

# 第3回 競争的な電力・ガス市場研究会

## 卸電力市場に関する参考資料集

平成29年12月26日(火)

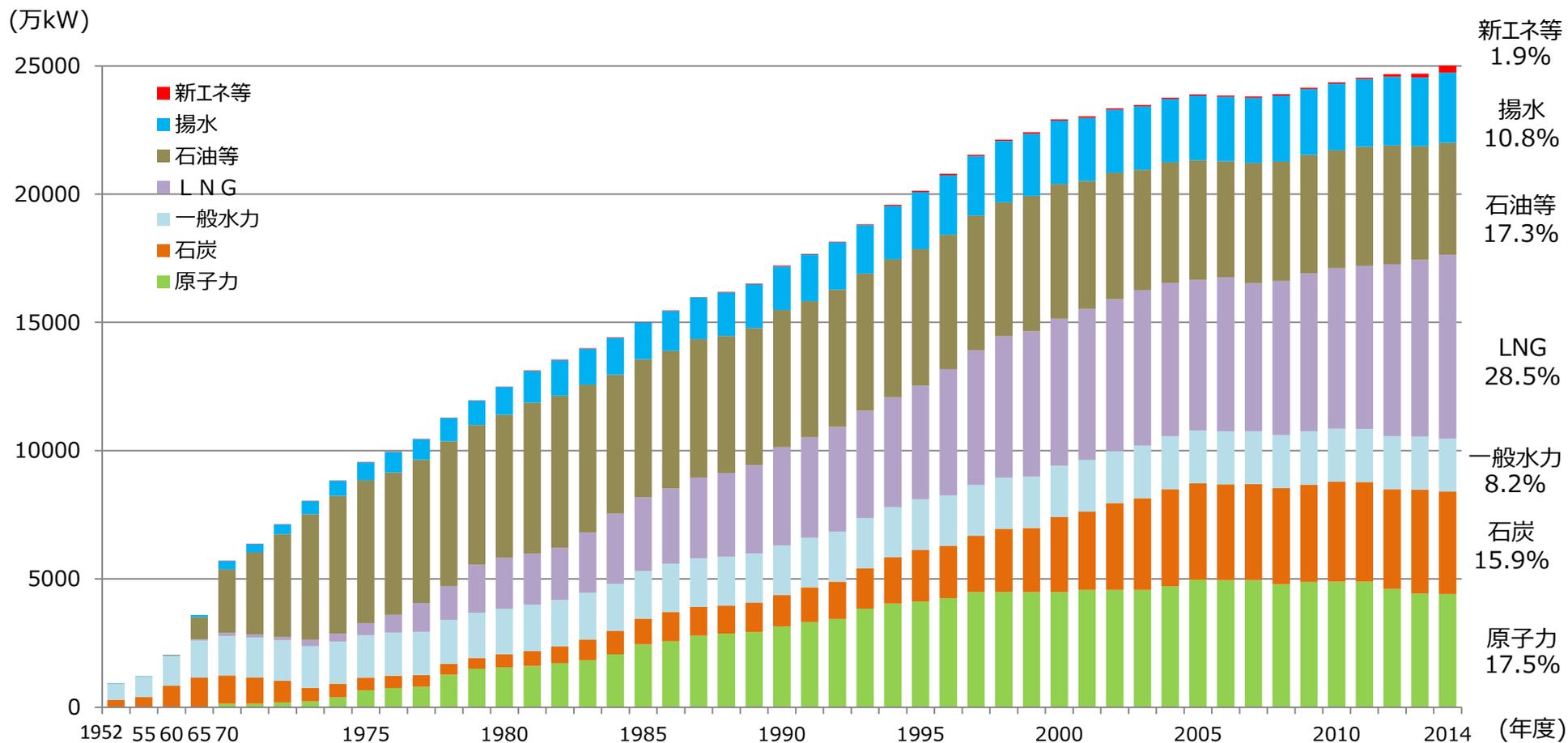


電力・ガス取引監視等委員会  
Electricity and Gas Market Surveillance Commission

# 【参考資料1-1】 発電設備容量の変遷

- 2014年度末の発電設備容量（10電力計（受電を含む））の電源構成は、LNG火力28.5%（7,170万kW）、石炭火力15.9%（3,996万kW）、石油等火力17.3%（4,359万kW）、水力19.0%（4,799万kW）、原子力17.5%（4,409万kW）、新エネ等1.9%（468万kW）となっている。

