

# 指定等基準に関する検討①

## (競争の持続的確保)

平成30年11月19日(月)



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

# 本資料の位置づけ

- 競争の持続性を検討するにあたっては、新電力の電源アクセスがエリアの旧一般電気事業者と同等といえるか否かが鍵になる旨の指摘が委員・オブザーバーからあった。（資料3）。
- 具体的には、我が国においては、旧一般電気事業者（発電部門）が各エリアにおける発電能力の大宗を保有している現状においては、当該電源へのアクセスについては、旧一般電気事業者（小売部門）と新電力の間のイコールフットイングが重要であり、逆に、それが確保されず発電能力に関する市場支配力が小売市場において梃子として利用されるおそれがある場合※1、小売市場における新電力の事業運営が困難となり得るため、競争が持続的に確保されているとは評価できない可能性がある。※2

※1 例えば、旧一般電気事業者（小売部門）が合理的理由なく、市場価格より著しく安価に当該電源を利用できる場合。

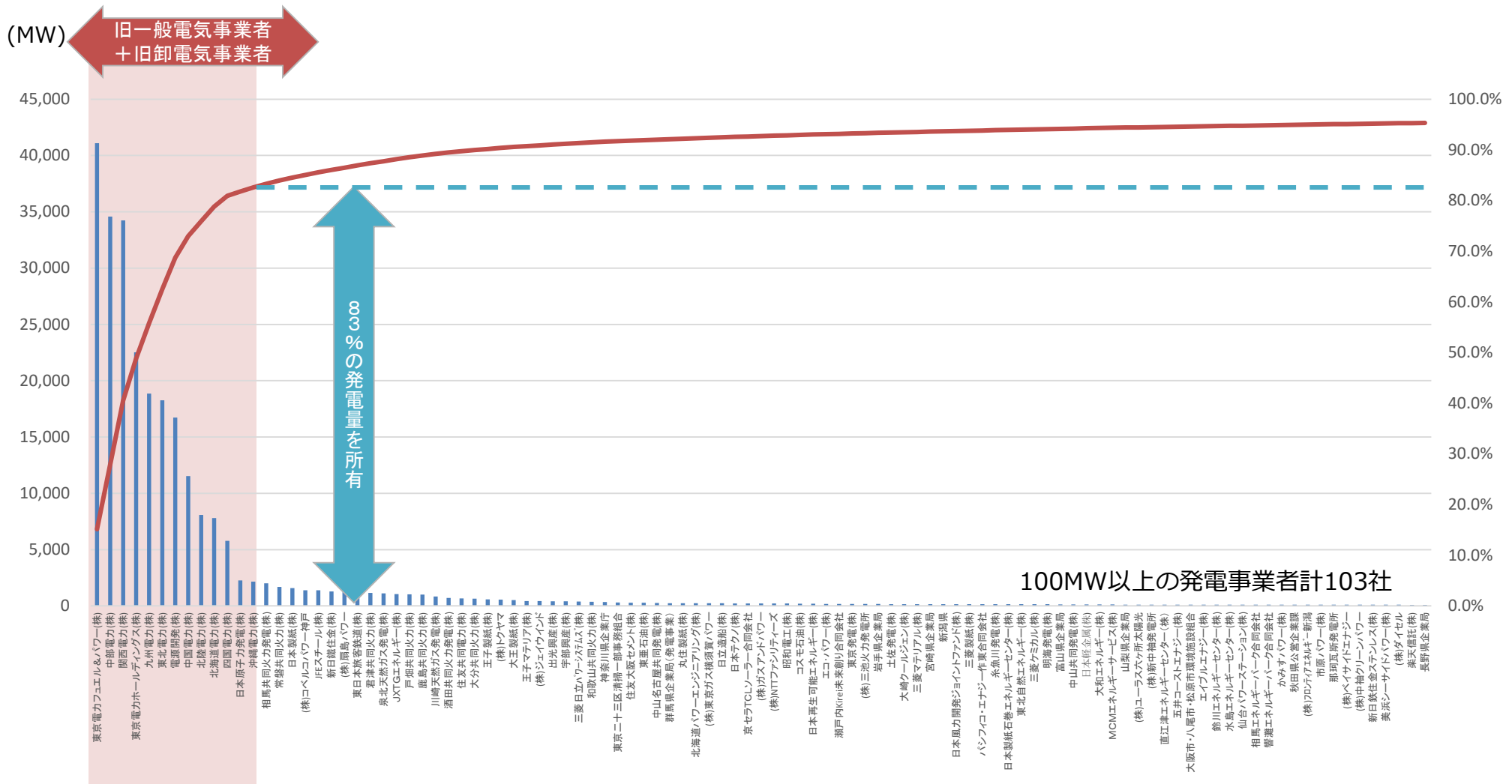
※2 実際に、一部エリアにおいては、新電力にスイッチング申込みをした顧客に対して、旧一電がより安価な小売価格をオファーして当該スイッチングをキャンセルさせる「取り戻し営業」などの事例が見られるとの指摘がオブザーバーからなされた。

- そこで、本資料では、競争の持続性確保、とりわけ電源アクセスについて検討を深めるため、まずは、①我が国における新電力の電源アクセスに関するこれまでの施策や②諸外国における関連する取り組みについて整理を行い、論点を抽出することとしたい。

- 1. 我が国における卸電力市場活性化に向けたこれまでの取組状況**
2. 諸外国における関連する取り組み
3. 電源アクセスに関する論点

# (参考) 我が国における電源保有の構造

- 我が国の電源は、旧一般電気事業者と旧卸電気事業者（電源開発等）が出力ベースで83%を所有している。



出所) 資源エネルギー庁「電力調査統計」(2018年7月)より事務局作成

# 旧一般電気事業者の取組の実施状況

- 旧一般電気事業者はこれまで、余剰電力の全量市場供出をはじめとする取組みを実施してきた。
- 我が国では、旧一般電気事業者の卸発電部門が発電能力の大宗を保有し、かつ、小売部門と垂直統合している会社が多い中、これらの取組みは市場の活性化を図る上で重要な意義を持ち、短期市場の流動性向上などに一定の効果を上げている。

