

自主的取組・競争状態のモニタリング報告 (2025年1月～3月期)

2025年6月27日（金）

第10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1月～3月期の市場動向の概況（1/2）

1. 今期の卸電力市場価格は、日々の動きでは大きな変動はなく、東西間の比較でも東高西低で推移。各エリア間では3か月平均で分類すると、市場分断率の影響等により、北海道・東北・東京・中部エリア（13円台）、北陸・関西・中国エリア（12円台）、四国エリア（10円台）、九州エリア（11円台）に区分される。
 - 1月は、中部-北陸間及び中部-関西間との分断率が高く、中部エリアと北陸以西との価格差が拡大した。
 - 2月は、中部-北陸間及び中部-関西間との分断率低下により、北海道～中国エリアまでほぼ同一価格帯（14円台）となり、本州と四国及び九州エリアとの価格差が拡大した。
 - 3月は、東京-中部間の分断率上昇に加え、西エリアは気温低下による需要増加、火力発電所の定検等による供給力低下により30円以上の価格高騰が複数回発生したことも影響し、中部・北陸・関西・中国エリアの平均12.13円/kWhが、東エリア平均11.76円/kWhを上回った。また、四国エリアは、昨年11月より四国-中国間及び四国-関西間の分断率が高い状況が継続し、さらに、3月下旬に発生した山林火災の影響で中国-四国間連系線を保安停止した影響を受け、今期は、四国エリアは他エリアに比べ低い状況が継続した。
 - ・ 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・各エリア比較）についてはP24～25参照
2. 今期のスポット市場約定量は727億kWhと前年同期比1.2倍、時間前市場約定量は17.5億kWhと前年同期比1.0倍となった。スポット市場においては、旧一電及び新電力その他事業者とも約定量は前年同期間と比べて増加し、両者とも買い越しであった。約定量が増加した要因は、売買入札量の増加（前年同期比1.1倍）に加え、売買入札量の価格帯別比率の違い（前年同期間に比べ、約定価格より高い価格帯の比率が高目等）により需給曲線の約定点が上昇したものと推定。時間前市場においては、約定量は前年同期間と同規模であるものの、旧一電の売り約定量は前年同期比1.3倍となった。これは「供給力提供通知（実需給の前日17:30以降に翌日の広域予備率が8%を下回ることが見込まれるときに、電力広域的運営推進機関が容量確保契約を締結した者に対して発出する通知）」を受けて、旧一電がスポット市場の売り未約定分を時間前市場へ供出したことが要因の一つとして挙げられる。
 - ・ 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1月～3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7か所の分断率が前年同期間に比べて上昇した。**特に「関西-四国間」「中国-四国間」は、前年同期間と比べて大幅に上昇（前年同期間平均1%程度⇒当期間平均50%前後）した。この状況は昨年11月から今期にかけて継続している。これは、四国から流出する系統の潮流量が増加したため、四国エリアと本州間の分断率が上昇したものと推定している。また、「関西-四国間」連系線作業により運用容量が低下し「中国-四国間」に潮流が偏ったことも一因と考えられる。3月下旬には山林火災の影響で、「中国-四国間」連系線が保安停止した。
- 市場分断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371.8億kWhと前年同期間に比べ2.2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、取引参加企業の増加した※1ことに加えて、販売される季節物の対象期間が2年（4シーズン）から4年（8シーズン）に延長されたことにより長期ヘッジ需要が高まったこと、関西エリアの流動性が向上したこと等により、取引量は拡大傾向にある。※1:2024年3月末：72社→2025年3月末：98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. **低圧のスイッチング率**（年間のスイッチング件数÷全需要家数）は、**近年は減少が続いていたが、2024年度は増加に転じた**（約1.3pt上昇）。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。
- スイッチング率の年度毎の推移については、P56参照

【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
 - 市場分断発生率の推移
 - 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

- 当期間における主要指標は、次のとおり。

				2025年1月～3月	前年同期間 (2024年1月～3月)	2023年度 (2023年4月～2024年3月)	2022年度 (2022年4月～2023年3月)
卸電力取引所	販売電力量に対する割合※3			33.5%	29.1%	33.4%	40.1%
	スポット市場	入札	売り入札量 前年同期比	1.1倍	0.9倍（1.0倍※5）	1.0倍（1.1倍※5）	1.0倍
			買い入札量 前年同期比	1.1倍	0.8倍（1.0倍※5）	0.9倍（1.0倍※5）	0.9倍
		約定	約定量	727億kWh	613億kWh	2,615億kWh	3,185億kWh
			約定量 前年同期比	1.2倍	0.7倍（0.9倍※5）	0.8倍（0.9倍※5）	1.0倍
			平均約定価格 （システムプライス）	12.51円/kWh	10.06円/kWh	10.74円/kWh	20.41円/kWh
		東西市場分断発生率			32.2%	26.1%	33.7%
	市場 時間前	約定	約定量	17.5億kWh	17.2億kWh	61.7億kWh	49.4億kWh
			平均約定価格	13.32円/kWh	10.96円/kWh	11.70円/kWh	22.89円/kWh
	市場 先渡	約定	約定量	0kWh	0kWh	0.03億kWh	0.17億kWh
先物市場※4		約定	約定量	371.8億kWh	165.6億kWh	304.7億kWh	-
相対取引		グループ外への供給量		192.8億kWh	106.8億kWh	386.2億kWh	564.3億kWh
（参考）※1 小売市場				2,226億kWh※2	2,169億kWh※2	8,016億kWh	8,054億kWh
	電力 販売	新電力	販売電力量	450億kWh	380億kWh	1,338億kWh	1,546億kWh
			販売電力量 前年同期比	1.2倍	1.0倍	0.9倍	0.9倍
			新電力シェア	19.8%(3月時点)	17.3%(3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、当該期間の平均値を示す。

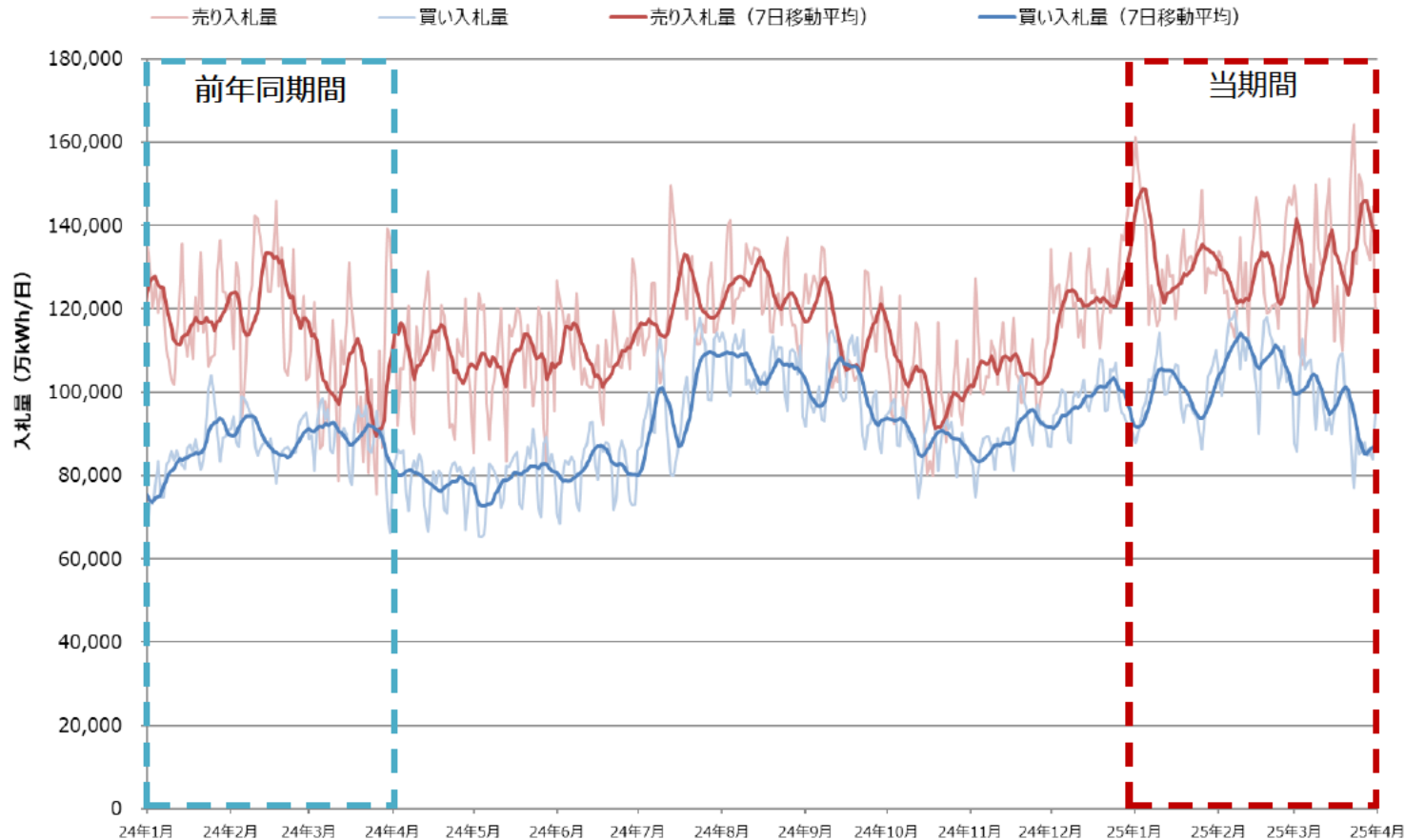
※4 2023年10月 - 12月期報告分より追記。(JPX及びEEXホームページ公開データを元に集計)

※5 前年同時期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1,179億kWh、買い入札量は909億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。

スポット市場 入札量の推移
(2024年01月01日～2025年03月31日)



主要データ

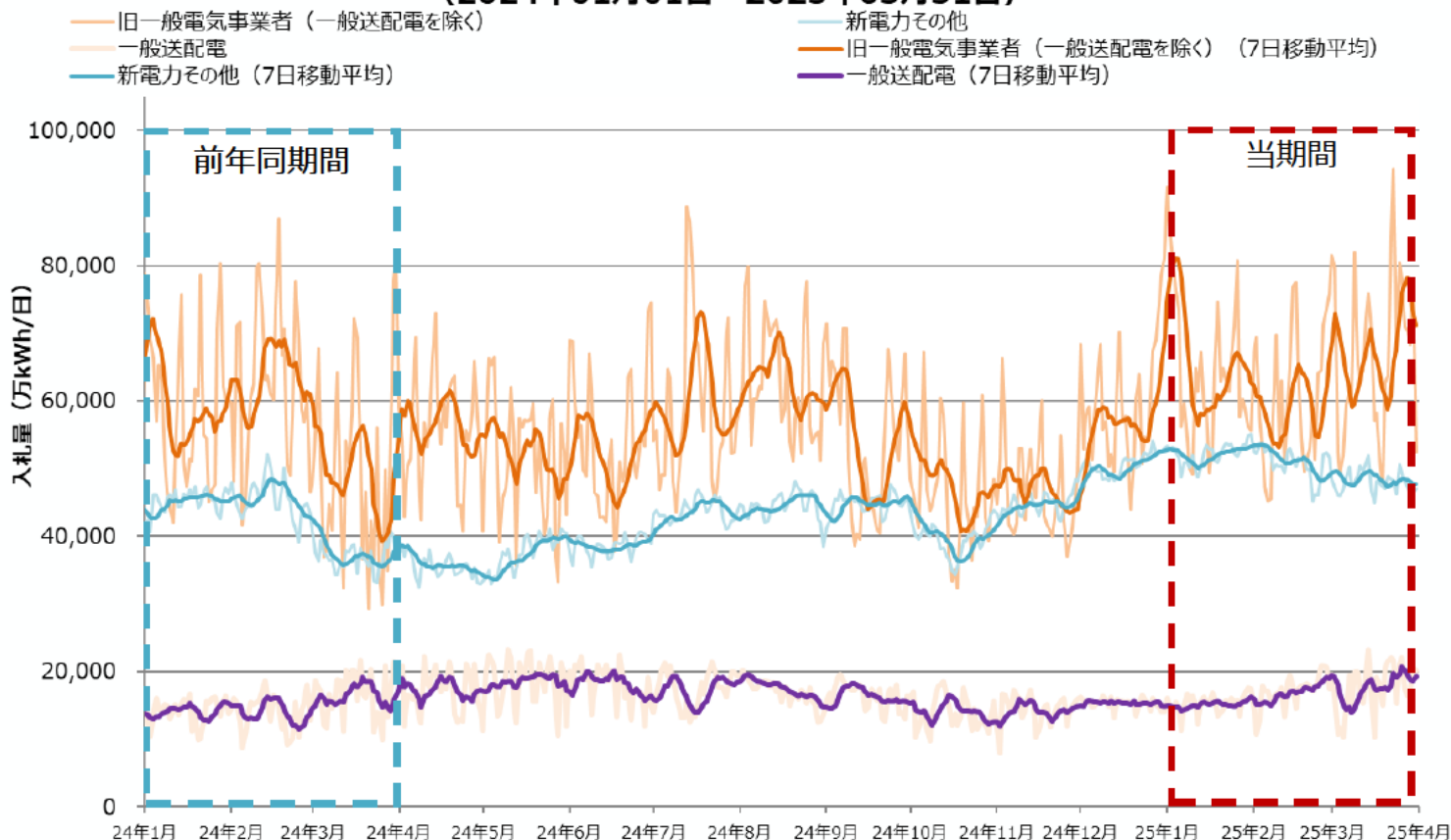
売り入札量 (2025年01月～2025年03月)
1,179 億kWh
売り入札量の前年同期比 (対2024年01月～2024年03月)
1.1 倍
買い入札量 (2025年01月～2025年03月)
909 億kWh
買い入札量の前年同期比 (対2024年01月～2024年03月)
1.1 倍

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576億kWh、新電力その他の事業者は453億kWh、一般送配電事業者は150億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1.2倍、一般送配電事業者は1.1倍となっている。

スポット市場 売り入札量の推移

(2024年01月01日～2025年03月31日)



主要データ

旧一般電気事業者（一般送配電除く）による 売り入札量 (2025年01月～2025年03月)
576 億kWh

旧一般電気事業者（一般送配電除く）による 売り入札量の前年同期比 (対2024年01月～2024年03月)
1.1 倍

新電力その他の事業者による 売り入札量 (2025年01月～2025年03月)
453 億kWh

新電力その他の事業者による 売り入札量の前年同期比 (対2024年01月～2024年03月)
1.2 倍

一般送配電事業者による 売り入札量 (2025年01月～2025年03月)
150 億kWh

一般送配電事業者による 売り入札量の前年同期比 (対2024年01月～2024年03月)
1.1 倍

※ 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。

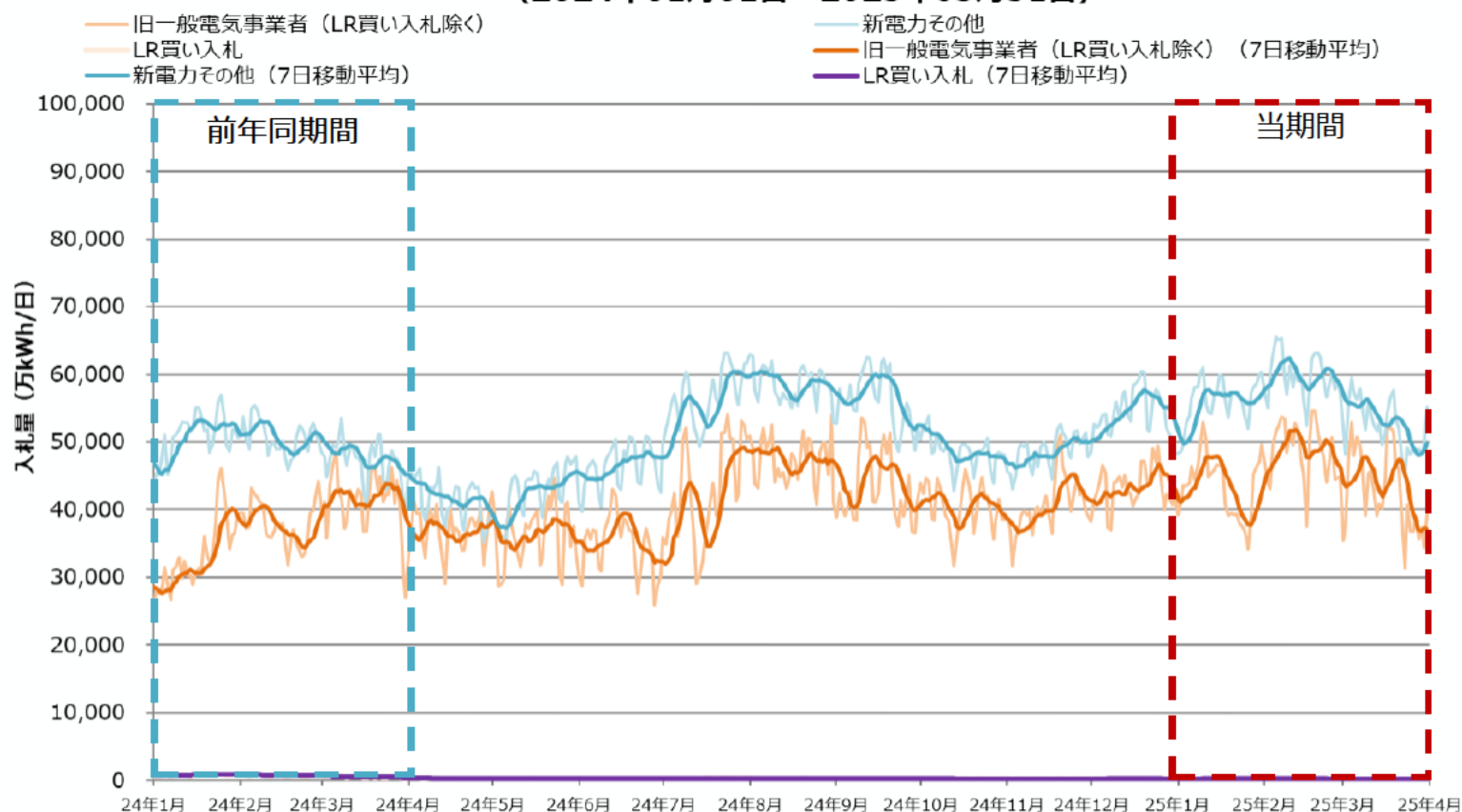
※ 一般送配電事業者は、北海道電力ネットワーク、東北電力ネットワーク、東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電、関西電力送配電、中国電力ネットワーク、四国電力送配電、九州電力送配電を含む。

※ 2023年10月1日より旧一般電気事業者によるグロス・ベidding休止中。

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404億kWh、新電力その他の事業者は504億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1.2倍、新電力その他の事業者は1.1倍となっている。

スポット市場 買い入札量の推移
(2024年01月01日～2025年03月31日)



主要データ

旧一般電気事業者による
買い入札量 (LR買い入札除く)
(2025年01月～2025年03月)

404 億kWh

旧一般電気事業者による買い入札量
の前年同期比 (LR買い入札除く)
(対2024年01月～2024年03月)

1.2 倍

新電力その他の事業者による
買い入札量
(2025年01月～2025年03月)

504 億kWh

新電力その他の事業者による
買い入札量の前年同期比
(対2024年01月～2024年03月)

1.1 倍

一般送配電事業者による
LR買い入札量
(2025年01月～2025年03月)

1 億kWh

一般送配電事業者による
LR買い入札量の前年同期比
(対2024年01月～2024年03月)

0.2 倍

※ 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。

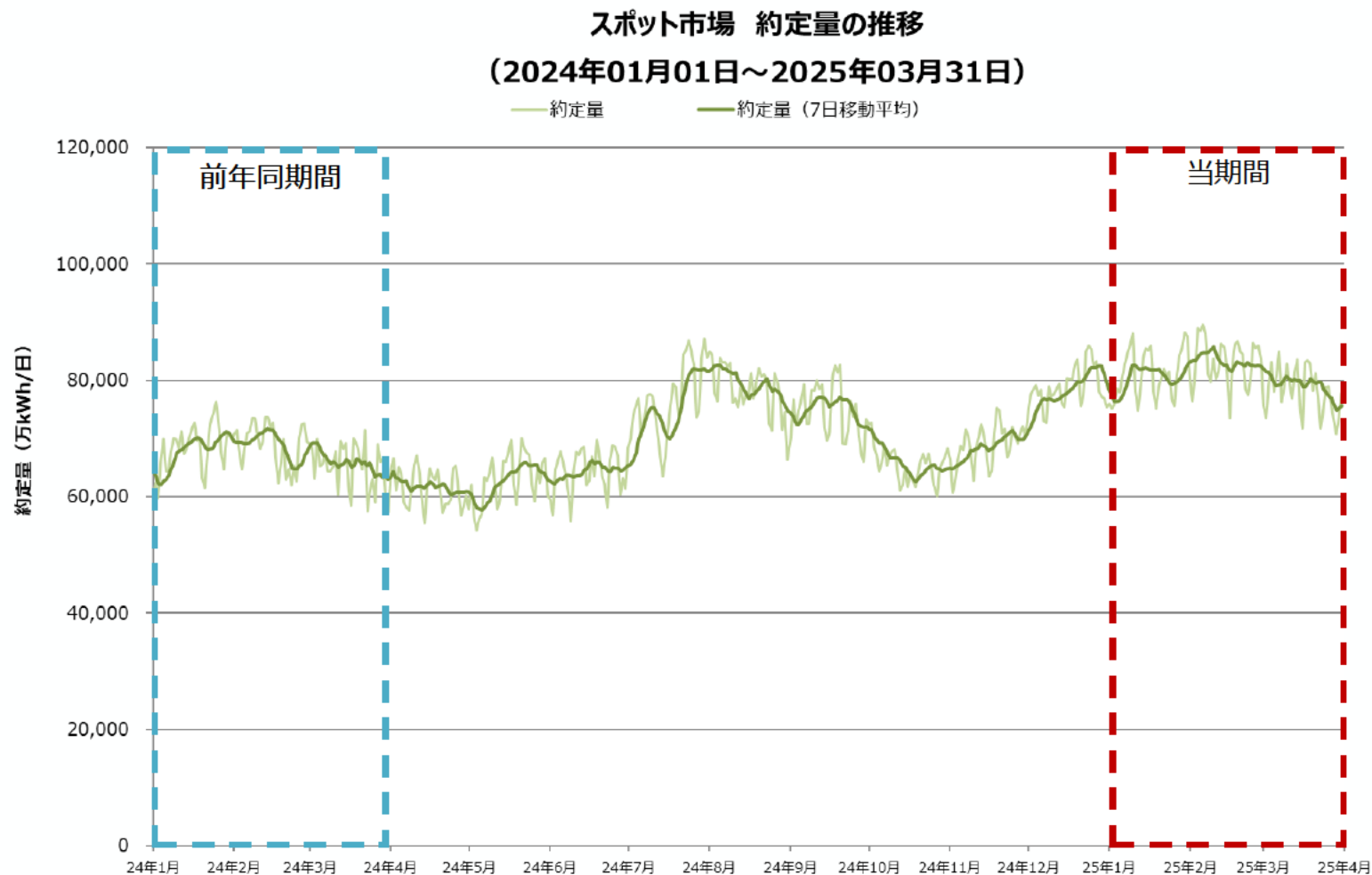
※ 一般送配電事業者は、北海道電力ネットワーク、東北電力ネットワーク、東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電、関西電力送配電、中国電力ネットワーク、四国電力送配電、九州電力送配電を含む。

※ 2023年10月1日より旧一般電気事業者によるグロス・ベidding休止中。

※¹ 最終保障供給のこと。小売電気事業者のいずれとも電気の需給契約が調わない場合に、最終的な電気の供給を担保できるよう、地域の一般送配電事業者が最終保障供給約款に基づき電気の供給義務を負っている。

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、727億kWhであった。
- 前年同期比では、1.2倍となっている。



主要データ

約定量 (2025年01月～2025年03月)
727 億kWh

約定量の前年同期比 (対2024年01月～2024年03月)
1.2 倍

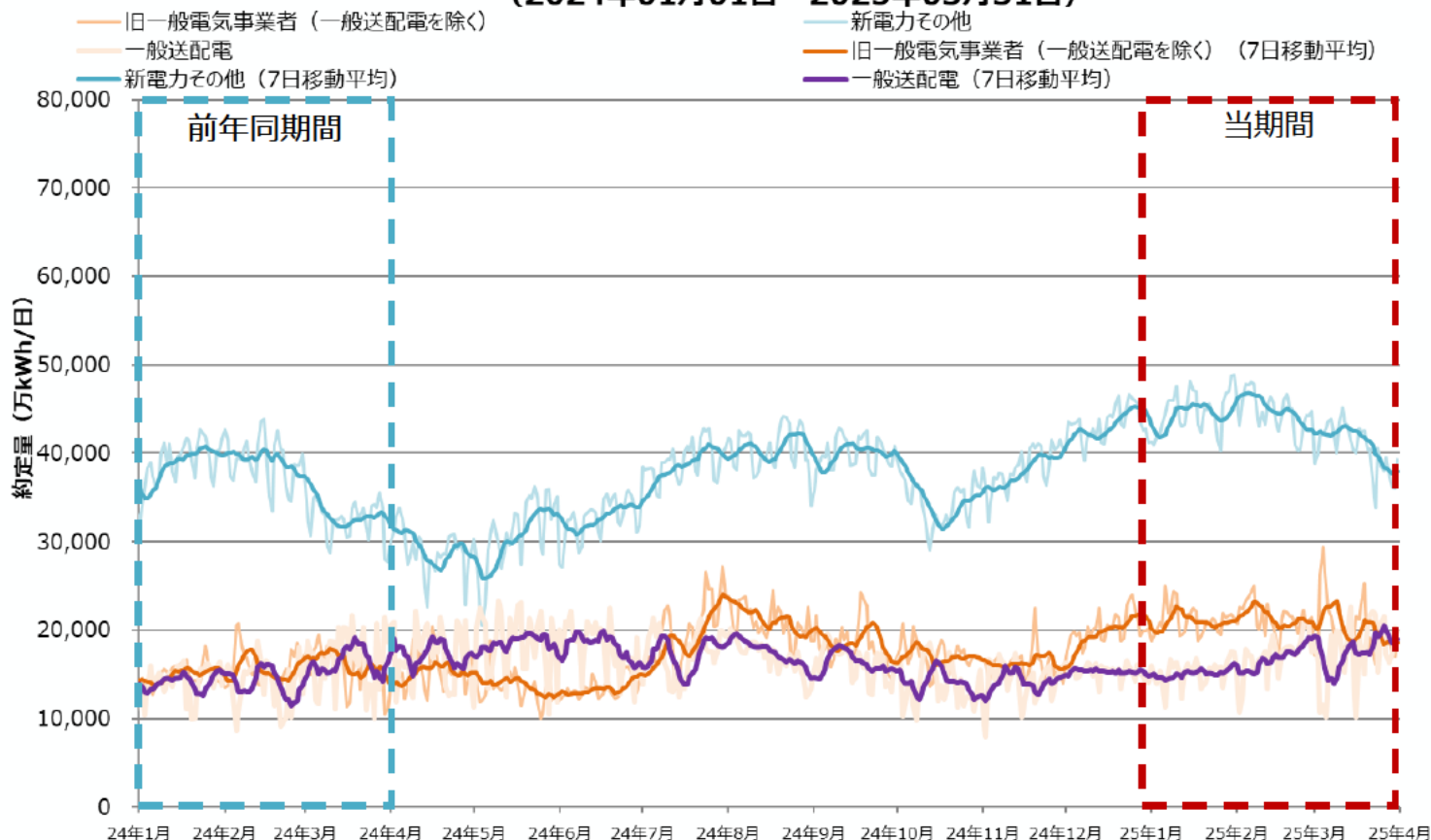
※ 2023年10月1日より旧一般電気事業者によるグロス・ベディング休止中。

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187億kWh、新電力その他の事業者は389億kWh、一般送配電事業者は150億kWhであった。
- 前年同期比では、旧一般電気事業者は1.3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。

スポット市場 売り約定量の推移

(2024年01月01日～2025年03月31日)



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01月～2025年03月)
187 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01月～2024年03月)
1.3 倍

新電力その他の事業者による 売り約定量 (2025年01月～2025年03月)
389 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01月～2024年03月)
1.2 倍

