

## 第44回 制度設計専門会合 事務局提出資料

～自主的取組・競争状態のモニタリング報告～  
(令和元年7月～令和元年9月期)

令和元年12月17日（火）



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

# 電力市場のモニタリング報告

## 【2019年7月-9月期報告】

### ◆ 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
- 売買両建て入札の実施
- グロス・ビディングの状況
- 時間前市場への入札可能量
- 卸電気事業者の電源の切出し
- 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
- 市場の指標性の推移

#### ● 新電力の電力調達の状況

### ◆ 小売市場

#### ● シェアの推移

- 部分供給の実施状況
- スイッチングの動向

# 今回のモニタリング報告の要点

## 【取引所の状況】

JEPXにおける取引量（約定量）が我が国電力需要に占めるシェアは、2019年9月時点で34.8%（前年同時期対比2.0倍）。なお、2019年7月～9月期（以下「当期間」という。）では平均36.6%（前年同時期対比で2.0倍）。

### ＜スポット市場＞

- 当期間の約定量：797億kWh（前年同時期対比2.0倍）。

うち、旧一般電気事業者の売り約定量：601億kWh（前年同時期対比1.3倍）。

新電力事業者の買い約定量：325億kWh（前年同時期対比3.2倍）。

### ＜時間前市場＞

- 当期間の約定量：6.9億kWh（前年同時期対比1.1倍）。

### ＜先渡市場＞

- 2019年9月時点での、先渡市場約定量は9,540MWhであった。

（参考）2019年9月17日より取引が開始された電力先物市場について、9月の約定量は2,894MWhであった。

## 【相対取引の状況】

- グループ外への相対取引による供給量（2019年9月時点）：16.6億kWh（前年同時期対比1.2倍）。

## 【競争の状況】

- 新電力の販売電力量（当期間）：347億kWh（前年同時期対比1.0倍、前年同時期342億kWh）。

- 新電力シェア（2019年9月時点）：特別高圧・高圧分野 15.3%（2019年6月時点では、14.9%）。

低圧分野 16.7%（2019年6月時点では、14.8%）。

※注 なお、新電力の販売電力シェアが高い地域として、北海道、東京、関西が挙げられる。

## 主要指標

○ 当期間における主要指標は、次のとおり。

		今回の御報告内容	参考		
		2019年7月～9月	前年同時期 (2018年7月～9月)	2018年度 (2018年4月～2019年3月)	2017年度 (2017年4月～2018年3月)
卸電力取引所	入札	売り入札量前年同時期対比	1.6倍	1.5倍	2.0倍
		買い入札量前年同時期対比	1.6倍	2.3倍	2.4倍
	約定	約定量	797億kWh	407億kWh	2086億kWh
		約定量前年同時期対比	2.0倍	3.1倍	3.6倍
		平均約定価格 (システムプライス)	8.93円/kWh	11.51円/kWh	9.76円/kWh
		東西市場分断発生率	78.3%	68.0%	77.6%
時間前約定	約定	約定量	6.9億kWh	6.5億kWh	17.5億kWh
		平均約定価格	8.87円/kWh	11.07円/kWh	9.71円/kWh
		販売電力量に対するシェア	36.6%	18.0%	24.8%
小売市場※	電力量販売		2,195億kWh	2,295億kWh	8,497億kWh
		新電力	347億kWh	342億kWh	1,020億kWh

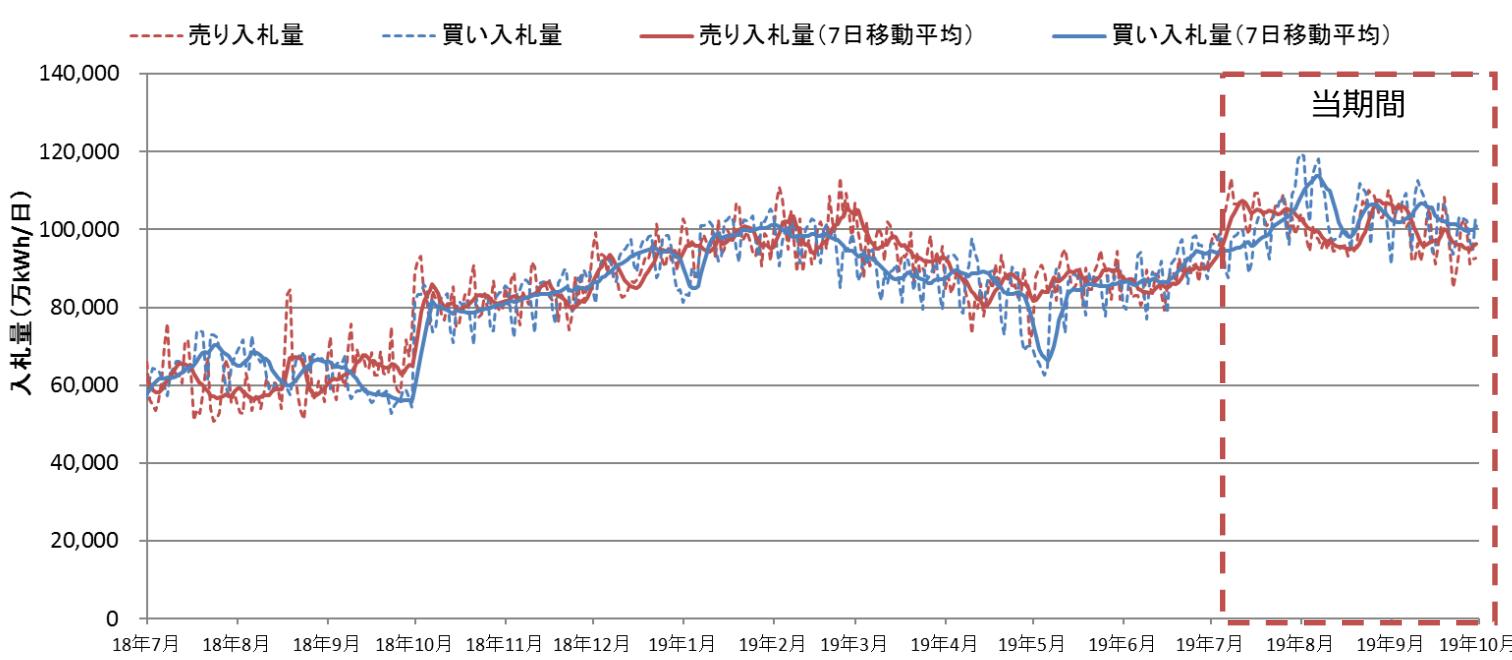
※ 出所：電力調査統計、電力取引報

2019年7月  
～9月期

## 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926億kWh、買い入札量は944億kWhであった。
- 前年同時期対比は、売り入札量は1.6倍、買い入札量は1.6倍となっている。

スポット市場 入札量の推移  
(2018年7月1日～2019年9月30日)



### 主要データ

売り入札量  
(2019年7月～2019年9月)  
926 億kWh

売り入札量の前年同時期対比  
(対2018年7月～2018年9月)  
1.6 倍

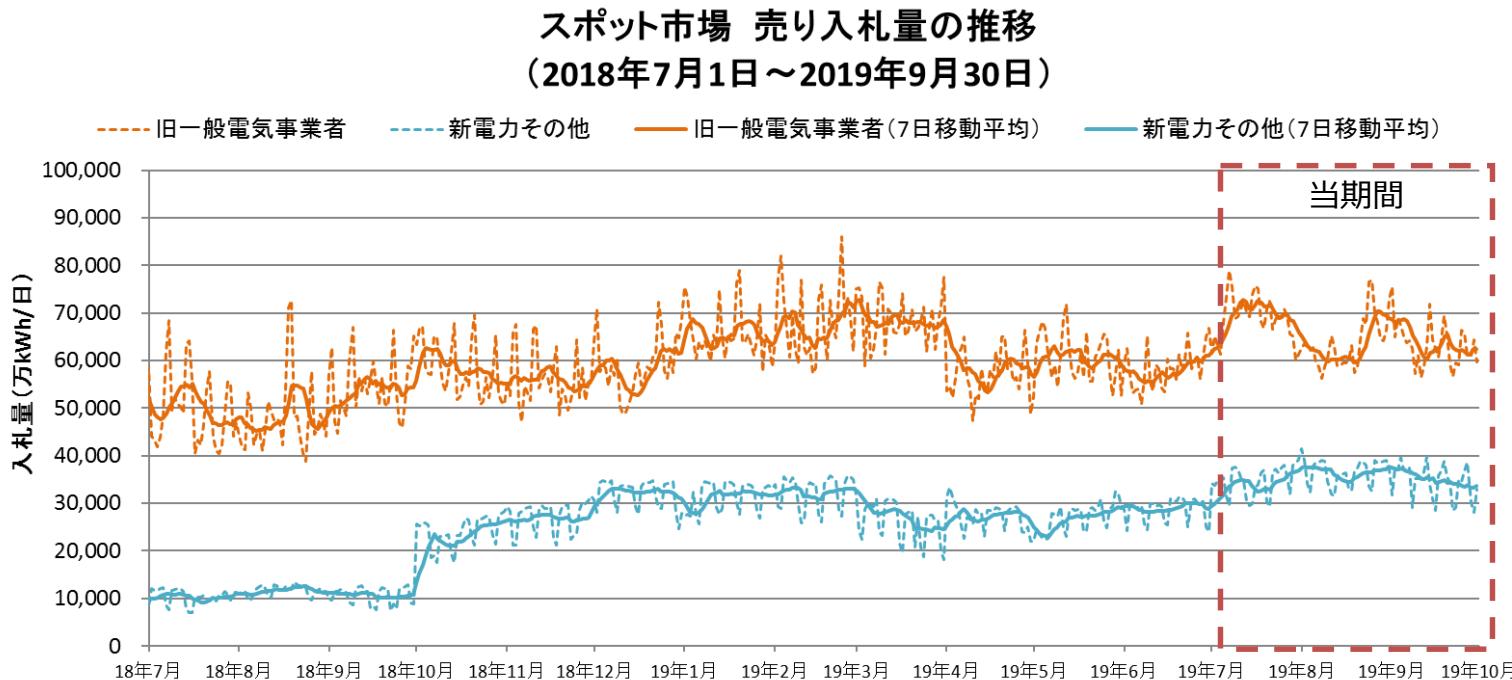
買い入札量  
(2019年7月～2019年9月)  
944 億kWh

買い入札量の前年同時期対比  
(対2018年7月～2018年9月)  
1.6 倍

# 事業者区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、旧一般電気事業者は601億kWh、新電力その他の事業者は325億kWhであった。
- スポット市場の売り入札量の大部分（65%）は、旧一般電気事業者によるものとなっている。
- 前年同時期対比は、旧一般電気事業者は1.3倍、新電力その他の事業者は3.2倍となっている。

## 主要データ



※ 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売電分を含む。

旧一般電気事業者による 売り入札量 (2019年7月～2019年9月)
601億kWh

旧一般電気事業者による 売り入札量の前年同時期対比 (対2018年7月～2018年9月)
1.3倍

新電力その他の事業者による 売り入札量 (2019年7月～2019年9月)
325億kWh

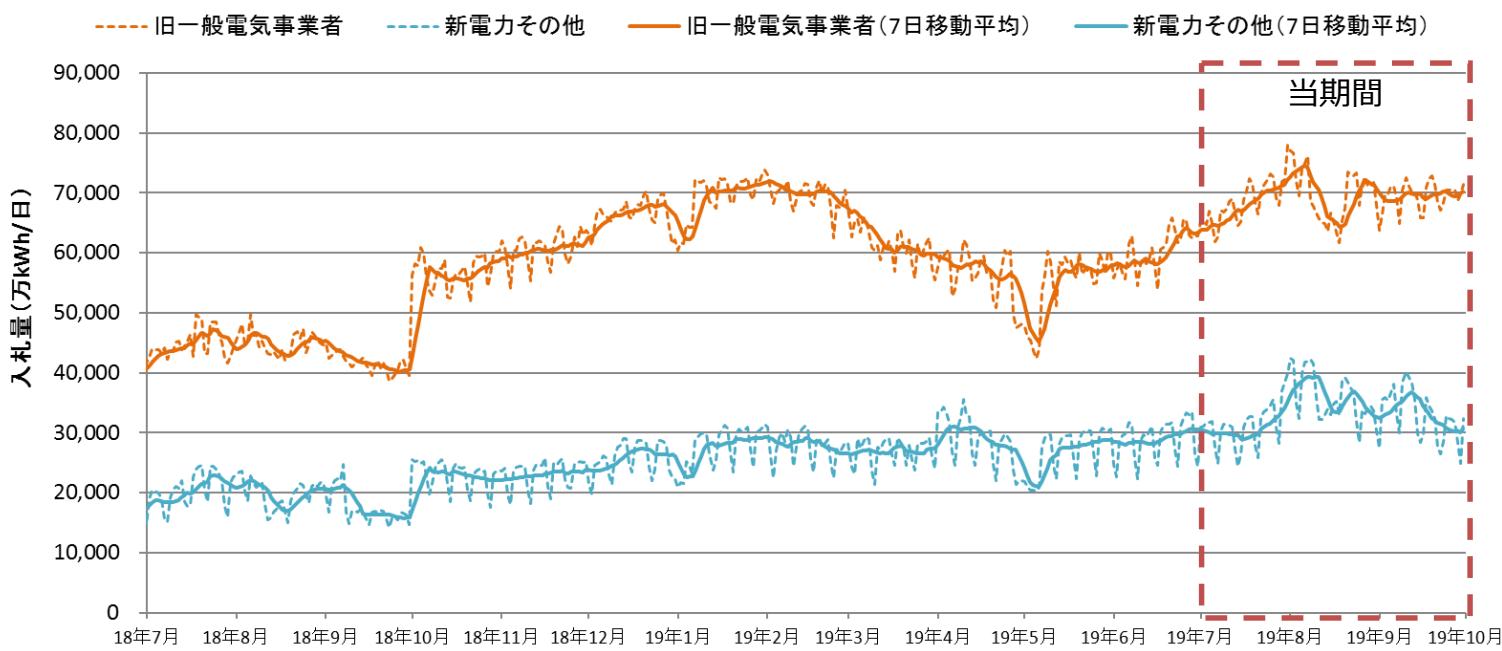
新電力その他の事業者による 売り入札量の前年同時期対比 (対2018年7月～2018年9月)
3.2倍

# 事業者区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、旧一般電気事業者は637億kWh、新電力その他の事業者は307億kWhであった。
- 前年同時期対比は、旧一般電気事業者は1.6倍、新電力その他の事業者は1.7倍となっている。

## 主要データ

スポット市場 買い入札量の推移  
(2018年7月1日～2019年9月30日)



旧一般電気事業者による  
買い入札量  
(2019年7月～2019年9月)  
637億kWh

旧一般電気事業者による  
買い入札量の前年同時期対比  
(対2018年7月～2018年9月)  
1.6倍

新電力その他の事業者による  
買い入札量  
(2019年7月～2019年9月)  
307億kWh

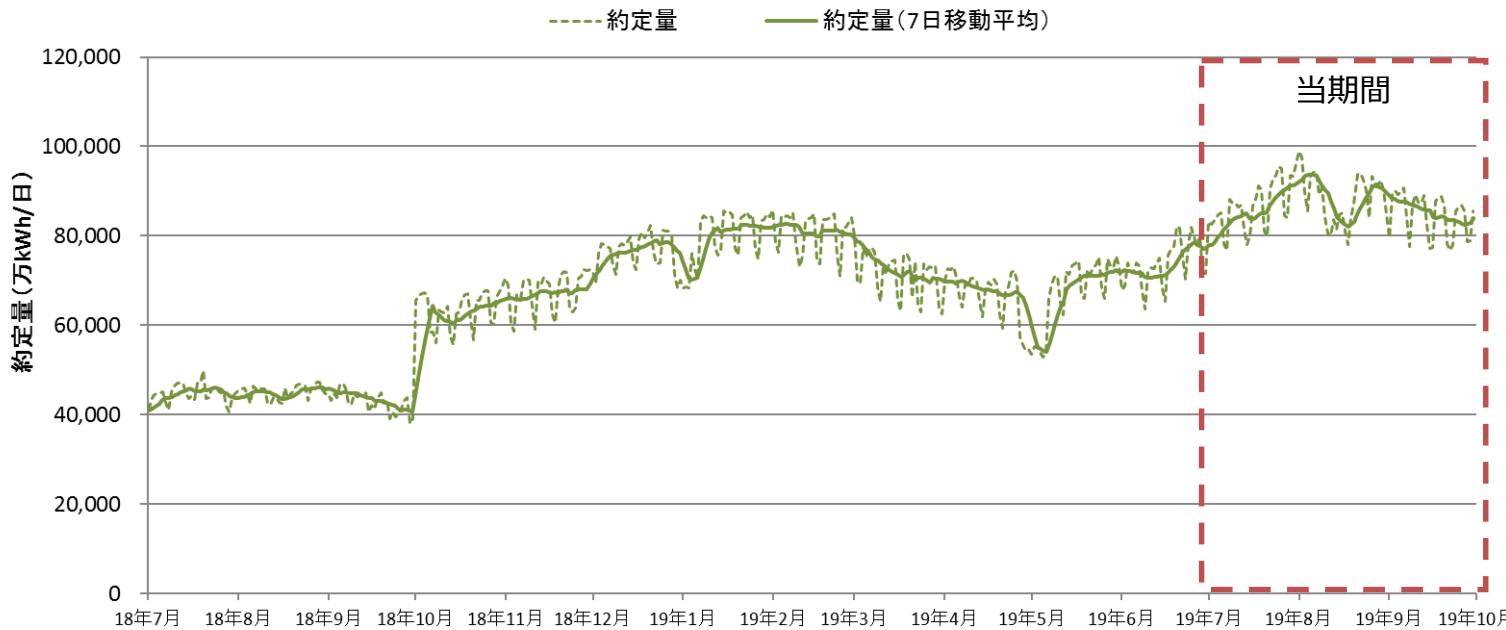
新電力その他の事業者による  
買い入札量の前年同時期対比  
(対2018年7月～2018年9月)  
1.7倍

2019年7月  
～9月期

## 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の合計は797億kWhであった。
- 前年同時期対比は、2.0倍となっている。

スポット市場 約定量の推移  
(2018年7月1日～2019年9月30日)



### 主要データ

約定量 (2019年7月～2019年9月)
797 億kWh

約定量の前年同時期対比 (対2018年7月～2018年9月)
2.0 倍

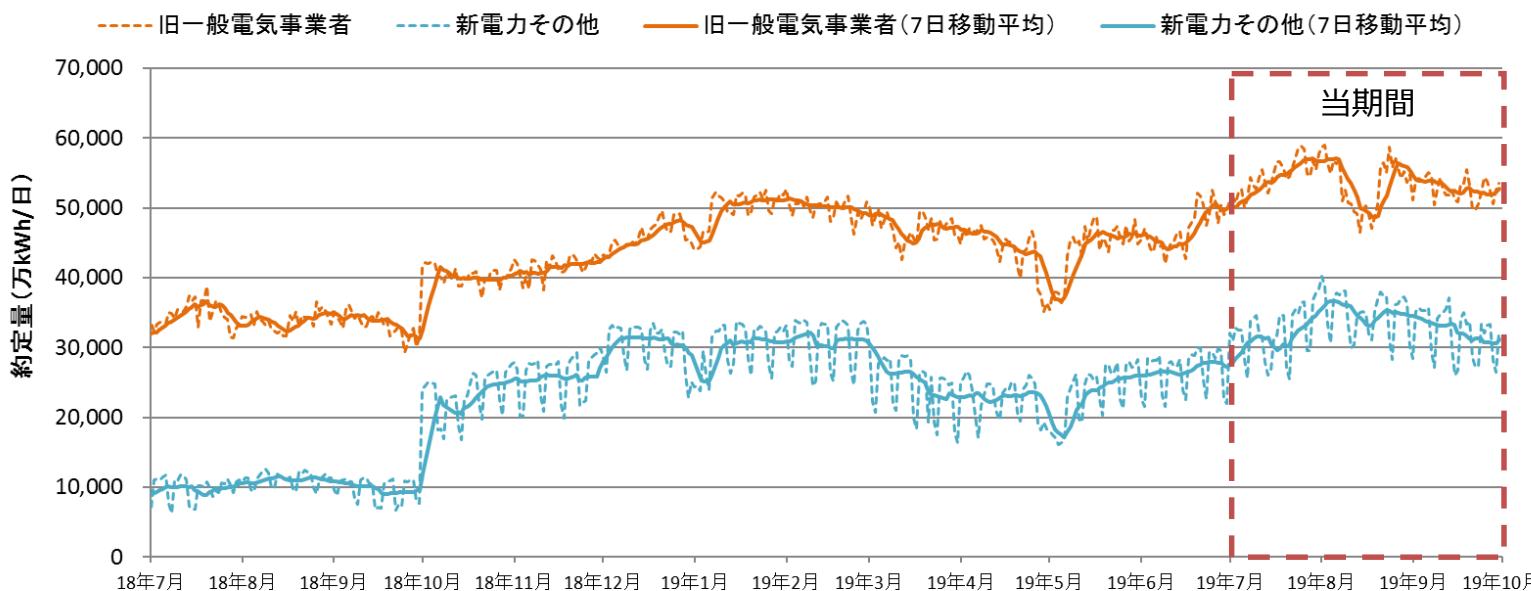
2019年7月  
～9月期

# 事業者区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、旧一般電気事業者は493億kWh、新電力その他の事業者は304億kWhであった。
- 前年同時期対比は、旧一般電気事業者が1.6倍、新電力その他の事業者は3.2倍となっている。

## 主要データ

スポット市場 売り約定量の推移  
(2018年7月1日～2019年9月30日)



※ 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売電分を含む。

旧一般電気事業者による  
売り約定量  
(2019年7月～2019年9月)  
493 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2018年7月～2018年9月)  
1.6 倍

