



RIETI Policy Discussion Paper Series 20-P-028

混雑管理：日本の改革への欧州の経験からの示唆

八田 達夫
経済産業研究所



Research Institute of Economy, Trade & Industry, IAA

独立行政法人経済産業研究所

<https://www.rieti.go.jp/jp/>

混雑管理：日本の改革への欧州の経験からの示唆¹

八田達夫（アジア成長研究所／経済産業研究所）

要 旨

日本の基幹送電網は、既存の原子力発電所の立地を前提として設計されている。ところが、原発の稼働率が大幅に下がり、送電網の設計時には考慮されなかった再生可能エネルギー電力が、原発の立地点からはかけ離れた地区に立地するようになったため、旧電力会社管内（地内）での送電線混雑が発生するようになった。この地内での送電線混雑をどう解消するかという混雑管理が、政策課題となっている。

本稿では、欧州の混雑管理方式である「再給電方式」に修正を施せば、日本でも効率的な混雑管理が可能であるということを示す。具体的には、日本で効率的に送電線の混雑管理を行うためには、次の組み合わせが有効であることを示す。①再給電方式を採用する。②インバランス精算に服するすべての事業者には、混雑が発生し得る地区においても、他地区と同様に立地を許可する。③欧州では、FIP 補助金は、計画値に対して支給しているが、補助率を大きく設計する場合には、本稿で提案する修正方式を採用する。

キーワード：電力市場、混雑管理、送電線、再給電、インバランス精算、FIT/FIP、市場分割

JEL classification: D04, D47, L94, L98

RIETI ポリシー・ディスカッション・ペーパーは、RIETI の研究に関連して作成され、政策をめぐる議論にタイムリーに貢献することを目的としています。論文に述べられている見解は執筆者個人の責任で発表するものであり、所属する組織及び（独）経済産業研究所としての見解を示すものではありません。

¹ 本稿は、独立行政法人経済産業研究所（RIETI）におけるプロジェクト「2020 年後における電力市場設計の課題」の成果の一部である。本稿の執筆にあたっては、Brent Layton 氏（ニュージーランド Electricity Authority 委員長）、Hans-Arild Bredeesen 氏（Nord Pool Consulting）、Christian Redl 氏（Agora Energiewende）、Kjell Arne Barmnes 氏（Statnett）、恒藤晃氏（経済産業省）、経済産業研究所ディスカッション・ペーパー検討会の方々から、多くの有益なコメントを頂いた。ここに記して、感謝の意を表したい。なお、本稿で述べる見解は、すべて八田個人のものである。コメントを頂戴した方々や、八田が所属する組織の見解とは一切関係ない。

混雑管理：

日本の改革への欧州の経験からの示唆

アジア成長研究所 八田達夫¹

日本の基幹送電網は、既存の原子力発電所の立地を前提として設計されている。ところが、原発の稼働率が大幅に下がり、送電網の設計時には考慮されなかった再生可能エネルギー電力が、原発の立地点からはかけ離れた地区に立地するようになったため、旧電力会社管内（地内）での送電線混雑が発生するようになった。この地内での送電線混雑をどう解消するかという混雑管理が、政策課題となっている。

本稿では、欧州の混雑管理方式である「再給電方式」に修正を施せば、日本でも効率的な混雑管理が可能であるということを示す。² 具体的には、日本で効率的に送電線の混雑管理を行うためには、次の組み合わせが有効であることを示す。①再給電方式を採用する。②インバランス精算に服するすべての事業者には、混雑が発生し得る地区においても、他地区と同様に立地を許可する。③欧州では、FIP 補助金は、計画

¹ 本稿の執筆にあたっては、Kjell Arne Barmsnes 氏 (Statnett)、Hans-Arild Bredesen 氏 (Nord Pool Consulting)、Christian Redl 氏 (Agora Energiewende)、恒藤晃氏 (経済産業省) との意見交換から、多くを学んだ。又大橋弘教授 (東大) から貴重なコメントを頂いた。感謝申し上げたい。しかし本稿に残る全ての誤りは筆者の責任である。なお、本稿で述べる見解は、すべて筆者個人のものである。コメントを頂戴した方々や、筆者が所属する組織の見解とは一切関係ない。

² 本稿で言う「欧州」の国としては、主にノルウェー・スウェーデン・ベルギー・オランダ・ドイツを念頭に置いている。独立行政法人経済産業研究所におけるプロジェクト「2020 年後における電力市場設計の課題」では、2019 年 6 月に、ベルギー、フランス、ノルウェーを訪問し、欧州の調整電力市場、コネクトマネジメント、先物市場の設計、および電力危機対策について調査した。本稿には、その調査で得られた観察を反映している。

値に対して支給しているが、補助率を大きく設計する場合には、本稿で提案する「効率方式」の採用が検討されるべきである。

本稿は、以下の五つの部に分かれる。このうち、第一部と第二部では、再生エネルギー（再エネ）を前提としない。第三部から第五部までで、再エネ特定の問題を分析する。

第一部「同時同量」では、bidding zone（ゾーン）全体の同時同量の達成における、インバランス精算と調整力市場の機能を説明し、第二部における混雑管理の議論の準備を行う。特に、下げ入札の価格と発電機の限界費用との関係について詳しく触れる。

第二部「混雑管理」では、欧州で採用されている再給電とゾーン分割について紹介し、その後、日本で検討されている Non-firm 接続導入後に、将来的な再給電導入までの移行期間に採用しうる効率化方式を検討する。さらにここでは、日本で再給電が混雑対策として重視されてこなかった理由についても言及する。

第三部「再エネと同時同量」では、再エネは限界費用ゼロであるという特色を持っているため、補助金がない場合でも、調整力の入札行動が他の電源と異なることを説明する。

第四部「FIP 補助金と同時同量」では、FIP 補助金が計画値に基づいて支給される場合と、実現値に基づいて支給される場合とを、詳しく比較する。その上で、欧州で広く採用されている計画値方式を修正した「効率方式」を提唱する。

最後の第五部では、再エネの混雑管理における補助のあり方を論じる。特に、第四部で提案した効率方式を採用することによって、第二部で分析した混雑管理を効率的に果たせることを論じる。

第一部 同時同量

I 「同時同量」(需給の時々刻々の一致)の必要性

通常の財は、需給が不一致であれば在庫の変動で調整する。需要超過であれば在庫が減り、供給超過であれば在庫が増える。在庫がなくなってしまうと、需要家は何日か待たされるというのが通常である。

それに対して、電力の財としての特色は、在庫が持てないことと、在庫不足が許されないことである。電力に関しては、毎分ごとの需要量と供給量とがごく狭い幅で一致していなければ、停電が起きてしまうからである。もし需要量と供給量にミスマッチが生じると、送電線を通る電流の周波数が変化して、発電機の停止が引き起こされる。一つの発電機が停まるとそれがまた周波数に影響を及ぼすから、ほかの発電機も次々に停まってしまい、停電が起きてしまうのである。

したがって、停電を防ぐためには、送電線上の周波数の変化に反映される需給のギャップを常に監視して、追加発電を命じたり、契約した需要家に節電を命じたりして、時々刻々と全体の需給を一致させなければならない。このことは、「送電線の使用においては**同時同量**が要求される」と表現される。

この同時同量の任務を担う主な機関は、①卸電力取引所と②給電指令所(TSO)である。

II 取引所と TSO による同時同量の達成

1. スポット市場

卸電力取引所は、一日前に、当日の 30 分ごとの各時間帯について、需要側と発電側に全価格帯に対応する需要曲線と供給曲線を出させ、それらを全体で集計して時間帯ごとの均衡価格を算出する。更に、この価格に対応する市場参加者ごとの供給量や需要量を、当日の取引所との契約として義務づける。したがって、ここで決まった売買額は、卸電力取引所を通じて需要側から発電側に支払われる。なお、取引所で決まった取引数量は、「計画値」として TSO に届けられる。

2. TSO

もし、この取引所で決まった数量をすべての買い手も売り手も達成できるならば、全体での同時同量が達成される。つまり計画値と実現値が一致する。しかし現実には、発電機が不調になって計画が未達となったり、計画発電量を超えて発電してしまう過達（過剰達成）となったりすることがある。実現値の、計画値からの乖離（imbalance）が生じる。その乖離部分は、TSO が「インバランス価格」と呼ばれる価格で精算する。すなわち、例えば前日の取引で決まった計画発電量に未達の発電所には、その未達分を、TSO が当日に売ってくれる一方、過達した発電所からは、過達分を TSO が買ってくれる。このプロセスを「インバランス精算」と呼ぶ。なお、取引に際して、TSO が示す価格である「インバランス価格」は、当日の売買の瞬間瞬間の温度や発電所の運行状況を反映した時価である。

