

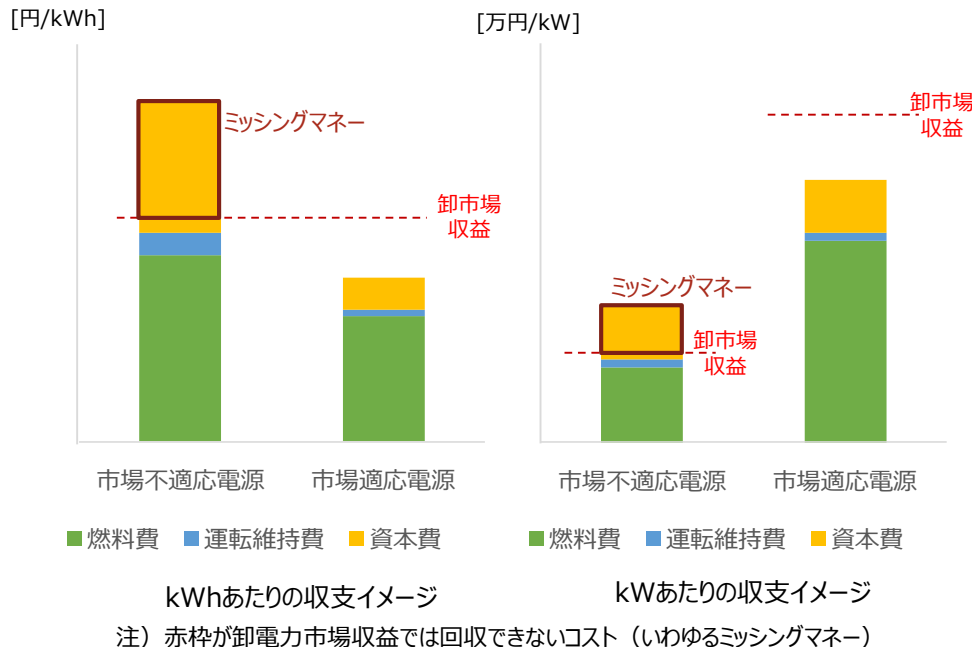
容量市場の導入効果に関する試算

2018年3月23日

卸電力市場における火力電源の費用回収

- 競争的発電市場においては、発電事業者は自社設備の稼働率の最大化の観点から、可能な限り廉価な価格で競争を行う。可能な限り廉価とは各電源の短期限界費用を意味する。
- 発電事業者は、他競合電源との短期限界費用（燃料費等）の競争によって決定される卸市場価格によって、自社電源の諸費用を回収する。
- 既往研究によれば、新設電源、及び既存電源の一部について、卸市場販売収入による収入から短期限界費用を差し引いた後に残る収益だけでは、運転維持費や資本費などの固定費を回収することが困難となる可能性が示唆されている（いわゆるミッシングマネー問題）

ミッシングマネーの概念



火力電源のkWあたりの収支の評価例（2017年電力中央研究所）

単位：万円/kW

	石炭 (新設)	石炭 (既設)	LNGCC (新設)	LNGCC (既設)	
販売電力収入	3.90	3.84	3.01	1.66	
費用	燃料費	2.36	4.11	2.23	
	起動費	-	0.02	0.05	
	運転維持費	0.99	1.00	0.37	0.36
	資本費	1.08	-	0.52	-
収支計	-0.55	0.47	-2.00	-0.99	