新電力その他の事業者による  
売り約定量  
(2019年7月～2019年9月)  
304 億kWh

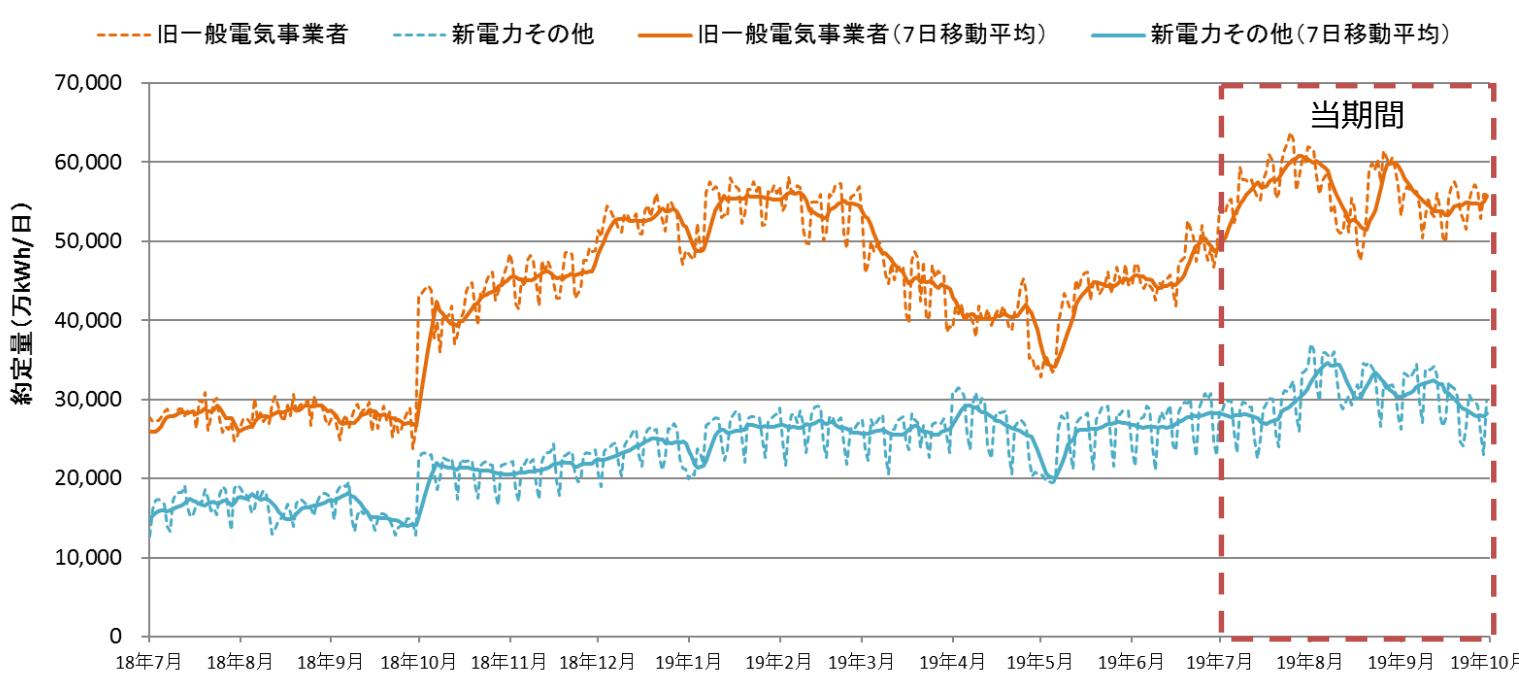
新電力その他の事業者による  
売り約定量の前年同時期対比  
(対2018年7月～2018年9月)  
3.2 倍

# 事業者区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、旧一般電気事業者は517億kWh、新電力その他の事業者は279億kWhであった。
- スポット市場の買い約定量の大部分（65%）が旧一般電気事業者によるものとなっている。
- 前年同時期対比は、旧一般電気事業者が2.0倍、新電力その他の事業者は1.9倍となっている。

## 主要データ

スポット市場 買い約定量の推移  
(2018年7月1日～2019年9月30日)



旧一般電気事業者による  
買い約定量  
(2019年7月～2019年9月)  
517億kWh

旧一般電気事業者による  
買い約定量の前年同時期対比  
(対2018年7月～2018年9月)  
2.0倍

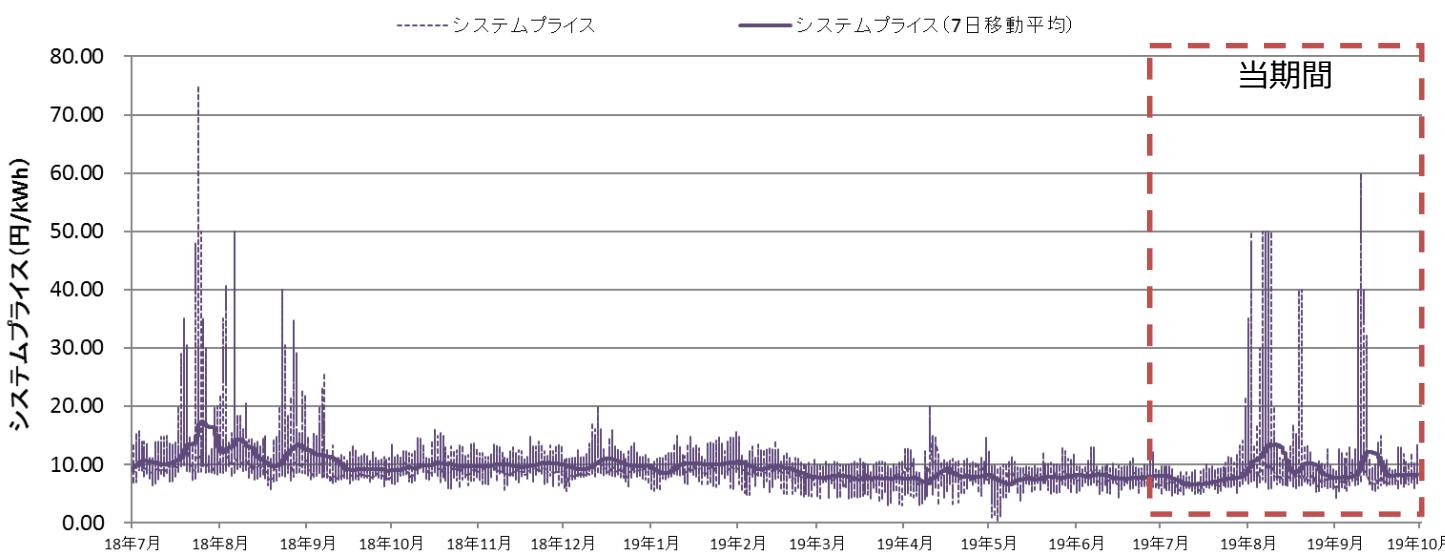
新電力その他の事業者による  
買い約定量  
(2019年7月～2019年9月)  
279億kWh

新電力その他の事業者による  
買い約定量の前年同時期対比  
(対2018年7月～2018年9月)  
1.9倍

# 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8.93円/kWhであった。
- 前年同期間(2018年7月～9月を対象)の平均11.51円/kWhと比べて低下した。
- 前回モニタリング報告時（2019年4月～6月を対象）の平均7.84円/kWhと比べて上昇した。

スポット市場 システムプライスの推移  
(2018年7月1日～2019年9月30日)



## 主要データ

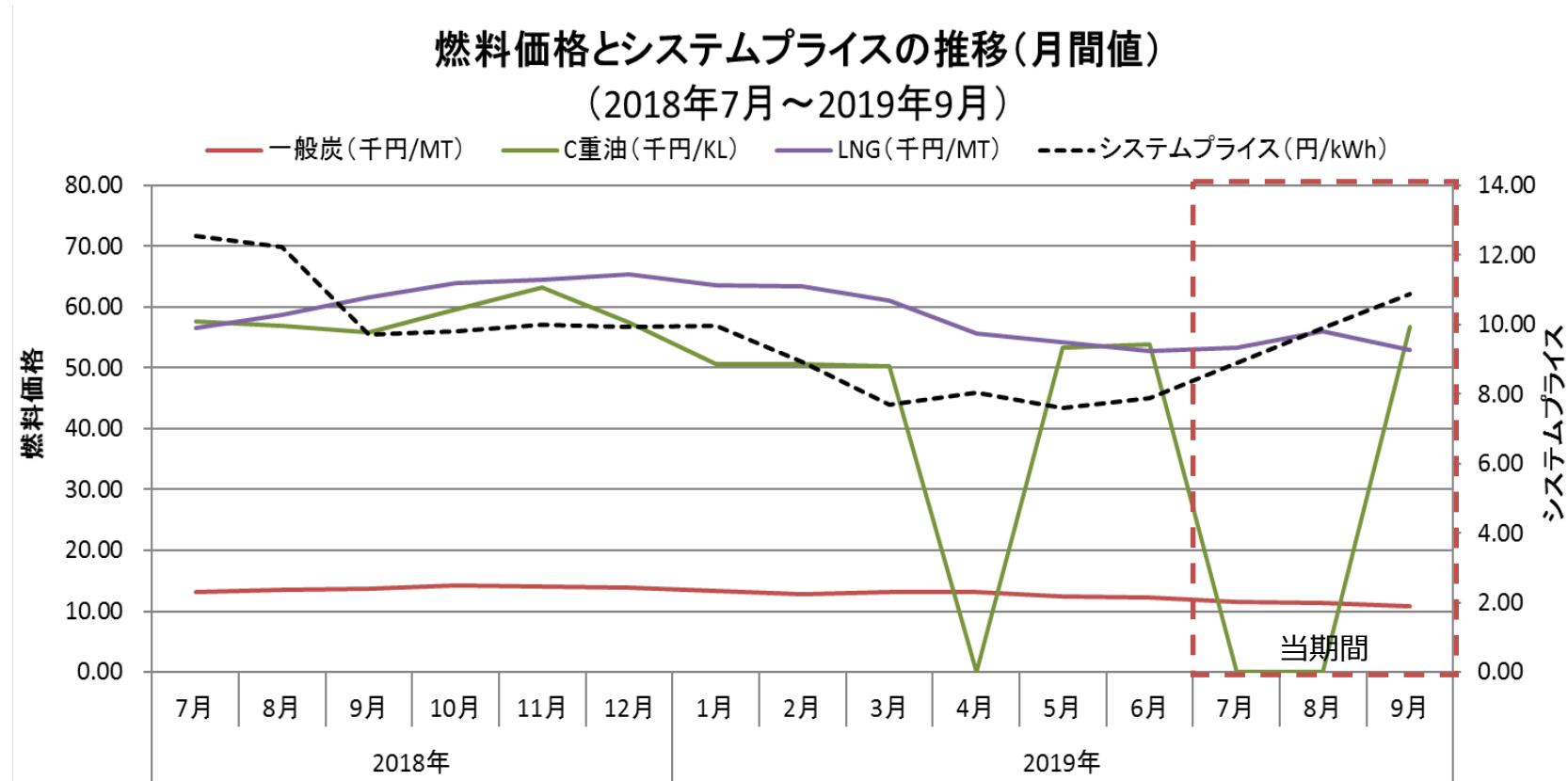
平均システムプライス (2019年7月-2019年9月)
8.93 円/kWh
前年同期間 平均システムプライス (2018年7月-2018年9月)
11.51 円/kWh
最高価格 <sup>※1</sup>
60 円/kWh
最低価格 <sup>※2</sup>
4 円/kWh

※1 最高価格 60.00円/kWhのコマ  
9月10日 16:30-17:00

※2 最低価格 4.00円/kWhのコマ  
9月1日 7:30-8:00

# 燃料価格とシステムプライス

- 9月の燃料価格を6月と比べると、一般炭は微減、LNGはほぼ横ばいであった。また、9月のシステムプライスは6月と比べて上昇した。
- 2016年中旬以降の燃料価格は、一般炭、LNGともに上昇していたが、2018年末頃をピークに下降傾向となっている。

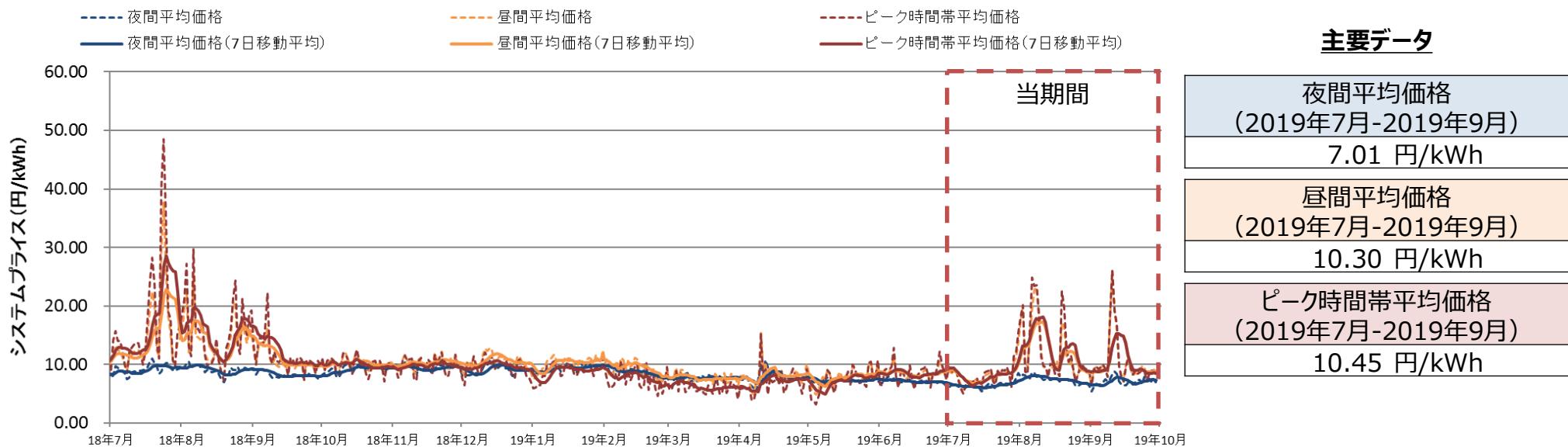


出所：財務省 貿易統計(2019年11月28日時点)より電力・ガス取引監視等委員会作成  
※ 燃料価格は輸入CIF価格  
※ 2019年4、7、8月のC重油については貿易統計での記載なし。

# スポット市場の時間帯別のシステムプライス

- 当期間における時間帯別のシステムプライスを見ると、夜間平均価格は7.01円/kWh、昼間平均価格は10.30円/kWhとなっている。また、ピーク時間帯の平均価格は10.45円/kWhとなっている。

スポット市場 時間帯別システムプライスの推移  
(2018年7月1日～2019年9月30日)

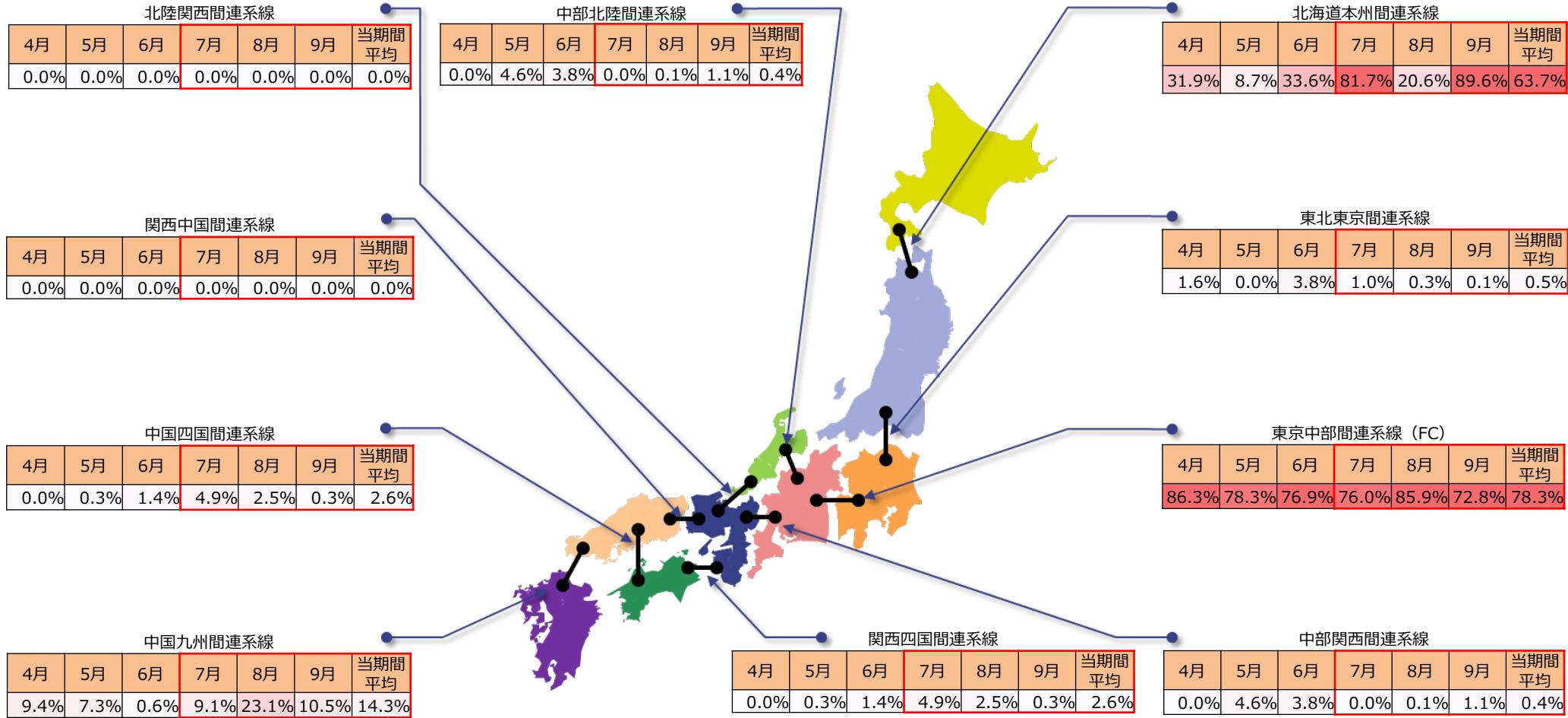


※ 夜間：22:00-8:00、昼間：8:00-22:00、ピーク時間帯：13:00-16:00

# 各地域間のスポット市場分断状況

- 各地域間の市場分断状況を見ると、当期間平均の市場分断発生率は、北海道本州間連系線では63.7%、東京中部間連系線（FC）では78.3%であった。

## 各地域間連系線の月別分断発生率



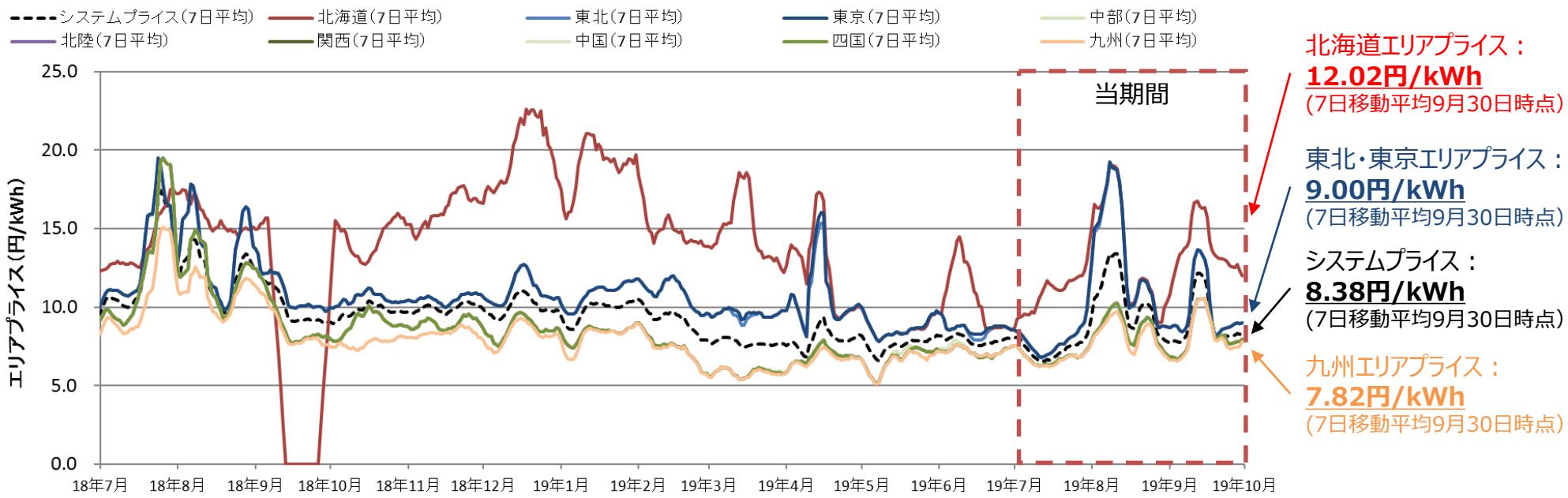
※ 表中の数値（パーセント）は、各連系線における市場分断の発生率（各月の取扱い商品数（30分毎48コマ/日 × 日数）のうち、市場分断が発生した商品数の比率）を示す。

※ 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。

# スポット市場のエリアプライス

- 当期間におけるエリアプライス（7日移動平均）の推移を見ると、北海道・東北・東京のエリアプライスとシステムプライスが大きく乖離している期間がみられる。
- 9月末時点において、システムプライス8.38円/kWhに対して、北海道のエリアプライスは12.02円/kWh、東北・東京のエリアプライスは9.00円/kWh、中部・北陸・関西・中国・四国・九州のエリアプライスは7.95円/kWh、九州のエリアプライスは7.82円/kWhとなっている。

スポット市場 エリアプライスの推移  
(2018年7月1日～2019年9月30日)



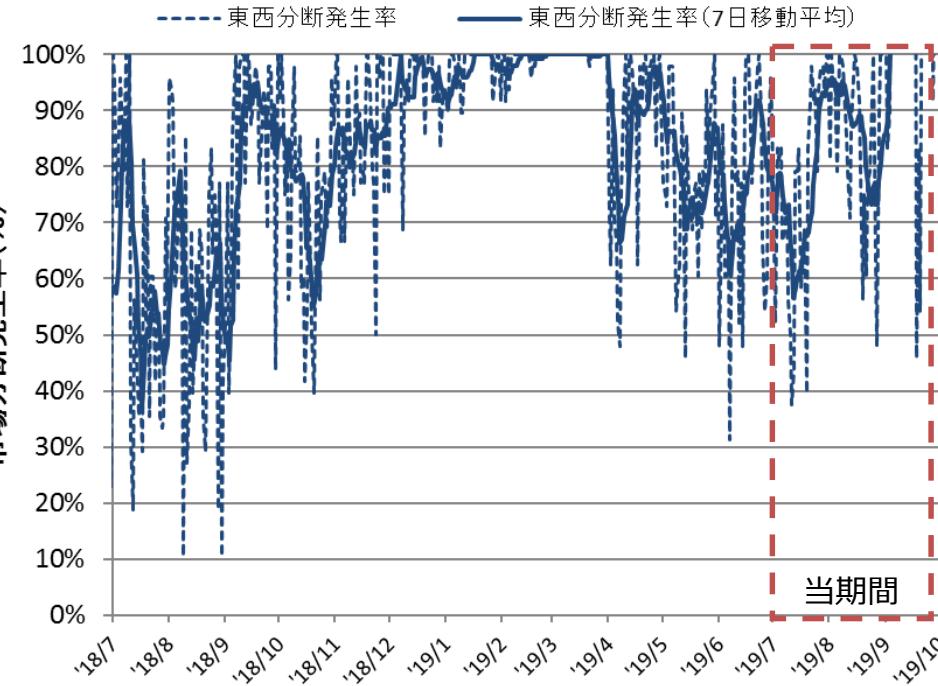
※ 北海道エリアは、2018年9月7日～26日の期間において平成30年北海道胆振東部地震の影響によりスポット取引を停止。エリアプライスは、0円/kWhとして算定。