## 主な取組の内容

### ①常時バックアップ

- ✓ 旧一般電気事業者は、新規参入者に対し、新規獲得需要の一定割合について、相対供給を行う（2000年～）

### ②余剰電力の全量市場供出

- ✓ 発電能力のうち、調整力や入札制約を除いた余力の全量を、原則、限界費用ベースで卸電力取引所へ投入（2013年～）

### ③電発電源の切出し

- ✓ 旧一般電気事業者が長期相対契約を結んでいる電源開発との契約を見直し、市場に切出し（順次）

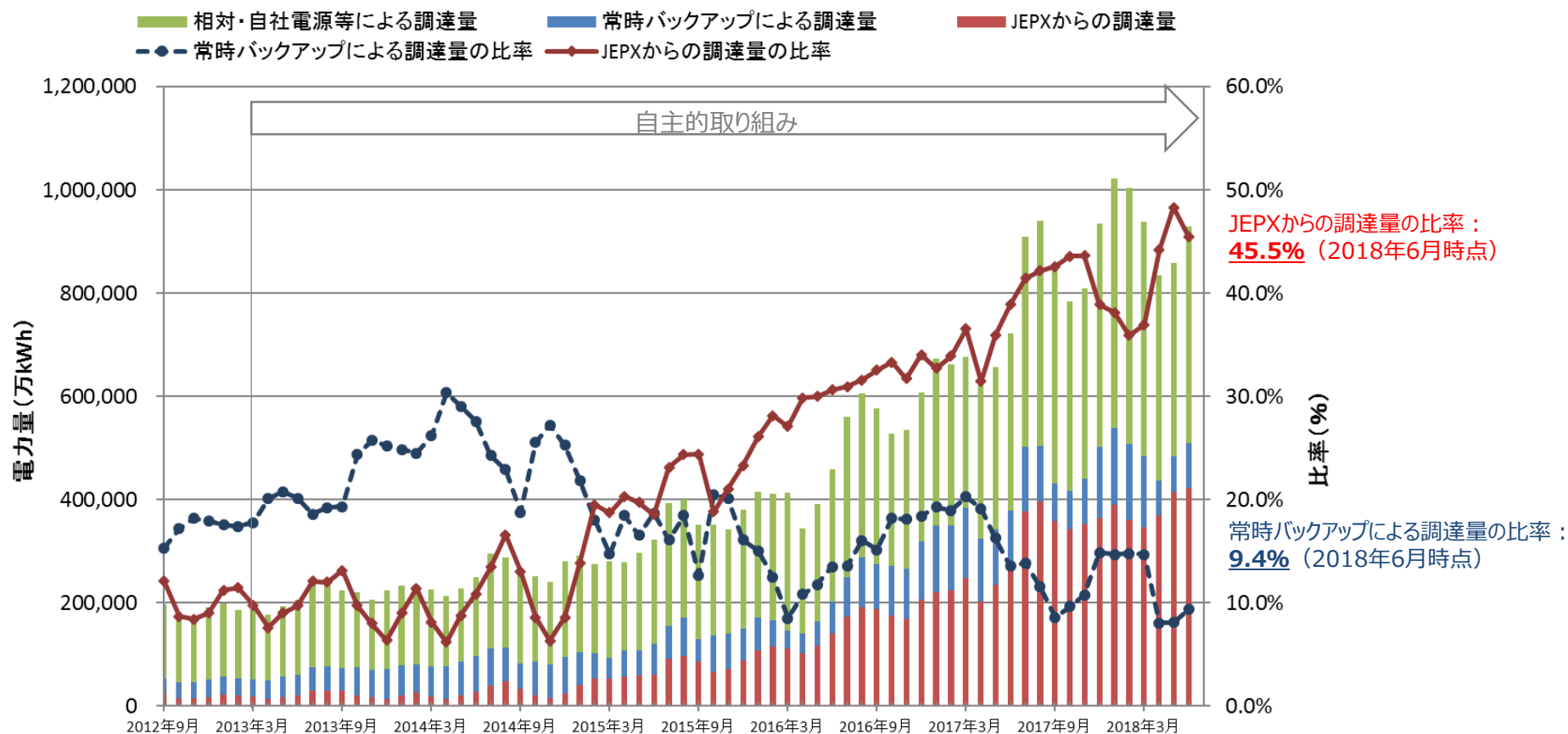
### ④グロス・ビディング

- ✓ 旧一般電気事業者がこれまで、発電事業・小売事業間の内部取引として行っていた電力売買取引の一部を、取引所経由で実施（2017年～）

# 新電力の電力調達状況

- 発電能力を必ずしも保有しない新電力は、電力調達を現物取引所に依存する割合が年々増加。新電力の電力調達量に占める比率は、常時バックアップが9.4%程度であるのに対し、取引所は45%程度（2018年6月時点）。

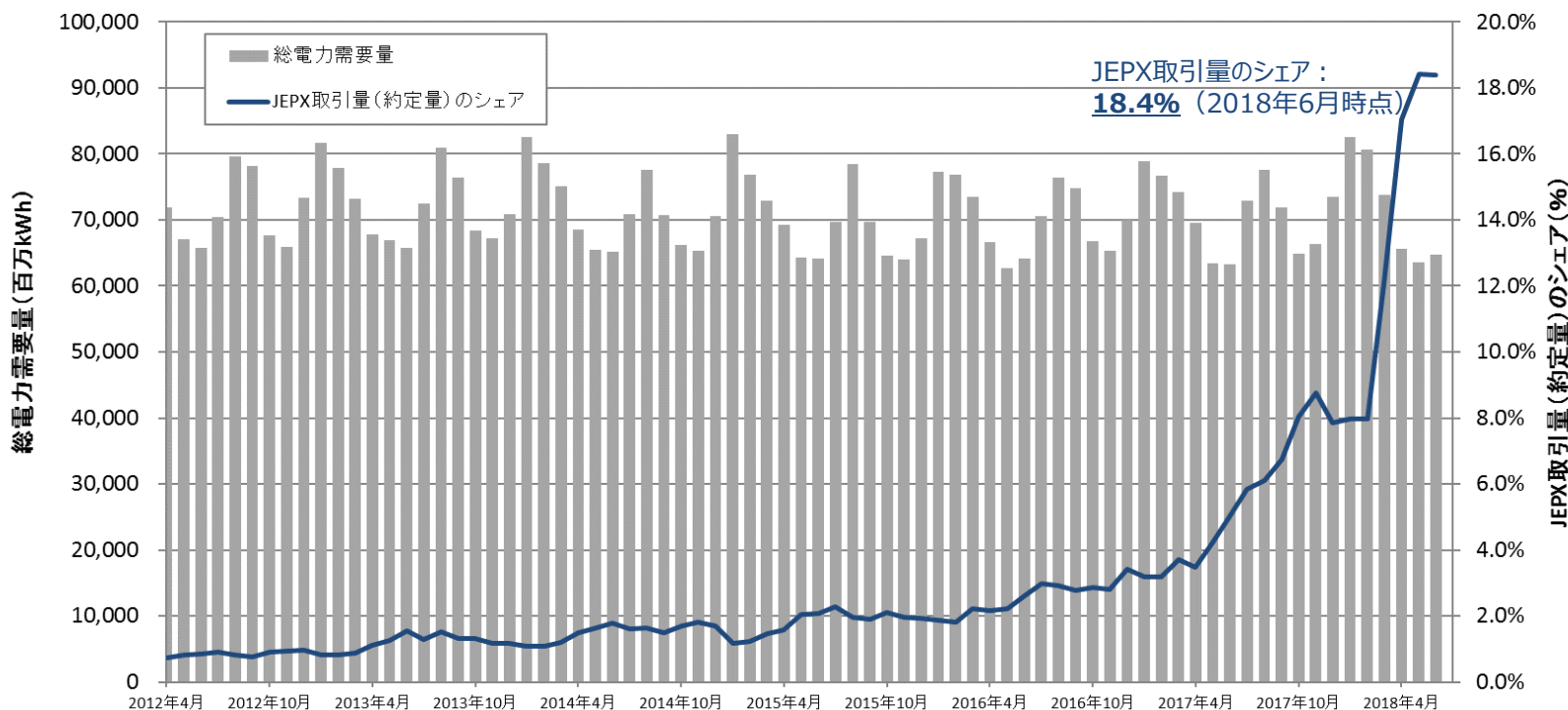
新電力の電力調達の状況  
(2012年9月～2018年6月)



# 卸電力取引所の取引量推移

- 日本卸電力取引所（JEPX）における取引量は一貫して増加（我が国電力需要に占めるシェアは、本年6月末で18%程度）。今後も、間接オークション導入等の影響で一層の伸びが見込まれる。