出所) 永井、岡田、電力経済研究 No.64 (2017.3) より作成

注) 燃料価格はWorld Energy Outlookの450シナリオに基づき設定し、運転維持費、資本費は発電コスト検証WGのデータを参考に設定されている。

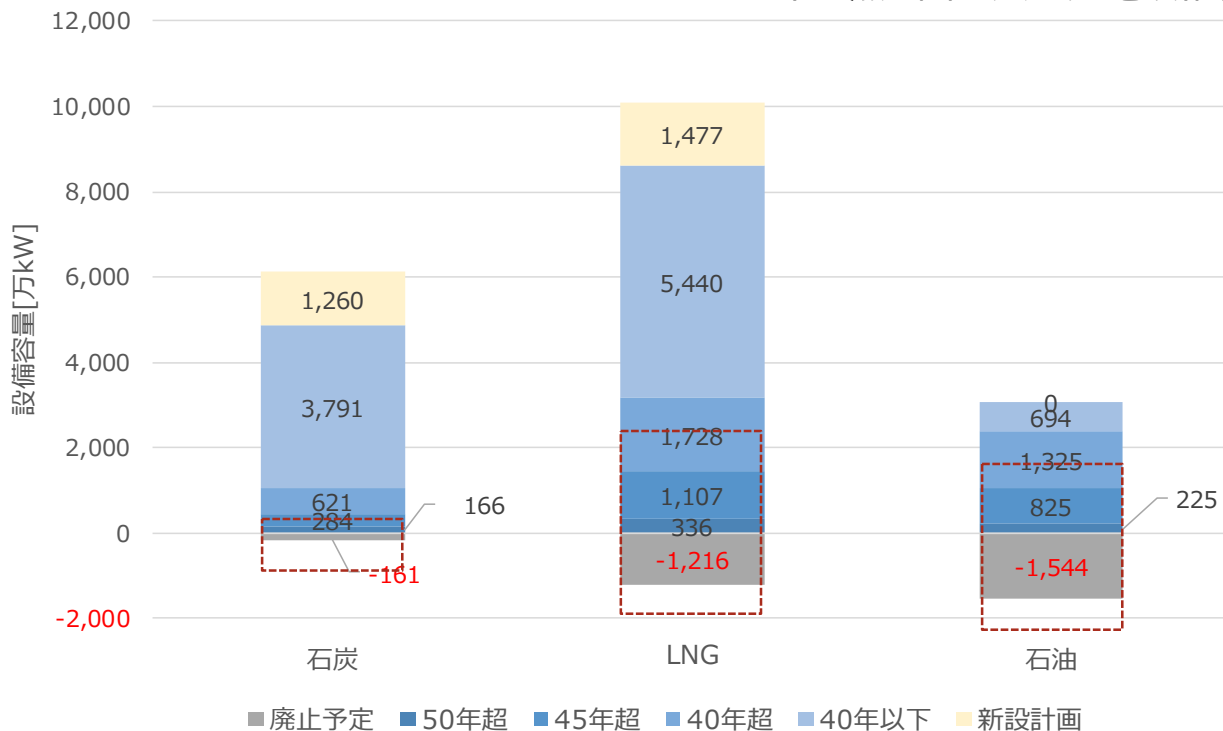
また、上記分析は一定の仮定の下、2030年断面の電源構成モデルに基づいて試算されたものである。

将来の火力電源構成

- 2024年時点では、2017年末時点から、2,737万kWの新設火力が期待される一方、2,921万kWの火力設備の廃止も見込まれる。
- 更に、設備容量ベースで3,674万kW※が運開後40年超の老朽電源であり、老朽電源が市場不適合となった場合、予備力が大きく低下するリスクも存在する。

※3,674万kWは2024年の夏季最大電力需要見通し（15,764万kW）の23%に相当

2024年時点の国内火力発電設備構成の見通し



注) 赤点線枠は廃止予定、及び運開後40年超の電源

		石炭	LNG	石油	計	
廃止予定		-161	-1,216	-1,544	-2,921	
既設 存続 分 内 訳	40年超 内訳	50年超	166	336	225	727
		46年～50年	118	771	600	1489
		41年～45年	337	621	500	1458
	40年超計		621	1,728	1,325	3,674
	40年以下		3,470	5,440	694	9,604
既設存続分計		4,091	7,168	2,019	13,278	
新設計画		1,260	1,477	-	2,737	
合計		5,351	8,645	2,019	16,015	

