

本件の詳細は下記URLをご参照下さいませ

<http://criepi.denken.or.jp/jp/serc/discussion/download/16001dp.pdf>

長期エネルギー需給見通しを前提とした 供給力確保のあり方

電力中央研究所 社会経済研究所

主任研究員 朝野 賢司

第23回CEEシンポジウムwith NEDO

「これからの電力需給の解析・評価を考える」

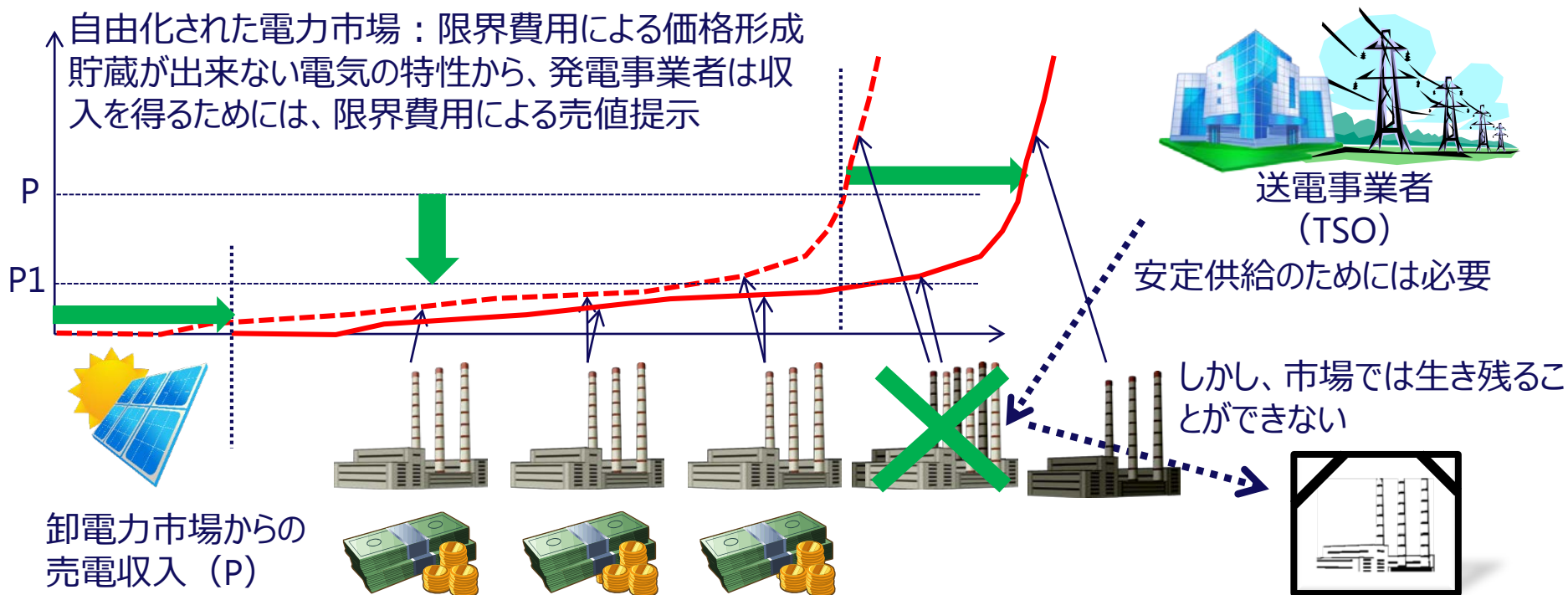
2016年8月9日

目次

1. 背景と目的
2. 需給運用シミュレータの特長と概要
3. 長期エネルギー需給見通し分析の想定
4. アデカシー確保に関する定量的評価
5. 定量的評価を踏まえた政策的な示唆

1. 背景と目的

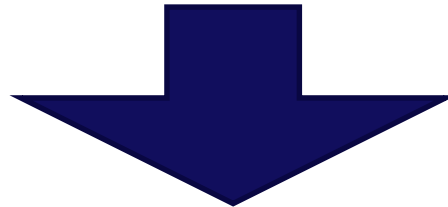
背景:ミッシングマネー問題を定量的に評価する必要性



- ⇒ kWh市場のみで、供給力確保を卸電力市場の価格シグナルに委ねると、既存発電設備の固定費未回収問題（ミッシングマネー問題）が生じる
- ⇒ VREに優遇価格・優先給電を保証するFITは、同問題を深刻化
- ⇒ しかし、これまで、同問題の定量的評価と具体的な対策は未提示

目的

- 平成27年7月に公表された2030年における長期エネルギー需給見通し(以下、需給見通し)では、火力設備による供給見通しを掲げている(石炭: 26%、LNG: 27%、石油: 3%)。しかし、競争環境下において、再エネが大量導入されると、需給見通し達成のために必要な設備容量が確保できないことが考えられる。



- 本稿では、需給見通しを実現するために必要となる火力設備の建設が進むと仮定したうえで、どの程度の設備が売電収入により発電に要するコストを回収できるかを定量的に評価する。これにより、アデカシー確保^{*1}の課題を示し、その解決策としての容量メカニズム^{*2}の必要性について明らかにする。