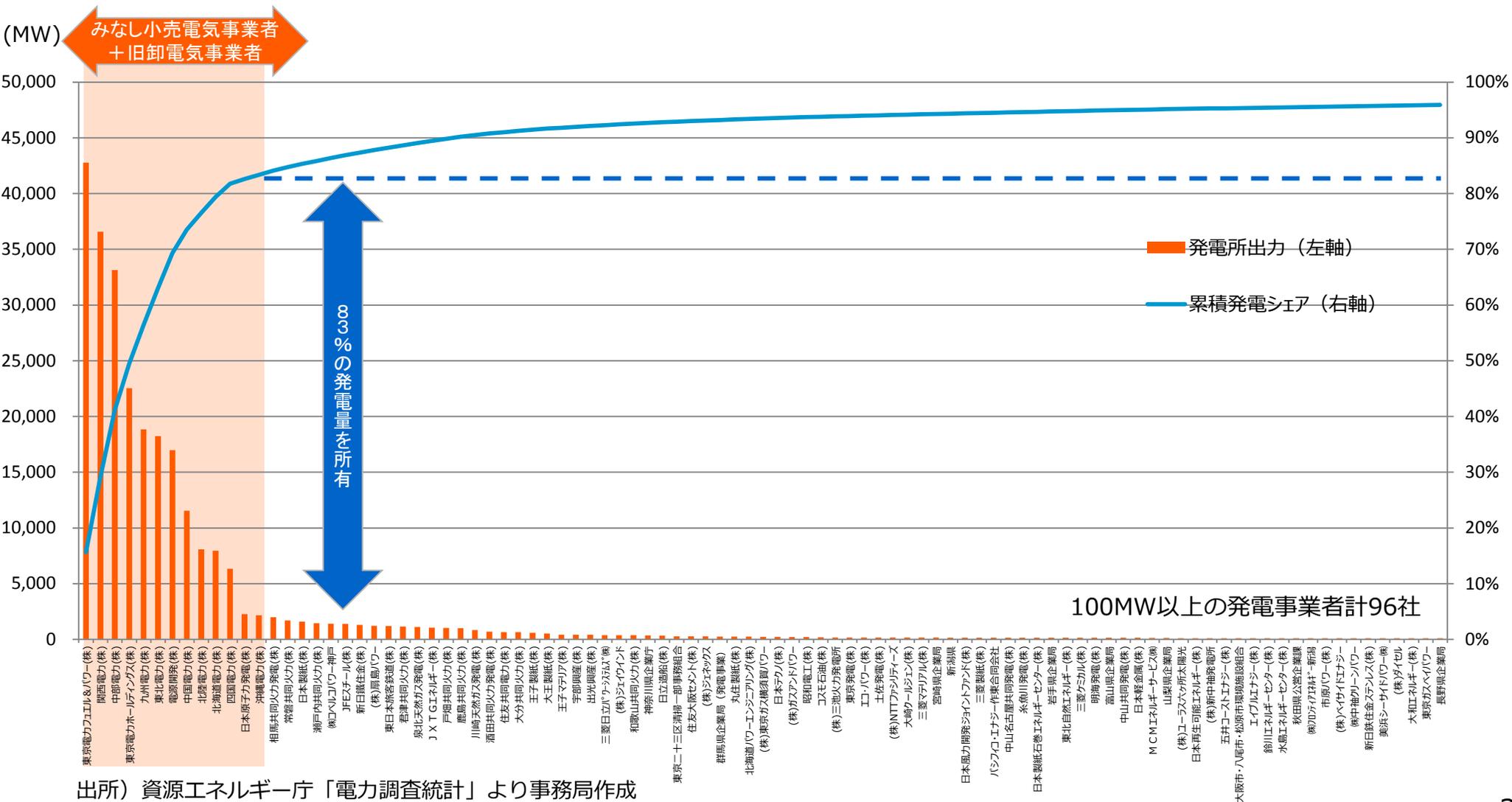
## 発電設備容量の推移(2014年度末時点)