# スポット市場の東西市場分断発生状況

- 当期間における東西市場分断発生率は、平均78.3%となっている。
- 当期間における東西市場間値差は、日平均約2.38円/kWh、最大値は16.41円/kWhであった。

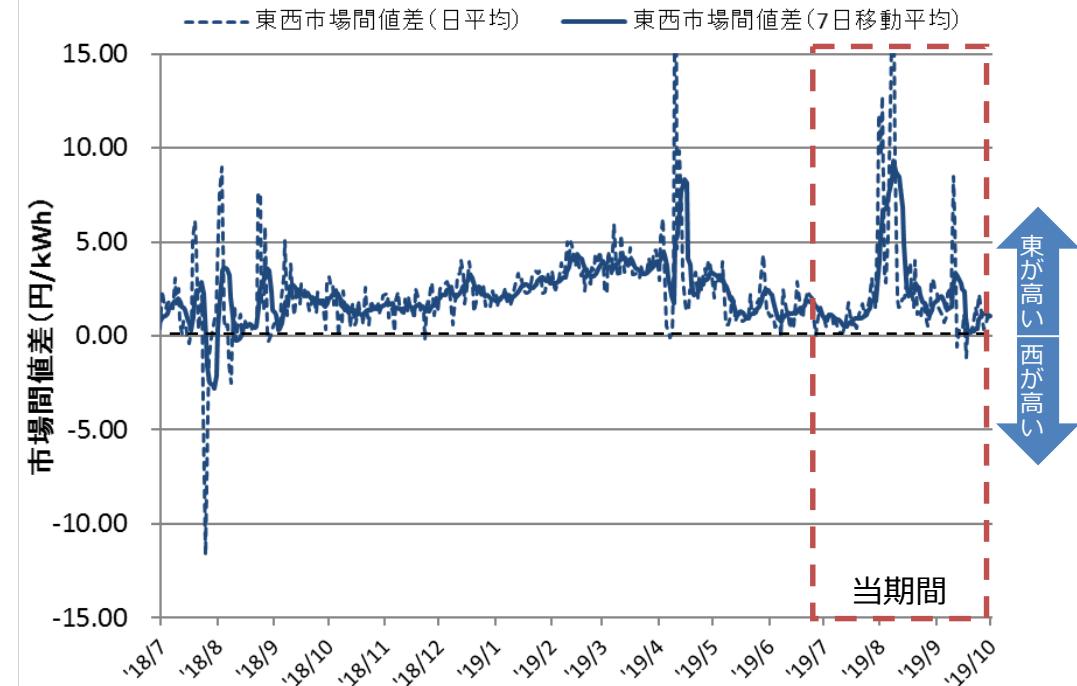
## 東西市場分断発生率の推移\*

(2018年7月1日～2019年9月30日)



## 東西市場間値差の推移\*\*

(2018年7月1日～2019年9月30日)



\*東西市場分断発生率：1日48コマの中で、市場分断が発生したコマの割合

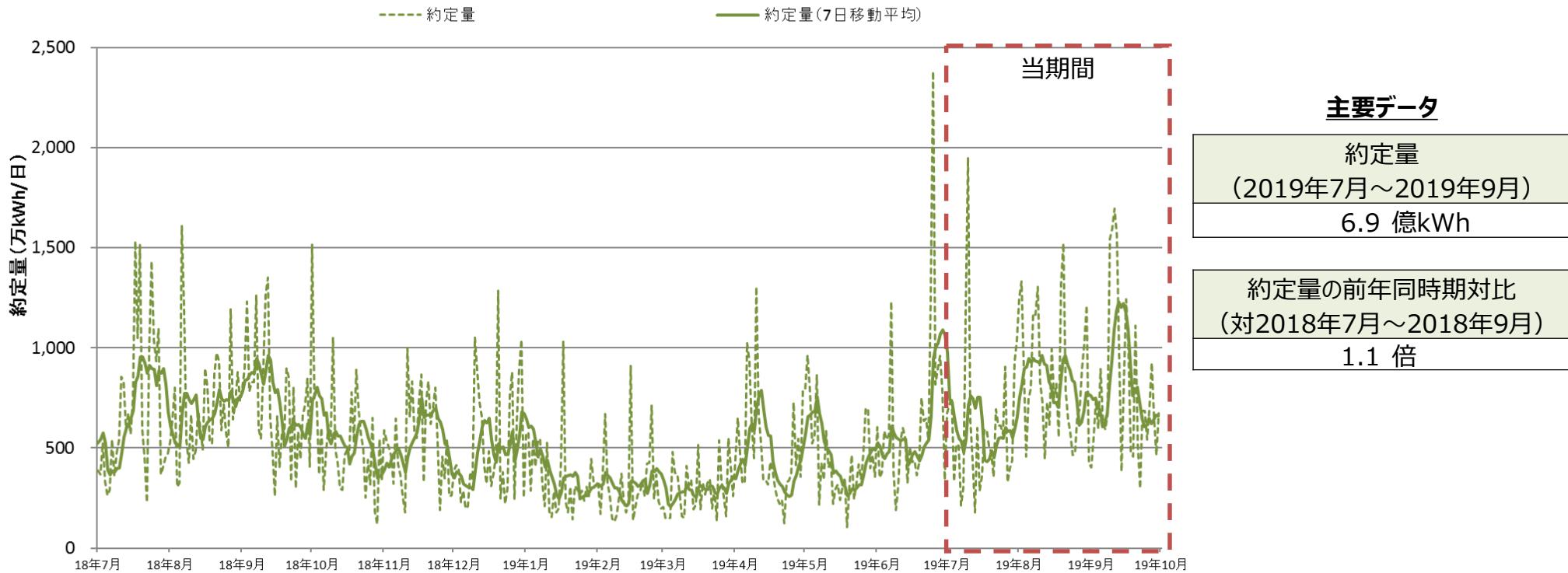
\*\*東西市場間値差：東京エリアと中部エリアのエリアプライスの値差 (=東京エリア価格 - 中部エリア価格)

2019年7月  
～9月期

# 時間前市場の約定量

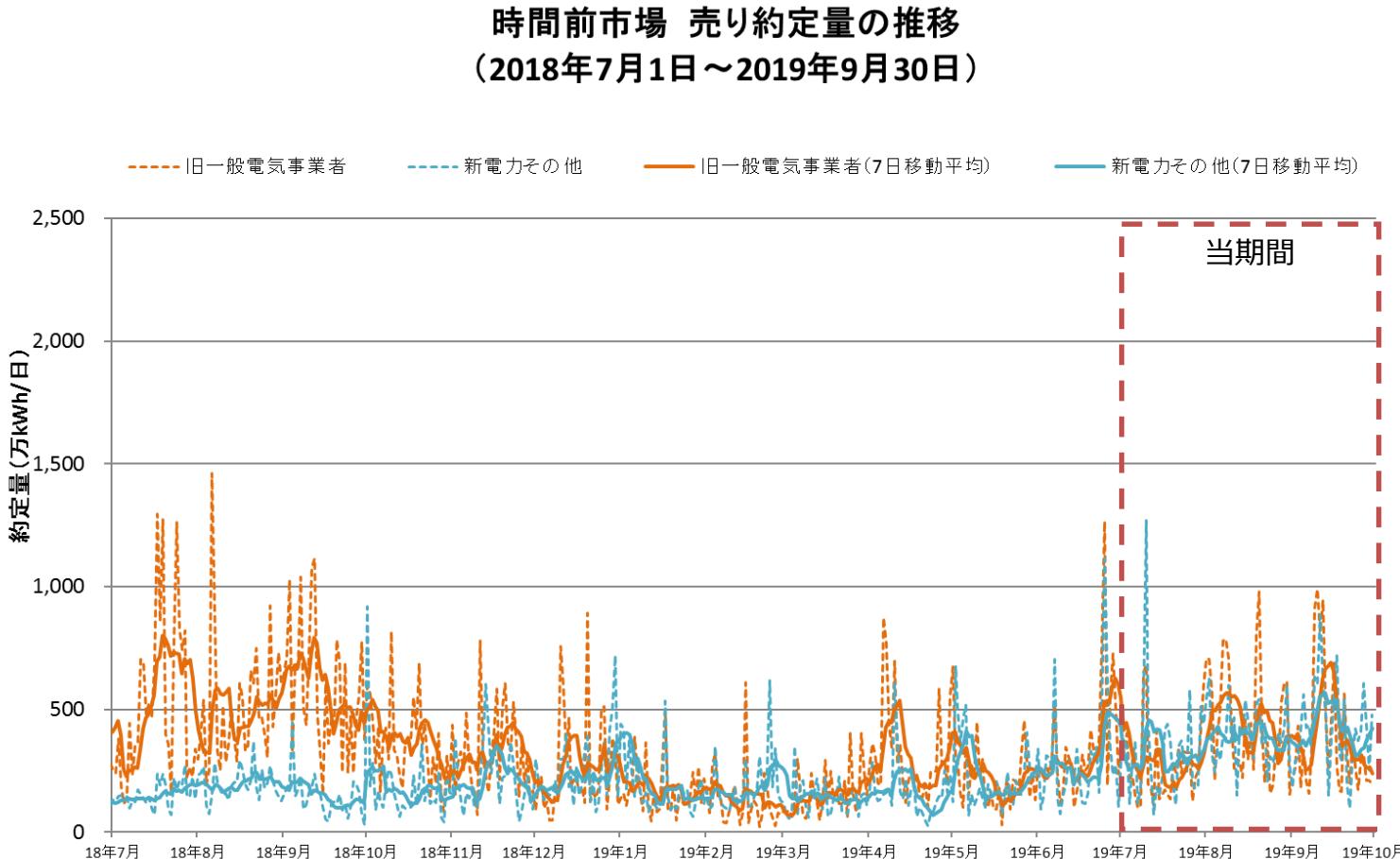
- 当期間における時間前市場の約定量の合計は6.9億kWhであった。
- 前年同時期対比は、1.1倍となっている。

時間前市場 約定量の推移  
(2018年7月1日～2019年9月30日)



# 事業者区別別の時間前市場売り約定量

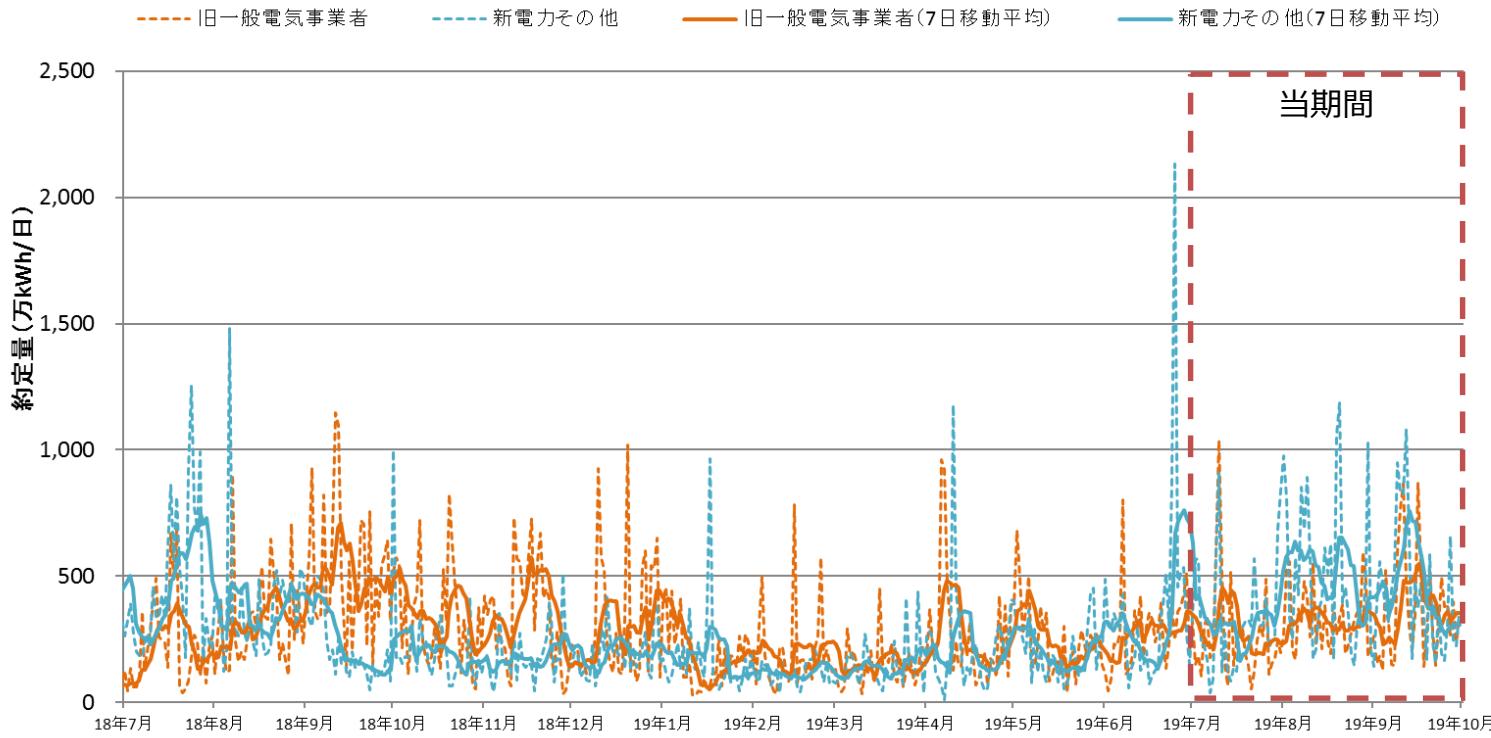
- 当期間における時間前市場の売り約定量は、旧一般電気事業者は3.4億kWh、新電力その他の事業者は3.5億kWhであった。
- 時間前市場の売り約定量の49%が、旧一般電気事業者によるものとなっている。
- 前年同時期対比は、旧一般電気事業者が0.7倍、新電力その他の事業者は2.3倍となっている。



# 事業者区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3.0億kWh、新電力その他の事業者は3.9億kWhであった。
- 前年同時期対比は、旧一般電気事業者が0.9倍、新電力その他の事業者は1.2倍となっている。

時間前市場 買い約定量の推移  
(2018年7月1日～2019年9月30日)



## 主要データ

旧一般電気事業者による 買い約定量 (2019年7月～2019年9月)
3.0 億kWh

旧一般電気事業者による 買い約定量の前年同時期対比 (対2018年7月～2018年9月)
0.9 倍

新電力その他の事業者による 買い約定量 (2019年7月～2019年9月)
3.9 億kWh

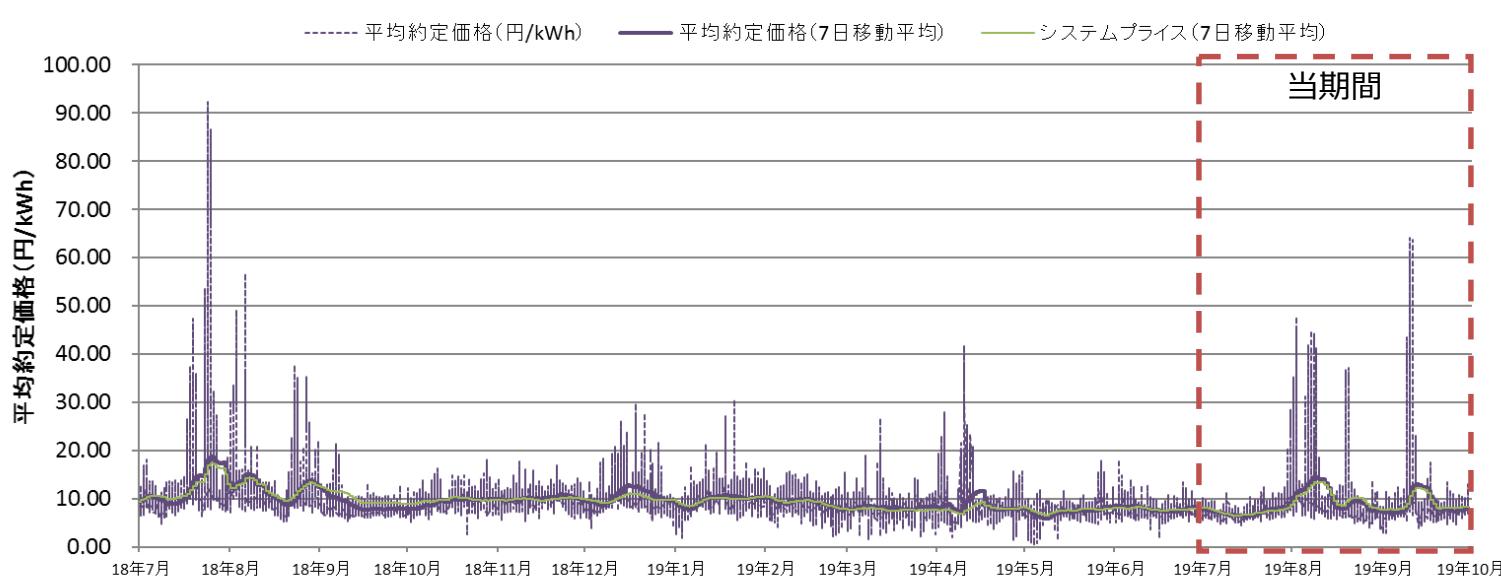
新電力その他の事業者による 買い約定量の前年同時期対比 (対2018年7月～2018年9月)
1.2 倍

2019年7月  
～9月期

# 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、平均8.87円/kWhであった。
- 前年同期間(2018年7月～9月を対象)の平均11.07円/kWhと比べて低下した。
- 前回モニタリング報告時（2019年4月～6月を対象）の平均7.96円/kWhと比べて上昇した。

時間前市場 平均約定価格の推移  
(2018年7月1日～2019年9月30日)



## 主要データ

平均約定価格 (2019年7月-2019年9月)
8.87 円/kWh
前年同期間 平均約定価格 (2018年7月-2018年9月)
11.07 円/kWh
最高価格 <sup>※1</sup>
64.09 円/kWh
最低価格 <sup>※2</sup>
2.62 円/kWh

※1 最高価格 64.09円/kWhのコマ  
9月10日 16:30-17:00

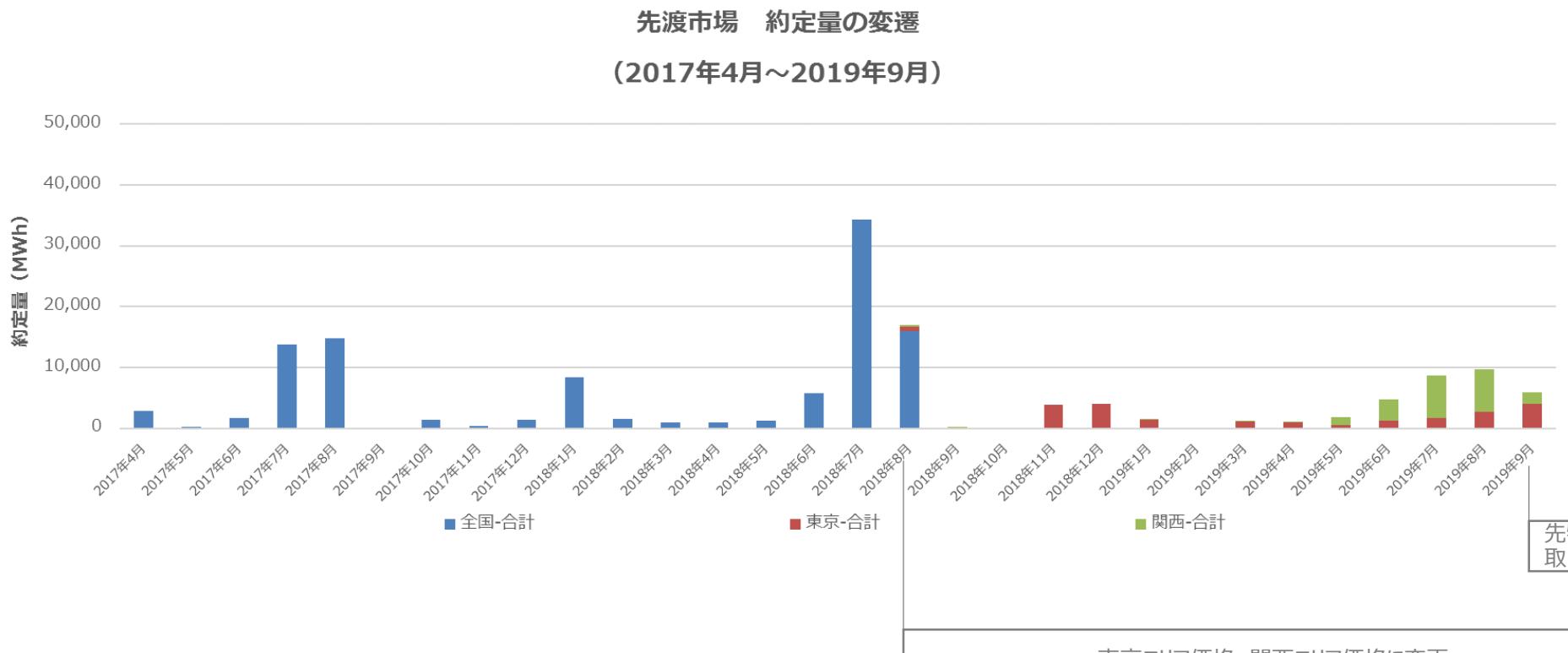
※2 最低価格 2.62円/kWhのコマ  
9月1日 08:30-09:00

# 先渡市場取引における約定量の変遷

- 2018年8月より、全国単一市場から、東西2エリアに分割された。
- 2019年9月の、先渡市場約定量は5,970MWhであった。  
 東京・昼間型-週間 250MWh、東京・24時間型-月間 3,720MWh  
 関西・昼間型-週間 2,000MWh