一方で個々の事業者の、当日におけるインバランスの過達分や未達分の総計が、全体として過達となっていたり、未達となっていたりすることがある。これはそれぞれ、

電力余剰と、電力不足とをもたらす。それに対して TSO は、当日に、自身が持っている**調整力市場**（需給調整市場）を用いて、必要な発電量の引き上げや、必要な発電の下げを指令して、全体の同時同量を達成する。³

インバランスの総計の結果として全体で電力不足が生じていれば、調整力市場の価格は高くなる。逆に電力に余剰が生じていれば、価格は低くなる。そのときに調整力市場の参加者に支払われる価格は、稼働時における電力の時価である。これが、インバランス精算で用いられるインバランス価格となるのである。

こうした需給調整を最終的に行う機関が、送電会社内にある TSO である。TSO は、各送電線の周波数を見ながら需給のミスマッチを監視し、需要が供給を越えているときには追加の発電を指令し、それで足りなければ、調整力市場に入札している需要家に対して節電を指令する。このような需給調整を通じた周波数調整を含めて、停電が起きないように行う TSO の活動を、**系統運用**という。

3. Bidding Zone（ゾーン）

次に問題になるのは、どの地理的範囲で需給を一致させるかである。

卸電力取引所は、全国の需給均衡モデルを持っており、時間毎に、連系線や送電線の容量制約を無視して、日本全体の経済主体の需要と供給を均衡させる価格を算出できる。今、このモデルで決まった仮想的な均衡価格の（システム価格と呼ばれている）下で、各主体が発電し需要したとき、本州から北海道に流れる電力量が実際の連系線容量を超えており、全国统一の価格は実現不可能であるとしよう。その場合には、仮

³ なお、調整力入札に参加した発電所が指令を受けることによる利益は、取引所あるいは相対取引の相手から受け取る計画値の販売収入とは別口の利益である。計画値分の電力の代価は、取引所あるいは相対取引の相手から受け取る。その上で、TSO から指令された出力の下げ分からは追加的な利益を得る。（減産によって節約できる（燃料などの）費用額が、減産に伴って TSO に支払わねばならない指令価格を上回る額が、追加利益になるからである。付論1を参照のこと。ただし減産によって節約できる費用が、指令価格とたまたま一致していれば、追加的な超過利潤は 0 になる。）

に本州から北海道へは連系線の容量分だけ電流が流れることを想定して、北海道地域だけの需給均衡価格を算出する。（実際にも北海道はそのような形で、本州から市場が分断されることが多い。）次に北海道を除いた全地域で同じように需給均衡をさせると、例えば九州には、連系線容量を超えて電流が流れなければならない場合があるかもしれない。その場合にも九州だけで需給均衡の価格を見だし、残りの地域について需給を均衡させる価格を算出する。同様のプロセスを繰り返して、どの地域をつなぐ連系線も混雑しないようになるまで行くと、各地域の均衡価格を算出できる。なお、すべての連携線の容量制約内で収まる場合には、全国统一の取引所価格となる。すなわちシステム価格が実際の取引所価格となる。

実はすべての電力会社は、元々は自給自足が前提で、他の地域と結ばれた連系線の容量はそう大きいわけではないから、連系線が混雑するということは現実に多々ありうる。特に東西間の FC（周波数変換装置）では、それは頻繁に起きうる。

したがって、基本的には全国を一つの市場とするが、北海道電力・九州電力・東京電力・東北電力といった旧電力会社の管轄区域間で混雑（電力流量が実際の連系線容量を超えること）が起きる場合は、それぞれの管轄区域内での需給を均衡させる価格を算出してそれぞれの取引所価格とする。このように、いざとなったならば自律的に需給均衡させる地域を、取引所の **bidding zone**（簡略してゾーン）と呼ぶ。

日本では旧電力会社の数だけこのゾーンがある。しかしこれは、たまたま旧電力会社間の連系線が相対的に容量不足だからそうなっているだけで、十分な容量があれば、二つの電力会社を統合して一つのゾーンにしてもよい。逆に、現在一つのゾーンになっている旧電力会社の管轄区域の中に、送電線が混雑しがちなところがあれば、そこを境界にして、給電力会社の管轄を二つのゾーンに分けることも可能である。

基本的に周波数は、それぞれのゾーンの中では維持されることになり、その最終責任は、それぞれの地域における電力会社の TSO が担っている。

III 市場全体の過不足への TSO の対応

欧州における標準的な周波数調整手段には、上述したように、次の二つがある。

① インバランス精算制度

この制度では、TSO が、市場参加者に対して、その計画値からの実績値の過剰分を買取り、不足分を売却する。稼働時の時価で売買する。

② 調整力入札

実際に生じた電力のインバランスを TSO が埋めるための電力を、TSO が、ゲートクローズ後に自身が持つ「調整力市場で」として調達する。その価格が上記のインバランス精算制度における「時価」となる。

それぞれの手段が、市場全体の電力不足時と過剰時とに、どう対応するかを検討しよう。

1. インバランス精算

各経済主体が、ゲートクローズ前に成立した取引に基づく計画値のとおり、実稼働時に発電したり電力消費したりしていれば、取引した量を過不足なく発電したことになる。しかし例えば、ある発電所の発電実績値が計画値からずれると、計画値を達成できず、取引を守れなくなったり、計画値以上の発電をした量は無駄になったりし

てしまう可能性がある。しかし、そのような差分が発生したときには、TSO がその差分を、ゲートクローズ後の時価を反映した**インバランス価格**で精算する。

具体的には、計画値を超えて発電した（すなわち**過達**した）事業者の過達分の電力は、TSO が、インバランス価格で買い取る。その一方で、計画値より少なく発電した（すなわち**未達**した）事業者には、TSO が、同一のインバランス価格で未達分の電力量を、売り渡す。

A. 電力不足時

ただし、インバランス価格が取引所価格より高いか低いかは、ゾーン全体で電力が不足しているか余っているかに依存する。

例えば夏の暑いときには、計画値の需要量のゾーン内総計が供給量の総計を超える電力不足が起きることがある。このような電力不足時には、ゲートクローズ後の時点の時価に基づくインバランス価格は、取引所価格より高い。いま、1 kWh 当たりのインバランス価格を I で、取引所価格を P^* でそれぞれ示すと、次が成り立つ。

$$I - P^* > 0$$

① 過達

過達分の電力を、TSO は、取引所価格より高いインバランス価格で、事業者から買い取る。

しかし、この事業者が、ゲートクローズ前に過達分を取引所に売っていたとしたら、過達を避けられたはずである。過達事業者はそうしなかったことによって、kWh あたり取引所価格を失う代わりに、インバランス価格からの販売収入を得る。この代替の結果、事業者が過達によって得る kWh あたり収入増は、

$$I - P^*$$

である。電力不足時には、ゲートクローズ後の時点での時価を反映したインバランス価格は、取引所価格より高いから、これは、**過達への褒美**となる。

この場合に、過達事業者が過達する結果得る収入増は、 $I - P^*$ である。これは表 1 のセル①に示されている。プラスの収入増を得るわけである。

表 1 インバランスを引き起こすことによって事業者が得る収入増

全体 個別インバランス	電力不足 (超過需要: $S < D$) $I > P^*$	電力余剰 (超過供給: $S > D$) $I < P^*$
過達 (実績値 > 計画値)	① $I - P^*$ ⊕	③ $I - P^*$ ⊖
未達 (実績値 < 計画値)	② $P^* - I$ ⊖	④ $P^* - I$ ⊕

Note: I は、インバランス精算額を表す。 P^* は、取引所価格を表す。

② 未達

その一方で、未達分の電力量を、TSO は、高いインバランス価格で、未達事業者に、売り渡す。（すなわち、未達事業者に、このインバランス価格で TSO から購入するよう義務付ける。）

しかし、この事業者が、ゲートクローズ前に未達分を取引所で購入していたとしたら、未達を避けられたはずである。未達事業者は、そうしなかったことによって、kWh あたり取引所価格の支出を免れる代わりに、インバランス価格の支出をする。したがって、未達事業者は、取引所で購入する代わりに、インバランス精算で電力を購入することで、kWh あたり、

$$I - P^*$$

の支出増となっている。

電力不足時には、インバランス価格は取引所価格より高いのだから、これは正の値である。つまり未達をインバランス精算することで、支出が不必要に増えている。すなわち、このインバランス価格は、事業者にペナルティ（支出増）を与えている。

上記の支出増を負にした $P^* - I$ は、インバランス精算が生む収入増である。これは表 1 のセル②に、収入増として示されている。

まとめると、電力不足時には、TSO は、インバランス制度を通じて、過達した事業者には褒美を与え、未達した事業者にはペナルティを与える。

B. 電力余剰時

次に、夏に、想定されていたより気温が低く、ゾーン全体で余剰が生じた場合を考えよう。このような電力余剰時には、インバランス価格 I は取引所価格 P^* より低い。