*1 発電設備や流通設備等の計画外停止および運用上の制約を考慮し、需要家の要求する電力を供給する能力

*2 供給力に応じた一定の報酬を発電事業者等に与えること

2. 需給運用シミュレータの特長と概要

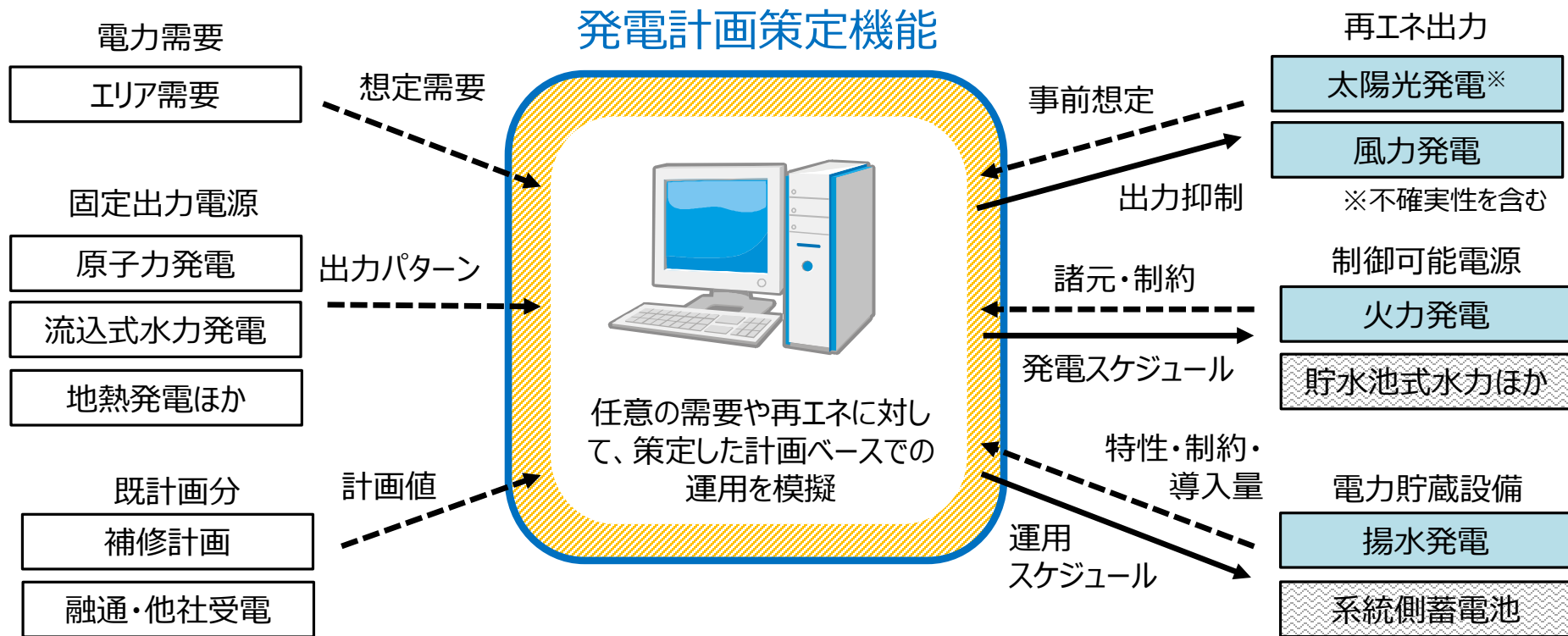
需給運用シミュレータの特長

- ◆ 本稿の定量的分析は、当所で開発した需給運用シミュレータ (渡邊他(2014)を参照)を用いて行う。
- ◆ 需給運用シミュレータによる計算は、発電コスト検証WG(経済産業省(2015b))の系統安定化費用の試算と比較し、下記の特長を有する。
 - 個別ユニット単位を考慮した評価
 - 発電機ごとの起動停止費の考慮
 - 部分負荷運転による発電効率低下
 - 短・長周期変動に対する調整力・予備力の確保
 - 周波数維持を考慮した運用制約
 - 再エネの優先給電を反映した運転計画

需給運用シミュレータの基本構成

- ◆ 目的関数： 燃料費 + 起動費の最小化
- ◆ 決定変数： 電源・貯蔵設備の各時間帯における出力

---> 入力データ → 出力（制御）データ 制御対象 追加検討中



[出典] 渡邊他(2014)「再生可能エネルギー大量導入に対応した需給運用シミュレータ」

需給運用計画の策定フロー

START

再エネ出力想定

エリア需要想定

需要カーブ

固定出力電源

補修等既計画分

再エネ出力抑制

- 風力の出力抑制は時間別に算定
- PV出力抑制量は日別定率で算定

発電計画策定機能

週間計画

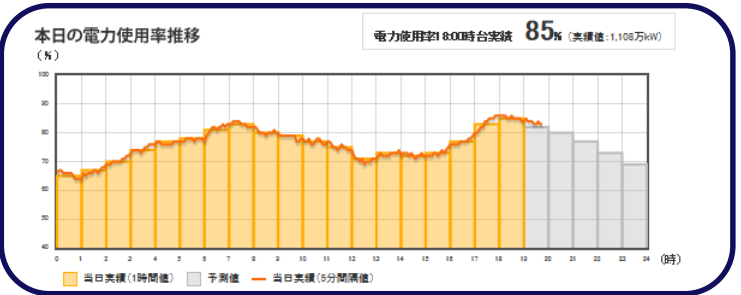
貯蔵設備運用制約

翌日計画

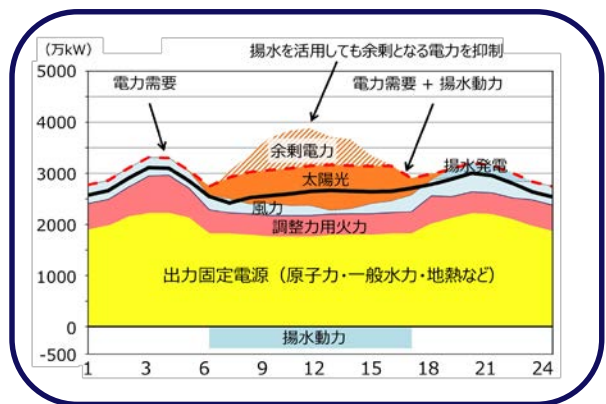
- 揚水発電

1週間分終了?