なお、2019年9月17日より取引が開始された電力先物市場について、9月の約定量は2,894MWhであった。

東エリアベースロード 1,562MWh、東エリア日中ロード 1,042MWh  
 西エリアベースロード 0MWh、西エリア日中ロード 290MWh

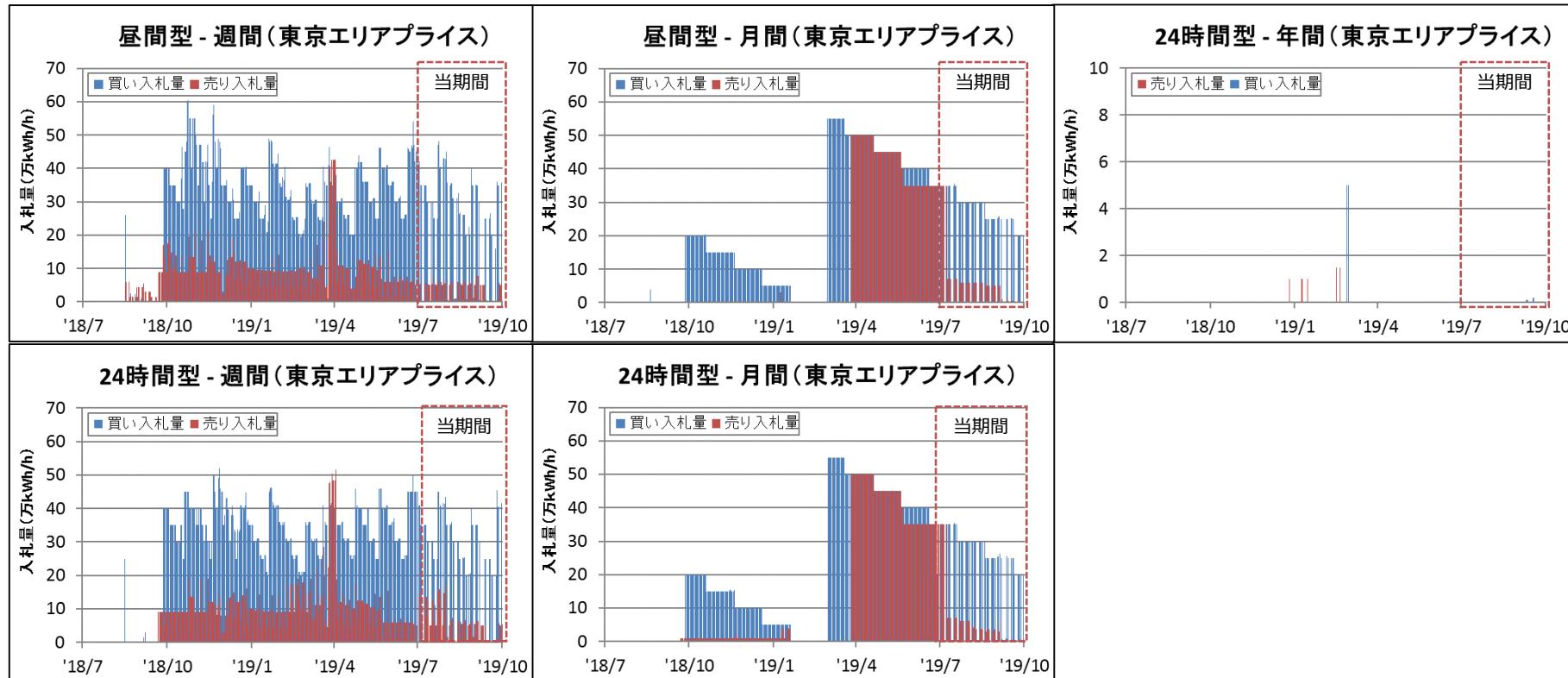


※ 各商品の約定量をkWhに換算し（24時間商品：祝日含む全日数×24時間、昼間商品：祝日除く日数×10時間）、約定月別に集計。

# 先渡市場取引における入札量（東京エリアプライス商品）

- 東京エリアプライス商品は、当期間において、月間商品、週間商品ともに前回モニタリング報告時（2019年4月～6月を対象）と比較して減少した。
- また、24時間型-年間の商品においては、売り入札実績はなく、買い入札実績も僅かであった。

先渡市場取引における入札量の推移  
(横軸：入札日)



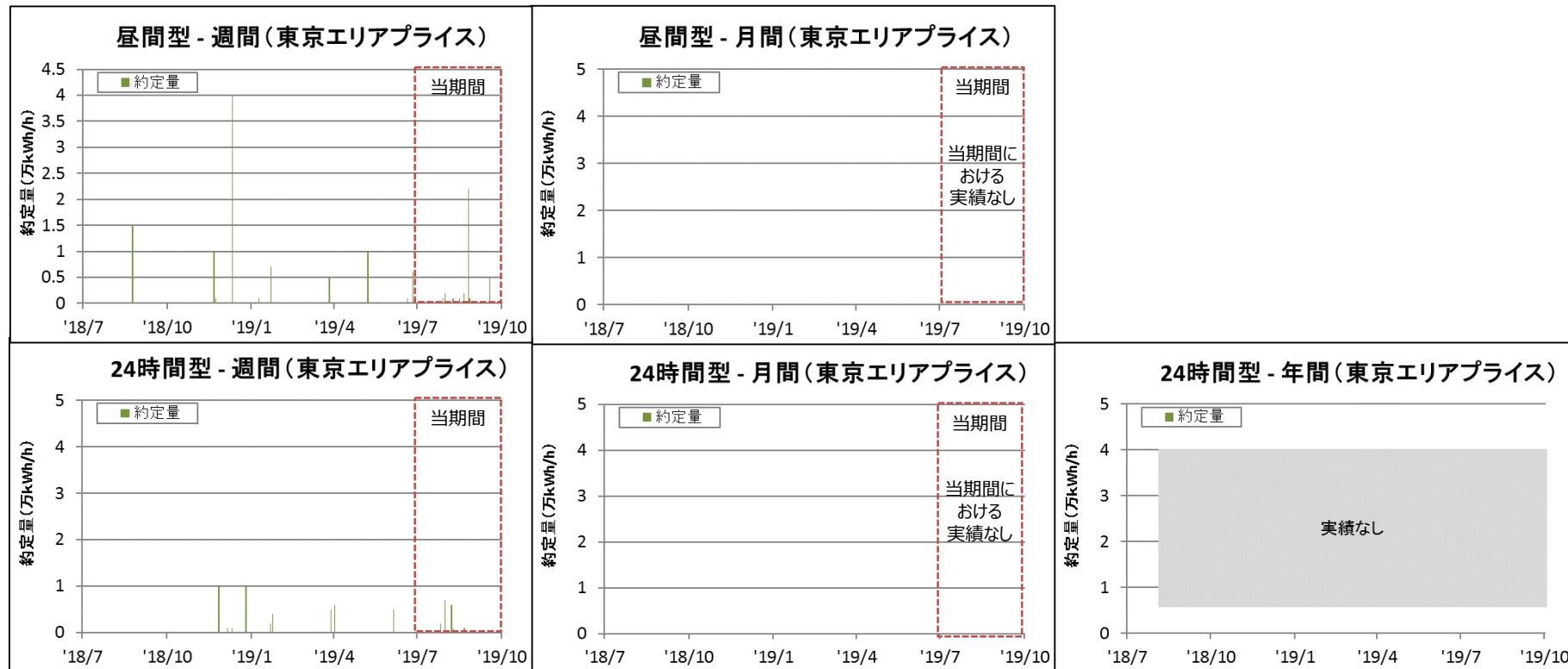
※ 先渡市場取引：週間/月間の24時間型/昼間型、並びに年間の24時間型の商品があり、取引はザラバ形式で行われ、取引所が仲介することにより全て匿名で実施される。取引終了日は、週間の場合は「最初の受渡日を対象とするスポット取引の実施日の2営業日前」、月間の場合は「受渡の対象となる暦月の前々月の19日」、年間の場合は「受渡期間の最初の日の属する月の前々月の最後の営業日」となる。

※ 2018年8月16日より東京・関西エリアプライス商品の取引が開始されたため、旧システムプライス商品の取引は含まない。

# 先渡市場取引における約定量（東京エリアプライス商品）

- 東京エリアプライス商品の約定量は、前回モニタリング報告時（2019年4月～6月を対象）に比べ増加した。
- 週間商品においては約定実績があったものの、その他の商品については約定実績はなかった。

先渡市場取引における約定量の推移  
(横軸：約定日)

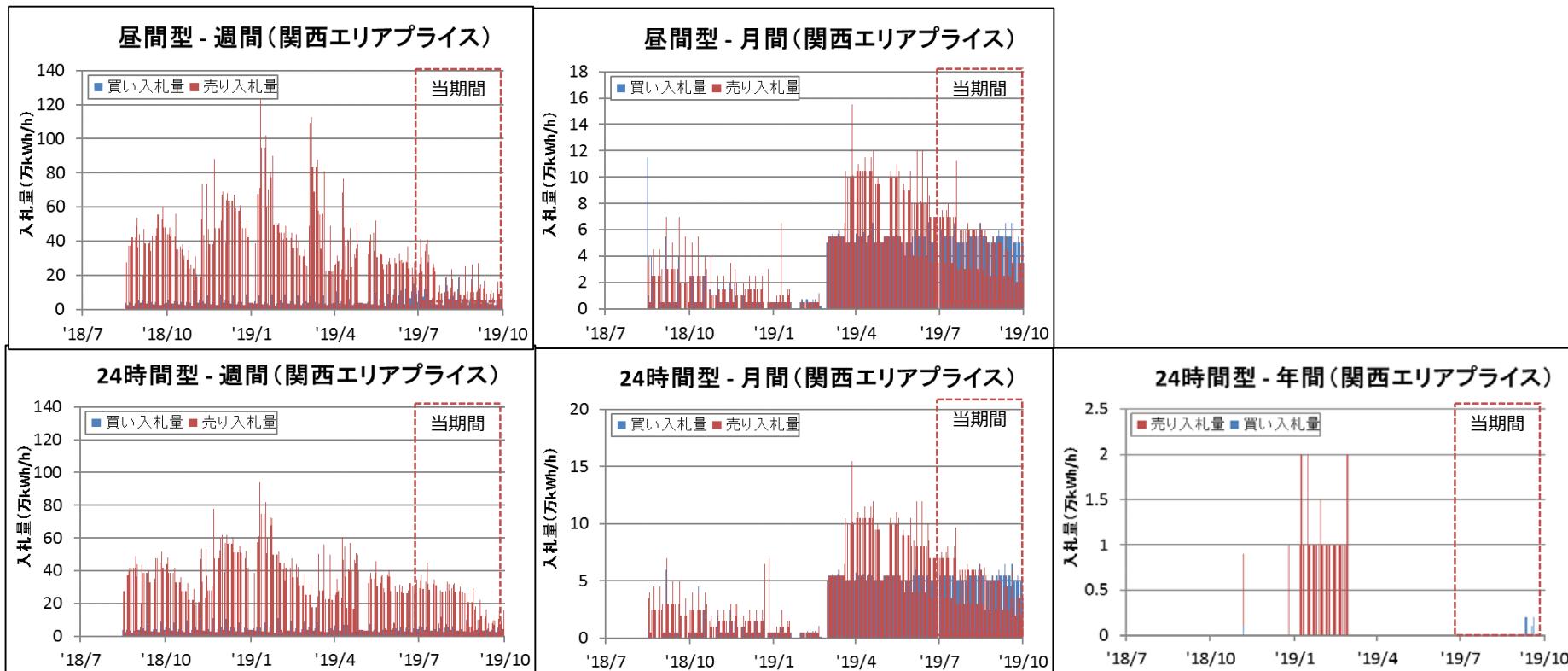


※ 2018年8月16日より東京・関西エリアプライス商品の取引が開始されたため、旧システムプライス商品の取引は含まない。

# 先渡市場取引における入札量（関西エリアプライス商品）

- 関西エリアプライス商品は、当期間において、月間商品が前回モニタリング報告時（2019年4月～6月を対象）と比べ減少した。
- また、24時間型-年間の商品においては、売り入札実績はなく、買い入札実績も僅かであった。

先渡市場取引における入札量の推移  
(横軸：入札日)



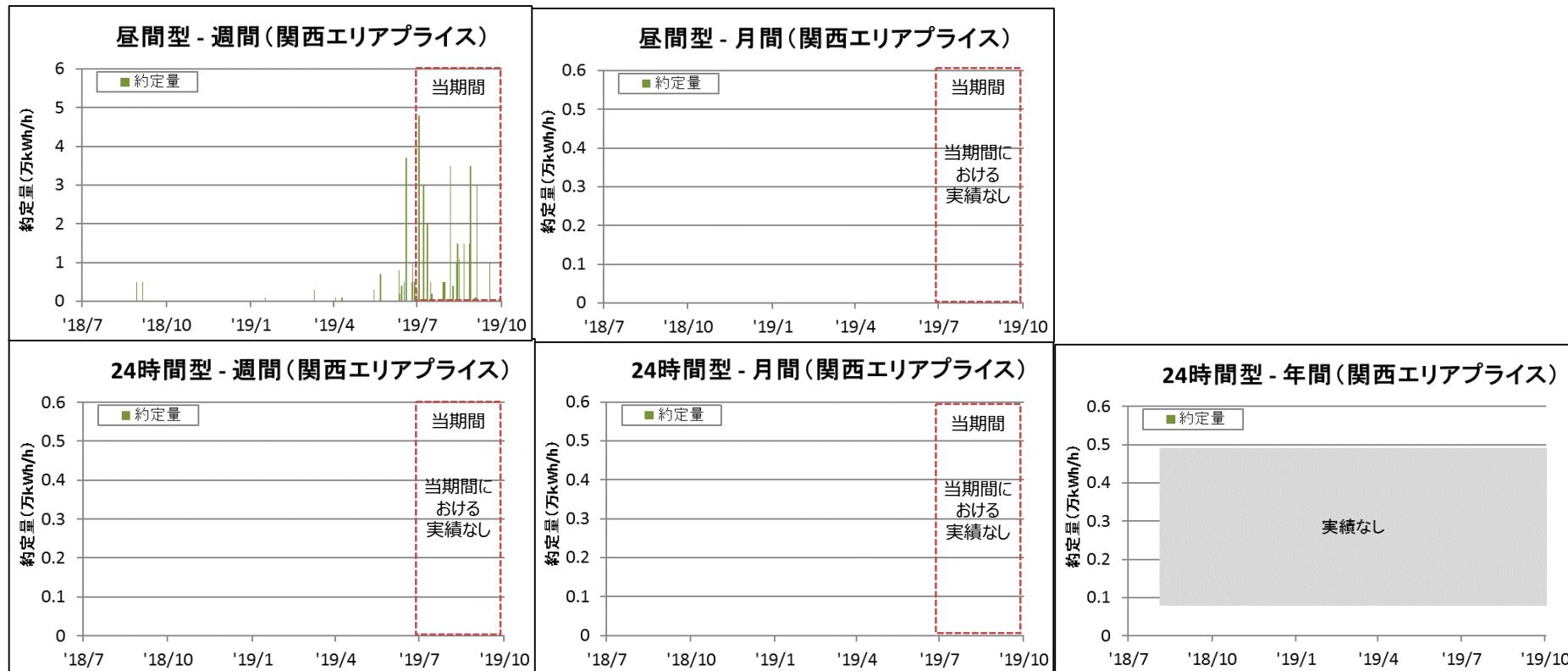
※ 先渡市場取引：週間/月間の24時間型/昼間型、並びに年間の24時間型の商品があり、取引はザラバ形式で行われ、取引所が仲介することにより全て匿名で実施される。取引終了日は、週間の場合は「最初の受渡日を対象とするスポット取引の実施日の2営業日前」、月間の場合は「受渡の対象となる暦月の前々月の19日」、年間の場合は「受渡期間の最初の日の属する月の前々月の最後の営業日」となる。

※ 2018年8月16日より東京・関西エリアプライス商品の取引が開始されたため、旧システムプライス商品の取引は含まない。

# 先渡市場取引における約定量（関西エアープライス商品）

- 関西エアープライス商品の約定量は、前回モニタリング報告時（2019年4月～6月を対象）より増加した。
- 昼間型-週間商品においては約定実績があったものの、その他の商品については約定実績はなかった。

先渡市場取引における約定量の推移  
(横軸：約定日)



※ 2018年8月16日より東京・関西エアープライス商品の取引が開始されたため、旧システムプライス商品の取引は含まない。

# 旧一般電気事業者各社の先渡市場取引の活用方針

- 旧一般電気事業者の先渡市場取引の活用方針、入札価格・入札量の考え方は、前回モニタリング報告時（2019年4月～6月を対象）から変わっていない。

## 活用方針

- **先渡市場取引は主に経済的效果を目的として活用されている**
  - “収益の拡大や需給関係費の削減を図ることを目的として活用”
  - “余力の市場への販売及び市場からの安価な電源調達によって収支改善に寄与することを目指して積極的に活用”
  - “経済合理性に基づき、メリットがある場合に入札を実施”
  - “先々の需給状況や経済メリットを勘案して入札を実施”
  - “経済性を考慮に入れた供給力の差替えを目的とし、また需給逼迫が想定される場合は、供給力確保を目的に買い入札を、そして余力の有効活用を目的として売り入札を実施”
  - “需給状況が厳しい場合の供給力確保の為”
  - “並列火力発電所の焚き減らし調整力の範囲内で経済メリットが見込める場合の調達先としての市場”
- **他方、市場分断時の約定価格の変動リスクや需給の変動リスクに対する懸念の声もある**
  - “市場分断が発生した場合、約定価格の変動リスクがあるため、取引を通じた損失を懸念”
  - “清算価格と市場範囲の見直しされたことで、値差リスクは軽減されたが、一方、エリアによっては市場分断時は値差リスクが残ると認識”
  - “期先取引は需要変動や供給力変動等のリスクが大きく、受渡し日により近い日に入れできる商品の方がリスクが小さい事から、週間商品を主に活用”

## 入札価格・入札量の考え方

- **入札価格は、期先取引のリスクを考慮した上で設定されている**
  - “入札価格は限界費用ベースに、需要や燃料価格変動等のリスクをふまえて設定”
  - “マージナル電源の可変費を考慮して設定し、燃料価格の変動リスク、市場分断による約定価格の変動リスクを加味”
  - “限界費用ベースを踏まえて設定”
  - “先渡商品の受渡期間における市況の見通し、想定される焚き増し対象燃料種別あるいは差し替え対象燃料種別等を勘案して決定”
  - “燃料費に燃料価格変動リスク・手数料等を考慮”
  - “限界費用に需要変動リスク及び電源の計画外停止リスク等を加味して設定”
- **入札量は、各社様々な判断の上で設定されている**
  - “売り入札量は年間・月間計画断面での供給余力に、また買い入札量は約定した時の総金額に上限を設け、その範囲内で市況を見極めながら入札量を調整”
  - “系統規模等を考慮し10MW単位にて入札”
  - “売りは安定供給を確保できることを前提とし、買いは並列火力発電所の焚き減らし調整力の範囲内で判断”
  - “発電所の供給余力・下げ余力・段差制約等に加え、ザラ場取引であることも踏まえて入札量を設定”
  - “予備力面や燃料状況等から算定して取引許容量を基に設定”

# 電力市場のモニタリング報告

## 【2019年7月-9月期報告】

### ◆ 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
- 売買両建て入札の実施
- グロス・ビディングの状況
- 時間前市場への入札可能量
- 卸電気事業者の電源の切出し
- 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
- 市場の指標性の推移

#### ● 新電力の電力調達の状況

### ◆ 小売市場

#### ● シェアの推移

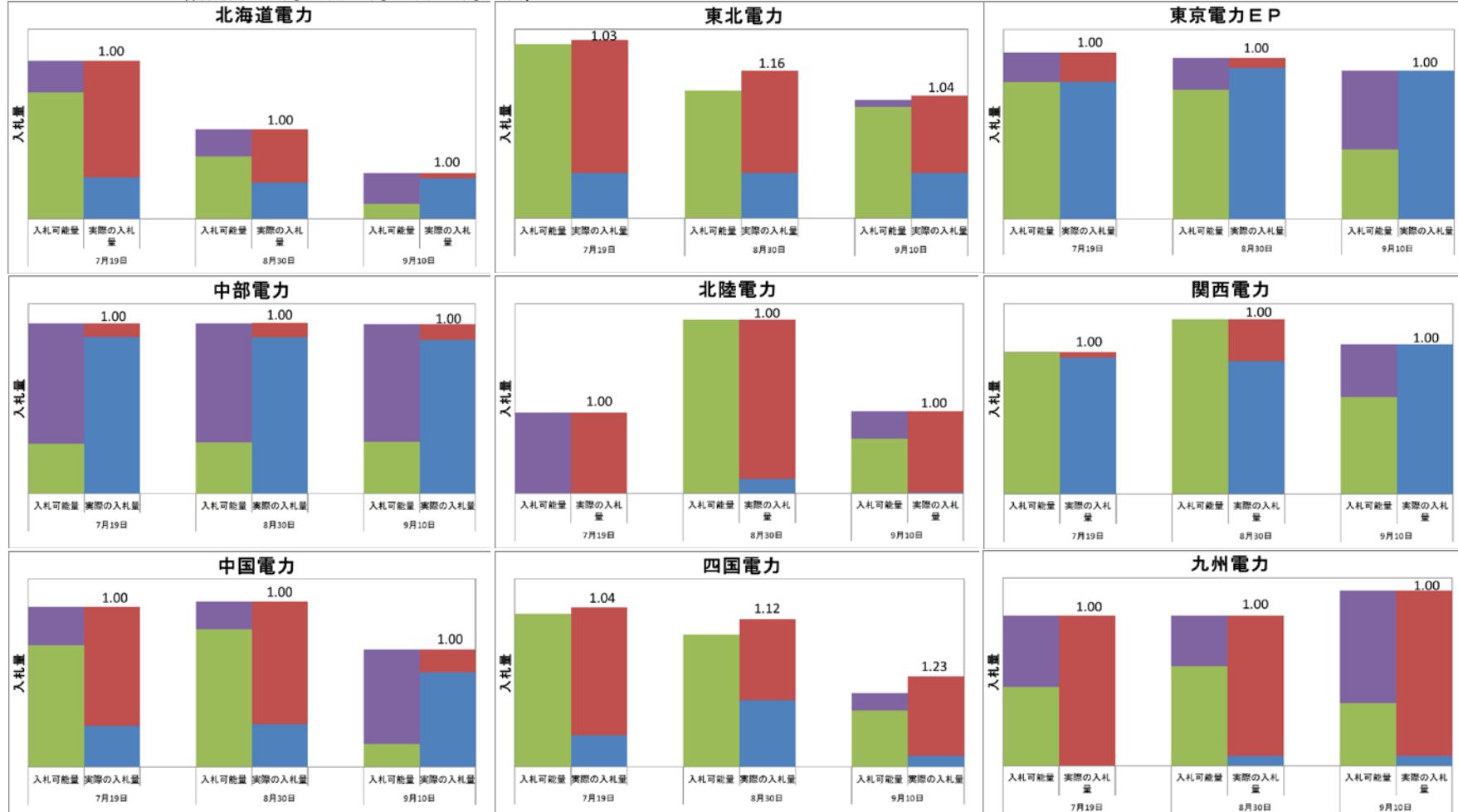
- 部分供給の実施状況
- スイッチングの動向

2019年7月  
～9月期

## 余剰電力の取引所への供出：入札可能量と実際の入札量

- 各事業者とも、概ね入札可能量に対してほぼ同量の入札を行っており、各社自社の入札制約の範囲内で余剰電力を市場に供出している。

特定日における入札可能量と実際の入札量  
(特定日：7月19日、8月30日、9月10日)



