

長期エネルギー需給見通しを前提とした アデカシー確保に関する定量的評価

永井雄宇^{1*}、渡邊勇²、朝野賢司¹、岡田健司¹、古澤健¹

1：電力中央研究所 社会経済研究所

2：電力中央研究所 システム技術研究所

2016年5月16日

要約：

本稿では、当所で開発した需給運用シミュレータを用いて、競争環境下で長期エネルギー需給見通し（以下、需給見通し）を実現する場合、どの程度の発電設備が販売電力収入により発電費用（資本費+運転維持費+燃料費+起動費）を回収できるかの評価を行った。具体的には、需給見通しに基づき電源設備構成、電力需要、再生可能エネルギーの供給量等を想定し、3種の燃料価格のシナリオ①2010年度想定、②2013年度想定、③2030年度想定について評価を行った。

第1の結論として、競争環境下で年間販売電力収入のみで発電費用を回収できる発電設備の容量は、アデカシー（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）を維持するには不十分となる。アデカシー不足容量は、卸電力価格が最も低いシナリオ①では約2,700万kW、LNG価格が上昇することで、相対的に卸電力価格が高くなるシナリオ②と③でも約1,300万kW発生してしまう。

第2に、需給見通しを実現するためには、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重要となる。需給見通しの発電電力量を前提とすると、2030年までに3,661万kWの新規LNGCCが必要となる。これに対して、販売電力収入のみでは費用回収が滞るため、新規LNGCC設備の約150~750万kWについては市場退出が懸念される結果となった。

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おらず、このままではアデカシーの確保も需給見通しの達成も困難となってしまうことが懸念される。発電設備へ投資（リプレースや新設）が行われるような容量メカニズム制度を早急に導入し、発電設備の投資回収の確実性を高めることが重要である。

免責事項

本ディスカッションペーパー中、意見にかかる部分は筆者のものであり、電力中央研究所又はその他機関の見解を示すものではない。

Disclaimer

The views expressed in this paper are solely those of the author(s), and do not necessarily reflect the views of CRIEPI or other organizations.

* Corresponding author. E-mail: nagai-yu@criepi.denken.or.jp

長期エネルギー需給見通しを前提とした アデカシー確保に関する定量的評価

電力中央研究所

社会経済研究所 主任研究員 永井 雄宇
システム技術研究所 上席研究員 渡邊 勇
社会経済研究所 主任研究員 朝野 賢司
社会経済研究所 上席研究員 岡田 健司
社会経済研究所 主任研究員 古澤 健

ディスカッションペーパー

SERC Discussion Paper 16001

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. アデカシー確保評価についての考察

【参考】

用語集

電力コストについて(政府資料)

容量メカニズムに関する各国の動き(政府資料)

1. 背景と目的

背景①

- 競争環境下では、発電事業者は卸電力市場(kWh市場≡energy only market)での販売電力収入により発電費用(資本費+運転維持費+燃料費+起動費)を回収するという考え方が基本となる。
- その一方、短期限界費用(≡増分燃料費)により形成される卸電力市場価格に基づく販売電力収入だけでは発電設備の固定費が回収できない問題(ミッシングマネー問題)が生じることが懸念されている(山本・戸田(2013))。
- 短期限界費用が低く、優先給電ルールが適用される再生可能エネルギー(再エネ)が卸電力市場に大量に参入することは、卸電力市場価格を引き下げ、火力電源の稼働率を低下させ、ミッシングマネー問題を深刻化させる(朝野他(2016))。
- 発電設備の費用回収の不確実性の増大により、中長期的にはアデカシー*の維持が難しくなることが懸念される。

*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

背景②

- 容量メカニズムとは、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で、競争環境下でも十分な供給力を維持するための仕組みである(服部(2015a))。容量メカニズムは将来又は現在の供給力不足から諸外国(米国、英国等)でも導入されており、電力システム改革専門委員会報告書でも、自由化後のアデカシー確保方策のひとつとして、「容量市場を創設することが適当」とされている。
- 我が国でも、容量メカニズムに関する議論はこれまでも制度設計WGで行われているものの、「海外先進事例も踏まえ、更に検討が必要」との結論にとどまっている(同WG第4回(H25.12.9)、第5回(H26.1.20))。
- 電力基本政策小委員会(第5回(H.28.3.30))においても、「今後、事務局において、海外調査等も行った上で、論点を整理し、改めて御議論いただくこととしたい」とされており、創設時期などの具体的な制度設計にはまだ至っていない。

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)(経済産業省(2015a))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し、アデカシー確保の課題と解決に向けて分析を行う。

2. 需給運用シミュレータの特長と概要

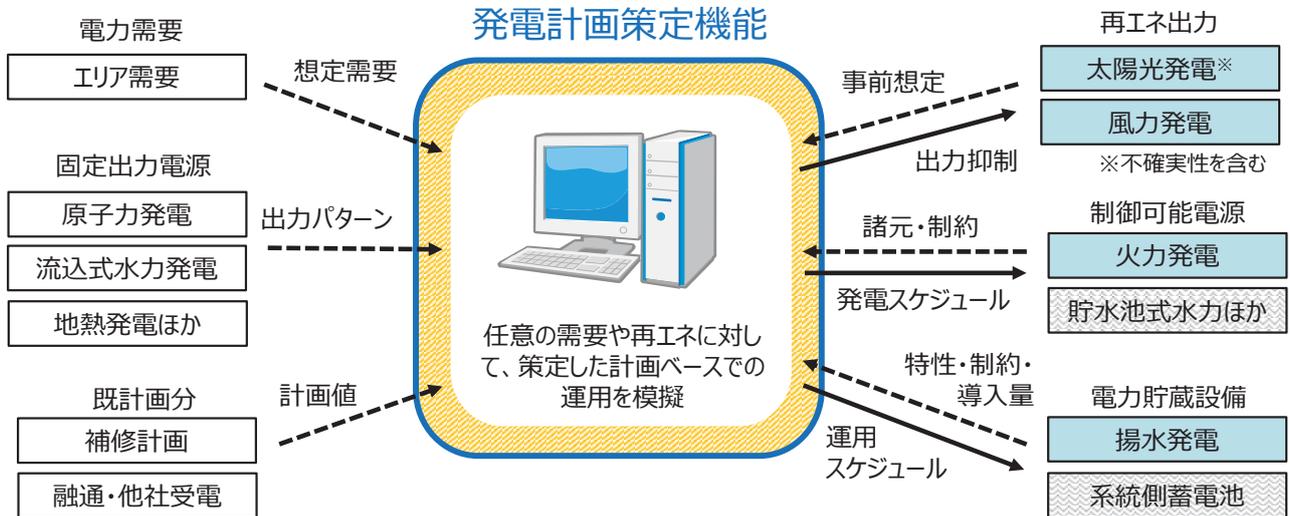
需給運用シミュレータの特長

- ◆ 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
 - 安定供給を保つための運用制約の考慮
 - 短・長周期変動に対する調整力・予備力の確保
 - 再エネの優先給電を反映した運転計画
 - 経済運用を行わない計画 (費用最小化でない計算)
 - 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