① 過達

過達分の電力を、TSO は、取引所価格より低いインバランス価格 I で、事業者から買い取る。過達事業者は、過達分を取引所で売れば、取引所価格の収入があったはずである。そうせずにインバランス精算をすることによって事業者が得る 1 kWh 当たりで収入増は、

$$I - P^*$$

である。電力余剰時には、これはマイナスであるから、この場合には過達にペナルティが与えられる。

インバランスを引き起こした事業者が得る収入増を記号で表すと、 $I - P^*$ になる。これは表 1 のセル③で示されている。これはマイナスである。

② 未達

TSO は、未達分の電力は、 I で売り渡す。未達事業者は、未達分を取引所でゲートクローズ前に P^* で購入することに比べて、未達することによって、1 kWh 当たり $P^* - I$ の収入増を得る。表 1 のセル④が示すとおりである。この場合、 P^* は I より大きいから、インバランス精算によって未達事業者は褒美を得ることになる。

C. 正確な計画値決定のインセンティブ

つまり、発電事業者は、計画値未達であれば、電力不足時にペナルティを支払わなければならないし、計画値を過達すれば、電力余剰時にはペナルティを払わなければならない。表 1 では、赤く示されたセルが、ペナルティを支払わなくてはならないケースを示している。

通常は実働時に、市場全体で余剰になるか不足になるかを予測するのは難しいから、リスクを避けようとする発電事業者は、できるだけ正確に実績値を予測し、それを計画値としようとする。

このため、例えば、一日前のスポットマーケットで売却取引が成立した後で発電所の事故が判明したような場合には、時間前市場を活用することによって市場における契約量を下げることによって計画値を下げ、未達しなくてすむようにするインセンティブが与えられている。

D. 戦略的行動

上で述べたことを別の観点から考えてみる。全体での電力需給が不足になるか余剰になるか事前には判らない時には、過達をした場合、表 1 のセル③に当たる可能性があるので、リスク回避選好のある事業者は過達を 0 にする。すなわち、実績値を計画値に正確に合わせるよう努めるだろう。これが節 C の結論であった。しかし刻々と報

告されてくるインバランス料金から全体での電力不足が強く察知される場合には、むしろ計画値を人為的に引き下げ、実績値を最大化することによって、大きな過達を作り出すインセンティブができる。過達を作った場合、表 1 のセル③よりは、セル①が実現する可能性が高いからである。

一方、電力余剰が予想される際には、計画値をできるだけ引き下げ、実績値をできるだけ引き上げて、未達量をできるだけ大きくするインセンティブが発生する。それによって、表 1 のセル④が実現する可能性が高いからである。

これらの戦略的行動は、大きなインバランスを作り出す。しかしこれらの行動は、取引所価格とインバランス価格の裁定を行う行動であるから、全体での電力不足・余剰に関する予想が正しい限り、市場を効率化するのに役に立つ。

例えば電力不足が予想される時に計画値を下げ実績値を引き上げるということは、計画値を下げることによって取引所への電力供給を減らすことであるから、取引所価格が上昇する。その一方で実績値を増やすことは、不足インバランスを下げることであるから、インバランス価格が下がる。こうしてインバランス価格と取引所価格のギャップが縮小されるから、長期の戦略的行動へのインセンティブ自体がなくなってしまふ。同様のことは、電力余剰が確信されているときの未達の役割についても成り立つ。

2. 調整力入札

システム全体の需給逼迫状況を反映して時々刻々と変化するインバランス精算料金は、裁定を通じて時間前市場価格に影響を与える。さらに、時間前市場価格は、裁定を通じてスポット価格に影響を与える。欧州諸国では、このように送電線を利用

する需要者や発電所が、市場価格に応じて行動するため、全体の需給ギャップが大幅に縮小される。

しかし需給ギャップは、縮小されたとしても、完全にはなくなる。

TSO 箱のギャップを埋めなければならない。そのギャップを埋めるために電力を調達したり売却したりする市場が、**調整力市場**（あるいは需給調整市場）である。

例えば、ゲートクローズ後にゾーン全体で電力不足（超過需要）が発生していることが明らかになった場合には、TSO は自社の発電装置を持っていないので、調整電力の入札制度を通じて追加発電や節電を指令し、電力を市場から調達する。ゾーン全体で電力余剰（超過供給）が発生していることが明らかになった場合にも、この市場に入札された札の中から、コストを最小化するように選んで余剰を発電削減と需要追加を指令する。

この調整力市場での落札価格が**調整力価格**である。これが、インバランス精算に用いられる「時価」、すなわち「インバランス価格」となる。

以上が調整力市場の概観である。以下では、電力不足時と余剰時とに分けて、より詳しく説明しよう。

A. 電力不足時（TSO は上げ入札を必要としている）

① 発電追加のための入札

各発電所は、取引所では売れなかった（すなわち、限界費用が取引所価格より高い）電源を、調整力市場に売り入札する。⁴ ゲートクローズ後に一般セクター全体で電力不足が発生した（すなわち、一般セクターの超過需要がプラスである）時間帯では、TSO は追加発電入札額の最も安い発電所から順次、追加発電を命じて、電力不足を埋

⁴ 一定量を調整力市場のために予約しておく場合もあるが、今回調査した諸国では、それらの電源も調整力市場への入札価格は、ゲートクローズ直前まで変更できる。予約外の札はすべて取引所価格よりも高いから、それより低く入札する動機は基本的でない。

める。その際、北欧、オランダ、ベルギーでは、発電指令によって追加発電する会社のすべてに対して、指令を受けた発電所の入札価格のうちもっとも高い価格（すなわち追加発電料）が支払われる。いわゆる pay-as-clear 方式が採用される⁵。

次に述べる節電入札（DR）が不要な場合には、最大の追加発電入札額が「調整電力価格」になる。これは、調整電力の限界費用である。

② 需要削減（節電）のための入札 (DR)

追加発電入札に応札したすべての発電所に追加発電してもらっても、電力不足を賄うには足りない場合がある。そのような場合に、TSO は、通常発電所より高い価格で調整力市場に入札している需要家に、需要削減（節電）指令を出す。どの需要家に対して実際の節電指令が下されるかは、節電入札価格に基づいて決められる。すべての発電所追加入札を用いても電力が不足する時間帯では、節電入札額の低い順に入札需要者に節電を命じ、不足分を埋める。この入札を、**Demand Response (DR) 入札**ともいう。従来は、典型的な節電入札企業は素材産業であったが、現在は、家庭需要のアグリゲータや不動産産業なども DR ビジネスを行っている。⁶

節電指令によって節電する企業のすべてに対して、もっとも高い価格で指令を受けた企業の価格が落札価格であり、節電料として支払われる。すなわち、pay-as-clear 方式が採用される。この落札価格は、それ以下の価格で入札したすべての発電所にも支払われる。この落札価格が、「調整電力価格」となる。これは、電力不足をもう 1 kWh 解消するために必要な調整電力の、（社会的）限界費用である。

図 1 の青い棒グラフは、上げ入札のメリットオーダー（札を低い方から順番に並べた図）である。

⁵ ドイツでは、入札は予約電源に限定され、pay-as-bid 方式が採用されている。

⁶ 調整力入札に占める DR の割合は、今回の調査国では約 6 割であった。従来は、発電の入札価格より高いものが大半であったが、現在では、比較的安い入札価格のものも日常的に取引されている。