一般送配電事業者による 売り約定量 (2025年01月～2025年03月)
150 億kWh

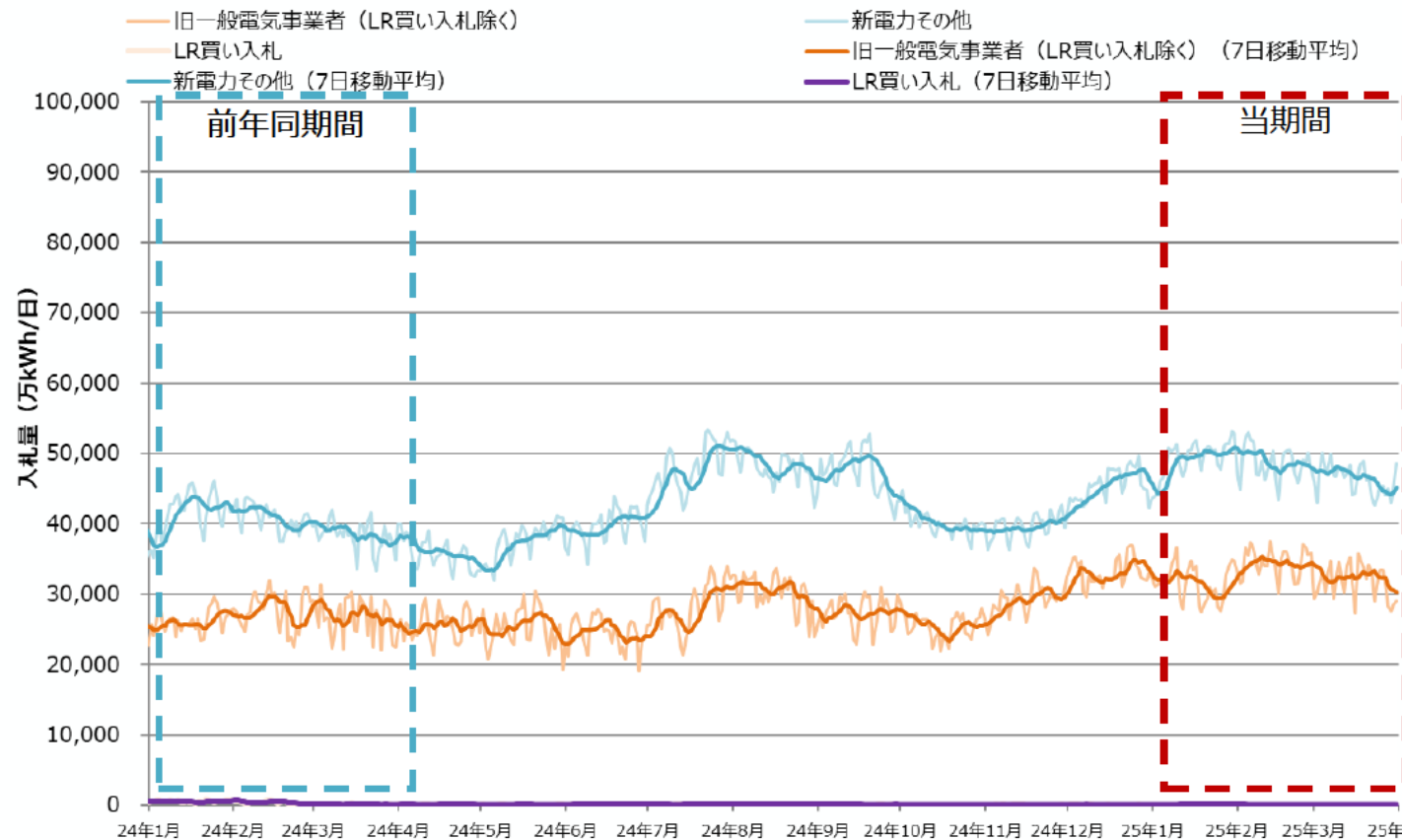
一般送配電事業者による 売り約定量の前年同期比 (対2024年01月～2024年03月)
1.1 倍

※ 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。
 ※ 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。
 ※ 2023年10月1日より旧一般電気事業者によるグロス・ベディング休止中。

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293億kWh、新電力その他の事業者は432億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1.2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。新電力その他による約定状況についても、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。

スポット市場 買い約定量の推移
(2024年01月01日～2025年03月31日)



主要データ

旧一般電気事業者による
買い約定量 (LR買い入札除く)
(2025年01月～2025年03月)
293 億kWh

旧一般電気事業者による買い約定量
の前年同期比 (LR買い入札除く)
(対2024年01月～2024年03月)
1.2 倍

新電力その他の事業者による
買い約定量
(2025年01月～2025年03月)
432 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比
(対2024年01月～2024年03月)
1.2 倍

一般送配電事業者による
LR買い約定量
(2025年01月～2025年03月)
1 億kWh

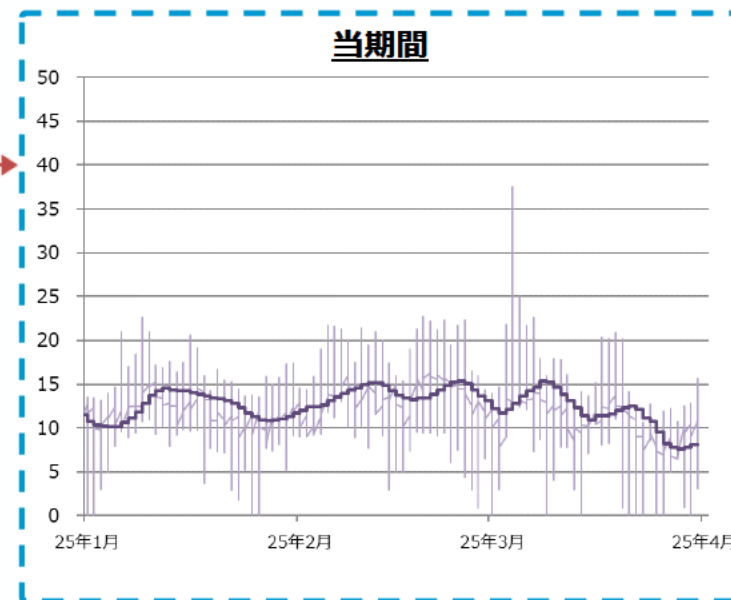
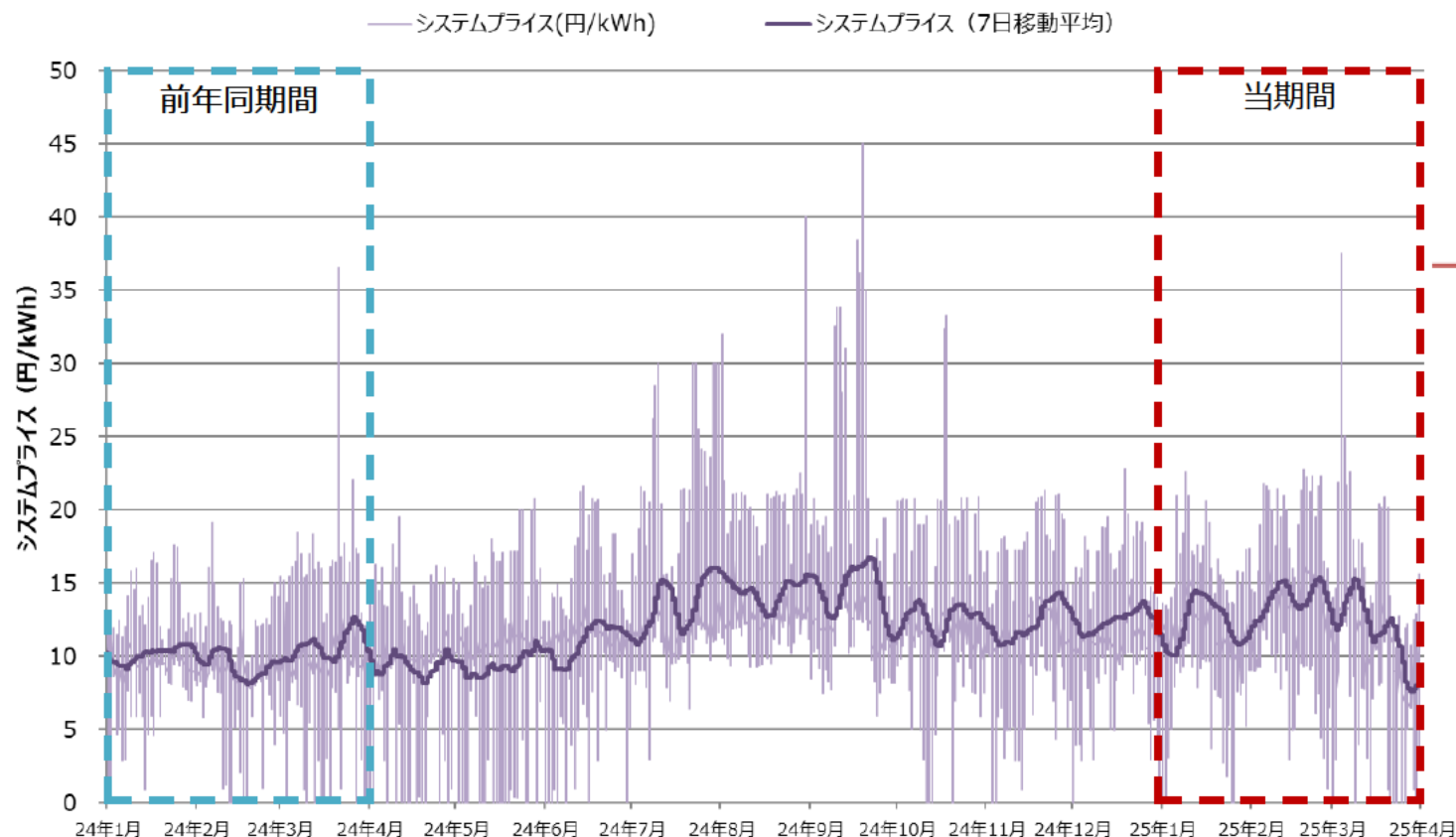
一般送配電事業者による
LR買い約定量の前年同期比
(対2024年01月～2024年03月)
0.4 倍

※ 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。
 ※ 2023年10月1日より旧一般電気事業者によるグロス・ベディング休止中。

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12.51円/kWhであった。3月4日には、37.55円/kWhまで上昇。これは、3月に入り火力発電所の定期検査等による供給力低下と気温低下による需要増加が重なったものと考えられる。
- 前年同期間の平均10.06円/kWhと比べて2.45円/kWh上昇した。
(LNGのスポット価格が前年同期間の平均9.3ドル/MMBtuから当期間平均14.1ドル/MMBtuまで上昇。また為替は前年同期間の平均148.2円/ドルから当期間平均152.8円/ドルまで上昇。)

スポット市場 システムプライスの推移
(2024年01月01日～2025年03月31日)



主要データ

単位：円/kWh

	当期間	前年同期間	差分
平均システムプライス	12.51	10.06	+2.45
最高値	37.55	36.59	+0.96
最低値	0.01	0.01	+0.00

※1 当期間 最高価格：計1日、計1コマ

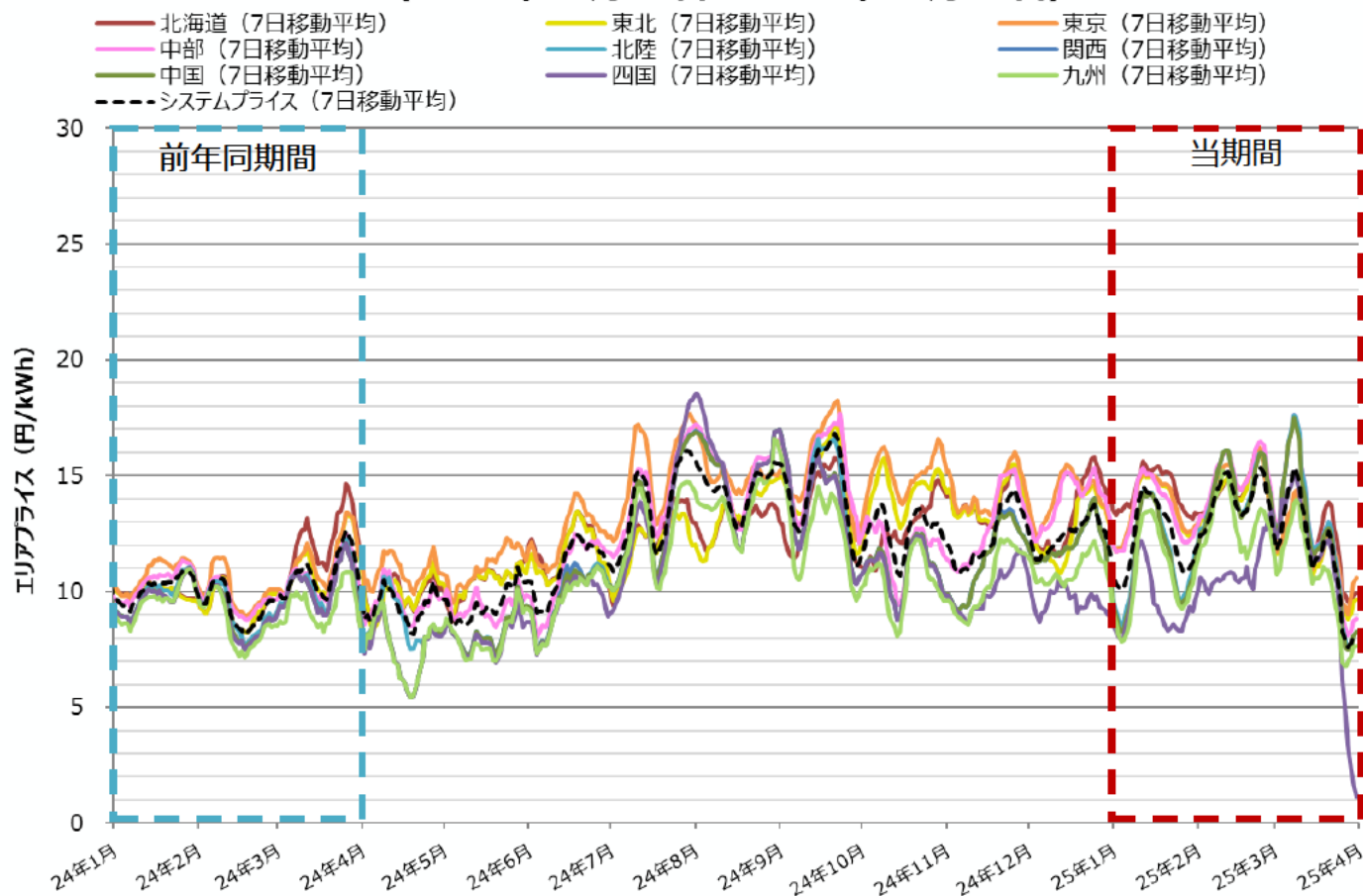
※2 当期間 最低価格：計13日、計100コマ

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、価格高騰日（30円/kWh以上）の増加（前年同期間2日⇒当期間10日）も影響し、全てのエリアにて前年同期間を上回った。
- また、西エリアでは市場分断率の上昇によりエリア間の価格差が拡大し、四国エリアが最も低いエリアプライスとなっている。これは安い価格の売り入札量の増加による潮流量の増加に加え、関西四国間連系線作業による運用容量低下等が影響し、本州との市場分断率が上昇したことによるものと推定。特に3月下旬においては、山林火災により中国四国間連系線を保安停止しており、エリアプライスが大きく低下している。

スポット市場 エリアプライスの推移

（2024年01月01日～2025年03月31日）



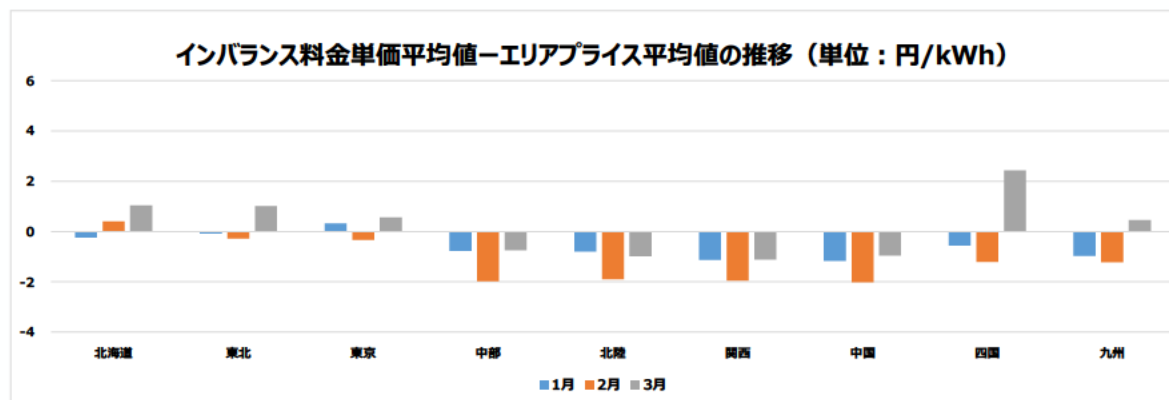
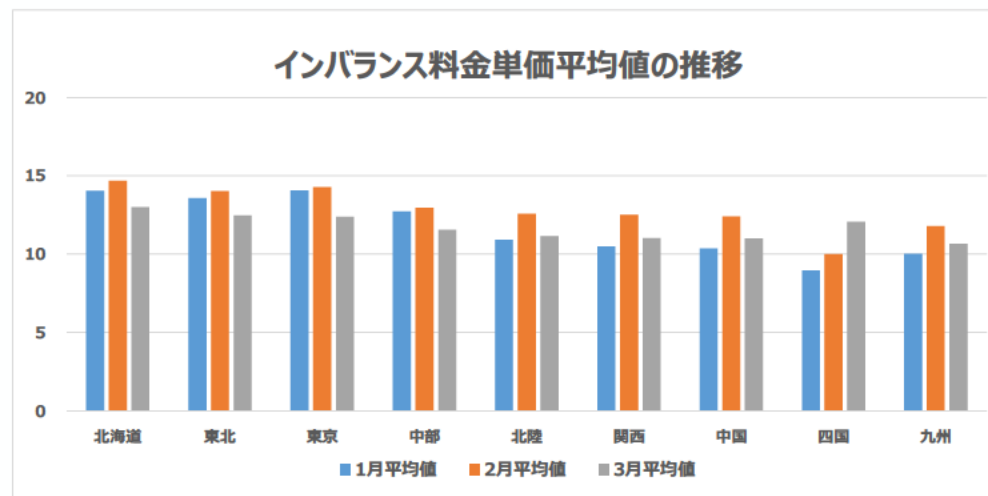
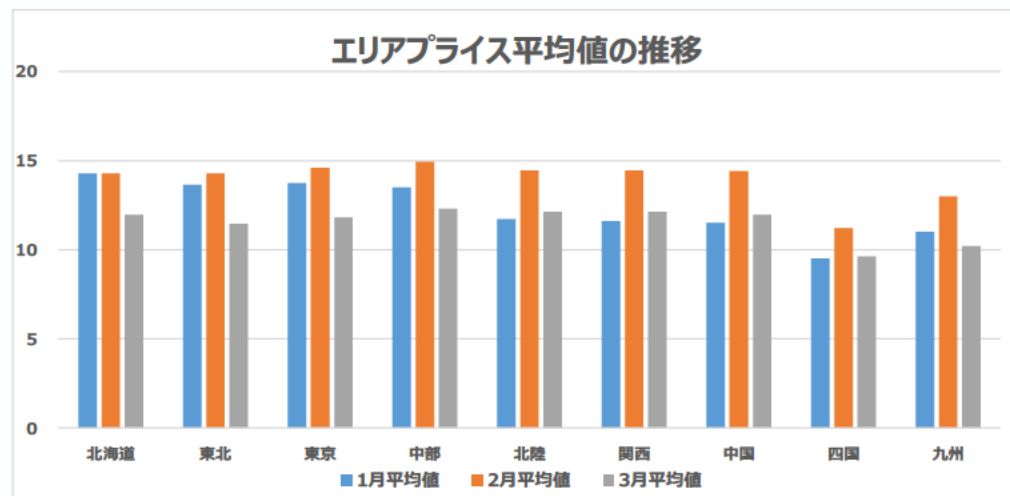
期間内平均価格

単位：円/kWh

	当期間	前年 同期間	差
システムプライス	12.51	10.06	2.45
北海道	13.48	10.48	3.00
東北	13.09	10.16	2.94
東京	13.35	10.71	2.64
中部	13.53	10.20	3.32
北陸	12.71	9.71	3.00
関西	12.67	9.55	3.13
中国	12.57	9.54	3.02
四国	10.08	9.52	0.56
九州	11.35	9.16	2.19

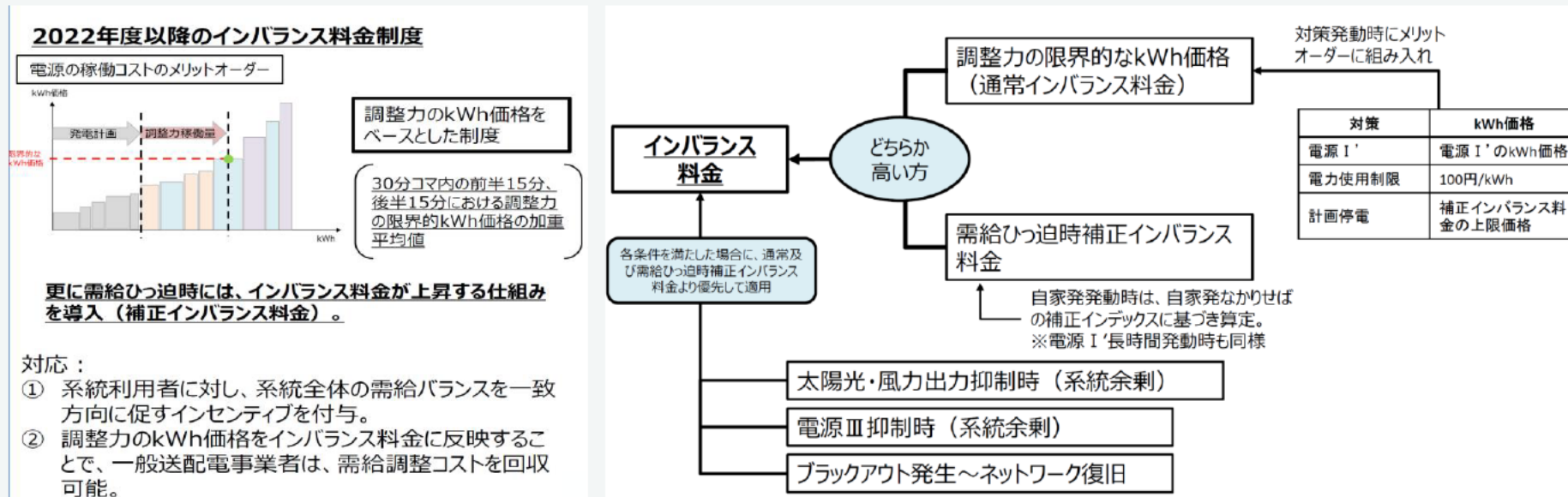
インバランス料金単価とエリアプライス

- 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、中部・北陸・関西・中国の2月及び四国の3月で2円前後の乖離が見られる。全体的にはエリアプライスがインバランス料金単価を上回ることが多い状況。
- 両者の差は、最大で2.43円/kWh、最小で0.08円/kWh、平均で0.98円/kWhとなっている。

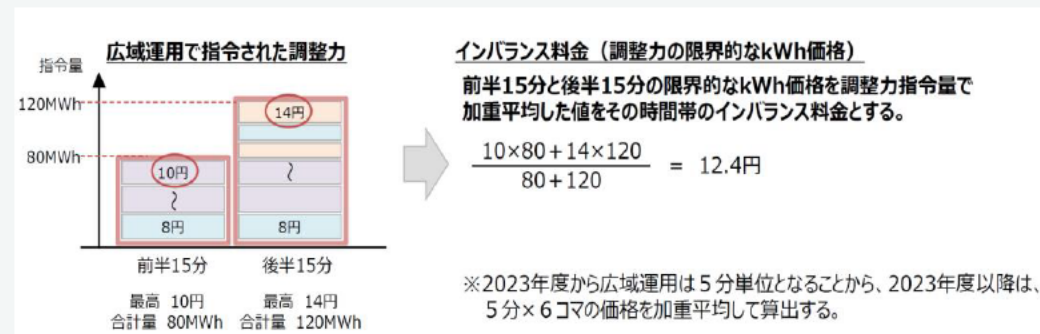


(参考) インバランス料金の算定方法

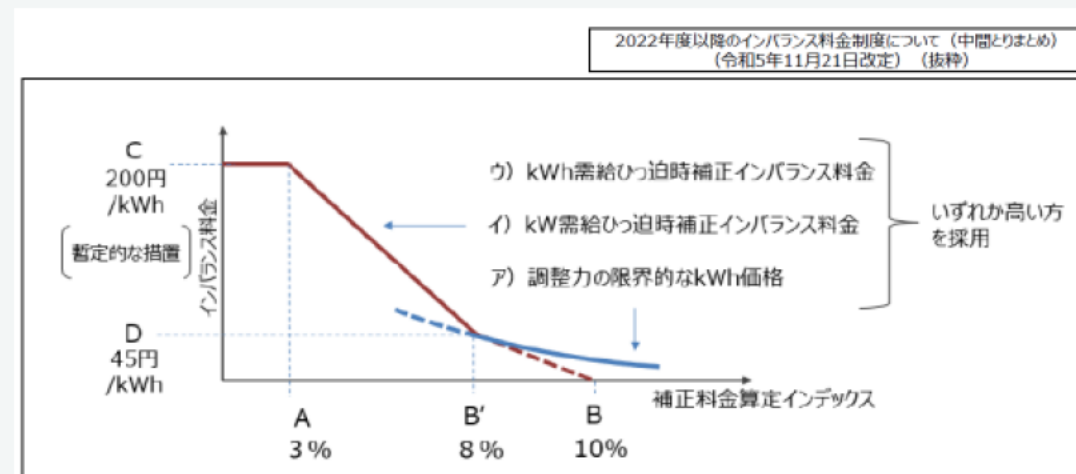
○ インバランス料金制度とその算定方法の全体像は下の図の通り。



○ 調整力の限界的なkWWh価格の算定方法



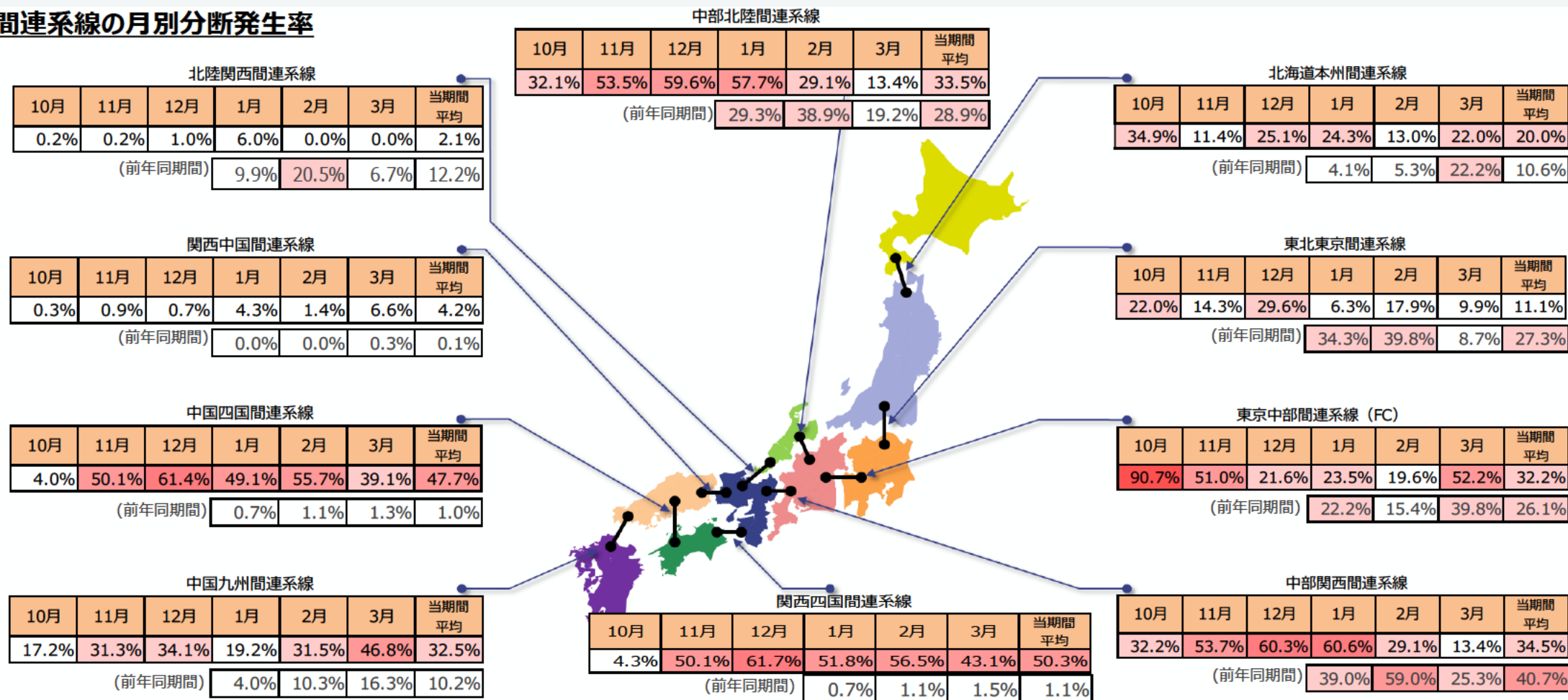
○ 需給ひっ迫時補正インバランス料金の考え方



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発生率は、50%台が「関西-四国間」、40%台が「中国-四国間」、30%台が「東京-中部間（FC）」「中部-関西間」「中部-北陸間」「中国-九州間」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、前年同期間に比べて大幅に上昇（平均1%程度⇒50%前後）し、この状況は昨年11月から続いている。これは、安価な売り入札量増加により潮流量が増加し分断率が上昇したものと推定。背景には「関西-四国間」連系線作業により運用容量が低下し「中国-四国間」に潮流が偏ったこともある。また、3月下旬には山林火災の影響で「中国-四国間」連系線を保安停止している。
- 「中部-関西間」「中部-北陸間」は、昨年11月より供給力低下及び安価な入札量増加等により潮流量が増加し分断率50%以上となっているが、1月も同状況にあると推定。3月の「中国-九州間」分断率50%弱は、中国向き潮流量増加に加え、運用容量制約値変更（縮小）により上昇したものと推定。
- また、3月の「東京-中部間」分断率50%以上は、連系線作業により運用容量低下の影響によるものと推定。