END



[出典] 電事連



[出典] 四国電力、2014
「再生可能エネルギーの接続可能量の算定結果について」

3. 長期エネルギー需給見通し分析 の想定

シミュレータの主な想定内容

- ◆ 需給運用シミュレータによる定量的分析は、下記の表の条件の下で、前日段階の需給計画をたてることを想定した計算を行う

シミュレータの想定

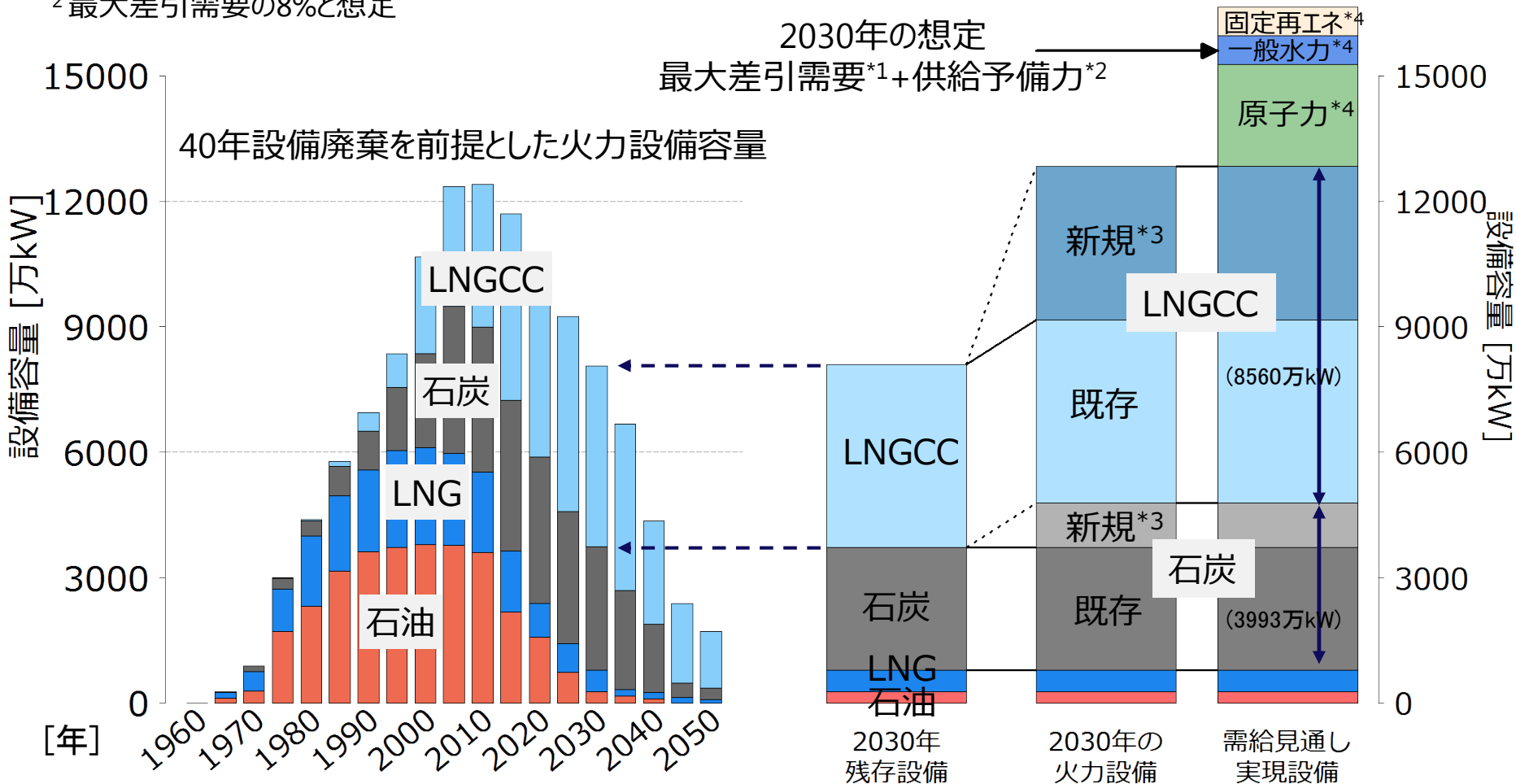
運転予備力	需要の8% (上げ方向のみ)
LFC調整力	需要の2%
揚水の運用パターン	週間運用
PVの出力	アメダス日射量・気温より推定 (p.23)
風力の出力	過去の出力実績より推定 (荻本(2012))
火力設備の発電効率	既存設備については電気新聞紙上で公開された設計熱効率 新規設備は需給見通しの目標熱効率を参考に想定

需給見通しに基づく設備想定

*1 電力需要から太陽光発電の出力を差し引いた、差引需要の年間最大値(風力発電のkW価値はゼロと想定)

