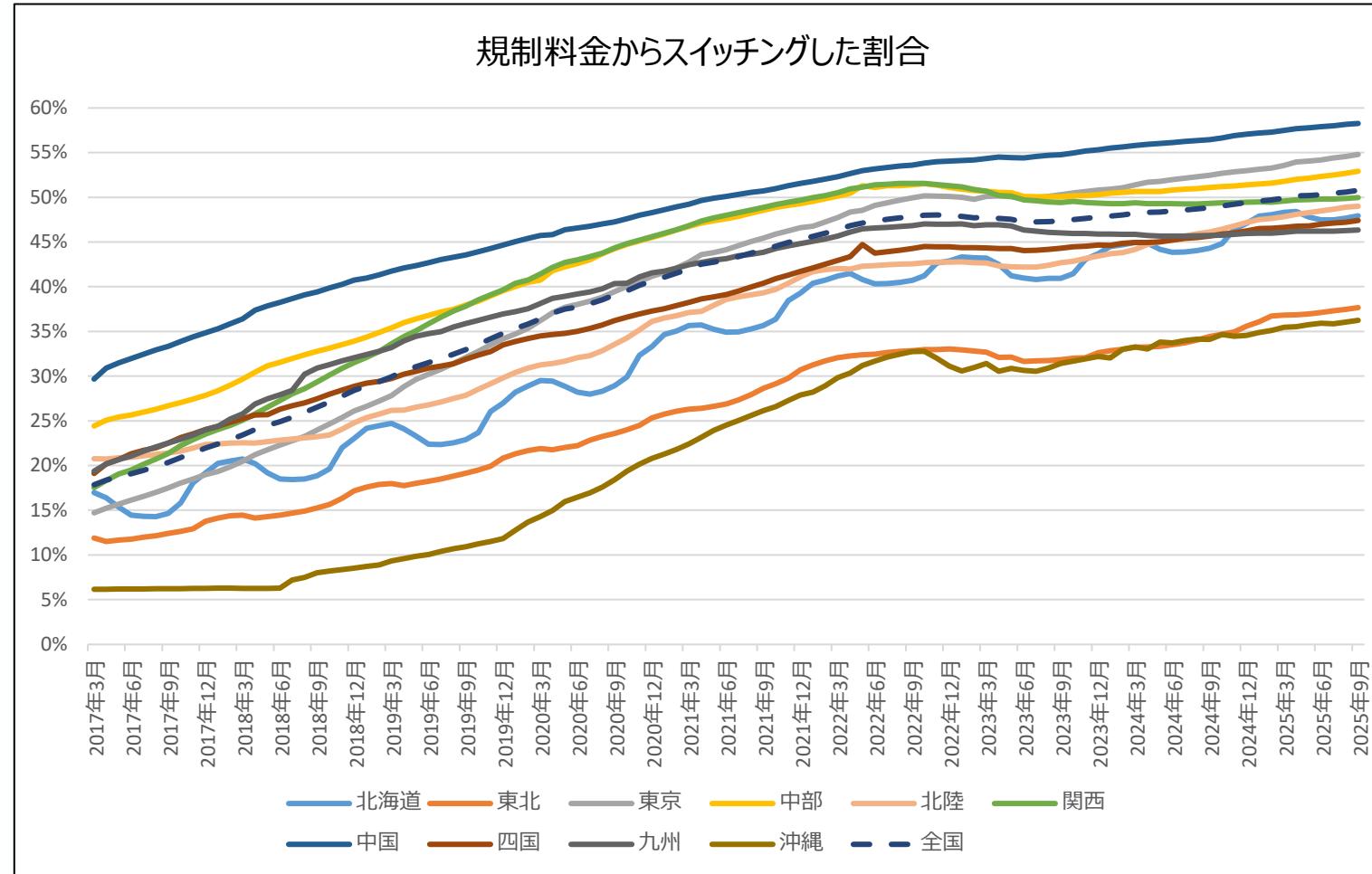
(出所)

電力取引報から電取委事務局作成

激変緩和対策

スイッチングの動向（低圧）①

- 旧一般電気事業者の規制料金メニューから自由料金メニューや新電力へのスイッチングは、上昇カーブが緩やかなものの、継続して増加している。2025年9月時点では全国で50.8%(2025年6月からは0.5ptの増加) となっている。