# 【参考資料1-2】 電源保有の構造

第16回制度設計専門会合(平成29年3月31日)  
電力市場における競争状況の評価より抜粋

- 我が国の電源は、みなし小売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。

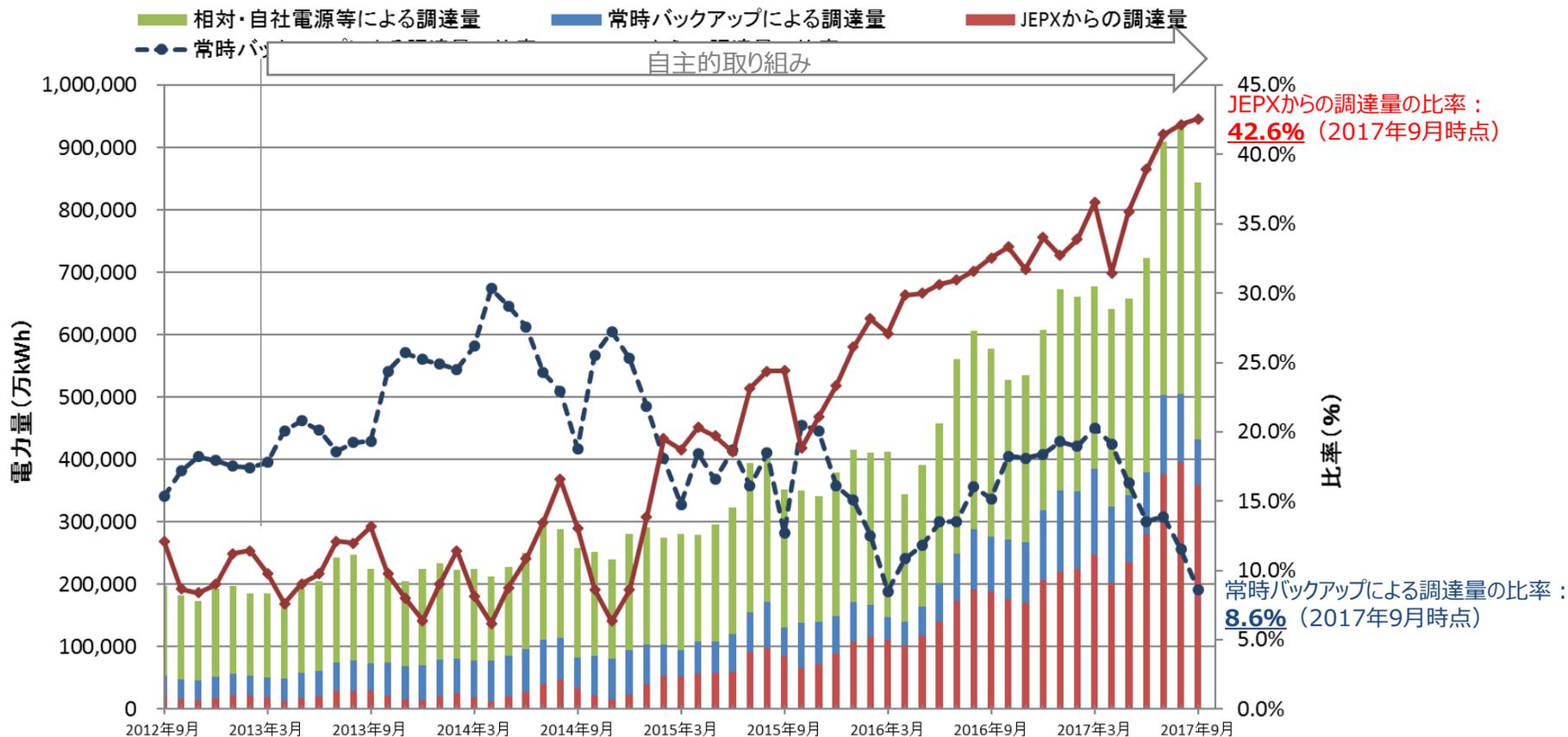


# 【参考資料1-3】 新電力の電源調達状況

第25回制度設計専門会合(平成29年12月26日)資料より抜粋、一部加筆

- 新電力の電力調達状況を見ると、2017年9月時点において、JEPXからの調達量の比率は42.6%、常時バックアップによる調達量の比率は8.6%となっている。
- なお、相対・自社電源等による調達量のうち、11%程度は旧一般電気事業者から自社の子会社・グループ会社に対する供給となっている。

## 新電力の電力調達の状況 (2012年9月～2017年9月)



# 【参考資料1-4】 常時バックアップ制度

第14回制度設計専門会合(平成28年12月19日)資料より抜粋

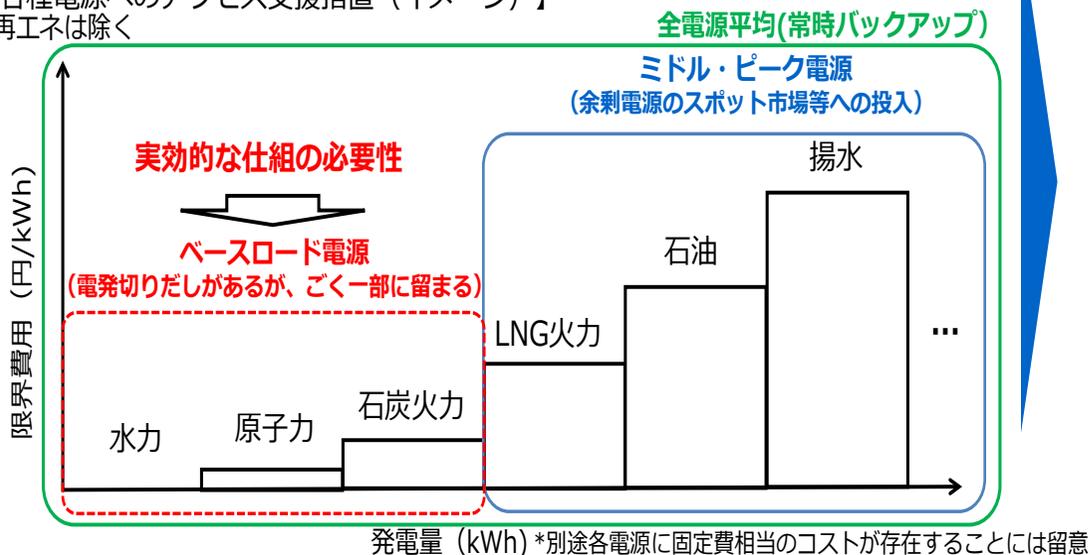
- 常時バックアップの基本的な考え方は、各社の小売料金認可時の想定での全電源平均コスト(固定費・可変費を含む)を、kWの基本料金とkWhの従量料金に分配し、そこに燃料調整費を加減したもの。
- 取引所価格との比較で差し替えが可能なオプション性を持ち、負荷率変化に応じkWh換算の単価も変化。

## 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の、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、燃料調整を加えた料金体系となっている。