需給運用シミュレータの基本構成

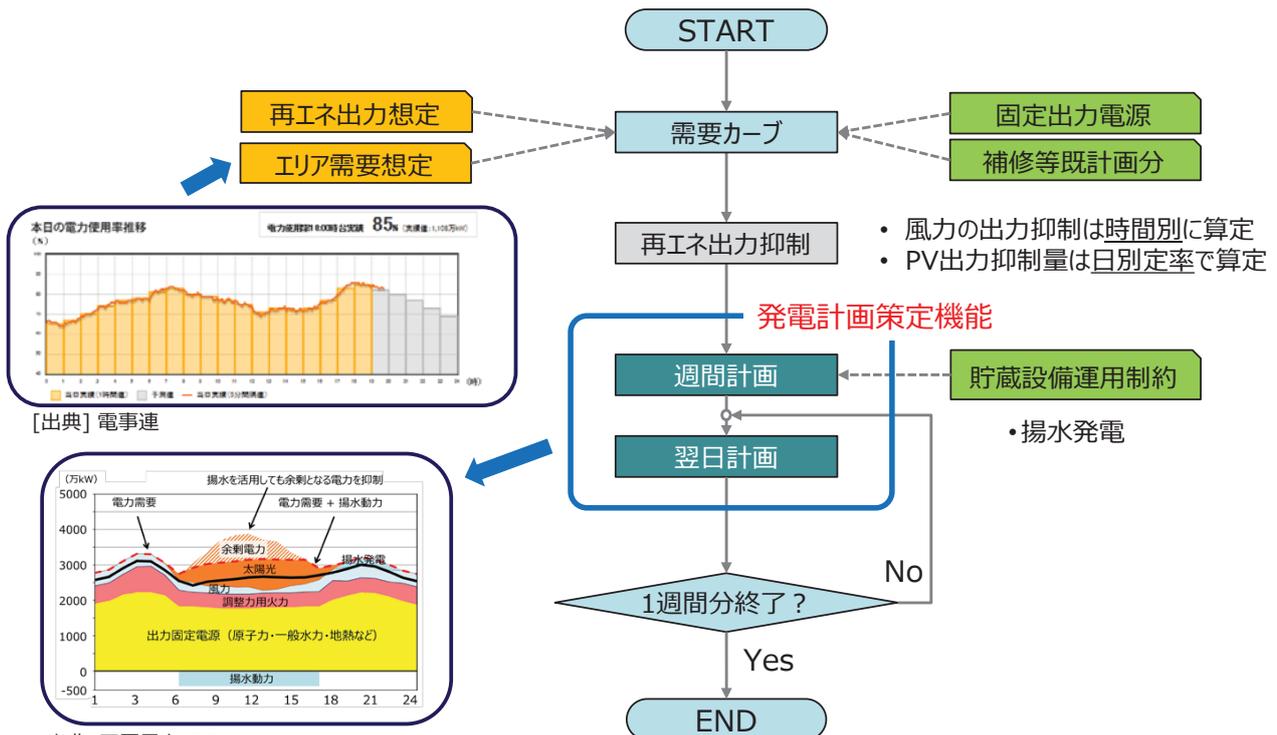
- ◆ 目的関数： 燃料費 + 起動費の最小化
- ◆ 決定変数： 電源・貯蔵設備の各時間帯における出力

---> 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



[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」

数理計画モデルに基づく計画策定

◆ 目的関数

- 燃料費 + 起動費の最小化

◆ 決定変数

- 電源 i の時間帯 t における並解列状態を表すバイナリ変数 U_{it}
- 電源 i の時間帯 t における出力を表す変数 P_{it}
- 貯蔵設備 i の時間帯 t における充放電を表す変数 P_{it}^{char} , $P_{it}^{dischar}$

主な制約条件	概要
需給バランス	総出力を総需要に一致させる
予備力	ある一定値以上の予備力を確保する (上げ代、下げ代)
出力上下限	各電源は既定の範囲内で出力する
最小稼働・停止時間	ある一定時間以上は同じ運転状態(並解列)を維持する
出力変化速度	各電源の出力変化を上下限の範囲内に制限する
LFC調整力	ある一定値以上のLFC調整力を確保する (上げ代、下げ代)

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

需給見通しに基づいた想定

◆ 対象地域・期間：東・西日本の2030年(各月の代表週*)

電力需要と燃料費の想定

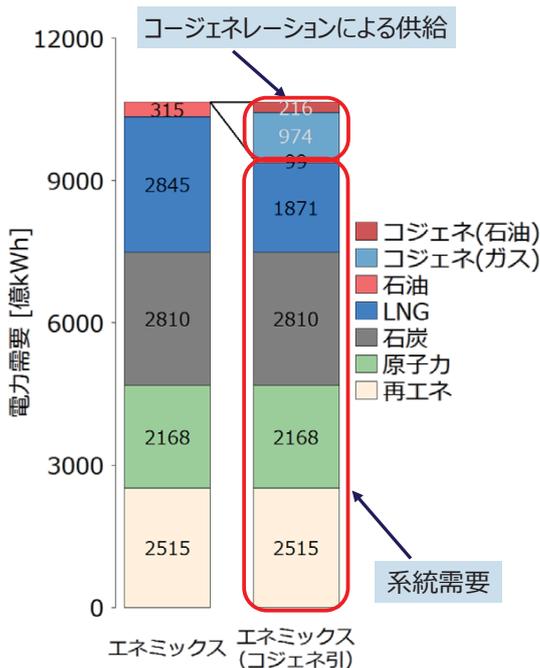
電力需要	2014年の需要データを基に、需要量が需給見通しに合うように調整(日負荷曲線は2014年を維持) (p.16)
燃料価格	3種の燃料価格シナリオを想定 (p.29,30)

原子力・再生可能エネルギーの導入規模等の想定

原子力	2,168億kWh、年間一定出力 (2,475万kW相当)
PV	~750億kWh (6,400万kW)
風力発電	~180億kWh (1,000万kW)
バイオマス	490億kWh、年間一定出力 (559万kW相当)
地熱	113億kWh、年間一定出力 (129万kW相当)

