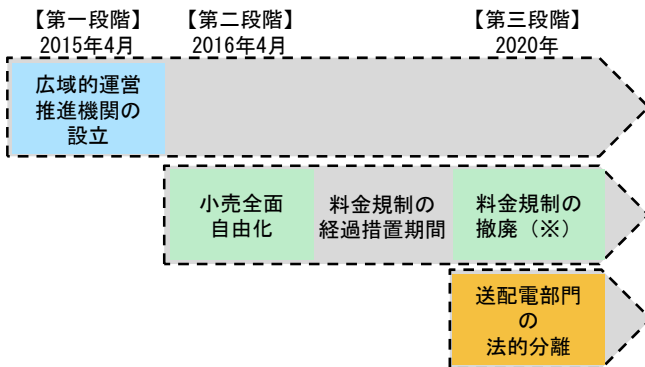


電力自由化後の火力発電投資 ～メリットオーダー分析にみるリスクと課題～

1. 火力発電投資を取り巻く環境

- 競争の促進による効率化やコスト低減等を目的に、2015年より電力システム改革が進められており、2016年には小売全面自由化、2020年には料金規制の撤廃と送配電部門の法的分離が予定されている(図表1-1)。これにより、日本の電力市場は、地域独占・規制料金市場から競争市場へと移行することになる。現在、発電所の建設・運営に係る費用は、総括原価方式により回収が可能だが、システム改革後に競争が進む場合には、電力市場の需給で決まる価格・発電量をもとに回収を図ることになる。
- 今後の電力需給に関し、今年4月に長期エネルギー需給見通しの案(以下、「長期需給見通し」)が政府より発表された。2030年の電力需要は、徹底した省エネルギーの推進により、2013年度実績から微増にとどまる。供給(電源構成)については、火力発電が56%(石炭26%、ガス27%、石油3%)程度、再生可能エネルギー発電が22~24%程度、原子力発電が20~22%程度とされ(図表1-2)、震災前と比較すると、再生可能エネルギー発電の比率が大幅に上昇する。
- 電源構成の過半を占める火力発電については、設備の経年化が進んでいる。特に石油等火力発電は1970年代に建設された設備が多く(図表1-3)、今後は石炭火力・ガス火力発電へのリプレース投資が必要となる。現在、公表されている火力発電所の新設計画を集計すると、全国で約3,500万kWにのぼり、総投資額は約6兆円と試算される(図表1-4)。これらの新規計画容量の約4割は、ガス業、石油業、鉄鋼業などの新規参入事業者によるもので、すでに自由化に向けた競争が始まっている。また、地域別にみると、全国の電力需要の約4割を占める関東・東北エリアに集中している(図表1-5)。

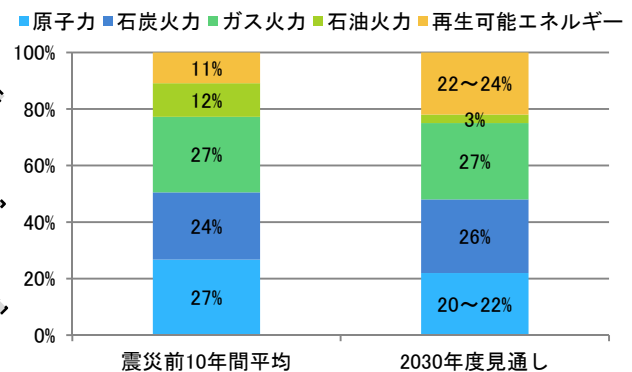
図表1-1 電力システム改革



(※) 送配電部門の法的分離と同時期あるいは、それ以降

(備考) 経済産業省資源エネルギー庁資料により作成

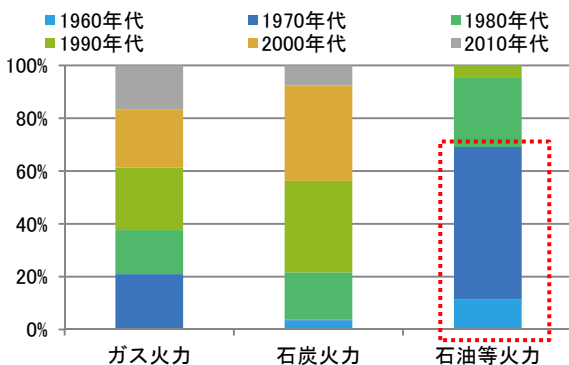
図表1-2 電源構成(震災前10年間平均と2030年度)