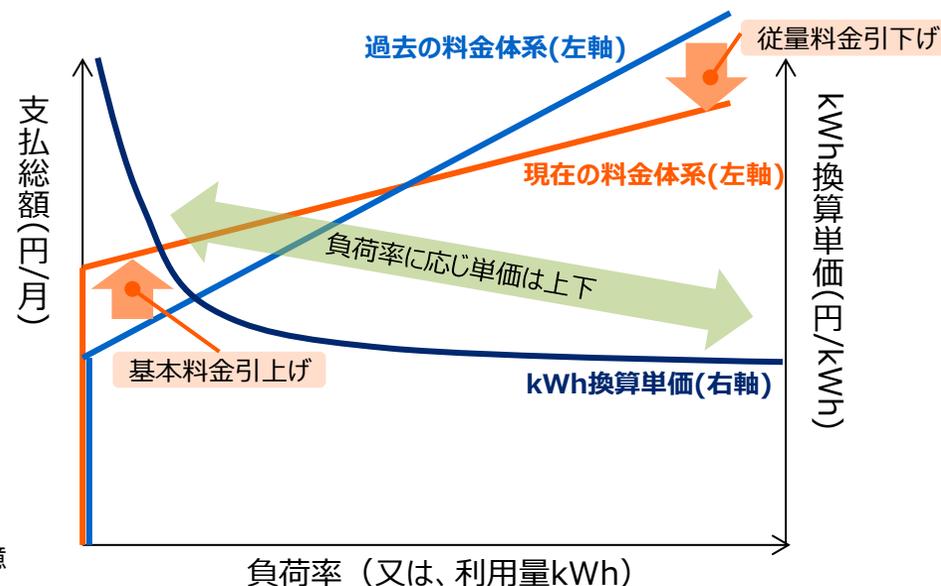
平成28年12月5日第5回市場整備ワーキンググループ資料より

【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、従量料金が低い設定であったが、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。

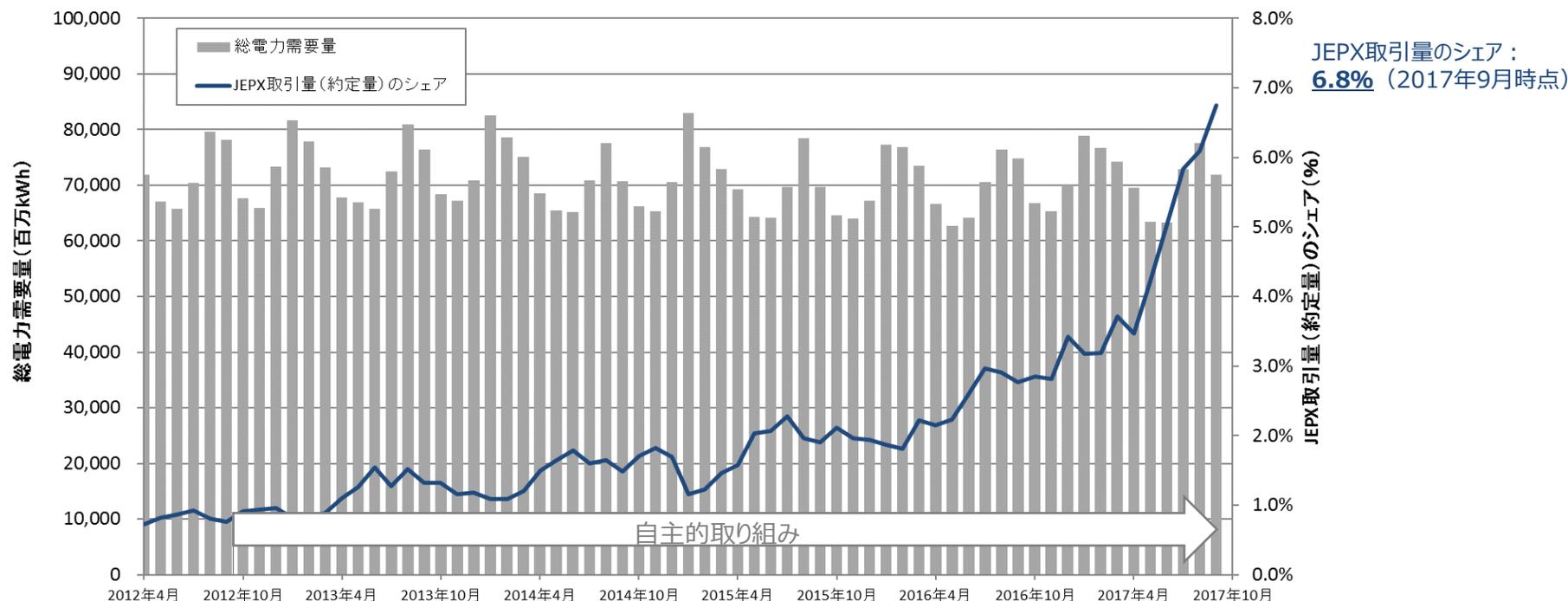


# 【参考資料1-5】JEPX取引量（約定量）の推移

第25回制度設計専門会合(平成29年12月26日)資料より抜粋

- 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、2017年9月時点では6.8%（2017年7月～9月では平均6.2%）となっている。
- シェアの前年同時期対比は、2017年7月～9月では平均2.2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～2017年9月)