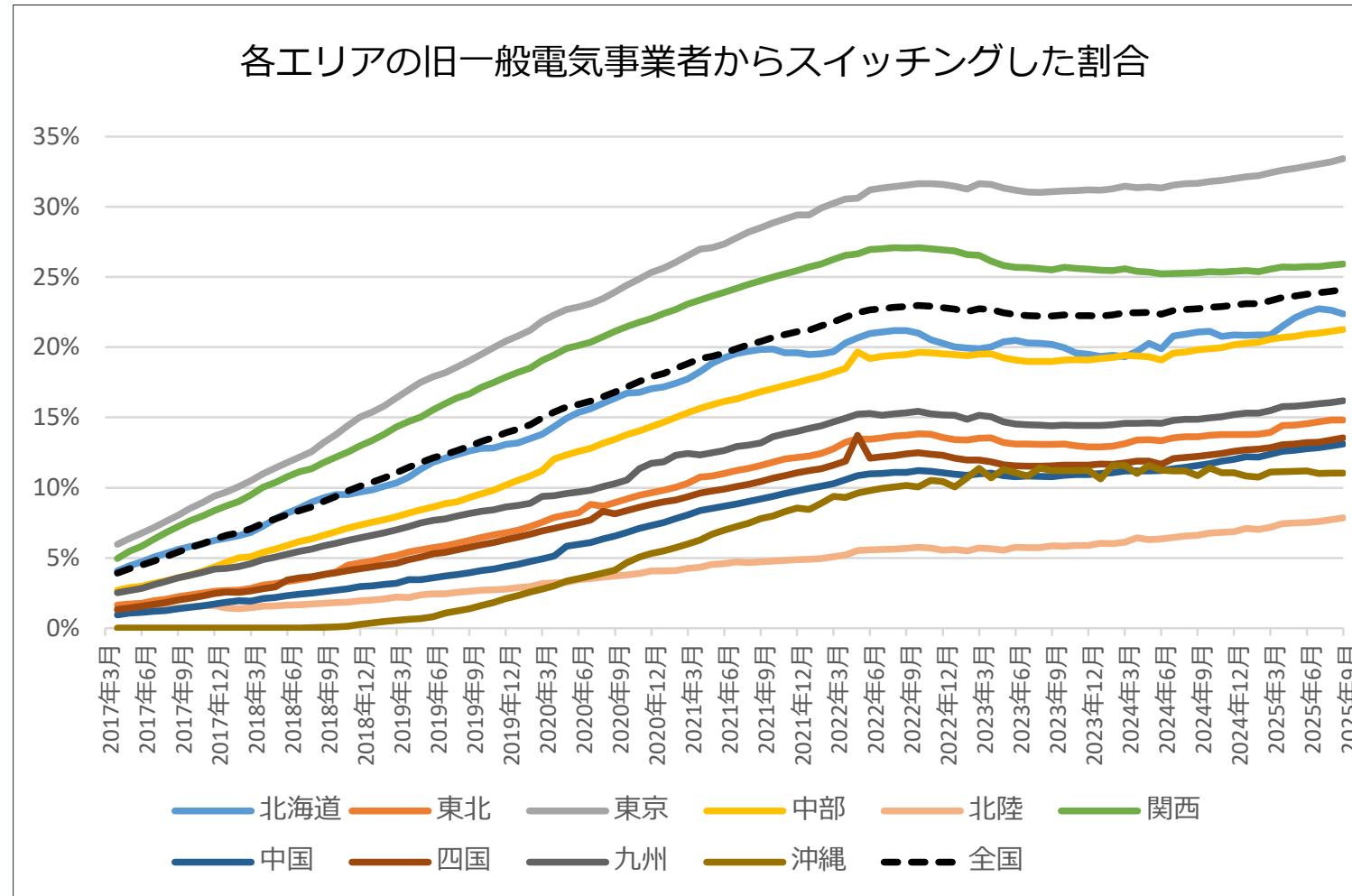


	2025年9月
北海道	47.9%
東北	37.7%
東京	54.8%
中部	52.9%
北陸	49.0%
関西	50.0%
中国	58.3%
四国	47.4%
九州	46.4%
沖縄	36.2%
全国	50.8%

※沖縄は、低圧電灯のみで算出(高圧におけるスイッチングは含まれない)