(備考) 経済産業省資源エネルギー庁 2015年4月

長期エネルギー需給見通し骨子(案) 関連資料により作成

図表1-3 火力発電所設備容量(運転開始年代別)



(備考) 電気事業連合会統計委員会 電気事業便覧、各社公表情報等により作成

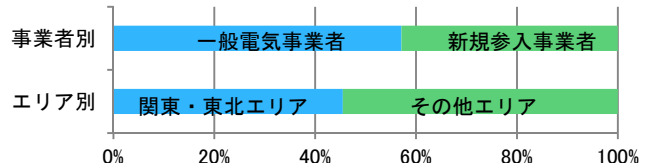
図表1-4 火力発電所の新設投資額試算

	石炭火力	ガス火力	合計
新規計画容量	約1,450万kW	約2,050万kW	約3,500万kW
投資額	約3.7兆円	約2.5兆円	約6.2兆円

(備考) 1. 新規計画容量は、各社公表情報より作成

2. 投資額は、経済産業省資源エネルギー庁発電コスト検証WGのモデルプラントの建設費を前提に試算

図表1-5 火力発電所新規投資の内訳



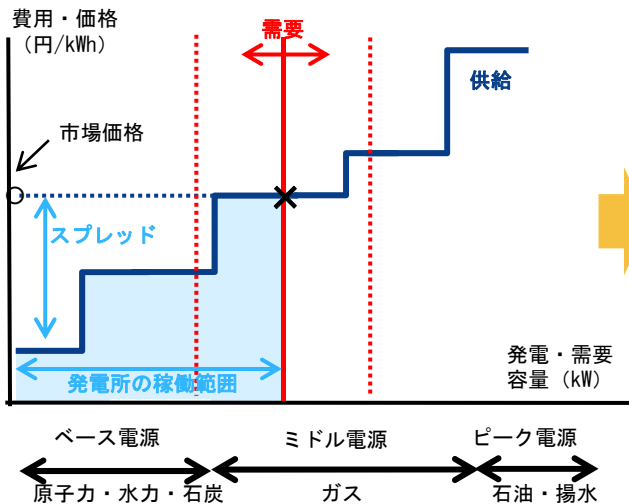
(備考) 各社公表情報により作成

2. 自由化による電力市場の構造変化

- 自由化後の卸電力市場を完全競争的なものとしてモデル化すれば、図2-1の通りとなる。発電所は、限界費用※が安いものから順に、需要を満たす点まで稼働する（メリットオーダー）。限界費用の安い一般水力・原子力発電と石炭火力発電（ベース電源）は、ほぼ昼夜を通じて稼働する。需要が増加すると、出力調整力が高いガス火力発電（ミドル電源）が稼働し、さらに需要が高い時間帯には石油火力発電や揚水発電（ピーク電源）が使われる。
- 市場価格は、需要曲線と供給曲線の交点で決まり、メリットオーダーにより最後に稼働する発電所の限界費用と一致する。発電所の可変費は市場価格で回収されるが、固定費については、市場価格と各発電所の限界費用との差（以下、「スプレッド」）をもとに回収していくことになる。
- 90年代から自由化を進めた欧州の電力市場では、2000年代後半から、燃料が不要で限界費用がほぼゼロとなる太陽光・風力発電の導入が急速に進む一方、経済危機等により電力需要は伸び悩んだ。その結果、火力発電所の設備利用率と市場価格が押し下げられ、新規投資は停滞した（図表2-2）。英国やドイツでは、火力発電所の休止や新規投資低迷等から将来の供給予備力の低下が懸念されている（図表2-3）。
- 国内においても、自由化市場に移行するなかで、必要な火力発電投資が実現し、供給力が確保されるかどうかをみるためには、将来の電力市場を詳しく分析する必要がある。本稿では、完全競争市場の仮定のもと、個別発電所の競争力をベースに発電量と市場価格を求めるメリットオーダー分析により、石炭・ガス火力発電の収益性と制度設計に対する示唆を得る。