JEPX取引量（約定量）のシェアの前年同時期対比

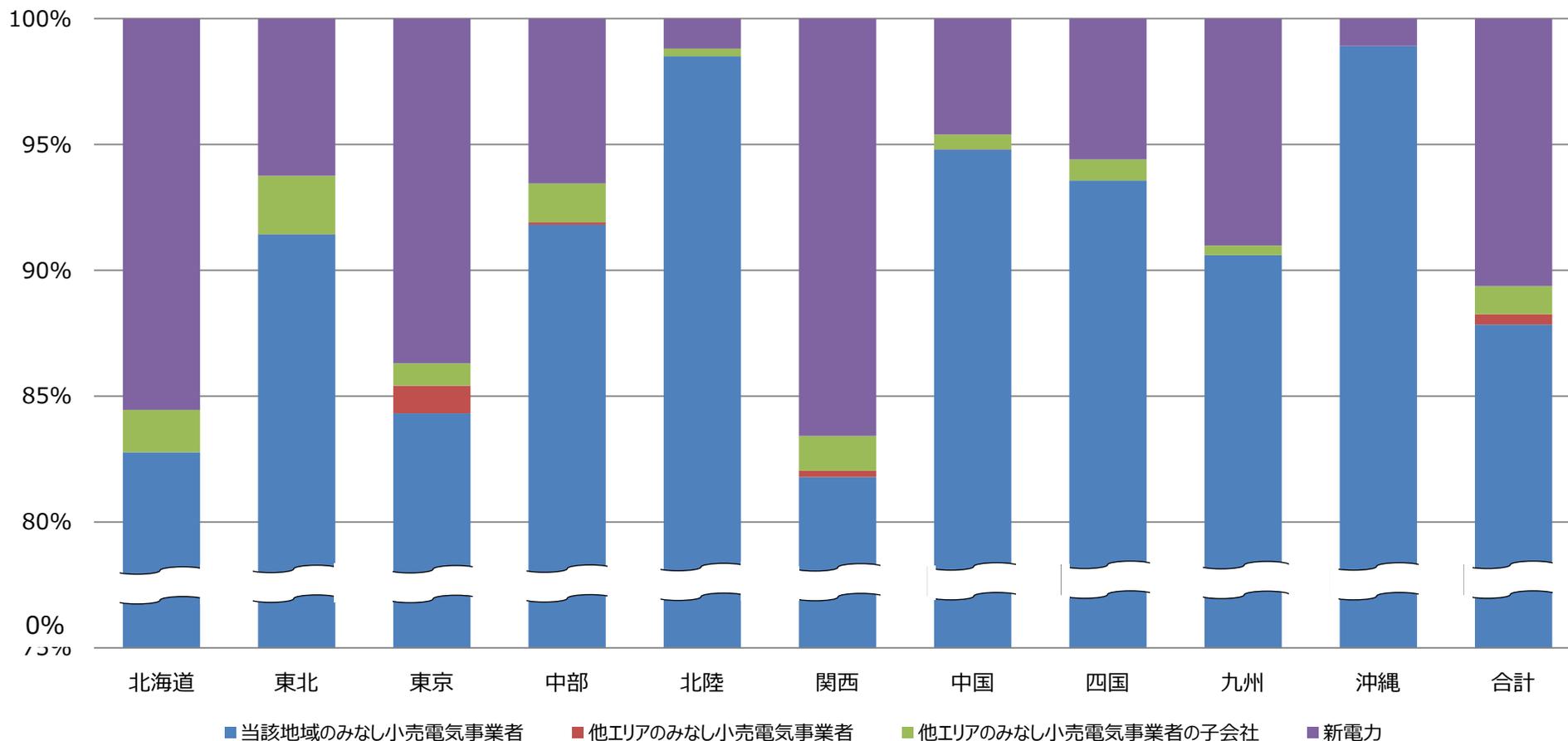
| 2016年 |      |      |      |      |      | 2017年 |      |      |      |      |      |      |      |      |
|-------|------|------|------|------|------|-------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 7月    | 8月   | 9月   | 10月  | 11月  | 12月  | 1月    | 2月   | 3月   | 4月   | 5月   | 6月   | 7月   | 8月   | 9月   |
| 1.3倍  | 1.5倍 | 1.4倍 | 1.4倍 | 1.4倍 | 1.8倍 | 1.7倍  | 1.8倍 | 1.7倍 | 1.6倍 | 1.9倍 | 1.9倍 | 2.0倍 | 2.1倍 | 2.4倍 |

# 【参考資料1-6】みなし小売電気事業者による区域外進出

第25回制度設計専門会合(平成29年12月26日)資料より抜粋

- 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進んでおらず、旧供給区域外への供給は全体の約1.5%。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1.7%)、東北(約2.3%)、東京(約2.0%)、中部(約1.6%)、北陸(約0.3%)、関西(約0.3%)、中国(約0.6%)、四国(約0.6%)、九州(約0.4%)となっている。

地域別の市場シェア (2017年9月)



# 【参考資料1-7】各地域間のスポット市場分断状況

第25回制度設計専門会合(平成29年12月26日)資料より抜粋

- 各地域間の市場分断状況を見ると、平成29年7～9月期間平均の市場分断発生率は、北海道本州間連系線では78.7%、東京中部間連系線（FC）では71.6%であった。

## 各地域間連系線の月別分断発生率

北陸関西間連系線

| 4月   | 5月   | 6月   | 7月   | 8月   | 9月   | 当期間平均 |
|------|------|------|------|------|------|-------|
| 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0%  |

中部北陸間連系線

| 4月   | 5月   | 6月   | 7月   | 8月   | 9月   | 当期間平均 |
|------|------|------|------|------|------|-------|
| 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0%  |

北海道本州間連系線

| 4月    | 5月    | 6月    | 7月    | 8月    | 9月    | 当期間平均 |
|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 59.2% | 86.0% | 90.1% | 63.9% | 83.5% | 89.2% | 78.7% |