JEPX取引量(約定量)のシェアの推移  
(2012年4月～2018年6月)

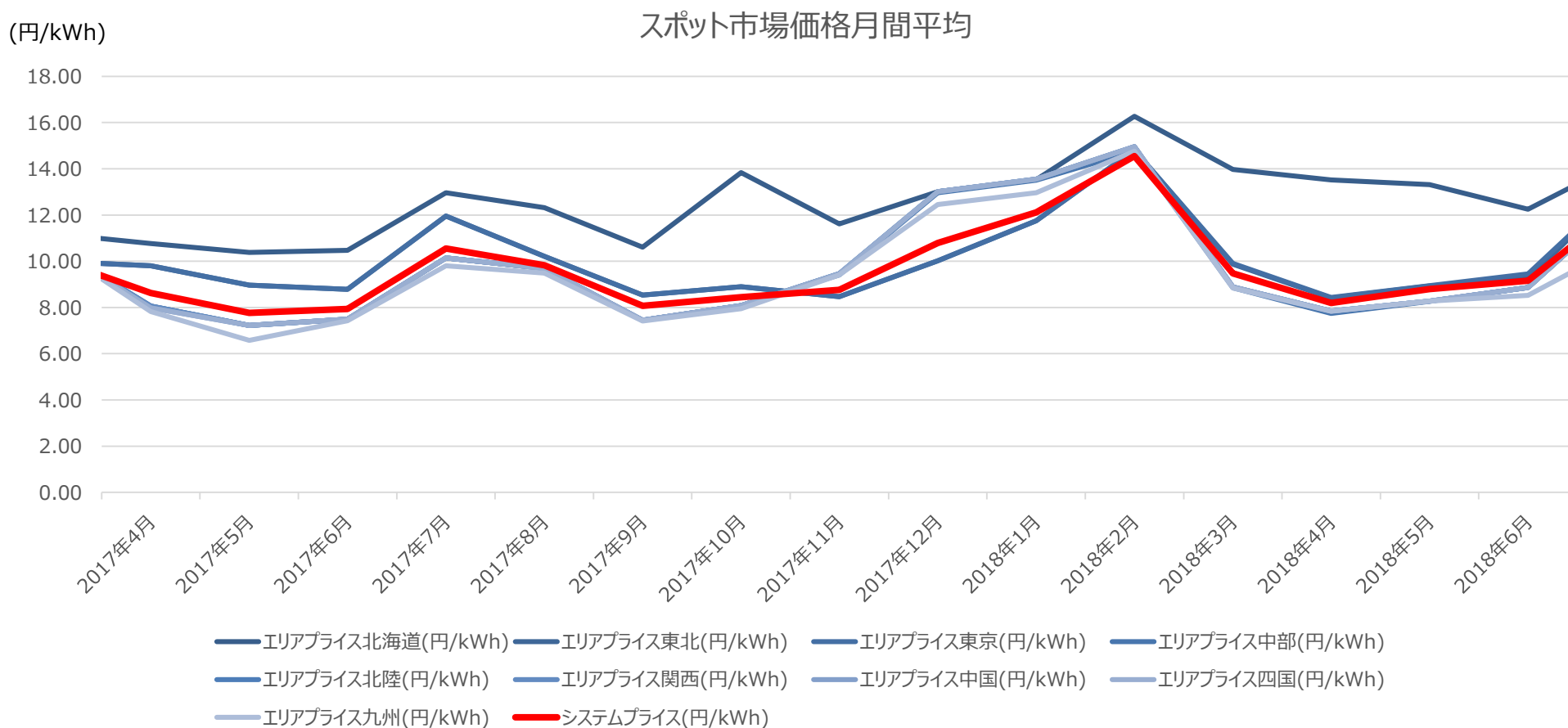


JEPX取引量 (約定量) のシェアの前年同時期対比

2017年									2018年					
4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	4月	5月	6月
1.6倍	1.9倍	1.9倍	2.0倍	2.1倍	2.4倍	2.8倍	3.1倍	2.3倍	2.5倍	2.5倍	3.3倍	4.9倍	4.4倍	3.7倍

# スポット市場月間平均価格の推移

- スポット市場のシステムプライス及びエリアプライスの月間平均価格は、概ね8～16円/kWh程度で推移しており、2017年7月からの2018年6月までの年間平均価格は9.90円/kWhとなっている。





# ① 常時バックアップ

- 常時バックアップとは、旧一般電気事業者が新規参入者に対して、継続的に電力の卸供給を行うことを指し、2000年の部分自由化と併せて導入された。
- 常時バックアップの基本的な考え方は、各社の小売料金認可時の想定での全電源平均コスト(固定費・可変費を含む)を、kWの基本料金とkWhの従量料金に分配し、そこに燃料調整費を加減したもの。
- 新規参入者のベースロード電源不足に対応すべく、2013年には、「旧一般電気事業者各社は常時バックアップをベースロード電源代替として活用できるよう、常時バックアップの運用を変更。

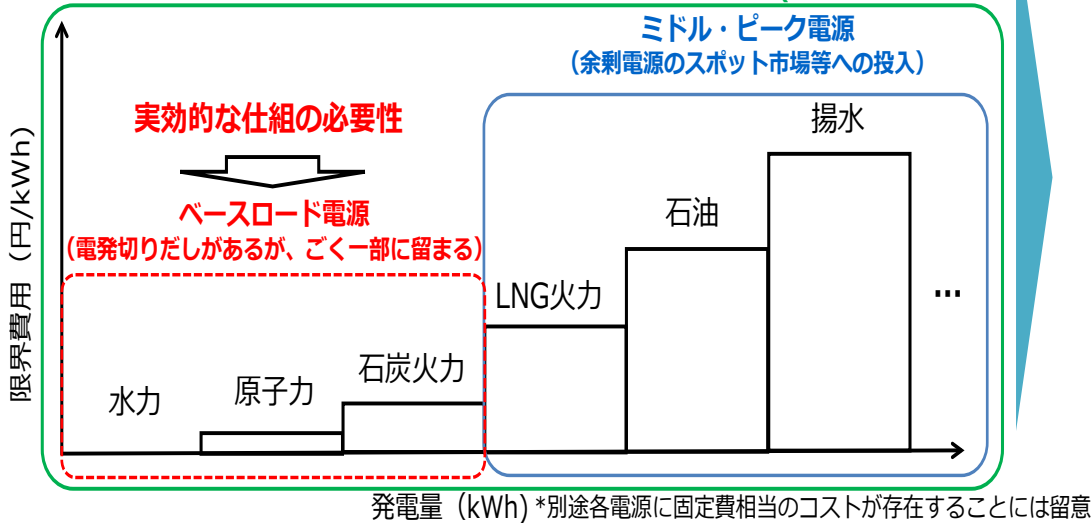
## 常時バックアップ価格の考え方

- 常時バックアップは、各社の小売料金認可時点の想定で、全電源平均コストをもとに、各社で独自に設定を行っている。
- この全電源平均コストを、右図のkWの基本料金とkWhの従量料金に分配し、燃料費調整額を加えた料金体系となっている。

