

エリア別送電混雑コスト評価ツールの開発

Development of Regional Transmission Congestion Cost Evaluation Tool

キーワード：卸電力市場，再生可能エネルギー電源，送電混雑コスト，エリアプライス格差

岡田 健司 永井 雄宇

わが国の電力システム改革において、小売全面自由化の実施や地域間連系線利用ルールの見直しの検討が進む中、再生可能エネルギー(再エネ)電源の卸電力市場への投入増加が、卸電力市場価格の低下を引き起こし、電源の収益低下からピーク需要時に必要な供給力の維持が困難になることが懸念されている。それに加えて、政策介入による再エネ電源の導入の地域偏在が顕在化してきており、今後、地域間連系線に混雑が多発し、特定の地域において市場価格の低下がより進行してしまう恐れがある。わが国の電力システム改革の進展と再エネ電源の導入等の政策介入に合わせ、長期・短期に及ぶ電力需給やアデクシー確保に関する定量的な評価の重要性が高まっている。本稿では、再エネ電源の卸電力市場への大規模参入時における、卸電力市場価格の定量的な評価と送電混雑解消に要するコストの把握のために開発中の、「エリア別送電混雑コスト評価ツール」の概要を紹介する。さらに、本ツールを用いた再エネ電源の市場入札時のシステムプライスや地域間連系線混雑処理後のエリアプライスの変動などに関する試算結果からツールの有用性を確認する。

- | | |
|---|---|
| <ol style="list-style-type: none"> 1. はじめに 2. 欧米における卸電力取引の考え方 <ol style="list-style-type: none"> 2.1 卸電力取引方式の分類 2.2 プール方式の適用事例 2.3 諸外国における需給計画断面での連系線の送電混雑対策事例 3. エリア別送電混雑コスト評価ツールの概要 <ol style="list-style-type: none"> 3.1 卸電力取引のフレームワーク | <ol style="list-style-type: none"> 3.2 メリットオーダーに基づくエリア別送電混雑コスト評価の考え方 4. 再エネ電源の市場入札が卸電力市場価格に及ぼす影響の試算とその考察 <ol style="list-style-type: none"> 4.1 試算条件 4.2 試算結果と考察 5. 評価ツールの有用性と今後の開発課題 |
|---|---|

1. はじめに

わが国では、2016年4月に小売全面自由化を実施し、電力システム改革は地域間連系線利用ルールの見直しの検討へと進んでいる¹。その中で、固定価格買取制度(Feed-in-Tariff:

以下「FIT」)の対象電源を含む再生可能エネルギー(以下「再エネ」)電源の卸電力市場への投入量が増大することにより、卸電力市場価格の低下が引き起こされる可能性がある²。それに加えて、わが国では再エネ電源の導入の地域偏在が顕在化してきており、今後、地域間連系線等での混雑が多発することで市場価格の地域格差³が拡大し、特定の地域において市場価格の低下がより進行する可能性もある。その結果、火力電源等の既存電源は発電電力

¹ 電力広域的運営推進機関(以下「広域機関」)では、連系線の効率的な活用等の観点から、連系線利用ルールの見直しを議論している。そこでは、①現行の先着優先ルールを廃止し、連系線の利用可能容量を日本卸電力取引所の前日スポット取引に割り当てる「間接オークション方式」の導入や、②エリア間の価格差リスクの回避手段としての「間接的送電権」等の導入が議論されている。この間接的送電権は、米国の一部の地域で導入されている「金融的送電権(以下「FTR」)」を参考にしている。FTRは、地点間の混雑料金変動をヘッジする仕組みであり、地点間の電力取引を保証する物理的な送電権とは概念も機能も異にすることに留意されたい。

² このような卸電力価格の下落は、メリットオーダー効果とも呼ばれる。

³ 市場価格の地域格差とは、地域間連系線に混雑が発生する場合、混雑連系線を境界として卸電力市場(前日スポット市場)を分断し、その分断エリア毎に求められるエリアプライスの格差を指す。

量による収入だけでは、発電設備の固定費を回収できないリスクが高まるものと予想される⁴。このような費用回収リスクが深刻化する結果として、既存電源の市場からの退出、あるいは電源投資が特定の地域で停滞するなどの状況に陥り、将来必要となる供給力を確保することが難しくなることが予想される。

これらの課題を回避するため、容量メカニズムの適用などの施策が検討されている。しかし、これらの施策を検討するにあたっては、電力システム改革の進展や政策介入による再エネ大量導入等に合わせる形で、長期・短期に及ぶ安定的な電力需給やアデカシーが確保されているかという点についての影響を定量的に評価しておくことが重要となる。具体的には、以下のような、広域的なアデカシー確保に関わる定量的評価が求められる。

- ① 長期的視点（数十年程度）からの電源投資や電源構成の分析を目的とした、長期アデカシー評価
- ② 短中期的視点（週間～年間）からの域内および広域的な需給調整力（アンシラリーサービス含む）の確保と利用に関する評価
- ③ 新しい地域間連系線利用ルールの下で、卸電力市場への再エネ電源の参入拡大時の送電混雑コストの把握や、市場分断時に生じるエリア別卸電力価格の影響評価

本稿では、その中の③、すなわちメリットオーダーに基づく新たな地域間連系線利用ルールの下、地域間連系線で発生しうる送電混雑によりもたらされる、卸電力市場でのエリア別卸電力価格（以下「エリアプライス」）への影響に着目し、開発を進めている「エリア別送電混雑コスト評価ツール」の概要について述べる。

以下、第2章で卸電力取引方式の分類や欧米での卸電力取引の考え方を整理した上で、

⁴ このような費用回収リスクは、ミッシングマネー問題とも言われる。

第3章でエリア別送電混雑コスト評価ツールの概要を述べ、第4章で試算結果を通じて本開発ツールの機能を紹介する。最後に、第5章においてエリア別送電混雑コスト評価ツールの必要性和今後の開発の課題についてまとめる。

2. 欧米における卸電力取引の考え方

2.1 卸電力取引方式の分類

自由化された卸電力市場の下での電力取引は、プール方式、相対取引方式、混合方式の3種に大別することができる（表1）。

プール方式は、送配電ネットワークを介して需要家に供給される全ての電力について「プール市場」と呼ばれる卸電力市場を介して売買することを義務付けた制度（強制プール）に基づく方式である。この方式においては、発電設備を保有している小売事業者は、プール市場（≒卸電力取引所）に自社の発電設備が発電した電力を全て売り、改めてプール市場から自社の需要家に供給する電力を調達する。

相対取引方式では、電力の売買を行いたい事業者が個別に売買相手を探し、直接相対交渉によって電力を取引する。混合方式は、相対取引と、電力の取引を義務付けず任意参加とするプール市場（「任意プール」）を併用する卸電力取引方式である。