各地域間連系線の月別分断発生率



※ 表中の数値（パーセント）は、各連系線における市場分断の発生率（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を含む。

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、1月は前月に続き北海道向きが多いが、2～3月は両方向の割合は近づく傾向に変化。
- 「東京-中部間」の潮流は、1月は東京向きが多いが、2～3月は両方向の割合は近づく傾向に変化。潮流合計は減少傾向にあるが、3月は佐久間及び飛騨信濃2極のFC停止作業に伴う運用容量低下の影響が考えられる。
- 「中部-関西間」の潮流は、1月の中部向きは従来量であるが、2～3月においては減少している。
- 「北陸-関西間」の潮流は、1～2月の北陸向け主流から、3月は北陸向けが減り、関西向け増により割合は逆転している。
- 「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、運用容量が制限され抑制されている。

各地域間連系線の潮流割合

	北陸向き	関西向き	計（単位：MWh）	北陸向き割合	関西向き割合
2025.1月	324,405	123,603	448,007	72.4%	27.6%
2025.2月	339,253	56,427	395,680	85.7%	14.3%
2025.3月	117,539	201,110	318,649	36.9%	63.1%

	関西向き	中国向き	計（単位：MWh）	関西向き割合	中国向き割合
2025.1月	3,374,563	2,837	3,377,400	99.9%	0.1%
2025.2月	3,343,440	0	3,343,440	100.0%	0.0%
2025.3月	3,493,381	194	3,493,575	100.0%	0.0%

	中国向き	四国向き	計（単位：MWh）	中国向き割合	四国向き割合
2025.1月	1,445,478	601	1,446,079	100.0%	0.0%
2025.2月	1,355,858	267	1,356,126	100.0%	0.0%
2025.3月	1,088,679	954	1,089,634	99.9%	0.1%

	中国向き	九州向き	計（単位：MWh）	中国向き割合	九州向き割合
2025.1月	2,843,953	0	2,843,953	100.0%	0.0%
2025.2月	2,699,351	0	2,699,351	100.0%	0.0%
2025.3月	2,745,493	1,505	2,746,998	99.9%	0.1%

	中部向き	北陸向き	計（単位：MWh）	中部向き割合	北陸向き割合
2025.1月	287,200	900	288,100	99.7%	0.3%
2025.2月	126,922	11,882	138,804	91.4%	8.6%
2025.3月	136,031	12,439	148,470	91.6%	8.4%

	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
2025.1月	373,397	46,430	419,827	88.9%	11.1%
2025.2月	106,104	237,266	343,370	30.9%	69.1%
2025.3月	194,621	168,582	363,203	53.6%	46.4%

	東北向き	東京向き	計（単位：MWh）	東北向き割合	東京向き割合
2025.1月	0	6,568,235	6,568,235	0.0%	100.0%
2025.2月	0	6,418,520	6,418,520	0.0%	100.0%
2025.3月	0	5,778,336	5,778,336	0.0%	100.0%

	東京向き	中部向き	計（単位：MWh）	東京向き割合	中部向き割合
2025.1月	1,098,378	286,055	1,384,432	79.3%	20.7%
2025.2月	421,179	710,106	1,131,284	37.2%	62.8%
2025.3月	452,445	418,788	871,233	51.9%	48.1%

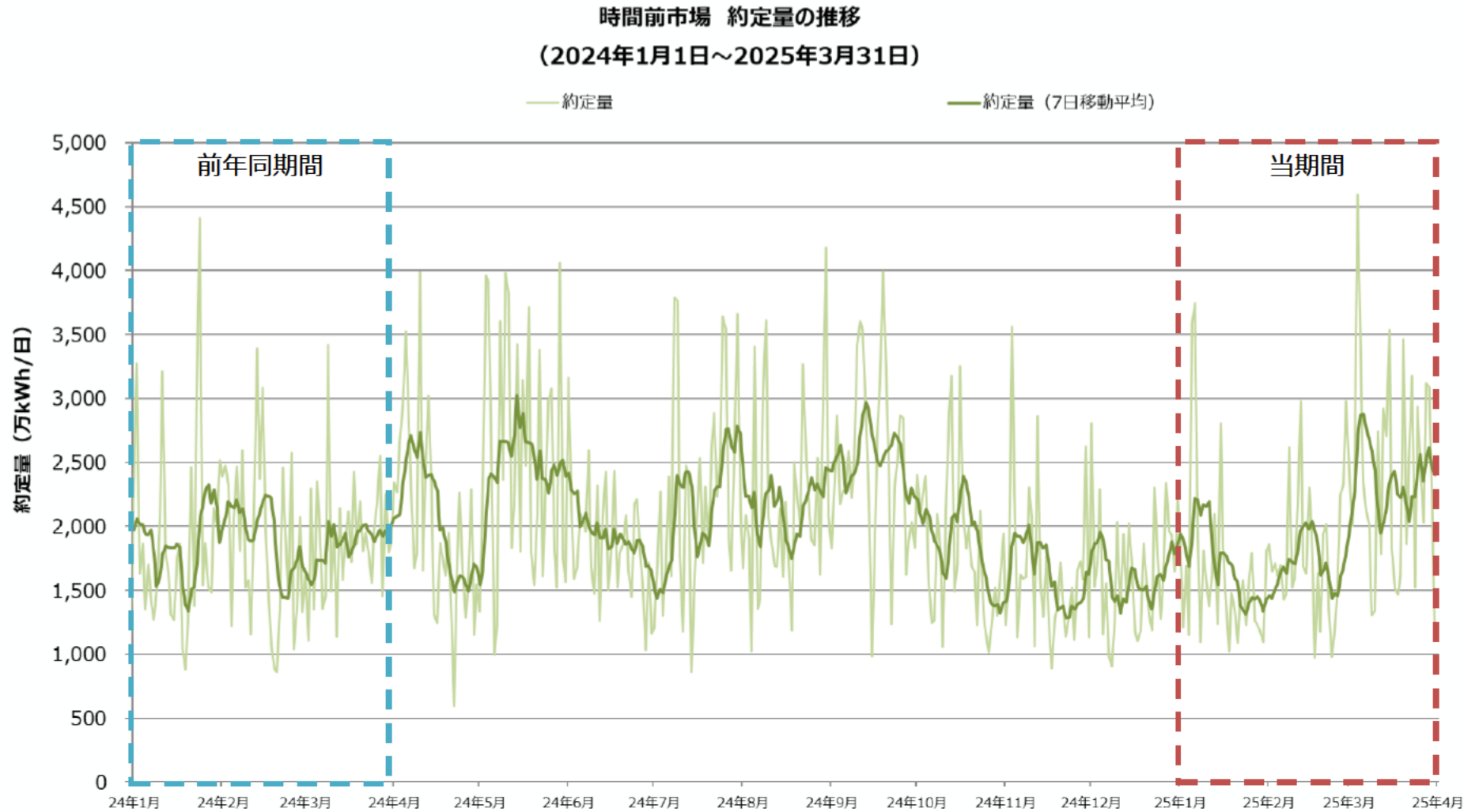
	中部向き	関西向き	計（単位：MWh）	中部向き割合	関西向き割合
2025.1月	2,958,730	6,789	2,965,519	99.8%	0.2%
2025.2月	2,015,765	67,755	2,083,520	96.7%	3.3%
2025.3月	1,741,425	87,385	1,828,810	95.2%	4.8%

	関西向き	四国向き	計（単位：MWh）	関西向き割合	四国向き割合
2025.1月	108,500	0	108,500	100.0%	0.0%
2025.2月	157,099	0	157,099	100.0%	0.0%
2025.3月	123,060	0	123,060	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、17.5億kWhであった。
- 前年同期比1.0倍となっている。



主要データ

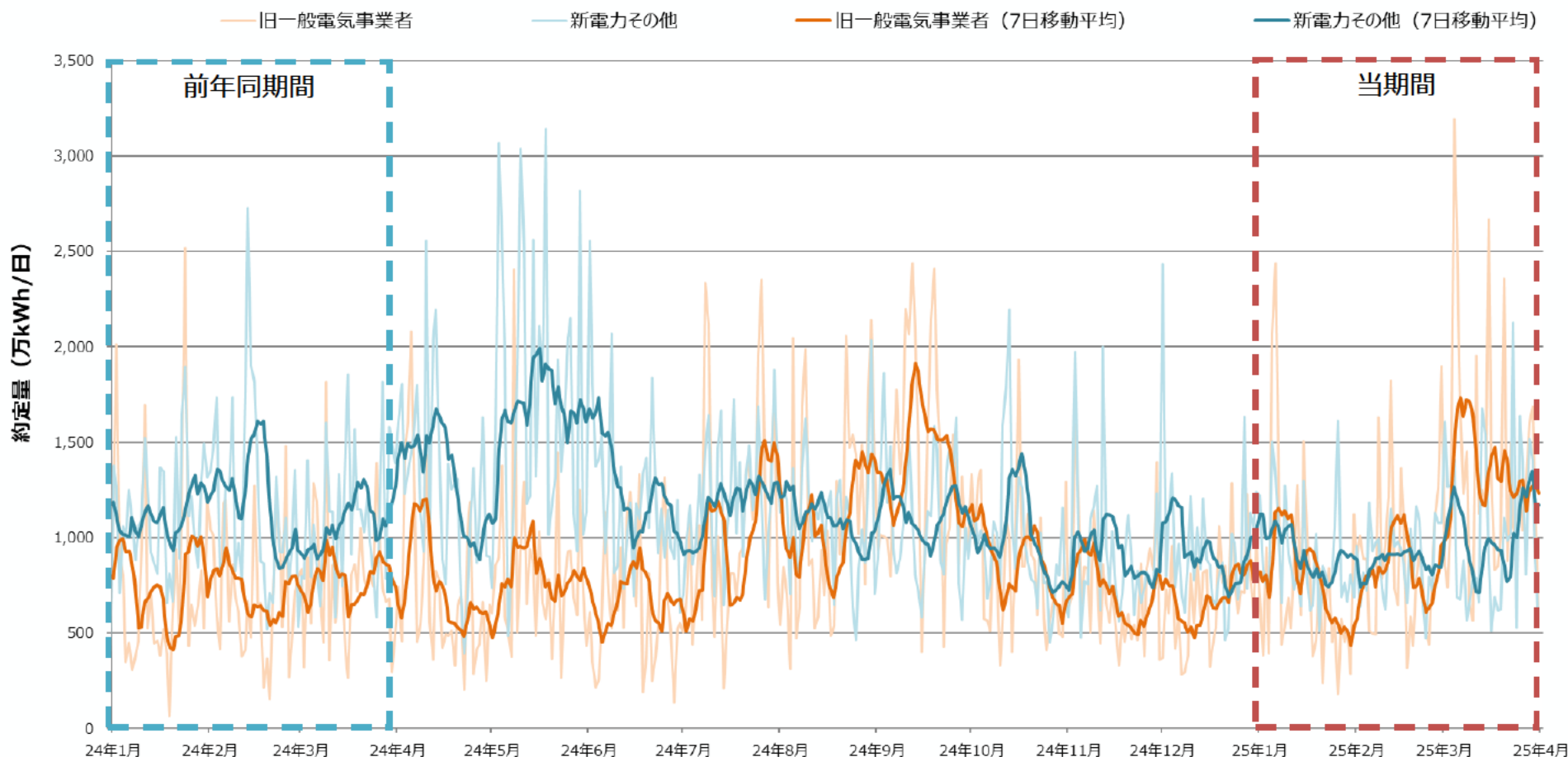
約定量 (2025年1月～2025年3月)
17.5 億kWh

約定量の前年同期比 (対2024年1月～2024年3月)
1.0 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9.1億kWh、新電力その他の事業者は8.4億kWhであった。
- 前年同期比では、旧一般電気事業者が1.3倍、新電力その他の事業者は0.8倍となっている。

時間前市場 売り約定量の推移
(2024年1月1日～2025年3月31日)



主要データ

旧一般電気事業者による 売り約定量 (2025年1月～2025年3月)
9.1 億kWh
旧一般電気事業者による 売り約定量の前年同時期対比 (対2024年1月～2024年3月)
1.3 倍
新電力その他の事業者による 売り約定量 (2025年1月～2025年3月)
8.4 億kWh
新電力その他の事業者による 売り約定量の前年同時期対比 (対2024年1月～2024年3月)
0.8 倍

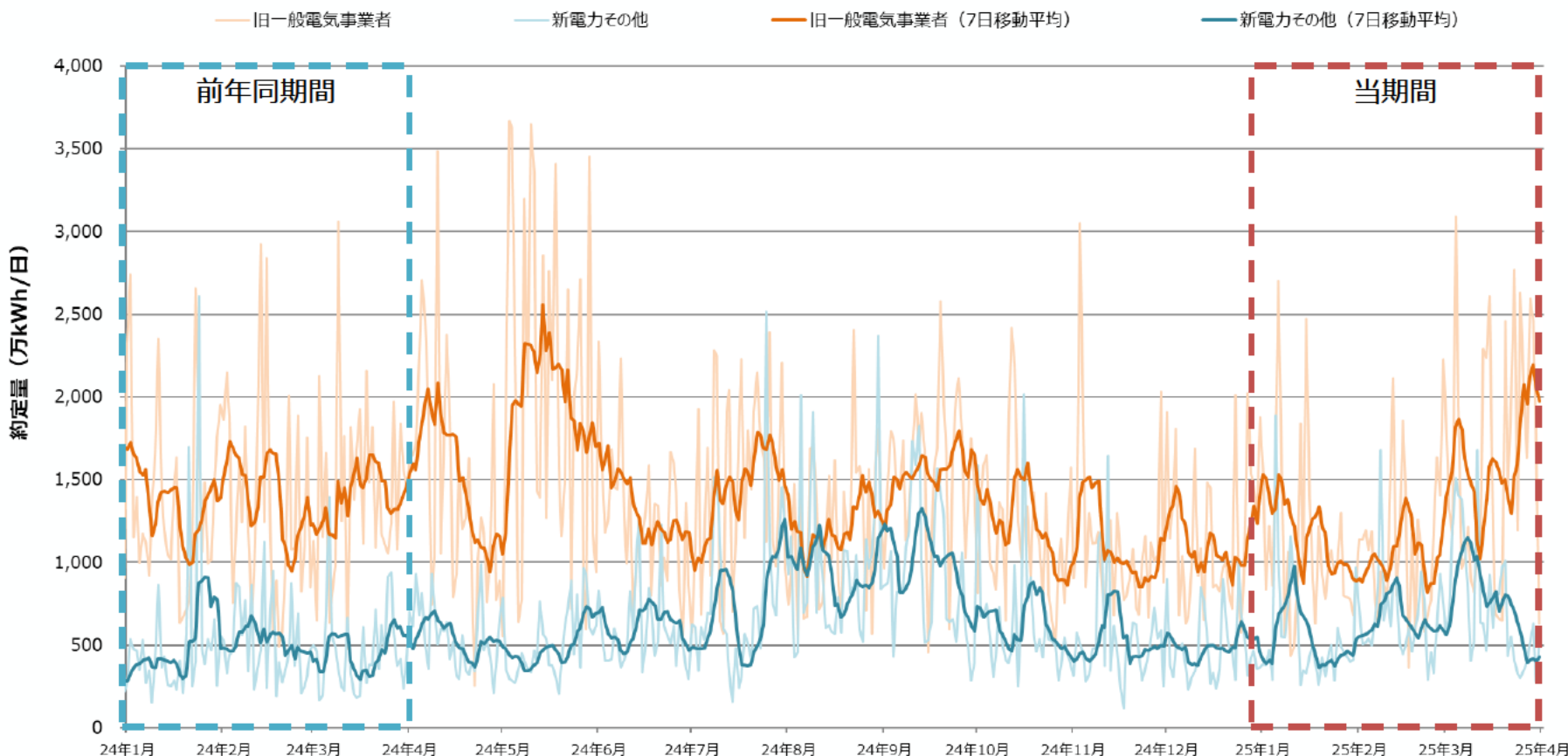
事業者区分別の時間前市場買い約定量

- 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11.6億kWh、新電力その他の事業者は5.9億kWhであった。
- 前年同期比では、旧一般電気事業者が0.9倍、新電力その他の事業者は1.3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。

時間前市場 買い約定量の推移
(2024年1月1日～2025年3月31日)

主要データ

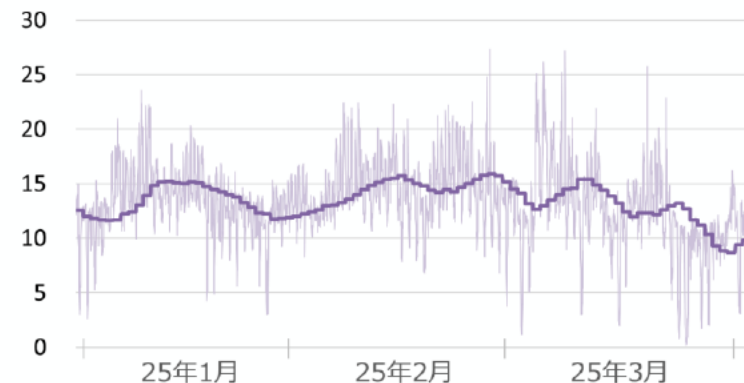
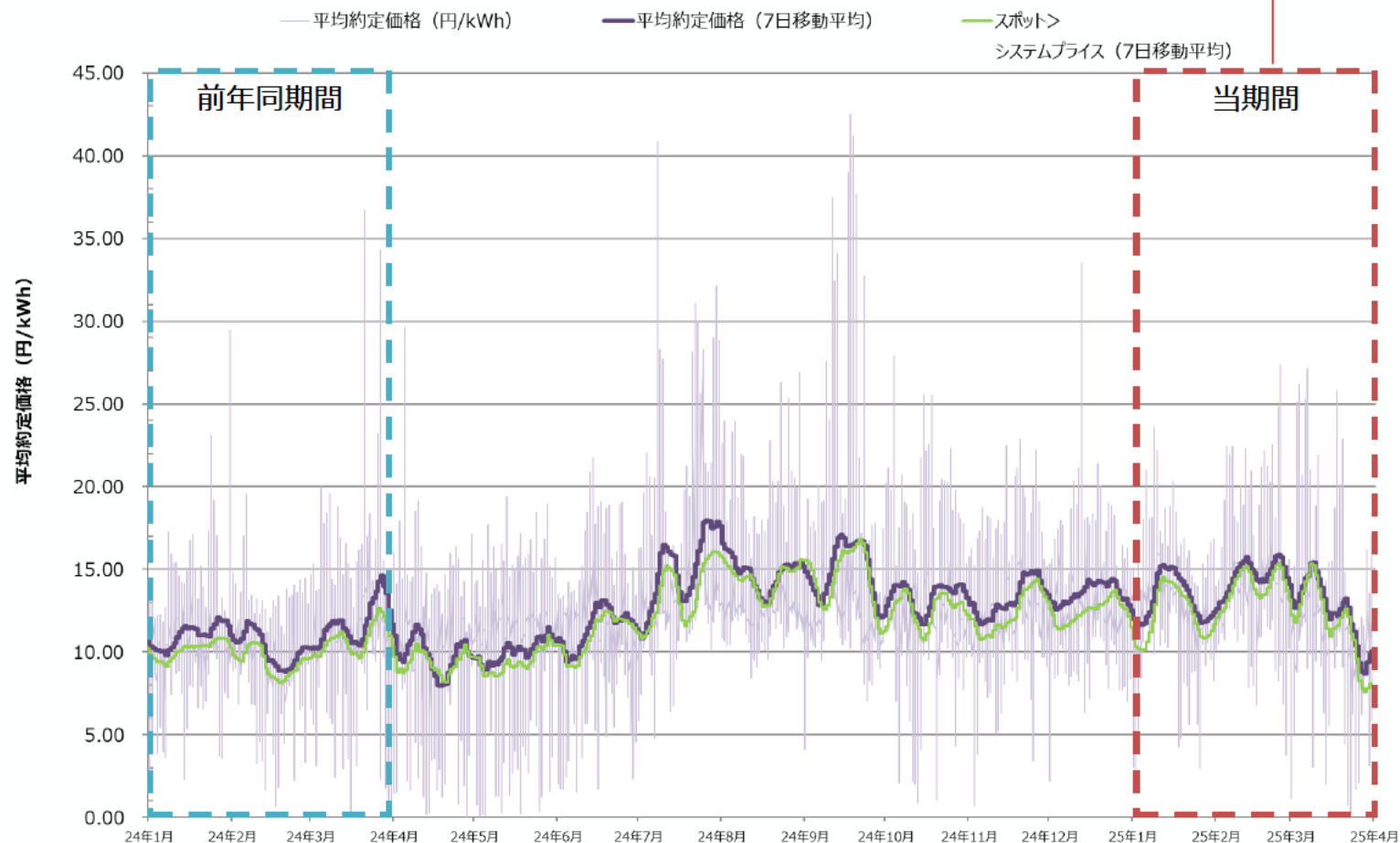
旧一般電気事業者による 買い約定量 (2025年1月～2025年3月)
11.6 億kWh
旧一般電気事業者による 買い約定量の前年同期比 (対2024年1月～2024年3月)
0.9 倍
新電力その他の事業者による 買い約定量 (2025年1月～2025年3月)
5.9 億kWh
新電力その他の事業者による 買い約定量の前年同期比 (対2024年1月～2024年3月)
1.3 倍



※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。

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13.32円/kWhであった。前年同期間の平均10.96円/kWhと比べて約21.5%上昇した。なお、システムプライスが最高価格（37.55円/kWh）となった3月4日は、時間前市場での約定量は約4,600万kWh（当期間内最大）、各コマにおける平均約定価格は最も高いコマで26.17円/kWh（同期間の最高値は2月25日の27.34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(12.51円/kWh)を上回った。

時間前市場 平均約定価格の推移
(2024年1月1日～2025年3月31日)

価格差(時間前平均価格-システムプライス)

最大差(正) : +10.47円/kWh 3月29日 12:30
最大差(負) : -16.00円/kWh 3月4日 17:00最高値 : 2月25日 計1コマ
最低値 : 3月23日 計1コマ

主要データ

単位 : 円/kWh

	当期間	前年 同期間	差分
時間前市場 平均約定価格	13.32	10.96	+2.36
(参考) スポット市場平均システムプライス	12.51	10.06	+2.45
最高値	27.34	36.69	-9.35
最低値	0.20	0.01	+0.19

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

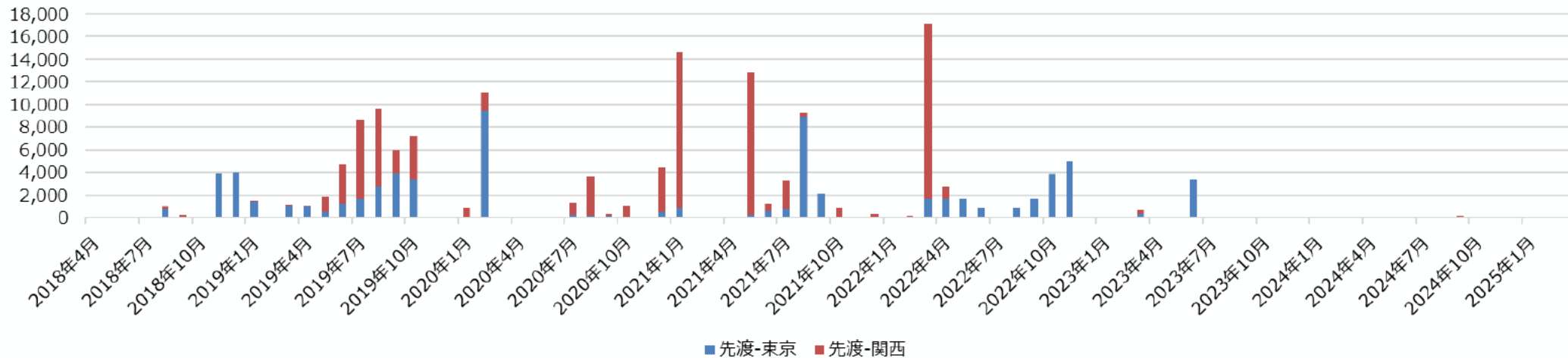
(単位:MWh)

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	0
	東京	0	0	0	0	0	0	0
	関西	0	0	0	0	0	0	0

売り入札 量	合計	134,624	36,456	88,008	10,160	0	0	848,768
	東京	126,004	29,736	88,008	8,260	0	0	253,428
	関西	8,620	6,720	0	1,900	0	0	595,340

買い入札 量	合計	76,070	59,640	0	16,430	0	0	5,581,424
	東京	76,070	59,640	0	16,430	0	0	383,814
	関西	0	0	0	0	0	0	5,197,610