平成28年12月5日第5回市場  
整備ワーキンググループ資料より

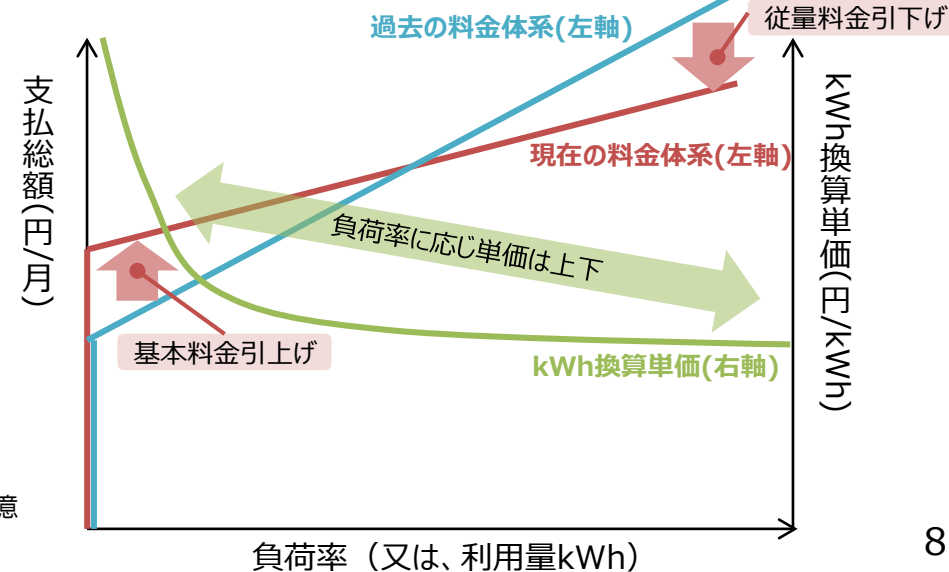
### 全電源平均(常時バックアップ)

【各種電源へのアクセス支援措置(イメージ)】  
\*再エネは除く



## 常時バックアップの料金体系

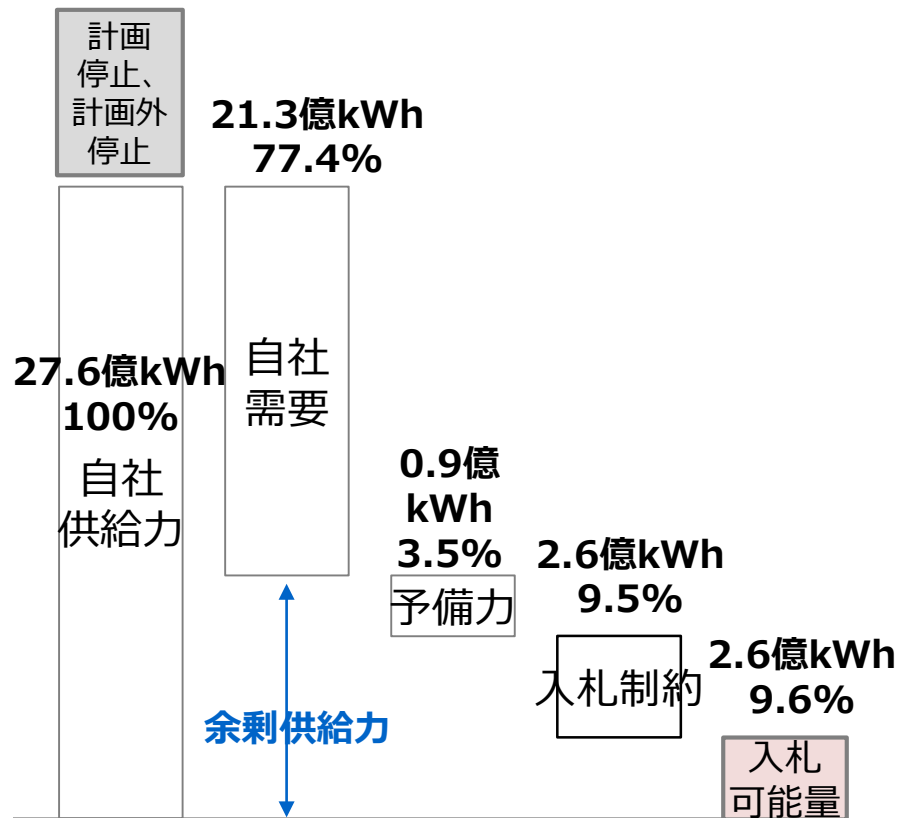
- 従来、基本料金が低く、従量料金が高い設定であったが、平成25年2月の「電力システム改革専門委員会報告書」(電力システム改革専門委員会)にて「卸電力市場が機能するまでの当面の間、ベース電源代替としての活用に資するよう、常時バックアップの基本料金を引き上げ、従量料金を引き下げる」ことが求められ、料金体系を見直した。
- 新電力にとっては、スポット市場と差し替えることが可能なオプション性を持ち、負荷率は市況見合いで変化。kWh換算の単価は、負荷率が高ければより安価に、低ければ更に高価に。



## ②余剰電力の全量市場供出 自主的取組の位置づけ

- 旧一般電気事業者9社は、「電力システム改革専門委員会報告書」（2013年2月）における整理を踏まえ、自主的取組として、①限界費用ベースで②余剰電力の全量を卸電力取引所のスポット市場へ投入している。この背景には、その大半が総括原価方式の下で形成された旧一般電気事業者保有電源を卸電力市場の活性化のために最大限、経済合理的に活用しようとの考え方がある。
- 余剰電力の全量（＝入札可能量）とは、基本的には、各コマにおける「（計画停止※、計画外停止※を除く）自社供給力－自社想定需要－予備力※－入札制約※」によって算定される量であると考えられる。

### 【各コマにおける入札可能量の算定イメージ】



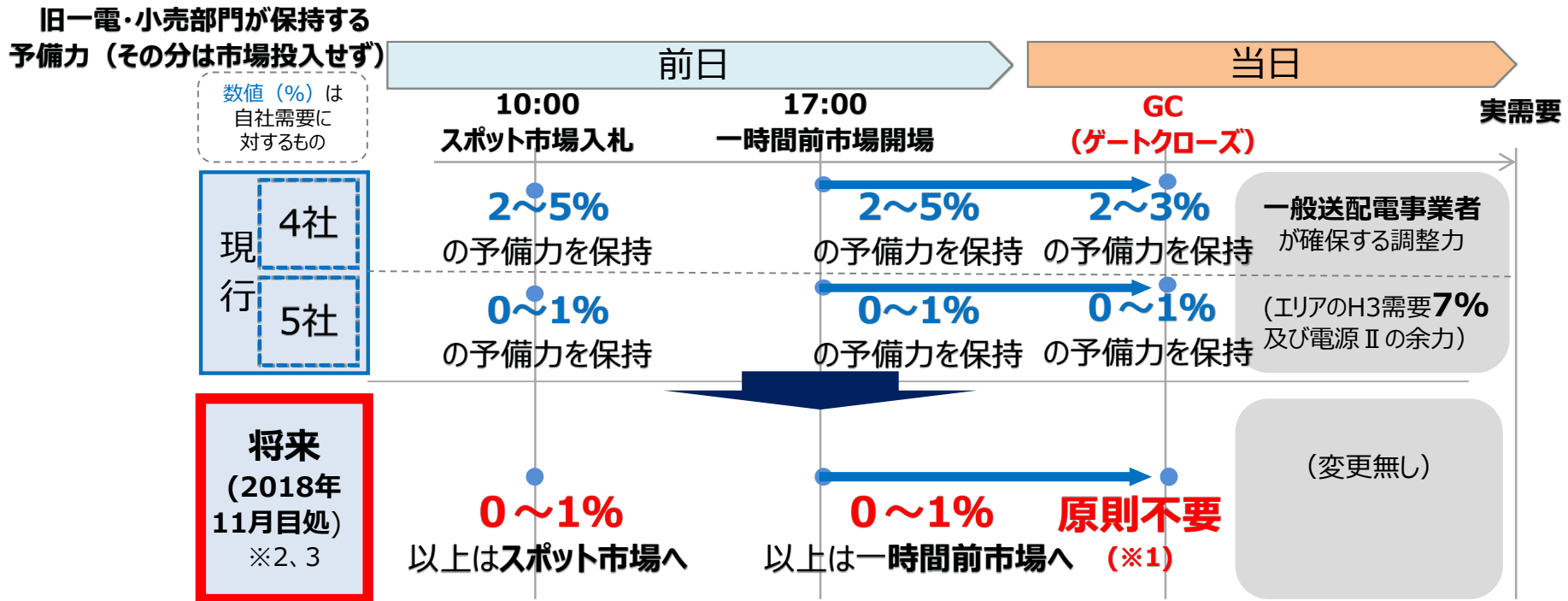
※計画停止：発電事業者が意図して、発電ユニットを電力系統から解列させること  
 計画外停止：発電事業者の意図とは無関係に、発電ユニットが電力系統から解列すること  
 予備力：小売電気事業者として需要の上振れ等の可能性に対応するために一定の確保を行う供給力。削減の取組については次頁に詳述。  
 入札制約：発電所の運用面その他の必要から、入札対象とすることを制約する合理的な理由がある供給力。詳細は次々頁を参照。