*2 最大差引需要の8%と想定

*4 原子力・一般水力・固定再エネは設備容量ではなく、最大差引需要時の期待出力



*3 新規の設備については需給見通しでの発電量をもとに2030年に必要な設備容量を算出

火力発電機の想定①

- ◆ 燃種ごとに出力変化速度、LFC調整力、最小運転・停止時間、起動回数上限を想定
- ◆ (旧)一般電気事業者が保有する火力電源のみLFC調整力を供給
 - 貯水式・揚水式水力はLFCを供給しない

燃種	1分当りの出力変化速度 ^{*1}		LFC調整力		所内率	最小運転時間	最小停止時間	起動回数上限
	上げ	下げ	上げ	下げ				
	[定格比]		[定格比]					
石炭	2%	2%	2% ^{*2}	2% ^{*2}	6.2%	4	8	1
LNGCC	8%	6%	10%	10%	2.0%	1	4	2
LNG	5%	3%	6%	6%	2.0%	2	8	2
石油	3%	5%	5%	5%	4.5%	2	8	2

*1 1分当りの出力変化速度は「電気学会技術報告(II部)第302号、電力システムの需給制御技術」を参考に想定

*2 系統WGで、LFC調整力の供給が記載されている石炭火力のみ考慮

火力発電機の想定②

- ◆ 各火力電源のDSS起動費は、以下の燃種別・定格出力別のDSS起動費を参考に想定
- ◆ 発電機の停止時間が24時間以上の場合は、起動費が下記の表のDSS起動費の2倍かかると想定

燃種	定格出力	DSS起動費
	[万kW]	[万円]
石炭	20	160
石炭	50	501
石炭	70	728
石炭	100	1500
LNGCC	10	104
LNGCC	25	120
LNGCC	50	147
LNGCC	65	163
LNGCC	85	184

燃種	定格出力	DSS起動費
	[万kW]	[万円]
LNG	20	66
LNG	50	229
LNG	70	337
LNG	100	500
石油	25	800
石油	50	1264
石油	70	1635

[出典] 永田 (2012)「系統電源以外のリソースによる予備力提供の効果の評価」

4. アデカシー確保に関する定量的評価

分析の内容・プロセス

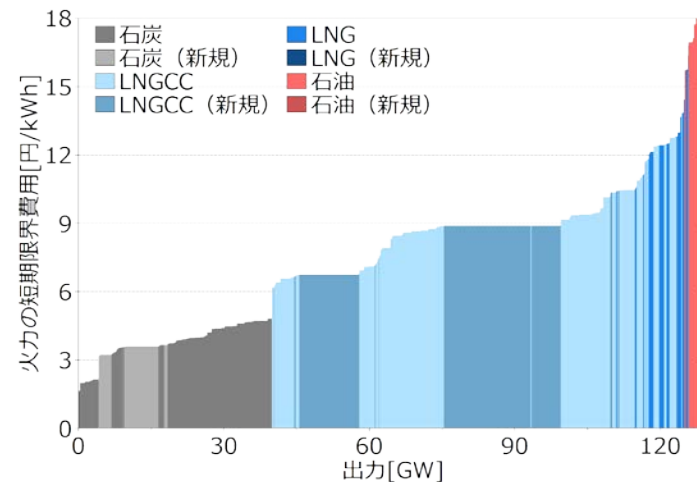
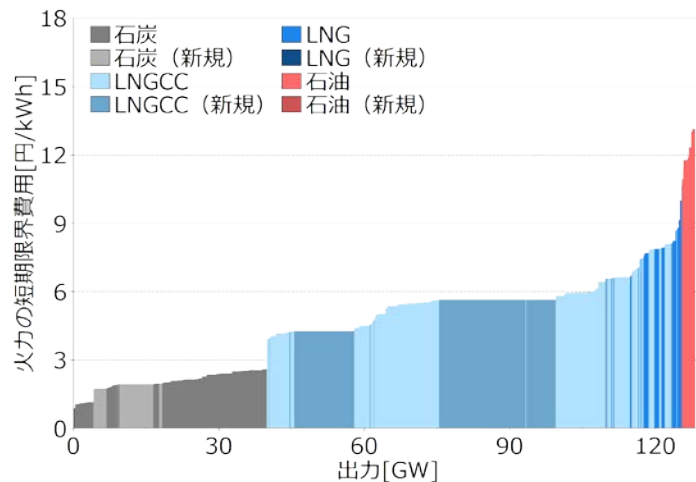
- ◆ 需給運用シミュレータを活用し、需給見通しに合わせた想定で、燃料費 + 起動費の最小化計算を実施
- ◆ 各時間帯の計算結果から得られる短期限界費用を卸電力市場価格と想定し、発電機の時間別販売電力収入(≒卸電力市場価格×発電量)を計算
- ◆ 発電費用(資本費+運転維持費+燃料費+起動費)と年間の総販売電力収入から、各電源の収支を計算
- ◆ kWh市場適応設備容量*を算出し、アデカシーが確保できるかを評価

* 年間販売電力収入により、発電に要するコストを回収できる発電設備の容量

感度分析(燃料価格の想定)