わが国の制度は、相対取引をベースとしつつも、電源調達の多様化を図るため、全国大の卸電力取引市場として創設された日本卸電力取引所（Japan Electric Power eXchange：以下「JEPX」）⁵においても卸電力を取引することができる、混合方式に属する。

⁵ JEPXは、2005年4月1日より電力取引（スポット市場・先渡市場（先渡定型商品）・掲示板市場）を開始している。なお、一般社団法人日本卸電力取引所は、平成28年（2016年）4月1日付で、電気事業法第97条第1項に定められた卸電力取引所として指定を受けている。

表1 卸電力取引方式の概要

プール方式	相対取引方式	混合方式
<p>事業者の形態に係わらず送配電システムを介して需要家に供給される全ての電力について、プール市場（＝卸電力取引所）を介して売買する。</p>	<p>電力の売買を行いたい事業者が、個別に売買相手を探し直接相対交渉により取引（相対取引）する。</p>	<p>プール市場（＝卸電力取引所）と相対取引が混在する。</p>

⊙ : 発電事業者 □ : 供給事業者（需要家等も含む）

出典：[2]を基に作成

いずれの卸電力取引方式でも、大多数の発電事業者や小売事業者は、送配電ネットワークを介して電力を取引する。そのため、電力システムの全体の信頼性や安定性を満足しつつ、全ての卸電力市場参加者にとって、公平かつ透明性の高い送配電ネットワークの利用の仕組みを設けなければならない。

2.2 プール方式の適用事例

プール方式の代表例として、米国北東部を管轄する PJM のエネルギー市場が採り上げられることが多い。PJM のエネルギー市場は、前日スポット市場とリアルタイム市場に区分されている。PJM の前日市場では、発電事業者や供給事業者が入札した売電量・売電価格および買電量・買電価格の情報を基に、市場運営者である PJM が市場供給曲線（売電側）と市場需要曲線（買電側）を作成し、その交点より市場取引量と市場均衡価格（市場価格）を決定する。さらに、PJM は、この市場価格を基に、送電ネットワーク内の送電運用制約や送電ロスを考慮した地点別の取引価格（Locational marginal price：以下「LMP」）を算定する。PJM 域内の全ての卸電力取引は、この LMP によって精算される。具体的に、PJM に

おける地点 i ・時間 t の $LMP_{t,i}$ (\$/MWh) の構成は以下のとおりである [5],[6]。

$$LMP_{t,i} = P_{system_t} + CP_{t,i} + LOSS_{t,i} \quad (1)$$

P_{system_t} ：システムエネルギー料金。送電制約や送電ロスを考慮しない場合の、時間 t のエネルギー需給均衡価格 (\$/MWh)。

$CP_{t,i}$ ：PJM エリア内の送電ネットワーク内の送電線（主に基幹送電線）で発生した送電混雑の解消のために、地点 i に賦課される時間 t の送電混雑料金 (\$/MWh)。

$LOSS_{t,i}$ ：限界ロス料金。PJM エリア内で発生する送電ロスの補償のために賦課される、地点 i ・時間 t の送電ロス補償料金 (\$/MWh)。

なお、LMP は、エネルギー取引の価格であり、送電系統設備費用等の負担を求める、送電料金ではないことに留意する必要がある。

送電ロス補償料金を考慮しなければ、各地点の LMP の格差は、系統内に発生する送電混雑の発生場所とその大きさに左右される⁶。例え

⁶ 2015 年度の PJM の市場監視報告書 [7] によれば、2015 年の前日スポット市場の LMP（ゾーン別需要量による加重平均値）の最大価格差は約 18.5 ドル/MWh である。また、システムエネルギー料金に対する各ゾーンの送電混雑料金の比率は、約 26%～-13.5% で、送電ロス補償料金の比率は約 3.9%

ば、前日スポット市場の市場均衡の結果から、A地点とB地点を直結する送電線で、A地点からB地点に向かう潮流が利用可能容量を超える場合、市場均衡価格から、混雑の度合いに応じて、A地点の地点別料金を引き下げ、発電量を抑制する一方、B地点の価格を引き上げて発電量を増加させ、当該送電線の潮流を抑制する。つまり、送電混雑を解消するための地点別料金の引き下げや引き上げが、各地点間のLMPの差を生むこととなる。

なお、相対ベースの地点間取引等もこのLMPにより精算される。地点間取引等を行う事業者は、前日スポット市場の開場前に、PJMにその取引内容を報告しなければならない。つまり、取引内容の通告は、地点間取引において、発電側はPJMのエネルギー市場（前日スポット市場）に価格ゼロで発電量を入札し、需要側は需要量のみを入札する、ということに相当すると言える⁷。

このような卸電力市場は、効率的な資源配分の達成を目標としつつ、完全競争状態での短期の市場取引を意識した市場モデルといえる。さらに、PJMのエネルギー市場では、リアルタイム市場においても前日スポット市場と同様に、LMPが計算される。本稿におけるメリットオーダーに基づく地点別混雑コスト評価のフレームワークは、PJMの前日スポット市場を想定している。

2.3 諸外国における需給計画断面での連系線の送電混雑対策事例

電力自由化が先行する欧米諸国における、需給計画段階での送電線や国際連系線の送電

混雑対策は、市場メカニズムに基づく方法と市場メカニズムによらない方法に大別することができる[4]。欧州では、需給計画断面である送電線で混雑が見込まれる場合、明示的取引（explicit auction）や暗示的取引（implicit auction）などの、市場メカニズムに基づく混雑対策が実施されている⁸。欧州では、複数の国際連系線で各国が連結し合うため、電力取引の利用枠は、国家間の総送電可能量に対して割り当てられる。国を跨ぐ相対取引は、国際連系線が混雑した場合には、制限を受けることとなる。その制限を回避する手段として、明示的取引が利用されている。この方式は、競売に出される利用可能容量よりも買入札の総容量が上回る場合、入札価格の高い順に利用可能枠を割り当てる仕組みであり、物理的送電権に相当し、空押さえ禁止のルールが適用される。一方、暗示的取引は、さらに市場分断方式（market splitting）と市場統合方式（market coupling）に二分される。