関西中国間連系線

| 4月   | 5月   | 6月   | 7月   | 8月   | 9月   | 当期間平均 |
|------|------|------|------|------|------|-------|
| 5.7% | 0.0% | 0.0% | 0.2% | 0.0% | 0.0% | 0.1%  |

東北東京間連系線

| 4月   | 5月   | 6月   | 7月   | 8月   | 9月   | 当期間平均 |
|------|------|------|------|------|------|-------|
| 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0%  |

中国四国間連系線

| 4月   | 5月   | 6月   | 7月   | 8月   | 9月   | 当期間平均 |
|------|------|------|------|------|------|-------|
| 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0%  |

東京中部間連系線（FC）

| 4月    | 5月    | 6月    | 7月    | 8月    | 9月    | 当期間平均 |
|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 82.7% | 91.1% | 81.6% | 75.9% | 64.2% | 74.7% | 71.6% |

中国九州間連系線

| 4月    | 5月    | 6月   | 7月    | 8月    | 9月   | 当期間平均 |
|-------|-------|------|-------|-------|------|-------|
| 12.7% | 50.5% | 7.7% | 24.9% | 24.1% | 4.9% | 18.1% |

関西四国間連系線

| 4月   | 5月   | 6月   | 7月   | 8月   | 9月   | 当期間平均 |
|------|------|------|------|------|------|-------|
| 5.7% | 0.0% | 0.0% | 0.2% | 0.0% | 0.0% | 0.1%  |

中部関西間連系線

| 4月   | 5月   | 6月   | 7月   | 8月   | 9月   | 当期間平均 |
|------|------|------|------|------|------|-------|
| 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0%  |

※ 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を含む。

## 【参考資料1-8】旧一般電気事業者による自主的取組

- 旧一般電気事業者は、卸市場の活性化に向けて、2012年に一般電気事業者9社（沖縄電力を除く）は、自主的取組として、卸電力取引所で余剰電力の売り入札を行うこと、電源開発株式会社と契約している電源の切出しを行うこと等を表明。
- これらに加え、今年度から、既存の電力会社の社内取引の一部を卸電力取引所経由で行うグロス・ビディングも開始。

### 旧一般電気事業者による自主的取組の内容

|                       |  |
|-----------------------|--|
| <b>余剰の全量<br/>市場供出</b> | <ul style="list-style-type: none"><li>✓ 予備力や入札制約を除いた余力の全量を、原則、卸電力取引所へ投入</li><li>✓ 入札価格は限界費用ベース</li></ul> |
| <b>グロス・ビディング</b>      | <ul style="list-style-type: none"><li>✓ 旧一般電気事業者がこれまで社内で行っていた取引を、取引所経由で実施</li></ul>                      |
| <b>電発電源の切出し</b>       | <ul style="list-style-type: none"><li>✓ 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</li></ul>               |

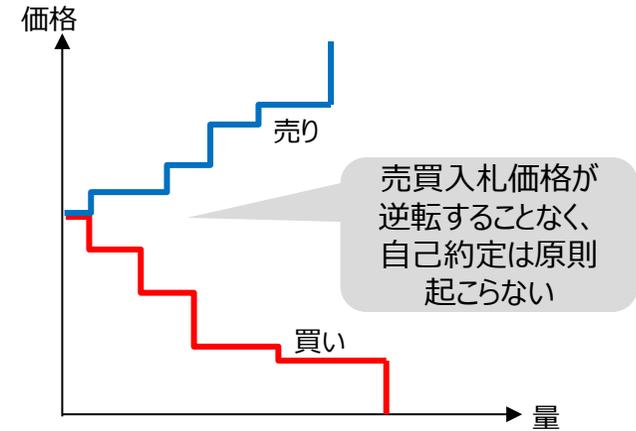
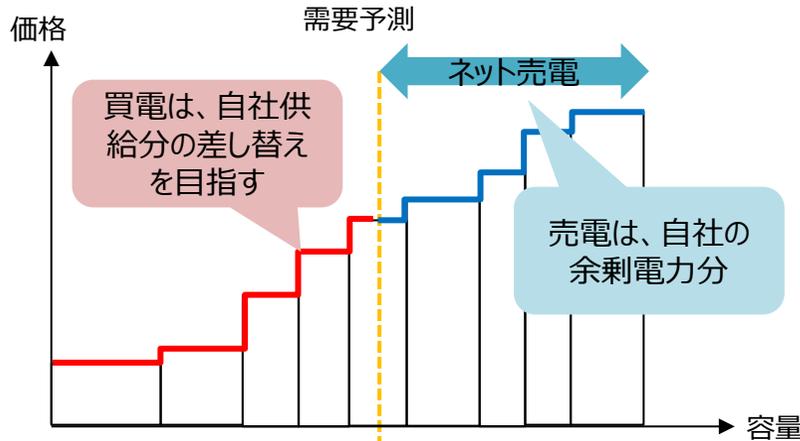
# 【参考資料1-9】グロスビディングについて

- グロスビディングとは、従来旧一般電気事業者内で余剰電力を中心に行われていた取引所取引（ネットビディング）を、自社供給（社内取引）分を含めて取引所を介して売買する取組。 ※事務局作成