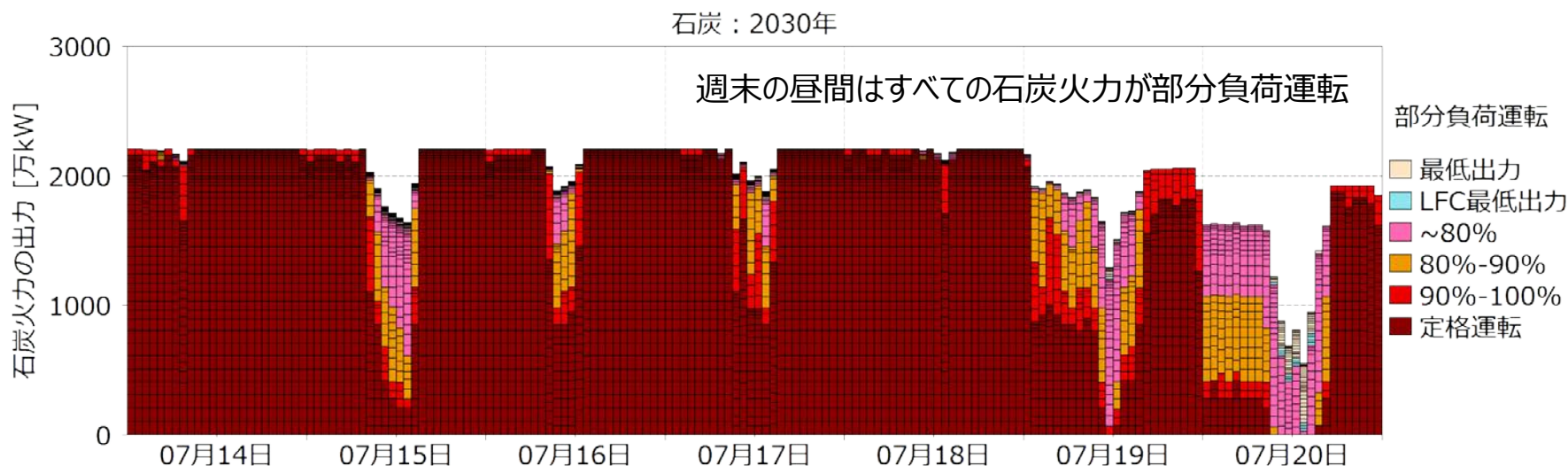
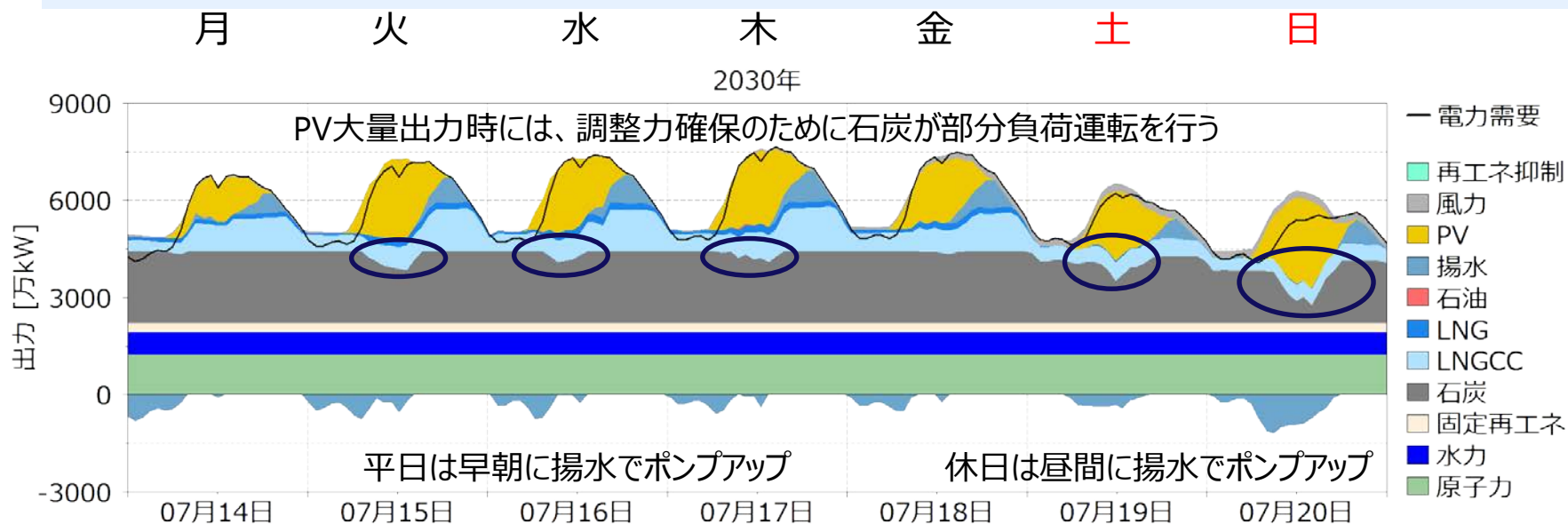
- ◆ 感度分析として、電力需要などの想定は需給見通しで固定し、同見通しにおける2種の燃料価格シナリオに基づき計算を行った。

シナリオ① = 低燃料価格	シナリオ② = 高燃料価格
石炭価格： 9,767円/t	石炭価格： 14,044円/t
LNG価格： 50,104円/t	LNG価格： 79,058円/t
石油価格： 7,216円/bbl	石油価格： 13,422円/bbl