スイッチングの動向（低圧）②

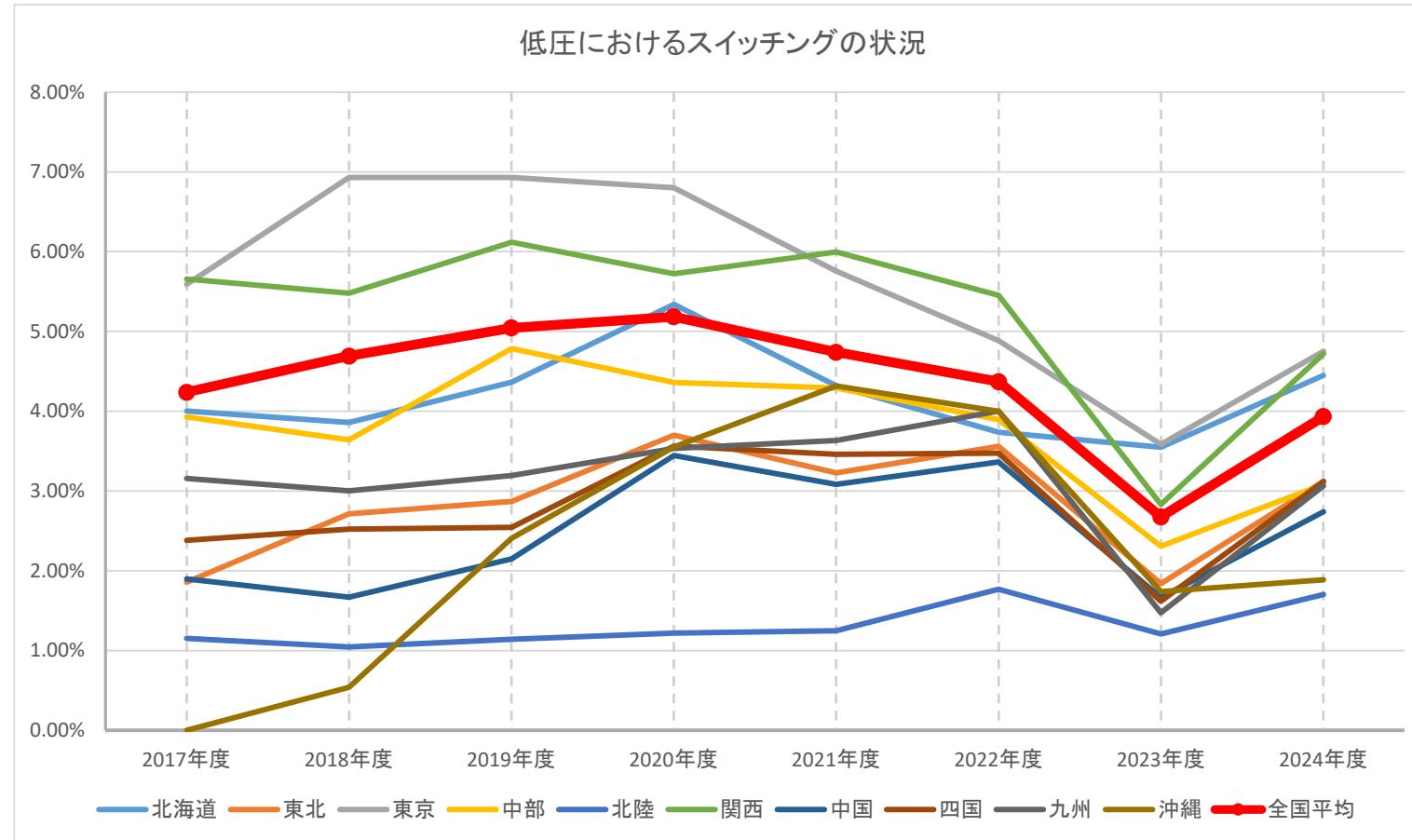
- 各エリアの旧一般電気事業者から新電力等（域外に供給している旧一般電気事業者を含む）へのスイッチング率は、継続して横ばい傾向がみられる。2025年9月時点で全国24.1%（2025年6月からは0.3ptの微増）となっている。



	2025年9月
北海道	22.4%
東北	14.8%
東京	33.4%
中部	21.3%
北陸	7.9%
関西	25.9%
中国	13.1%
四国	13.5%
九州	16.2%
沖縄	11.0%
全国	24.1%

スイッチングの動向（低圧）③：スイッチング率の年度ごとの推移

- 年度ごとのスイッチング率の推移をみると、2023年度まで減少が続いているが、2024年度は反転し、前年度比で約2ptの上昇がみられる。新電力の新たなサービスの台頭があるものの、グループ会社間での大型の事業移管が複数発生したことが大きく影響している点に留意が必要である。



	2024年度
北海道	4.5%
東北	3.1%
東京	4.8%
中部	3.1%
北陸	1.7%
関西	4.7%
中国	2.7%
四国	3.1%
九州	3.1%
沖縄	1.9%
全国	3.9%