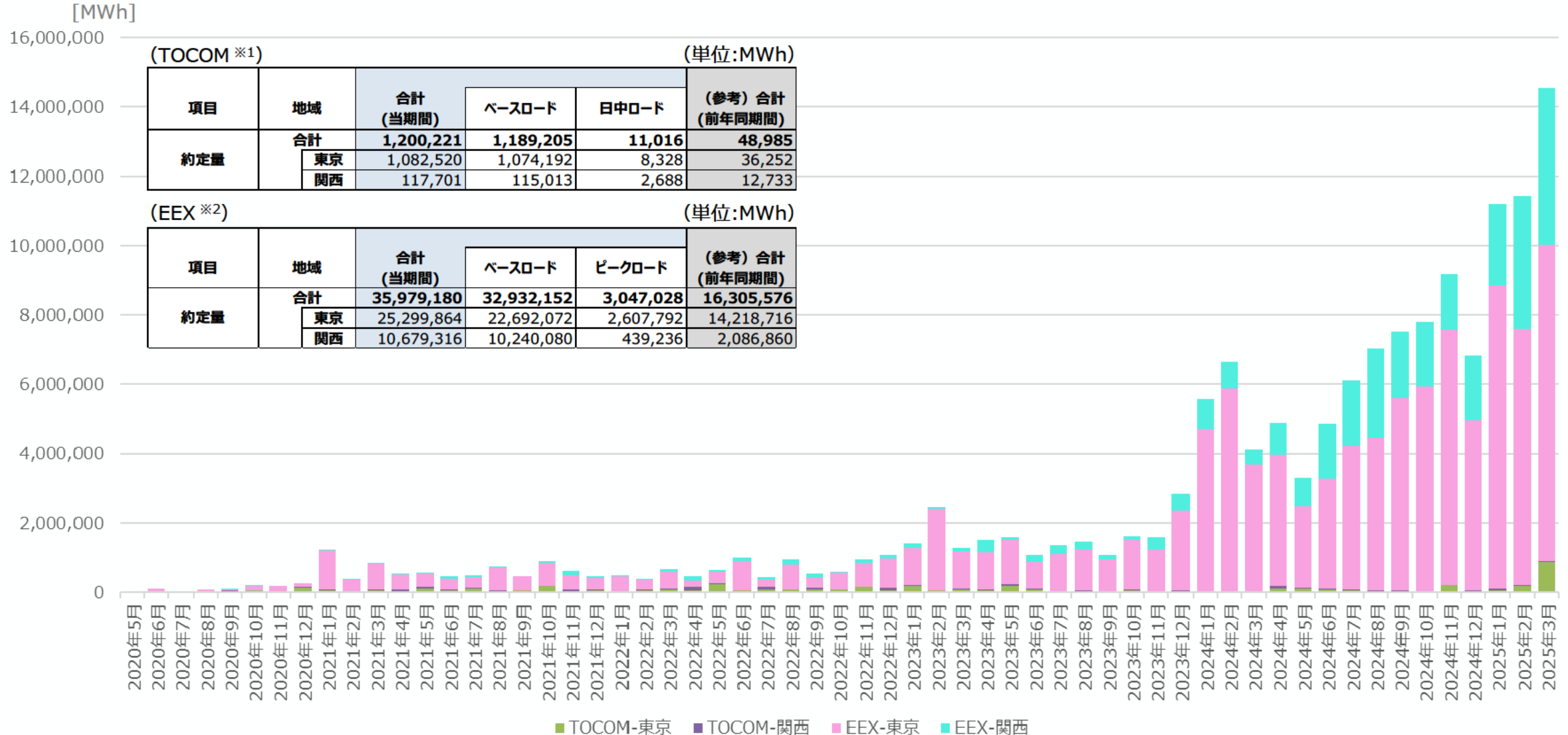
先渡市場取引における約定量[MWh]



※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12.0億kWh（前年同期比24.5倍）、EEXでは約359.8億kWh（前年同期比2.2倍）であった。

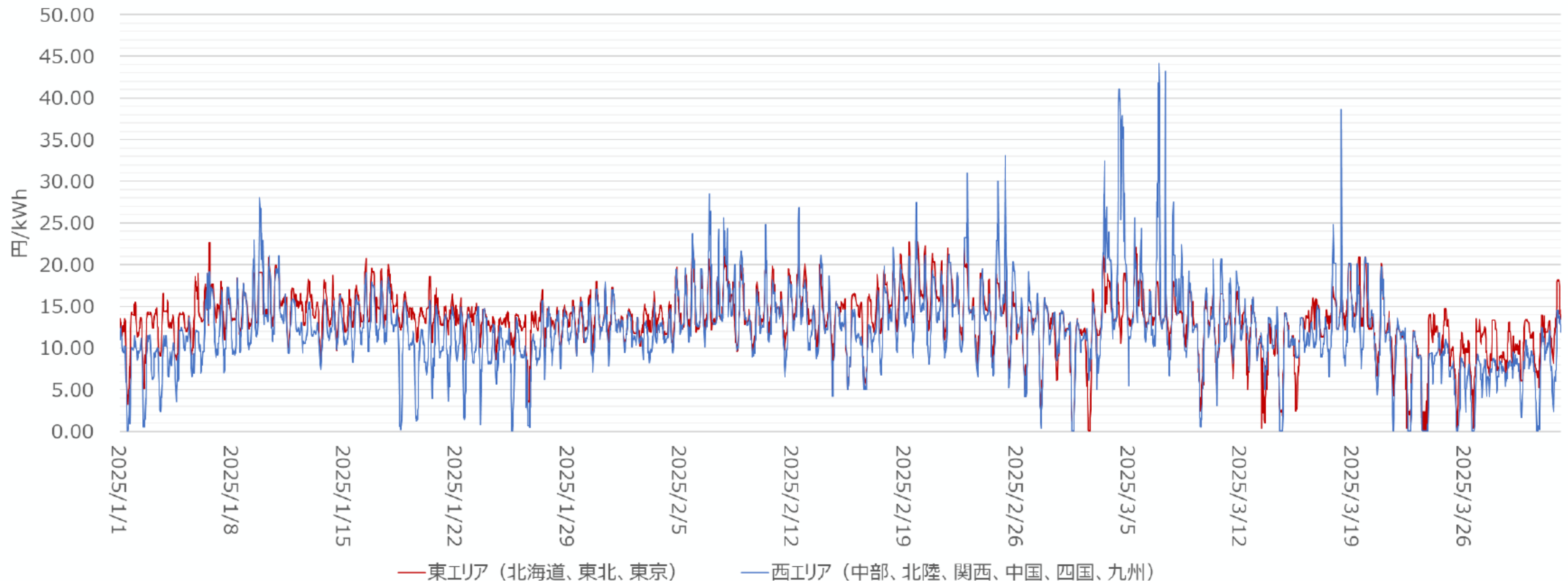


※1 JPX公開データを元に集計。2024年4-6月期よりデータ集計方法を変更。

※2 EEX公開データを元に集計。

2025年1月～3月期 スポット市場価格の動向（東西比較） 1/2

- 東西の平均比較では、市場価格は大きな変動はなく東高西低で推移。（平均エリアプライス：東エリア 1月13.89円/kWh、2月14.38円/kWh、3月11.76円/kWh。西エリア 1月11.47円/kWh、2月13.74円/kWh、3月11.39円/kWh）3月は需要低下等により東西とも価格が低下し11円台となった。
- スポット市場価格が30円/kWhを超えた日は、2月(西エリア4回)・3月(全エリア1回、西エリア5回)の計10回（昨年同時期は2回）発生。主に気温低下等の影響によるものと推定される。



2025年1月～3月期 スポット市場価格の動向（各エリア比較） 2/2

- 各エリア間の比較では、3か月平均で分類すると、北海道・東北・東京・中部エリア（13円台）、北陸・関西・中国エリア（12円台）、四国エリア（10円台）、九州エリア（11円台）に区分される。これは中部-北陸間、中部-関西間、中国-四国間、中国-九州間の分断率上昇によるもの。
- 月別では、1月は中部-北陸間、中部-関西間の分断率が60%程度と高く、この影響により中部エリアと北陸以西の価格差が拡大した。2月は、中部-北陸間、中部-関西間の分断率が低下したことにより、北海道～中国エリアまでほぼ同一価格帯（14円台）となり、本州と四国及び九州エリアとの価格差が拡大した。3月は、東京-中部間の分断率上昇に加えて、西エリアの30円/kWh以上価格高騰が複数回発生（計5日）したことも影響し、中部・北陸・関西・中国エリアの市場価格（平均12.13円）が、北海道・東北・東京エリアの市場価格（平均11.76円）を上回る状況となった。
- 四国エリアは、昨年11月から中国-四国間、関西-四国間との分断率が高い状況が続いている。さらに、3月下旬に発生した山林火災の影響で中国-四国間連系線が保安停止した影響を受けたため、今期は、四国エリアの市場価格は、他エリアに比べて低い状況が継続した。

2025年1-3月期 各エリアプライスと連系線分断率推移

年	月	システムプライス (円/kWh)	北海道AP (円/kWh)	北海道-東北間 分断率 (%)	東北AP (円/kWh)	東北-東京間 分断率 (%)	東京AP (円/kWh)	東京-中部間 分断率 (%)	中部AP (円/kWh)	中部-北陸間 分断率 (%)	中部-関西間 分断率 (%)	北陸AP (円/kWh)	北陸-関西間 分断率 (%)	関西AP (円/kWh)	関西-中国間 分断率 (%)	中国AP (円/kWh)	中国-四国間 分断率 (%)	中国-九州間 分断率 (%)	四国AP (円/kWh)	九州AP (円/kWh)
2025	1	12.43	14.27	24.3	13.65	6.3	13.75	23.5	13.49	57.7	60.6	11.72	6.6	11.61	4.3	11.51	49.1	19.2	9.51	11.01
2025	2	13.94	14.29	13.0	14.27	17.9	14.59	19.6	14.93	29.1	29.1	14.46	0.0	14.46	1.4	14.42	55.7	31.5	11.22	12.99
2025	3	11.31	11.97	22.0	11.47	9.9	11.83	52.2	12.29	13.4	13.4	12.13	0.0	12.13	6.6	11.95	39.1	46.8	9.63	10.20
3か月平均		12.51	13.48	20.0	13.09	11.1	13.35	32.2	13.53	33.5	34.5	12.71	2.1	12.67	4.2	12.57	47.7	32.5	10.08	11.35

【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

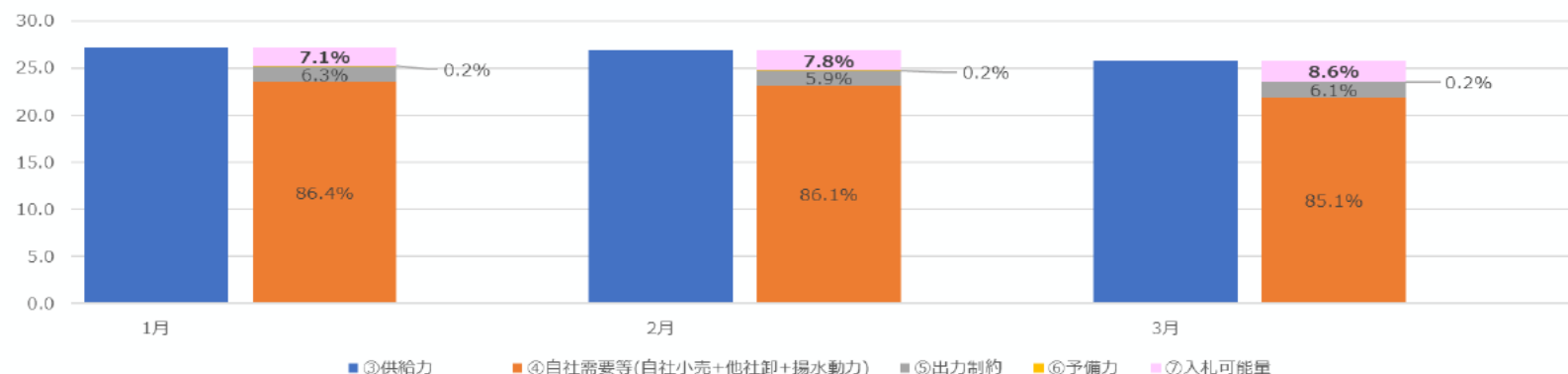
【中長期推移報告】

- 卸電力市場
 - 卸電力取引所
 - 約定量の推移
 - 約定価格の推移
 - 市場分断発生率の推移
 - 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

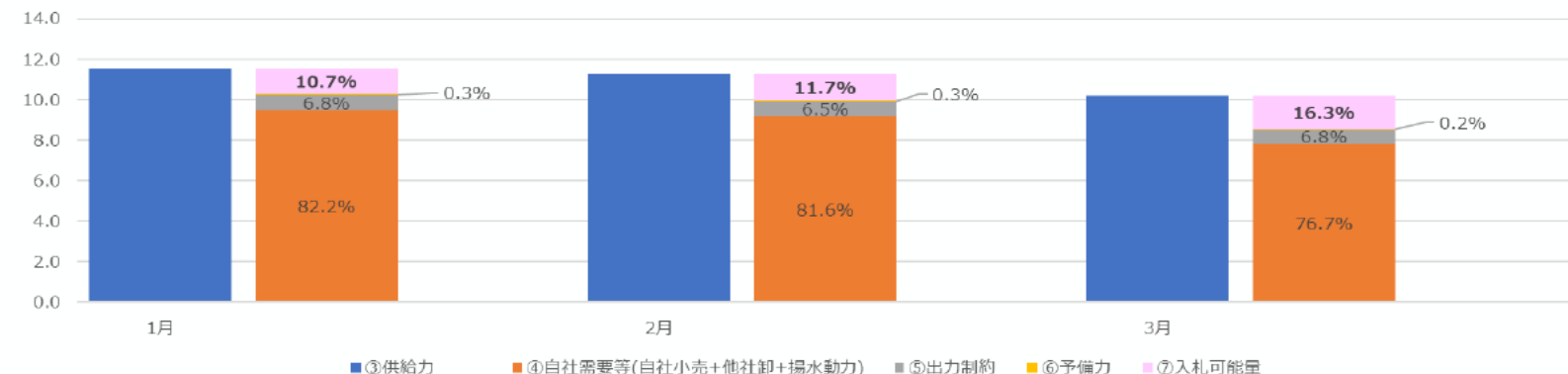
余剰電力の取引所への供出：供給力に対する入札可能量の状況

- 各月のスポット価格等高騰日（1月:0日,2月:4日,3月:6日の計10日間）に高い日11日を加えた計21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（1月:7.1%、2月:7.8%、3月:8.6%）であり、価格の安い日は10～16%台（1月:10.7%、2月:11.7%、3月:16.3%）であった。

2025年1月～3月のスポット価格等高騰日21日間



2025年1月～3月のスポット価格等の低い9日間(TWh)

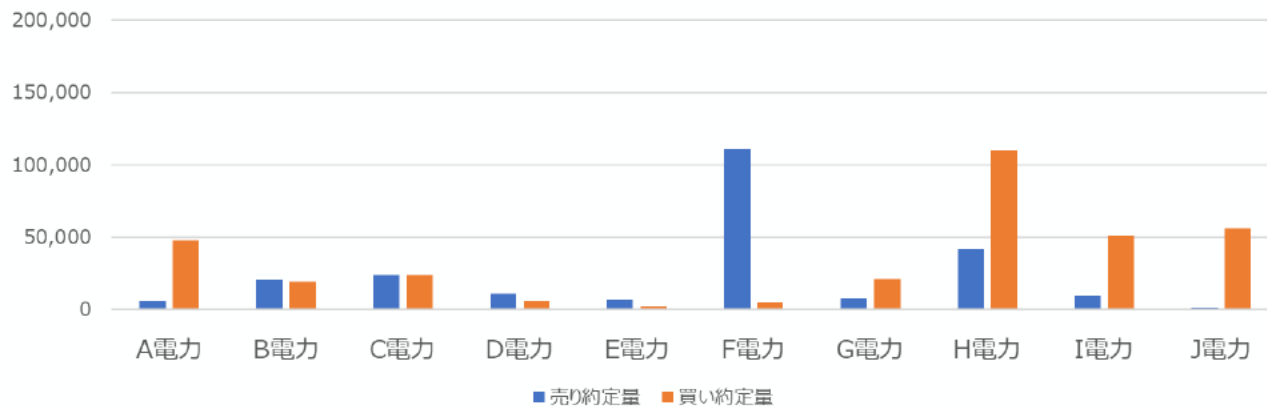


【入札可能量集計対象日】

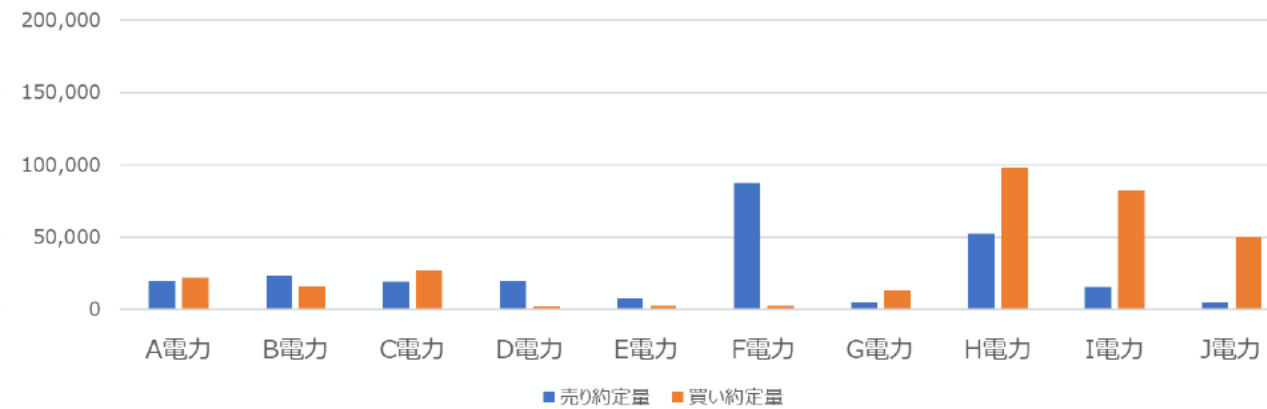
- ◆ 各月のスポット価格等高騰日と高い順の全21日分、また低い順に全9日分のサンプル日を事務局にて指定し、旧一般電気事業者及びJERA提供データより評価した。
- ◆ 1月：スポット価格等高騰日(無し)、平日におけるSP日平均が高い順(1/6,8,9,10,15,16,17)、平日におけるSP日平均の低い順3日(1/22,23,24)を選定。
- ◆ 2月：スポット価格等高騰日(2/12,22,24,25)、平日におけるSP日平均が高い順(2/7,19,20)、平日におけるSP日平均の低い順3日(2/3,27,28)を選定。
- ◆ 3月：スポット価格等高騰日(3/3,4,5,6,7,18)、平日におけるSP日平均が最も高い順(3/19)、平日におけるSP日平均の低い順3日(3/13,14,25)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

- 旧一電及びJERA各社の時間前市場における約定量は、F電力は売り越し、G電力、H電力、I電力、J電力は買い越しとなっている。

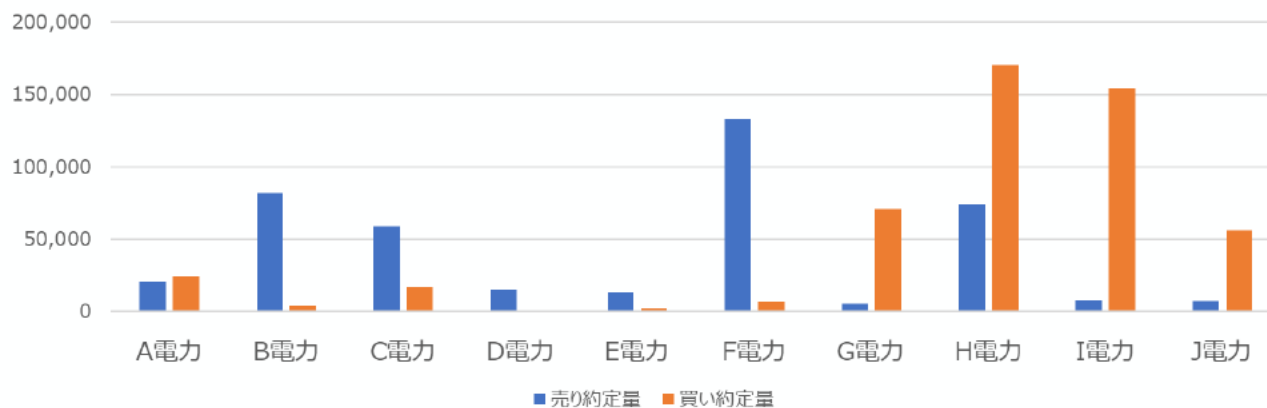
2025年1月 時間前市場 約定量 (単位:MWh)



2025年2月 時間前市場 約定量 (単位:MWh)

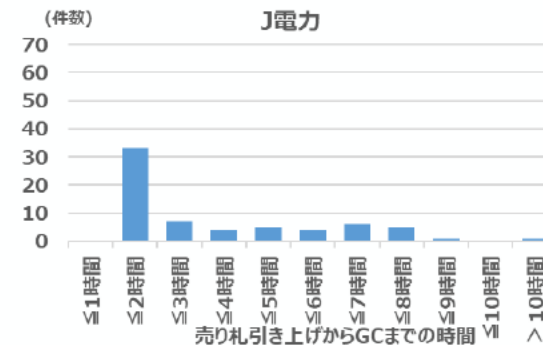
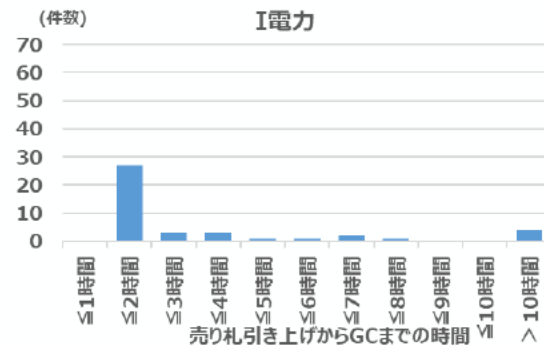
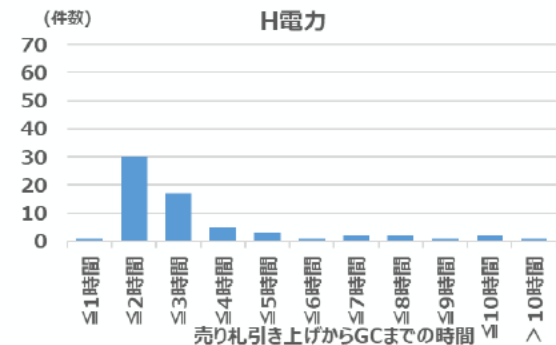
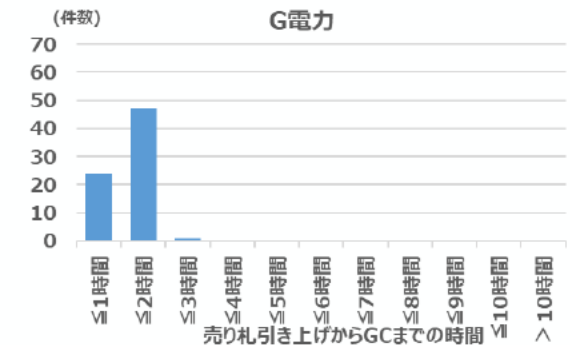
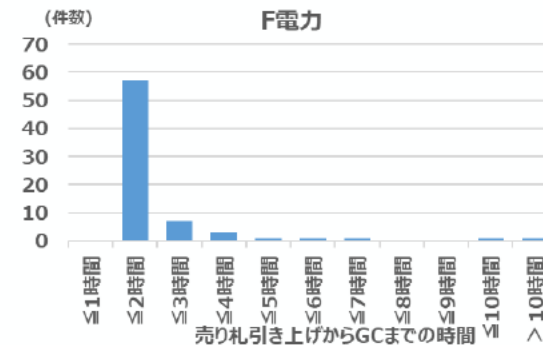
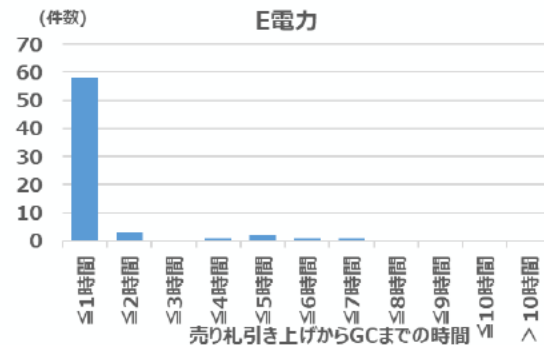
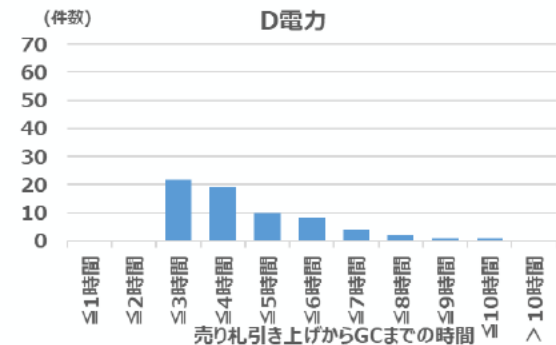
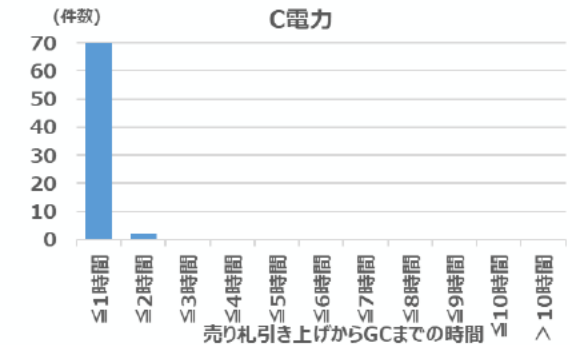
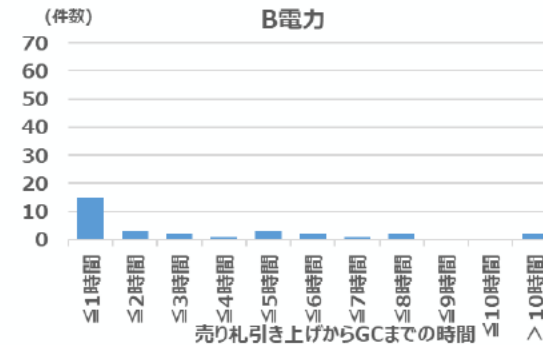
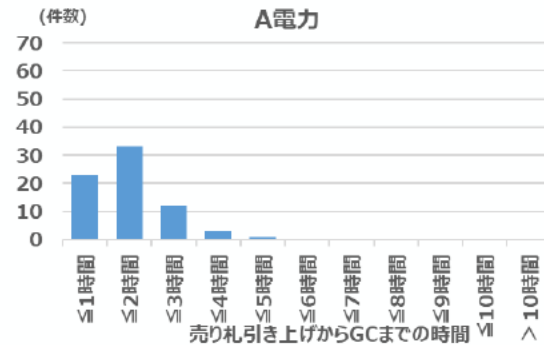
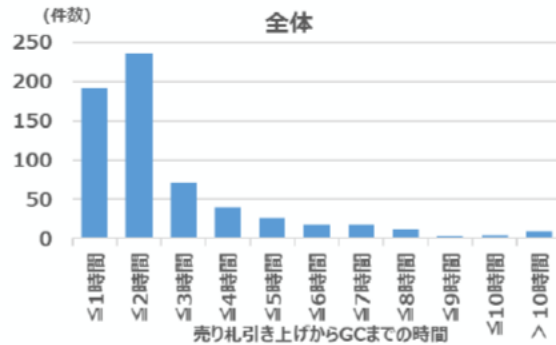


2025年3月 時間前市場 約定量 (単位:MWh)



旧一般電気事業者の売り札引き上げ状況（GCまでの時間別件数分布）

- サンプリング3日間（1月10日、2月26日、3月4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625件のうち191件であり、前四半期（197件/651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。

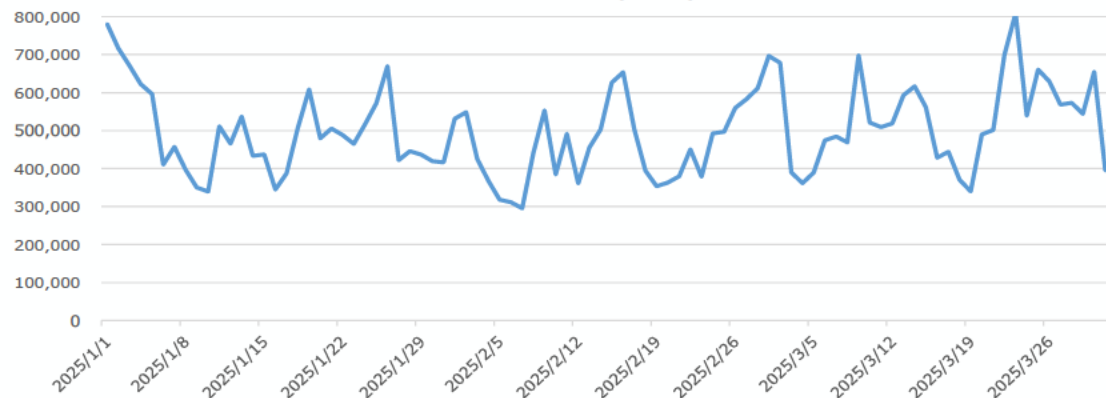
※ 「00分」コマ（01:00等）のみを集計対象とし、「30分」コマ（01:30等）は集計対象外とした。売り札が常に0件のコマは、集計対象外とした。

※ 各月の特徴日を事務局にてサンプリング。（1月：1月の中で平日システムプライスの1日の平均価格が最も高い日。2月：2月の中で平日システムプライスの1日の平均価格が最も低い日。3月：3か月の中で平日のSPの最高価格が最も高い日。）