- 沖縄電力を除く一般電気事業者9社の合計値にて作成
- 指定日1日間（'17/5/30）の全時間帯にて作成

## ②余剰電力の全量市場供出

# 旧一般電気事業者(小売部門)の予備力の削減

- 調整力公募制度の開始(平成29年4月)以降、一般送配電事業者がH3需要の7%相当分の調整力を確保していることから、小売電気事業者は、少なくともGC時点においては、原則として予備力を確保する必要はないと考えられる。
- このため、2017年11月以降、スポット及び一時間前市場入札時点において、自社需要の0~1%相当以上の予備力を超える電源については、市場へ投入することを求めることとした。



※1 GC時点において、卸電力市場の流動性向上に資する取組を行った結果として、旧一電の小売部門が供給能力の不足を発生させることがあったとしても、計画値同時同量達成のための努力を適切に行うことを前提とすれば、直ちに供給能力確保義務違反となるものではないと考えられる。

※2 一時間前市場における取引の厚みが十分ではなく、旧一電の小売部門による買戻しを十分に行うことができるかとの確認がない現時点における措置として、スポット市場および一時間前市場において2~3%相当の予備力を超える電源分を投入する期間を設けることとする。この期間において、安定供給の観点から特段問題が生じないと判断される場合には、翌日の自社需要の0~1%相当の予備力を超える電源分をスポット市場へ投入する等の運用を開始することとする。