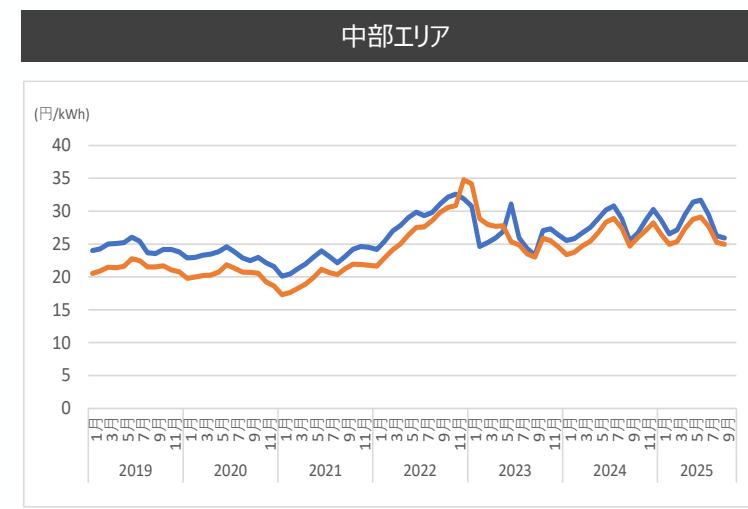
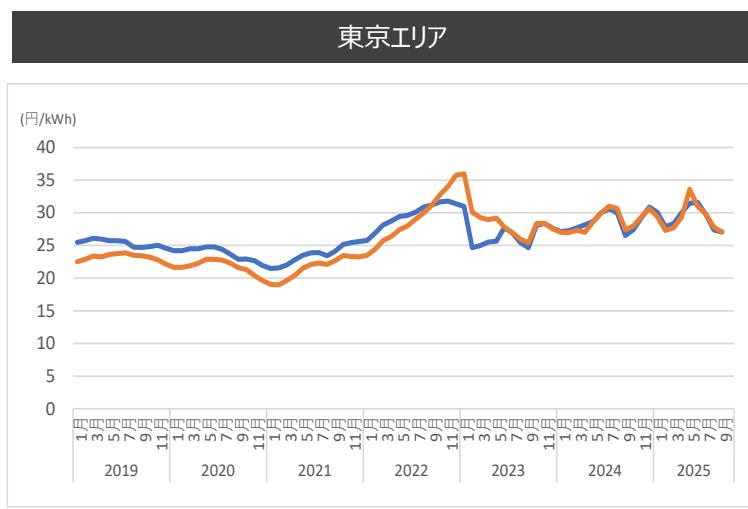
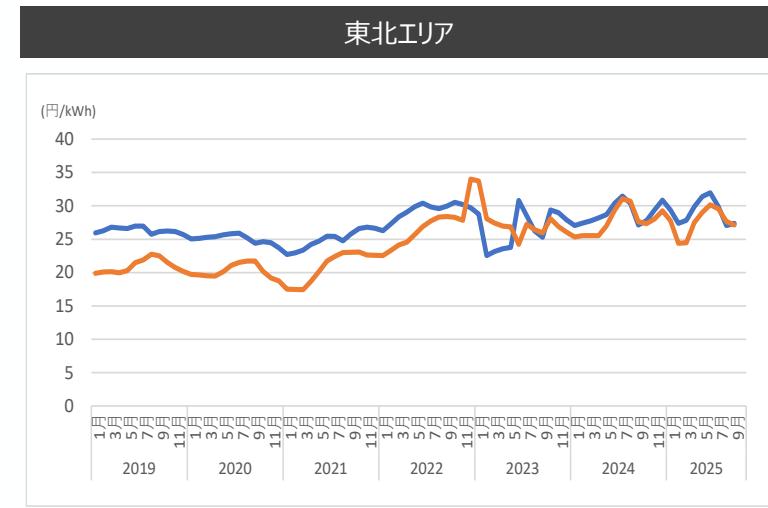
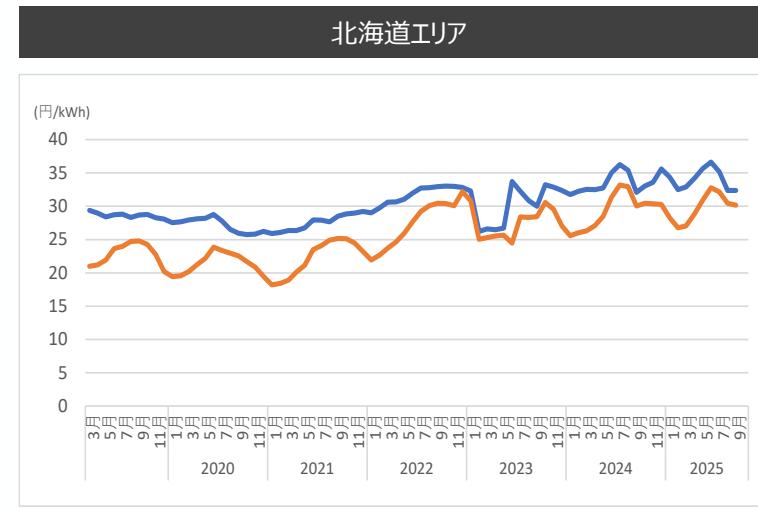
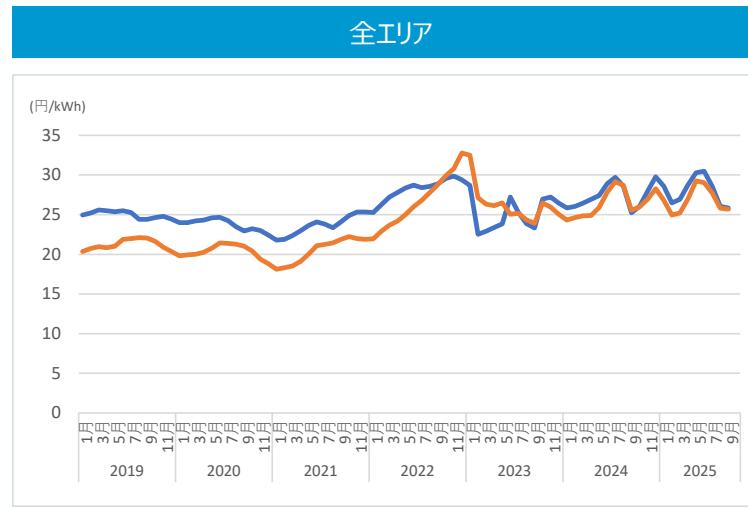
(出所：電力取引報)