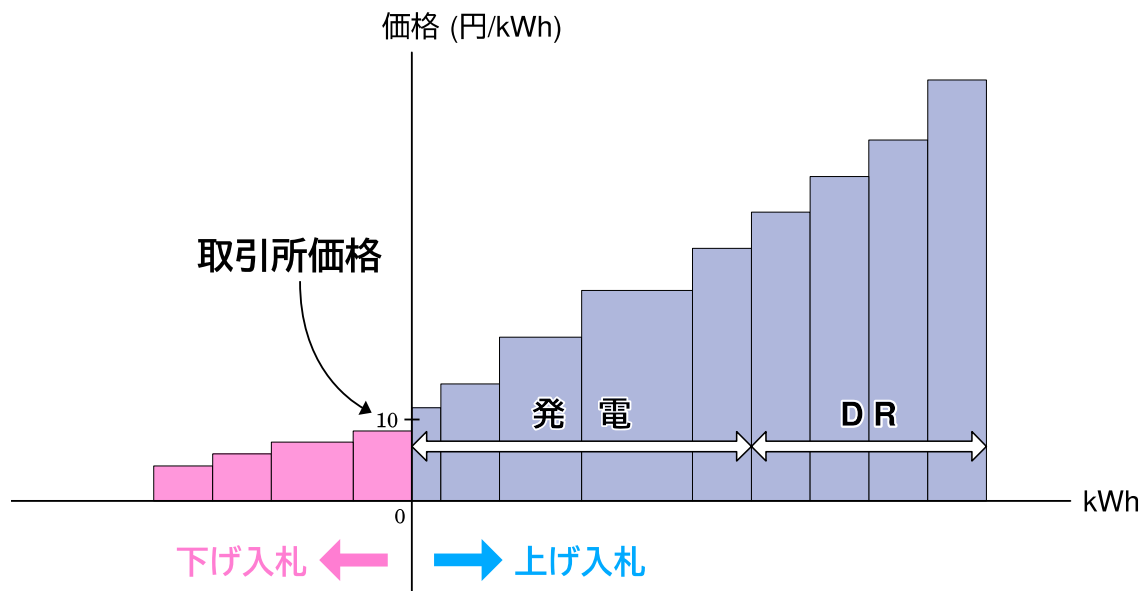


図1 調整力入札のメ리트オーダー

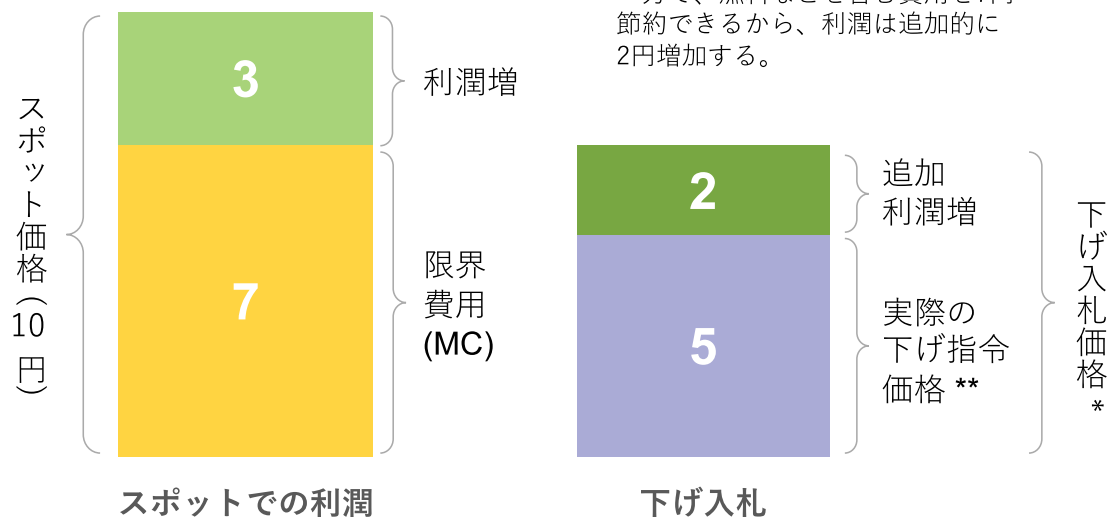
B. 電力余剰時（TSO は、下げ入札を必要としている）

ゾーン全体で電力に余剰があるときに、個々の発電所が実績発電量を引き下げて、全体の電力余剰を縮小しなければならない。したがって、TSO は、計画値を実績値の計画量より引き下げる入札（下げ入札）が、発電所にとって利益増になるようなインセンティブを与えなければならない。

実はこのインセンティブは、TSO が発電所に対して金を払って削減してもらうのではなく、「発電所が TSO に対して低い調整力価格を支払えば、発電量を削減させて貰える」という形で与えられる。火力発電の場合は、発電量を削減すれば、燃料費を節約できる。したがって、この燃料節約額より低い入札額を払って発電量を削減することは、事業者には利益をもたらす。1 kWh 当たりの削減に対して、「1 kWh 当たり燃料費 - 調整力価格」だけ追加の利潤が発生するからである。これは発電量削減のインセンティブを与える。

限界費用7円の発電会社が、スポット価格10円に直面しているとき、追加1単位の販売がもたらす利潤増は3円。

下げ価格5円の下げ指令を受けた場合には、1単位減産するとTSOに5円支払わなければならない。一方で、燃料などを含む費用を7円節約できるから、利潤は追加的に2円増加する。



* 減産による費用減

** 減産に伴うTSOへの支払い額

図2 調整力市場における下げ入札による追加利潤

このケースを図2が示している。図2の左側のパネルでは、限界費用が7円の発電会社が、価格10円でスポット市場において売却した場合を示している。この場合は3円分の利潤が発生している。そのあと、調整力市場で下げ入札を行うときには、7円未満の下げ価格—例えば5円—が指令されれば、2円分の追加利潤が発生する。削減できた燃料費のすべてが得になるわけではないが、一部をTSOに支払っても、残りはこの入札によって発生する追加的な利潤となる。したがってこの場合には、下げ指令価格5円で落札すれば、この事業者は計5円(=3円+2円)の利潤を得ることができる。

つまるところ、スポット価格(P^S)と実際の下げ指令価格(P^r)の差である $P^S - P^r$ が、1 kWhあたりの最終的な利潤となる。なお、先にも述べたように、下げ入札の場合には、TSOがなんらかの額を発電所に対して支払うのではなく、発電所のほうが

TSOに（図2の場合には5円を）支払うことによって、削減することを許してもらうという状況にあることは注意を要する。

第二部 混雑管理

I 送電線の混雑

日本の基幹送電網は、既存の原子力発電所の立地を前提として設計されている。ところが、原発の稼働率が大幅に下がり、送電網の設計時には考慮されなかった新規発電所が、原発の立地点からはかけ離れた地区に立地するようになったため、旧電力会社管区内（地内）での送電線混雑が発生するようになった。この地内での送電線混雑をどう解消するかという混雑管理が、政策課題となっている。

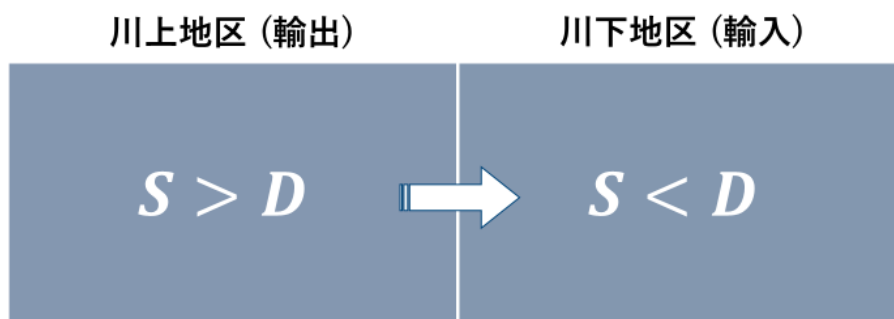


図3 送電線の混雑状況

実際には、ゾーン価格の下では、一定時間におけるある区域から流れ出る電力量が、その区域と他区域とを結ぶ送電線の容量を超えることがある。この状況を「送電線が混雑する」という。

送電線の混雑状況を、最も簡単な2地区のケースで図示したのが、図3である。川上地区と川下地区で共通の市場価格が採用されているときには、電力が、川上から川下の地区に向かって輸出されるとしよう。そのときの輸出量が送電量である。ところが、ある価格の下での計画送電量が、ゲートクローズの時点で両地区を結ぶ送電線の送電容量を超えたときには、混雑が起きる。

日本では、このような混雑が概ね起きないように送電線が設計されてきた。従ってこのように特定の送電線に混雑が起きるのは、典型的には川上地区に新規発電所が建設される場合である。日本ではそのような混雑が発生する可能性がある場合には、川上地区に発電所の新設を認めないのが基本的対策である。しかし、欧州では、混雑地区における新設を認める一方で、価格を用いた混雑の抑制を行っている。これを「送電線の混雑管理」という。

II 欧州での標準的混雑対策

欧州で行われている標準的な混雑管理方式には、再給電と市場分断とがある。

「再給電」とは、給電指令所が、混雑地区の発電所には減産を、非混雑地区の発電所には増産を、それぞれ対価を支払って命令するという仕組みである。

「市場分断」とは、混雑地区と非混雑地区とを市場分断し、それぞれの地区内ごとの需給均衡価格を決める方式である。市場分断が行われると、地区ごとに異なる取引所価格が実現される。再給電を伴う混雑が頻繁に発生する場合には、コスト節約のために、市場分断が行われる。

例えば、スウェーデンは、以前は一国で1ゾーンであり、ゾーン内の混雑はかなり活発な再給電によって対処していたが、南部にデンマークの安い再エネ電源からの電力が流入したため国内の混雑が激化したため、4ゾーンに分割した。ノルウェーは、市場状況に応じて市場分割を随時行えるようになっている。

1. 再給電

A. 再給電と全体の需給調整

TSOは、ゲートクローズ時点での計画値の報告から送電線混雑の状況が判る。これが判明し次第、川上地区の各社に発電量の削減を指令する一方で、川下地区で、この削減分を相殺するために、計画値を超えた発電増加を指令する⁷。これが再給電である。