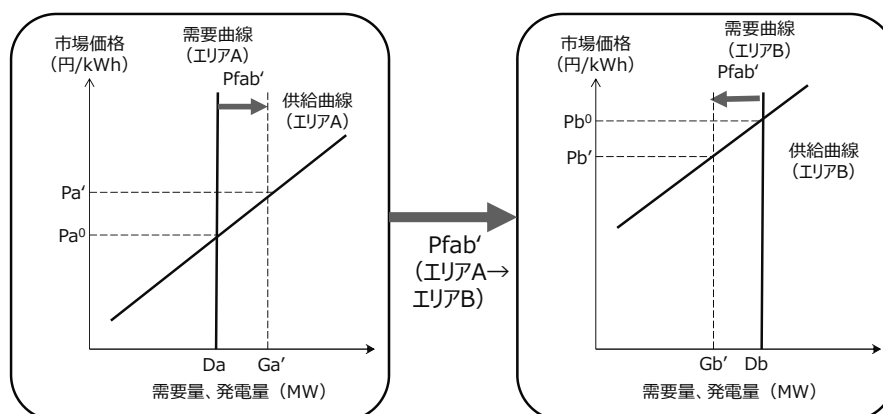
市場分断方式は、混雑送電線を境界にして市場を分断し、連系線の混雑を解消しつつ、システム価格と分断されたエリア価格の格差を最小に留めるように、各エリアプライスを策定する方式である。この方式は、ある卸電力市場の送電線または地域間連系線で生じた混雑の解消に主眼を置く方式であり、北欧やわが国のJEPXで採用されている。先に説明したPJMのLMPは、卸電力市場内の市場分断単位をノード単位まで細分化した市場分断方式と考えることもできる。

一方、大陸欧州の卸電力市場間で主に用いられる市場統合方式は、隣接する国の卸電力市場を統合するために考案された仕組みである。図1に示すように、卸電力取引市場を結

から-4.2%であり、LMPの地域間格差の主たる要因は、送電混雑料金であることが判る。

⁷ このようにPJMでは、全ての卸電力取引がプール市場を介して売買されるプール方式ではあるものの、地点間の混雑料金変動をヘッジする仕組みであるFTRを採用しつつ、相対取引をプール市場に取り込む工夫が講じられていることに留意されたい。

⁸ その他、市場メカニズムによらない方法として、現在わが国で採用されている「先着優先」や、主にドイツ国内の送電系統で用いられる「再給電指令・逆取引」などがある。これらの需給計画段階で用いられる送電混雑対策の概要は、文献[4]を参照されたい。



- 注1) P_{fab}' は、エリア間連系線に流れるエリアAからエリアB向きの電力潮流で、その時点のエリア間連系線の利用可能容量を超えないものとする。
- 注2) 市場統合前の各エリア価格の格差 ($P_{b0}-P_{a0}$) は、市場統合後には ($P_{b'}-P_{a'}$) 縮小している様子が分かる。具体的には、エリアA (低価格エリア) では、エリアAの需要曲線を融通電力分右にシフトし、エリアAの供給曲線の交点からエリア価格と落札発電量を決定する。一方、エリアB (高価格エリア) は、エリアBの需要曲線を融通電力分左にシフトさせて、エリアBの供給曲線の交点からエリア価格と落札発電量を決定する。

出典：[8]を基に作成

図1 市場統合によるエリア価格の格差縮小のメカニズム

ぶ国際連系線の利用可能容量を最大限に活用し、国際連系線で混雑が発生しないように市場価格の安い国から高い国へ電力を融通することで、両国間の価格差を縮小する効果を持つ。

異なる卸電力市場を統合する市場統合方式と、ある卸電力市場内で発生した送電混雑を解消する市場分断方式は、その目的は異なるものの、送電混雑を回避しつつ、電力市場取引に付随して国際連系線またはエリア間連系線の送電可能量を割り当てる方式であるという点は共通している。

3. エリア別送電混雑コスト評価ツールの概要

3.1 卸電力取引のフレームワーク

前述の通りわが国では、混合方式を採用しているが、一般的には、事業者間の合意の下で結ばれる相対契約の内容は、卸電力市場の動向に合った価格や取引量が決められることが想定される。その一方で、電力システム改革に伴い、わが国の卸電力市場の活性化が進

展することが予想される。将来、市場が十分に活性化し、事業者が卸電力市場の状況に応じた契約内容とすれば、プール方式でも混合方式でも結果に大きな差は生じないとの意見もある⁹。

そこで、本稿で紹介するエリア別送電混雑評価ツールでは、卸電力市場が十分に活性化したものと仮定し、相対取引は考慮せず、米国の PJM 等で採用される仕組みを参考にした全量プール方式に基づく卸電力取引モデルを想定した。

具体的には、発電側（発電事業者）は、売電量として保有する各発電機の発電可能範囲（発電出力の上下限）と、売電価格として発電

⁹ 広域機関の第1回地域間連系線の利用ルール等に関する検討会（2016年9月1日開催）の「資料5 地域間連系線利用ルール等に関する検討会（連系線の送電容量割当て方式の概要）」では、スポット市場を介した地域間電力取引でも、市場価格との差金決済取引を導入することにより固定価格での相対取引を実現することが可能である例を示している。ただし、これら資料で示す事例は、再エネ電源の導入拡大による市場価格の下落などの影響は考慮されていないことに留意されたい。

(http://www.occto.or.jp/oshirase/kakufuinkai/files/renkeisen_kentoukai_01_05.pdf)

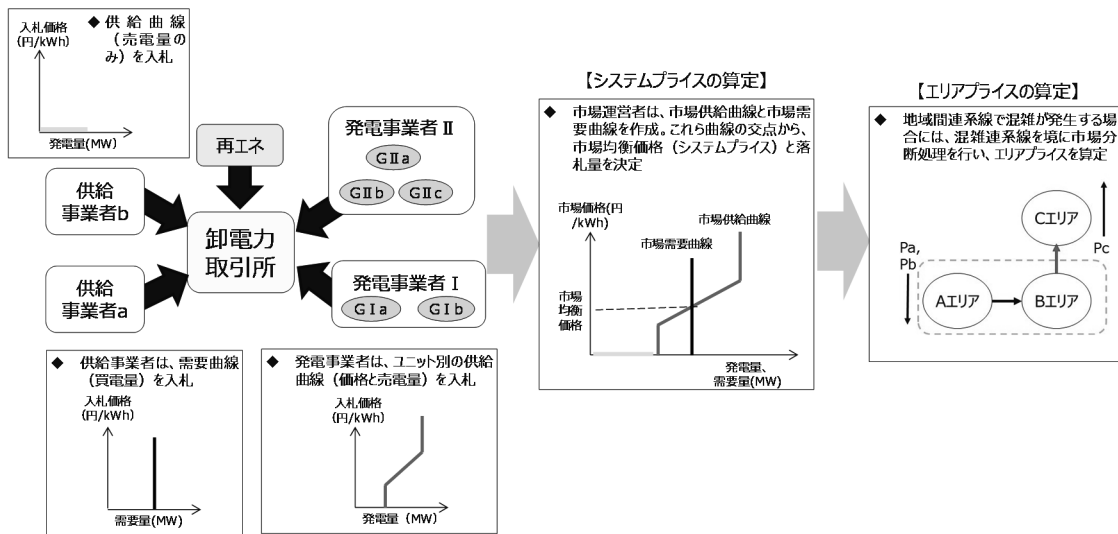


図2 エリア別送電混雑コスト評価ツールにおける卸電力取引のフレームワーク

可能範囲に対する発電機の短期限界費用曲線（≒増分燃料費）を入札することとした。ただし、原子力発電と一般水力発電は、売電価格を0円/kWhとし、計画された発電量のみ入札する。さらに、再エネ発電事業者から電力を買い取る系統運用者は、予想される発電量を売電量として入札する（図2）。