(備考1) 低圧：契約口数ベース（年度の月間スイッチング件数の和÷年度の月間低圧契約口数の平均×100 を算出）

(備考2) スイッチング実績はみなし→新電力等、新電力等→みなし、新電力等→新電力等へ変更した件数の合計値で集計

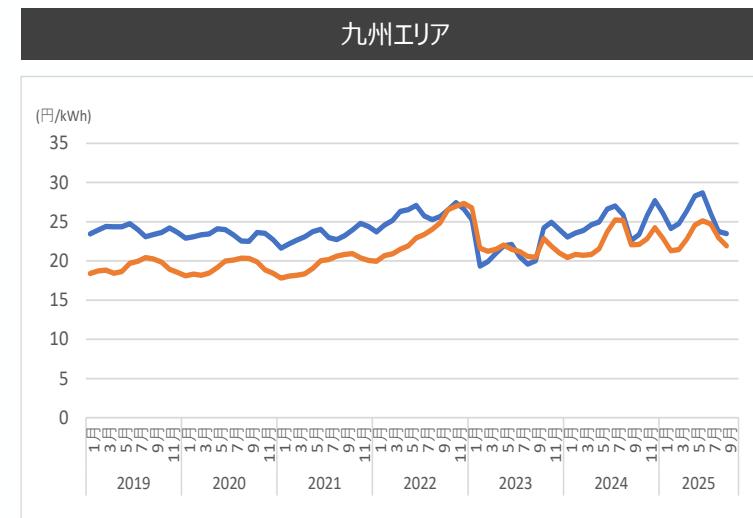
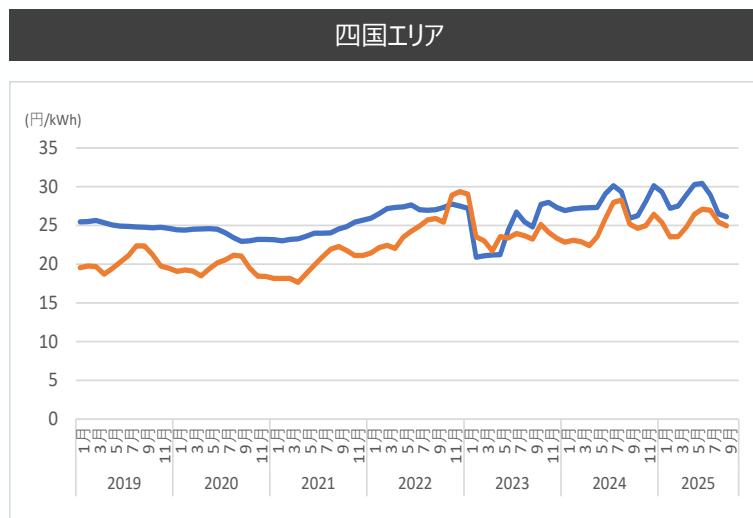
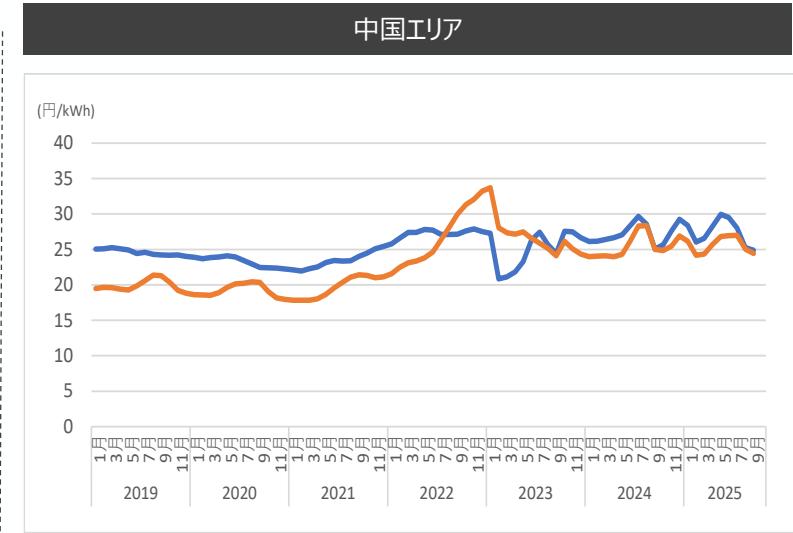
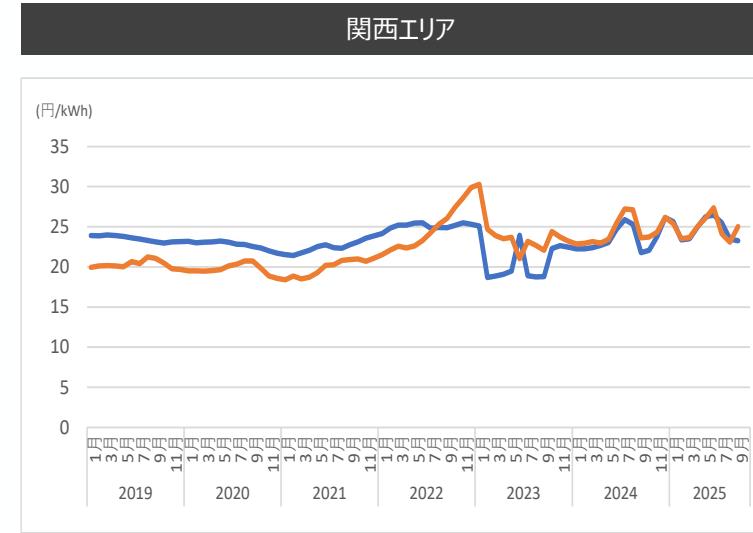
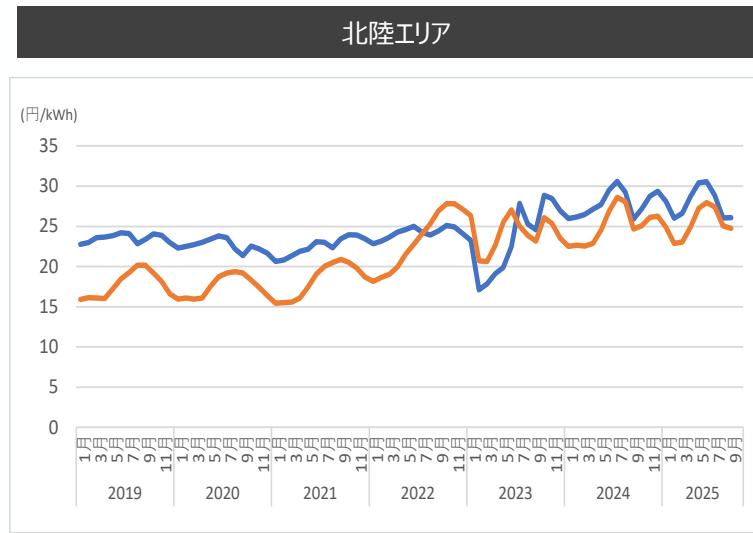
低圧料金の平均単価推移(エリア別)①