再給電には、市場方式と、規制方式とがある。規制方式の下では、発電の「上げ」や「下げ」の指令を受ける入札を行う発電会社は、指令が周波数調整目的であるか再

⁷ 発電の調整と共に、Demand Responseも活用できる。ただし本稿では単純化のために、発電のみに言及する。

給電目的であるかを区別せずに入札する。その後、TSO は、地区全体の需給のバランスをとるために、全体のメリットオーダー（入札順位）に基づいて、上げや下げの指令を出す。これと併行して、局所的 (local) な混雑を解消するために、送電線混雑の状況を見ながら、調整力市場に入札されたものの中から選択して、混雑解消のための下げや上げの指令を行う。⁸

これらの指令は調整力市場で行われる。なお、再給電指令はゲートクローズ後に行われるから、各社の計画値に対して影響を及ぼさない。

B. 再給電が既存事業者にもたらす影響

再給電で混雑に対処することには、「既存事業者に受け入れられやすい」というメリットがある。

従来は混雑が発生していなかったのに、川上地区に新たな発電所ができたことによって混雑が発生することは、既存事業者に次の影響を及ぼす。

まず、川上地区の発電所にとって、下げ再給電取引と取引所取引とは別口なので、再給電のために指令されて出力調整を行う発電会社は、追加的な利益を得る⁹。

次に、ゾーン分割と比べると、小ゾーンに導入される市場支配力行使防止のための監査コストを避けられるというメリットもある。

⁸ これが、北欧諸国やオランダで採用されている市場方式である。ドイツでは、再給電の価格は、市場ではなく生産費に基づいて規制方式によって定められている。EU Commission は、市場方式の採用を推奨している。ただし、例えば、Hirth and Schlecht (2019) は、市場方式を採用すると、再給電が起きることを予想してスポット市場における戦略的な入札行動が起きる可能性を指摘している。E-Bridge (2019) は、この理論的な可能性はあるが、実際に市場方式が使われた実態を見ると、この弊害は少なく、市場方式の便益が大きいと論じている。

しかし日本では、スポット市場に価格支配力を持つ旧一電が調整力市場でも圧倒的シェアを持っているから、旧一電への入札価格のガイドラインを厳しく運用すればこの問題は解決できよう。その上で市場的方法を採用すれば、DR などの新規企業の調整力市場への参入が期待できるだろう。

⁹ 減産指令された場合、それに従って TSO に指令価格を支払うにもかかわらず、発電会社が利益を得る根本的な理由は、減産分を補填するために、川下区域で TSO が当該発電会社に代わって、再給電によって代価を、つまり支払い発電を増加させているからである。

送電線混雑を解消するための再給電費用は、両ゾーンにおける送電料金から回収される。川上地区に新たな発電所ができることによって、すべての事業者が負担する送電料金の合計は増える。このため、新規発電事業者の参入は、川上の既存事業者にとっても、一見すると不利になるように見える。

確かに TSO にとっては、川上・川下両地区で再給電を行う費用が増すが、新設発電所からの送電料金が TSO に入ってくる。これを原資にして、再給電費用の少なくとも一部を賄える。したがって、再給電システムの下での新規発電事業者の参入は、既存の発電所にとって必ず送電料金が引き上げられるわけではない。

2. ゾーンの分割

A. ゾーン分割がもたらす価格差

つぎに、既存の bidding zone（ゾーン）を、混雑の可能性がある送電線を境に 2 つのゾーンに分割することが考えよう。その状況では、混雑時には、分割地点で市場は分断され、それぞれのゾーンで single price auction が行われ、さらに、それぞれのゾーンのメリットオーダーに基づく調整力指令が行われる。これによって、local な超過需要・超過供給は解消する。すなわち、分割は次の帰結をもたらす。

ゾーン分割すると、しない場合に比べて、川上（電力輸出）ゾーンでは、価格が下がるから、需要家が得をして、発電所が損をする。反対に川下（電力輸入）ゾーンでは、価格が上がるから、需要家が損をして発電所が得をする。

分断の結果発生する川上ゾーンの価格と川下ゾーンの価格との差が、送電線の混雑料金になる。この混雑料金が TSO に入る仕組みになっていれば、TSO にとっての追

加的な収入になる。もし新ゾーン間の連系線を増強する必要があるば、建設費をそこから賄うことができる。

市場分割されると、分割されたそれぞれのゾーン中での契約は許されるが、連系線を越えた取引はそれぞれのゾーンの取引所を通じて、インプリシット・オークションを通じた取引のみ行えるようになる。したがって、既存事業者は何らかの補償を要求することになる。

B. ゾーン分割による効率性の向上

特定の送電線混雑の標準的な解消手段は再給電である。しかし、再給電だけでなく、ゾーン分割もできれば、ゲートクローズ前の発電調整も行えるから、次の三点でより効率的である。

【スポット価格の需給調整機能】 ゾーン分割をする場合、川上地区における供給超過は、川下への送電容量を超えることがないように、取引所価格が川上地区の発電量を調整する。しかしゾーン分割しない場合には、計画値のレベルでの川上地区の超過供給が、川下への送電線容量を超えることを防ぐ機能は、取引所価格にはない。すべては、ゲートクローズ後の、再給電に入札された電源のみを活用して、川上地区での需給調整が行われる。これによって、再給電に入札されなかった電源（例えば調整に時間がかかる電源）が川上地区の需給調整のために活用されない、という無駄が発生する。

【再給電予備力の節約】 ゾーン分割をする場合には、川上ゾーンにおける供給超過が川下への送電容量を超えることがないように、取引所価格が川上ゾーンの発電量を調整する。しかしゾーン分割しない場合には、そもそも計画値のレベルでの川上地区の超過供給が、川下への送電線容量を超えている可能性がある。これは、不必要に大

きな再給電のための予備力を用意しておかねばならないことを意味し、非効率的である。

【インバランス精算の機能】 ゾーン分割された状況で、川上地区の発電所か小売事業者のいずれかが、計画値からのインバランスを発生させるとしよう。この場合、川上ゾーン全体のインバランス量を抑制するように、インバランス価格が機能する。インバランス精算を受けるすべての市場参加者は、川上地区における直前のインバランス精算料金を見ながら自己のインバランスの量を決めるからである。

しかしゾーン分割をしない場合には、インバランス精算価格は、地域的な再給電のために事業者に適用される調整力価格を反映しない。このため調整力市場に入札しなかった多くの発電事業者や需要家が、川上地区の真の混雑状況に対応できるインバランス精算価格に直面しないため、非効率が発生する。

C. ゾーン分割による効率性の低下

その一方で、ゾーン分割を行うと次の追加的コストが生じる。

ゾーン分割後の一方のゾーンで発電所数が少ない場合には、取引所への供給量を人為的に下げることによって、分断をつくることができる。そのため取引所市場での市場操作が発生しやすくなるから、それを防ぐ為の監視のコストが高くなる。

市場分割されると、連系線を越えた取引は、インプリシット・オークションを通じたもののみが行えるようになる。これは、先渡し取引・スポット取引・時間前取引などの取引所のソフトウェアを改修するためのコストをもたらす。さらにゾーンを越えた相対取引は許可されなくなるから、それまで相対取引を行っていた既存事業者への補償も工面しなければならない。

分断が起きると、その分、川上ゾーンの事業者が直面する取引所価格の変動が大きくなり、また変動の予測が難しくなるので、事業者が直面するリスクが高まる。

総じて、ゾーン分割した後の新ゾーン的一方で発電所数が少ない場合には、ゾーン分割は、総合的に見て効率性を低下させる可能性が高いと言えるだろう。その第1の要因は、そもそも発電所数が少ないことが、寡占的状况を発生させることである。第2の要因は、発電には規模の経済があるから、発電所数が少ないときには、発電量に比した固定費の比率が高くなることである。さらに第3の要因は、この問題は先物市場の発達で解決できるのだが、取引参加者が少ないと流動性が得られず先物市場が発達し難いことである。

分割した後の一方の新ゾーンの発電所数が少ない場合には、ゾーン分割せずに再給電で混雑処理を行うことにそれなりのメリットがあると言えよう。

D. 優先権付きゾーン分割

川上に bidding zone が新設されると、川上地区の既存発電事業者で川下地区の需要家と物理的な¹⁰相対取引をしていた者は、それができなくなるから、既存事業者への補償をする必要がある。

その方法として、ゾーン間を結ぶ連系線を越えた相対取引を行っていた川上地域の発電会社に、例えば10年の送電権を与えることが考えられる。その際に優先権の自由な売買を認めれば、既存事業者にも新規参入者にも利益をもたらす。

¹⁰「取引所を経由しない直接的な」という意味。

III 日本で検討されている混雑管理方式

送電線の混雑管理の方策として、日本では、欧州と違って、再給電は基本的に用いられていない。日本では、混雑可能地区での「新設の全面禁止」が採用されている。すなわち、現状の発電所に対応した十分な送電線が建設されているという前提で、発電所の新設が送電線に混雑を発生させる可能性がある地区での新設を認めないという方策がとられている。

しかしながら、既存の送電線は、原発の稼働を前提とする一方で、再エネ発電の立地を前提としない設計に基づいて建設されている。このため近年では、発電所の新設が送電線の混雑を引き起こすという理由で新設が認められないケースが、数多く発生している。