一方、需要側（小売電気事業者や大口需要家）は、買電価格を指定せず、買電量として自身の需要量のみ入札することとした。

卸電力市場の運営者は、発電側の入札情報に基づき、入札価格の安い順に市場供給曲線を作成するとともに、需要側の入札内容に基づき、市場需要曲線を作成する。そして、市場供給曲線と市場需要曲線の交点（市場均衡点）から、市場での取引量と取引価格が求められる。

なお、本ツールは前日市場を想定しているため、再エネの発電出力や需要量は、前日段階での予測値である。

3.2 メリットオーダーに基づくエリア別送電混雑コスト評価の考え方

本ツールでは、エリア間連系線で混雑が発生した場合、JEPXが現在採用している市場分

断方式により、送電混雑を解消することを通じて、市場分断後のエリアプライスを算定することとした。その算出方法の基本的な考え方は、先に説明した米国PJMで採用されているLMPを参考にした¹⁰。

系統全体で社会厚生（≒生産者余剰+消費者余剰）が最大となる需給バランスが決定されるものと仮定すると、以下のように時間 t において、各電源の発電費用 $(C(G))$ と需要側の便益 $(B(D))$ で構成される目的関数の最小化問題として定式化することができる。

$$OBJ_t = \sum_{i=1}^{NG} C_{i,t}(G_{i,t}) + \sum_{i=1}^{NC} B_{i,t}(D_{i,t}) \quad (2)$$

$C_{i,t}(G_{i,t})$: 時間 t の電源 i の発電費用(燃料費)(円)

$G_{i,t}$: 時間 t の電源 i の発電出力(MW)

$B_{i,t}(D_{i,t})$: 時間 t の需要家 i の便益(円)

$D_{i,t}$: 時間 t の需要家 i の需要量(MW)

NG : 系統に接続する電源の総数

NC : 系統に接続する需要家の総数

ただし、先に述べたように本ツールで想定した卸電力市場では、需要側は買電価格を指定せず、買電量として自身の需要量のみ入札

¹⁰ 米国PJMで採用されるLMPを参考とするノードルプライスの算出方法の詳細は、文献[1]を参照されたい。

することとしている。そこで、目的関数を次式のように、各電源の発電費用 ($C(G)$) により構成される目的関数の最小化問題を解くことに改め、本ツールで想定する卸電力市場の市場均衡解を求めることとした。

$$OBJ_t = \sum_{i=1}^{NG} C_{i,t}(G_{i,t}) \quad (3)$$

上記の目的関数の最小値を求める際には、以下の制約条件を考慮している。

$$\sum_{i=1}^{NG} G_{i,t} = \sum_{i=1}^{NC} D_{i,t} \quad (4)$$

$$Gmin_i \leq G_{i,t} \leq Gmax_i \quad (5)$$

$$PFmin_k \leq PF_{k,t} \leq PFmax_k \quad (6)$$

$Gmin_i, Gmax_i$: 電源 i の発電出力の下限値と上限値 (MW)

$PFmin_k, PFmax_k$: 送電線 k の利用可能容量の下限値と上限値 (MW)

$PF_{k,t}$: 時間 t の送電線 k に流れる電力潮流 (MW)

本ツールでは、送電線を地域間連系線とし、各連系線の電力潮流は DC 法 (直流法) を用いて求めた。また、送電系統内で発生する混雑に対するエリア別送電混雑コストの評価に重点を置くため、本稿では、LMP の構成要素のひとつである送電ロスとは考慮しないものとした。

各制約条件を満たし、目的関数を最小とする各電源の発電出力を求めるために、以下の Lagrange 関数を用いた。

$$\begin{aligned} \phi_t = & \sum_{i=1}^{NG} C_{i,t}(G_{i,t}) + \lambda_t (\sum_{i=1}^{NC} D_{i,t} - \sum_{i=1}^{NG} G_{i,t}) + \sum_{i=1}^{NG} \mu GU_{i,t} (Gmax_i - G_{i,t}) + \\ & \sum_{i=1}^{NG} \mu GL_{i,t} (G_{i,t} - Gmin_i) + \\ & \sum_{k=1}^{NB} \mu TU_{k,t} (PFmax_k - PF_{k,t}) + \\ & \sum_{k=1}^{NB} \mu TL_{k,t} (PF_{k,t} - PFmin_k) \quad (7) \end{aligned}$$

λ_t : 需給バランス制約 (等式制約)

$\mu GL_{i,t}, \mu GU_{i,t}$: 電源 i の出力上下限制約

$\mu TL_{k,t}, \mu TU_{k,t}$: 時間 t の送電線 k の電力潮流の出力上下限制約に関する Lagrange 未定乗数

ここで、各電源の発電出力 ($G_{i,t}$) に関する Lagrange 関数の 1 階微分ベクトル (勾配ベクトル) は、次式のようになる。

$$\begin{aligned} \frac{d\phi_t}{dG_{i,t}} = & \frac{dC_{i,t}(G_{i,t})}{dG_{i,t}} - \lambda_t - \mu GU_{i,t} + \mu GL_{i,t} - \\ & \sum_{k=1}^{NB} \mu TU_{k,t} \frac{dPF_{k,t}}{dG_{i,t}} + \sum_{k=1}^{NB} \mu TL_{k,t} \frac{dPF_{k,t}}{dG_{i,t}} \quad (8) \end{aligned}$$

(3) 式の目的関数を最小にする各電源の発電出力は、有効制約条件の勾配ベクトルが 1 次独立ならば、Kuhn-Tucker 条件を満たす解が存在する [3]。この時、(8) 式で表される各変数 (各電源の発電出力) の勾配ベクトルの間には、以下の関係が成立する。

$$\frac{d\phi_t}{dG_{1,t}} = \frac{d\phi_t}{dG_{2,t}} = \dots = \frac{d\phi_t}{dG_{NG,t}} = 0 \quad (9)$$

上記の条件が成り立ち、需給バランス制約など各制約条件を満足する各電源の発電出力が求められたときの Lagrange 未定乗数を用いれば、以下のように各電源のノードルプライスを求めることができる¹¹。

$$\begin{aligned} \frac{dC_{i,t}(G_{i,t})}{dG_{i,t}} = & \lambda_t + \mu GU_{i,t} - \mu GL_{i,t} + \\ & \sum_{k=1}^{NB} \mu TU_{k,t} \frac{dPF_{k,t}}{dG_{i,t}} - \sum_{k=1}^{NB} \mu TL_{k,t} \frac{dPF_{k,t}}{dG_{i,t}} \quad (10) \end{aligned}$$