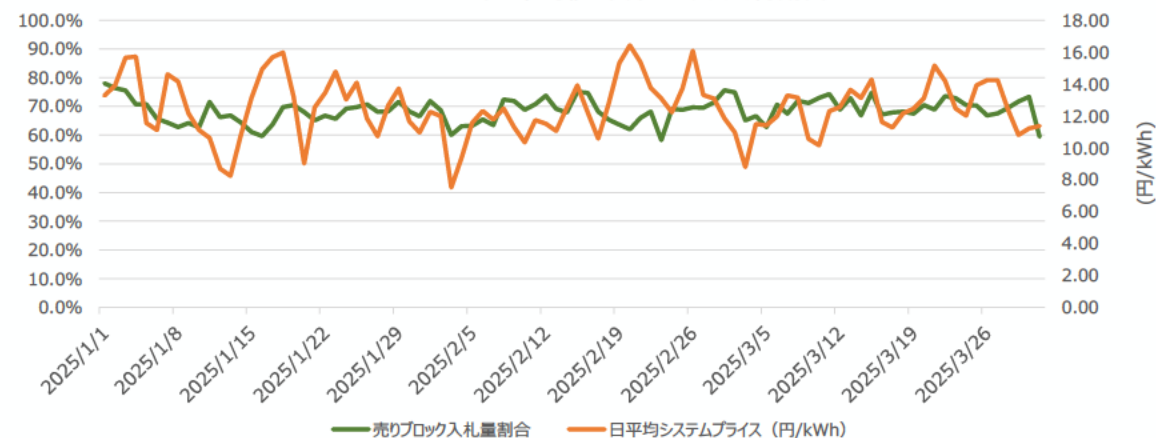
売りブロック入札の状況

- 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。特に3月4日には、約定率が41.4%の高い水準となった。

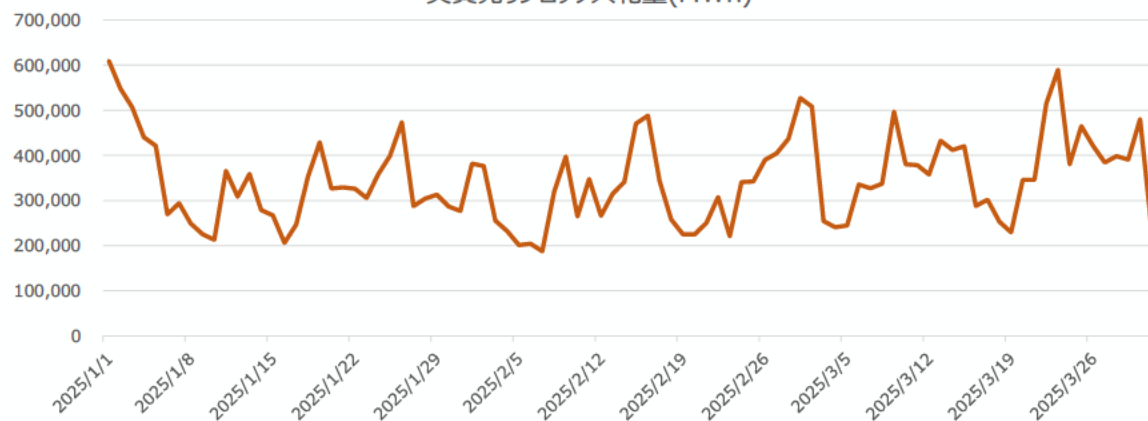
実質売り入札量(MWh)



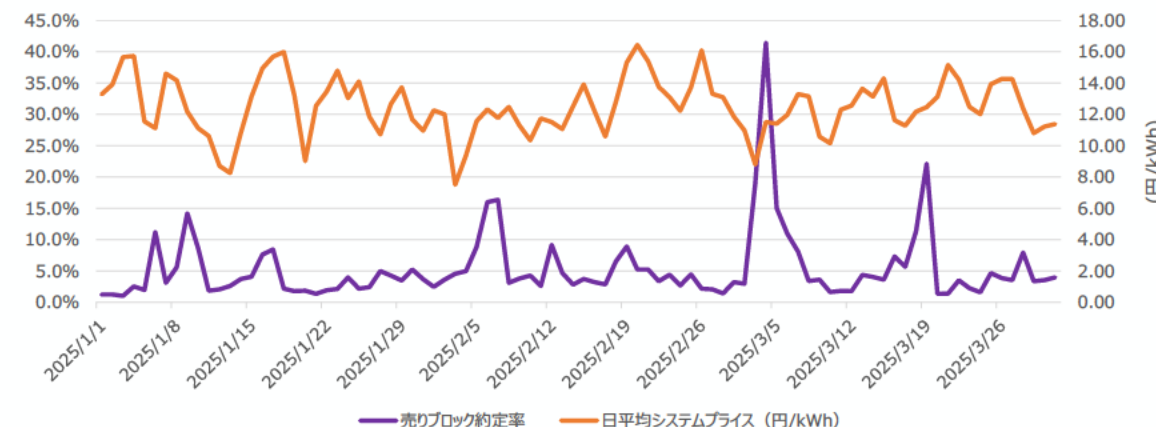
システムプライス平均値と売りブロック入札割合



実質売りブロック入札量(MWh)



システムプライス平均値と売りブロック約定率



※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） - グロス・ビディング高値買い戻し量 - 間接オークション売り入札量

(b) 実質ブロック入札量 = 通常ブロック入札量（間接オークション、グロス・ビディングを除く） + グロス・ビディング実質売りブロック量（*）

(*) グロス・ビディング実質売りブロック量 = グロス・ビディング売りブロック量 - グロス・ビディング高値買い戻し量。マイナスとなる場合はゼロとしてカウント。

※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。

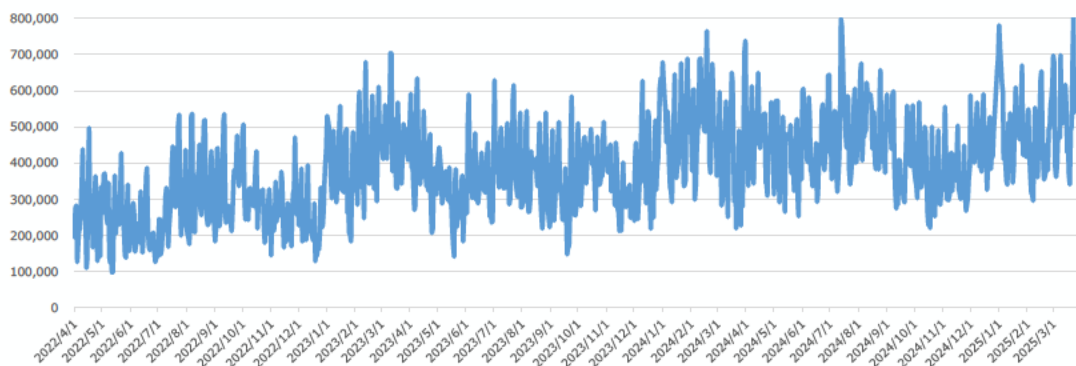
(c) 実質ブロック約定量 = 通常ブロック約定量（間接オークション、グロス・ビディングを除く） + グロス・ビディング実質売りブロック約定量（**）

(**) グロス・ビディング実質売りブロック約定量 = グロス・ビディング売りブロック約定量 - グロス・ビディング高値買い戻し約定量。マイナスとなる場合はゼロとしてカウント。

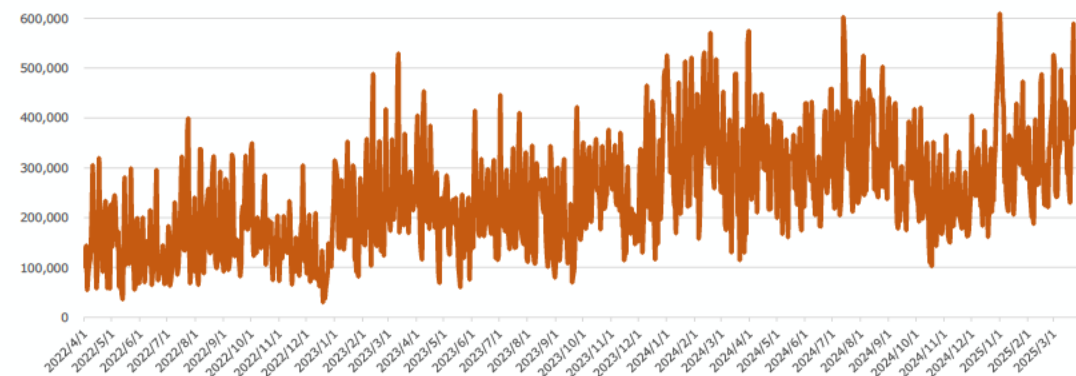
参考：売りブロック入札の状況（長期）

- 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ていたが、2024年1月以降は増減を繰り返し、今期は再度増加傾向となった。
- グロス・ビディングを休止した2023年10月以降、売りブロック約定率は3ヶ月平均約4%～8%で推移、当期間の平均は約5%。
- 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。

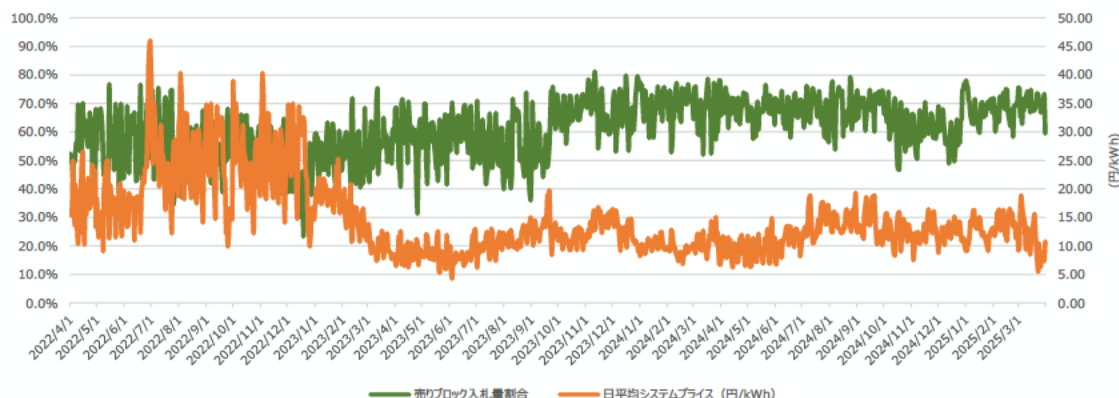
実質売り入札量(MWh)



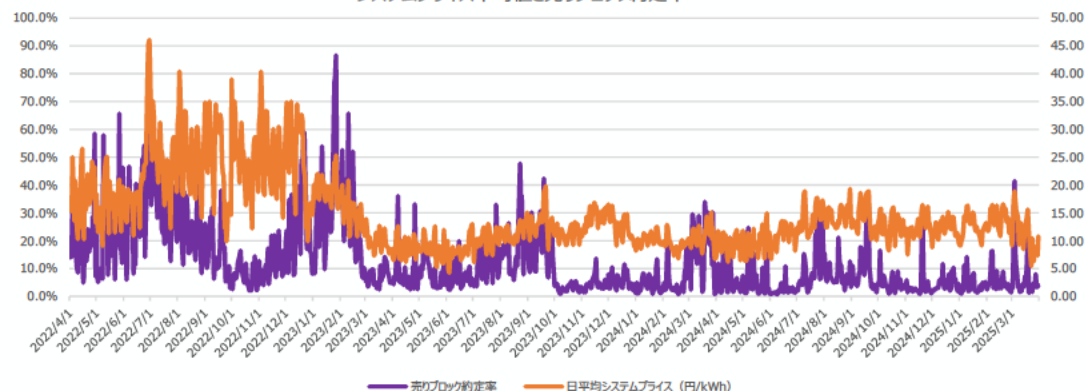
実質売りブロック入札量(MWh)



システムプライス平均値と売りブロック入札割合



システムプライス平均値と売りブロック約定率



※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） - グロス・ビディング高値買い戻し量 - 間接オークション売り入札量

（b）実質ブロック入札量 = 通常ブロック入札量（間接オークション、グロス・ビディングを除く） + グロス・ビディング実質売りブロック量（*）

（*）グロス・ビディング実質売りブロック量 = グロス・ビディング売りブロック量 - グロス・ビディング高値買い戻し量。マイナスとなる場合はゼロとしてカウント。

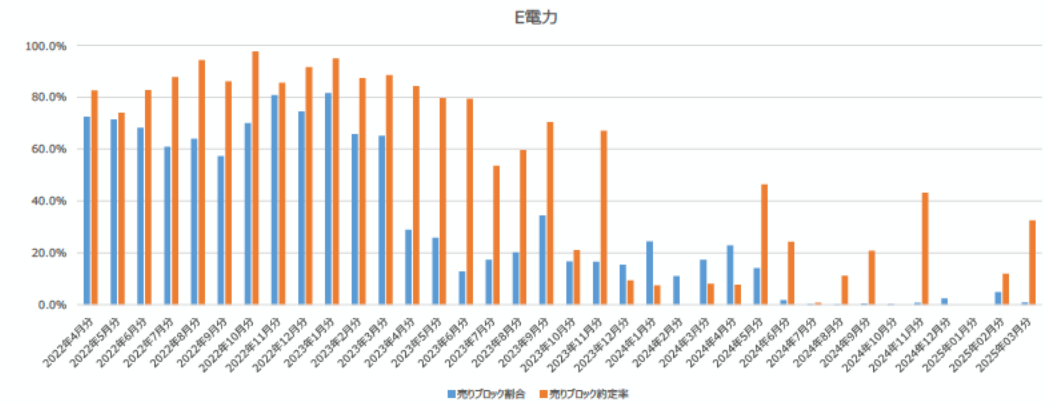
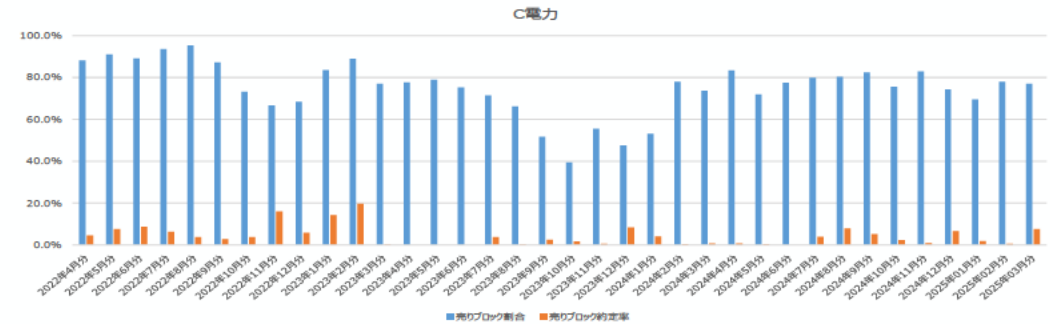
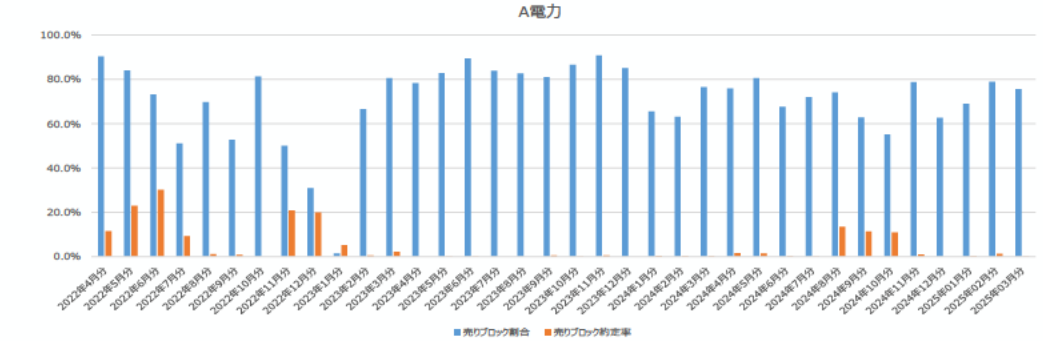
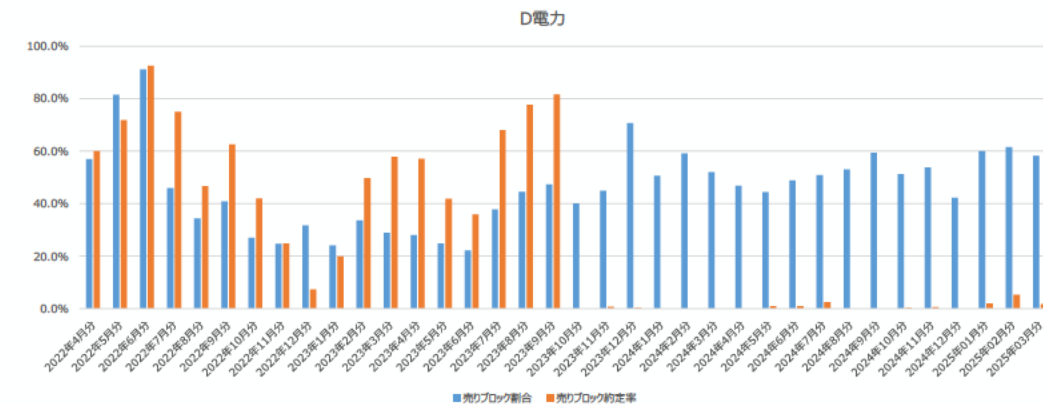
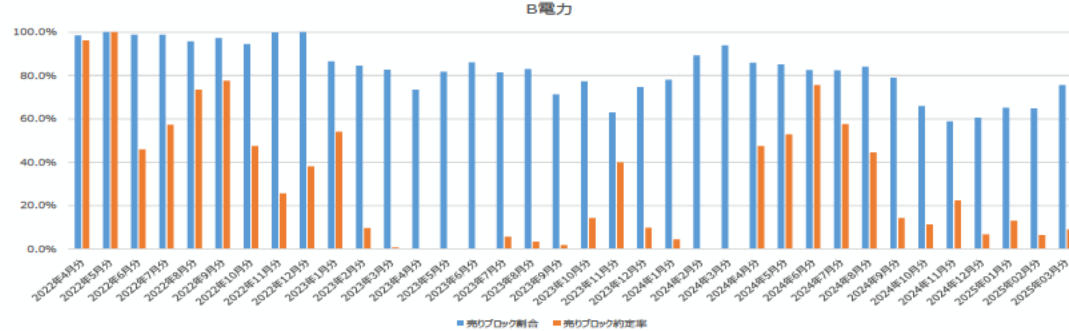
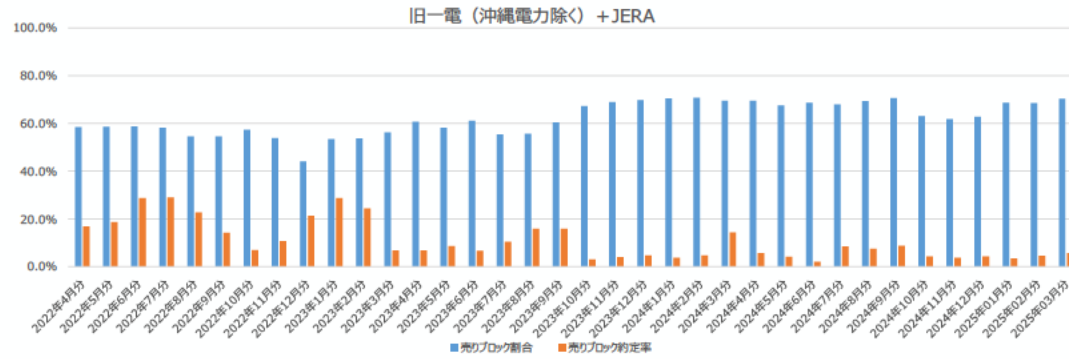
※ブロック約定率は、（b）実質ブロック入札量に対して、実質ブロック約定量（c）の割合を計算。

（c）実質ブロック約定量 = 通常ブロック約定量（間接オークション、グロス・ビディングを除く） + グロス・ビディング実質売りブロック約定量（**）

（**）グロス・ビディング実質売りブロック約定量 = グロス・ビディング売りブロック約定量 - グロス・ビディング高値買い戻し約定量。マイナスとなる場合はゼロとしてカウント。

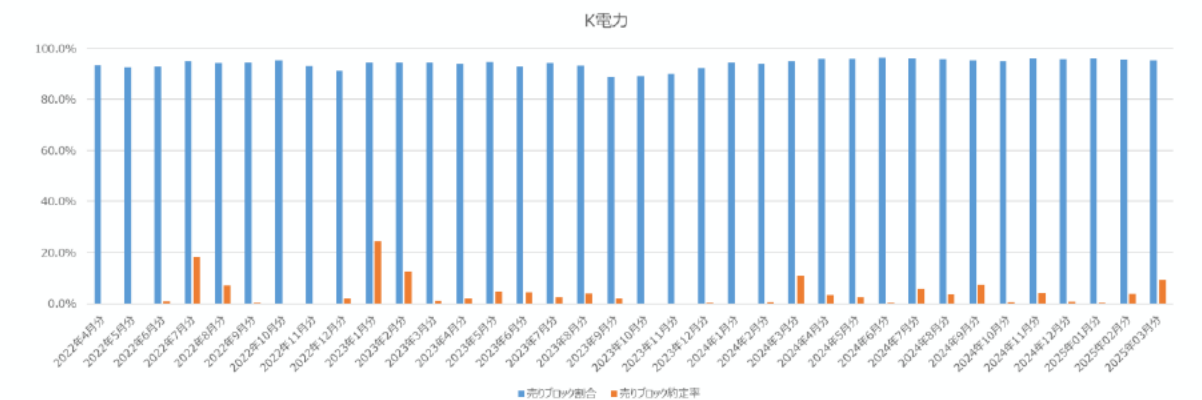
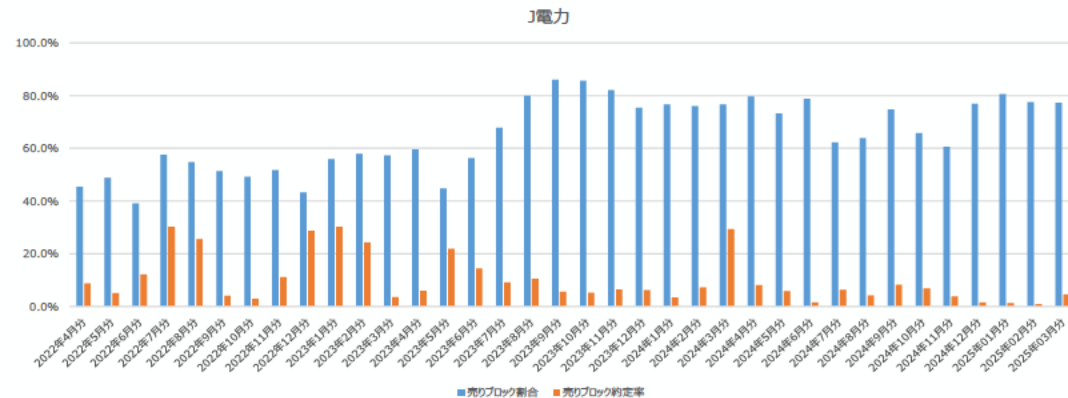
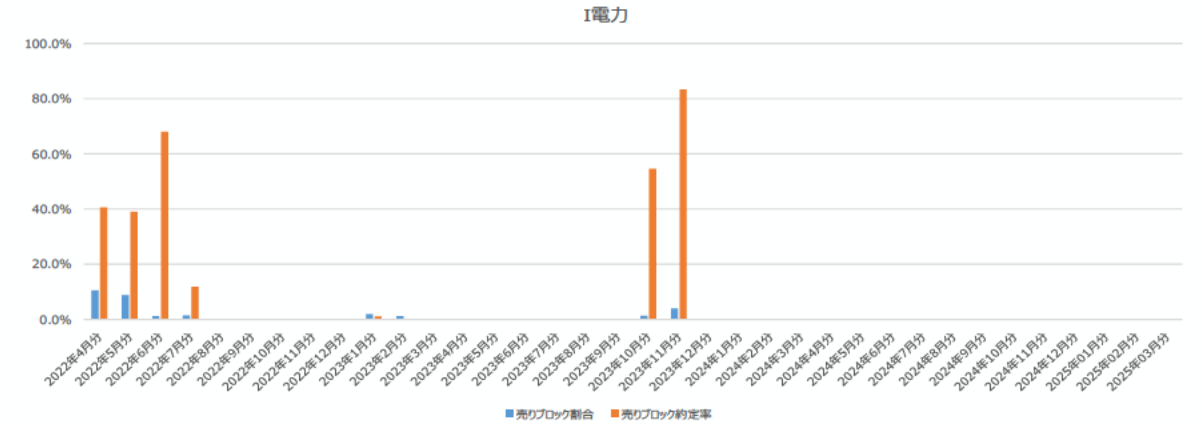
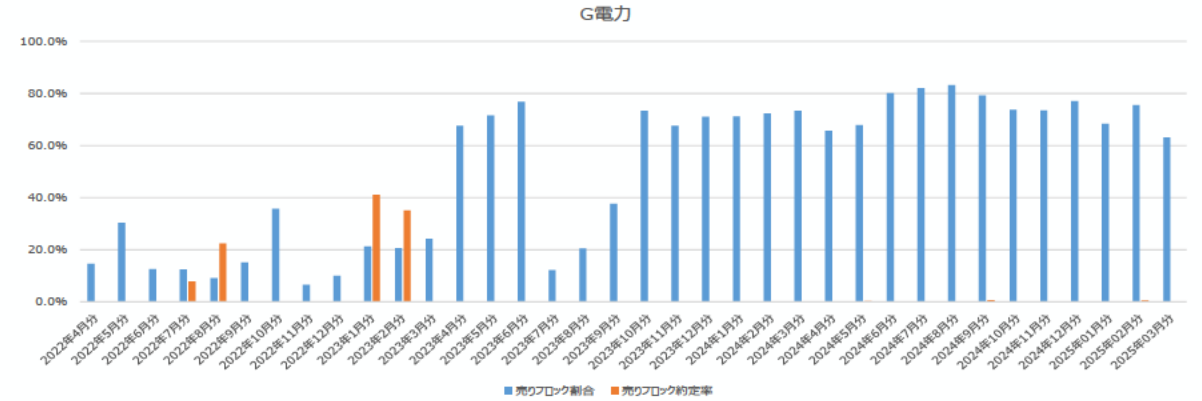
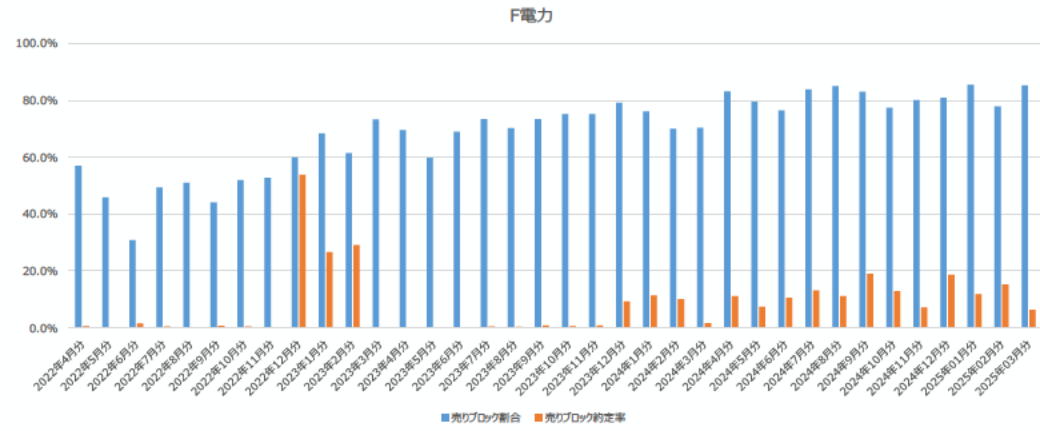
月別事業者別売りブロック入札割合、約定率の推移(1/2)

- 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、F・J電力は80%前後、K電力は80%以上と高めで推移。



※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。

月別事業者別売りブロック入札割合、約定率の推移(2/2)