- 規制料金と自由料金の推移をみると、足元では関西を除き、規制料金が自由料金を上回る又は同等の水準が継続している。



凡例

低圧料金の平均単価推移(エリア別)②



凡例 ————— 自由 ————— 規制

【当四半期報告】

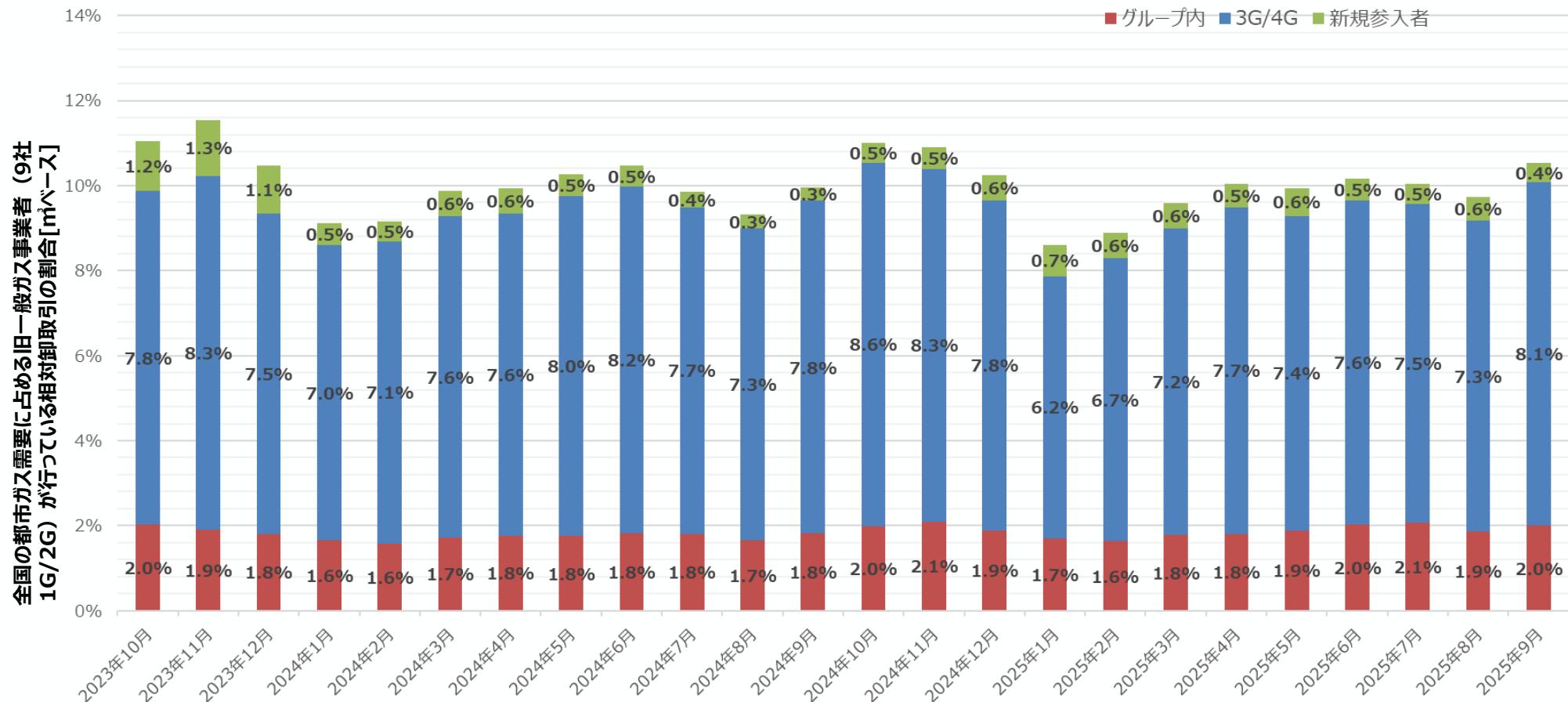
- **卸電力市場**
 - 卸電力取引所
 - スポット市場
 - 時間前市場
 - 先渡取引市場
- **旧一般電気事業者による自主的取組等**
 - 余剰電力の取引所への供出
 - 時間前市場の売買約定状況、売り札引上げ状況
 - 売りブロック入札の状況
 - 卸電気事業者の電源の切出し
 - 公営水力電気事業の入札等の状況
 - 相対取引の状況