ここで、電源 i の短期限界費用は燃料費関数 ($C_{i,t}(G_{i,t})$) の 1 階微分値 (≡増分燃料費) に相当する。さらに、需給バランス制約の Lagrange 未定乗数 λ_t (上式の右辺第 1 項) は、需給運用でよく知られる経済負荷配分制御 (Economic Load Dispatching Control: 以下「EDC」) の等 λ に相当し、PJM の LMP でのシステムエネルギー料金 (1 式) にあたる。つまり、この λ_t は、卸電力市場の市場分断前のシステムプライスを意味する。

¹¹ 対象電源は上下限制約を違反することなく部分負荷運転であれば、電源 i の発電出力の上下限制約は活性化することは無いので、(10) 式右辺の第 2 項と第 3 項は、電源 i の発電出力の上下限制約の Lagrange 未定乗数は共にゼロとなる。また、発電出力が上限値または下限値に固定される場合には、固定した制約値の Lagrange 未定乗数は非ゼロとなることに留意されたい。

系統内で送電混雑が発生しなければ、(10)式右辺の第4項と第5項の値は共にゼロとなる。ただし、送電線 k で、潮流計算上定義した正方向の電力潮流が、送電線の利用可能容量を超えて流れ、混雑状態となった場合には、(10)式右辺の第4項の $\mu TU_{k,t}$ のみ非ゼロとなる。さらに、同一ノードに接続する電源において、(10)式右辺の第4項の値は同一値となる。つまり、系統内で発生した送電混雑の解消のために地点 i に賦課された価格調整により、各ノードの発電量が調整されることとなる。すなわち、(10)式右辺の第4項および第5項は、PJMのLMPにおける送電混雑料金((1)式)に相当する。

4. 再エネ電源の市場入札が卸電力市場価格に及ぼす影響の試算とその考察

4.1 試算条件

本稿では、送電ロスの補償を考慮せず、想定した電源が全て利用可能であるという理想的な条件の下ではあるが、現在開発中のエリア別送電混雑コスト評価ツールを用いて、再エネ電源の市場入札が卸電力市場価格に及ぼす影響について試算した。具体的には、2030年断面の系統需要を対象として、旧一般電気事業者、旧卸電気事業者、旧特定規模電気事業者や共同火力などの事業者が、卸電力取引所に入札することを想定した。なお、JEPXでは卸電力取引の約定時の地域間連系線等の空容量を考慮して地域分断処理を行い、各エリアプライスを決定している。そこで今回の試算では、東京中部間連系線(以下「FC」)のみ対象とした市場分断を考慮し、再エネ電源の市場入札水準が東エリアと西エリアのエリアプライスに及ぼす影響について、特に、系統需要量と再エネ電源(特に太陽光発電)の発電出力等の水準の違いから、夏期(7月の水曜14時)と春期(4月の水曜14時)の2点を取

り上げ検討した。需要想定と電源想定など関連する試算条件を表2に示す。

4.2 試算結果との考察

(1)卸電力市場価格(システムプライス)への影響とその考察

夏期と春期における、再エネ発電量の卸電力市場への投入が、卸電力市場価格(システムプライス)に与える影響を図3に示す。この図に示すように、いずれの時期においても、再エネ電源の入札により、市場供給曲線は右にシフトする。特に、市場需要(≒系統需要)の水準が低い春期では、再エネの市場参入による市場供給曲線のシフトにより、市場均衡点(市場供給曲線と市場需要曲線との交点)は、市場供給曲線の低価格帯へと移行している様子が分かる。

市場均衡時の発電種別毎の発電量を図4に示す。今回の想定では、各種火力電源の短期限界費用の範囲は以下の通りである。

- ・石油火力：13.22～17.06円/kWh
- ・石炭火力：1.27～3.78円/kWh
- ・LNG火力：9.58～12.50円/kWh
- ・LNGコンバインド(以下「LNGCC」)：5.65～10.98円/kWh

各火力電源がメリットオーダーによって落札される場合、入札価格(≒短期限界費用)の水準が高い石油火力、LNG火力、LNGCCは、市場需要(≒系統需要量)水準の低下により経済的に不利となり、卸電力市場で落札され難くなる。

通常は、市場需要の増加に伴い卸電力市場価格も上昇するが、再エネ電源の卸電力市場への入札により、火力電源の分担する需要量(以下「差引需要」¹²)が減少する。その結果、市場需要の水準が高い夏期(図4)では、再エ

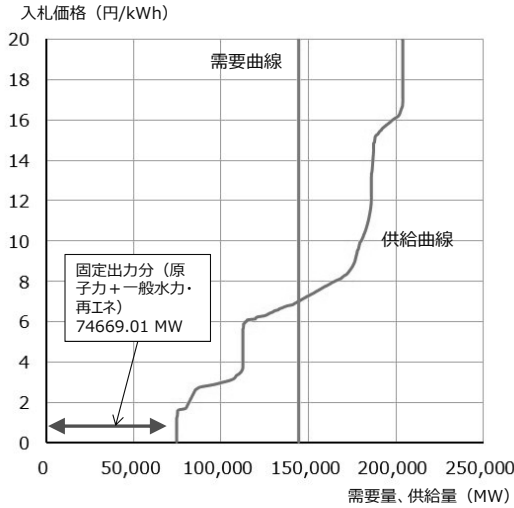
¹²差引需要(または残差需要)とは、想定した電力需要から再エネ電源の出力や原子力電源や一般水力電源の出力を差し引いた需要。