出所：旧一般電気事業者提供データより、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成

※ グラフの縦軸の縮尺は各社によって異なる。「実際の入札量」の棒グラフ上にある数値は、入札可能量と買戻し想定量の和を1.00とした場合の比率を表す。「実際の入札量」は、間接オーケションに伴う取引を含まない。

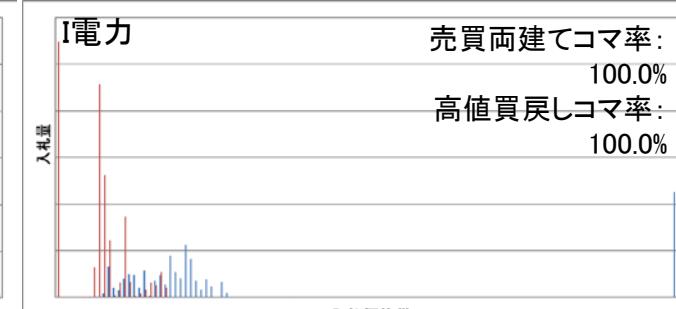
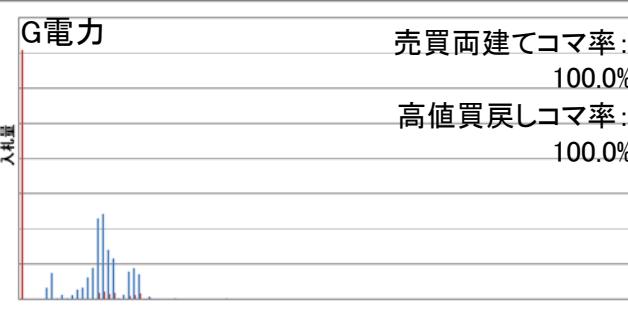
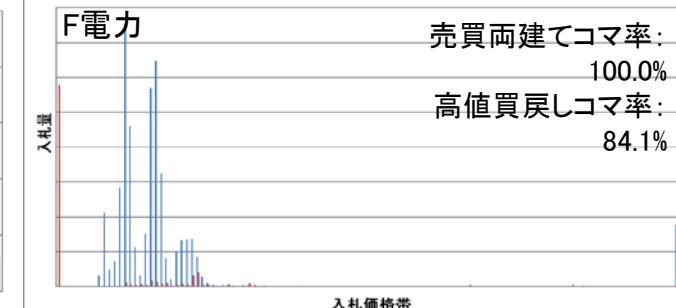
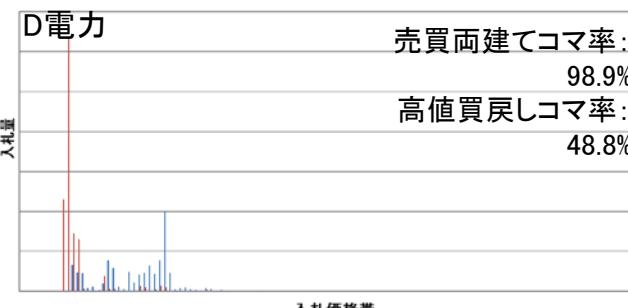
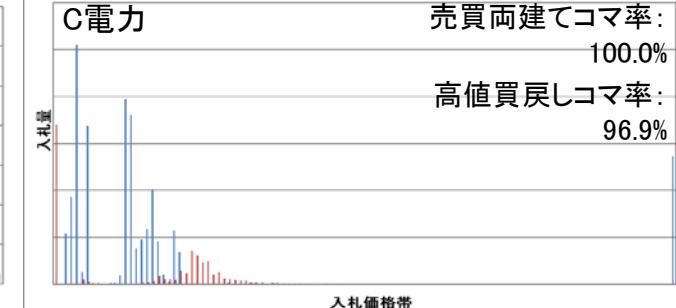
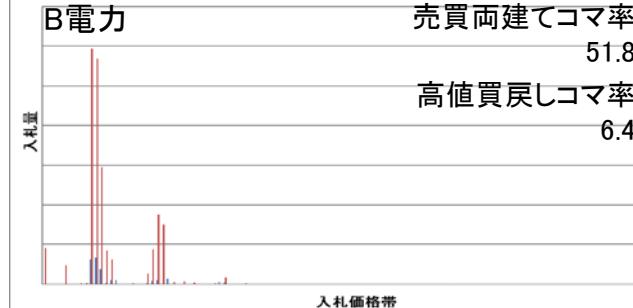
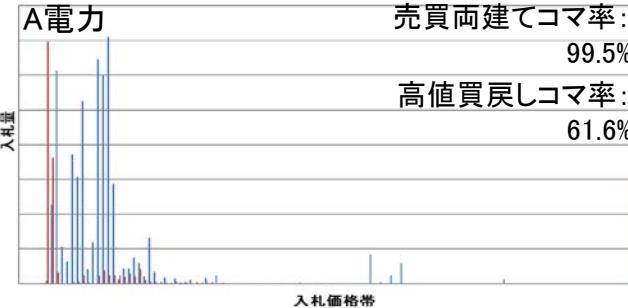
※ 入札可能量が計算上マイナスとなる場合は、入札可能量は0としている。買戻し想定量は、実際の入札量が入札可能量を超過している分の総量としている。

# 売買両建て入札の実施：売買入札価格分布

- 各社概ね一定の範囲の価格帯で売買入札を行っているものの、グロス・ビディングの増加に伴い、高い価格での買戻し入札が行われている場合もある。高値買戻しコマ率は、3社で90%以上となっている。
- 売買両建てコマ率は、8社で95%以上となっている。また、両建てコマ率が高い場合であっても、入札量は売買どちらかに偏っている場合が多い。

売買入札価格分布

■ 買い入札量 ■ 売り入札量



※ 上記グラフ及び数値は旧自社エリア内における入札を対象としたもの（ただし、一般送配電事業者によるFIT売電分及び間接オークションに伴う取引は除く）。グラフの縦軸の縮尺は各社異なり、横軸の範囲は、各社の入札価格の範囲を表す。グロス・ビディングでは、自社需要を超える供給力が不足する場合には確実に買戻せる価格で買戻しを実施するため、取組を拡大させている事業者ほど割合が高くなる。このため、高値買戻し自体に問題がある訳ではないことには注意が必要。高値買戻しコマ率は、限界費用より相当程度高い価格で買い入札を実施したコマ数の割合を示す。

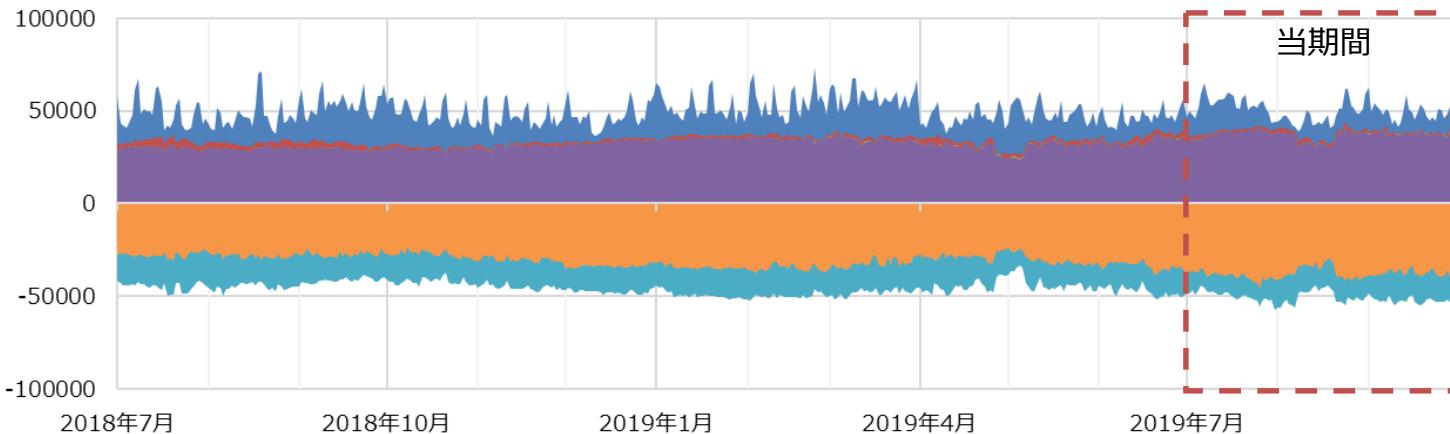
# 旧一般電気事業者によるグロス・ビディングの入札量・約定量

- 当期間における旧一般電気事業者によるスポット市場でのグロス・ビディング（以下、GB）の売り入札量は339億kWh、売り約定量は339億kWhであった。
- 前回モニタリング報告時（2019年4月～6月を対象）と比べて、売り入札量は1.2倍、売り約定量は1.2倍となっている。

## 主要データ

旧一般電気事業者による入札量・約定量の推移  
(2019年7月1日～2019年9月30日)

■ 売り入札量 ■ 売り約定量 ■ GB売り入札量 ■ GB売り約定量 ■ 買い入札量 ■ 買い約定量



旧一般電気事業者による GB売り入札量 (2019年7月-2019年9月)
339 億kWh

旧一般電気事業者による GB売り入札量の前回報告時対比 (対2019年4月-2019年6月)
1.2 倍

旧一般電気事業者による GB売り約定量 (2019年7月-2019年9月)
339 億kWh

旧一般電気事業者による GB売り約定量の前回報告時対比 (対2019年4月-2019年6月)
1.2 倍

※ 旧一般電気事業者による入札量及び約定量は、一般送配電事業者による取引及び間接オーケションに伴う取引を含まない。

# 旧一般電気事業者によるグロス・ビディングの実施状況

- 2019年9月時点での旧一般電気事業者各社のグロス・ビディング売り入札量は、各社の進捗に違いはあるものの概ね横ばいとなっている。



2017年の開始時期	2019年9月の月間販売電力量に対するGB売り入札量割合	当初の取引量目標(2017年時点)	将来的な取引量目標(2017年時点)
北海道電力	6月下旬	<b>21.9%</b> ※1	年度末までに販売電力量の <b>10%程度</b>
東北電力	6月下旬	<b>18.7%</b> ※1	平成31年度末までに販売電力量の <b>30%程度</b>
東京電力EP	7月上旬	<b>20.3%</b>	年度末に販売電力量の <b>10%程度</b>
中部電力	6月下旬	<b>11.6%</b>	年度内に販売電力量の <b>10%程度</b>
北陸電力	7月上旬	<b>14.1%</b>	1年内に販売電力量の <b>10%以上</b>
関西電力	6月上旬	<b>21.3%</b>	1年程度を目途に年間販売量の <b>20%程度</b>
中国電力	7月下旬	<b>23.4%</b>	年度末を目途に販売電力量の <b>10%程度</b>
四国電力	6月下旬	<b>11.5%</b>	年度末を目途に販売電力量の <b>10%程度</b>
九州電力	4月上旬	<b>35.4%</b>	1年程度を目途に販売電力量の <b>10%程度</b>

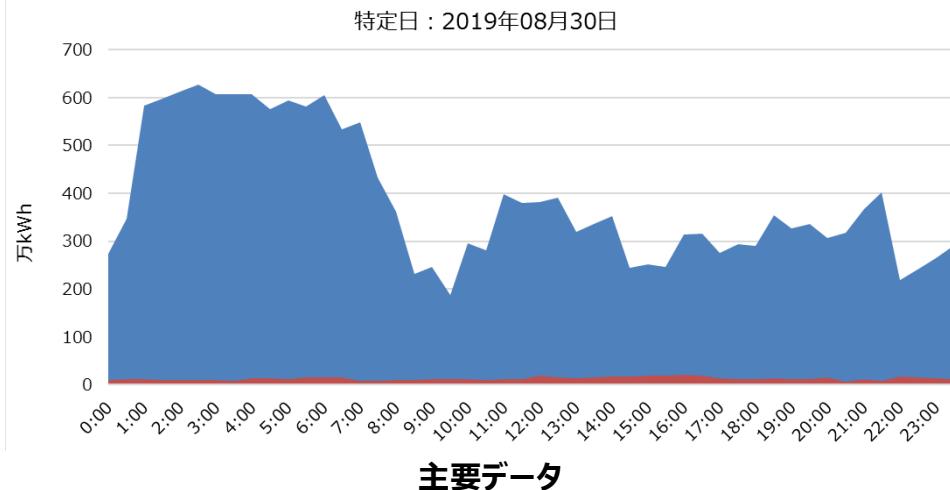
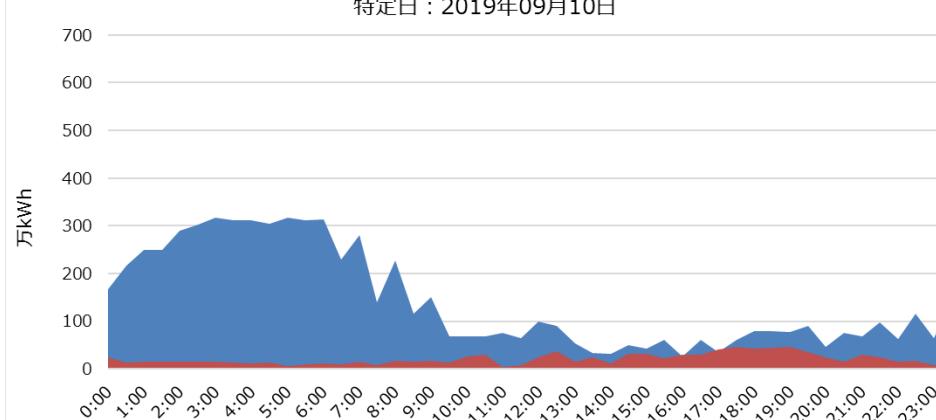
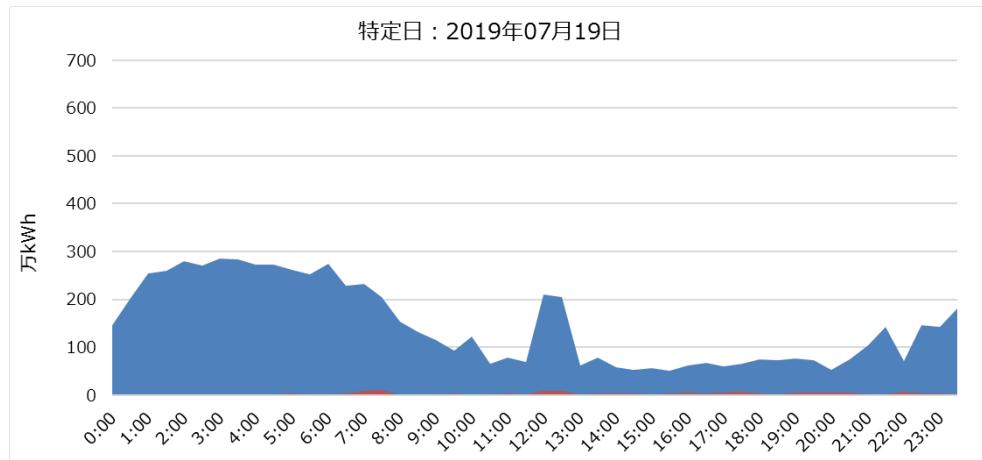
※1 北海道電力と東北電力については、取引量の目標をネット・ビディングと合わせて設定しているため、ネット・ビディングも含めた売り入札量全体の割合としている。

# 旧一般電気事業者の時間前市場への入札可能量

- 沖縄を除く旧一般電気事業者9社のGC時点における時間前市場への入札可能量は、特定日のコマ平均で225万kWhとなっている。

特定日における入札可能量と時間前市場約定量  
(特定日：7月19日、8月30日、9月10日)

■ 入札可能量（予備力無） ■ 時間前市場約定量



## 主要データ

入札可能量と約定量の最小差  
(2019年7月19日)

47 万kWh

入札可能量と約定量の最小差  
(2019年8月30日)

175 万kWh

入札可能量と約定量の最小差  
(2019年9月10日)

-5 万kWh

※ 入札可能量は、各時間帯のGC時点における入札制約等を除いた沖縄を除く旧一般電気事業者9社の余剰量より算出。

小売予備力については、北海道電力を除く8社についてはGC時点で0%。北海道電力については、最大機から北本連系線マージンを差引いた量を小売予備力として計上。

※ 時間前市場約定量は、旧一般電気事業者各社による売り入札分を集計。

# 卸電気事業者（電発）の電源の切出し

- 前回から特段の変更はなく、東北電力にて、継続して協議が行われている。

	切出し量	切出し時期	切出しの要件	協議の状況
北海道電力	年間2億kWh程度 <sup>*3</sup> を 切出し済み		更なる切出しについては未定	
東北電力	1万kW <sup>*1</sup> を切出し済み 検討・協議中 (5~10万kW程度 <sup>*2</sup> )	5~10万kWの切出しについては、需給の安定を条件に引き続き検討		(2020年度以降に係る協議を11月実施予定)
東京電力EP	3万kW <sup>*1</sup> 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 <sup>*1</sup> を 切出し済み		更なる切出しについては未定	
北陸電力	1万kW <sup>*1</sup> を 切出し済み		更なる切出しについては未定	
関西電力	35万kW <sup>*2</sup> 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 <sup>*1</sup> 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 <sup>*1</sup> 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 <sup>*1</sup> 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 <sup>*1</sup> 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

\*<sup>1</sup>：送端出力、\*<sup>2</sup>：発端出力、\*<sup>3</sup>：年間総発電量

※ 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。

:前回から具体的な進展があった項目

# (参考) 前回モニタリング報告時（2019年4月～6月を対象）における卸電気事業者（電発）の電源の切出し

	切出し量	切出し時期	切出しの要件	協議の状況
北海道電力	年間2億kWh程度 <sup>*3</sup> を切出し済み		更なる切出しについては未定	
東北電力	1万kW <sup>*1</sup> を切出し済み 検討・協議中 (5～10万kW程度 <sup>*2</sup> )	5～10万kWの切出しについては、需給の安定を条件に引き続き検討		(4月以降はなし)
東京電力EP	3万kW <sup>*1</sup> 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 <sup>*1</sup> を切出し済み		更なる切出しについては未定	
北陸電力	1万kW <sup>*1</sup> を切出し済み		2019年4月より1万kW（送電端）の切出しを開始	
関西電力	35万kW <sup>*2</sup> 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 <sup>*1</sup> 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 <sup>*1</sup> 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 <sup>*1</sup> を切出し済み		2019年4月から+2万kWの切出しを開始	
沖縄電力	1万kW <sup>*1</sup> 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

\*<sup>1</sup>：送端出力、\*<sup>2</sup>：発端出力、\*<sup>3</sup>：年間総発電量

※ 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。

# 公営電気事業の競争入札状況について

- 公営電気事業26事業体（発電所数348）のうち、当期間においては売電契約の競争入札が実施された事例はなかった。
- 売電契約の競争入札が実施され、かつ現在もその契約に基づく供給が行われている事例は、5件となっている。

## 公営電気事業設備概要（平成31年4月1日現在）

発電所数：348、出力：約247万kW、年間可能発電電力量：約81億kWh

## 公営電気事業26事業体中、売電契約の競争入札が実施された事例

当期間（2019年7月～9月）に売電契約の競争入札が実施された事例

事業体	発電種別	合計最大出力[kW]	落札者
当期間（2019年7月～9月）において売電契約の競争入札が実施された事例なし			
	合計	0	

当期間より前に売電契約の競争入札が実施され、かつ現在もその契約に基づく供給が行われている事例※2

事業体	発電種別	合計最大出力[kW]	落札者
熊本県	風力発電所1箇所※3	1,500	九州電力
東京都	水力発電所3箇所	36,500	F-Power
三重県	廃棄物固形燃料発電所1箇所※4	12,050	ゼロワットパワー
新潟県	水力発電所3箇所	86,300	丸紅新電力
	水力発電所7箇所	38,900	東京瓦斯
	合計	175,250	

合計件数:5件  
合計最大出力：  
**175,250 kW**

※2 2013年度以降の供給実績より

※3 9月30日譲渡完了および契約終了

※4 9月17日発電停止、9月30日契約終了

## (参考) 前回モニタリング報告時（2019年4月～6月を対象）における公営電気事業の競争入札状況

- 公営電気事業26事業体（発電所数348）のうち、当期間においては売電契約の競争入札が実施された事例はなかった。
- 売電契約の競争入札が実施され、かつ現在もその契約に基づく供給が行われている事例は、5件となっている。

### 公営電気事業設備概要（平成31年4月1日現在）

発電所数：348、出力：約247万kW、年間可能発電電力量：約81億kWh

### 公営電気事業26事業体中、売電契約の競争入札が実施された事例

当期間（2019年4月～6月）に売電契約の競争入札が実施された事例

事業体	発電種別	合計最大出力[kW]	落札者
当期間（2019年4月～6月）において売電契約の競争入札が実施された事例なし			
	合計	0	

当期間より前に売電契約の競争入札が実施され、かつ現在もその契約に基づく供給が行われている事例※2

事業体	発電種別	合計最大出力[kW]	落札者
熊本県	風力発電所1箇所	1,500	九州電力
東京都	水力発電所3箇所	36,500	F-Power
三重県	廃棄物固形燃料発電所1箇所	12,050	ゼロワットパワー
新潟県	水力発電所3箇所	86,300	丸紅新電力
	水力発電所7箇所	38,900	東京瓦斯
合計		175,250	