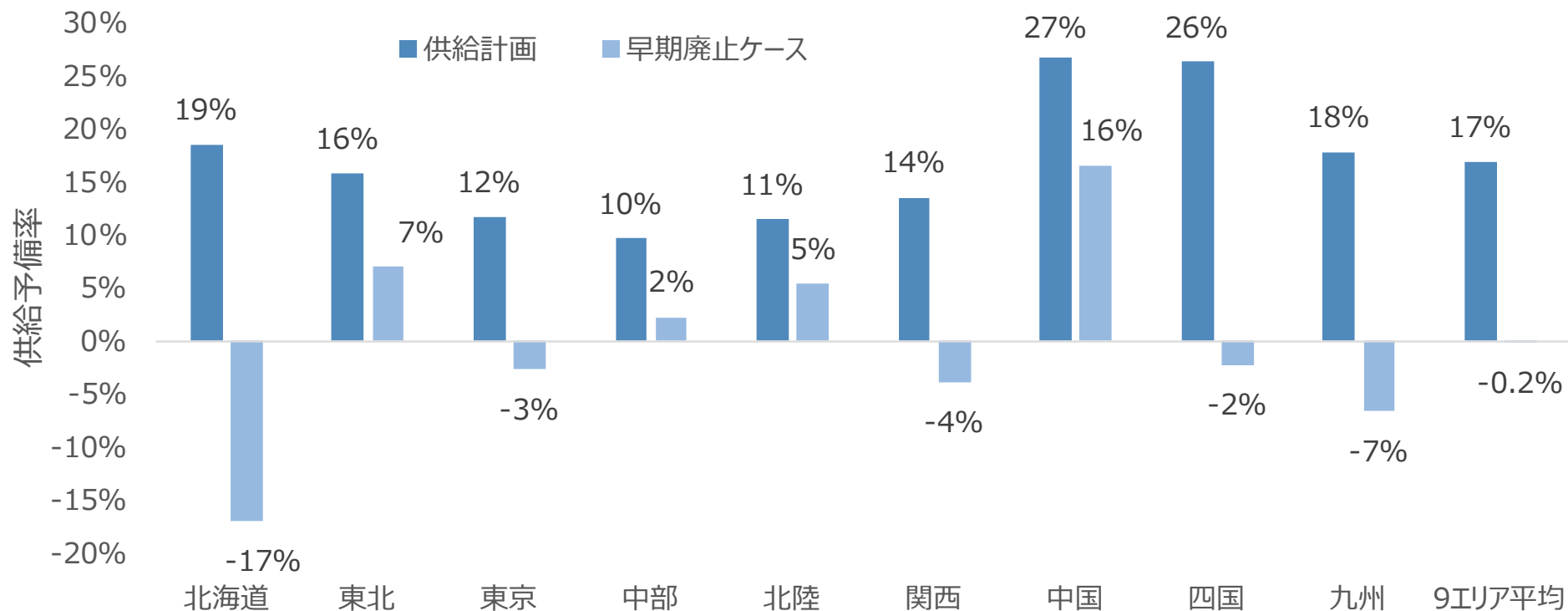
出所) 三菱総研が整備する国内火力電源DBより作成

注) 公表情報、各種メディア情報に基づき三菱総研にて独自に作成。国内の10万kW以上の火力発電ユニットを網羅（新設・増設・リプレイス計画、廃止計画も含む）

老朽火力の早期廃止による供給予備率への影響

- 容量市場による追加収益がなく、運開後40年超の老朽火力が全て早期廃止されたと仮定した場合、供給計画で想定される供給予備率は各エリアとも大きく減少する。

2024年度の供給予備率の見通し



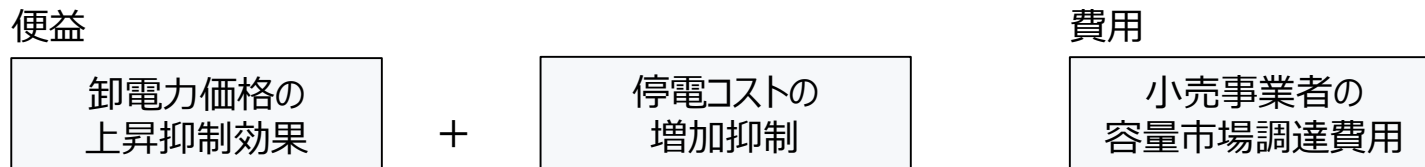
注) 供給計画は「2017年度供給計画」(OCCTO)における2024年度の値(エリア間の供給力送受は未考慮)
 早期廃止ケースは、「2018年度全国及び供給区域ごとの需要想定」(OCCTO)、三菱総研が整備する国内火力電源DB及び簡易供給予備力評価モデルに基づき、運開後40年超の火力電源が早期廃止されたと仮定した場合の2024年度のエリア別の供給予備率の推計値
 原子力は2017年3月現在再稼働済み容量のみ計上。9エリア平均は各エリアの供給予備率の単純平均