* 需給見通しでは、World Energy Outlook 2014の燃料価格見通し(2013年実質価格)を参考に、2030年の燃料価格を想定。

西日本地域での出力例



kWh市場適応設備の評価方法

- ◆ 卸電力価格の低下が懸念される中、各発電機が販売電力収入で資本費・運転維持費・燃料費・起動費を確保できるかの評価

kWh市場適応設備：

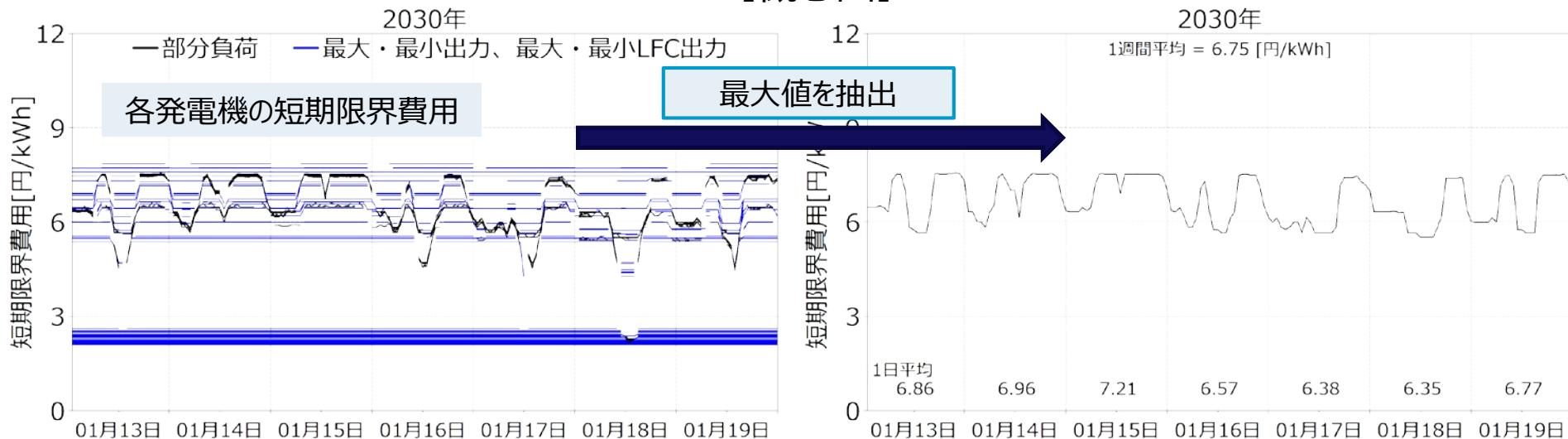
$$\frac{(\text{資本費} + \text{運転維持費})}{(\text{A万kW} \times \text{B円/万kW})} + \frac{(\text{燃料費} + \text{起動費})}{(\text{C kWh} \times \text{D円/kWh} + \text{E円})} < \frac{\text{販売電力収入}}{(\text{F kWh} \times \text{G円/kWh})}$$

- 火力設備：定格出力 (A 万kW)
- 資本費：建設費・運転維持費・人件費等 (B 円/万kW-年)
 - 2015年以前は償却済とし、2016年以降の発電機のみ資本費を計上
- 発電量：発電端発電量 (C kWh)
- 燃料費：燃料価格 (D 円/kWh)
 - 価格：2種の燃料価格シナリオを用いて計算 (p.20)
- 起動費：試算結果を使用 (E 円)
- 販売電力量：送電端発電量 (F kWh)
- 卸電力価格：各時間帯の卸電力市場価格 (G 円/kWh)
 - 地域毎の短期限界費用を使用