1. Non-Firm 接続

しかし「新設の全面禁止」は、混雑対策として非効率である。既存の発電所の中には旧式のものもあり、新設の発電所は最新鋭であるかもしれないからだ。このため、「**Non-Firm 接続**」が、近年提案されている。これは、混雑発生時には出力抑制をするという条件をつけて、潜在的な混雑地域にも新規発電所の建設と送電線への接続を認めるという方式である。「Non-Firm 接続」の方式は、「新設の全面禁止」に比べて効率的であることは明らかである。

2. 再給電

次に、新規に限った「**Non-Firm 接続**」は、再給電に比べて非効率な資源配分をもたらす。

仮に新規の新規参入の発電所が最新の LNG 発電機で、既存の発電所が石油の発電所だったとした場合、混雑時間帯では新規参入者のみに抑制をかける方法では、非効率な石油発電所が生産を続け、最新の LNG 発電機の稼働が妨げられてしまう。一方、再給電を行えば、最も非効率な発電所から出力の削減を自主的に行うことになり、効率的な発電所の発電機は最後まで残ることになる。

日本では、日常的な混雑管理のために再給電活用の経験がないために、再給電の代わりに、混雑地区において新規参入の発電所に対して混雑発生時に「出力抑制」を行う「Non-Firm 接続」の導入が、近年議論されている。

Non-Firm 接続の方式は、新設の全面禁止に比べて効率的であるが、再給電に比べると、混雑地区において最も効率的な発電所が排除され、最も非効率な発電所が温存される可能性があるという意味で、非効率な資源配分をもたらすことは前述の通りである。

それにも拘わらず、再給電のシステム改変には一定の時間が必要とされるため、「Non-Firm 接続」の方が迅速に導入できる。このため、「Non-Firm 接続」は、再給電を導入するための一時的措置として有用である。以下では、まず「Non-Firm 接続」における出力抑制のタイミングを論じ、続いて、これをどう改善できるかを検討する。

3. 一時的措置としての Non-Firm 接続

A. 地点間発電を振り替えるタイミングの違い

混雑対策としての、再給電と Non-Firm 接続とでの出力抑制のタイミングを比較しよう。

まず再給電では、実際に下げ指令が出るのはゲートクローズ後である。それに対して、Non-Firm 接続の下での出力抑制では、ゲートクローズ前に下げを必ず行う指令が確定する。

再給電指令で下げ指令を受けた発電所は、ゲートクローズ後の発電量は変えるが計画発電量そのものは変えないため、市場での取引量に影響を与えない。しかし、Non-Firm 接続の下での出力抑制指令の場合には、指令を受ける発電所が市場取引をしているとき、指令の時点でスポット市場における供給曲線が左にシフトするため、市場の取引量が変更される。

再給電、Non-Firm 接続の下での出力抑制のいずれの場合にも、川上地区での発電削減と川下地区での発電増加との組み合わせの調整が、混雑対策として行われる。ただし再給電の場合には、TSO がアンシラリー・サービスとして直接行う。一方、Non-Firm 接続の下での出力抑制の場合には、川上地区における発電削減は TSO からの指令に基づいて行われるが、それに対応した川下地区における発電増加は、発電所間の相対取引や取引所の価格の上昇を通じて行われる。

B. 効率性の比較

これらの特色は、次のような効率上の違いを生む。

まず再給電では、ゲートクローズ時点における実際の混雑状況を見て下げ指令を行うから、混雑状況を解消するために必要な最小限の指令となる。すなわち、再給電の場合には、送電線を最大限に利用した発電の組み合わせが達成される。

一方で、Non-Firm 接続の下での出力抑制に対する指令はゲートクローズ前に行われるため、リアルタイムでの正確な混雑状況は把握できないから、「二階から目薬」の効果となり、無駄が多く、再給電に頼る部分が大きくなることが多い。さらには、

TSO は過大な削減を要求する可能性が高い。そのときには、送電線の容量を十分に利用できないことになる。

ただし、single price auction の時間前市場が、ゲートクローズの時間に近く開設され行われる場合には、Non-Firm 接続の下での出力抑制指令は混雑対策としてかなり機能するだろう。

なお Non-Firm 接続の下での出力抑制指令のタイミングは、発電所の立ち上げ性能に応じて 2～3 回の異なる時点があってよい。それらのすべてに対応して、ゲートクローズ時間に近く開設された single price auction 市場で計画量調整を行える。

なお Non-Firm 接続の下での出力抑制スキームの下では、TSO が出力調整を指令する発電所の順位は、「TSO による調査に基づいた」各発電所の限界費用の推定値の順位に従わざるを得ない。これは、activation に対しては指令を行うため、調整力市場と異なり、入札がないからである。

4. Non-Firm 接続後の方向

A. 新規発電所に限定適用

現在の日本で論じられている Non-Firm 接続は、新規の発電所にのみに Non-Firm 接続の下での出力抑制を義務付け、既存の発電所には、Non-Firm 接続の下での出力抑制を義務づけないものである。このスキームを「新規限定 Non-Firm 接続」と呼ぼう。¹¹

なお、「新規限定 Non-Firm 接続」は、既存の発電事業者を含むすべての事業者に出力抑制を義務付ける「全面 Non-Firm 接続」を採用した上で、既存発電事業者には送電線利用の優先権を無償で与える制度であると見なすこともできる。

¹¹ 通常は、単に「Non-Firm 接続」と呼ばれているスキームは、本稿では「現 FIT 限定 Non-Firm 接続」と呼ぶ（第Ⅳ節を参照）。

〔全面 Non-Firm 接続〕は、〔新規限定 Non-Firm 接続〕より効率的な制度である。

〔全面 Non-Firm 接続〕では、川上地区のすべての発電事業者が指令の対象となっている。したがって、Non-Firm 接続の下での出力抑制指令を受けるのは、発電コストの高い事業者である。この結果、下げ指令に関して効率的な事業者選択が行われる。さらに優先権が競争入札で売却される場合も、相対的に発電コストの安い発電事業者は優先権を購入するから、下げ指令を免れる。そのため発電コストが高い発電事業者が指令を受けることになる。

それに対して、〔新規限定 Non-Firm 接続〕では、既得権を持つ事業者は発電コストが高くても下げ指令を受けない。これは、社会的には非効率的である。

B. 〔新規限定 Non-Firm 接続〕のその後

〔新規限定 Non-Firm 接続〕は、時限的な措置にせざるをえない。

仮に〔新規限定 Non-Firm 接続〕を永続措置とすると、旧式の発電所を不必要に長く使い続けようとするインセンティブができてしまう。無期限の措置にすると、既存の発電所を運用する限り、Non-Firm 接続の下での出力抑制免除の特権が与えられる。だが既存発電所をリプレイスすると、Non-Firm 接続の下での出力抑制義務を負うことになるため、非効率な発電所を使用し続けようとするのである。したがって、期限を切るとは効率化に資する。

例えば5年後に〔新規限定 Non-Firm 接続〕の期限が来た後で、ヨーロッパ型の再給電に移るのならば、混雑地区のどの市場参加者の既得権を奪うことなく、効率化が達成できる。この場合の、唯一の問題は、混雑地区以外の地区においても送電料金が引き上げられることである。

C. TSO による送電線利用の優先権の販売

実は、送電料金を引き上げることなく〔新規限定 Non-Firm 接続〕を効率化することができる。

第 1 に、Non-firm 接続を導入した上で、既存の事業者が持つ優先権の売買を自由にとすることである。これによって、より非効率な発電所が混雑時に発電停止することになる。

第 2 は、Non-firm 接続の優先権の入札制度である。さらに、TSO に収入をもたらす、他地域の事業者には負担をかけない。

すなわち〔新規限定 Non-Firm 接続〕導入後、一定の期限後に、〔全面 Non-Firm 接続〕に移行するのである。その上で、優先権を TSO から購入すれば、出力抑制を免除される仕組みにする。

その場合には、TSO は優先権を特定事業者に無償供与するのではなく、優先権を欲しい発電所に売却できるようになる。そうすれば、効率的な発電所は、優先券を購入して操業し、非効率な発電所は、Non-Firm 接続になる。事業者が TSO に支払う優先権の対価は、一種の混雑税であるから、効率的である。

しかも優先権の売却によって、TSO は収入を得ることができる。これは従来、既存発電事業者が得ていた収入を TSO に転嫁するということである¹²。TSO の増収はその分、送電料金の引き下げをもたらす。

したがって、〔新規限定 Non-Firm 接続〕に期限後に、優先権販売付きの〔全面 Non-Firm 接続〕に移行することは、老朽施設の廃棄と送電料金の引き下げという二つの効率改善効果をもたらす。

¹² 〔新規限定 Non-Firm 接続〕の下で既存事業者が持っていた優先権の売買が行われているとすると、〔全面 Non-Firm 接続〕に移行することにより、優先権を購入する事業者は同じであっても、その支払われる先が既存事業者から TSO に移行するのである。