合計件数:5件  
合計最大出力：  
**175,250 kW**

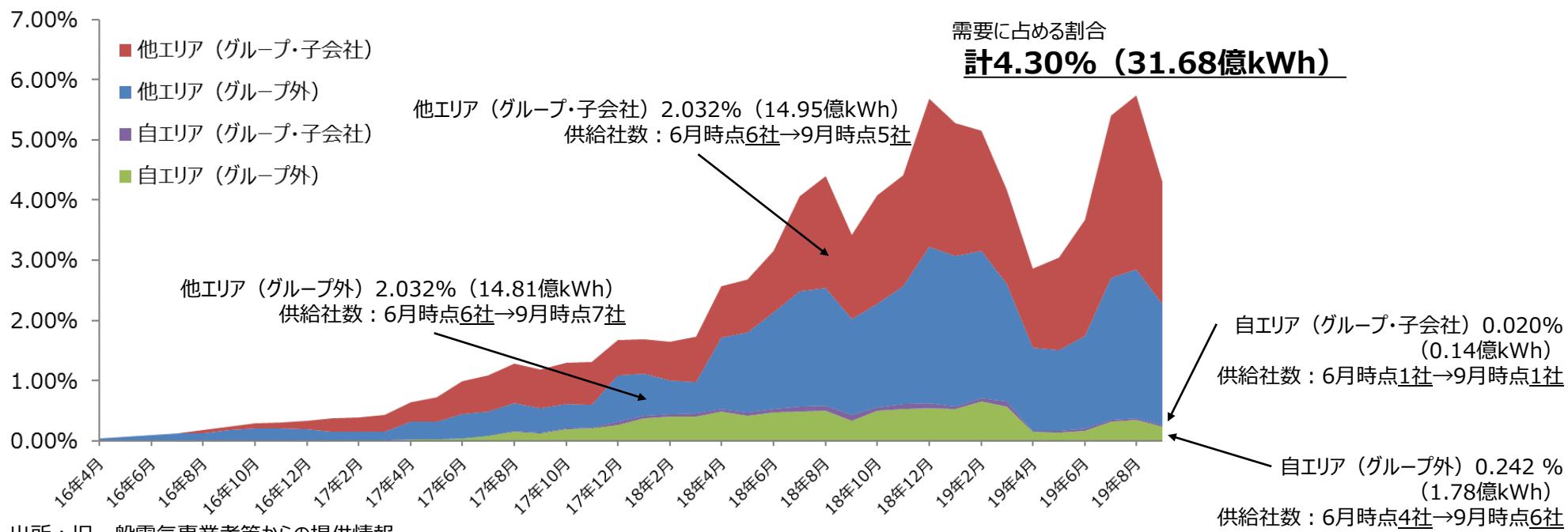
※2 2013年度以降の供給実績より

# 相対取引の状況

- 2019年9月時点における総需要に占める相対取引による供給量の割合は、4.30%であった（31.68億kWh）。
- 2019年9月時点において自エリアにおいてグループ・子会社への供給を行っているのは1社、グループ外へ供給を行っているのは6社であった。また、他エリアにおいてグループ・子会社への供給を行っているのは5社、グループ外への供給を行っているのは6社であった。なお、常時BU以外に相対取引による卸供給を行っていないのは0社であった。

## 総需要に占める相対取引による供給量の割合及び相対取引による供給社数の推移

- グループ外2.25%（16.59億kWh）は新電力需要(9月時点シェア15.8%。103億kWh)中の16.0%を占める。
- なお、総需要に占める常時BU販売電力量の割合は0.3%（2.45億kWh）となっている。



出所：旧一般電気事業者等からの提供情報

※ 上記の相対取引による供給社数については、相対供給を行っている旧一般電気事業者の社数を、供給期間の長さに関わらず数え上げたもの。供給期間は中長期にわたるものから、数週間等の短期的なものもあるため、数え上げる時点によって社数は変動することに留意（上記は3月時点及び6月時点における社数）。また、異なる時点で同一の社数であっても、供給元及び供給先は異なる可能性があることに留意。

※ エリア指定なしについては、他エリアとして集計していることに留意。

# 電力市場のモニタリング報告

## 【2019年4月-6月期報告】

- ◆ 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
  - 売買両建て入札の実施
  - グロス・ビディングの状況
  - 時間前市場への入札可能量
  - 卸電気事業者の電源の切出し
  - 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
    - 市場の指標性の推移
  - 新電力の電力調達の状況

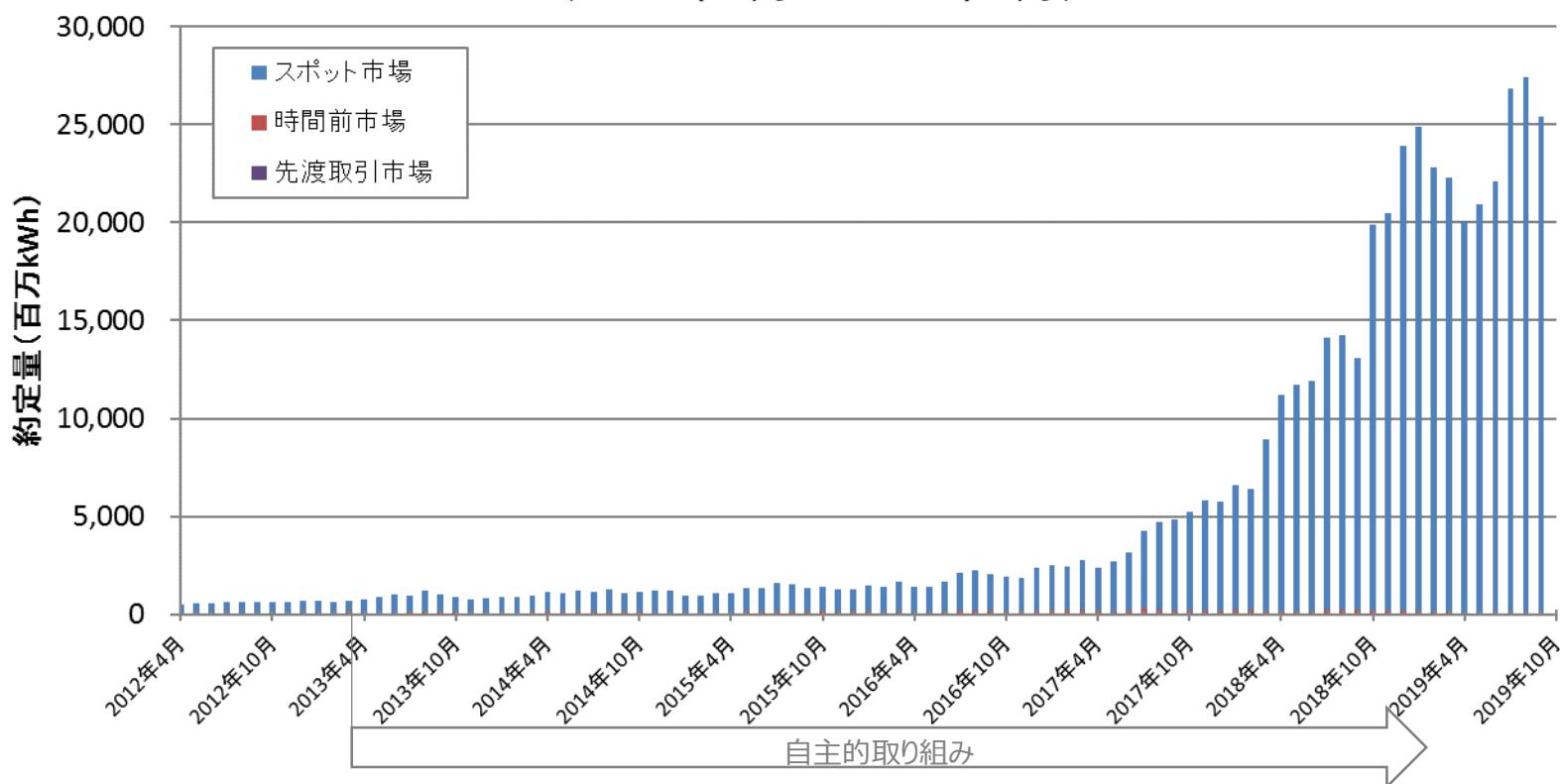
- ◆ 小売市場
  - シェアの推移
  - 部分供給の実施状況
  - スイッチングの動向

# JEPXにおける約定量の推移

- 2012年度から2018年度にかけてのJEPXにおける約定量の年平均増加率は、73.9%となっている。
- 2019年7月～9月の約定量合計は、前年度同時期対比で1.9倍であった。

## 約定量の推移

(2012年4月～2019年9月)

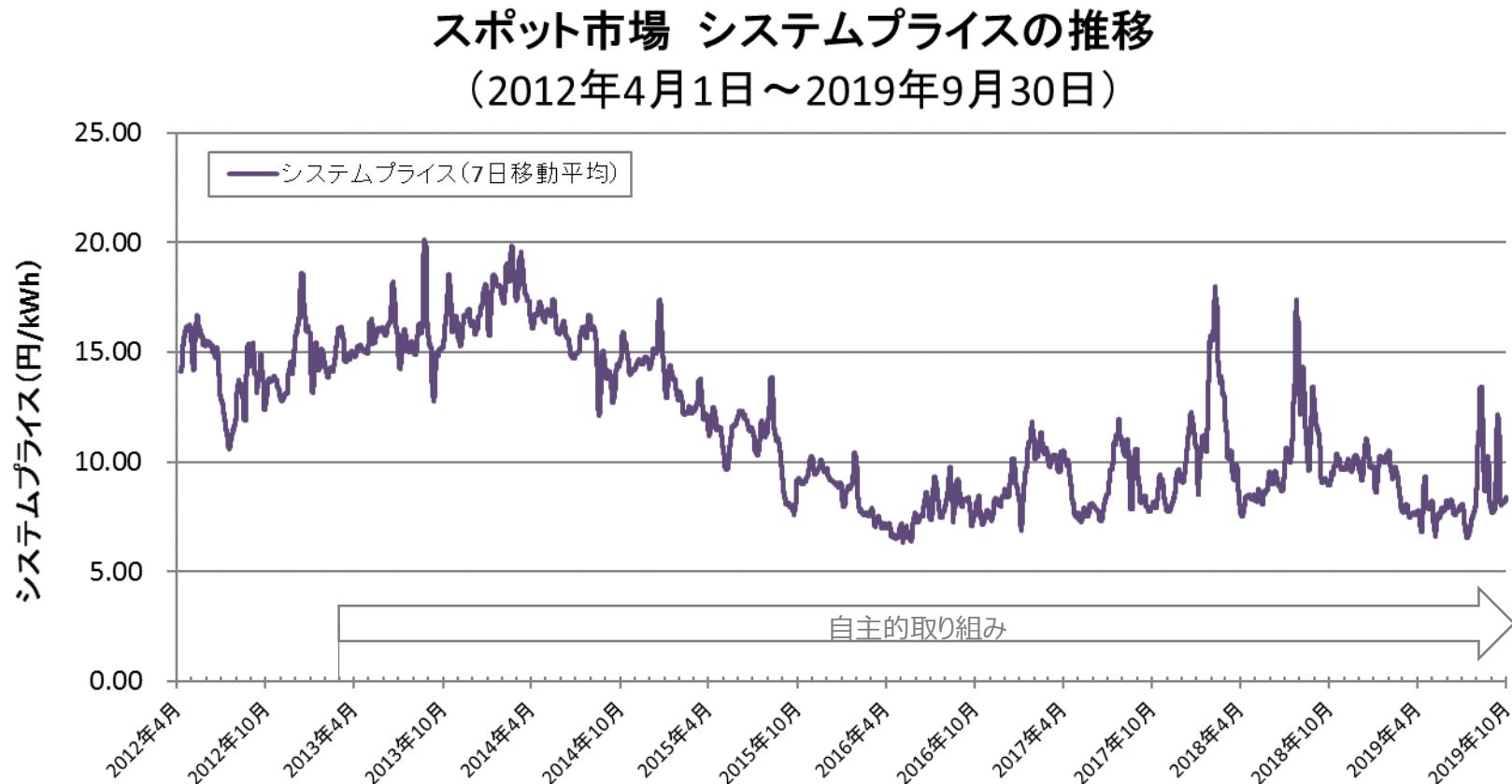


### 主要データ

約定量合計 年平均増加率 (2012年度⇒2018年度)	73.9 %
Spot市場約定量 年平均増加率 (2012年度⇒2018年度)	75.2 %
時間前市場約定量 年平均増加率 (2012年度⇒2018年度)	38.5 %
先渡取引市場約定量 年平均増加率 (2012年度⇒2018年度)	-12.3 %

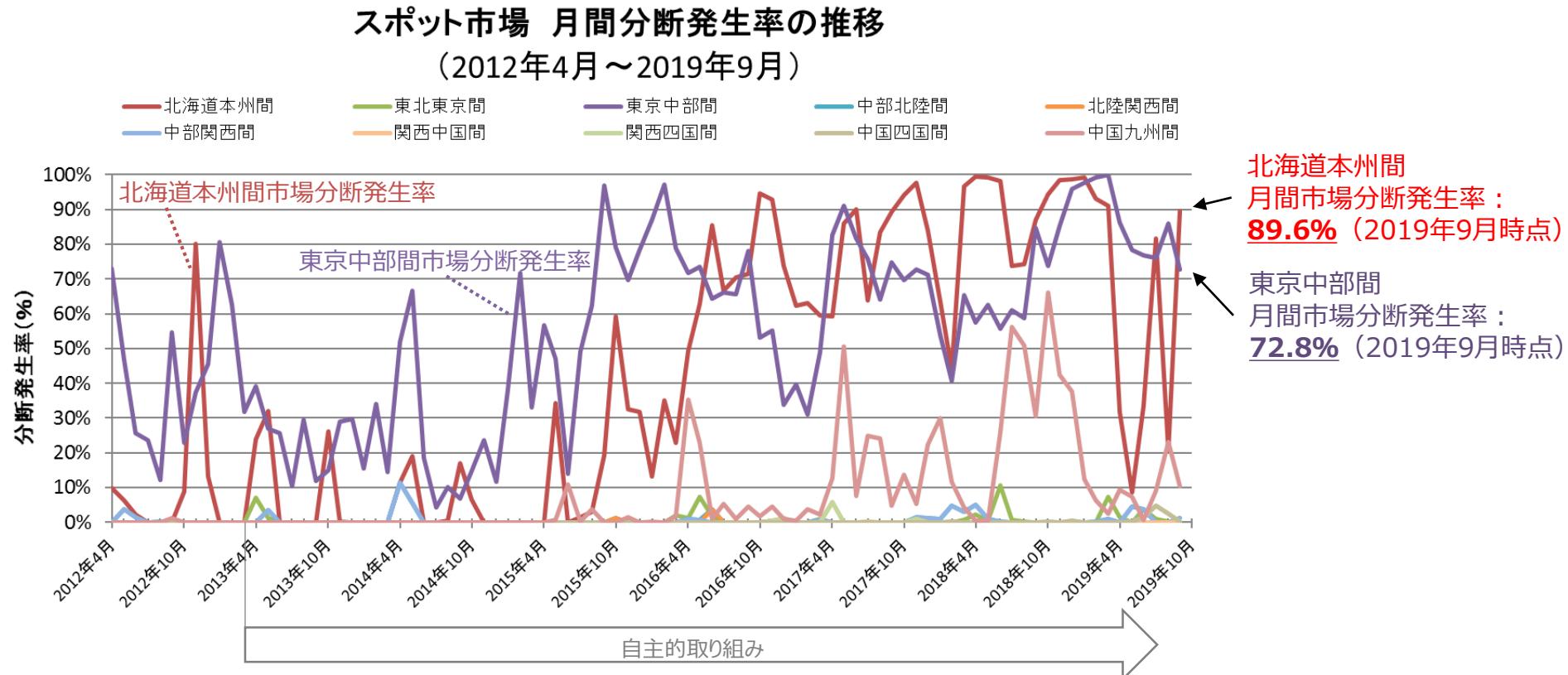
# スポット市場における価格の推移

- スポット市場のシステムプライスは、2013年度冬季をピークとして下落傾向であったが、2016年6月以降上昇下落を繰返しながら推移している。



# 各エリア間の市場分断発生率の推移

- 北海道本州間連系線と東京中部間連系線においては、定常的に市場分断が発生しており、2019年9月においてはそれぞれ89.6%、72.8%の発生率となっている。



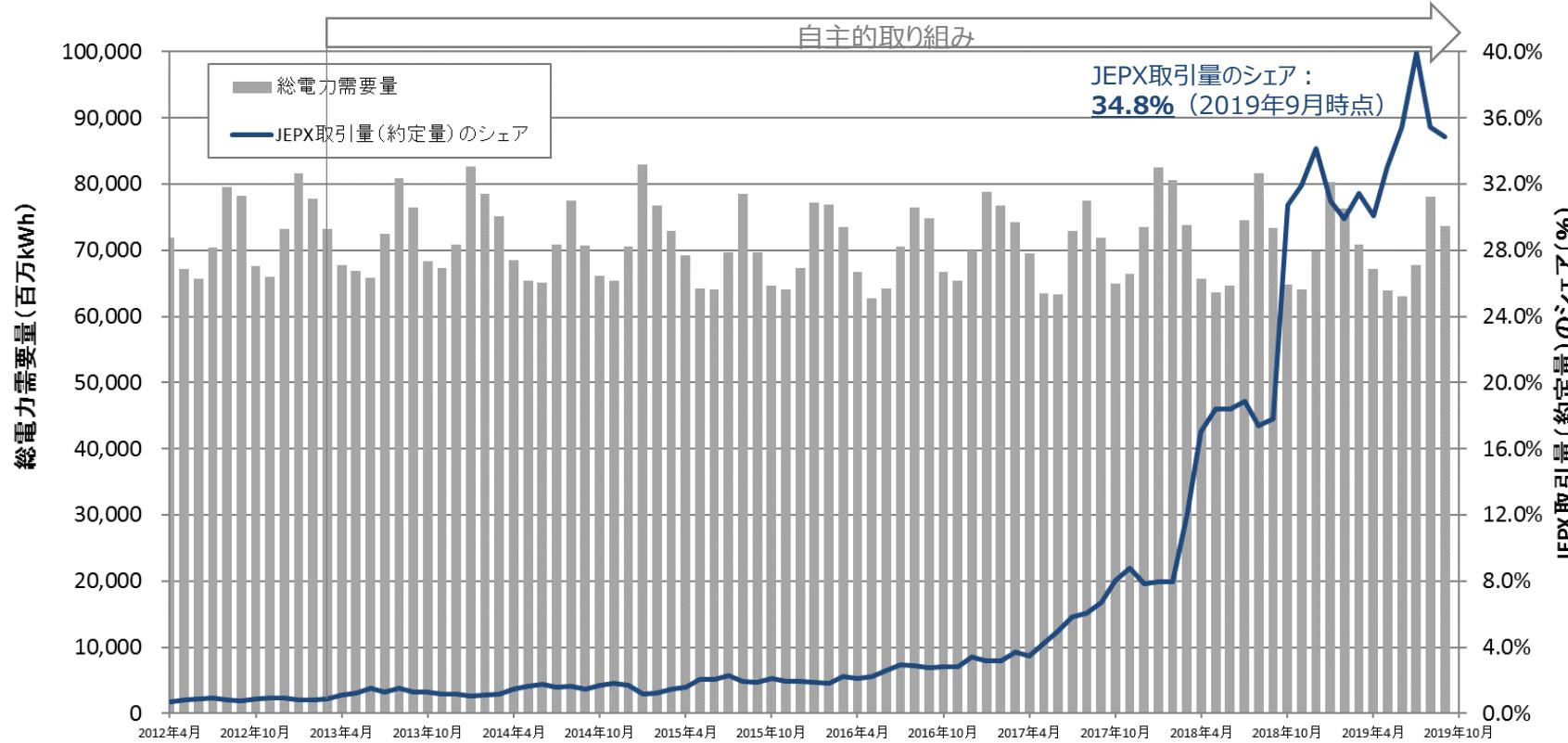
※ 月間分断発生率：スポット市場における30分毎の各コマのうち、隣り合うエリアのエアープライスが異なるコマの割合を月間で集計した値

# JEPX取引量（約定量）が電力需要に占めるシェアの推移

- JEPXにおける取引量（約定量）が日本の電力需要に占めるシェアは、2019年9月時点では34.8%（2019年7月～9月では平均36.6%）となっている。
- シェアの前年同時期対比は、2019年7月～9月では平均2.0倍となっている。

JEPX取引量（約定量）のシェアの推移

(2012年4月～2019年9月)



## JEPX取引量（約定量）のシェアの前年同時期対比

2018年						2019年								
7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月
3.2倍	2.9倍	2.6倍	3.8倍	3.6倍	4.4倍	3.9倍	3.7倍	2.6倍	1.8倍	1.8倍	1.9倍	2.1倍	2.0倍	2.0倍