表2 再エネ電源の市場入札が卸電力市場に及ぼす影響評価の条件設定

項目	概要
需要想定	<ul style="list-style-type: none"> 2030年度の時間帯別電力需要のロードカーブは、総合資源エネルギー調査会 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における30日等出力制御枠の算定にあたって、旧一般電気事業者が公開するシミュレーションの諸元データを利用。ただし、シミュレーションの諸元データを公開していない旧一般電気事業者（東京・中部・関西）は、各社「でんき予報」で公開されている2014年度の時間帯別電力需要に、太陽光発電の自家消費分想定を足した需要を利用。 広域機関による2025年度の各エリア総需要の想定を参考に、エネルギーミックス想定に合うよう、各エリアの需要カーブを修正。
電源想定	<p>火力電源 (石油、石炭、LNG、LNGコンバインド)</p> <ul style="list-style-type: none"> 旧一般電気事業者・卸電力事業者・その他事業者（共同火力や新電力等）の2015年度の供給計画を基に電源を想定。2020年時点までに廃止を発表している電源・2030年時点で運用開始から45年（石油は55年）を経過する電源は廃止。 新規の電源は、環境アセスメントに申請中の電源のみを考慮。 小規模石炭も考慮。ただし、バイオマスと混焼の設備は燃料費等の諸元の設定が困難なため除外。 電気学会の想定[*]や、各事業者や政府等が公表する発電効率を参考に電源毎に燃料費用関数を想定。 IEAによるWE02016年報告書の「New Policies Scenario」：石炭：10,728円/トン、LNG：68,116円/トン、石油：12,650円/バレル、為替レート：110円/\$（2016年実績見直し）を適用。 各電源のLFCなどの調整力や予備力の確保量は考慮せず。
	<p>原子力電源</p> <ul style="list-style-type: none"> エネルギーミックスケース（発電量の20～22%）。 想定発電量（通年で一定値に固定）は売電価格0円/kWhで入札。
	<p>水力電源 (一般水力)</p> <ul style="list-style-type: none"> 一般水力（自流式・ダム式等）のみとし、揚水電源（発電・揚水動力）は考慮せず。 一般水力電源の発電量は、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における30日等出力制御枠の算定にあたって、旧一般電気事業者が公開するシミュレーションの諸元データを参考に、発電量をエネルギーミックスに合うように修正。ただし、シミュレーションの諸元データを公開していない旧一般電気事業者（東京・中部・関西）は、過去10年間の実績から、一般水力（自流式・ダム式等）の発電量を、エリア別・月別に想定。 想定発電量（月別一定値に固定）は、売電価格0円/kWhで入札。
	<p>再エネ電源 (太陽光発電、風力、バイオマス、地熱)</p> <ul style="list-style-type: none"> 太陽光発電：2015年度末（2016年3月）時点の累積導入量から、過去3年の平均年間導入量で引き続き導入が進むと想定し2030年までの導入量を推計。接続可能量を発表している7社においては、その+10%まで導入を認めるものとした。 風力：環境アセスメントと日本風力発電協会のエリア別導入可能量を参考に、2030年度のエリア別設備容量を設定。 その他再エネ（バイオマス・地熱）：FIT認定量を参考に、エネルギーミックスに合うように出力を設定（年間一定の出力）。 時間別想定発電量は売電価格0円/kWhで入札。
その他	<p>地域間連系線</p> <ul style="list-style-type: none"> 地域間連系線の利用可能容量として、広域機関が想定する2025年の連系線運用容量を利用。

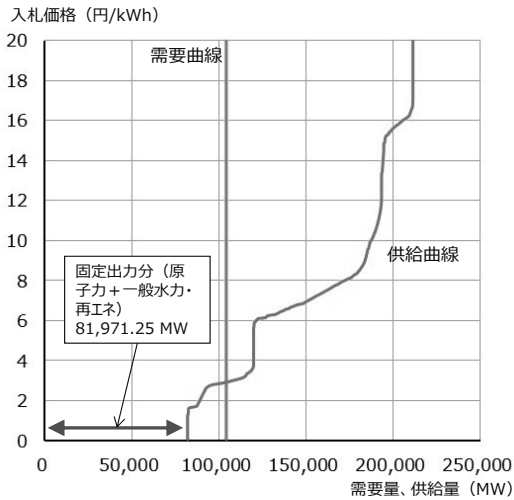
※電気学会・電力系統標準モデルの普及・拡張調査専門委員会「モデル拡張に関する報告書(マニュアル)」(2001年10月)

システムプライス	7.024 円/kWh
再エネ入札量	381,074.47 MW 太陽光：31,384.17 MW 風力：834.14 MW バイオマス：4,695.20 MW 地熱：1,160.96 MW



(a) 夏期(7月水曜14時を想定。市場需要は144,365 MW)

システムプライス	3.14 円/kWh
再エネ入札量	47,721.59 MW 太陽光：38,642.02 MW 風力：3,223.41 MW バイオマス：4,695.20 MW 地熱：1,160.96 MW

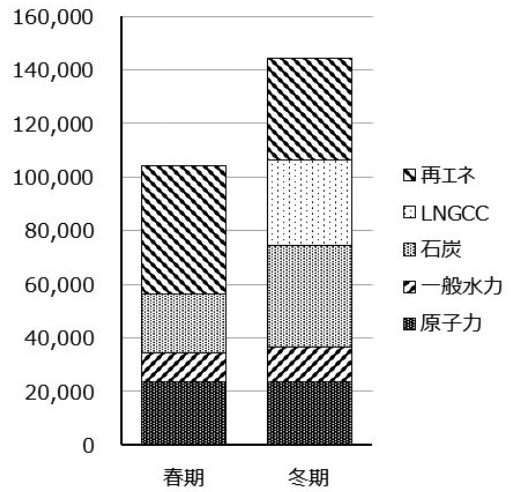


(b) 春期 (4月水曜14時を想定。市場需要は104,174MW)

図3 再エネ電源の卸電力市場への入札による卸電力市場価格 (システムプライス) の影響

ネ電源の卸電力市場への入札に伴い、石炭火力と LNG 火力は落札されず、LNGCC の落札水準も、総落札量の約 17%程度に留まる。さらに、需要水準が低い春期では、LNGCC は全く落札されない。需要水準の高い夏期では部

発電量 (MW)



春期：4月水曜14時を想定。想定需要は104,174MW
夏期：7月水曜14時を想定。想定需要は144,365 MW

図4 市場均衡時の燃料種別毎の発電量

分負荷運転を行う LNGCC，春期では石炭火力の短期限界費用の水準が，それぞれ卸電力市場価格の水準を左右していることが判る。

(2)エリアプライスへの影響評価とその考察

システムプライスは、地域間連系線の利用可能容量を考慮しない、全域で発電費用（燃料費）が最小となる需給均衡時の卸電力市場価格である。しかし、東西地域を繋ぐ地域間連系線では、春期（4月の水曜）の1日の全時間帯で東向きに流れる電力潮流が利用可能容量を越え、終日混雑状態となった。そこで、この混雑連系線を境に地域分断処理をした結果、図5に示すように、全時間で、東地域のエリアプライスは、西地域のエリアプライスよりも高い状態になる。これは、東向きの連系線潮流で発生する混雑を解消するため、電力の受取側である東地域の供給力を増加させて、東地域のエリアプライスを値上せざるを得なかったことを意味する。一方、西地域は、地域間連系線の利用可能容量以上に東地域へ電力を送ることができない。そのため、再エネ電源の市場入札水準が高く、東向きの電力潮流の増加が望めない場合には、図6(b)に示すように、西地域の差引需要の増加が望めず、