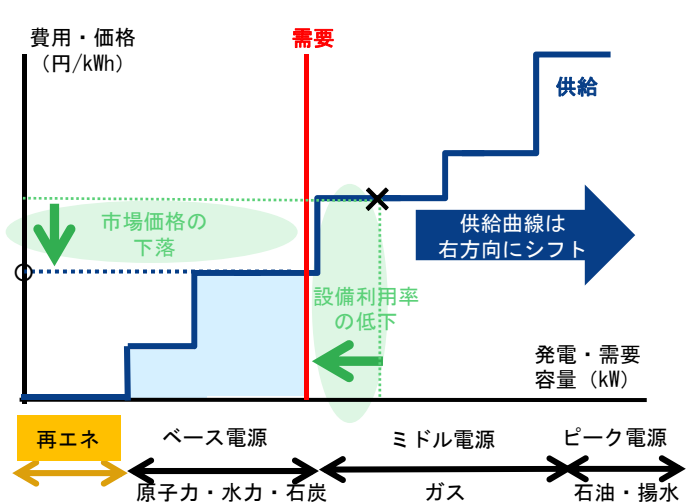
※ 1 kWh追加的に発電するための費用。本稿では可変費（主に燃料費）と同じとする。

図表2-1 メリットオーダー
(イメージ図)



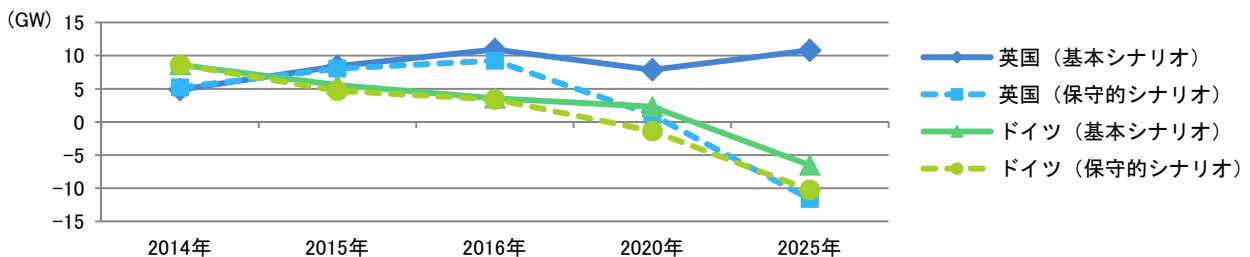
(備考) 日本政策投資銀行作成

図表2-2 再生可能エネルギー導入の影響
(イメージ図)



(備考) 日本政策投資銀行作成

図表2-3 英国とドイツの供給予備力の見通し



(備考) 1. ENTSO-E Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2014-2030により作成