容量市場の導入効果（試算の仮定）

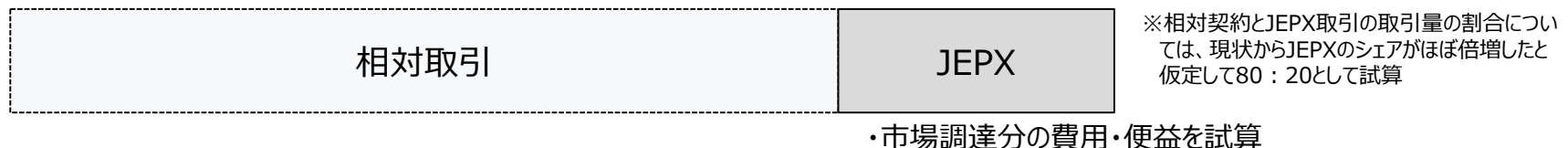
- 容量市場を導入しない場合、市場不適合の電源の早期廃止が進み、その結果、JEPX価格が上昇するとともに、停電コストが増大。JEPX価格の上昇とともに、市場不適合電源の廃止に歯止めがかかる。
 - ただし、JEPX価格の上昇による電力コストの増加は、市場取引分のみで反映されると仮定する。
- 容量市場を導入した場合は、電源の早期退出に歯止めがかかり、JEPX価格と停電コストの増加が抑制される。容量価格×調達量が電力コストの増加となる。
 - ただし、相対取引においてはすでに固定費相当が取引されていると仮定する。容量市場創設に伴って、発電事業者に追加収入、小売業者に追加費用が発生するが、両者の相対取引条件が調整されるものと想定（新規に電力コスト増になるのは、JEPX取引分のみ）
- （市場不適合電源の早期退出に歯止めがかかる時点での）容量市場を導入しない場合におけるJEPX価格の上昇による収入増加分と、容量市場を導入した場合の容量市場からの収入は同等と仮定※。
 - ただし、リスクプレミアムを勘案すれば、JEPX価格の上昇による収入増加分は、より大きなものでなければ早期退出に歯止めがかからない可能性が高いことに留意が必要。

※容量市場価格は、理論的には、JEPX価格や稼働率想定からはじき出される限界電源の未回収費用によるものと考えられ、容量市場のコストとJEPXの価格上昇コスト（含む価格スパイク）は、リスクプレミアムや停電コストを除けば同じになる。（限界電源にとって、未回収費用の容量市場による回収と、JEPXの価格高騰による回収は同じと仮定）