* 各月において、お正月やGWなど特殊軽負荷時を含まない週を代表週として選択し、代表週の計算結果をその月の典型的な需給計画として年間の結果に反映

需給見通しに基づく電力需要の想定



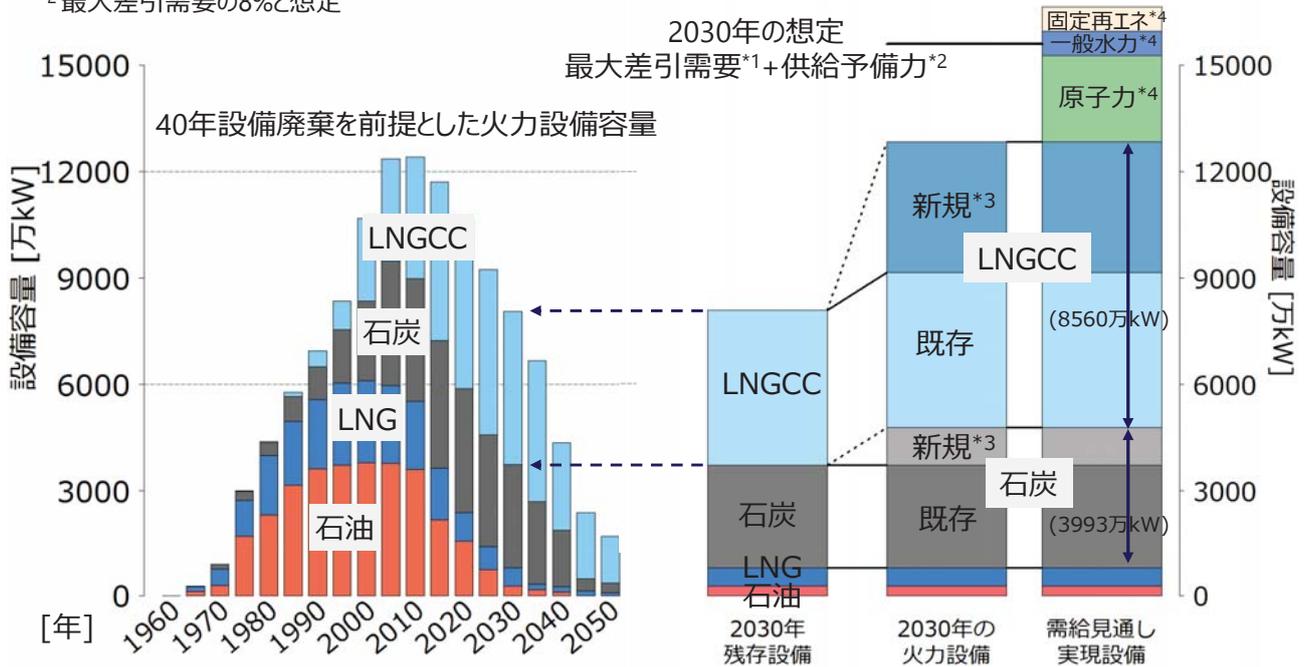
[出典] 経済産業省 (2015a) 「長期エネルギー需給見通し関連資料」

- ◆ 需給見通しの2030年の電力需要(発電端)は10,653億kWh
- ◆ そのうち、1,190億kWhはコージェネレーションの導入により供給される見通し
 - 2030年における石油火力の発電量は、40年未満のもので99億kWhの見通しとなっているため、残りの216億kWhは石油由来のコージェネで供給されると仮定
 - 残りのコージェネ供給はすべてガス(LNG)により供給されるとし、974億kWhを割り当て
- ◆ そのため、系統電力により供給する目標値は、コージェネレーションを差し引いた9,463億kWh
- ◆ シミュレータには送電端の需要が必要であるため、過去の実績を参考に所内率を3.5%と想定し、需要(送電端)が9,132億kWhになるように想定

需給見通しに基づく設備想定〔その1〕

*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



需給見通しに基づく設備想定〔その2〕

- ◆ 2030年に必要な石炭火力の設備容量
 - 石炭火力の発電量は需給見通しより2810億kWh
 - 石炭火力の設備利用率：80% ⇒ 3,993万kW
 - 2030年既存設備(2,939万kW)
 - 2030年までに廃棄される石炭火力は、全てリプレイスされると想定(934万kW)
 - 不足する容量は、廃棄される石油火力から燃料転換されると想定(120万kW)
- ◆ 2030年に必要なLNGCCの設備
 - LNGCCの発電量は需給見通しの2845億kWhからコジェネ分974億kWhを差し引いた1871億kWh
 - LNGCCの設備利用率：25% ⇒ 8,560万kW
 - 2030年既存設備(4,882万kW)
 - 2030年までに廃棄されるLNG火力とLNGCCは、全てLNGCCとしてリプレイスされると想定(2,370万kW)
 - 不足する容量は、廃棄される石油火力から燃料転換されると想定(1,308万kW)
- ◆ 2030年のLNG火力と石油火力の設備容量
 - 2030年時点で運用開始から40年経っていない設備

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 [万kW]	DSS 起動費 [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 [万kW]	DSS 起動費 [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

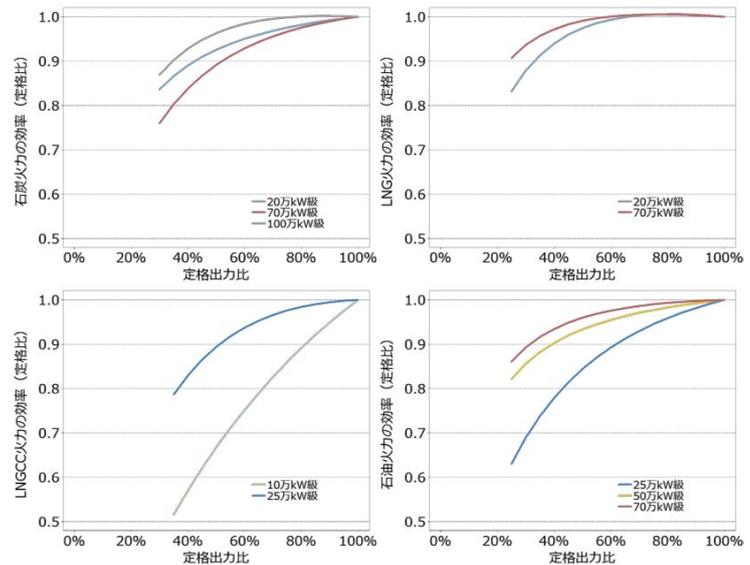
[出典] 永田 (2012)「系統電源以外のリソースによる予備力提供の効果の評価」

火力発電機の想定③

◆ 発電機の部分負荷特性は、電気学会の燃料費のデータを基に作成

$$F_c = a + bP + cP^2 \quad (F_c : \text{千円}, P : \text{MW})$$

種別	定格出力(MW)	a	b	c
石油火力	250クラス	316	4.6	0.00105
	500クラス	200	5.0	0.00005
	700クラス	260	5.0	0.00038
LNG火力	200クラス	66	2.2	0.00250
	700クラス	117	2.4	0.00040
石炭火力	200クラス	40	2.0	0.00020
	700クラス	182	1.3	0.00016
	1000クラス	550	0.4	0.00070
コンバインド	100クラス	104	0.9	0.00073
	250クラス	120	1.4	0.00166