# JEPXにおける価格ボラティリティの推移

- 価格の安定性を表すヒストリカル・ボラティリティは、2017年5月をピークに下降傾向にある。

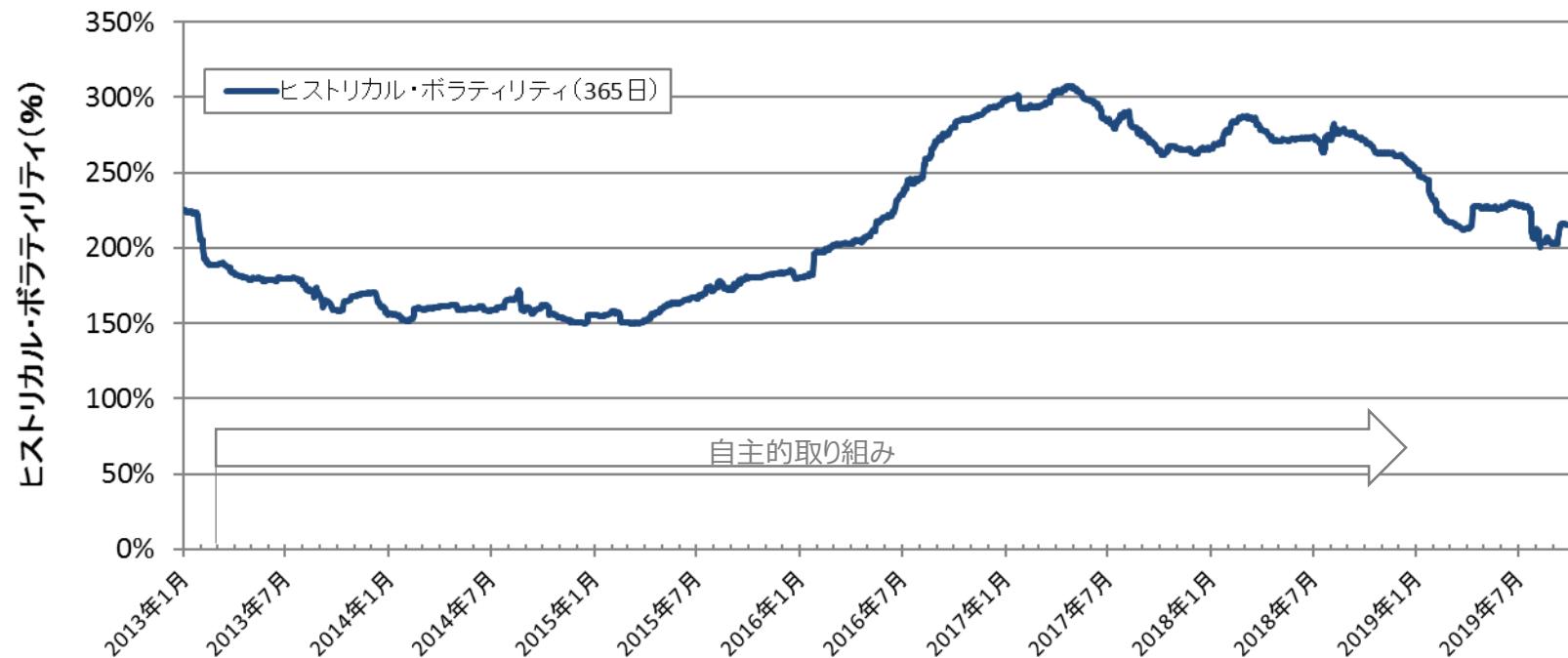
ヒストリカル・ボラティリティ（365日）

≡ [当該日から過去365日間についての、“システムプライスの前日対比”の自然対数の標準偏差] ×  $\sqrt{365}$

⇒ 当該日からの過去1年間の価格変動の大きさを指標化。小さくなるほど価格が安定的に推移していることを表す

⇒ 例えば、ヒストリカル・ボラティリティ=10%は、1年後のスポット価格が現在の±10%以内に納まる確率が68.27%であることを表す

スポット市場 価格ボラティリティの推移  
(2013年1月1日～2019年9月30日)



## (参考) ヒストリカル・ボラティリティの算定式

## ヒストリカル・ボラティリティの算出式

$HV(n)$ : 過去n日間の価格変動に基づくヒストリカル・ボラティリティ (今回は $n=365$ )

$P_n$  : n日前の価格 ( $P_0$ は算出時点の当日価格)

$m$  : 平均値

$$HV(n) = \sqrt{\frac{\left(\ln\left(\frac{P_0}{P_1}\right) - m\right)^2 + \left(\ln\left(\frac{P_1}{P_2}\right) - m\right)^2 + \cdots + \left(\ln\left(\frac{P_{n-1}}{P_n}\right) - m\right)^2}{n-1}} \times \sqrt{365}$$

## 価格の前日比の自然対数

(前日と比べた大小を同じ度合とするために自然対数を利用)

例)  $P_0$ (当日) = 50,  $P_1$  (前日) = 100の場合、前日差は▲50となり、前日比は1/2 (▲50%)、

一方、 $P_0$ (当日) = 100,  $P_1$  (前日) = 50の場合、前日差は+50となり、前日比は2 (+100%)、となるため、変化度合が異なる。それぞれ前日比の自然対数を取ると、いずれも±0.693と同値となる

## 年率への換算係数

(一般に、株式市場では年間の取引日として250を使用するが、今回は休日も含めた365を使用)

価格の前日比の自然対数の標準偏差 ( $\sigma$ ) = 1日あたりのボラティリティ

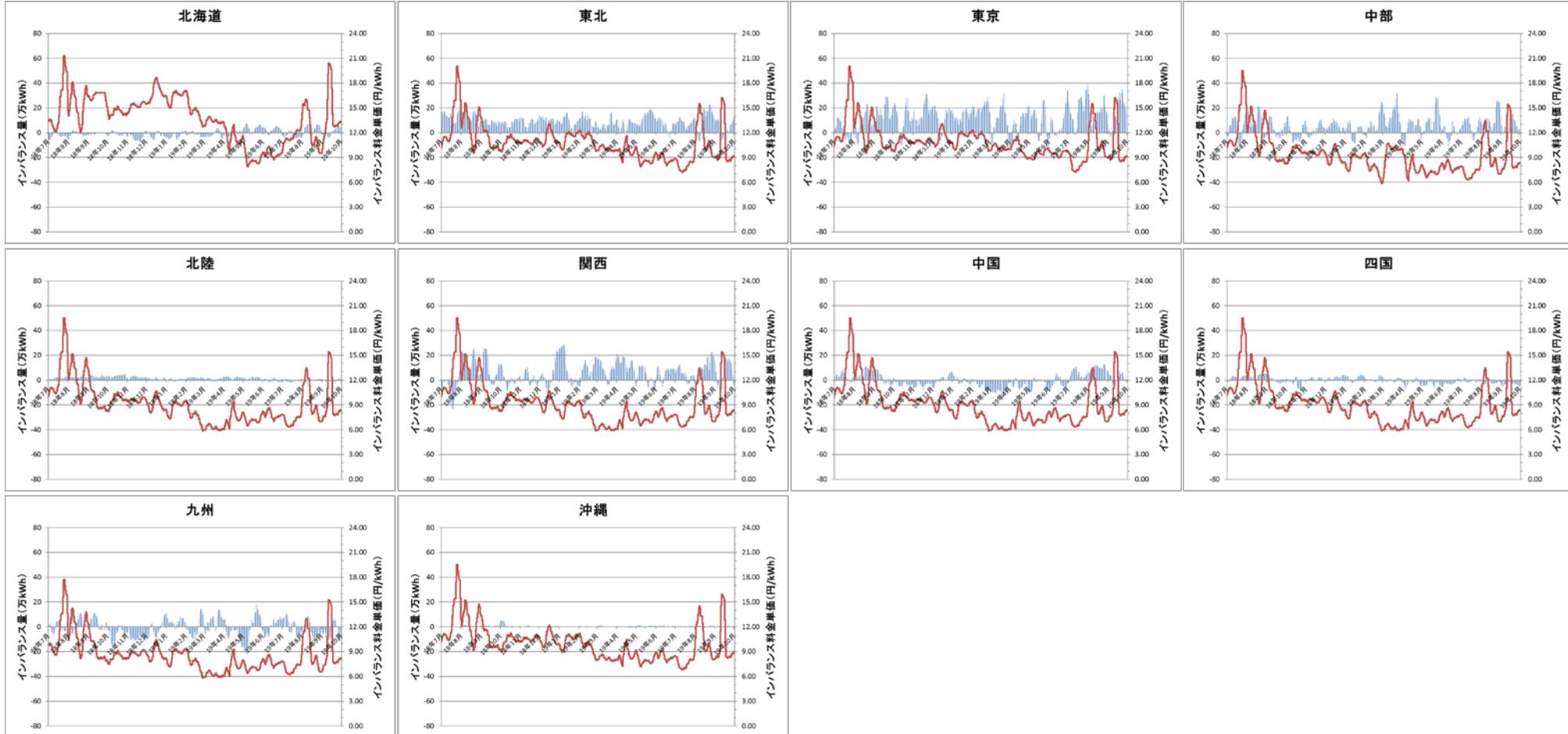
(測定値 (今回は価格の前日比の自然対数) のバラつき (平均値からの分布) を示し、標準偏差が小さいほど測定値が平均値周辺に集まっていることを意味する)

# インバランス料金単価・インバランス量の推移

○ 各エリアのインバランス料金単価及びインバランス量の推移（7日移動平均）は次のとおり。

インバランス料金単価・インバランス量の推移  
(2018年4月1日～2019年9月30日)

■ インバランス量（7日移動平均）  
— インバランス料金単価（7日移動平均）



出所：旧一般電気事業者公表のインバランス料金単価・インバランス量の確報値（2019年9月2日時点）より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成  
※ 2019年4月以降のインバランス料金単価には、インセンティブ定数K・Lが適用されるが、上記グラフには含まれない。

## (参考) インバランス算定式

- インバランスの精算単価は、次の式によって算定されており、JEPXの市場価格と連動したものとなっている。  
(2016年4月～2017年9月)

インバランス精算単価 = (スポット市場価格と1時間前市場価格の30分毎の加重平均値) × α + β

α : 系統全体の需給状況に応じた調整項

- ・全国大でのインバランスが不足の場合 : α1 > 1

- ・全国大でのインバランスが余剰の場合 : 0 < α2 < 1

β : 地域ごとの需給調整コストの水準差を反映する調整項

β = 当該エリアの年平均の需給調整コスト - 全国の年平均の需給調整コスト

(2017年10月～2019年3月)

インバランス精算単価 = (スポット市場価格と1時間前市場価格の30分毎の加重平均値) × α + β

α : 系統全体の需給状況に応じた調整項

β : 地域ごとの市場価格差を反映する調整項

(見直し内容)

- ・変動幅を制限する激変緩和措置の程度を軽減（算定に用いる入札曲線の両端除外幅を20%から3%に変更）

- ・β値は清算月の全コマにおけるエリアプライスとシステムプライスの差分の中央値

(2019年4月以降)

不足インバランス精算単価 = (スポット市場価格と1時間前市場価格の30分毎の加重平均値) × α + β + K

余剰インバランス精算単価 = (スポット市場価格と1時間前市場価格の30分毎の加重平均値) × α + β - L

α : 系統全体の需給状況に応じた調整項

β : 地域ごとの市場価格差を反映する調整項

K・L : インセンティブ定数（経済産業大臣が定める額）

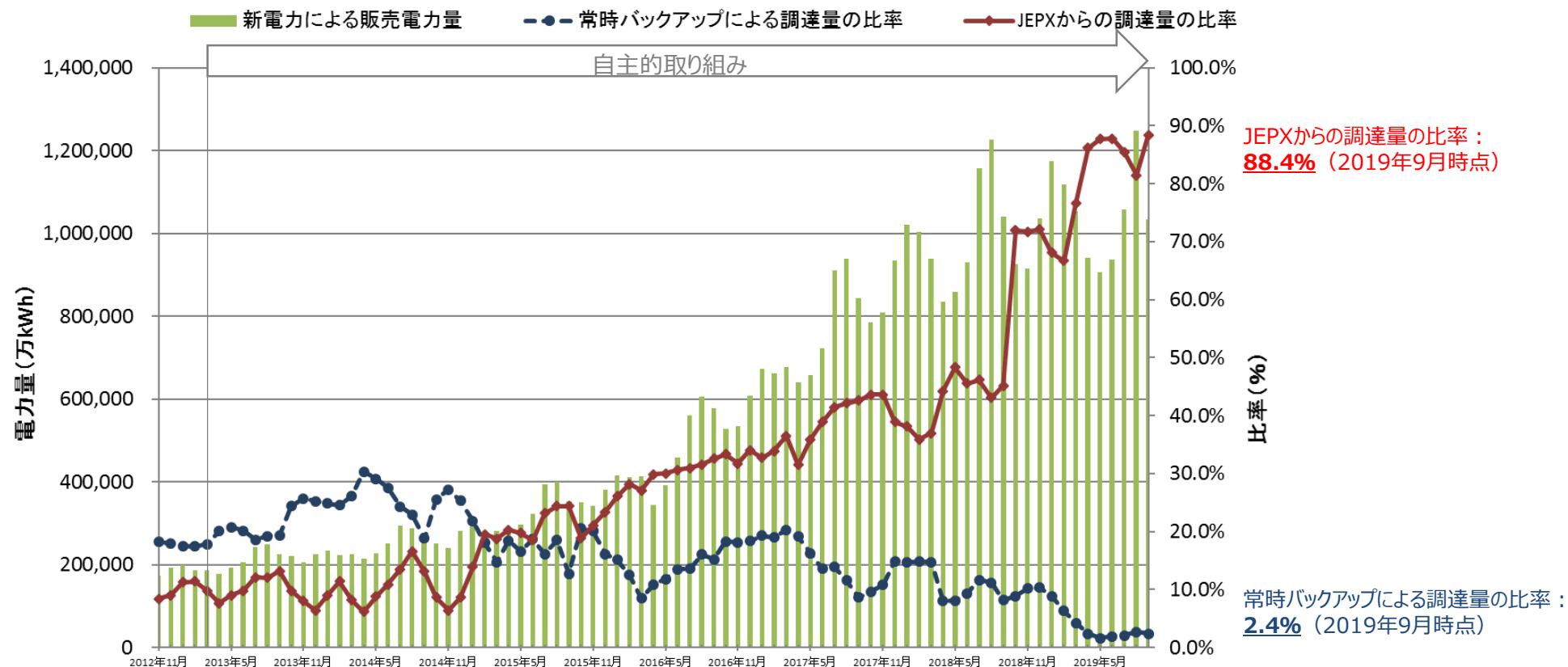
(見直し内容)

- ・定数 (K,L) を式に追加し、需給バランス一致のインセンティブを強化

# 新電力の電力調達の状況

- 新電力の電力調達状況を見ると、2019年9月時点において、JEPXからの調達量の比率は88.4%、常時バックアップによる調達量の比率は2.4%となっている。

新電力の電力調達の状況  
(2012年11月～2019年9月)



# 電力市場のモニタリング報告

## 【2019年7月-9月期報告】

- ◆ 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
  - 売買両建て入札の実施
  - グロス・ビディングの状況
  - 時間前市場への入札可能量
  - 卸電気事業者の電源の切出し
  - 相対取引の状況

## 【中長期推移報告】

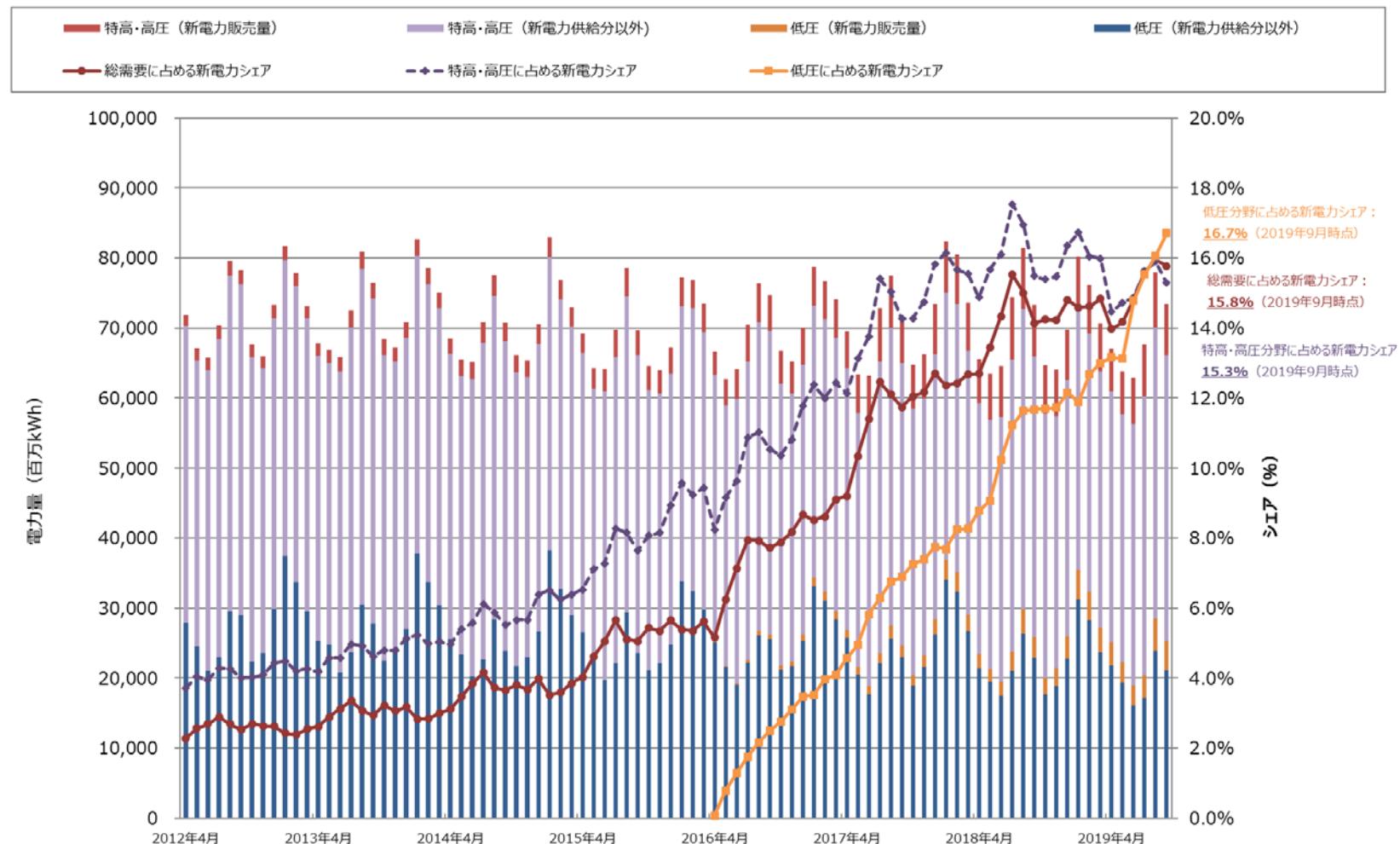
- ◆ 卸電力市場
  - 卸電力取引所
    - 約定量の推移
    - 約定価格の推移
    - 市場の指標性の推移
  - 新電力の電力調達の状況

- ◆ 小売市場
  - シェアの推移
  - 部分供給の実施状況
  - スイッチングの動向

# 新電力シェアの推移

- 販売電力量ベースで見た新電力の市場シェアは徐々にではあるが着実に上昇している。
- 具体的には、2019年9月時点において、総需要に占める新電力シェアは約15.8%、特高・高圧需要に占める新電力シェアは約15.3%、低圧需要に占める新電力シェアは約16.7%となっている。

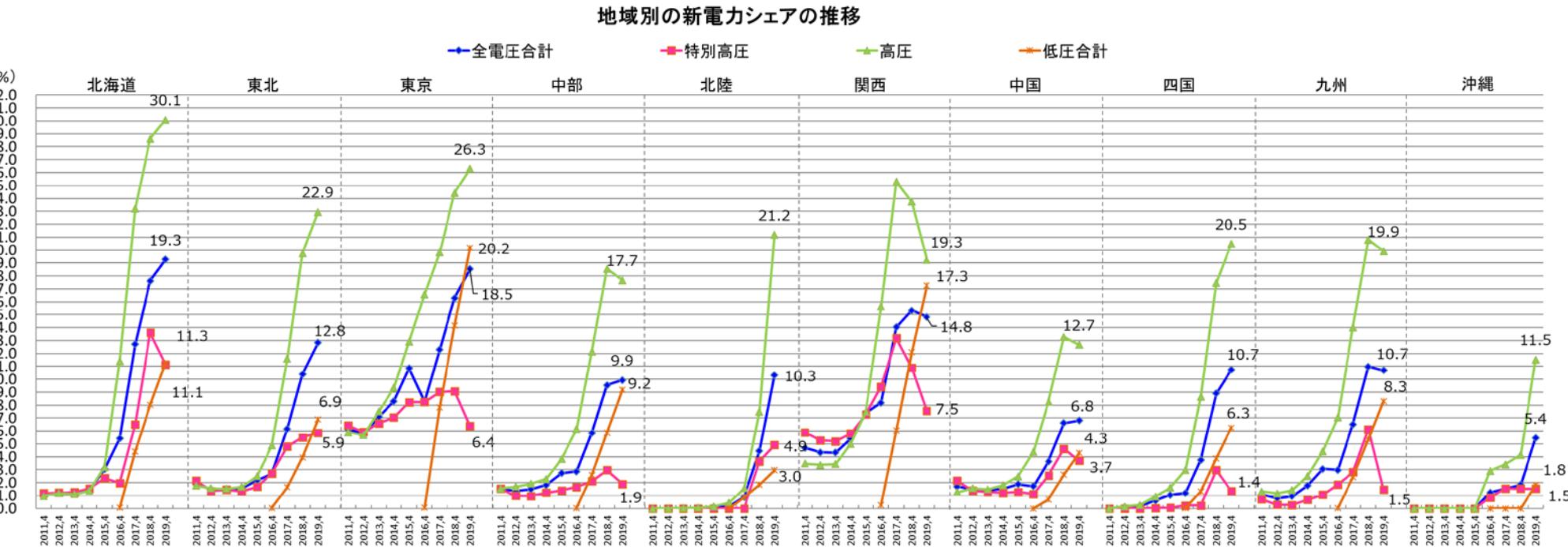
新電力の市場シェア（2012年4月～2019年9月）



(出所：発受電月報、電力取引報)

# 地域別の新電力シェアの推移（年度別）

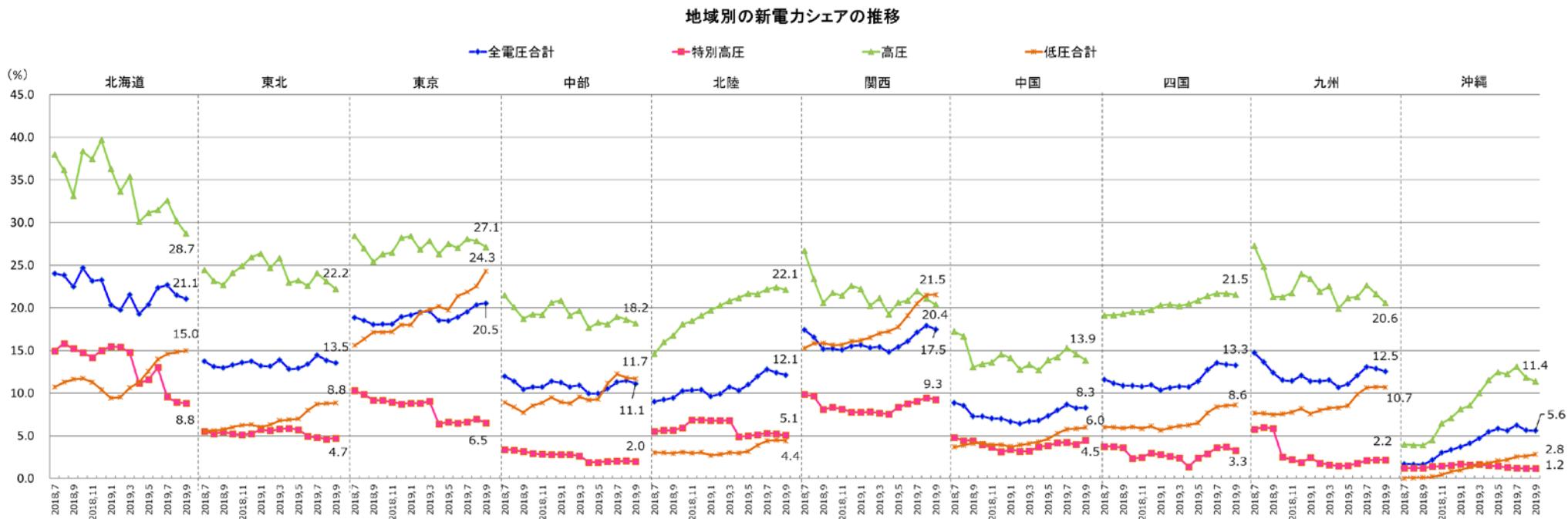
- 地域別の新電力の販売電力量シェアは、概ね増加傾向にある。新電力の販売電力シェアが高い地域として、北海道、東京、関西が挙げられる。