ただし優先権販売付きの〔全面 Non-Firm 接続〕は、〔新規限定 Non-Firm 接続〕の下で優先権を与えられている既存発電所の既得権を奪うことになる。これは、「二階から目薬」的側面とならんで、再給電を有利にする点である。

IV 再給電が日本では活用されなかった理由

日本では再給電による混雑管理が一般的でない。再給電がなされる場面は主として、送電線の修理のときなどに限られてきた。

その第 1 の理由は、従来、日本では、発送電一貫体制の下で、通常は再給電が必要とされないように送電線が建設されてきたためである。したがって、自由化後にも既存の旧一電の発電所の既得権を脅かさない範囲で新規発電所の参入を受け入れようとしてきた。これは、ヨーロッパにおける「すべての市場参加者は無差別に扱う」という考え方と対立するものである。

第 2 に、旧来の考え方が、自由化後にも欧州の考え方に近づかなかったことには、それなりの現実的な理由もある。欧州では、上流地区において、再給電をすることによって新規の発電所の参入を許せば、新規参入者から徴収する発電側課金によって再給電の費用を賄える。その上、イギリスやスウェーデンのように、託送料金が発電側にも課金されている国では、川上の発電事業者に重い送電料金を課し、川上の需要家に手厚い送電補助金を出すから、再給電の費用を考えても参入を許したほうが TSO の利益になる可能性は高まる。しかし日本では、託送料金において発電者側課金が行われていないから、川上地区における発電事業者の参入の自由化は、TSO に十分な見返りをもたらさない。

第 3 に、日本では、調整力入札で、再給電のために調達されるカテゴリーが制度化されていない。

第三部 再エネと同時同量

再生エネルギー電源には、風力や太陽光など出力が不安定なもの（Intermittent electricity）と、地熱や水力のように出力が安定的なものがある。本稿では、前者を単に「再エネ」という。もし安定的なものも含む再生エネルギー電源に言及するときには、そのように述べる。

再エネが同時同量を達成する仕組みであるインバランス精算と調整力入札は、どのような基本的特徴を備えているのかを明らかにするため、第三部では、FIP などの補助金が与えられていない場合を考える。なお、補助金が与えられている場合は、第四部以下で考える。

Ⅰ 補助金なし再エネ電力とインバランス精算

自然状況（風の強さや日照など）によって発電量が大きく変化し得るから、再エネの場合、発電量の計画値を立てることが、発電の直前になるまで難しい。このためインバランス精算に直面している再エネ事業者は、天候予測会社などと契約して、正確な発電量予測をするインセンティブがある。再エネがインバランス精算に服する国では、天候予想会社の大幅な技術革新が促進される。

通常の電源の場合、発電事業者は、計画値未達であれば、電力不足時にペナルティを支払わなければならないし、計画値過達すれば、電力余剰時にはペナルティを払わなければならない。通常は実働時に、市場全体で余剰になるか不足になるかを予測するのは難しいから、できるだけ正確に実績値を予測し、それを計画値とするインセンティブが、リスクを避けようとする発電事業者には与えられる。このため、発電所の

事故等で予定より発電量が少なくなることが予想される場合には、最初から市場における契約量を下げることによって計画値を下げ、未達しなくてすむようにする。もし、一日前のスポットマーケットで売却取引が成立した後で事故が判明すれば、時間前市場で未達になりそうな量を調達し、高いインバランス精算を避けようとするインセンティブが与えられている。

II 補助金なし再エネ電力の調整力入札

調整電力市場への入札の観点からは、風力等の再生可能エネルギー発電と火力発電との主な違いは、次の通りである。

- ① 発電量を意図して増やすことは難しい。この結果、電力不足時にいくらインバランス価格が高いからといって、発電量は増やせない。このため、調整力市場における上げ入札への応札はできない。
- ② 一方、発電量の減産は、スイッチを切れば可能である。このため、調整力市場における下げ入札は物理的に実行可能である。
- ③ しかし発電の限界費用は0であるから、意図して計画値から減産しても、何らかの費用節約にはならない。図2で示したように、調整力市場における下げ入札価格は限界費用に等しいが、再エネの場合には、限界費用は0なのだから、入札価格も0になる¹³。調整力市場の均衡価格が僅かでもマイナスの価格（例えば $-\alpha$ ）になるとき、入札によってスポット市場からの利潤に加わる追加的

¹³ 火力発電の場合には、下げ入札を行うことによって燃料費を節約できるから、燃料節約分より安い価格を払って減産できるならば、その分の収入が増える。しかし再生可能エネルギーの場合は、限界費用が0であるから、正の価格を払って減産することは損失を意味する。