[出典] 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)」

火力発電機の想定④

◆ 火力発電機は定期点検等を考慮し、最大で年間約80%の設備利用率になるように想定

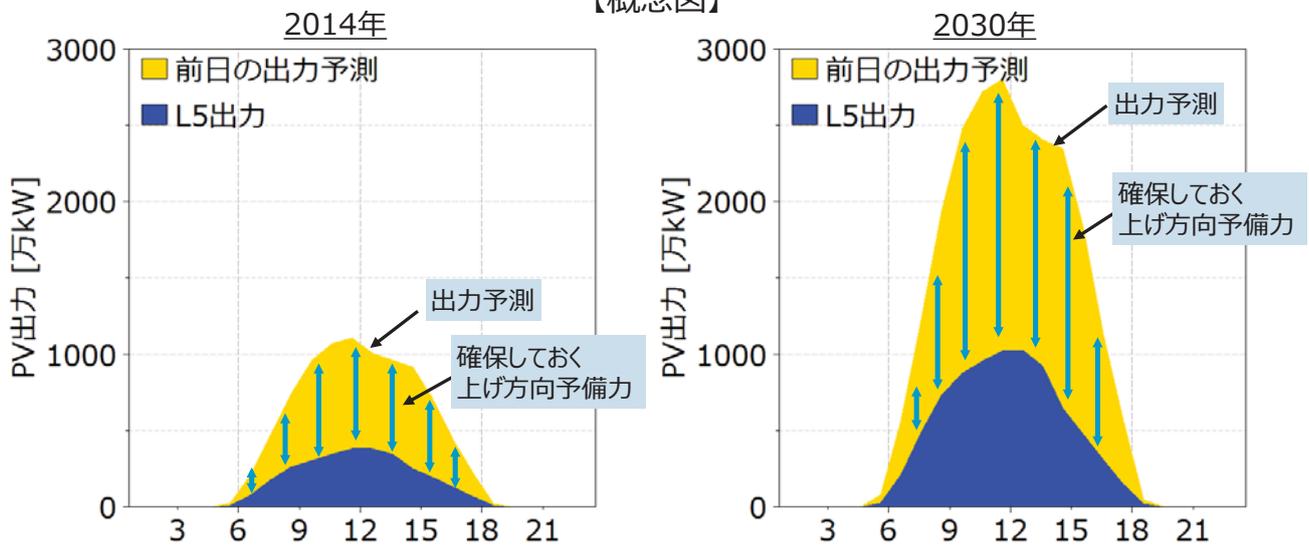
- 定期点検のために、年間2か月停止
 - 発電機ごとの年間最大稼働率は約83.3%
- 燃種ごとに、点検グループを6個想定
 - 設備容量の少ないグループを高負荷期に点検

◆ 揚水式水力の定期点検は火力より頻度が低いとし、最大で年間約90%の設備利用率となるように想定

- 定期点検のために、年間1か月停止
 - 発電機ごとの年間最大稼働率は約91.6%
- 点検グループを12個想定
 - 設備容量の少ないグループを高負荷期に点検

PV出力と予測誤差対応と運転予備力

- ◆ アメダス日射量・気温データベースを参考に出力を想定
 - 観測地点：北海道・本州・四国・九州の41地点
- ◆ 必要な運転予備力は、予測誤差対応の予備力、または需要の8%のいずれか大きい方とする。【概念図】



© CRIEPI 2016

23

一般水力の想定

- ◆ 平成16~25年度の平均発電量を使用
 - 他社水力は、月別の発電量の傾向を自社水力と同じと仮定し、設備容量の比率で割り振ることとした
- ◆ 流れ込み式と貯水式の区別は設けない
- ◆ 時間別の出力変動は考慮せず、計画期間を通じて一定の出力を想定

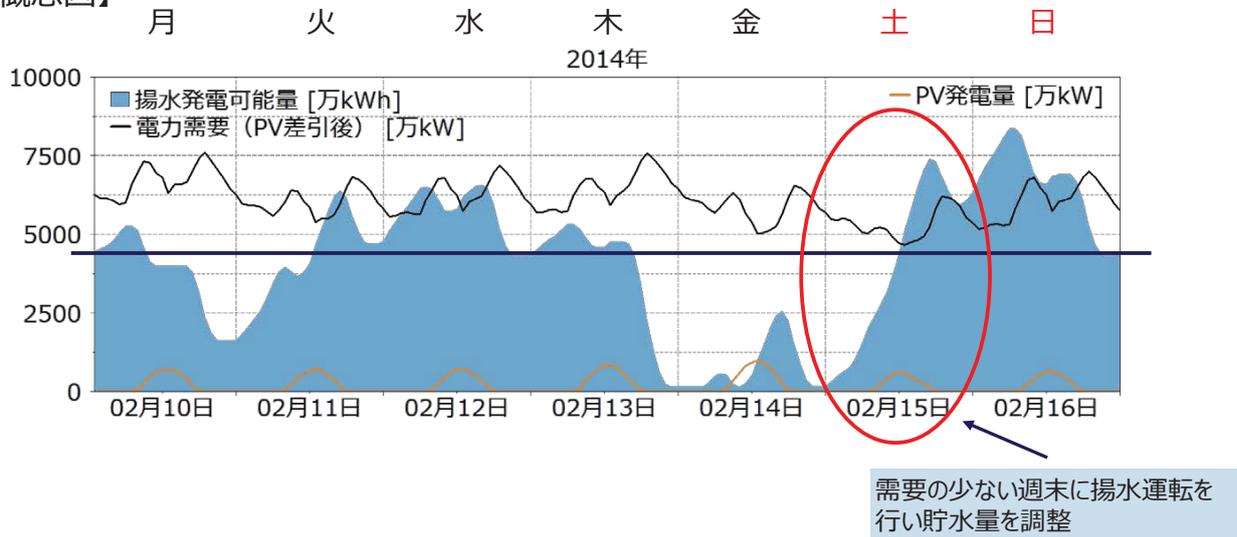
[万kW]												
10年平均	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
流れ込み式	538	598	793	973	1048	970	1000	840	790	658	598	596
貯水式	136	160	153	137	161	174	202	168	156	77	51	91
流れ込み式+貯水式	674	758	946	1110	1209	1144	1202	1008	946	735	649	687

[出典]電力統計情報を参考に作成

揚水式水力の想定

- ◆ 週の初め(月曜日の0時)と週の終り(日曜日の24時)の貯水量が同量となるように需給計画を策定することを想定

【概念図】



需給運用シミュレータ・分析上の留意点

◆ 需給運用シミュレータ上の留意点

- 燃料消費制約：現状では、一定期間内に一定の消費が必要なLNG契約が多いが、2030年にはスポット市場等を活用して柔軟にLNGの必要量を確保できると想定した。
- 流れ込み式と貯水式の区別：貯水式水力も流れ込み式水力と同じく一定の出力で発電すると想定した。
- 揚水式水力の季節別制約：年間を通じて各月同じ制約

◆ 分析上の留意点

- 他エリアとの協調：東日本・西日本ごとに燃料費+起動費が最小となるように前日発電計画を策定(≒FCによる電力融通なし)
- ネットワーク制約：地域内の送電制約や地域間連系線制約は省略