※3 本取組は、北海道・沖縄は除く。

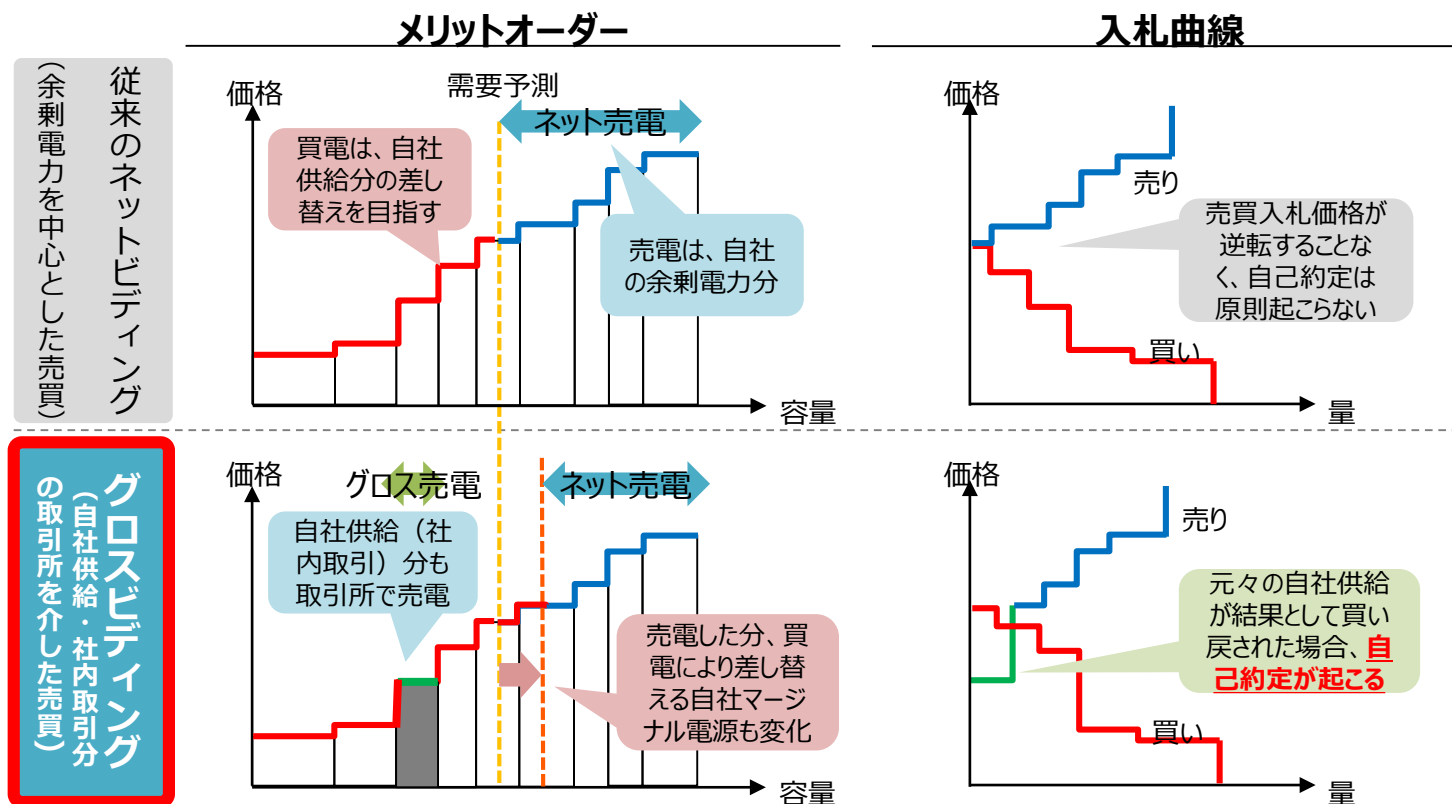
## ②余剰電力の全量市場供出 入札制約の合理化

- 自主的取組の精緻化を図り、かつ、市場における公正な価格形成を促進する観点から、合理的な入札制約の在り方について、順次、検討を行っている。

各入札制約	定義	※第24回制度設計専門会合資料による。
段差制約	計画値同時同量を遵守するため、発電・小売部門が保有する発電ユニットの性能を踏まえ、連続する時間帯において、約定による出力変動が発電ユニットの調整能力の範囲に収まるように入札量を制限するもの	
揚水運用制約	上池・下池貯水量及び翌日の復水可能量を踏まえ、計画的に揚水発電ユニットを運用するため、入札量を制限するもの	
燃料制約	配船計画や燃料の残余量等に合わせた発電ユニットの運用を行うため、燃料の運用計画に基づき使用可能な燃料量の増減に合わせて入札量を制限するもの	
緊急設置電源制約	緊急設置電源の性質を踏まえ、稼働の有無を問わず、同電源を売り入札量からは控除するもの（供給力としてはカウント）	
供給力変動 リスク制約	安全確認作業や不調等により、スポット市場入札時点において発電ユニットが翌日までに出力抑制や停止に至る場合又はその可能性が高いと見込まれる場合に、当該出力抑制又は停止に伴う発電量を入札量から控除するもの（計画外停止となった場合には供給力に含まれないため、入札制約ではない）	
公害防止 協定制約	公害防止協定を遵守するため、協定内容に抵触する場合又はその可能性が高いと見込まれる場合に、当該出力抑制又は停止に伴う発電量を入札量から控除するもの	
自然由来制約	自然現象に起因する外的要因（クラゲなどの生物や大雨などの気象現象）により、発電ユニットの出力抑制又は停止が見込まれる場合、当該出力抑制又は停止に伴う発電量を入札量から控除するもの（計画外停止を除く）	

### ③グロス・ビディング グロス・ビディングの推進

- 我が国では、電源の大宗が旧一般電気事業者（発電部門）が保有し、その発電する電気の大部分が社内取引によって小売部門へ供給されるため、卸電力取引所を経由する市場取引が減少し流動性に課題が生じる可能性がある。このため、2017年4月から、旧一般電気事業者に対し、自主的取組として、グロス・ビディングの開始を要請。取引所取引量の大幅拡大にも寄与。



※事務局作成

※上記は、グロスビディングを実施する際でも供給力が不足しないときのイメージ。需要に対する供給力が足りなくなるおそれがある場合においては、高値での買戻しもあるものと考えられる。(合理性については監視)

### ③グロス・ビディング

## 旧一般電気事業者によるグロス・ビディングの取組状況

- 2018年6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、販売電力量対比で概ね9%～50%の水準。将来的には20%～30%の目標が表明されている。

	2017年の開始時期	2018年6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	将来的な取引量目標
北海道電力	6月下旬	<b>50.4%</b> ※1	年度末までに販売電力量の <b>10%程度</b>	平成31年度末までに販売電力量の <b>30%程度</b>
東北電力	6月下旬	<b>20.3%</b> ※1	年度末時点で、ネット・ビディングと合わせて販売電力量の <b>10%程度</b>	販売電力量の <b>20%程度</b> (時期未定)
東京電力EP	7月上旬	<b>17.1%</b>	年度末に販売電力量の <b>10%程度</b>	平成30年度末に向けて販売電力量の <b>20%程度</b>
中部電力	6月下旬	<b>11.4%</b>	年度内に販売電力量の <b>10%程度</b>	平成30年度内に更なる増量を目指す(量不明)
北陸電力	7月上旬	<b>9.0%</b>	1年以内に販売電力量の <b>10%以上</b>	早期に販売電力量の <b>20～30%程度</b> (時期未定)
関西電力	6月上旬	<b>22.9%</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>14.7%</b>	年度末を目途に販売電力量の <b>10%程度</b>	平成30年度内に販売電力量の <b>20%程度</b>
四国電力	6月下旬	<b>12.3%</b>	年度末を目途に販売電力量の <b>10%程度</b>	遅くとも平成32年度に販売電力量の <b>30%程度</b>
九州電力	4月上旬	<b>15.6%</b>	1年程度を目途に販売電力量の <b>10%程度</b>	開始3年程度を目途に販売電力量の <b>30%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。

## ④ 電源開発の電源切出し

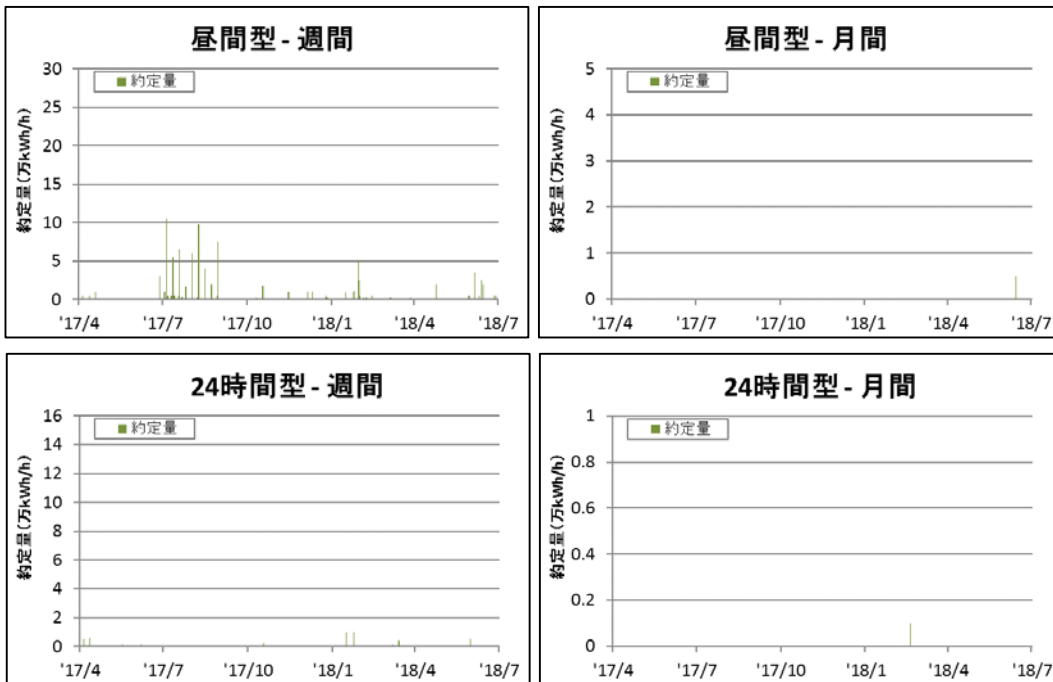
- 電源開発は1,674万kW（我が国発電能力の6.2%）の電源を保有し、その大部分が水力(揚水含む)と石炭火力発電となっている(大部分が自由化開始前の1950年代から90年代にかけて建設)。
- 電発開発の保有電源は、建設時の基本協定により旧一般電気事業者のみが基本的に受電しており、新電力のアクセスは限定されていた。旧一般電気事業者は、電力システム改革の開始に合わせて、自主的にその切出しを進め、これまでに累計石炭火力52.6万kW(電発保有の石炭火力総量816.2万kWに占める割合は6.4%程度)の切出しを実施。※この他に、電発が保有する857.4万kWの水力発電のうち、北海道内の10地点約22万kWから年間約2億kWh程度を切出し。

	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*3を切出し済み	平成30年4月から北海道電力管内にある電源開発の水力発電所全体から切出し開始		
東北電力	1万kW*1を切出し済み検討・協議中(5~10万kW程度*2)	平成30年4月より1万kW*1を期間を定めずに切出し開始 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		● (2月以降はなし)
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	更なる切出しについては未定		
北陸電力	検討・協議中(5万kW*2の一部)	原子力再稼働を待たず、早期に切出す方向で検討中	● 電源開発との協議が整い次第	● 4月、5月に協議を実施
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	6万kW*1を切出し済み	平成30年7月から6万kW*1を切出し開始 また、更なる切出しについても引き続き検討		● 5月、6月に協議を実施
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		