【容量市場導入による便益と費用】



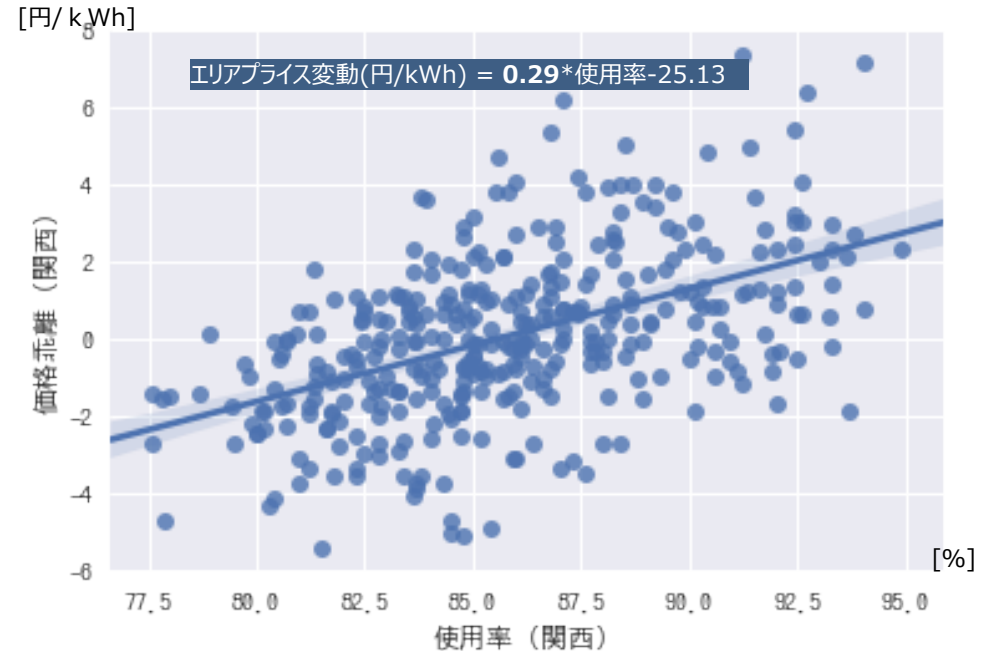
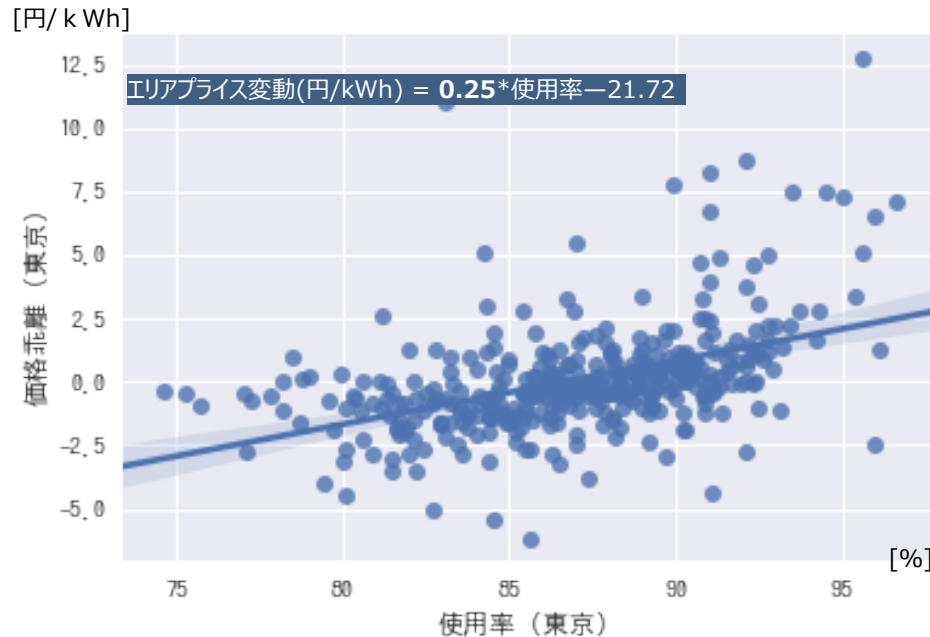
【便益と費用の試算範囲】



予備力とJEPX価格の関係

- 供給力1%低下にともなうJEPXスポット市場価格の上昇は約0.27円/kWh程度と想定される※。
 - 図は前日スポット市場価格の過去20日移動平均価格からの乖離値と、エリア毎の前日使用率（最大総需要予想/最大供給力予想）の関係を示したもの。なお、移動平均価格からの乖離値をもちいたのは、推計期間中の燃料費変動の影響を緩和するためである。
 - 直近1年間の実績で使用率が1%増加（予備率が1%減少）した場合、東京エリアで0.25円/kWh程度の価格上昇、関西エリアで0.29円/kWh程度の価格上昇が観測される。

