

# 需給調整市場の経済性分析について

---

2018年3月23日

 **株式会社三菱総合研究所**  
環境・エネルギー事業本部

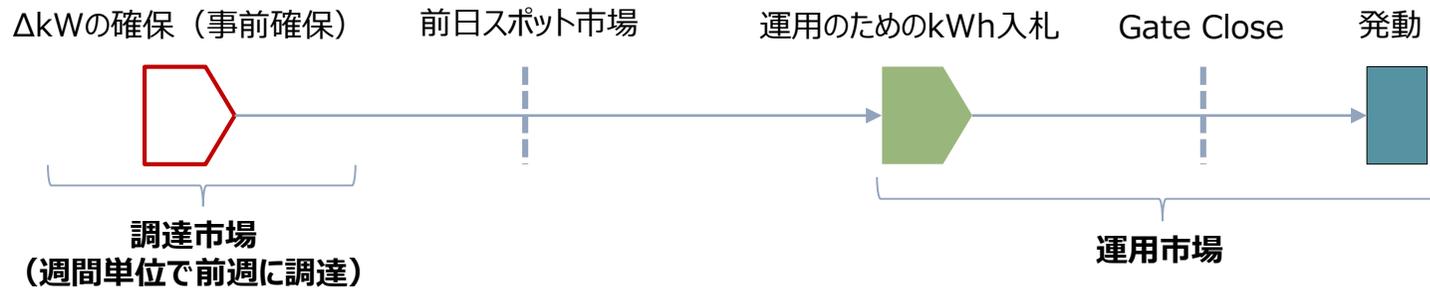
# 需給調整市場導入による経済効果分析（分析の前提）

## 試算対象と分析仮説

- 需給調整市場導入による経済効果として、「系統運用者が調整電源に支払う費用の削減効果」を分析対象とした。
- 需給調整市場導入による費用削減効果の発生を①市場化効果（調整力を週間単位で市場調達することによる効果）、②広域化効果（調整力を広域的に調達・融通する効果）の2つの観点から評価した。

## 需給調整市場の基本コンセプト

- 需給調整市場については、調達段階と運用段階の2段階の市場構造を想定した。



## 分析ケース

- 分析は下記3つのケースを設定し、1)と2)の比較により市場化効果、2)と3)の比較により広域化効果の評価とした。

ケース	調達方法	調達のエリア	運用のエリア
1)調整電源年間固定調達ケース	年一度、1年分の調整電源を調達	10エリア別	10エリア別
2)市場化ケース	各週に、1週間分の調整電源を調達		
3)広域化ケース		全国一市場（沖縄エリアを除く）	全国一市場（沖縄エリアを除く）

# 需給調整市場導入による経済効果分析（分析アプローチ）

## アプローチ

- エネルギー取引、調整力確保・運用に関する国内の発電設備の最小費用運用を数理最適化モデル（混合整数計画法）により模擬
  - ※三菱総研が整備する国内火力電源DBに基づき10万kW以上のユニットは個別にモデル化、火力ユニットの部分負荷効率、起動コスト、地域間連系線制約も考慮した最適化
  - ※他小規模火力電源、一般水力発電、揚水発電は容量を統合し各エリア毎に一ユニットとして模擬