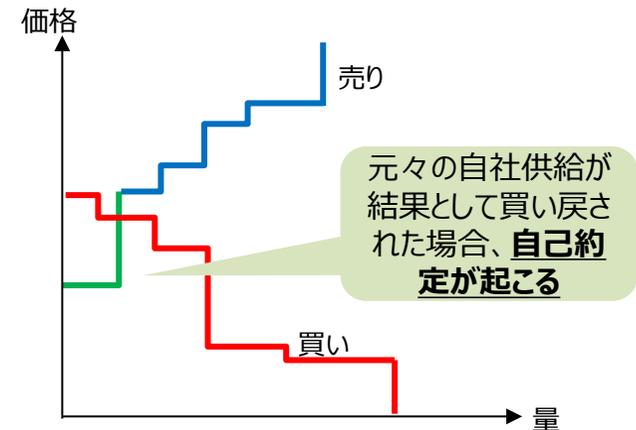
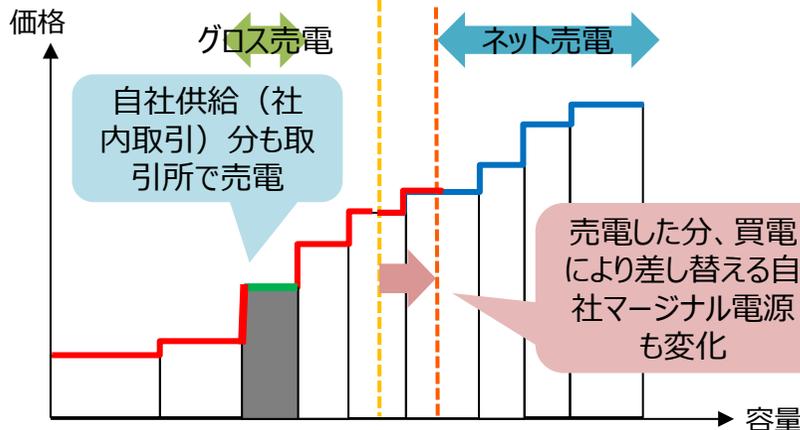
### メリットオーダー

### 入札曲線

従来のネットビディング  
(余剰電力を中心とした売買)



グロスビディング  
(自社供給・社内取引分の取引所を介した売買)



※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。

# 【参考資料1-10】卸電気事業者（電発）の電源の切出し

第25回制度設計専門会合(平成29年12月26日)資料より抜粋

- 東京電力EP、中部電力、関西電力、中国電力、四国電力、沖縄電力は切出し済み。
- 北海道電力は、平成30年4月から年間2億kWh程度を水力発電所から切出す方向で協議中。
- 東北電力、北陸電力、九州電力は継続して検討・協議中。

2017年7月  
～9月期

|        | 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  | 検討・協議中<br>(年間2億kWh程度*3) | 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す前提で協議中 |                   | ● 8月～11月で5回の協議を実施 |
| 東北電力   | 検討・協議中<br>(5～10万kW程度*2) | 原子力再稼働等による需給改善後                            | ● 原子力再稼働等による需給の安定 | ● 7月に協議を実施        |
| 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<br>(5万kW*2の一部)   | 原子力再稼働を待たず、需給状況の改善後                        | ● 需給状況の改善         | ● 8月、9月、11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   | 検討・協議中<br>(3～5万kW*1)    | 玄海原子力再稼働後                                  | ● 玄海原子力再稼働        | ● 8月、10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                              |                   |                   |

出所：旧一般電気事業者からの提供情報

：前回から具体的な進展があった項目

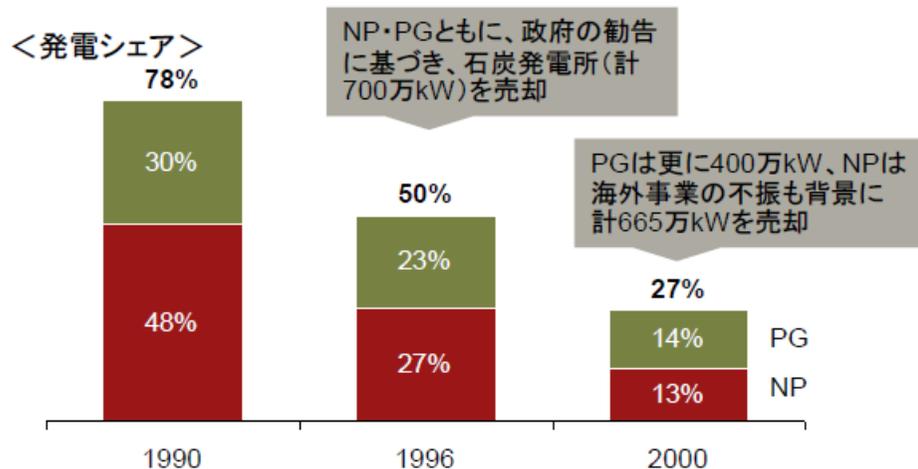
\*1：送端出力、\*2：発端出力、\*3：年間総発電量

# 【参考資料1-11】イギリスにおける制度的措置

- 英国では、1990～1994年頃の強制プール市場導入後、2大発電事業者の市場支配力行使による価格操作に電力価格が上昇したと言われている。
- 2大発電事業者による市場支配力の行使に対応するため、その後当局は発電所の売却の要請、またNETA制への制度変更を行った。