※本分析は現在の需給構造に基づくものであり、国内に存在する供給力が適正予備率から減少した場合においては、今回の分析結果とは異なった数値となる可能性がある。過去のJEPX前日市場においても、適正予備率8%を下回るような需給がタイトな状況において、本分析で示した相関以上の高値の価格となる傾向も見られたが、サンプル数が少ないため、本分析では考慮していない。



出所) JEPX、OCCTO公表データより三菱総研作成

注) 使用率：OCCTO系統情報サービス翌日予想使用率（最大総需要予想/最大供給力予想）、エリアプライス変動：JEPX公表の前日スポット価格インデックス（DA-24）の過去20日移動平均価格からの乖離、対象期間：2017/3～2018/2

参考：家庭部門の電力需要量の価格弾性値（1%の電力価格変化に対して何%電力需要量が変化するかを示すもの）については、下記の分析例がある。

①谷下 中央大学准教授（2009） 短期弾性力値-0.5～-0.9/長期弾性力値-1.0～-2.7 ②大和総研 経済調査部（2011） 短期弾性力値-0.47（全国平均）/長期弾性力値-1.48（全国平均）

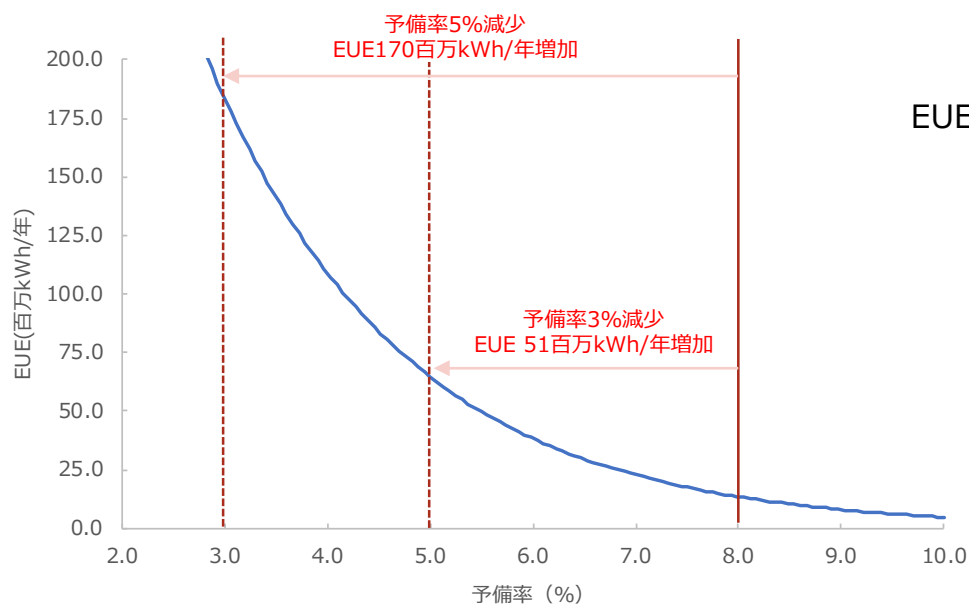
③電力中央研究所（星野研究員）（2011） 短期弾性力値（情報なし）/長期弾性力値-0.3

注) 短期：1年、長期3～5年

出所) 資源エネルギー庁、第16回基本問題委員会 資料5（平成24年3月）

予備力と停電コストの関係

- 予備力低下に伴い停電コスト増加が想定され、停電コストは停電コスト単価×EUE※として算定される。
 ※Expected Unserved Energy：1年間における、供給力不足量（kWh）の期待値
- 停電コストについては、電力系統利用協議会が行った停電コストに関する調査（2014年1月）において、3,050円/kWh～5,890円/kWhとの分析があり、本試算では最小の3,050円/kWhと仮定する。
- 予備率の減少とEUEの関係については、電力広域的運営推進機関における検討を踏まえて、下記の通り想定する。



EUE 予備率3%減少の場合 51百万kWh/年の増加
 予備率5%減少の場合 170百万kWh/年の増加

出所) 電力広域的運営推進機関、第10回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料3「確率論的手法による必要供給予備力の検討について」資料掲載データより作成
 注) 停電コスト3,050円/kWh、平成37年度断面の分析データ