2. 各年1月午後7時におけるRemaining Capacity

3. 基本シナリオ：系統運用者による推計、保守的シナリオ：建設が確実と見込まれる発電所のみを勘案

3. 電力市場シミュレーションの前提条件

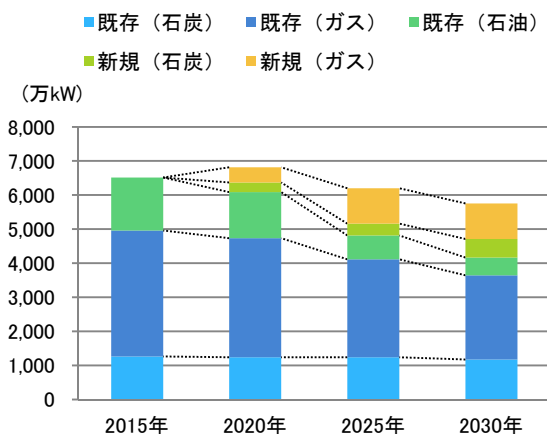
- 今回は、多数の発電所建設が計画され、自由化後の競争がいち早く進むと考えられる関東・東北エリア（本州50Hzエリア）について、メリットオーダー分析による発電量と市場価格のシミュレーションを行った（期間：2030年まで、5年単位）。
- 具体的には、時間単位の電力需要実績と、既存・新設発電所の設備容量と限界費用をもとに、将来の各発電所の設備利用率と市場価格を毎時で計算し、石炭火力発電とガス火力発電の最新鋭プラントを新設する場合の収益性をみた。主要な前提条件は図表3-1の通りである。なお、今回の分析では、東京・東北電力間の送電制約や他エリアからの送電の可能性、実際の電力売買契約の内容等については考慮していない。
- この前提をもとに、関東・東北エリアにおける今後の火力発電所の設備容量推移をみると、既存設備は運開後50年で退役するため、2030年までに約2,300万kW減少する。一方、現在公表されている計画がすべて実現すると、石炭火力約550万kW、ガス火力約1,000万kWが新設され（図表3-2）、リブレースにより、火力発電所の高効率化が進む。また、2030年にかけて、再生可能エネルギーを含む総発電容量は、電力需要および最大電力よりも速いペースで増加する（図表3-3）。なお、供給予備力の指標となる設備率※は、2030年頃には適正水準とされる1.2~1.3程度となる。

※総発電容量（太陽光・風力を除く）÷最大需要

図表3-1 主要前提条件

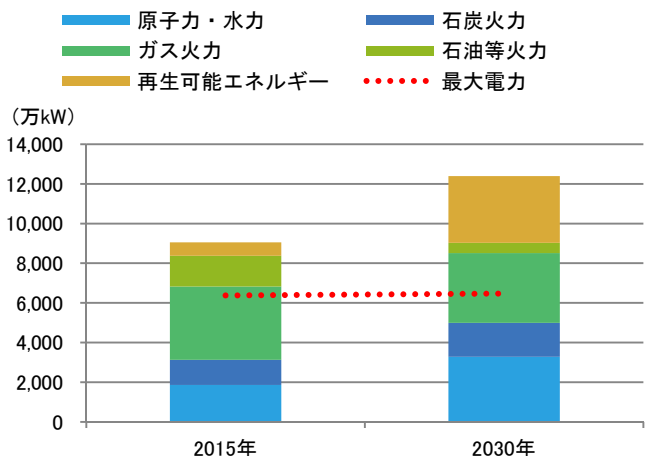
需要	2013年の東京電力、東北電力の時間単位の電力需要実績を基準とし、需要量（kWh）、最大需要（kW）ともに両社の2014年度供給計画における販売電力量伸び率（東京電力：年率0.5%、東北電力：年率1.0%）により増加。	
供給	設備容量	火力：東京電力、東北電力の既存発電所（他社受電含）は運転開始後50年間稼働し、関東・東北エリアで公表されている計画案件はすべて実現すると想定。 原子力・再生可能エネルギー：長期需給見通しで示された全国の発電量をもとに、関東・東北エリアの容量を想定。
	火力発電可変費	発電所毎の熱効率を考慮した燃料費。将来の燃料価格は、2013年度の日本輸入CIF価格据え置き。