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

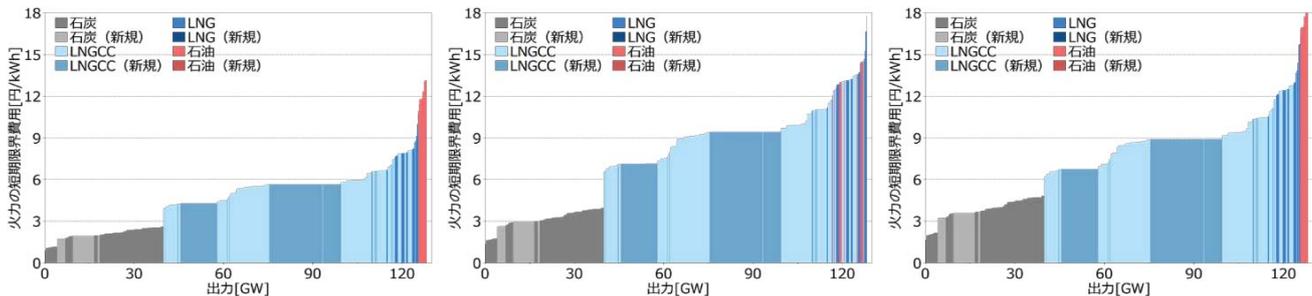
- ◆ 需給運用シミュレータを活用し、需給見通しに合わせた想定で、燃料費 + 起動費の最小化計算を実施
- ◆ 各時間帯の計算結果から得られる短期限界費用を卸電力市場価格と想定し(p.34)、発電機の時間別販売電力収入(≒卸電力市場価格×発電量)を計算
- ◆ 発電費用(資本費+運転維持費+燃料費+起動費)と年間の総販売電力収入から、各電源の収支を計算
- ◆ kWh市場適応設備容量*を算出し、アデカシーが確保できるかを評価

* 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)〔その1〕

◆ 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3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	シナリオ②	シナリオ③
石炭価格：低 (9,767円/t)	石炭価格：中 (10,772円/t)	石炭価格：高 (14,044円/t)
LNG価格：低 (50,104円/t)	LNG価格：高 (83,566円/t)	LNG価格：中 (79,058円/t)
石油価格：低 (7,216円/bbl)	石油価格：中 (10,995円/bbl)	石油価格：高 (13,422円/bbl)



感度分析(燃料価格の想定)〔その2〕

◆ 将来の燃料価格は不確実性が高いため、上記の3種の燃料価格シナリオを想定して感度分析を実施(燃料費の詳細はp.50を参照)

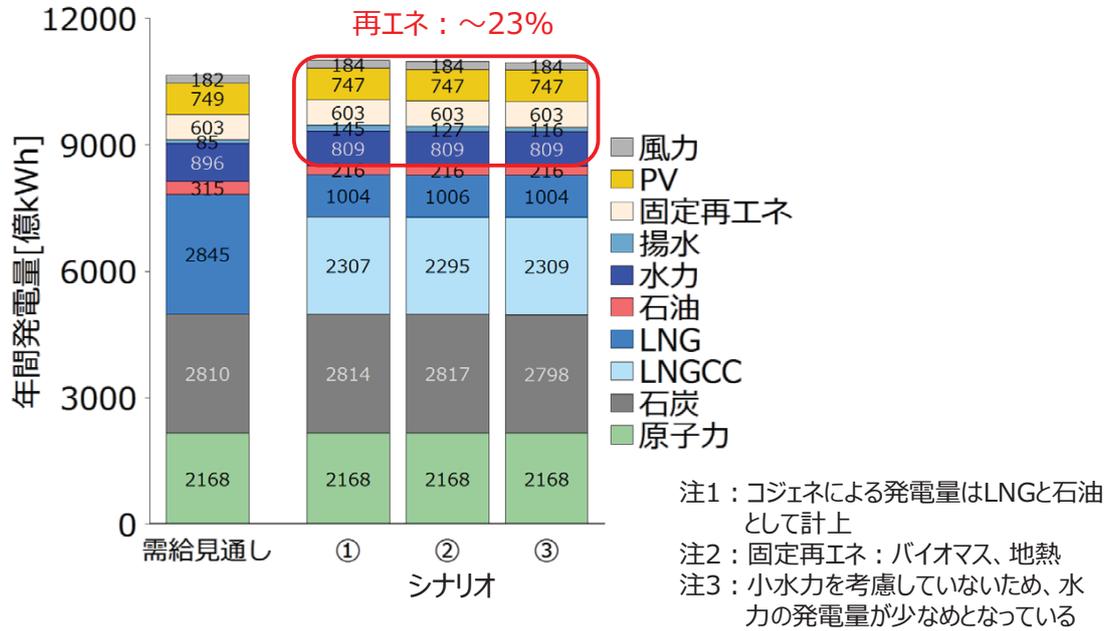
◆ 3種の燃料価格シナリオの特徴は、下記のようにになっている

- シナリオ①：2010年度の実績
他のシナリオと比較し、燃料価格が低い。中でもLNGの価格が低くなっている
- シナリオ②：2013年度の実績
石炭価格は2010年度水準だが、LNG・石油価格が上昇している(石油火力とLNG火力の短期限界費用が同程度となっている)
- シナリオ③：2030年度の燃料価格想定*
LNGの価格は2013年度より少し下がっているが、石炭と石油の価格が上昇

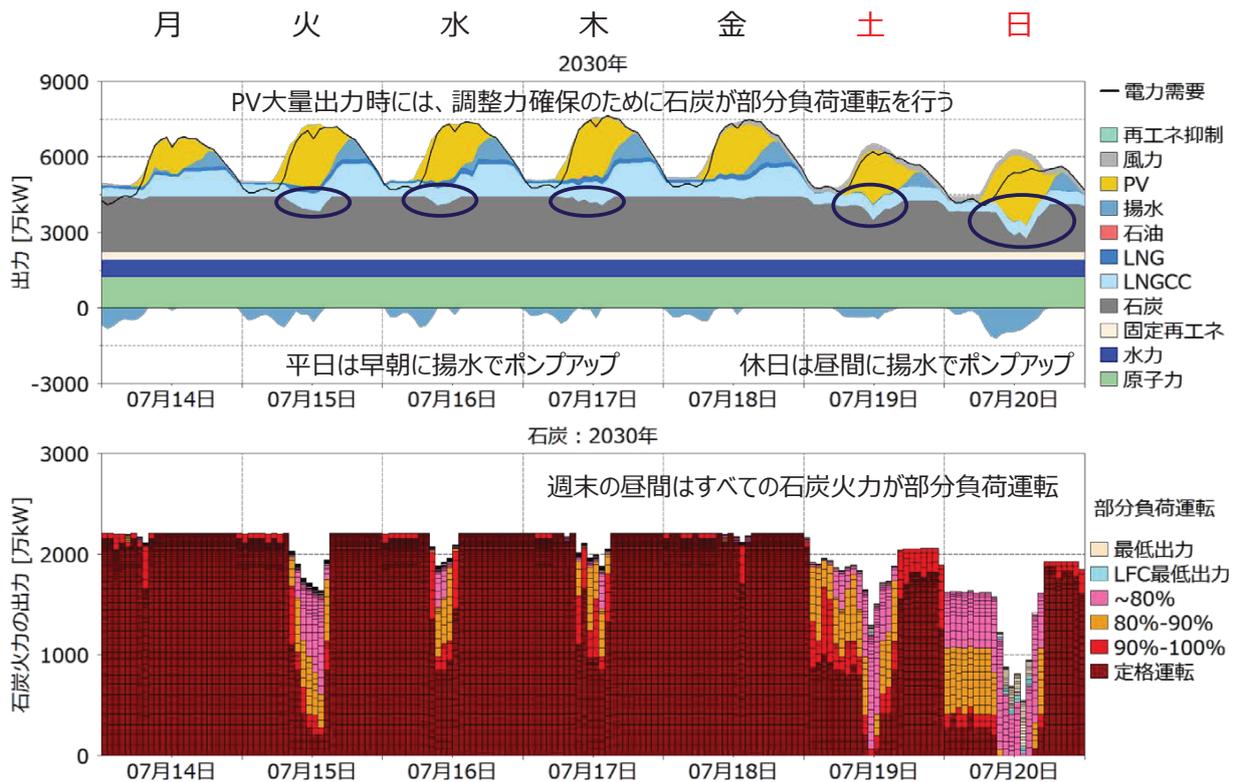
* 需給見通しでは、World Energy Outlook 2014の燃料価格見通し(2013年実質価格)を参考に、2030年の燃料価格を想定。