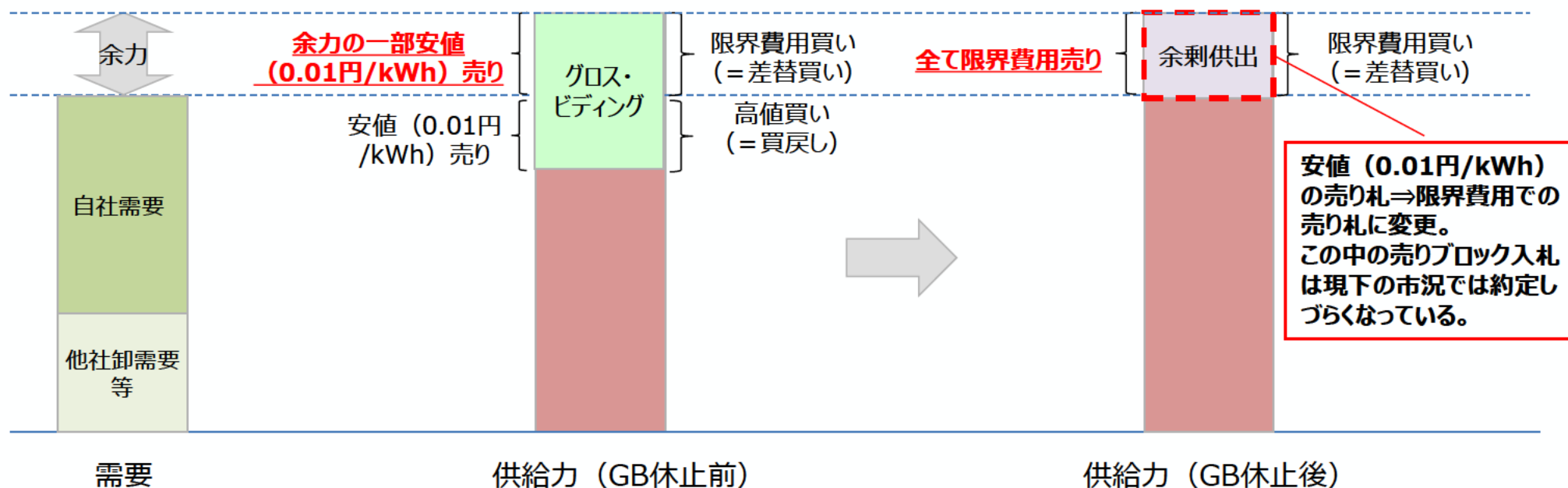
※旧一般電気事業者（沖縄電力を除く9社）とJERAの提供データに基づき算出。(注1)H電力では、売りブロック入札を実施していない。

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ったが、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から1社の約定があり、約定率は約0.5%となっている。
- ループブロックは、当期間においては、新電力1社の約定があり、約定率は約40%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1月	702,921	0	0.0%
2025年2月	488,505	0	0.0%
2025年3月	1,184,459	11,020	0.9%
合計	2,375,885	11,020	0.46%

期間中のループブロック約定量・入札量

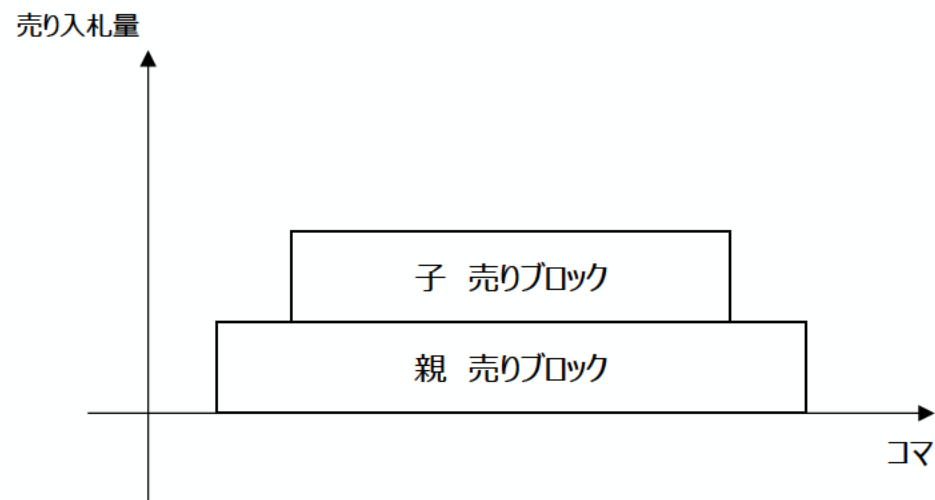
単位：MWh

	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1月	782	115	14.6%	1,117	164	14.6%
2025年2月	731	361	49.4%	1,043	516	49.4%
2025年3月	1,170	604	51.6%	1,671	863	51.6%
合計	2,682	1,080	40.2%	3,830	1,542	40.2%

参考：リンクブロック・ループブロックの概要

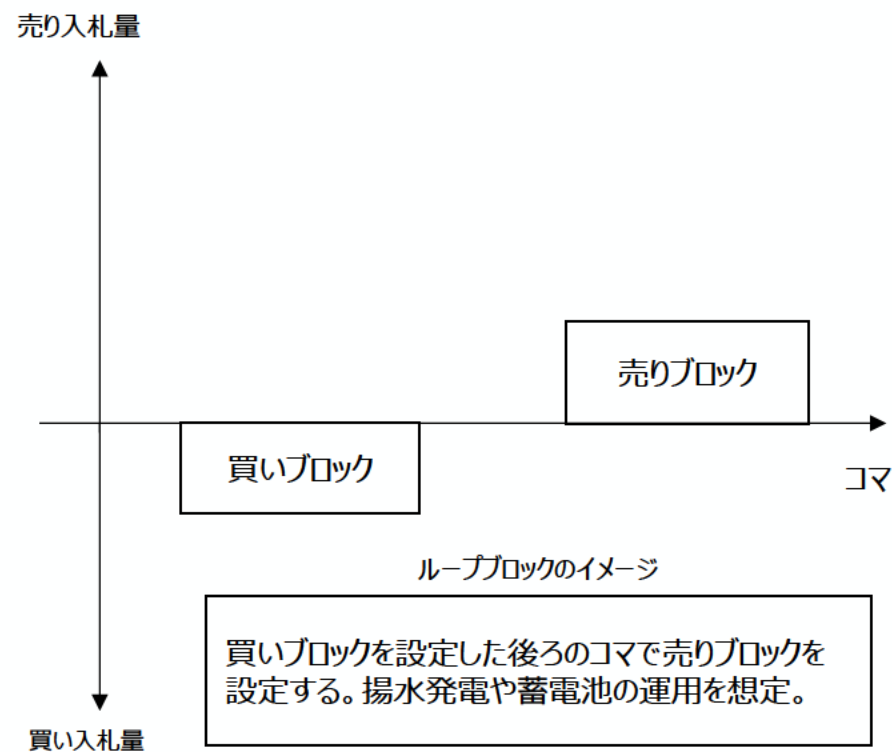
- **リンクブロック**
親ブロックと子ブロックの2つの売りブロックから成り、親だけ、または親子の双方が約定するように制限される（子だけの約定をさせない）。
- **ループブロック**
2つのブロックから成り、どちらも約定するか、約定しないかに制限される。

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、141万kW（61%）については一般競争入札等での契約。2023年度で長期基本契約終了の自治体が、2024年度4～6月期より一般競争入札等に移行したため、2024年1月～3月期に比べ75万kW増加。
- 残り89万kWのうち、50%は旧一般電気事業者との随意契約を継続、50%はFIT電源としての売電及びFIT適用化改修工事中となっている。

公営水力発電設備（令和6年4月1日現在）

・発電所数：309か所　・総出力：約231万kW

右表は、公営24事業体中、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3月31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
北海道	5か所	50,500	一般競争入札	SBパワー
岩手県	10か箇所	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
	3か所※7	4,900	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
	1か所※7	61	公募型プロポーザル	東北電力ネットワーク⇒久慈地域エネルギー（株）
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※8	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
群馬県	6か所※5	43,490	公募型プロポーザル	丸紅新電力
	10か所※5	101,300	一般競争入札	東京電力エナジーパートナー
	10か所※5,10	43,042	一般競争入札	ゼロワットパワー
東京都	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
山梨県	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
	5か所※5	42,500	一般競争入札	バルシステム電力・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
長野県	22箇所※1,9	69,311	公募型プロポーザル	ダイヤモンドパワー、丸紅新電力、UPDATER
新潟県	7か所※3	100,200	一般競争入札	東北電力
京都府	1か所	11,000	一般競争入札	ミツウロコグリーンエネルギー
鳥取県	1か所※6	1,100	一般競争入札	とっとり市民電力
	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
合計		1,412,793		

合計件数　　： 30件

合計最大出力：1,412,793kW

【水力設備総出力の61.3%】

出所：公営自治体からの提供情報

※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。
（長野県は、FIT適用リブレース等の4か所が、2024年度に供給開始となることから契約に追加。2024年4月～6月期に18か所から22か所に変更。）

※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。

※3 新潟県は、9か所について一般競争入札としていたが、そのうち、2か所はFIT適用リブレース等により2023年10月～12月期に7か所に変更。

※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適用リブレースにより2024年1月～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年度で長期基本契約終了に伴い、一般競争入札又は公募型プロポーザルに2024年4月～6月期より新規移行。

※6 鳥取県は、点検・修繕工事が長期化している2か所を契約対象から除外し、2024年4月～6月期に3か所から1か所に変更。

※7 岩手県は、FIT適用中の2か所について2024年10-12月期、1か所について2025年1-3月期に特定卸の公募型プロポーザルに移行。 ※8 秋田県は、1か所についてFIT適用リブレースし2024年10～12月期から公募型プロポーザル移行。

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

公営水力電気事業の競争入札等の状況について

- 長期契約の解消状況に係る旧一般電気事業者に対するアンケート等によると、今期は、公営自治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1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般電気事業者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、公営自治体から旧一電への電力受給基本契約（複数年長期契約）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。

参考：2025年1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簡易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

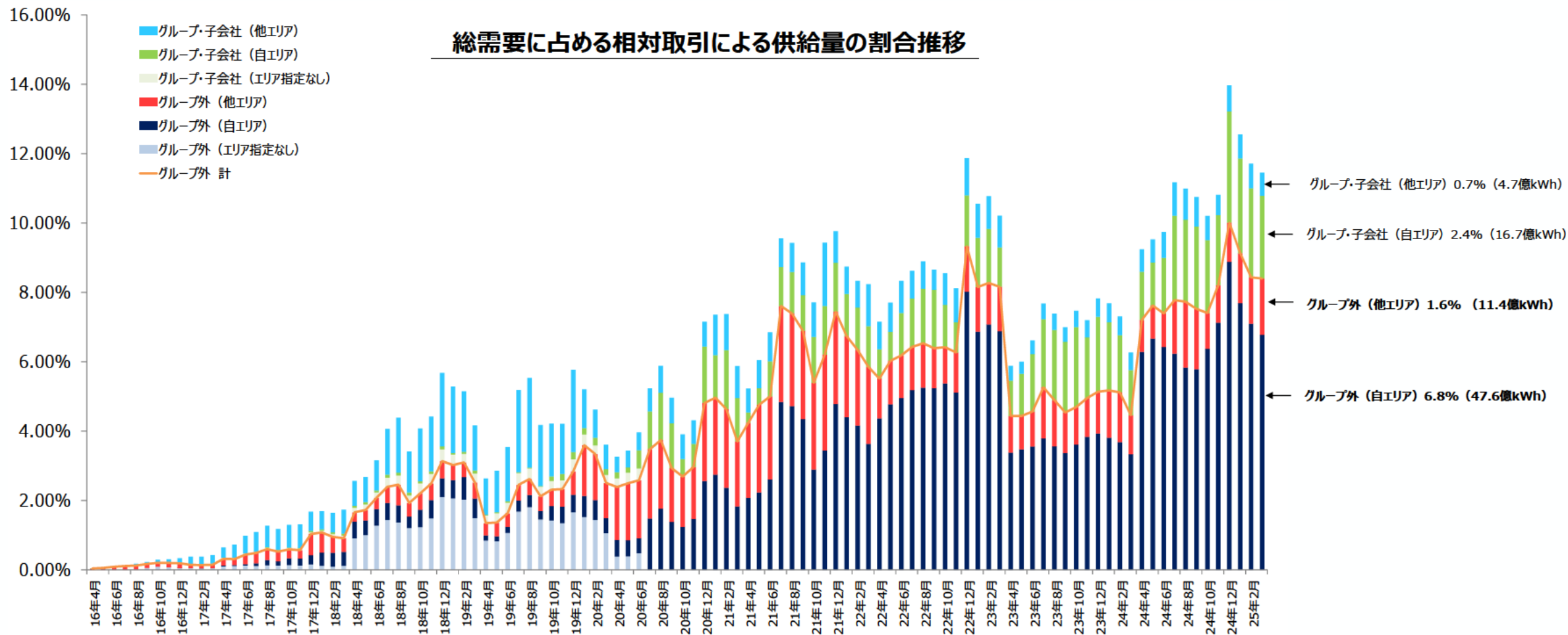
- 2023年度までに旧一電との基本契約が満了し、一般競争入札又は公募型プロポーザルによる売電契約へ移行した自治体のうち、2024年度末で現行契約が期間満了となる自治体は、同手続きを経て次期契約を締結済み。
- 2024年度末に基本契約期間満了となる自治体は、いずれも一般競争入札又は公募型プロポーザルによる売電契約へ移行予定であり、次期契約を締結済み。
- 2025年度まで基本契約が継続する自治体は、概ね期中解約は行わずに期間満了まで契約を継続。基本契約終了後は一般競争入札や公募型プロポーザルへの移行を予定。
- 2026年度以降も、旧一般電気事業者との非FITの基本契約が残る発電所1地点が確認された。

■ 売電契約における各自治体の独自の取組など

- 旧一電と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3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、11.4%であった。
(80.4億kWh (前年同期比1.8倍))
- グループ外への相対卸供給8.4% (58.9億kWh) は、新電力需要 (138.9億kWh) の42.4%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。

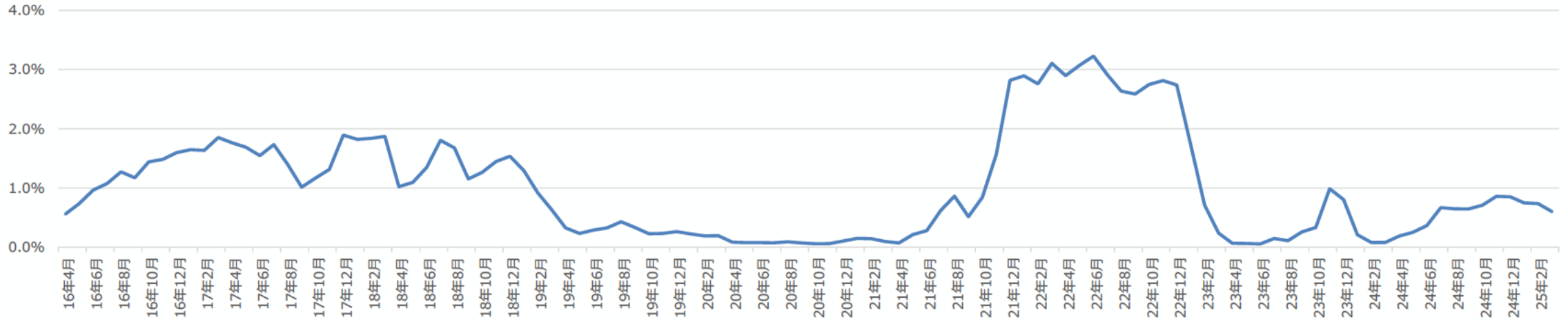
※ 「エリア」について、2020年6月以前の各社回答において、「①受電エリア」と、「②利用エリア」による回答が混在しており、「②利用エリア」による回答の大半が「エリア指定なし」との回答となっていた。
2020年7-9月期以降は、実態把握のため、「①受電エリア」に統一して回答を行うよう改めて事業者へ通知を行い、結果を算定している（これに伴い「エリア指定なし」の分類が無くなっている）。

※ 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。

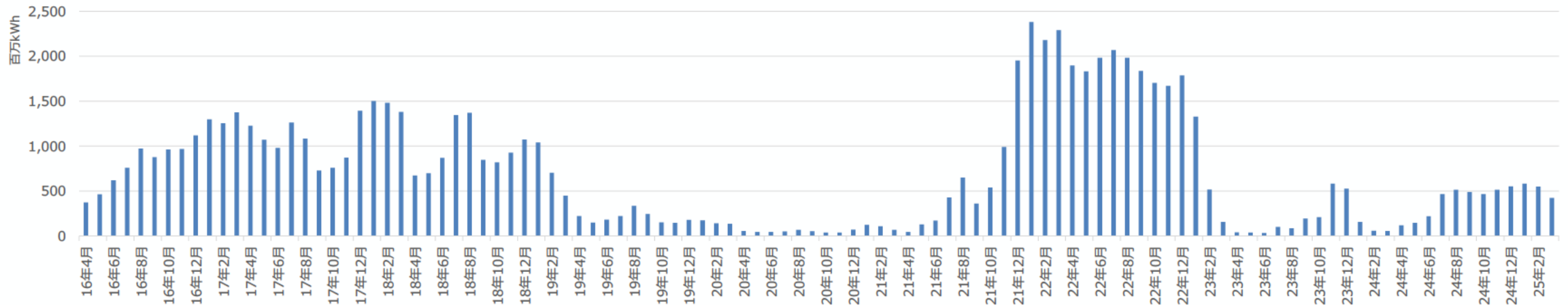
常時BU販売電力量の推移

- 2025年3月時点の総需要に占める常時BU販売電力量の割合は、0.6%（4.22億kWh）となっている。なお、北海道及び沖縄エリアは2024年度において常時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】

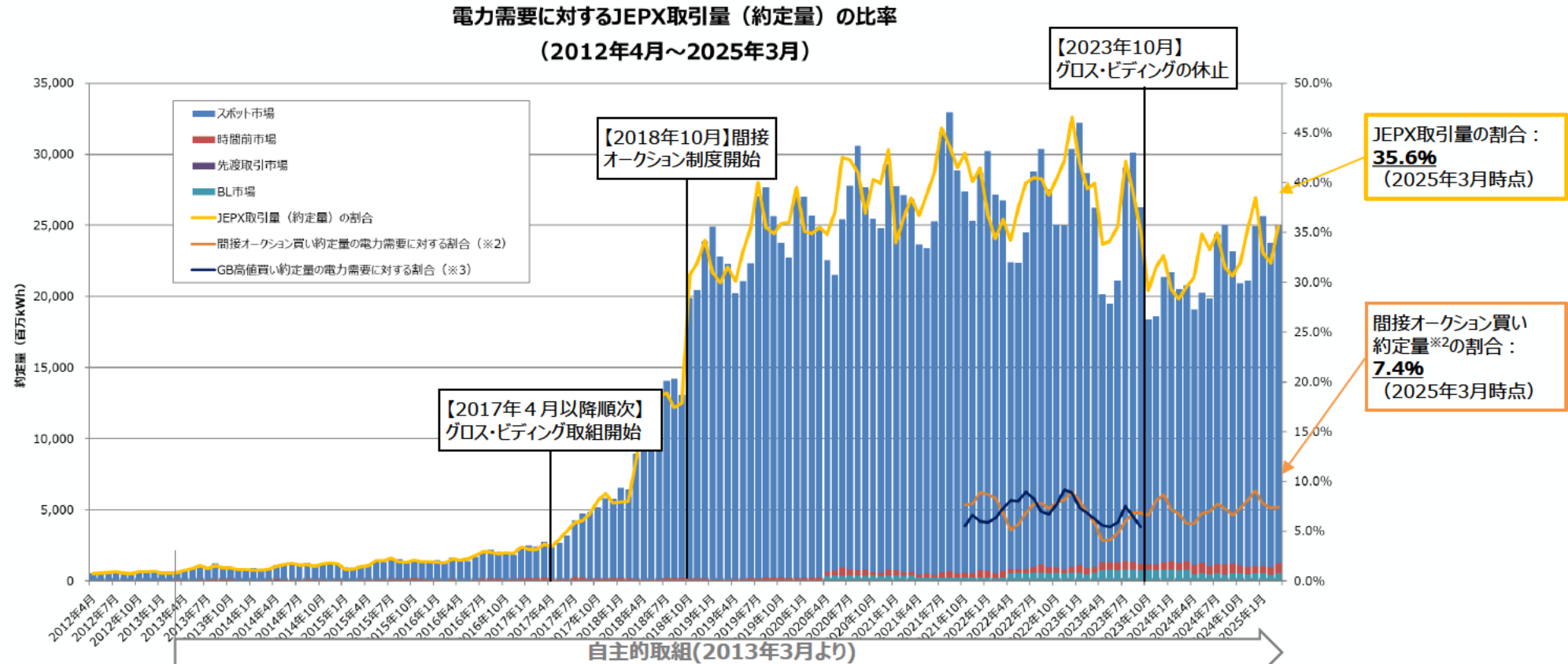
- 卸電力市場
 - 卸電力取引所
 - スポット市場
 - 時間前市場
 - 先渡取引市場
- 旧一般電気事業者による自主的取組等
 - 余剰電力の取引所への供出
 - 時間前市場の売買約定状況、売り札引上げ状況
 - 売りブロック入札の状況
 - 卸電気事業者の電源の切出し
 - 公営水力電気事業の入札等の状況
 - 相対取引の状況

【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
 - 市場分断発生率の推移
 - 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3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35.6%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、7.4%であった。



	2012/04	2013/04	2014/04	2015/04	2016/04	2017/04	2018/04	2019/04	2020/04	2021/04	2022/04	2023/04	2024/04	2025/3
JEPX取引量の割合	0.7%	1.1%	1.5%	1.6%	2.1%	3.5%	17.1%	30.1%	34.8%	36.7%	34.2%	33.8%	30.5%	35.6%
（うちスポット市場の割合）	0.7%	1.0%	1.4%	1.5%	2.1%	3.2%	16.9%	29.9%	33.8%	36.0%	32.9%	31.6%	28.7%	33.8%
（うち時間前市場の割合）	0.001%	0.1%	0.1%	0.1%	0.004%	0.3%	0.2%	0.2%	0.4%	0.4%	0.5%	0.9%	1.0%	1.0%
（うちBL市場の割合）	—	—	—	—	—	—	—	—	0.6%	0.4%	0.8%	1.3%	0.8%	0.7%

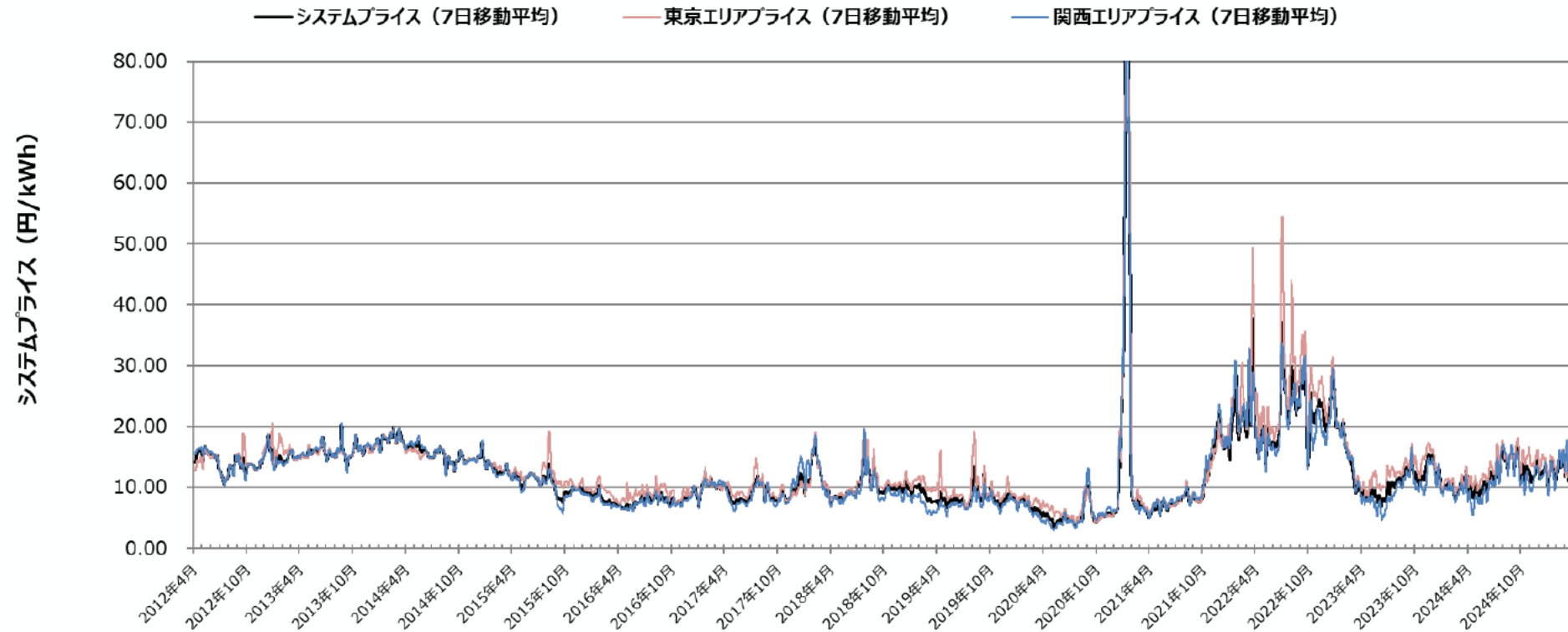
※1 各事業者、各コマにおける買い約定量を合計（自社による間接オークション等、同一事業者が同一コマにおいて売買共に約定した場合における、買い約定量が含まれる）。

※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である。

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12.51円/kWhであった。
- 2024年度は、東西値差が2円/kWh程度であり、2023年度と比べて1.5円/kWh程度小さくなった。

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3月31日)

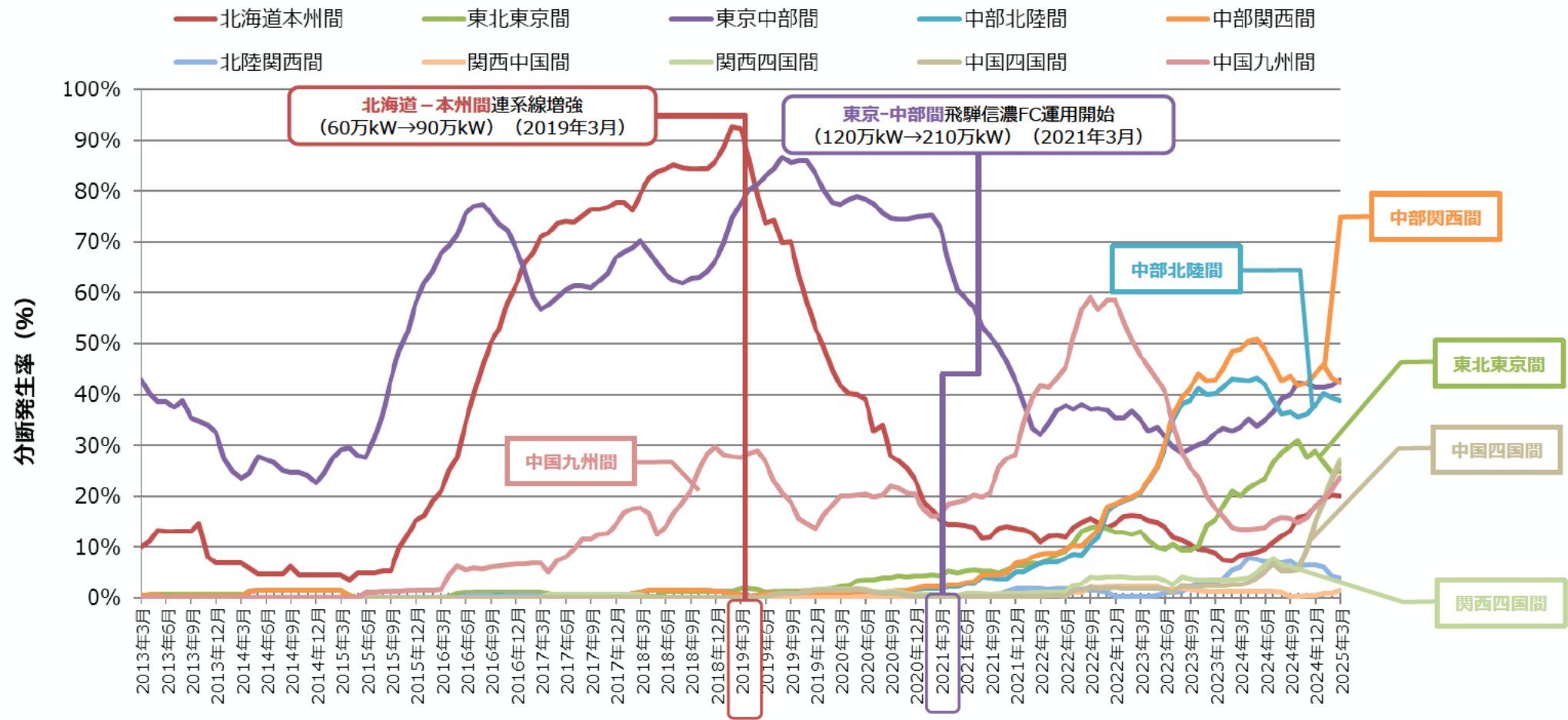


(円/kWh)	2012年度 平均	2013年度 平均	2014年度 平均	2015年度 平均	2016年度 平均	2017年度 平均	2018年度 平均	2019年度 平均	2020年度 平均	2021年度 平均	2022年度 平均	2023年度 平均	2024年度 平均	当四半期 平均
システムプライス	14.43	16.51	14.67	9.78	8.46	9.72	9.76	7.93	11.21	13.46	20.41	10.74	12.29	12.51
東京エリアプライス	14.75	16.44	14.63	10.99	9.32	10.15	10.68	9.12	12.02	14.27	23.50	12.20	13.66	13.35
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	12.67