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を2018年7月から月別に見ると、概ね増加傾向であるものの、前月と比較して減少する場合もある。

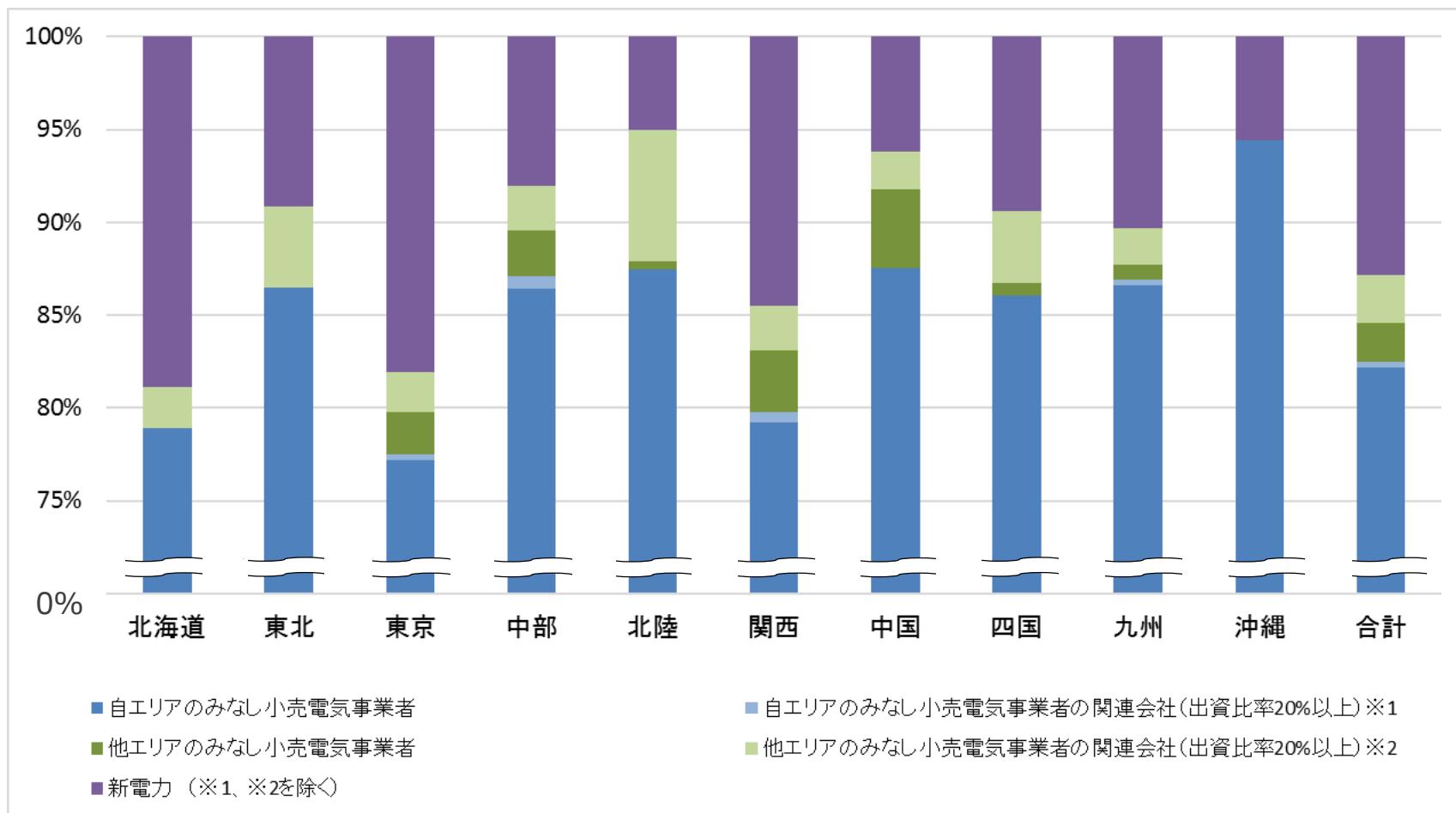


出所：電力取引報

# 地域別の市場シェア

- みなし小売電気事業者及びその子会社による旧供給区域外への進出は、2019年6月時点と比較すると増加。旧供給区域外への供給は全体の約4.7%。地域別では沖縄を除く全ての地域で域外供給が行われており、具体的には、北海道(約2.2%)、東北(約4.4%)、東京(約4.4%)、中部(約4.8%)、北陸(約7.5%)、関西(約5.7%)、中国(約6.3%)、四国(約4.6%)、九州(約2.8%)となっている。

地域別の市場シェア（2019年9月）

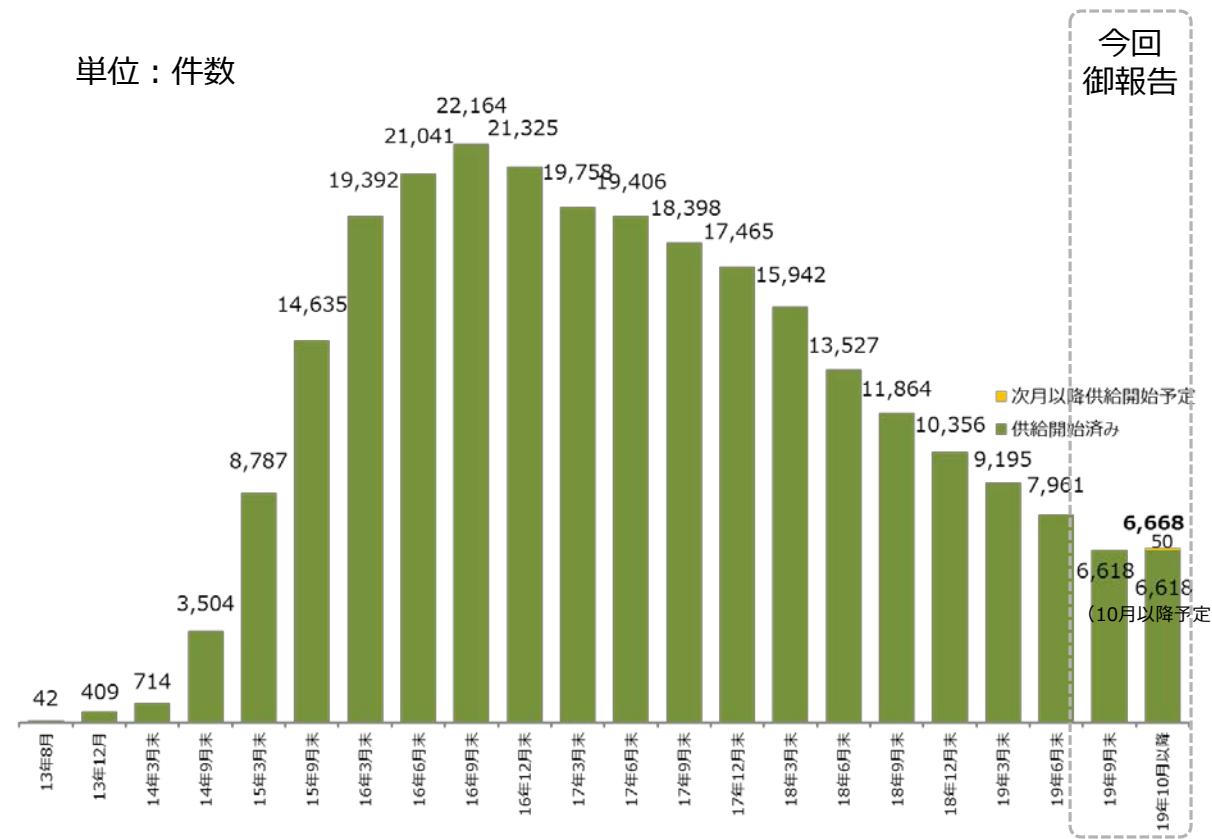


# 部分供給の実施状況

- 2019年9月末時点の部分供給による供給件数は、前回モニタリング報告時（2019年4月～6月を対象）の6月末時点から減少し、6,668件であった（沖縄以外のエリアで供給件数に減少が見られた）。
- 供給形態としては、「新たな形態※」が大半を占めている。

## 部分供給件数の推移

単位：件数



## 2019年9月末時点における部分供給件数

単位：件数

単位	区分	通告型		横切り型		その他 (新たな 形態)	合計		
		負荷追従主体		負荷追従主体					
		旧一般 電気事 業者	新電力	旧一般 電気事 業者	新電力				
北海道	9月末	0	25	0	55	44	124		
	10月以降	0	4	0	0	0	4		
東北	9月末	0	60	0	0	401	461		
	10月以降	0	0	0	0	0	0		
東京	9月末	0	18	0	689	0	707		
	10月以降	0	2	0	0	0	2		
中部	9月末	0	0	0	0	441	441		
	10月以降	0	0	0	0	1	1		
北陸	9月末	0	0	0	28	0	28		
	10月以降	0	0	0	0	0	0		
関西	9月末	13	22	0	0	589	624		
	10月以降	0	3	0	0	0	3		
中国	9月末	1	7	0	0	326	334		
	10月以降	0	0	0	0	0	0		
四国	9月末	0	1	0	0	114	115		
	10月以降	0	1	0	0	0	1		
九州	9月末	0	189	0	0	3,477	3,666		
	10月以降	0	20	0	0	16	36		
沖縄	9月末	13	0	96	9	0	118		
	10月以降	0	0	3	0	0	3		
合計	9月末	27	322	96	781	5,392	6,618		
	10月以降	0	30	3	0	17	50		

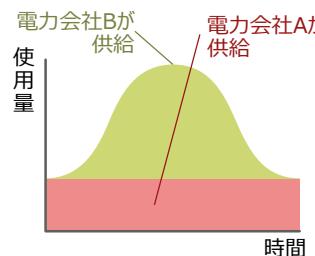
出所：旧一般電気事業者からの提供情報

※ 新たな形態とは、旧一般電気事業者（又は新電力）が一定量までの負荷追隨供給を行い、新電力（又は旧一般電気事業者）が一定量以上の負荷追隨供給を行う供給形態。ただし、電力会社によっては、新たな形態と従来の形態（通告型、横切り型）の件数の切り分けが出来ない場合があり、その場合は従来の形態にまとめて件数を計上している。

# (参考) 部分供給のパターン

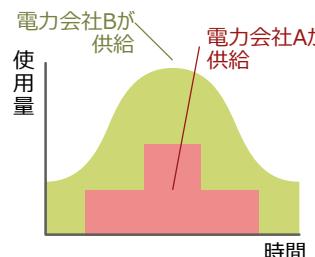
## 「部分供給に関する指針」に例示しているパターン

「横切り型①」



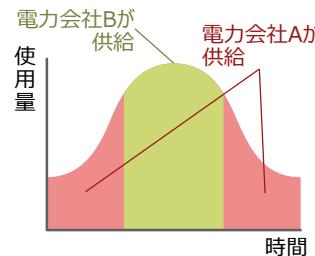
- 旧一般電気事業者（又は新電力）が一定量のベース供給を行い、新電力（又は旧一般電気事業者）が負荷追隨供給を行う供給形態※ ベース供給とは、負荷追隨を行わず、一定量の電力供給を行う形態の電力供給を指す

「通告型②」



- 新電力（又は旧一般電気事業者）が通告値によるベース供給を行い、旧一般電気事業者（又は新電力）が当該ベース供給（通告値によるもの）を除いた負荷追隨供給を行う供給形態

「縦切り型③」

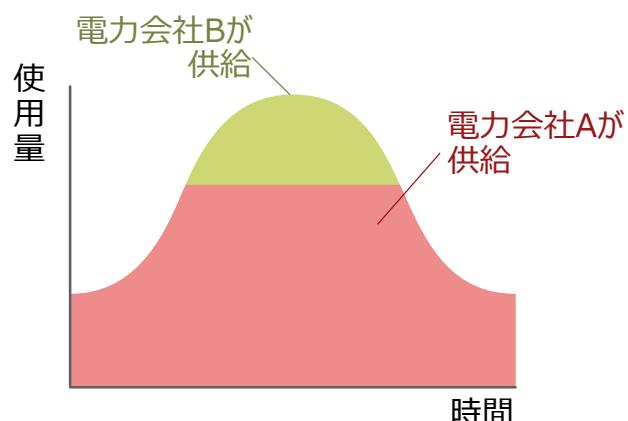


- ある電気事業者（旧一般電気事業者又は新電力）が一部の時間帯に負荷追隨供給を行い、他の電気事業者がそれ以外の時間帯に負荷追隨供給を行う形態

## 「新たな形態」としている部分供給パターン

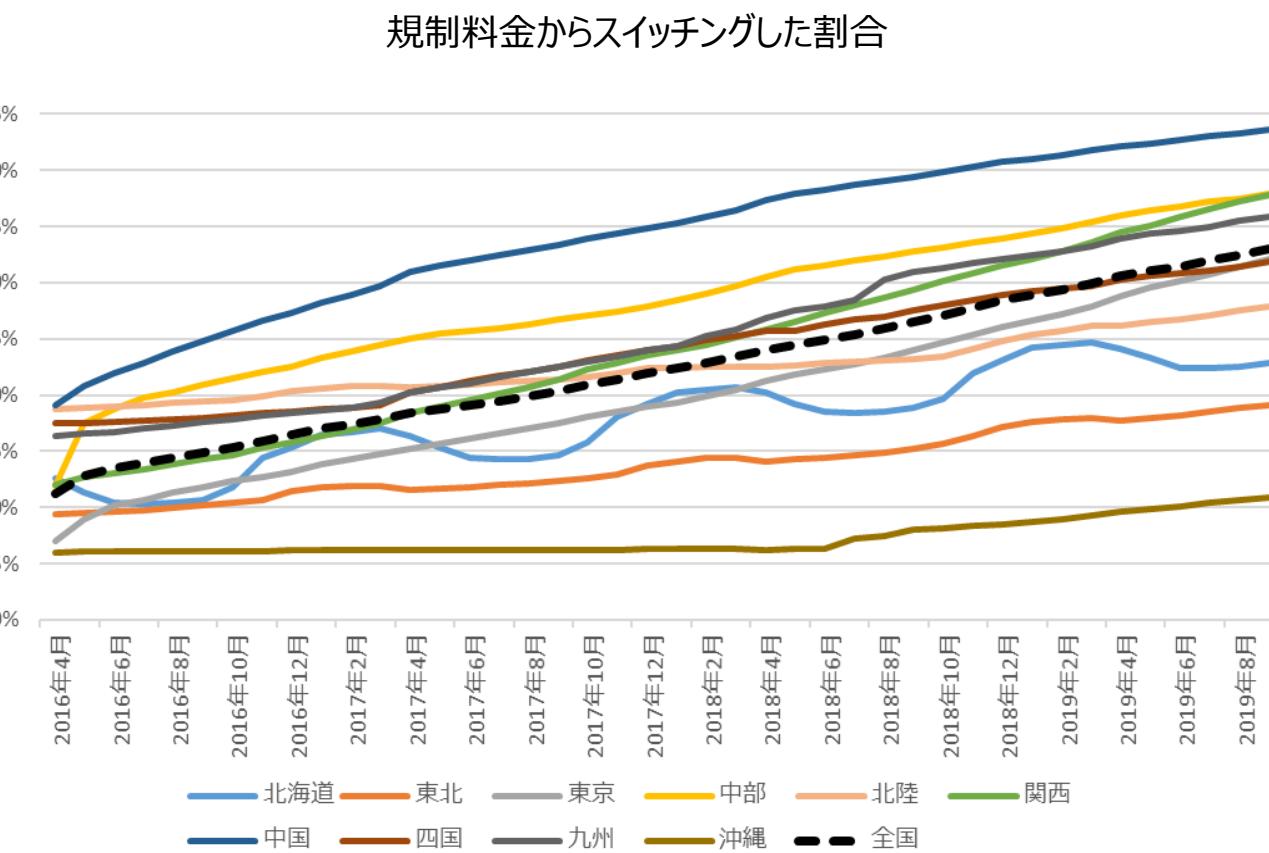
旧一般電気事業者（又は新電力）が一定量までの負荷追隨供給を行い、新電力（又は旧一般電気事業者）が一定量以上の負荷追隨供給を行う供給形態

需要家の需要カーブは季節によっても異なることから、需要家の要求を最大限踏まえ、供給の在り方の選択肢を拡大するため、パターン①で言うベース供給を担うとされている電気事業者が、量を閾値に時間帯によっては負荷追隨を行うもの



# 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、エリア毎にばらつきはあるものの総じて見れば継続的に上昇しており、2019年9月時点で全国33.0%となっている。



	2019年9月
北海道	22.9%
東北	19.1%
東京	32.1%
中部	37.9%
北陸	27.9%
関西	37.8%
中国	43.6%
四国	31.9%
九州	35.9%
沖縄	10.9%
全国	33.0%

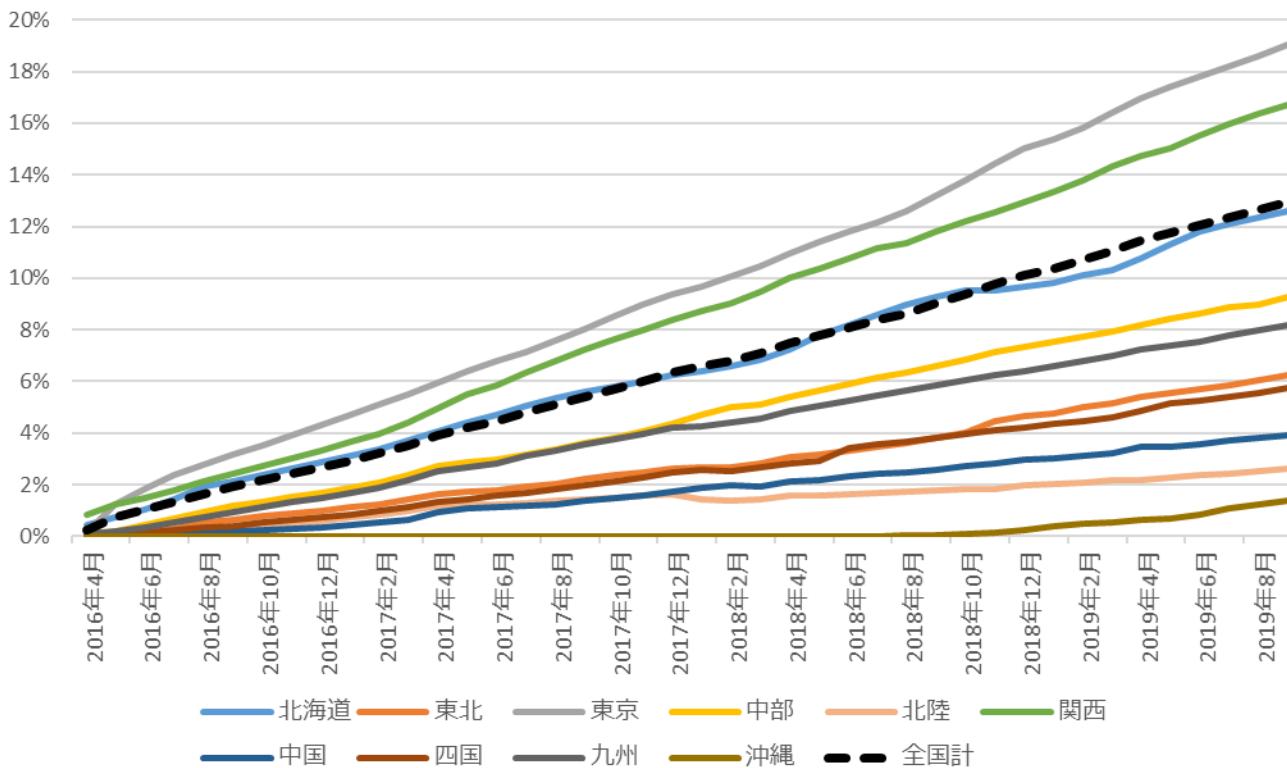
※沖縄は、低圧電灯のみで算出

(出所) 発受電月報、電力取引報

## 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）へのスイッチングは、エリア毎にはらつきはあるものの総じて見れば継続的に上昇しており、2019年9月時点で全国12.9%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



	2019年9月
北海道	12.6%
東北	6.2%
東京	19.0%
中部	9.3%
北陸	2.6%
関西	16.7%
中国	3.9%
四国	5.7%
九州	8.2%
沖縄	1.4%
全国	12.9%

(出所) 電力取引報

# 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においては、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8月2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9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6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6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1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6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9月27日第11回制度設計専門会合（2016年4月-2016年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-2016年9月期報告）
  - 第10回モニタリング：2017年3月31日第16回制度設計専門会合（2016年10月-2016年12月期報告）
  - 第11回モニタリング：2017年6月27日第19回制度設計専門会合（2017年1月-2017年3月期報告）
  - 第12回モニタリング：2017年9月29日第22回制度設計専門会合（2017年4月-2017年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-2017年9月期報告）
  - 第14回モニタリング：2018年3月29日第28回制度設計専門会合（2017年10月-2017年12月期報告）
  - 第15回モニタリング：2018年6月19日第31回制度設計専門会合（2018年1月-2018年3月期報告）
  - 第16回モニタリング：2018年9月20日第33回制度設計専門会合（2018年4月-2018年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-2018年9月期報告）
  - 第18回モニタリング：2019年4月25日第37回制度設計専門会合（2018年10月-2018年12月期報告）
  - 第19回モニタリング：2019年6月25日第39回制度設計専門会合（2019年1月-2019年3月期報告）
  - 第20回モニタリング：2019年9月13日第41回制度設計専門会合（2019年4月-2019年6月期報告）
- 今回は、2019年（令和元年）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。