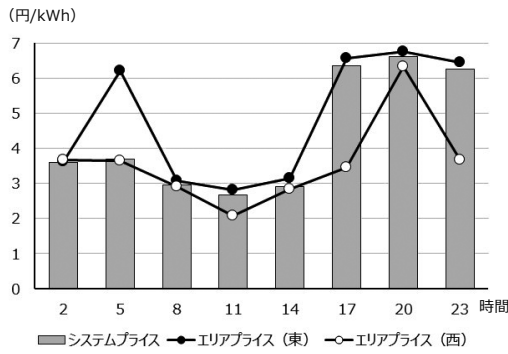
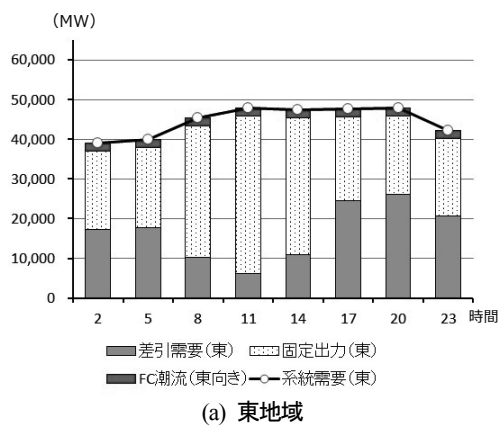
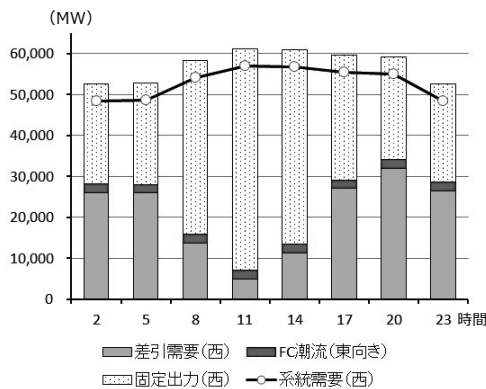


図5 春期の日間のシステムプライスと各エリアプライスの推移



(a) 東地域



(b) 西地域

- 注1) 東向きの地域間連系線の利用可能容量は、終日2100 MWと想定。
 注2) 各地域の固定出力は、原子力、一般水力と再エネ電源からの発電量を指す。

図6 春期の日間の各地域の差引需要の推移

市場分断後のエリアプライスのさらなる低下を招く可能性があることを示している。

本稿では、春期や夏期などの特定期間のみを対象とし、再エネ電源の市場入札を考慮した時の卸電力市場のシステムプライスの推移

と、ある一部の地域間連系線で発生する混雑が招く市場分断後のエリアプライスの変動についてみてきた。ただし、これら各プライスの変動は、送電ロスの補償を考慮せず、さらに想定した電源が全て利用可能であるという理想的な条件の下での評価結果である。実際には、電源は、故障等による計画外停止や、保守点検などにより運転できない時期がある。従って、電源の保守点検による停止や計画外停止により市場供給曲線の形状が変化し、システムプライスやエリアプライスの変動する場合もありうる。ただし、電源の計画外停止を考慮しその時点での利用可能な電源が確保されていれば、供給不足、いわゆるアデカシー不足に陥ることは無い。しかし、本稿で示した試算結果より、再エネ電源の市場入札割合がさらに増加し、再エネ電源など固定出力分が想定需要を上回り、供給過剰状態に陥り、連系線混雑が解消できず卸電力市場が約定しないケースも起こる恐れが内在していることを示すものといえる。

5. 評価ツールの有用性と今後の開発課題

本稿では、大規模な再エネ電源の卸電力市場への参入が卸電力市場価格に与える影響と送電混雑解消に要するコストの把握を定量的に評価できる、エリア別送電混雑コスト評価ツールの開発と概要について紹介した。さらに、本ツールを用いた再エネ電源の市場入札時のシステムプライスや地域間連系線混雑時の市場分断処理のエリアプライスの推移に関する試算結果から、ツールの有用性を確認した。

再エネ電源は、エネルギーポテンシャルや立地条件を優先して、通常建設が進められる。そのため、FIT等の政策により再エネ電源の導入が進むにつれて、電源の偏在化が進展し、エリアプライスの格差を引き起こす混雑が地

域間連系線で多発することが想定される。送電混雑の解消の根本的な解決策は、送配電ネットワークの増強・拡充であるものの、設備増強には巨額な資金とともに、計画から運用開始までに数十年という期間を要する。そのため、卸電力取引に対する送電混雑費用の負担軽減を目的とした施策が議論されているが、現状では、運用段階での送電混雑対策の役割が増している。しかし、設備形成なしの運用対策にも限界があるため、設備増強の適切な時期・場所・規模の判断が、今後は更に重要となる。ただし、送配電部門の中立性を一層確保する観点から、2020（平成32）年4月には法的分離による送電分離が行われることが決まっており、長期的視点で電源計画と一体的な送電線の設備計画を進めていくことは難しくなる。また、再エネ電源の偏在化の可能性に加え、広域的な電力取引の活性化に伴い、広域的な視点で火力電源等の開発が進む可能性も指摘されている¹³。電力システム改革に求められている電力取引の活性化や今後の電源開発の動向等との整合性を図りながら、どのように効率的な送電設備投資を促していくかが問われている。送電混雑解消に要するエリア別のコスト評価が可能なエリア別送電混雑コスト評価ツールの開発は、運用による対応の評価だけでなく、設備投資の意思決定を支援するためにも、今後さらに重要になっていくと考えられる。

本ツールは、あくまでも卸電力市場を通じた翌日の需給計画の策定に主眼を置いている。しかし、翌日の需給計画策定段階では、予測し難い再エネ電源の出力変動に対応するため、

¹³ 広域機関が2016年12月27日に公開した意見募集を求めた「広域系統長期方針（案）」では、今後、再エネ電源がエネルギーポテンシャルや立地条件を最優先に建設された場合、電源の偏在化が進展してゆく可能性や、電力自由化と広域的な電力取引の進展に伴い、需要地エリアを意識せずに火力電源等の開発が進められる可能性が指摘されている。
(http://www.occto.or.jp/oshrase/iken/161227_ikenboshu_koikikeito.html)

予め周波数変動や需給変動に対応した調整能力を確保しておく必要がある。欧州での事例では、卸電力市場の開場前に、系統運用者が調整能力をあらかじめ確保するケースもある。卸電力市場において、アデカシーや需給調整の維持を担う電源をマストランと位置付け、優先的に落札したことによる卸電力市場価格の変動への対処など、需給調整能力を提供する電源をメリットオーダーに基づく卸電力市場においてどのように取り扱っていくのかなどの問題も、今後の評価ツールの開発の課題の一つとして挙げられる。