各エリア間の市場分断発生率の推移

- 東京中部間、中部関西間、中部北陸間は、分断発生率が足下では4割程度で推移。
- 関西四国間、中国四国間の分断発生率は2024年11月以降、大きく上昇傾向。
- 北海道本州間、中国九州間の分断発生率は2割前後まで下降しているが、足下では上昇傾向にある。

スポット市場 月間分断発生率の推移（12カ月移動平均）
（2013年4月～2025年3月）



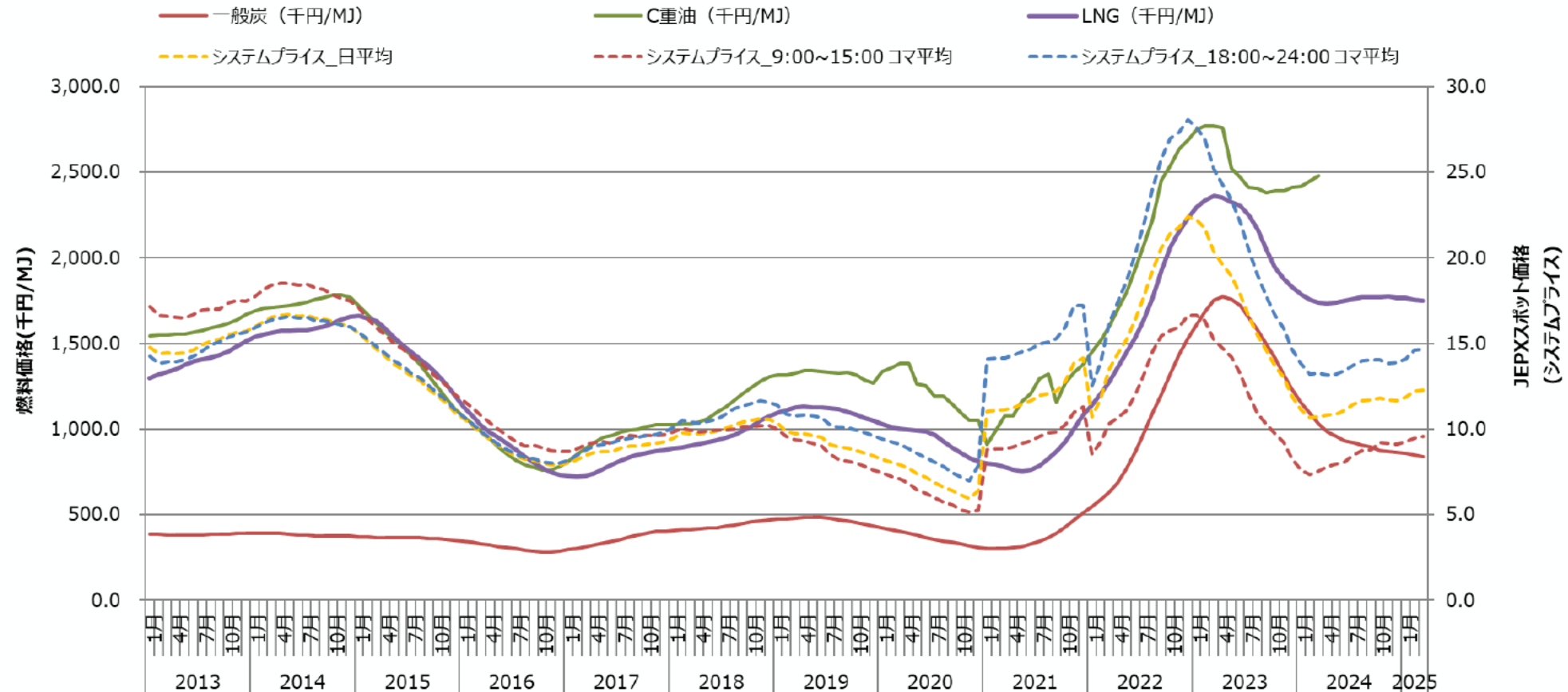
※ 月間分断発生率(12か月移動平均)：スポット市場における30分ごとの各コマのうち、隣り合うエリアのエリアプライスが異なるコマの割合を月間で集計した値の12か月移動平均値。

※ 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C重油の価格と近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たが、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ヵ月移動平均）
（2013年1月～2025年3月）



出所：財務省 貿易統計(2025年5月7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。

※ 2019年4、7、8、10、12月、2020年2、3、4、6、8、9、11、12月、2021年4、5、9月のC重油については貿易統計での記載なし。

※ 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ヵ月の移動平均（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の月が頻出しているため、当該期間を含むグラフは非表示としている。

【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

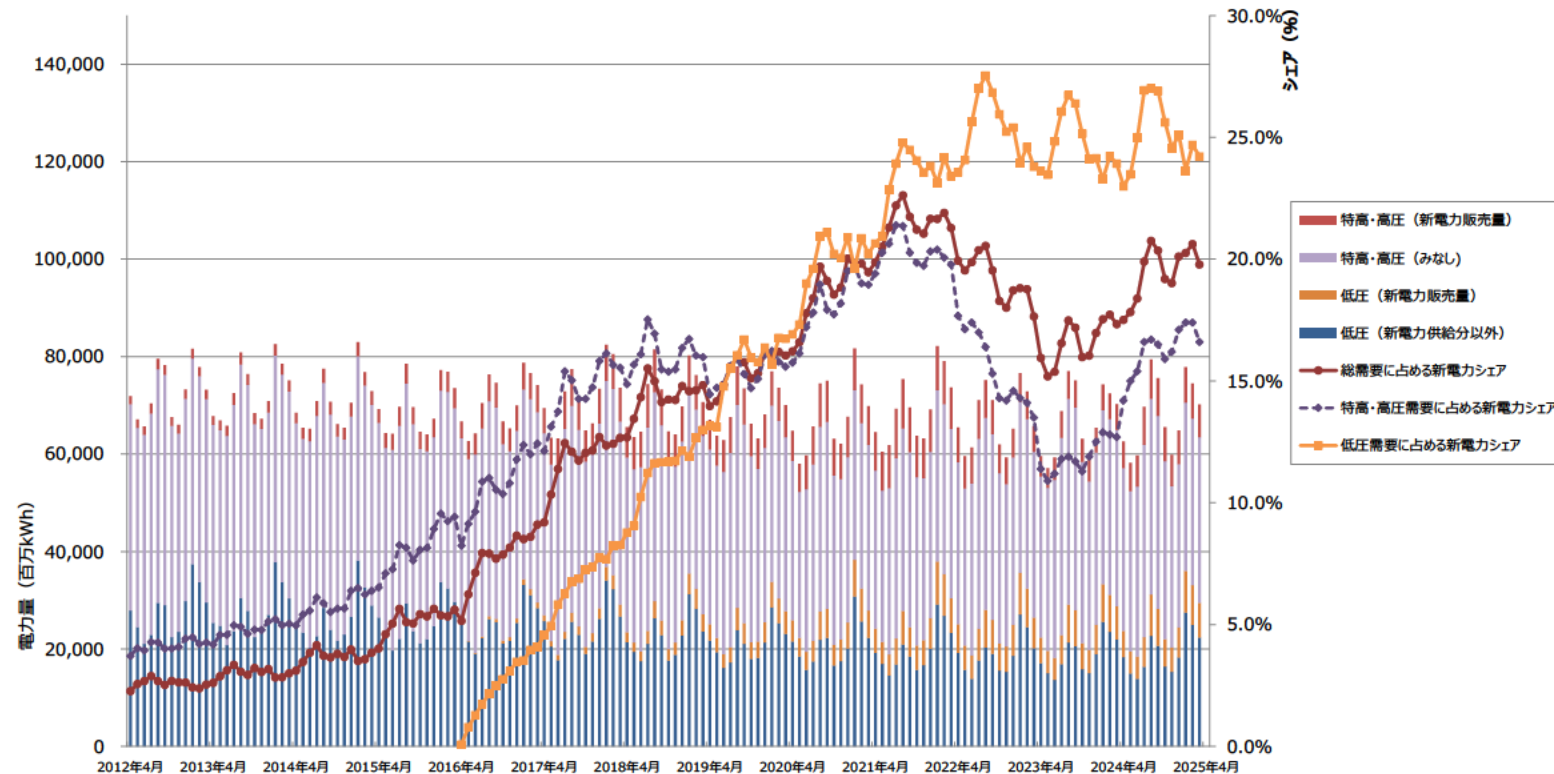
【中長期推移報告】

- 卸電力市場
 - 卸電力取引所
 - 約定量の推移
 - 約定価格の推移
 - 市場分断発生率の推移
 - 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、前年と比較してやや増加傾向にある。
- 2025年3月時点において、総需要に占める新電力シェアは約19.8%、特高・高圧需要に占める新電力シェアは約16.6%、低圧需要に占める新電力シェアは約24.2%となっている。

新電力の市場シェア（2012年4月～2025年3月）



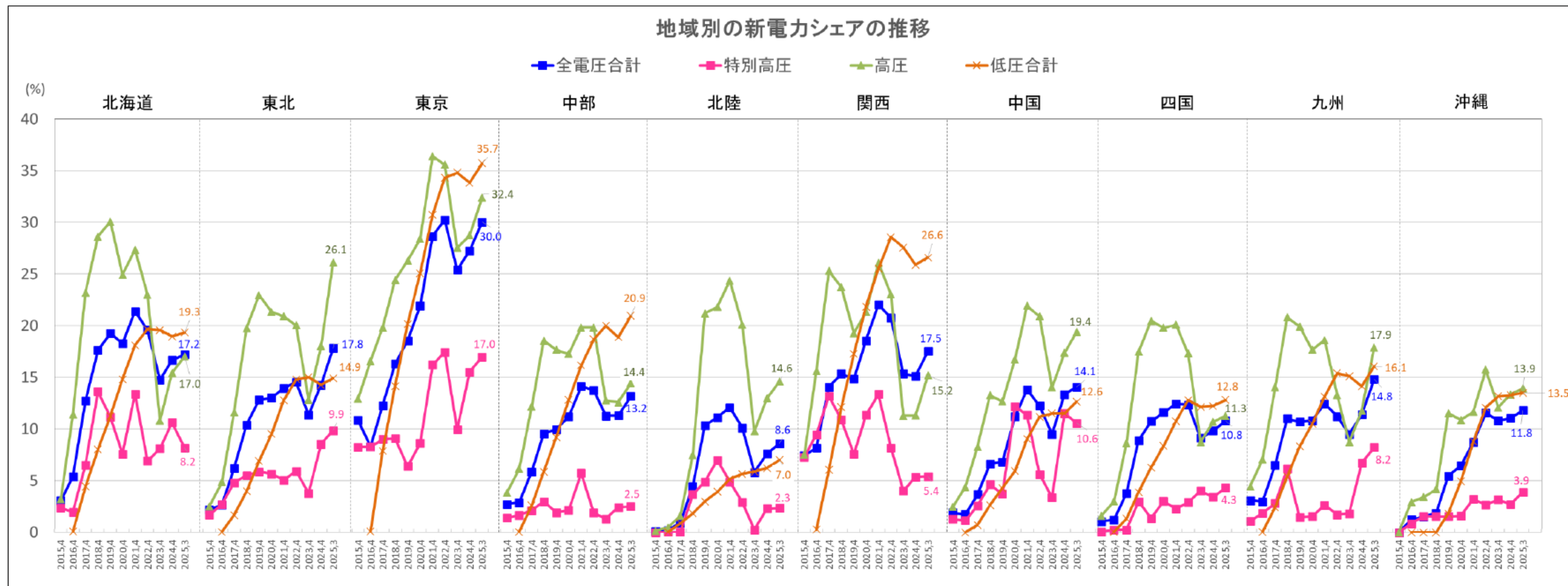
※「新電力」とは、みなし小売電気事業者以外の小売電気事業者を指す。みなし小売電気事業者の子会社も新電力に含む。

（出所：発受電月報、電力取引報）

	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	2025/3
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%	19.8%
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%	16.6%
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%	24.2%

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見ると、直近では全エリアで上昇傾向がみられる。特に、高圧における上昇がみられる。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。

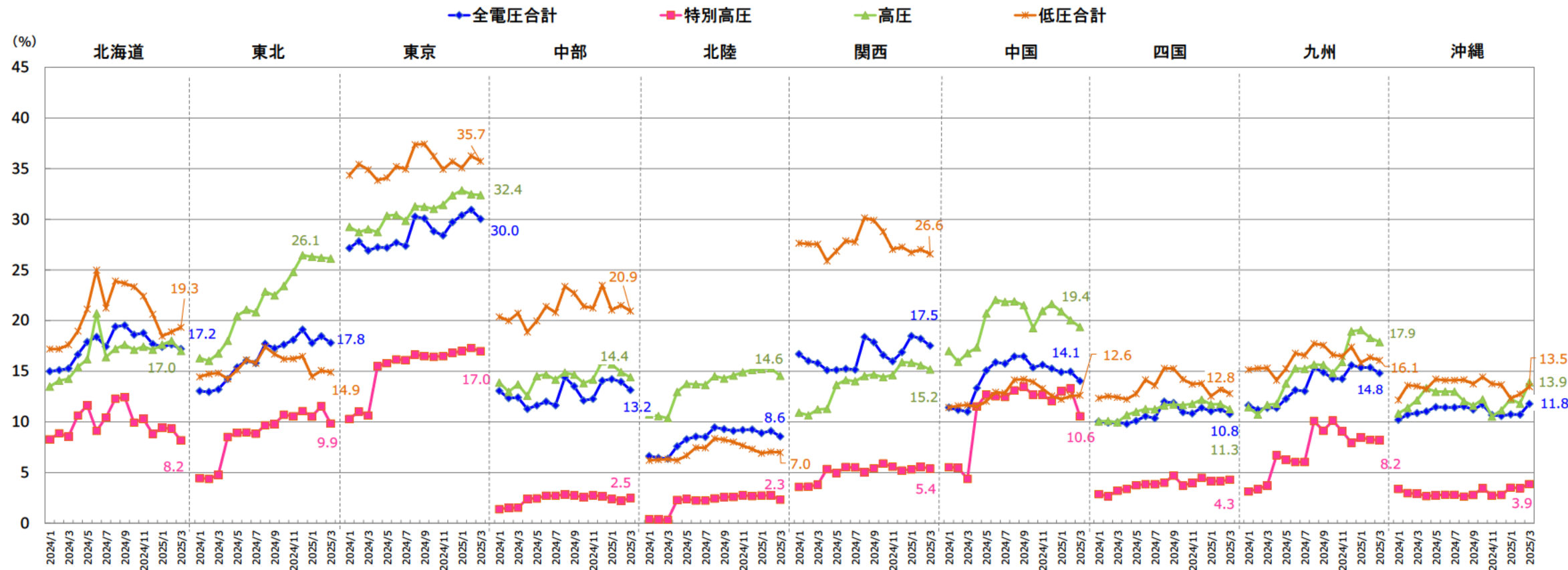


※「新電力」とは、みなし小売電気事業者以外の小売電気事業者を指す。みなし小売電気事業者の子会社も新電力に含む。
 (出所：発受電月報、電力取引報)

(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の推移について、直近では大きな伸びのエリアはなく概ね鈍化している。

地域別の新電力シェアの推移

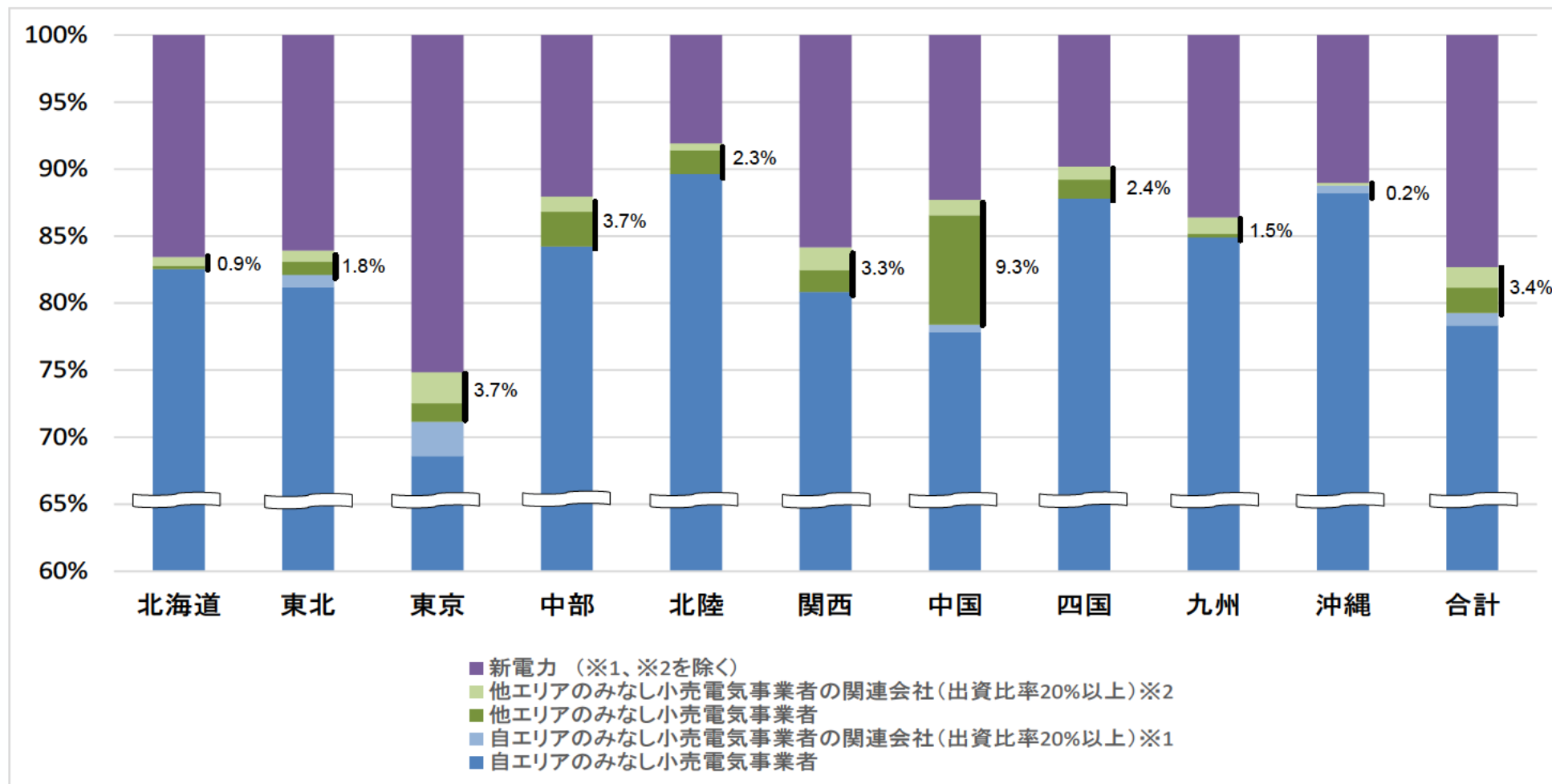


※「新電力」とは、みなし小売電気事業者以外の小売電気事業者を指す。みなし小売電気事業者の子会社も新電力に含む。
(出所：電力取引報)

地域別の市場シェア

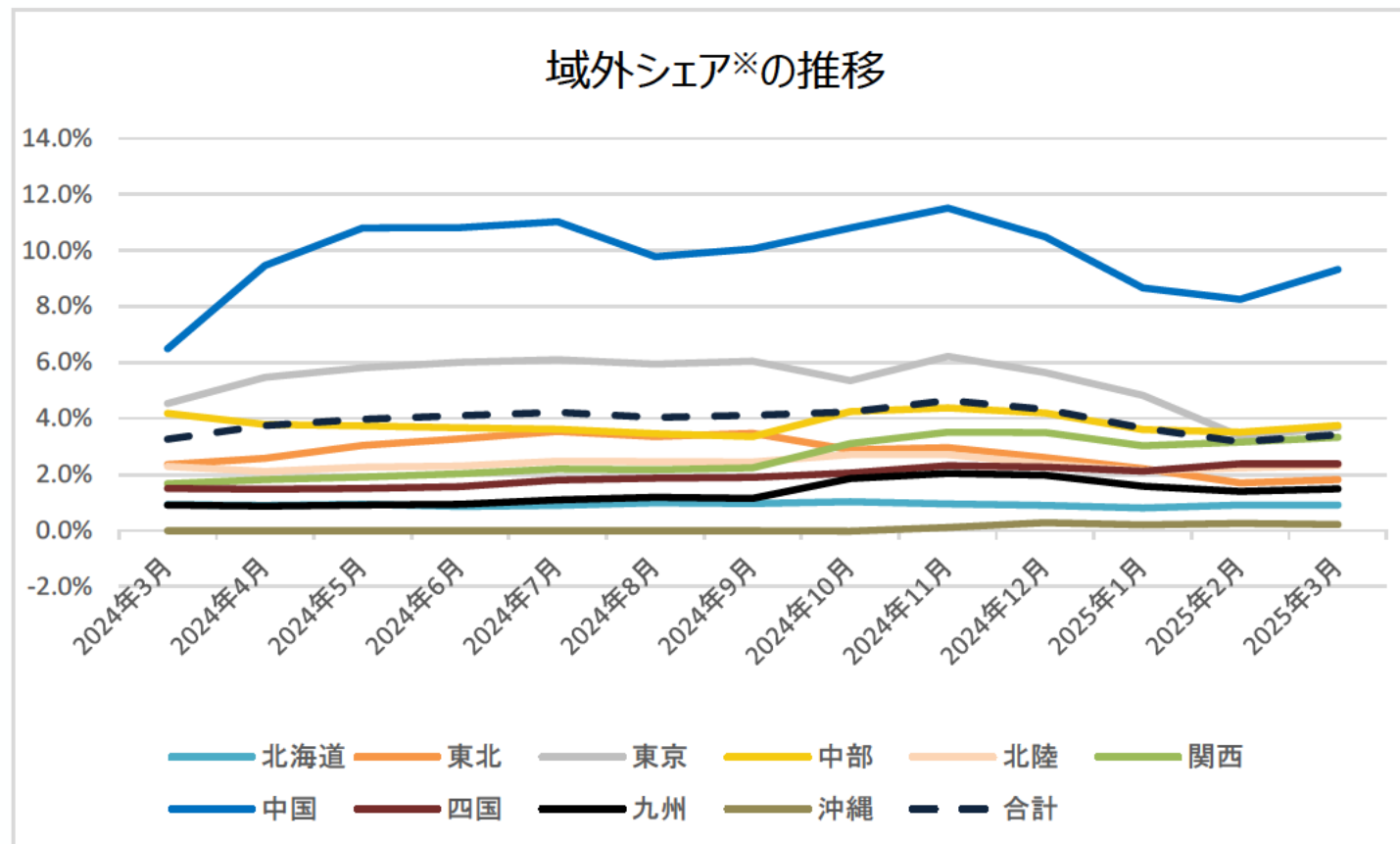
- みなし小売電気事業者及びその関連会社による旧供給区域外への供給は、全体で約3.4%であった。
(2024年3月報告値は、3.3%であり0.1ptの微増)

地域別の市場シェア（2025年3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)

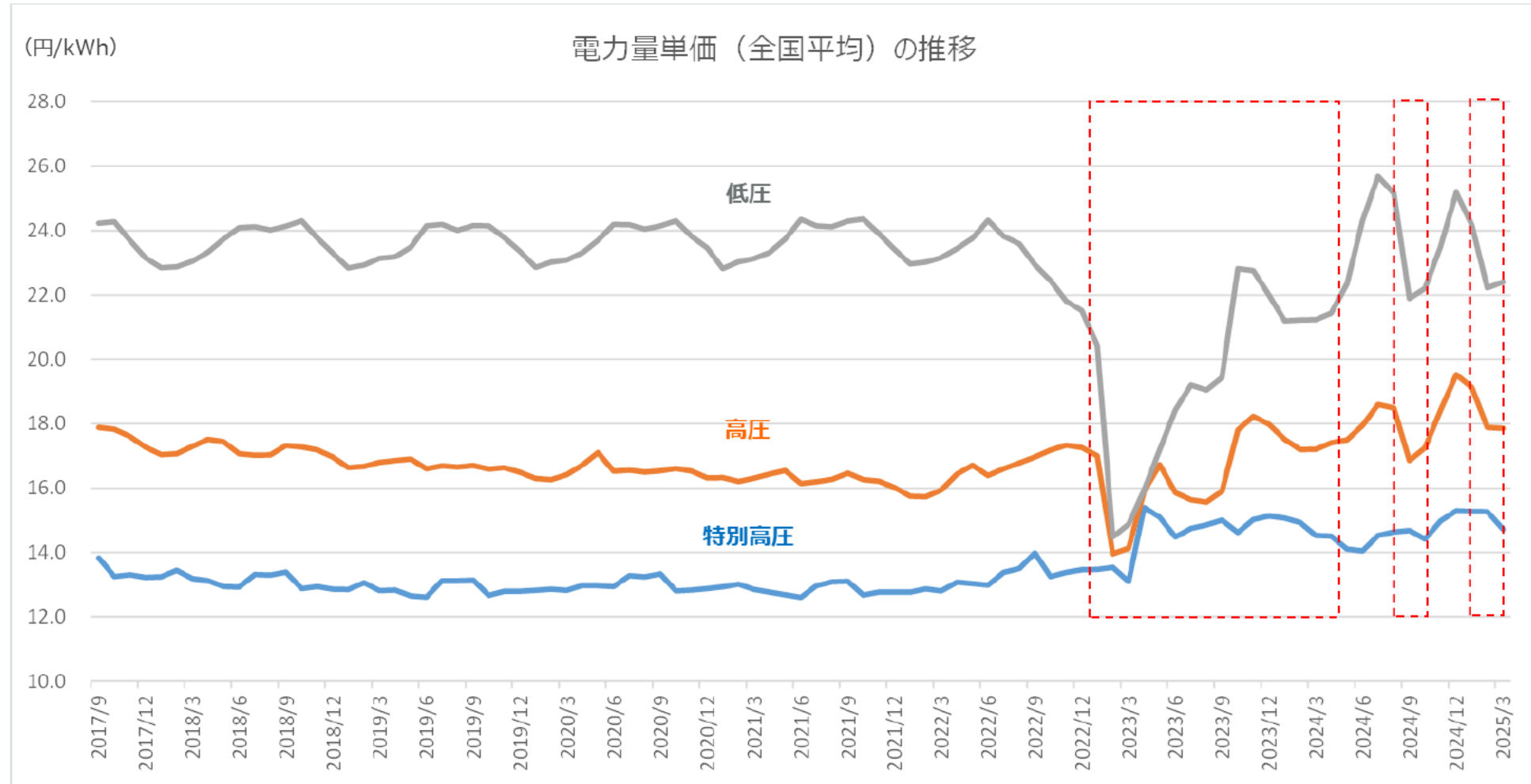
- 域外みなし・域外関連会社のエリア占有率は、中国エリアで高い状況が継続している。全国エリアでは横ばい傾向がみられる。



※ 他エリアのみなし小売電気事業者、他エリアのみなし小売電気事業者の関連会社（出資比率20%以上）のエリア占有率

	2025年3月
北海道	0.9%
東北	1.8%
東京	3.7%
中部	3.7%
北陸	2.3%
関西	3.3%
中国	9.3%
四国	2.4%
九州	1.5%
沖縄	0.2%
全国	3.4%