## 基本的な考え方

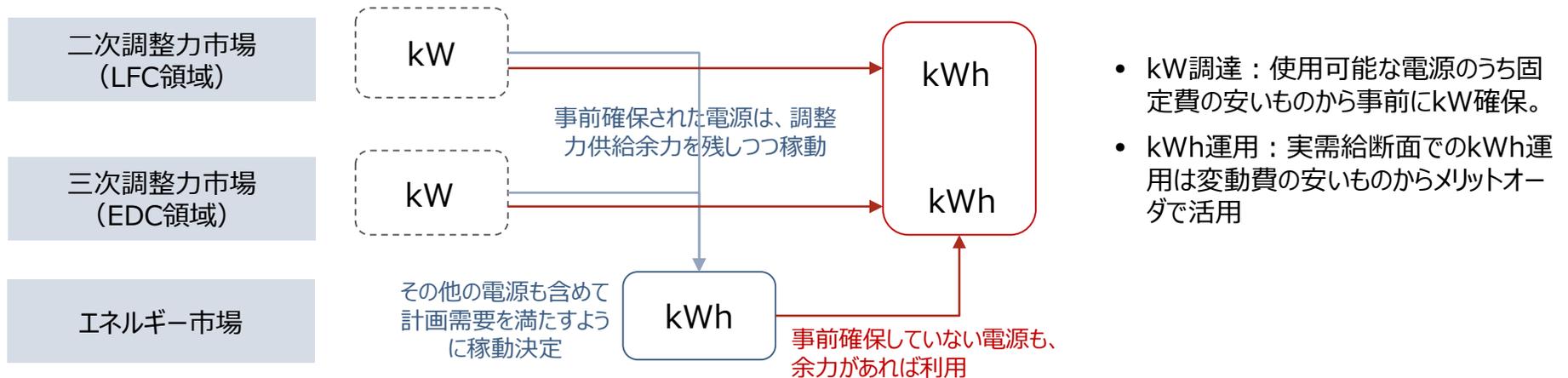
- ①必要調整力量（kW）は一週間前に確保
- ②確保された対象電源は調整力提供のために系統に並列することを制約条件とし、全電源を対象とする計画需要を満たすメリットオーダを決定
- ③実需給断面では並列された電源の調整可能分について変動費の安いものから活用

①調整力調達モデル  
（ΔkWの調達）

②計画値同時同量  
模擬モデル

③調整力運用モデル  
（kWh運用）

コスト最適の考え方



# 需給調整市場導入による経済効果分析（分析アプローチ）

## 調整力提供可能量

- 各電源の調整力提供可能量は下記のとおり想定した。

		調達 ( $\Delta kW$ )	運用 (kWh)
評価時点		・2016年度（1年間）	
調整力需要	二次調整力	・時間内変動分（当該需要比 $\pm 2\%$ ）※1 ・電源脱落分（H3需要比で東日本1.9%、西日本1.6%）※2	・時間内変動分（当該需要比 $\pm 2\%$ ）
	三次調整力	・予測誤差分（2016年度の各エリアインバランス実績※3の平均 $\pm 3\sigma$ 分）	・予測誤差分（2016年度の各エリアインバランス実績）
精算方式		・Pay as Bid方式	
連系線利用ケース （広域化ケース）		・運用容量の10%までの融通可能と仮定※4	・前日エネルギー市場での計画値潮流を除く運用容量全てで融通可能
備考（未考慮事項）		<ul style="list-style-type: none"> <li>・一次調整力（GF相当枠）については未評価</li> <li>・調整力広域融通による各エリアの調整力需要量の最適化については未考慮</li> <li>・需給調整市場の導入・運用コストは含まず便益評価に限定</li> <li>・DR等は未考慮</li> </ul>	

※1 「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」第7回（平成28年9月26日）資料2「調整力公募における量の考え方等について」において提示された、4～8月の需要1分値の時間内変動の $2\sigma \sim 3\sigma$ 相当値を元に設定

※2 「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」第7回（平成28年9月26日）資料2「調整力公募における量の考え方等について」において提示された、電源脱落直後対応分

※3 一般送配電事業者10社ホームページ

※4 欧州のNetwork code on Electricity Balancingの第40条、第41条において、予備力取引のための連系線容量の割当として記載されている比率を参考として設定

# 需給調整市場導入による経済効果分析（分析アプローチ）

## 調整力提供可能量

- 各電源の調整力提供可能量は下記のとおり想定した。

電源種類		二次調整力	三次調整力
火力発電	石炭火力	定格比2% <sup>*1</sup>	・上げ （定格出力－上げ二次調整力）－各時刻計画出力 ・下げ 各時刻計画出力－LFC最低出力
	石油火力	定格比10% <sup>*1</sup>	
	ガス火力（汽力）	定格比6% <sup>*1</sup>	
	ガス火力（コンバインド）	定格比5% <sup>*1</sup>	
一般水力発電	調整池式・貯水池式	出力比16.5% <sup>*2</sup>	想定しない
揚水発電	可変速式	出力比10.5% <sup>*2</sup>	想定しない