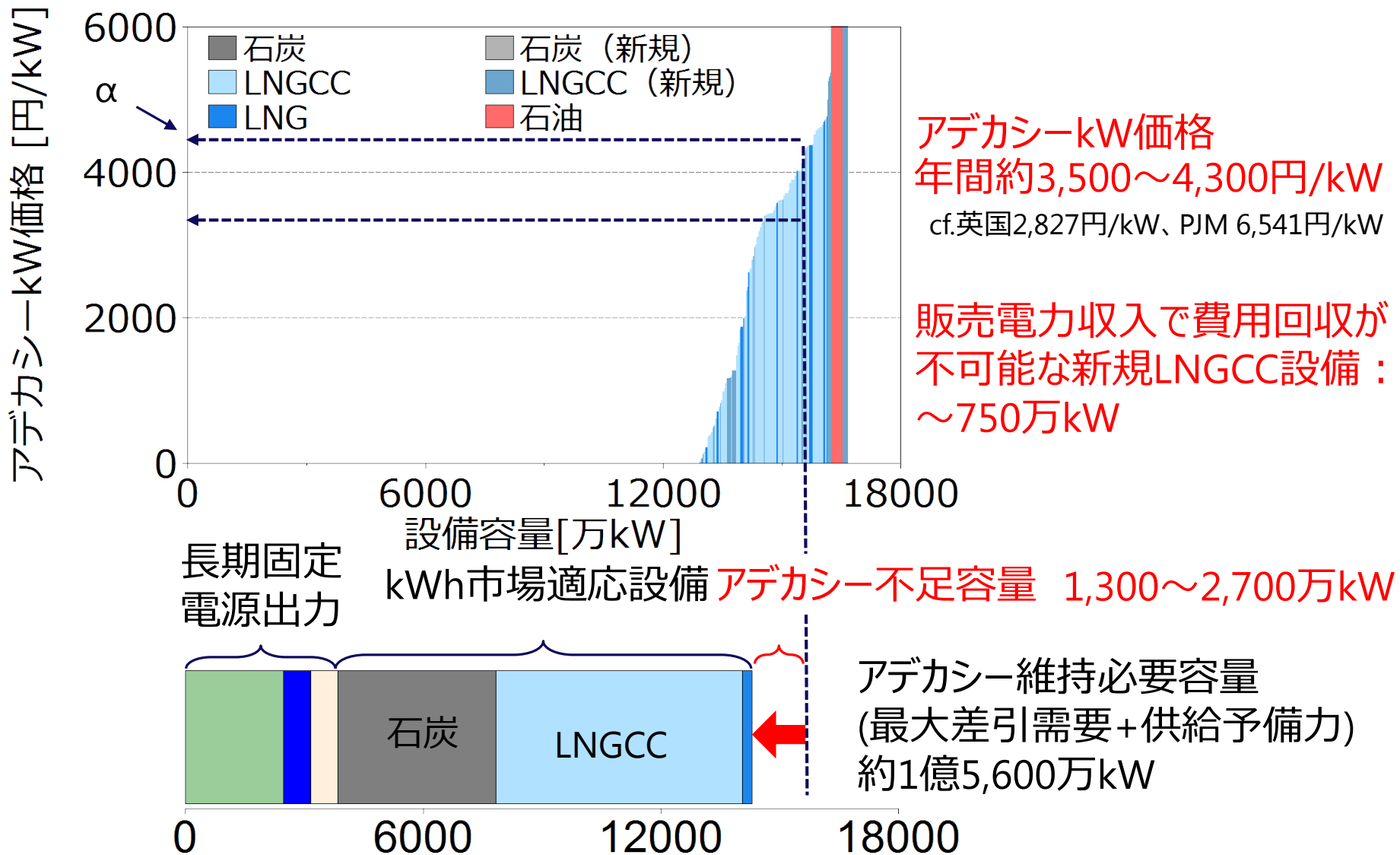
卸電力市場価格の考え方

- ◆ 卸電力市場価格は、ある時刻で、部分負荷運転中の火力発電機の短期限界費用の最大値とする
- ◆ 部分負荷運転でも考慮しない発電機
 - 最大・最低出力で運転している発電機
 - LFC最大・最小出力で運転している発電機

【概念図】



アデカシー確保の評価



5. 定量的評価を踏まえた政策的な示唆

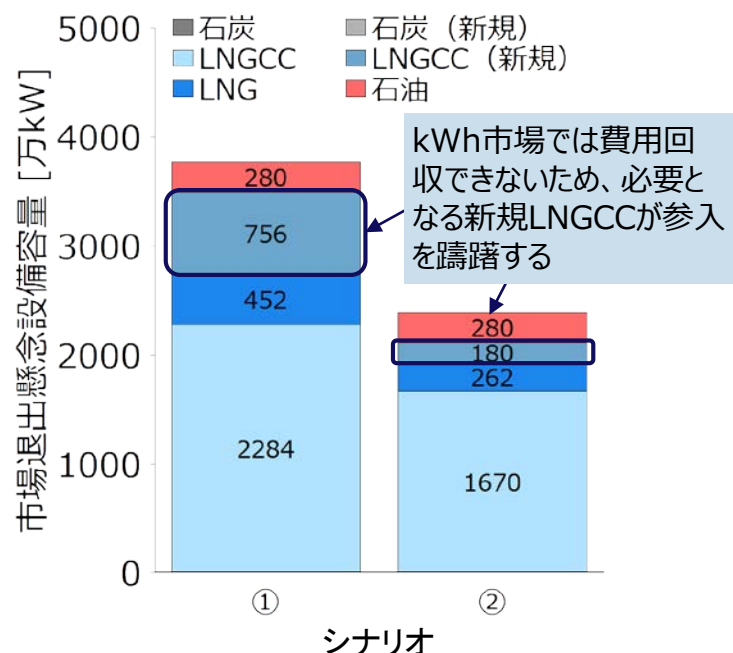
アデカシー確保についての考察

- ◆ 今回想定した2種の燃料価格シナリオにおいて、kWh市場適応設備の容量は、アデカシー維持には不十分*となる。卸電力価格が低いシナリオではアデカシー不足容量が約2,700万kW、LNG価格が上昇し卸電力価格が高くなるシナリオでも約1,300万kW発生するという結果となった。
- ◆ アデカシー不足を回避するために必要なアデカシーkW価格は、本評価では年間約3,500~4,300円/kWとなった。この価格は、2015年に英国で行われた容量オークションの落札価格18ポンド/kW (≈2,827円/kW)や、PJMの2018/19年の容量に対しての落札価格164.77ドル/MW-日(≈6,541円/kW)相当となっている。
- ◆ 今回想定した2種の燃料価格シナリオでは、kWh市場適応設備の容量に約1,400万kWの差が生じる結果となった。燃料価格はここ10年ほど乱高下していることから、卸電力価格を通じての費用回収の見通しが難しくなる。

* kWh市場適応設備の容量が、アデカシー確保のため必要な設備容量以下の水準となる問題は、米国テキサス州のERCOTの分析でも指摘されている (Newell他(2012))。

アデカシー確保と需給見通しについての考察

- ◆ 需給見通しの発電電力量を前提とすると、2030年までに約3,700万kWの新規LNGCCが必要となる。そのため、需給見通しを実現するには、主に既存設備の維持を対象に実施されているドイツの戦略的予備力制度ではなく、新規LNGCCの費用未回収リスクも低減する施策が我が国では重要となる。



注：新規は2016年以降に新設・リプレースが見込まれる設備の合計を指す

- ◆ kWh市場のみでは、短期限界費用が高いLNGCC等の火力電源の費用回収が困難になるため、競争環境下では投資が鈍化する。
- ◆ 本評価でも、導入を想定した約3,700万kWの新規LNGCC設備うち、150~750万kWは、販売電力収入で費用回収が進まないため、市場退出が懸念される結果となった(左図)。
- ◆ つまり、卸電力価格が低下した場合、需給見通しの実現のために必要な新規LNGCC容量の約20%以上(=約750万kW/3700万kW)が新規参入を躊躇することが示された。
- ◆ 既存・新規設備を対象とする容量メカニズムの参考として、英国やPJMの容量市場が挙げられる(服部,2015b)。