図表3-2 火力発電所設備容量推移（関東・東北エリア）



（備考）図表3-1の前提条件に基づき日本政策投資銀行作成

図表3-3 総発電容量の推移（関東・東北エリア）



（備考）1. 図表3-1の前提条件に基づき日本政策投資銀行作成
2. 2015年は原子力を含まない

4. 電力市場シミュレーション結果①

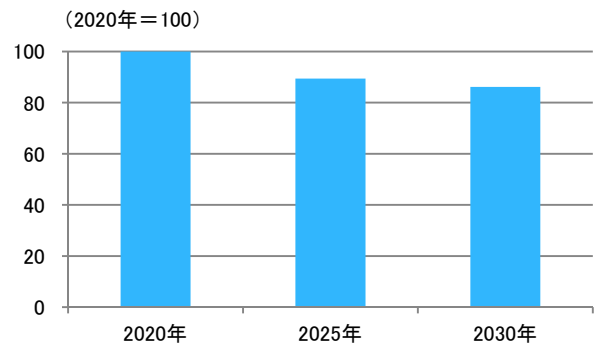
- 発電所の投資採算は、建設費を中心とする固定費と、回収原資（以下、「マージン」）の大きさによって決まる。固定費は電源の種類によって異なり、石炭火力の固定費は、ガス火力の2倍程度となる※。一方、マージンは、発電量（設備容量×設備利用率）とスプレッドによって決まり、電力市場の需給に応じて変わる。以下では、シミュレーションにより計算される、新設火力発電所のマージンについて分析する。
 - 試算によれば、石炭火力発電は、限界費用が安いいため、火力発電のなかで最も長く稼働し、設備利用率は上限近辺で推移する。一方で、石炭火力発電より限界費用の高いガス火力発電の設備利用率は、2030年にかけて若干低下する。各発電所の限界費用と市場価格の差であるスプレッドは、石炭、ガス火力発電とも、供給の増加と高効率化による市場価格の下落に伴い低下していく。以上から、新設火力発電投資の回収原資となるマージンも減少傾向となる（図表4-1、4-2、4-3）。
 - 火力発電のマージンは、将来の需給をどのように想定するかによって変わる。図表4-4に、将来需要について、長期需給見通しの省エネ対策前（年率1.2%）と省エネ対策後（年率0.1%）の伸び率を用いた場合のマージンの変化を示した。需要が増加する省エネ対策前は、設備利用率・スプレッドとも上昇するため、マージンは増加する。なお、需要変化のマージンへの影響は、ガス火力発電の方が大きい。また、供給側についても、メリットオーダーで火力より先に稼働する原子力発電や再生可能エネルギー発電の容量が、長期需給見通しの水準まで増加しない場合には、同様に火力発電のマージンは増加する。
- ※例えば、発電コスト検証WGの報告により100万kWあたりの建設費を試算すると、石炭火力が2,500億円、ガス火力が1,200億円となる。

図表4-1 シミュレーション結果の概要
(2020年から2030年への推移)

	設備利用率	スプレッド	マージン
石炭火力	➡	➡	➡
ガス火力	➡	➡	➡

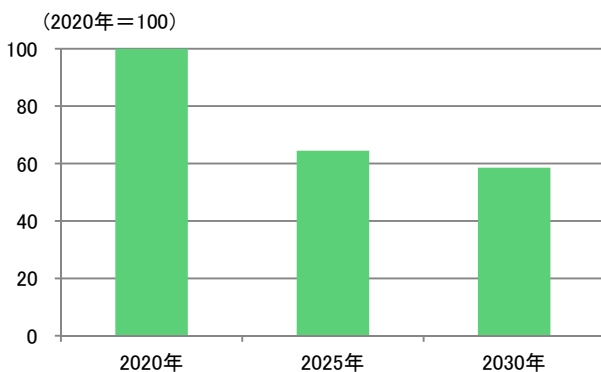
(備考) 日本政策投資銀行作成

図表4-2 新設石炭火力発電のマージン
(関東・東北エリア)