電源別発電量の結果

◆ 需給見通しの目標発電量と、3種の燃料価格シナリオでの電源別年間発電量の結果を示す



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

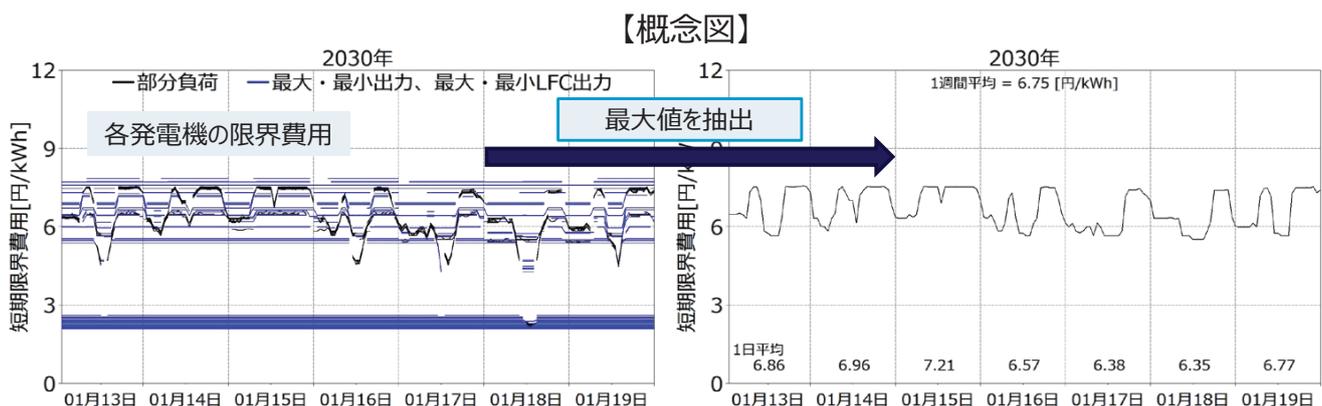
kWh市場適応設備：

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

- 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) (p.35)
 - 資本費：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：3種の燃料価格シナリオを用いて計算 (p.29,30)
- 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 (p.34)

短期限界費用(卸電力市場価格)の考え方

- ◆ 短期限界費用は、ある時刻で、部分負荷運転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



発電機の資本費と運転維持費の想定

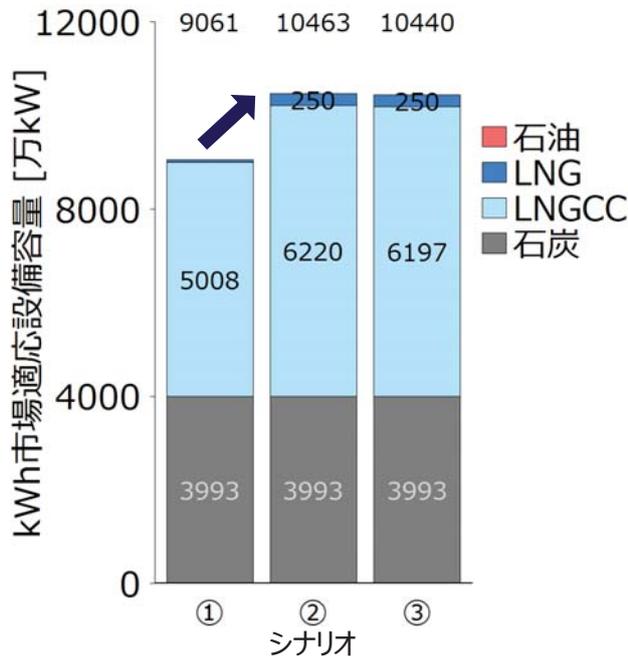
- ◆ コスト等検証委員会のモデルプラントのデータを参考
- ◆ 資本費
 - 割引率3%、償却期間15年とし一律で計算
 - 今回の試算では2016年以降に運開した発電設備にのみ適用
 - 新設・リプレースされると想定した発電設備(P.17,18)にはすべて適用
- ◆ 運転維持費：人件費、修繕費、諸費、業務分担費など
 - 運開年数に関わらず適用

[円/kW-年]	石炭	LNG火力	石油火力
資本費	19,270	10,050	15,920
運転維持費	8,490	4,610	6,680
合計	27,760	14,660	22,600