【中長期推移報告】

- **卸電力市場**
 - 卸電力取引所
 - 約定量の推移
 - 約定価格の推移
 - 市場分断率の推移
 - JEPXスポット価格と燃料価格
- **小売市場**
 - 地域別の新電力シェアの推移
 - 地域別の市場シェア
 - 電力量単価の推移
 - スイッチングの動向
 - 低圧料金の平均単価推移
- **ガス市場**
 - 旧一般ガス事業者の相対取引の状況
 - スタートアップ卸の利用状況

旧一般ガス事業者（9社：1G/2G）の相対取引の状況

- 都市ガス分野における卸取引の実態把握のため、1G/2Gの9社^{※1}が行うガスの相対卸取引のモニタリングを実施（2020年1月からのデータをモニタリング。そのうち2023年10月からの直近2年分を表記）。
- 2025年9月末時点において、全国の都市ガスの小売供給量^{※2}に対する、1G/2Gの相対卸供給量^{※3}の割合は約10%であった。
- 新規参入者（旧一般ガス事業者ではない者）に対する相対卸供給量の割合は約0.4%であった（なお、新規参入者による小売販売量シェアは約19.1%である（2025年9月末時点））。



※1 1G：東京瓦斯、大阪瓦斯、東邦瓦斯 2G：北海道瓦斯、仙台市ガス局、静岡ガス、広島ガス、西部瓦斯、日本瓦斯（鹿児島）

※2 45MJベース。

※3 基地出口卸、導管連結点払出手卸、需要場所払出手卸（ワンタッチ卸・スタートアップ卸）、液売卸（ローリー等）を含む。なお、液売卸については、液化天然ガス1t=1220m³で仮定し換算しており、熱量調整等は考慮していない。

※4 3G/4Gは、主に他の事業者からガス卸供給を受けて、自社の導管網で小売供給を行う旧一般ガス事業者。

※5 グループ会社の基準については、資本関係が20%以上の会社としている。

スタートアップ卸の利用状況（2025年9月末時点）

- 旧一般ガス事業者9者（1G/2G）は、ガスシステム改革の目的に資するため、事業者の新規参入支援を目的とした「スタートアップ卸」を、自主的取組として2020年度より開始。
- スタートアップ卸について、これまでに卸元事業者に対し問合せがあった件数、契約締結済の件数、契約交渉中の件数、契約交渉が終了した件数は下記のとおり。（2025年9月末時点）

卸元事業者名	問合せ件数	契約締結済	契約交渉中	契約交渉終了*
東京ガス	25件	4件	1件	20件
大阪ガス	18件	6件	2件	10件
東邦ガス	15件	2件	3件	10件
北海道ガス	17件	2件	3件	12件
静岡ガス	18件	7件	2件	9件
西部ガス	17件	4件	0件	13件
広島ガス	6件	1件	0件	5件
仙台市ガス局	10件	0件	5件	5件
日本ガス	5件	1件	0件	4件
計	131件	27件	16件	88件

* 「契約交渉が終了した案件」には、交渉が折り合はずに明示的に交渉が中断したもののほか、利用を検討している事業者から問い合わせがあったのみで、特段契約交渉には発展しなかった案件や、問い合わせ日から3か月を超えて、再度の連絡がない/契約交渉の開始に至らない/交渉に進展がない案件も含まれる。