- 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（低圧）補助金額（1kWhあたり）

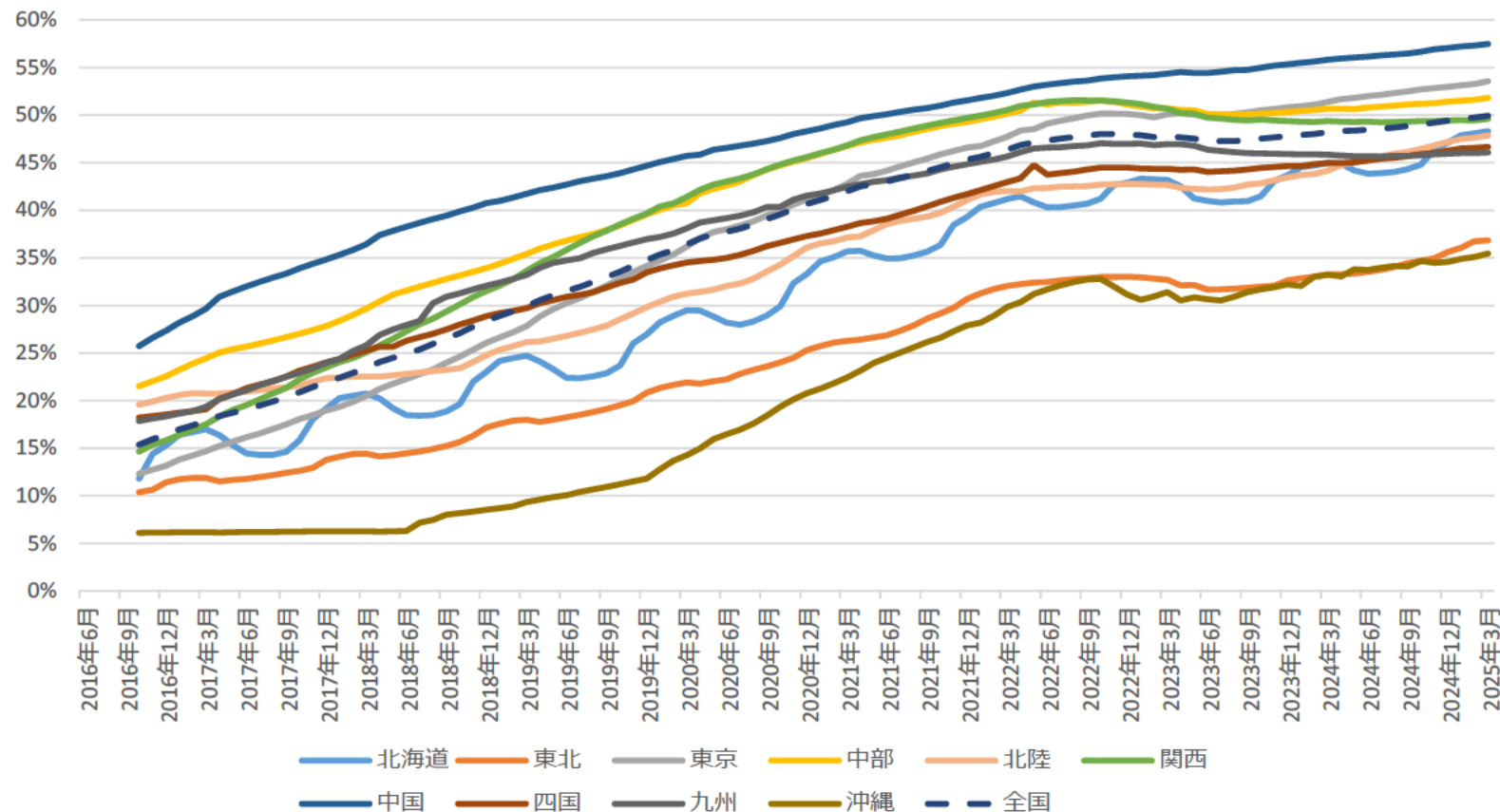
・2023年1月～8月 : 7.0円	・2024年8～9月 : 4.0円
・2023年9月～4月 : 3.5円	・2024年10月 : 2.5円
・2024年5月 : 1.8円	・2025年1～2月 : 2.5円
	・2025年3月 : 1.3円

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、2016年以降上昇傾向で推移していたが、上昇カーブは緩やかになっている。2025年3月時点では全国で49.9%(2024年12月からは0.5ptの増加)となっている。

規制料金からスイッチングした割合



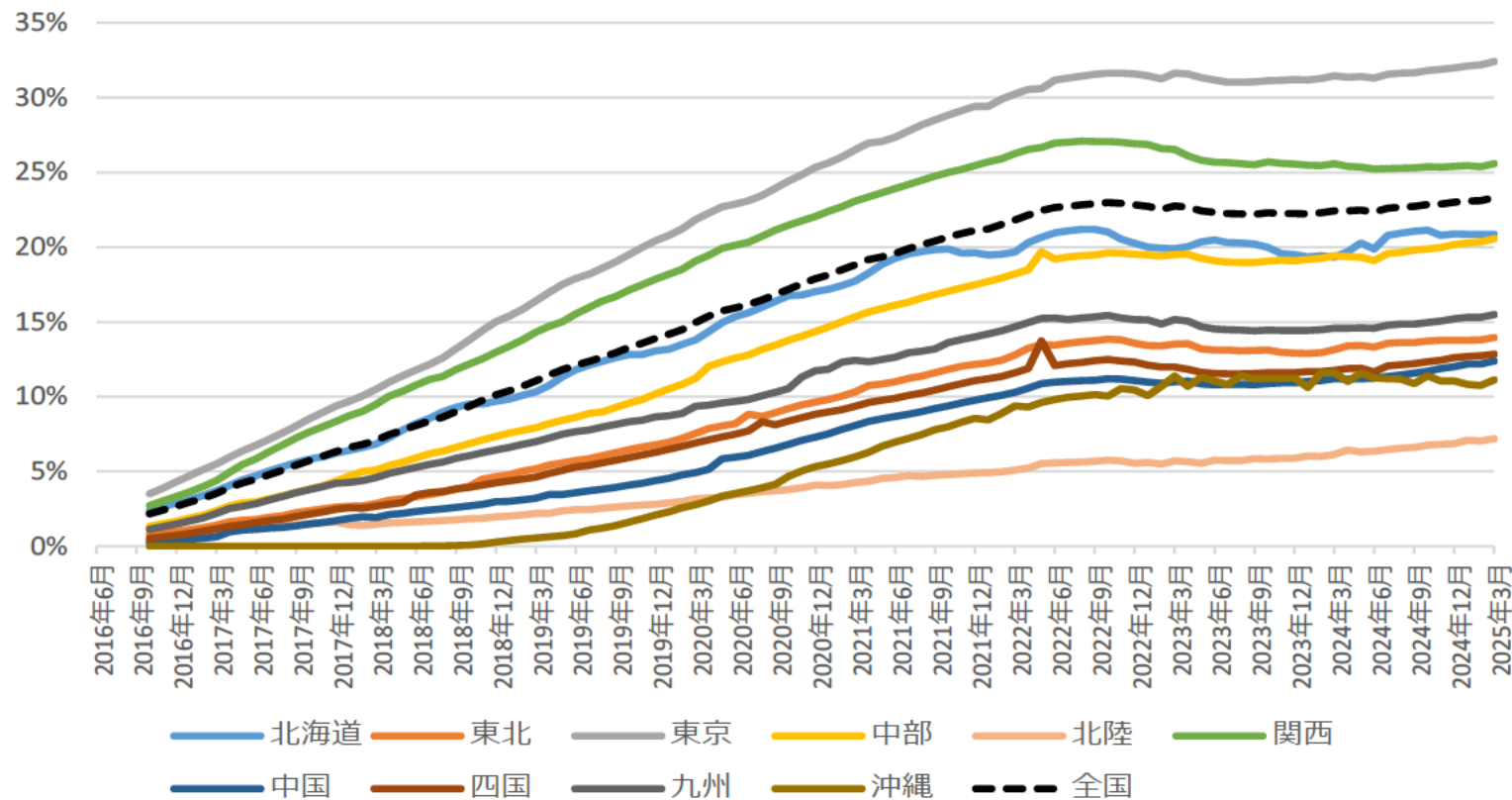
	2025年3月
北海道	48.3%
東北	36.8%
東京	53.6%
中部	51.8%
北陸	47.8%
関西	49.6%
中国	57.5%
四国	46.6%
九州	46.1%
沖縄	35.5%
全国	49.9%

※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

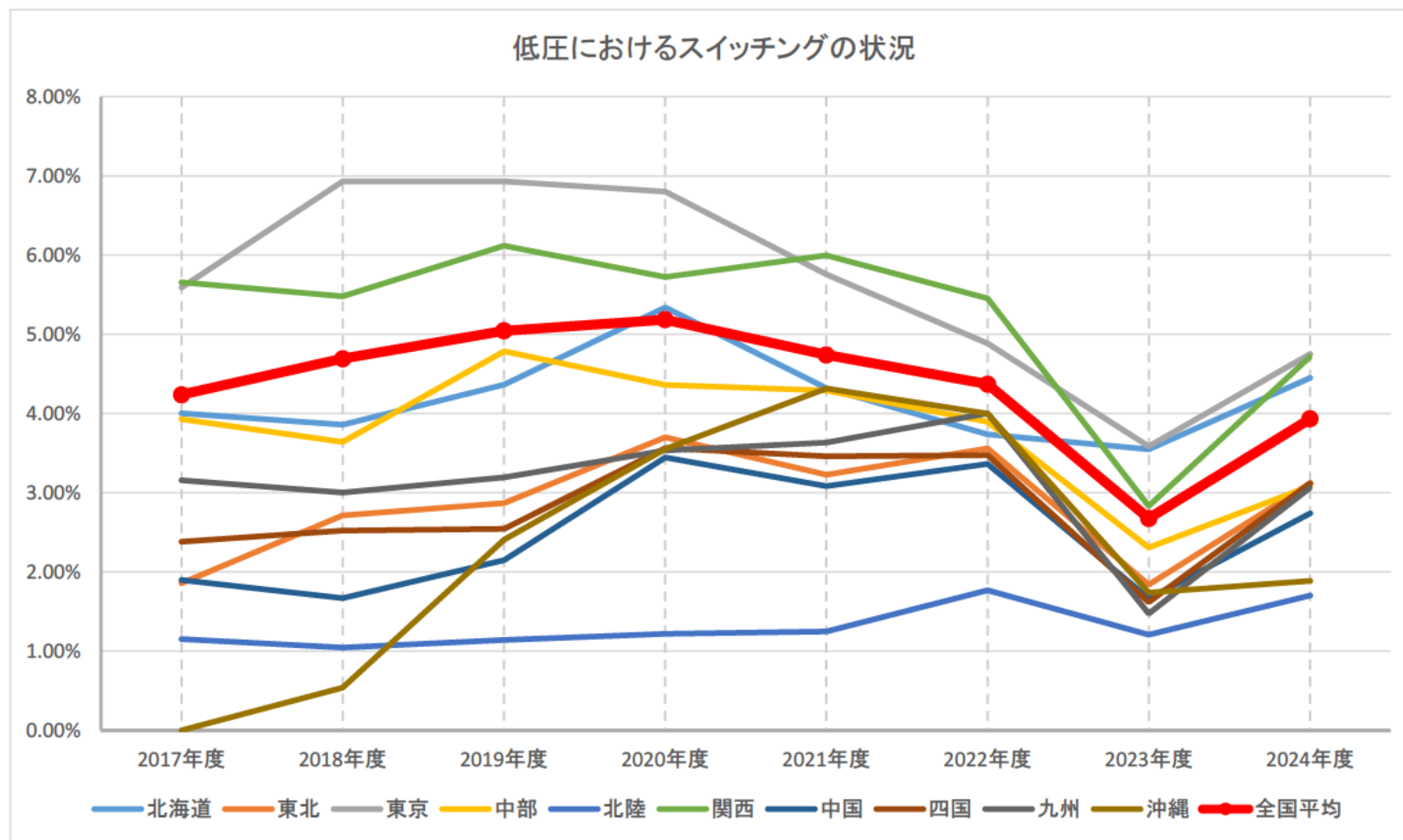
- 各エリアの旧一般電気事業者から新電力等（域外に供給している旧一般電気事業者を含む）へのスイッチング率は、継続して横ばい傾向がみられる。2025年3月時点で全国23.3%（2024年12月からは0.3ptの微増）となっている。

各エリアの旧一般電気事業者からスイッチングした割合



	2025年3月
北海道	20.9%
東北	13.9%
東京	32.4%
中部	20.6%
北陸	7.2%
関西	25.6%
中国	12.4%
四国	12.9%
九州	15.5%
沖縄	11.1%
全国	23.3%

- 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たが、2024年度は反転し、前年度比で約1.3pt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）

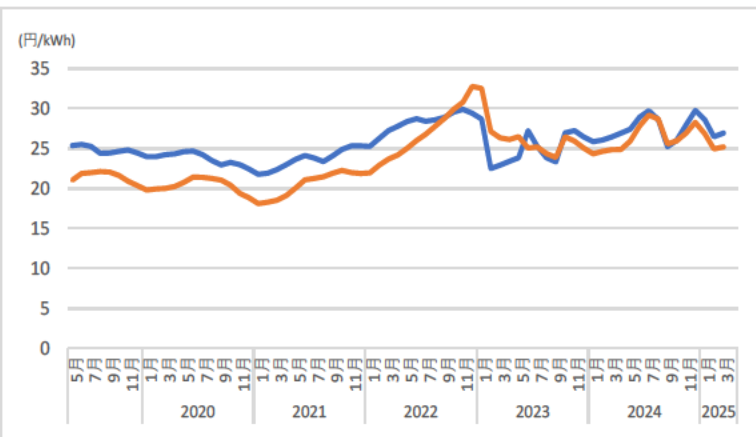
（備考1）低圧：契約口数ベース（年度の月間スイッチング件数の和÷年度の月間低圧契約口数の平均×100 を算出）

（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

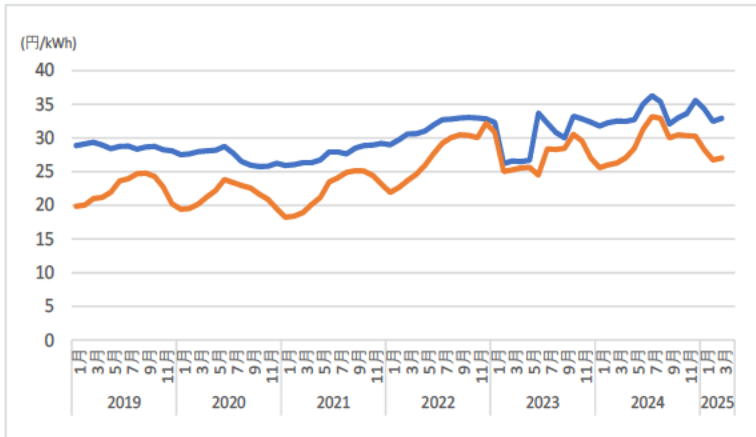
低圧料金の平均単価推移(エリア別)①

- 規制料金と自由料金の推移をみると、2023年に規制料金の値上げ改定が行われ、足元では、全てのエリアにおいて、規制料金が自由料金を上回る又は同等の水準となっている。（なお、一部のエリアでは、規制料金の燃料費調整額の上限越えが継続している）

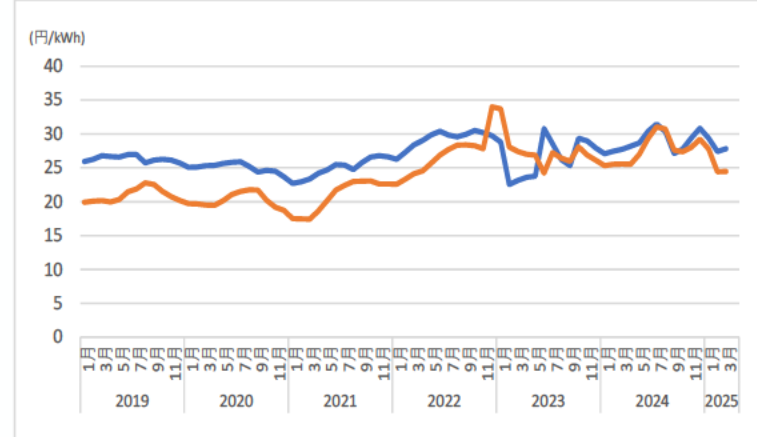
全エリア



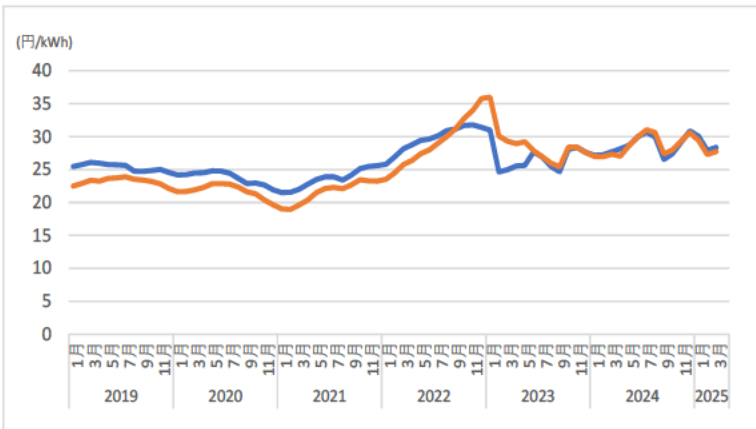
北海道エリア



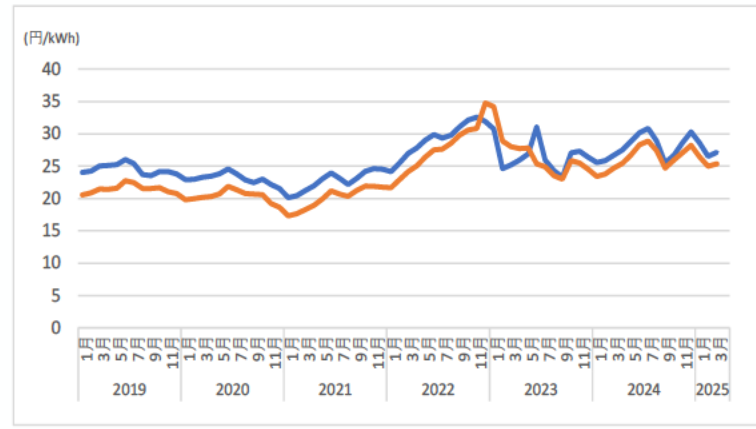
東北エリア



東京エリア



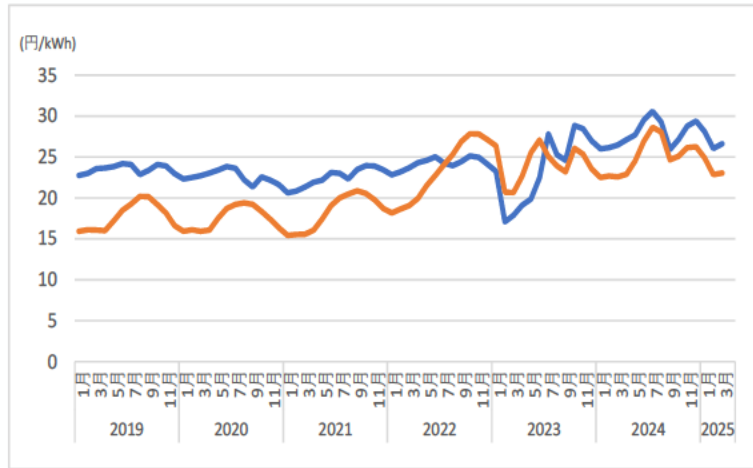
中部エリア



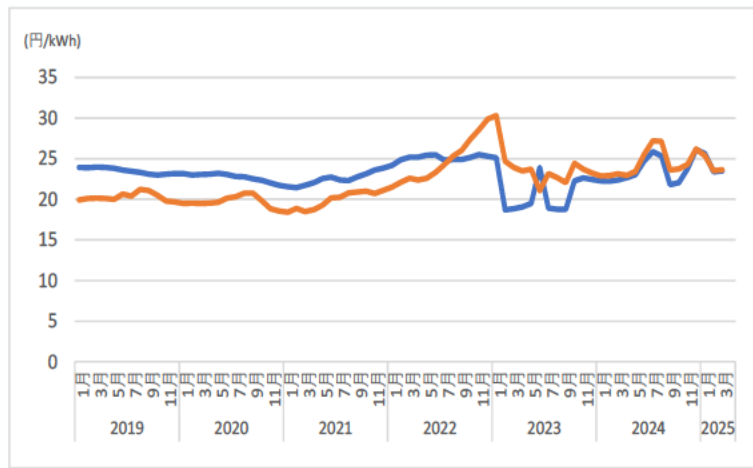
凡例
— 自由 — 規制

低圧料金の平均単価推移(エリア別)②

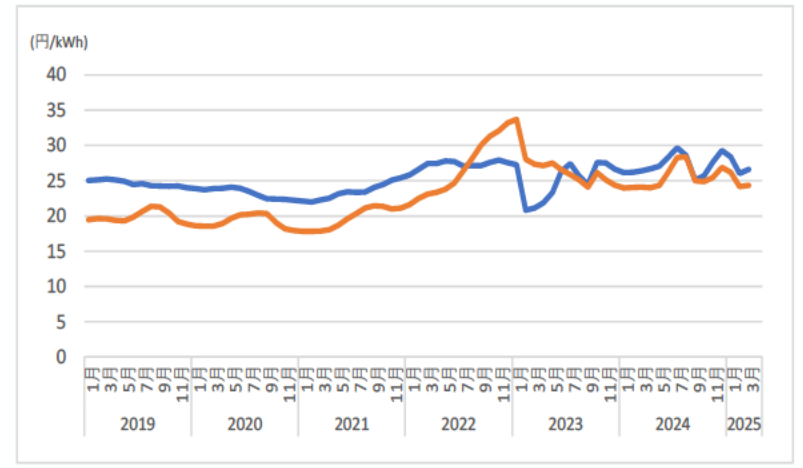
北陸エリア



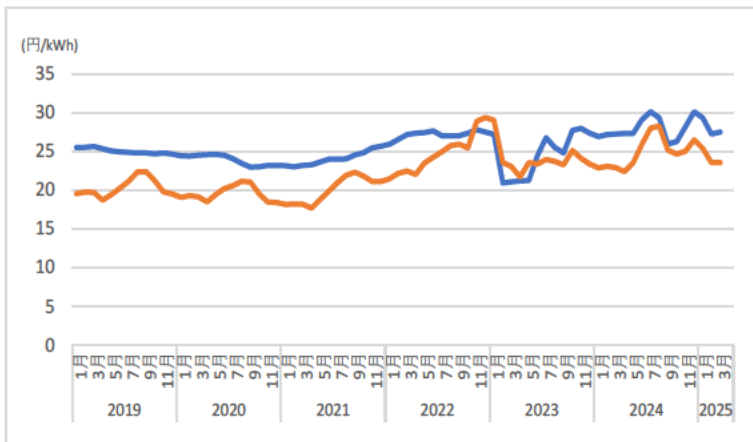
関西エリア



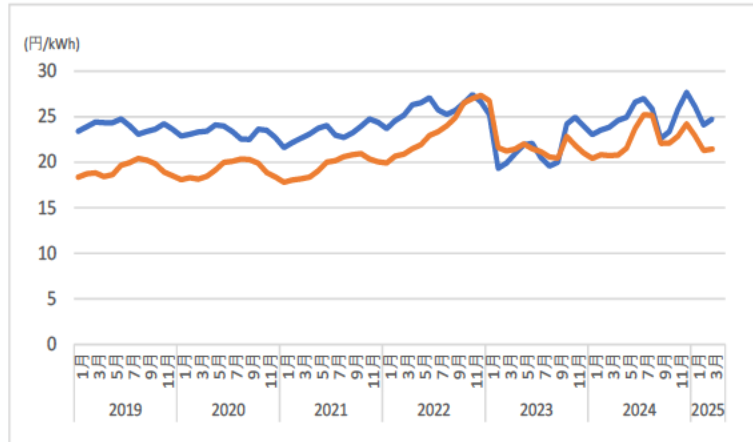
中国エリア



四国エリア



九州エリア



凡例 — 自由 — 規制

【当四半期報告】

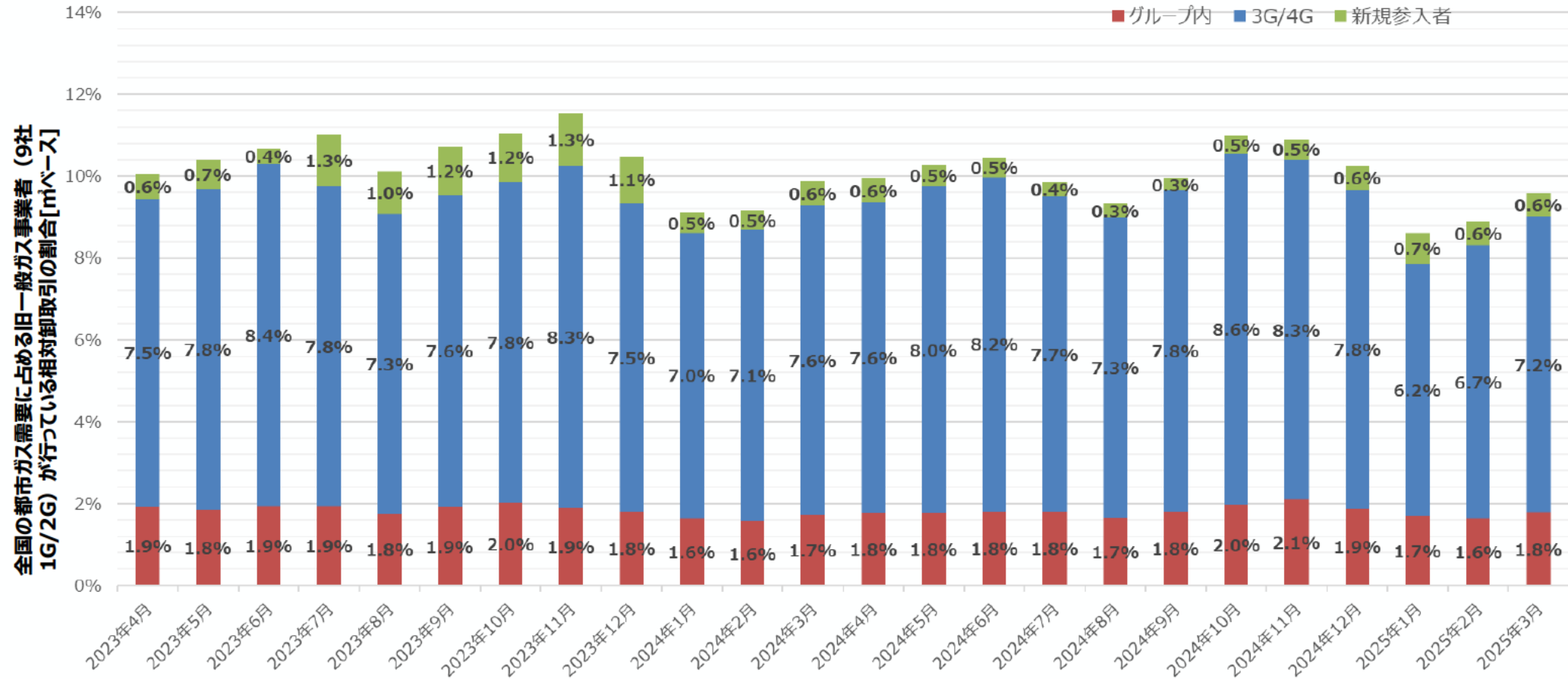
- 卸電力市場
 - 卸電力取引所
 - スポット市場
 - 時間前市場
 - 先渡取引市場
- 旧一般電気事業者による自主的取組等
 - 余剰電力の取引所への供出
 - 時間前市場の売買約定状況、売り札引上げ状況
 - 売りブロック入札の状況
 - 卸電気事業者の電源の切出し
 - 公営水力電気事業の入札等の状況
 - 相対取引の状況

【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
 - 市場分断発生率の推移
 - 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4月からの直近2年分を表記）。
- 2025年3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9%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0.6%であった（なお、新規参入者による小売販売量シェアは約17.5%である（2025年3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、導管連結点払出卸、需要場所払出卸（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3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3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	24件	4件	2件	18件
大阪ガス	15件	4件	4件	7件
東邦ガス	14件	2件	2件	10件
北海道ガス	17件	2件	3件	12件
静岡ガス	18件	6件	3件	9件
西部ガス	16件	4件	0件	12件
広島ガス	6件	1件	0件	5件
仙台市ガス局	9件	0件	3件	6件
日本ガス	5件	1件	0件	4件
計	120件	24件	13件	83件

※ 「契約交渉が終了した案件」には、交渉が折り合わ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）

- 今回は、2025年（令和7年）1月～3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。