容量市場の導入効果

- 以上の仮定に基づく容量市場の導入効果に関する試算は下表の通り。

【供給力3%低下の例】

容量市場を導入しておらず、市場不適應の電源の早期廃止が進み、供給力が適正予備率から3%（全国で約540万kW相当）減少すると仮定した場合、JEPX価格が平均0.81円/kWh上昇することで、電源退出への歯止めや新設電源増加につながると考えられる。

同条件下において、容量市場を導入することで適正予備率を維持するとした場合、容量市場の価格が4,000円/kWだったとしても需要家が支払う電力コストは変わらず※、むしろ、停電が抑制される社会的便益（1,556億円）が容量市場の導入によって発生すると試算される。

※リスクプレミアムを勘案すると、容量市場を導入しなかった場合の試算において、平均0.81円/kWhのJEPX価格の上昇では、電源の退出への歯止めや新設増加につながらない可能性がある。

また、適正予備率を下回るような需給がタイトな状況においては、JEPX価格は本分析で想定した以上に上昇する可能性もあり、いわゆるプライスパイクの影響は考慮していない。

容量市場が導入されず 供給力が3%低下した場合 (540万kW相当)	便益	卸電力価格の上昇	0.81円/kWh	×	8,876億kW ^{※1}	×	20% ^{※2}	=	1,438億円/年
		停電コスト	3,050円/kWh	×	5,100万kW			=	1,556億円/年
		計	※卸電力価格上昇によるコスト増加と概ね均等の容量市場コストを試算						=
	費用	容量市場コスト（参考）	4,000円/kW	×	1.8億kW ^{※3}	×	20%	=	1,440億円/年
容量市場が導入されず 供給力が5%低下した場合 (900万kW相当)	便益	卸電力価格の上昇	1.35円/kWh	×	8,876億kW	×	20%	=	2,397億円/年
		停電コスト	3,050円/kWh	×	17,000万kW			=	5,185億円/年
		計							=
	費用	容量市場コスト（参考）	6,660円/kW	×	1.8億kW	×	20%	=	2,398億円/年

※1 平成29年度供給計画における2024年度年間総電力需要の想定 ※2 JEPX取引シェア ※3 平成29年度供給計画における2024年度8月の供給力見通し

試算に関する注意点

本試算結果は、下記の要因により大きく変動する可能性がある。

- 容量市場の価格は、容量市場における需要と供給、JEPXの価格水準、電源の稼働率や需給調整市場の制度設計、供給能力確保義務の設定等によって変動すると考えられ、本試算は、容量市場の価格水準について、何らかの予測や示唆を与えるものではない。経過措置については、詳細制度設計次第で影響が異なると考えられ、本分析では反映していない。
- 供給予備率とJEPXの価格についての分析は、現在の需給構造に基づくものであり、今後、国内に存在する供給力が適正予備率前後まで低下した状態で更に供給力が減少した場合においては、今回の分析結果とは異なった数値となる可能性がある。
- 2024年時点において、容量市場が存在しなかったと仮定した場合に、市場不適応電源がどの程度退出するかの見通しが分析結果に大きな影響を与えるが、電源退出を見通すことには大きな困難が伴う。再エネの導入や原子力の再稼働によって火力電源の稼働率が変動し、収支に影響を与え、市場不適応電源の退出に影響を与える可能性がある。（同時に、確保が必要な火力電源の量や必要な調整力にも影響を与える可能性がある。）
- 小売事業者がJEPXに依存する程度によって、当該小売事業者への影響や、当該小売事業者から供給を受ける需要家への影響は大きく変わり得る。
- JEPX価格と相対契約との関係（本分析では無関係としたが、影響を与える可能性がある）、停電コストの評価（本分析では3,050円/kWhと設定）などによって、分析結果は大きく変化する。また、本分析では、容量市場導入に伴う事務コスト（英国では年間60億円程度と試算^注）等は費用に含めていない。

注) 英国エネルギー・気候変動省, "Electricity Market Reform – Capacity Market Impact Assessment", 2014/6/23



株式会社三菱総合研究所