電力市場のモニタリングについて

- これまで、制度設計ワーキンググループ及び制度設計専門会合、制度設計・監視専門会合において、下記の通り、モニタリング報告を実施した。
 - 第1回モニタリング：2013年08月02日 第1回制度設計ワーキング（2013年1月-7月中旬期報告）
 - 第2回モニタリング：2013年12月09日 第4回制度設計ワーキング（2013年7月中旬-11月中旬期報告）
 - 第3回モニタリング：2014年06月23日 第6回制度設計ワーキング（2013年11月中旬-2014年3月期報告）
 - 第4回モニタリング：2014年10月30日 第9回制度設計ワーキング（2014年4月-8月期報告）
 - 第5回モニタリング：2015年06月25日 第13回制度設計ワーキング（2014年9月-2015年3月期報告）
 - 第6回モニタリング：2016年01月22日 第4回制度設計専門会合（2015年4月-9月期報告）
 - 第7回モニタリング：2016年06月17日 第8回制度設計専門会合（2015年10月-2016年3月期報告）
 - 第8回モニタリング：2016年09月27日 第11回制度設計専門会合（2016年4月-6月期報告）
 - 第9回モニタリング：2016年12月19日 第14回制度設計専門会合（2016年7月-9月期報告）
 - 第10回モニタリング：2017年03月31日 第16回制度設計専門会合（2016年10月-12月期報告）
 - 第11回モニタリング：2017年06月27日 第19回制度設計専門会合（2017年1月-3月期報告）
 - 第12回モニタリング：2017年09月29日 第22回制度設計専門会合（2017年4月-6月期報告）
 - 第13回モニタリング：2017年12月26日 第25回制度設計専門会合（2017年7月-9月期報告）
 - 第14回モニタリング：2018年03月29日 第28回制度設計専門会合（2017年10月-12月期報告）
 - 第15回モニタリング：2018年06月19日 第31回制度設計専門会合（2018年1月-3月期報告）
 - 第16回モニタリング：2018年09月20日 第33回制度設計専門会合（2018年4月-6月期報告）
 - 第17回モニタリング：2018年12月17日 第35回制度設計専門会合（2018年7月-9月期報告）
 - 第18回モニタリング：2019年04月25日 第37回制度設計専門会合（2018年10月-12月期報告）
 - 第19回モニタリング：2019年06月25日 第39回制度設計専門会合（2019年1月-3月期報告）
 - 第20回モニタリング：2019年09月13日 第41回制度設計専門会合（2019年4月-6月期報告）
 - 第21回モニタリング：2019年12月17日 第44回制度設計専門会合（2019年7月-9月期報告）
 - 第22回モニタリング：2020年03月31日 第46回制度設計専門会合（2019年10月-12月期報告）
 - 第23回モニタリング：2020年06月30日 第48回制度設計専門会合（2020年1月-3月期報告）
 - 第24回モニタリング：2020年09月08日 第50回制度設計専門会合（2020年4月-6月期報告）
 - 第25回モニタリング：2020年12月15日 第53回制度設計専門会合（2020年7月-9月期報告）
 - 第26回モニタリング：2021年04月16日 第59回制度設計専門会合（2020年10月-12月期報告）
 - 第27回モニタリング：2021年06月29日 第62回制度設計専門会合（2021年1月-3月期報告）
 - 第28回モニタリング：2021年10月01日 第65回制度設計専門会合（2021年4月-6月期報告）
 - 第29回モニタリング：2021年12月21日 第68回制度設計専門会合（2021年7月-9月期報告）
 - 第30回モニタリング：2022年03月24日 第71回制度設計専門会合（2021年10月-12月期報告）
 - 第31回モニタリング：2022年06月23日 第74回制度設計専門会合（2022年1月-3月期報告）
 - 第32回モニタリング：2022年09月26日 第77回制度設計専門会合（2022年4月-6月期報告）
 - 第33回モニタリング：2022年12月22日 第80回制度設計専門会合（2022年7月-9月期報告）
 - 第34回モニタリング：2023年03月27日 第83回制度設計専門会合（2022年10月-12月期報告）
 - 第35回モニタリング：2023年06月27日 第86回制度設計専門会合（2023年1月-3月期報告）
 - 第36回モニタリング：2023年09月29日 第89回制度設計専門会合（2023年4月-6月期報告）
 - 第37回モニタリング：2023年12月26日 第92回制度設計専門会合（2023年7月-9月期報告）
 - 第38回モニタリング：2024年03月28日 第95回制度設計専門会合（2023年10月-12月期報告）
 - 第39回モニタリング：2024年06月25日 第98回制度設計専門会合（2024年1月-3月期報告）
 - 第40回モニタリング：2024年09月30日 第1回制度設計・監視専門会合（2024年4月-6月期報告）
 - 第41回モニタリング：2024年12月26日 第4回制度設計・監視専門会合（2024年7月-9月期報告）
 - 第42回モニタリング：2025年03月31日 第7回制度設計・監視専門会合（2024年10月-12月期報告）
 - 第43回モニタリング：2025年06月27日 第10回制度設計・監視専門会合（2025年1月-3月期報告）
 - 第44回モニタリング：2025年09月24日 第13回制度設計・監視専門会合（2025年4月-6月期報告）
- 今回は、2025年（令和7年）7月～9月期のモニタリング報告を行った。
今後も引き続き、電力市場のモニタリングを行うこととする。