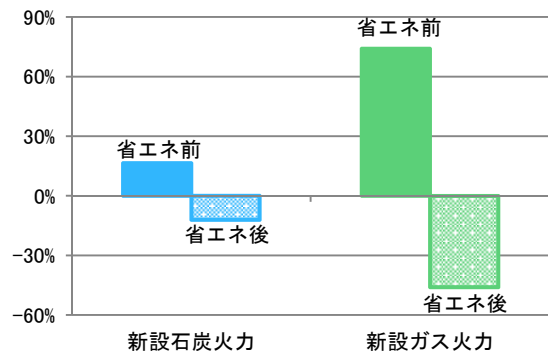
(備考) 日本政策投資銀行試算

図表4-3 新設ガス火力発電のマージン
(関東・東北エリア)



(備考) 日本政策投資銀行試算

図表4-4 需要の変化に伴う新設火力発電のマージンの変化 (2030年)



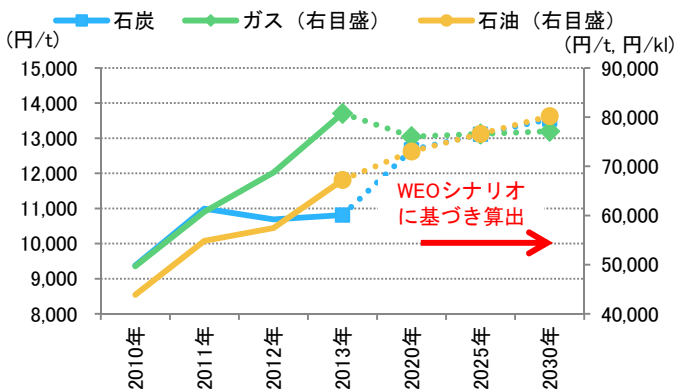
(備考) 1. 図表4-2, 3に示したマージンからの変化率
2. 日本政策投資銀行試算

5. 電力市場シミュレーション結果②

- マージンには需給要因に加え、燃料費や環境規制の動向も影響を与える。以下では、リスク要因として、①燃料費の変化、②CO₂コスト導入が、火力発電の収益性に与える影響をみる。
- ①燃料費の変化：将来の石炭価格については、緩やかな上昇が見込まれる一方、ガス火力の燃料となるLNGについては、原油価格リンクではない米国産シェールガスの輸入が計画されるなど、調達先・条件の多様化が進められており、将来的には輸入価格の下落も期待されている。シミュレーションでは多くの時間帯でガス火力発電の限界費用が市場価格となることから、LNG輸入価格の低下は市場価格の低下につながる。国際エネルギー機関（IEA）のWorld Energy Outlook 2014における新政策シナリオ（以下、「WEOシナリオ」）に倣い、石炭価格が2030年にかけて上昇する一方、LNG輸入価格が下落するとした場合（図表5-1）、特に石炭火力発電のスプレッドとマージンが縮小する（図表5-2）。
- ②CO₂コスト導入：今年末のCOP21に向け、日本政府は温室効果ガスの2013年度比26%削減を表明しており、今後、低炭素化に向けて国内のCO₂制約が強化される可能性がある。排出権の購入義務付けや排出量への規制など制約を課す手段は様々だが、ここではCO₂排出量に応じたコストがかかるものとして試算する※。ガス火力発電の限界費用と一致する場合の市場価格は、ガス火力のCO₂コスト分だけ押し上げられる。一方、CO₂排出原単位がガス火力発電より大きい石炭火力発電のコストは、市場価格以上に増加するため、石炭火力発電のマージンは下落する（図表5-3、5-4）。一方、最新鋭ガス火力発電は、その他のガス火力設備に比べCO₂排出原単位が小さいため、スプレッドとマージンが拡大する。
- なお、今回の試算は一定の仮定に基づくものであり、実際の投資採算には、各発電所の売電契約の内容や燃料調達力、モデルに含まれないコストが影響すること等に留意が必要である。