【参考文献】

- [1] 岡田健司, 浅野浩志 (1998) 「ノーダルプライスに基づく送電料金のシミュレーション分析」, 電力中央研究所報告, Y97019.
- [2] 岡田健司 (2015) 「送配電ネットワーク利用に関わるサービスとその制度の概要」, 電気評論 第616号 (第100巻7月号), pp.65～70.
- [3] 茨木俊秀・福島雅夫 (1991) 「FORTRAN77最適化プログラミング」岩波書店
- [4] 古澤健, 岡田健司 (2017) 「再生可能エネルギー電源大量導入下の欧州における国際連系線を活用した需給調整メカニズムの動向と課題」, 電力経済研究, No. 64, pp.59-77.
- [5] PJM (2017) *PJM Manual 10: Pre-Scheduling Operations (Revision: 35, Effective Date: January 1, 2017)*.
- [6] PJM (2016) *PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations (Revision: 85, Effective Date: November 01, 2016)*.
- [7] Monitoring Analytics, LLC (2016) *2015 State of the Market Report for PJM, Volume 2: Detailed Analysis*.
- [8] Francois Leveque (2003) "Transport Pricing of Electricity Network", Kluwer Academic Publishers

岡田 健司 (おかだ けんじ)

電力中央研究所 社会経済研究所

永井 雄宇 (ながい ゆう)

電力中央研究所 社会経済研究所

電力経済研究 No.64 特集「電力システム改革と再生可能エネルギー政策の整合性」
 の訂正について

研究ノート「エリア別送電混雑コスト評価ツールの開発」の本文 98 ページに下記の誤りがありました。既にダウンロードされた皆さまにはご迷惑をおかけしますことを深くお詫びいたします。なお、研究ノートの主な内容には変更ございません。

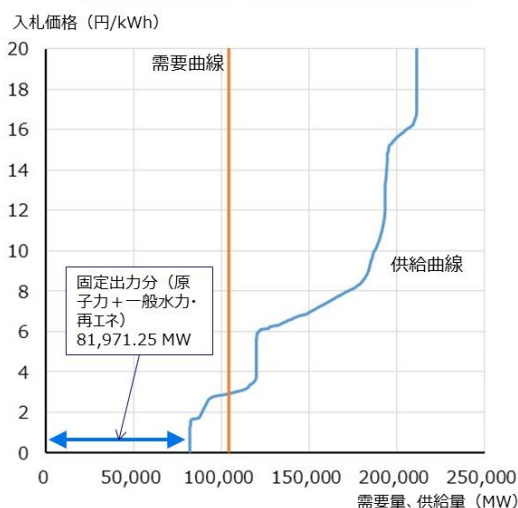
訂正内容

- (1) 図 3 再エネ電源の卸電力市場への入札による卸電力市場価格（システムプライス）の影響
 (b) 春期（4 月水曜 14 時を想定。市場需要は 104,174MW）

システムプライスの値を「3.14 円/kWh」から「2.92 円/kWh」に訂正いたします。なお、グラフに変更はございません。

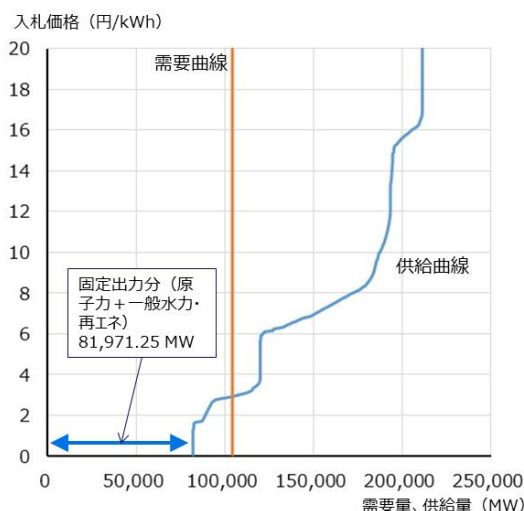
訂正前

システムプライス	3.14 円/kWh
再エネ 入札量	47,721.59 MW 太陽光 : 38,642.02 MW 風力 : 3,223.41 MW バイオマス : 4,695.20 MW 地熱 : 1,160.96 MW



訂正後

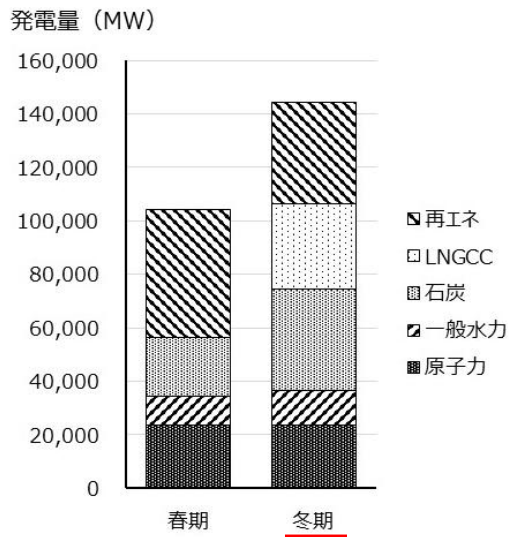
システムプライス	3.14 円/kWh 2.92 円/kWh
再エネ 入札量	47,721.59 MW 太陽光 : 38,642.02 MW 風力 : 3,223.41 MW バイオマス : 4,695.20 MW 地熱 : 1,160.96 MW



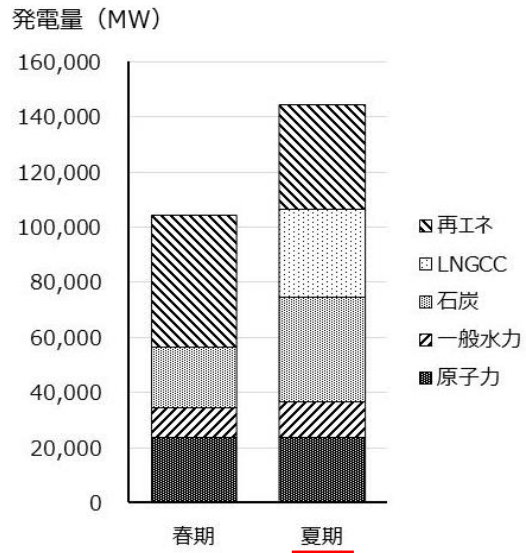
(2) 図4 市場均衡時の燃料種別毎の発電量

図中の「冬期」を「夏期」に訂正いたします。

訂正前



訂正後



(3)本文 (左段下1行目) の「石炭火力と LNG 火力は落札されず、」の部分を下のように訂正いたします。

訂正前

ネ電源の卸電力市場への入札に伴い、石炭火力と LNG 火力は落札されず、LNGCC の落札水準も、総落札量の約17%程度に留まる。

訂正後

ネ電源の卸電力市場への入札に伴い、石油火力と LNG 火力は落札されず、LNGCC の落札水準も、総落札量の約17%程度に留まる。

以上