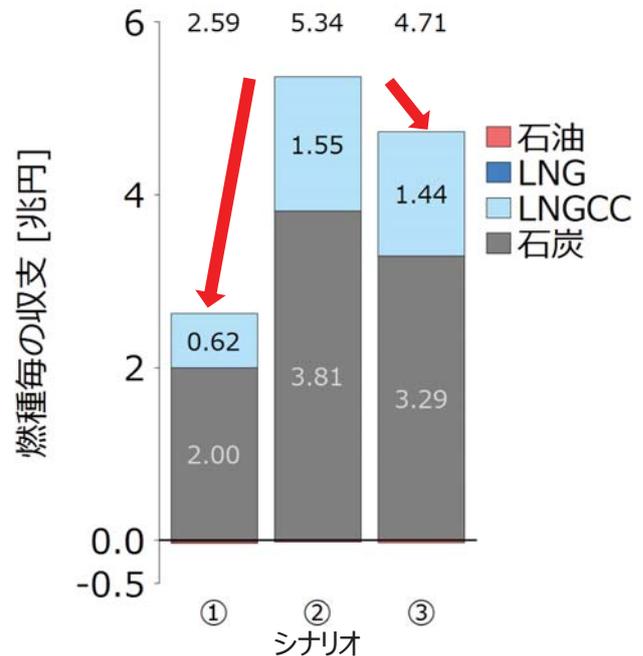
[出典] コスト等検証委員会 第3回会議配布資料1-2を参考に作成

kWh市場適応設備と年間燃料費の結果〔その1〕

卸電力価格が上がるとより多くの時間帯で
資本費の回収が可能になる



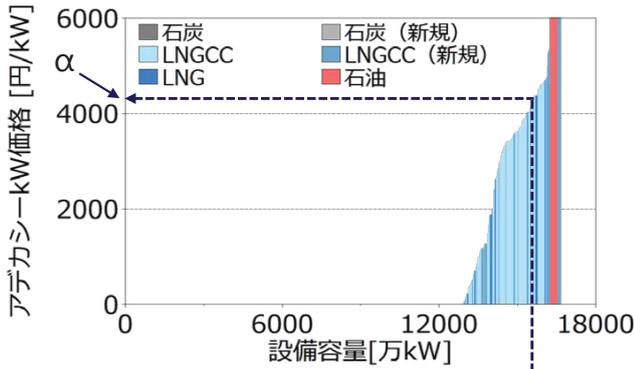
卸電力市場価格の低下が、
収支に与える影響



kWh市場適応設備と年間燃料費の結果〔その2〕

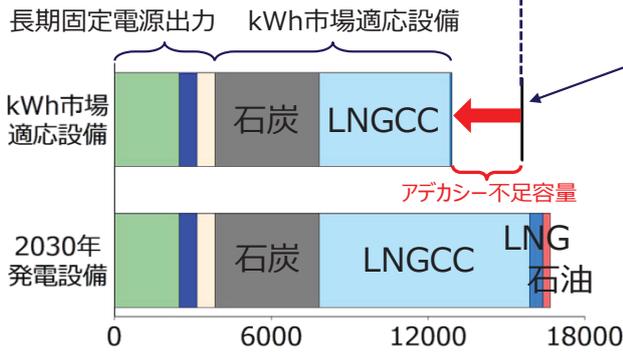
- ◆ LNGCCのkWh市場適応設備容量は、燃料価格に左右されるため、LNG価格の高いシナリオ②と③で容量が増加
 - LNGCCが卸電力価格を決める時間帯が多いため、LNGの価格が一番高いシナリオ②において一番多くの設備がkWh市場適応設備となる
- ◆ ピーク電源となるLNGも、卸電力価格の高いシナリオ②と③では、250万kWが市場適応設備となる
- ◆ 石炭火力は短期限界費用で形成される市場の場合先に落札されることとなるため、全てのシナリオで費用回収が可能なり、市場適応設備容量は影響されない
 - その一方、石炭火力の収支は卸電力価格と石炭の燃料費の価格差に依存するため、卸電力価格の低下は収支を悪化させる

アデカシー確保の評価〔シナリオ①〕



アデカシーkW価格 (α) : 年間 約4,300円/kW
 下記の不等式を満たす発電機の合計がアデカシー維持必要容量を超えるために必要となる最低価格
 $(\text{資本費} + \text{運転維持費}) + (\text{燃料費} + \text{起動費}) < \text{販売電力収入} + (\alpha \text{円/kW} \times \text{容量(kW)})$

アデカシー不足容量 : 約2,700万kW
 アデカシー維持必要容量(1億5605万kW)に対して不足するkWh市場適応設備容量

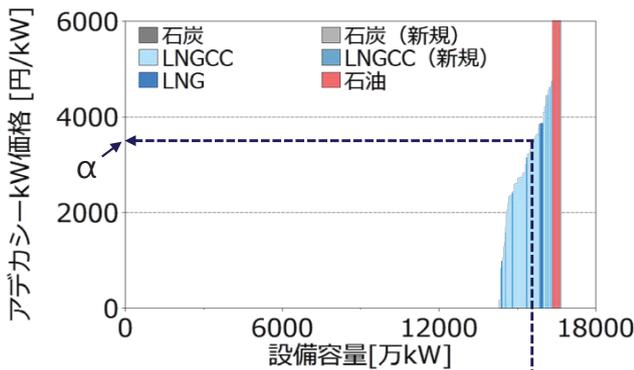


アデカシー維持必要容量(最大差引需要+供給予備力)

アデカシー維持必要額 : 年間 約1,200 ~ 6,700億円
 低ケース : $\alpha \text{円/kW} \times \text{アデカシー不足容量}$
 不足容量に対してのみ支払うケース
 高ケース : $\alpha \text{円/kW} \times \text{アデカシー維持必要容量}$
 電源間の公平性を考慮し、アデカシー維持に貢献している全ての電源に対して支払うケース

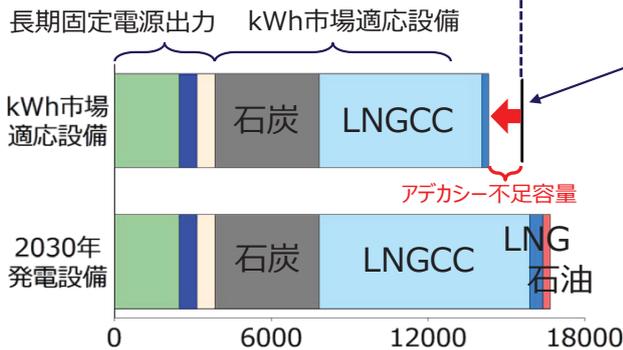
注 : 2030年発電設備は需給給見通しを参考に想定(p17,18)

アデカシー確保の評価〔シナリオ②〕



アデカシーkW価格 (α) : 年間 約3,600円/kW
 下記の不等式を満たす発電機の合計がアデカシー維持必要容量を超えるために必要となる最低価格
 $(\text{資本費} + \text{運転維持費}) + (\text{燃料費} + \text{起動費}) < \text{販売電力収入} + (\alpha \text{円/kW} \times \text{容量(kW)})$

アデカシー不足容量 : 約1,300万kW
 アデカシー維持必要容量(1億5605万kW)に対して不足するkWh市場適応設備容量

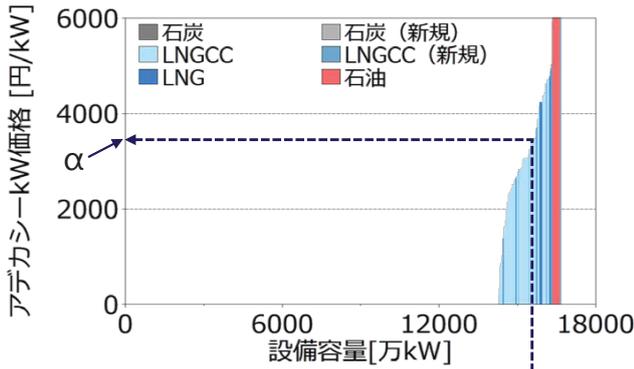


アデカシー維持必要容量(最大差引需要+供給予備力)