# 先渡市場の活性化

- 先渡市場取引の約定量は、非常に少ない状況となっている。先渡市場の活性化に向けて、本年8月から、市場の東西分割や手数料引下げを実施。

先渡市場取引における約定量の推移  
(横軸：約定日)



※24時間型一年間商品については実績なし

## 先渡市場の活性化における論点

### 論点

清算価格と市場範囲の見直し

手数料見直し

約定方法の見直し

預託金の見直し

全量約定を条件とした売入札

常時BU見直しに伴う更なる論点としての市場活性化策

### 本年8月から実施

- **清算価格と市場範囲の見直し (ヘッジニーズへの対応)**  
**市場範囲を、全国1つから、東日本・西日本の2エリアとする。**  
(それぞれ東京エリアプライス、関西エリアプライスを清算価格とする。)
- **手数料見直し (負担軽減)**  
**現状10,000円/件を、1,000円/件とする。**  
(週間・月間商品についての取引活性化までの当面の特別措置)

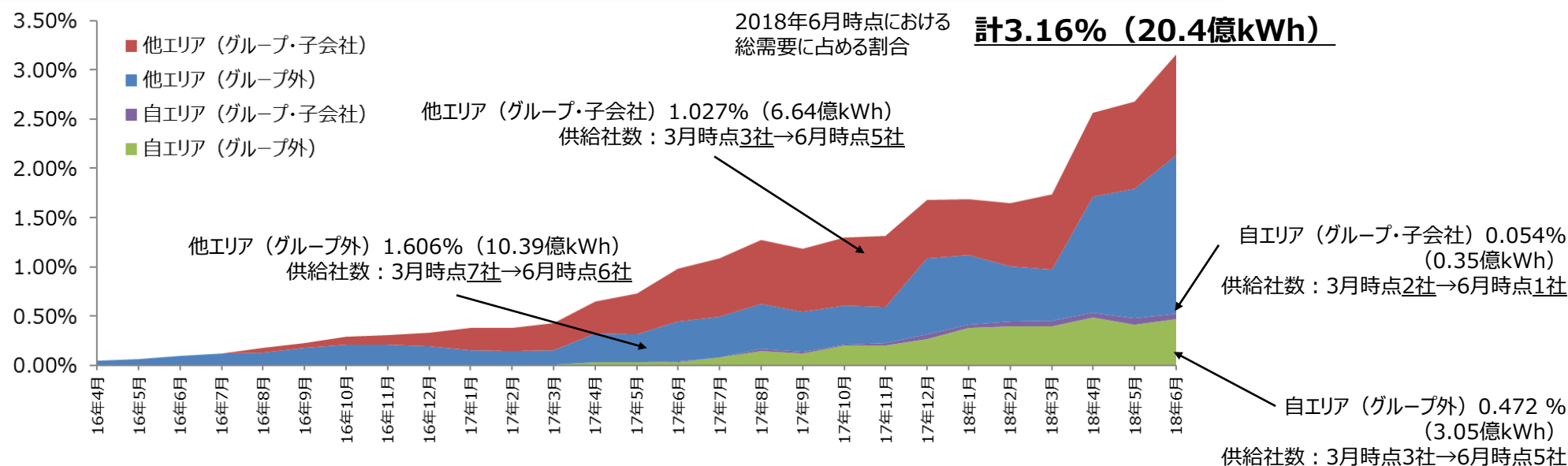


# 相対取引の状況

- 相対取引による供給量は過去1年程度、増加傾向にある。ただし、総需要に占める相対取引による供給量の割合は、3.16%と未だ限定的（2018年6月時点）。

## 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

- 6月時点で総需要の3.16%（20.4億kWh）。
- グループ外2.08%（13.45億kWh）は新電力需要(6月時点シェア14.3%、93億kWh)中の14.5%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1.3%（8.69億kWh）となっている。



出所：旧一般電気事業者からの提供情報

※ 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。

1. 我が国における卸電力市場活性化に向けたこれまでの取組状況
- 2. 諸外国における関連する取り組み**
3. 電源アクセスに関する論点

# イギリスにおける制度的措置

- イギリスでは、2014年より、垂直統合事業者であるBig6に対して、卸市場の流動性向上の観点から、堅牢な価格指標性の構築とヘッジ商品へのアクセス性の向上を目的に、先渡市場におけるマーケットメイク (Market Maker Obligation: MMO)と、小規模事業者に対する電源供出義務(Supplier Market Access: SMA)をライセンス条項(Secure & Promote Licence Condition: S&P)として課している。
- 規制機関であるOfgemは、2017年よりこれらの取組の効果についてレビューを実施しているが、流動性向上に効果がみられるとの評価を示し、運用ルールを変更して継続する方向で議論を行っている。

## S&Pライセンス条項の導入経緯

2008年  
Energy Supply Probe (ESP)

- 全量プール制以降の垂直統合（発電小売一体）化・寡占化を受け、2005年以降の電気料金は、物価変動や燃料価格の変動、環境税等の政策費用といった外部要因の影響等を除いても上昇トレンドが発生。
- これを受け、Ofgemは電力・ガスの小売市場を対象とした調査(Energy Supply Probe)を実施。調査の結果、各エリアは垂直統合のBig6の寡占度が高く、非競争的競争阻害から消費者利益を保護するため、規制機関による介入が必要と結論。

2011~  
2014年

Ofgemによる措置検討とBig6による自主的取組

- Ofgemでは、垂直統合事業者の寡占下における卸市場の流動性向上策として、①発電量25%相当の強制オークション、②Market Maker Obligation、③発電量30%相当のMandatory Trade、④Self Supply Restrictionなど、複数の抜本策を検討。
- 検討の過程において、一貫してBig6主導の市場流動化を促し続け、結果として開始された踏み込んだ自主的取組(グロスビディング等)の、前日市場における流動性向上の効果を評価。
- 最終的には、新規参入者アクセス確保のための⑤Supplier Market Accessと、先渡市場活性化のための②Market Maker Obligationのみを採用し、その他の措置は取り下げた。

2014年よりS&P導入

- Ofgemは、2017年に実施したS&Pレビューにおいて、流動性に係る指標は、制度導入後に改善していると評価。例えば、MMO義務的商品については売買スプレッドの大幅な縮小がみられており、卸市場全体の流動性を示すチャーンレート(市場取引量を電力需要量で除した値)が制度導入後に上昇していることを具体的な効果として挙げている。

## S&Pライセンス条項の内容と導入後の市場変化

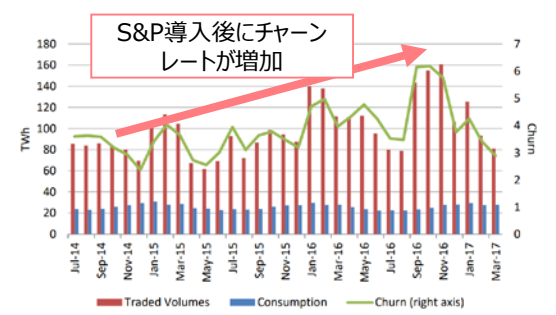
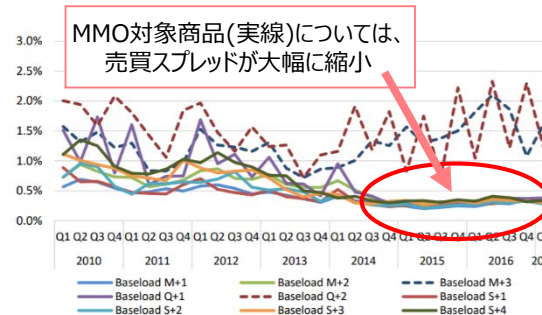
### Market Maker Obligation