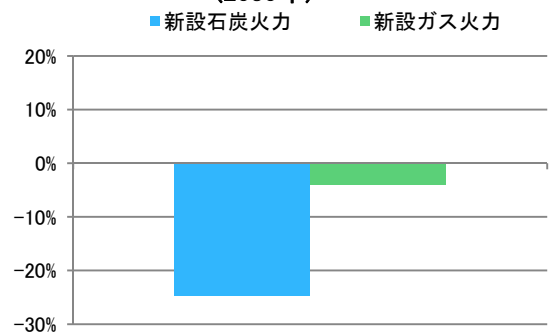
※WEOシナリオに基づき、2030年に\$37/tonneのCO₂コストがかかるとした。

図表5-1 燃料費の変化の前提条件



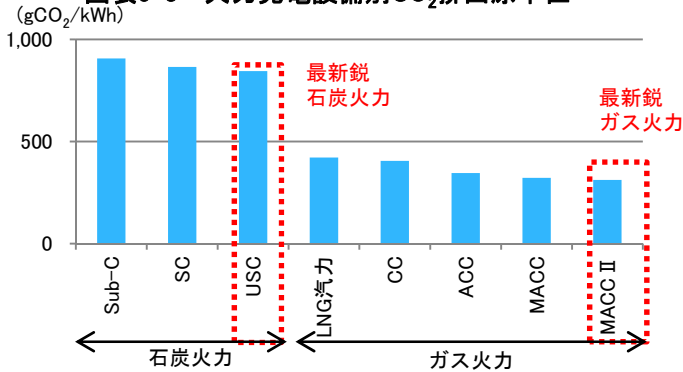
(備考) 1. 過去実績は財務省貿易統計により作成
2. 将来見通しは、WEOシナリオの燃料価格伸び率を勘案し算出

図表5-2 燃料費の変化に伴うマージンの変化 (2030年)



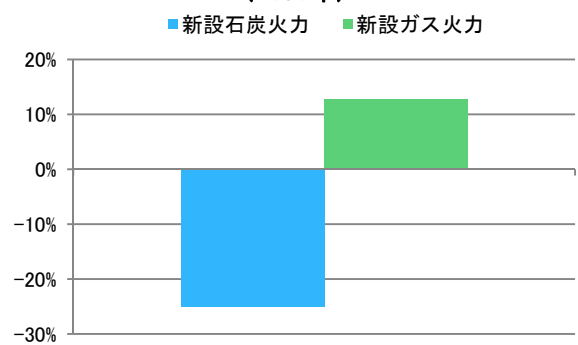
(備考) 1. 図表4-2, 3に示したマージンからの変化率
2. 日本政策投資銀行試算

図表5-3 火力発電設備別CO₂排出原単位



(備考) 1. 燃料消費に伴い発生するCO₂排出量
2. 公表情報より日本政策投資銀行試算

図表5-4 CO₂コスト導入に伴うマージンの変化 (2030年)