アデカシー維持必要額 : 年間 約450 ~ 5,500億円
 低ケース : $\alpha \text{円/kW} \times \text{アデカシー不足容量}$
 不足容量に対してのみ支払うケース
 高ケース : $\alpha \text{円/kW} \times \text{アデカシー維持必要容量}$
 電源間の公平性を考慮し、アデカシー維持に貢献している全ての電源に対して支払うケース

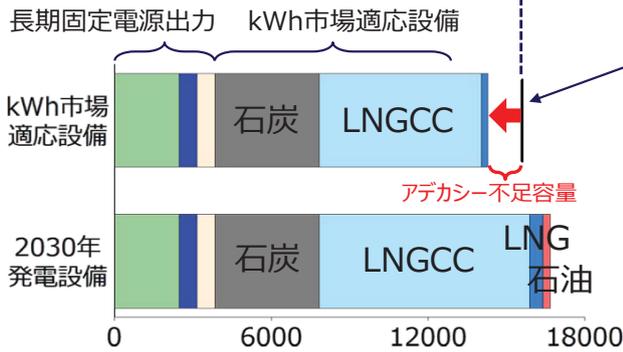
注 : 2030年発電設備は需給給見通しを参考に想定(p17,18)

アデカシー確保の評価〔シナリオ③〕



アデカシーkW価格 (α) : 年間 約3,500円/kW
 下記の不等式を満たす発電機の合計がアデカシー維持必要容量を超えるために必要となる最低価格
 $(\text{資本費} + \text{運転維持費}) + (\text{燃料費} + \text{起動費}) < \text{販売電力収入} + (\alpha \text{円/kW} \times \text{容量(kW)})$

アデカシー不足容量 : 約1,300万kW
 アデカシー維持必要容量(1億5605万kW)に対して不足するkWh市場適応設備容量



アデカシー維持必要容量(最大差引需要+供給予備力)

アデカシー維持必要額 : 年間 約450 ~ 5,400億円
 低ケース : $\alpha \text{円/kW} \times \text{アデカシー不足容量}$
 不足容量に対してのみ支払うケース
 高ケース : $\alpha \text{円/kW} \times \text{アデカシー維持必要容量}$
 電源間の公平性を考慮し、アデカシー維持に貢献している全ての電源に対して支払うケース

注 : 2030年発電設備は需給見通しを参考に想定(p17,18)

5. アデカシー確保評価についての考察

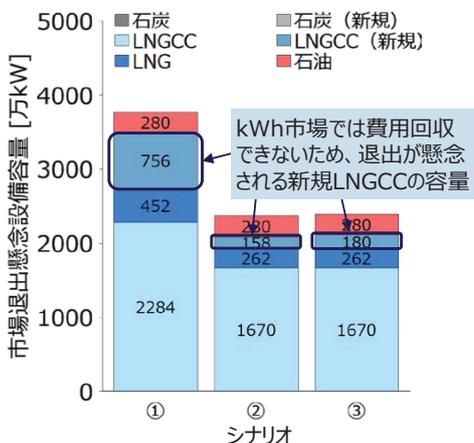
アデカシー確保についての考察

- ◆ 今回想定した3種の燃料価格シナリオ全てにおいて、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。卸電力価格が最も低いシナリオ①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②と③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3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(p.44のシナリオ①と②の差)。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(p.17,18)。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、卸電力価格がシナリオ①のように低下した場合、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(p.17)。

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

【参考資料】

【参考】用語集

- ◆ 発電費用
 - 資本費+運転維持費+燃料費+起動費の合計
- ◆ 最大差引需要
 - 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)
- ◆ kWh市場適応設備容量
 - 年間販売電力収入により、発電費用を回収できる発電設備の容量
- ◆ アデカシーkW価格
 - 発電費用回収が可能な発電機の合計が、アデカシー維持必要容量を超えるために必要なkW単価
- ◆ アデカシー不足容量
 - アデカシー維持必要容量に対して不足するkWh市場適応設備容量
- ◆ アデカシー維持必要額
 - アデカシーが維持できない場合に、不足分を補うために必要となる費用(支払い対象となる設備は市場メカニズムの仕組みによって異なる)

【参考】電力コストについて(政府資料)

■ 再エネの拡大、原発の再稼働、火力の高効率化等に伴い、2030年度の燃料費は5.3兆円まで減少するが、再エネの拡大に伴いFIT買取費用が3.7~4.0兆円、系統安定化費用が0.1兆円増加する。これにより、電力コストは現状(2013年度)に比べ5~2%程度低減される。



実際の電気料金の総原価には減価償却費(資本費)や人件費、事業報酬等も含まれているが、電源構成(発電電力量の構成)から一義的に決まらないため、将来まで一定水準であると仮定して比較する。

燃料費

- ✓ 火力の燃料費は、コスト検証WGと同様に燃料価格等を右のとおり想定して算出。
- ✓ 原子力の燃料費は、コスト検証WGにおけるkWhあたりの燃料費を計上。

	2010年度	2013年度	2030年度
為替(円/\$)	85.74	99.95	105.24
石炭(\$/t)	113.91	107.77	133.45
LNG(\$/t)	584.37	836.08	751.22
原油(\$/bbl)	84.16	110.01	127.54

(注)2030年度の為替は2014年暦年の平均値を利用

FIT買取費用

- ✓ 太陽光については、発電コスト検証WGを踏まえてコスト低減を見込み、機械的に買取価格を試算し^(注1)、他電源は買取価格を横置きと仮定して、2030年度までのFIT買取価格を設定し、2030年度時点でのFIT買取費用を計上^(注2)。

太陽光(10kW以上)	(円/kWh)			
2012年度	2013年度	2014年度	2015年度	2030年度
40円	36円	32円	27円	22円
太陽光(10kW未満)				
42円	38円	37円	35円	13円

(注1) WEO新政策シナリオ、国際価格非収斂の場合を採用。
10kW以上の2015年度については2015年7月1日からの買取価格を記載。
10kW未満については、出力制御対応機器設置義務ありの場合を用いた。
(注2) 実際の買取価格は、法律に基づき、年度毎に、再生可能エネルギーの発電が「効率的に実施される場合に必要とする認められる費用」を基礎に「適正な利潤」を勘案して決定される。

	2015年度	2015年度	
陸上風力(20kW~)	22円	地熱(15,000kW~)	26円
洋上風力(20kW~)	36円	バイオマス(未利用木材燃焼発電)	32円
水力(新設、1,000kW~30,000kW)	24円	バイオマス(一般木材等燃焼発電)	24円

系統安定化費用 (火力発電等による調整費用)

- ✓ 自然変動再エネの導入に伴う調整費用は、コスト検証WGを踏まえ、抑制後の発電電力量が太陽光749億kWh、風力182億kWhとなる場合の調整費用を右の通り算出。他の費用との重複を排除し、①、②の計0.1兆円を計上。

①熱効率低下による損失額	0.07兆円
②起動停止コスト	0.06兆円
③揚水ロス損失	0.07兆円
④固定費(火力)回収ロス分	0.3兆円

【参考】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(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)	