アデカシー確保方策の導入に向けて

- ◆ アデカシーの確保も需給見通しも達成するには、発電設備の投資回収の確実性を高める容量メカニズム制度を早急に導入し、発電設備へ投資(リプレースや新設)が行われるような体制を整えることが重要である。
- ◆ 我が国では、競争環境下において十分な供給力を維持するための具体的な制度設計については未だなされていない。
- ◆ しかし、将来的には既存設備も設備寿命等から退出*することが予定されている。電源の建設期間は長期に及ぶことも考慮すると、発電設備への投資が鈍化してしまう空白期間をなくし、アデカシー確保の施策を早期に導入するべきである。
- ◆ ただし、アデカシー維持のために必要な設備の種類(新規・既存、燃種)は、卸電力価格、需要、エネルギー政策など様々な要因に影響を受けることとなる。また、容量メカニズムの対象とする電源の設定により、アデカシー維持必要額は大きく異なる。
- ◆ そのため、アデカシー維持の状況に応じて必要となる支援が設定でき、国民負担の抑制と電源間の公平性を保てるような制度設計を目指すべきである。

* 40年での火力設備廃棄を前提とすると、2030年から2040年の間に、3,718万kWの発電設備が退出することとなる。

容量メカニズムに関する各国の動き(政府資料)

	容量市場(集中型)	容量市場(分散型)	戦略的予備力	容量支払制度	信頼度オプション
主な導入国	米国PJM(導入済) 英国(導入済)	フランス(検討中)	ドイツ(検討中)	スペイン(導入済)	イタリア(検討中)
概要	発電事業者が容量市場に電源を入札。そこで定まった容量価格に応じた支払いを市場開設者が発電事業者に行い、それに要する費用を小売事業者に負担させる方式	一定の要件を満たす容量を公的主体が認証し、その確保を小売事業者に対して義務付けた上で、認証を受けた容量を発電事業者や小売事業者の間で取引する方式	緊急時に不足すると見込まれる量の電源を、系統運用者が戦略的予備力としてあらかじめ確保しておく方式	発電事業者が保有する容量に対して、公的主体が容量に応じた報酬を定期的に支払う方式	送電事業者が発電事業者にプレミアムを支払い、卸電力価格があらかじめ決めた行使価格を上回った際に、その差分を発電事業者が負担して発電する方式
検討状況	<米国PJM> 2015年よりCapacity Performance制度を導入、通年での容量確保を義務づけるとともに、ペナルティを強化。 <英国> 2014年より制度導入し、容量オークションを実施。	<フランス> 2010年に容量市場の創設を規定し、2012年に関連法令を制定。 2017年の運用開始に向け、容量認証を受付中。 欧州委員会がEU競争法の観点で、仏政府の国家補助について調査中。	<ドイツ> 2015年にBMW i (連邦経済技術省) が容量市場の導入を見送り、戦略的予備力を導入する方針を公表。	<スペイン> 1998年に制度導入し、2007年より現行方式。 プール市場に入札を行っている電源に対して支払を行う。	<イタリア> 2017年より信頼度オプションを導入予定。
その他の導入国	米国ISO-NE(導入済)	米国CAISO(導入済)	スウェーデン(導入済)	イタリア(導入済) ギリシャ(導入済)	

参考文献

- ◆ 朝野他(2016)「欧州における再生可能エネルギー普及政策と電力市場統合に関する動向と課題」、電力中央研究所報告書、Y15022
- ◆ 荻本他(2012)「電力需給解析のための全国風力発電量データの収集と分析」、電気学会平成24年電気学会全国大会,6-003,pp.5-6
- ◆ 経済産業省 (2015a)「長期エネルギー需給見通し関連資料」、長期エネルギー需給見通し小委員会
- ◆ 経済産業省 (2015b)「長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告」、長期エネルギー需給見通し小委員会 発電コスト検証ワーキンググループ
- ◆ 経済産業省(2016)「容量メカニズムについて」、総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力基本政策小委員会(第5回)、資料6
- ◆ 四国電力(2014)「再生可能エネルギーの接続可能量の算定結果について」、省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会 系統ワーキンググループ(第3回)、資料6
- ◆ 電力系統の需給制御技術調査専門委員会(1989)「電気学会技術報告(II部) 第302号、電力系統の需給制御技術」、電気学会

参考文献

- ◆ 電力系統標準モデルの普及・拡充調査専門委員会(2001)「モデル拡充に関する報告書(マニュアル)」、電気学会
- ◆ 永田(2012)「系統電源以外のリソースによる予備力提供の効果の評価 – 系統電源利用率改善の観点からの評価手法の提案 –」、電力中央研究所報告書、R11013
- ◆ 服部(2015a)「欧米における容量市場の制度設計の課題」、諸富徹編著、『電力システム改革と再生可能エネルギー』、日本評論社
- ◆ 服部(2015b)「容量メカニズムの選択と導入に関する考察」、電力経済研究、第61号、電力中央研究所
- ◆ 山本・戸田(2013)「電力市場が電力不足を招く、missing money問題(固定費回収不足問題)にどう取り組むか」、IEEI Discussion Paper、2013-001
- ◆ 渡邊他(2014)「再生可能エネルギー大量導入に対応した需給運用シミュレータ – 需給運用計画策定機能のプロトタイプ開発 –」、電力中央研究所報告書、R13013
- ◆ Newell他(2012)「ERCOT Investment Incentives and Resource Adequacy」、The Brattle Group、ERCOT