- 先渡市場において、特定の時間帯にて複数の先渡し商品について、規定の売買スプレッド(0.5%-1.0%)以内で一定量(5-10MW)まで、常に買い入札、売り入札を行うことを義務付け。

### Supplier Market Access

- 新規参入等の小規模な小売事業者のヘッジ商品へのアクセス確保のため、支配的な発電事業者に対し、小規模小売事業者への電源アクセス(0.5-10MW)を常に提示することを義務付け。

### S&P導入後に見られた市場取引の変化



# フランスにおける制度的措置

- 2010年までは、競争法上の合併規制の中で、VPP利用権の競売によるEDFの発電設備の供出が行われ、2011年以降は「原子力発電電力アクセス制度（ARENH）」による原子力の電源供出が行われる。

## VPP(Virtual Power Plant)利用権競売制度

### 時期

- 2001年～2011年  
- 当初2001年からの5年間であったが、2006年以降も欧州委員会との協議により**自主的措置として実施**。

### 導入の背景

- フランスEDF社は2000年8月、ドイツEnBW社の株式34.5%の取得について、EU競争法に基づき欧州委員会に届け出。欧州委員会は、VPP利用権競売制度を含めた幾つかの確約を条件に当該株式取得を認めた。

### 制度の概要

- 2001年9月から5年間にわたり、**合計6,000MW**（同社の総発電設備容量（120,000MW）の5%相当）を対象として、3か月毎に**VPP利用権の競売**を実施。
  - 内訳は①ベース容量4,000MW、②ピーク容量1,000MW、③PPA（買取義務コジェネ電力）1,000MW
  - ①・②の取扱商品は、3、6、10、12、24、36か月の6種類（③PPAは2か月のみ）
- 落札者は発電容量を購入し、契約期間内に範囲内の送電を依頼する権利を有する。また、近隣諸国への電力輸出や**電力取引所での販売などの自由度**も持つ。
- 2006年以降は5,400MWを対象として実施。
- 本制度は、EDFが2011年にEnBW社の株式を売却したことに伴い、終了することとなる。

## 原子力発電電力アクセス制度（ARENH）

- 2011年以降

- 欧州委員会は、フランスの規制料金はEU域内の公平な市場環境という観点から問題があるとして、フランス政府に改善を求めてきた。これを受け、フランス政府は、2010年12月「電力市場における新組織法」（NOME）を制定。この中で、「原子力発電電力アクセス制度」（ARENH）の実施等が提示された。

- ARENHは、「フランス国内の需要家」へ電力供給を実施する全小売供給事業者等に対し、**原子力発電電力量を卸売りすることをEDFに対して義務づける制度**。
  - 発電電力量そのものが売却対象となる
  - 売却量上限は年間1,000億kWh（全原子力発電量の1/4）
  - 実施期間は2025年12月まで
  - 売却価格：省令で決定（2015年7月時点42€/MWh）
- 2014年半ば頃までは活用が相次いだが、近年は**再エネ電気の大量導入の影響や燃料価格の低下**などにより卸市場価格が低下し、**ARENH価格を下回る**状況が続いたため、原子力電力の販売量は減少。
  - ARENH価格での買電申込みは、2014年下期に345億kWh、2015年上期に124億kWh、2015年下期に38億kWhと減少し、2016年上期の応募はゼロとなっている。

# テキサス州における制度的措置

- テキサス州では2002年からの小売全面自由化に伴い、アンバンドリングや Price to Beat等の規制に加えて、発電事業者に対し、市場支配力削減計画やキャパシティオークションが導入された。

## 概要

### 市場支配力軽減計画

- ERCOT エリアで 20%以上の発電容量シェアを有する発電事業者に対し、PUCT（テキサス州公益事業委員会）に市場支配力軽減計画（Market Power Mitigation Plan）の提出を義務付け。
- 市場支配力軽減措置は、該当する発電事業者の発電アセットの非関連会社への売却、ERCOT 地域外の非関連会社との発電アセットの交換などに加え、下記のキャパシティオークションを含む。

### キャパシティオークション

- ERCOT エリアにおいて法人分離するまで 40 万 kW 以上の発電設備を有していた既存電気事業者の系列発電事業者（既存電気事業者から法人分離した発電事業者）に対して、保有設備容量の 15%分の利用権をオークションで売却することを義務付け。
- オークションは毎年 4 回実施。自由化後から 5 年又は既存事業者の離脱が40%に達するまで実施。

※フランスのV P P制度と類似の制度。

1. 我が国における卸電力市場活性化に向けたこれまでの取組状況
2. 諸外国における関連する取り組み
- 3. 電源アクセスに関する論点**

# 電源アクセスに関する論点について

- 経過措置料金の撤廃の判断において競争の持続的確保を評価するにあたっては、旧一般電気事業者（小売部門）と新電力の間で電源アクセスに関するイコールフットイングが中長期的に継続することが何らかの形（制度、自主的取組みその他）で担保されているかどうか重要な要素となるのではないかと考えられる。その際、中長期的に必要な電源投資は円滑に行われる必要があり、発電事業者にとっての環境整備も重要であることに留意する必要がある。
- 常時バックアップ、余剰電力の全量市場供出、電源開発の電源切出し、グロス・ビディングなど、これまでの取組みの結果、新規参入者の電源アクセス環境は改善してきていると考えられるが、例えば、以下の課題があるのではないかと考えられる。
  - ① 電源調達価格が価格変動の大きい短期市場（卸電力取引所のスポット市場等）に偏っている。エリアによっても差異が見られつつあるが、新電力にとっては、中長期市場（取引所内の先渡し取引、常時B U含む取引所外の相対取引）における電源調達は短期市場に比して流動性が乏しい結果※1、価格高騰時には新電力の経営が困難となるおそれがある。なお、発電事業者にとっても投資回収の予見可能性が低くなるという側面があると考えられる。  
※1：ただし、常時B Uの未利用率や先渡し市場の売り入れも一部存在するなど、価格水準によってはヘッジする余地もあろう。
  - ② 卸電力取引所に投入される電源は、「余剰電力」や（必要量については高値買い戻しを前提とする）「グロス・ビディング」であり、原子力や水力などkWh単価が非常に安い電源を市場で調達し、ベースとして利用することは困難※2。こうした中、旧一般電気事業者（小売部門）が安価な電源を利用し、より安価な小売価格を設定した場合、新電力の経営が困難となるおそれがある。  
※2：なお、新電力のベースロード電源（電発電源含む）へのアクセスを容易とするための施策としてB L市場が創設される予定。競争の持続的確保の評価にあたっては、この点も踏まえる必要がある。
  - ③ 電源開発（株）の電源は、自由化後も依然として、旧一般電気事業者がその大半を利用しており、新電力の利用は一部例外（切り出し等）を除けば、かなり限定的※3。  
※3：上記※2と同様。
- 以上を踏まえ、競争が持続的に確保されていると評価するためには、どのような対応が必要か。例えば、中長期の取引市場における流動性向上、旧一般電気事業者の発電部門から小売部門への内部補助による競争歪曲の懸念や小売全面自由化以前に稼働した電源開発の電源の取り扱い等が課題として考えられる。