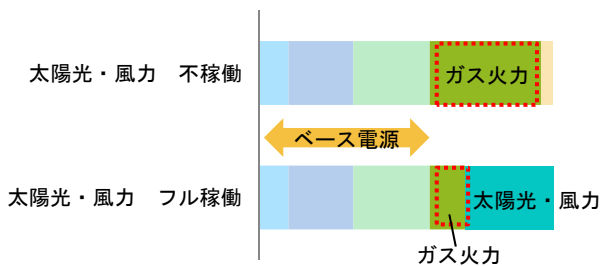


(備考) 1. 図表4-2, 3に示したマージンからの変化率
2. 日本政策投資銀行試算

6. 今後の火力発電投資への示唆

- 今回の試算でみたように、料金規制撤廃後の自由化市場においては、火力発電の投資採算性は、需要変動、他電源との競合、燃料費変動、CO₂規制の動向等の影響を受ける可能性がある。総括原価方式の規制料金により固定費の回収ができたこれまでは違い、事業者・金融機関には、今後の競争環境とリスクに関する詳細な分析、リスクに耐えられる資本構成の構築が求められる。また、事業者・金融機関がこれらのリスクをヘッジできる事業環境の整備も合わせて必要となる。
- 現在、多数の火力発電投資が計画されているが、自由化後のリスクの高まりを背景に投資が計画通りに進まない場合には、供給力の確保が課題となる。また、太陽光・風力発電の導入が拡大するなかで、その出力変動については、調整力の高いガス火力発電が対応する必要があるが（図表6-1）、ガス火力発電の投資が進まない場合には、系統の調整力確保についても懸念が生じる可能性がある。
- 海外では、供給力・調整力確保のために、設備容量（kW）に対して対価を支払う制度（容量メカニズム）等の導入・検討が進められており（図表6-2）、米国の系統運用機関PJM（ペンシルバニア州ほか）やNYISO（ニューヨーク州）が運営する市場では、容量に対する報酬がガス火力発電所の収入の相当程度を占めている。容量メカニズムについては、市場の効率性を損ねるとの議論もある一方、これらの市場においては、投資の重要なインセンティブとなっている。
- 現在、電力システムの制度設計では、①小売事業者への自社需要に必要な供給力の確保と②送配電事業者へのエリアの需給バランス維持に向けた調整力確保が義務づけられている。ただし、供給力・調整力の維持義務は長期安定性が求められるものではなく、卸電力取引所のスポット市場からの調達も許されている。また、中長期的な供給力不足が生じる場合には、広域的運営推進機関が電源入札により必要供給力を確保することになっているが、具体的な制度設計はこれからである（図表6-3）。火力発電投資の計画から稼働までには、10年程度を要する。自由化後に投資リスクが高まるなか、将来必要となる容量の確保に向けて、市場の効率性と投資インセンティブの双方に配慮した制度設計を進めていくことが求められよう。

図表6-1 太陽光・風力発電の変動調整に必要なガス火力発電（イメージ図）



（備考）日本政策投資銀行作成

図表6-2 米英独の電力市場における供給力・容量メカニズムの状況

国	状況
米国	PJM（ペンシルバニア州ほか）やNYISO（ニューヨーク州）では、容量市場を導入済み。容量市場からの収入がガス火力発電所の収入の過半を占める場合もある。
英国	老朽化火力が運転停止する一方、卸電力価格の低迷により新規投資は停滞。供給予備力低下が懸念されたため、2014年12月に2018～19年の容量に係る入札を実施。
ドイツ	再生可能エネルギーの増加、石炭火力との競合等から、ガス火力発電の利用率と卸電力価格が下落し、新規投資が停滞。供給予備力確保のため、火力発電所の廃止規制を導入した他、容量メカニズムの要否を検討中。

（備考）各種資料により作成

図表6-3 日本の電力市場における容量確保策

短期的な供給力・調整力確保策		長期的な供給力確保策
<p>①小売事業者の供給力確保義務</p> <ul style="list-style-type: none"> • 小売事業者に対し、供給先の需要（販売量）に応じた供給力の確保を義務付け。 	<p>②送配電事業者の調整力確保義務</p> <ul style="list-style-type: none"> • 送配電事業者に対し、エリア内の周波数制御及び需給バランス調整等に必要調整力確保を義務付け。 	<p>広域的運営推進機関による電源入札</p> <ul style="list-style-type: none"> • 将来的に日本全体で供給力が不足すると見込まれる場合に備えたセーフティネットとして、広域的運営推進機関が発電所の建設者を公募する仕組みを創設。

（備考）経済産業省資源エネルギー庁資料により作成

- ・本資料は、著作物であり、著作権法に基づき保護されています。著作権法の定めに従い、引用する際は、必ず出所：日本政策投資銀行と明記して下さい。
- ・本資料の全文または一部を転載・複製する際は著作権者の許諾が必要ですので、当行までご連絡下さい。

お問い合わせ先 株式会社日本政策投資銀行 産業調査部
Tel: 03-3244-1840
E-mail: report@dbj.jp