※1 電力中央研究所社会経済研究所 ディスカッションペーパー SERC16001「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」をもとに設定

※2 K.Ogimoto et al. (2014) Impact of variable renewable energy source integration into power system operation and implications for Japan's future power market, CIGRE Symposium, Vol.134 No.4, 2014.をもとに設定

## 調整力入札価格

- 調整力の入札価格については、下記の通り想定した。

商品区分	調達市場入札価格 (ΔkW価格)		運用市場入札価格 (kWh価格)
二次調整力	上げ	エネルギー市場で定格出力に近い 設備利用率が見込める場合 その他	発電可変費 （燃料費増分・減分＋操業可変費 <sup>*3</sup> ）
	下げ	同上（落札を上下対称とするため）	
三次調整力	上げ	運転維持費＋機会損失費用	
	下げ	運転維持費	

※1 調達枠の事前確保による卸電力市場で得られる利益の「機会損失」算出は、需給調整市場を考慮しないメリットオーダーによる当該週の電源稼働見込みを線形計画によって簡易評価した上、上げ調整力提供のための出力抑制による収入逸失見込み額を計上

※2 資源エネルギー庁「発電コスト等の検証に関する報告」（2015年）中のモデルプラントの値を基本として設定。ただし、人件費は1ユニットあたりで定額と想定（設備容量が大きいほど有利）、修繕費は運転開始後経過年数に比例して増加すると想定（新しいものほど有利）

※3 旧一般電気事業者各社の2016年度財務諸表における、火力電源（汽力、内燃力）の廃棄物処理費・消耗品費を、2016年度の火力発電量で除した値を採用した。

# 経済効果の分析結果

## 分析結果

- 需給調整市場による送配電事業者の調達費用削減効果を試算した。試算値は燃料価格、入札価格、清算方式等に依存するが、本仮定の下では、広域化効果は240億円/年であり、需給調整市場導入、及びその広域化によって大きな便益が発生することが示唆された。

需給調整市場導入による経済効果分析の結果

	広域化効果
二次調整力分	150億円/年
三次調整力分	90億円/年
計	240億円/年

注) 市場化効果は現在の調整力公募制度とは異なる前提で評価しているため、単純に比較できないが、本分析では、二次調整力分582億円/年、三次調整力分1,090億円/年と試算された。

## 分析結果に関する注意点

- 本分析は、2016年時点の電力需給状況に基づき、一定の想定の下で需給調整に関わる市場調達費用を分析したものであり、需給調整市場が創設される2020年以降の電源構成や電力需要、燃料価格によって経済効果は異なるものとなる。
- 本分析モデルの基本設計は制度検討作業部会における需給調整市場の基本設計の議論と並行、ないし先行して行っており、同部会の最新の論点整理が全て反映されたものではなく、インバランスネットティングの効果等も含まれていない。今後の詳細制度設計（例えば、調達市場の開催時期、清算方式、調達段階の連系線の先取り量など）によって経済効果は大きく異なるものとなる。
- 需給調整市場への入札価格については、容量市場による資本費の回収状況、卸電力市場における販売見通しなど、各事業者の市場行動に大きく依存する。特に、本分析では機会損失費用※について簡易的な評価を行っているため、実際の事業者の入札戦略を十分模擬したものとは言えない。  
※前日スポット市場開場前に需給調整市場（調達市場）へ入札することに起因する卸電力市場での売電収入の逸失見込み額
- 広域化効果については、連系線を介した調整力融通を見込んだエリア毎の必要調整力量の最適化によっても、費用削減が期待されるが、本分析では、この点も考慮されていない。



株式会社三菱総合研究所