## 発電所の売却勧告(1993年～)

- 1990年代、市場シェアを持つNational PowerとPower Genに石炭火力発電所の売却を要請
  - 背景として、当事全量プール市場下で価格が低下せず、市場支配力の行使が問題とされていた
  - National PowerとPower Genは、1990年時点でそれぞれ48%、30%の発電シェアを有していたが、2000年までにそれぞれ14.4%、12.5%までシェアが低下



## NETA制の導入(2001年)

### 強制プール市場

- EnglandおよびWales地域において1990年に公営卸売市場「England and Wales Power Pool」が開設
  - 運営は系統運用者のNational Grid
  - 総発電容量100MW以上の発電事業者はプールへの参加が義務付けられる

### NETA制 (その後、市場統合によりBETTA制へ)

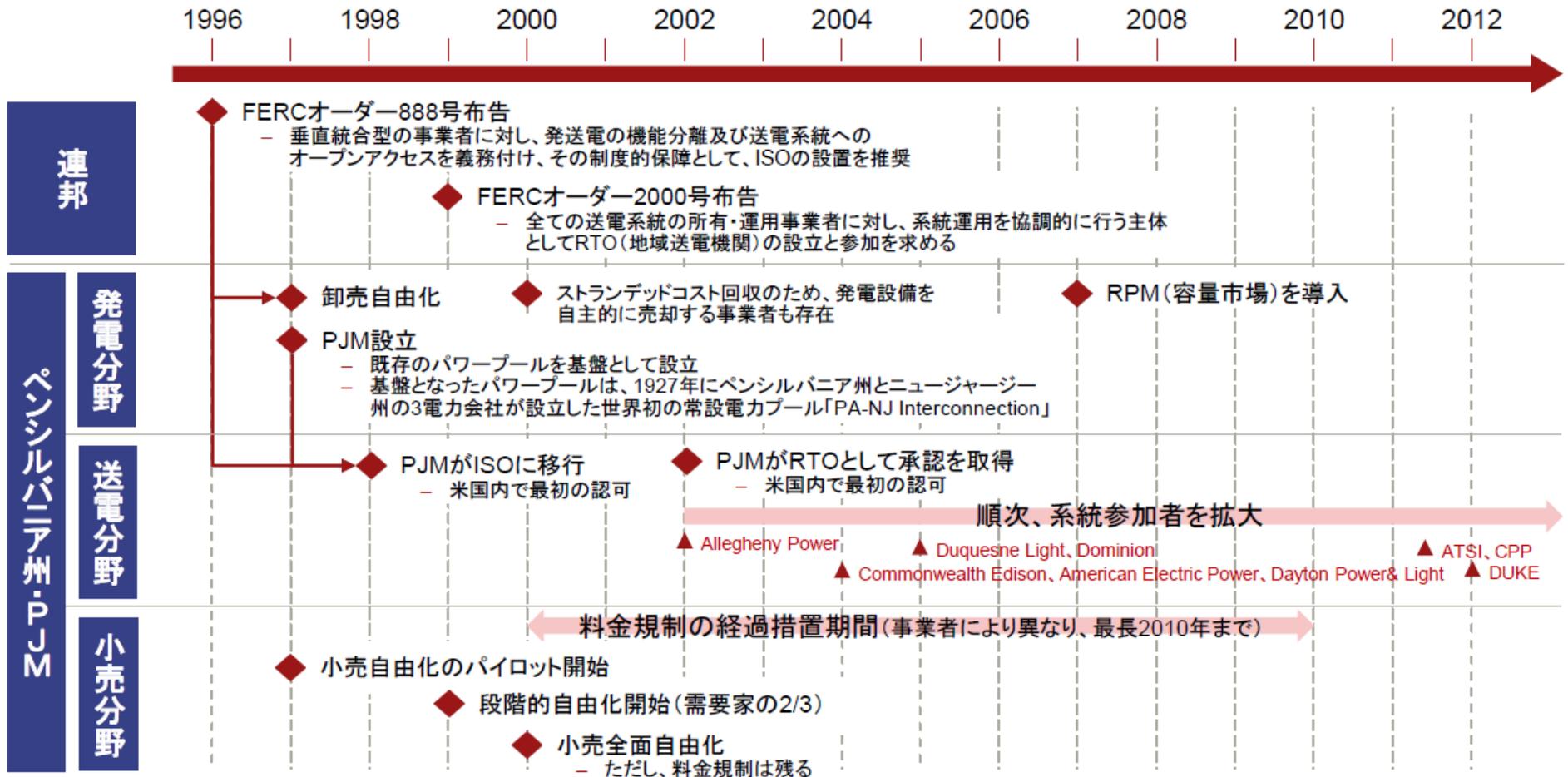
- 卸電力市場において相対取引を可能とする制度に変更
- それにより、取引所も需要側の意思を反映した買入札を受けるようになった
  - 取引所の運営はAPX

気候の影響等もあるが、NETA制導入1年目に卸電力価格は4割下落した

# 【参考資料1-12】PJMにおける全量市場投入

- 連邦のFERCオーダーを受け、PJMは米国内でも率先して、発電・送電分野の自由化に取組み、発電設備を全量市場投入するパワープールを基礎として設立。ペンシルバニア州では2000年より小売自由化も実施。

## 米国(PJM・ペンシルバニア州)の電力自由化の取組



# 【参考資料1-13】フランスにおける制度的措置

第9回制度設計専門会合(平成28年7月28日)  
電力市場における競争状況の評価より抜粋

- 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1,000 MW、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。