利潤が 1 kWh の減産あたり α 円発生することになる¹⁴。以下の図 4 が示すとおりである。なお、この図は図 2 で限界費用を 0 としたものである。

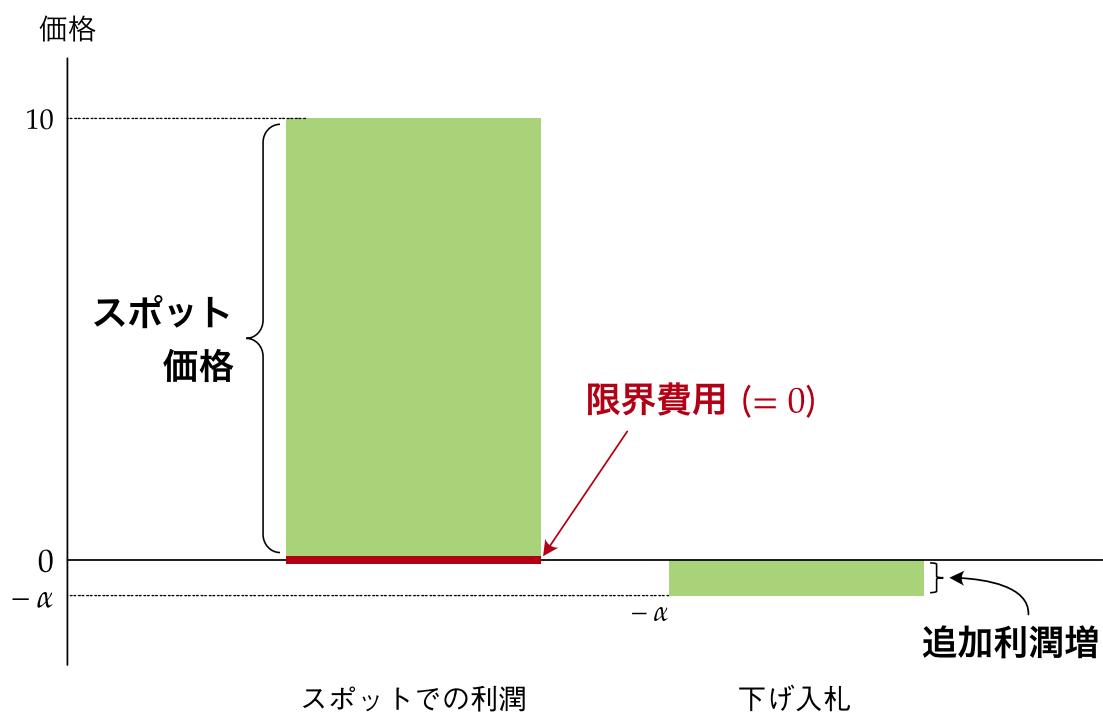


図 4 調整力市場の均衡価格が僅かにマイナスの価格の場合

このため、補助金なしの再生エネルギーが加わると、調整力市場の入札の全容は次の図 5 のようになる。

¹⁴ なおこの場合、1 kWh 減産をするたびに、再エネ事業者だけではなくすべての発電事業者が α 円の減産報酬を得ることになる。

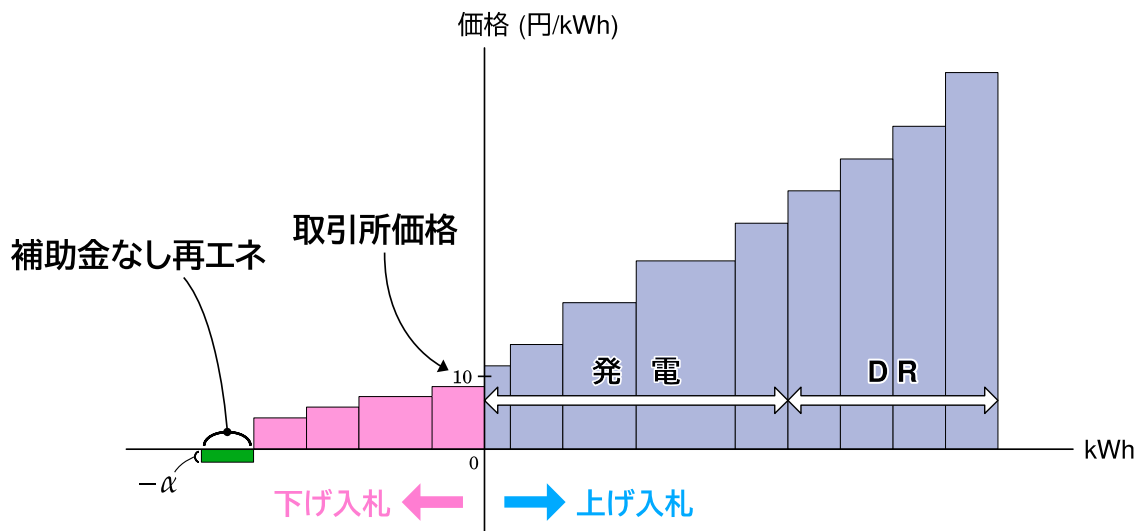


図 5 補助金なしの再生エネルギーが加わった調整力市場

まとめると、再生可能エネルギー事業者が、調整力入札でも下げ入札に参加して、発電機のスイッチを切るなどの手段で発電量を減らすインセンティブが生じるのは、インバランス価格が負になる場合である。調整力市場の価格が負になる場合には、未達分に対して調整電力価格が支払われるから、発電を停止することによって追加的な利益を得る。その場合には、計画値（市場取引量）に対する市場価格に基づいた報酬に加えて、調整力市場からの報酬 α が与えられる。

第四部 FIP 補助金と同時同量

I 計画値 FIP 補助金

1. 計画値 FIP 補助金の下での調整力市場における下げ入札

欧州各国では、再生エネルギーを促進するために、**Feed-in-premium (FIP)** 制度が採用されている。再エネ事業者は、ゲートクローズ以前に市場で売れた電力価格に、FIP 補助金を上乗せしてもらえる。

ヨーロッパの大半の国では、FIP 補助金は、計画値に対して支払われる「計画値 FIP 補助金」である¹⁵。このため、再エネ事業者が、調整力市場において生産を止める下げ入札をしたときに、補助金の受取額は、生産停止によって影響を受けない。図 4 で示したように、生産を止めたときの利潤増加は、ちょうど 0 である。よって、再エネ事業者が生産停止の入札をするのは、入札価格が 0 以下の価格の下においてのみである。

したがって、再エネ事業者の調整力市場における行動は、計画値に対して支払われる FIP 補助金の有無によって影響を受けない。

2. 計画値 FIP 補助金の下でのインバランス精算

一方、インバランス価格に対する再エネ事業者の対応は、計画値に対して支払われる FIP 補助金の有無によって影響を受ける。計画値を変えると、補助金額が変化する

¹⁵ これは、Hans-Arild Bredesen 氏 (Nord Pool Consulting) と Christian Redl 氏 (Agora Energiewende) とからのヒアリングに基づく。

からである。以下では、計画値の変更が補助金額の変化も含めた収入の変動に影響するかを、ケースごとに見よう。

A. 電力不足時

夏に、気温が想定より高く、ゾーン全体で余剰が生じた場合を考えよう。このような電力余剰時には、インバランス価格 I は取引所価格 P^* より高い。すなわち、

$$I - P^* > 0$$

である。

① 過達

TSO は、過達した事業者から、過達分の電力を、インバランス価格 I で、買い取る。再エネ以外の事業者にとっては、過達による kWh 当たりの収入増加は、 $I - P^*$ である（表 1 のセル①を参照）。これはプラスであるから、過達への褒美である。

しかし FIP 事業者にとっての、過達による収入増加の符号は不確定になる。この事業者がゲートクローズ前に過達分を取引所に売って過達を避けるとすると、計画値が引き上げられるから、計画値に対して補助が支払われる場合には、補助金が増える。そのため、取引所へのこの売却によって収入は kWh 当たり $P^* + F$ だけ上昇する。ここで、 F は補助金率である。

過達事業者は、事前取引所で売る選択をする代わりに、過達することによって、インバランス収入 I を得る。この代替の結果、事業者が過達によって得る kWh 当たり収入増は

$$I - (P^* + F)$$

である。これを書き直すと、

$$(I - P^*) - F$$

になる。表 2 のセル①に記されている通りである。この式の F が、 $I - P^*$ も補助金率 F も正だから、全体としても、符号は不確定である。 F が、 $I - P^*$ より小さければ正だが、大きければ負である。

表 2 インバランスを引き起こすことによって FIP 事業者が得る収入増

全体 個別インバランス	電力不足 (超過需要: $S < D$) $I > P^*$	電力余剰 (超過供給: $S > D$) $I < P^*$
過達 (実績値 > 計画値)	① $(I - P^*) - F$ ②	③ $(I - P^*) - F$ ⊖
未達 (実績値 < 計画値)	② $(P^* - I) + F$ ①	④ $(P^* - I) + F$ ⊕

Note: F は、1 kWh 当たりの FIP 補助金を表す。 I は、1 kWh 当たりのインバランス価格を表す。 P^* は、取引所価格を表す。

② 未達

TSO は、未達分の電力量を、取引所価格より低いインバランス価格で、未達事業者に、売り渡す。

再エネ以外の事業者にとっては、未達による kWh 当たりの収入増加は $P^* - I$ であり（表 1 のセル②を参照）、これはマイナスであるから、未達へのペナルティが与えられる。

しかし、FIP 事業者にとっては、未達による支出増加の符号も不確定になる。この事業者は、ゲートクローズ前に未達分を取引所で購入していたとしたら、未達を避けられたはずである。ただしそうすると計画値が引き下げられるから、計画値に対して補助金が支払われる場合には、取引所からの購入によって、費用は 1 kWh 当たり $P^* - F$ 上昇する。なお F は、ここでも補助金率である。

未達事業者は、事前取引所で購入をする代わりに、未達することによって、インバランス価格 I の支出をする。したがって、未達事業者は、この選択によって、kWh あたり、

$$I - (P^* + F)$$

の支出増となっている。これを書き直すと、支出増は、

$$(I - P^*) - F$$

である。電力不足時には、インバランス価格は取引所価格より高いのだから、 $I - P^*$ は正である。一方、 F も正であるから、全体としても符号は**不確定**になる。

上記の支出増と -1 との積である

$$(P^* - I) + F$$

は、インバランス精算が生む収入増である。これは表 1 のセル②に、収入増として示されている。

B. 電力余剰時

夏に、気温が想定より低く、ゾーン全体で余剰が生じた場合を考えよう。このような電力余剰時には、インバランス価格 I は取引所価格 P^* より低い。

① 過達

過達を引き起こした FIP 事業者が取引所に売却する代わりにインバランス精算で電力を売却することによって得る収入増は、電力余剰があるときも、不足のときと全く同じである。これは、表 2 のセル③に示されているように、

$$(I - P^*) - F$$

である。

このうち、 $I - P^*$ が負になることは判っており、補助金率 F も正だから、全体としては、符号は**負**である。

② 未達

一方、未達事業者が、取引所で購入する代わりに、インバランス精算で電力を購入することで発生する収入増も、電力不足のときと全く同じであり、表 2 のセル④に示されているように、

$$(P^* - I) + F$$

と書ける。電力余剰時には、取引所価格はインバランス価格より高いのだから、両項とも正であり、全体としての符号は正になる。

3. 計画値 FIP 補助金の下での 人為的なインバランス拡大インセンティブ

表 2 では、セル①と②の符号が不確定である。このことが、表 1 との顕著な違いである。

A. 正確な計画値設定のインセンティブ

ただし、補助金率 F が、電力不足指標である $I - P^*$ より小さい場合には、セル①の符号は正に、セル②の符号は負になり、表 1 の通りになる。したがってこの場合には、全体で電力不足か電力余剰になるかを予測できないかぎり、FIP 事業者もインバランスを最小化するように行動する。特に、 $I - P^*$ が大きくなる可能性がある国では、この傾向は特に強い。欧州の大半の国で FIP が計画値に対して支払われていることは、この状況を反映していると考えられる。

この小節では、このように、 F が相対的に小さい場合を考えよう。

このように電力不足時には、計画値を達成しすぎても、不足しても、ペナルティを支払わなければならない。また電力余剰時には、計画値を達成しすぎた場合（過達）にはペナルティを支払わなければならない。実働時に余剰になるか不足になるかを予

測するのは難しいから、できるだけ正確に実績値を予測し、これを計画値とするインセンティブが発電所には与えられている。

予想外の天候変化によるインバランスの増大を避けるため、正確な天気予報に基づいた計画値を立てて、前日市場の取引量が過大だと判れば、時間前市場でインバランスを縮小するインセンティブが与えられている。このため、天候予測の事業が大きな産業になっている。インバランスを減らすもう一つの手段としては、例えば DR のアグリゲータと組んで、瞬時に、DR で過大な再生可能エネルギー発電を相殺するといった方法も採られている。これは DR の成長も促進している。

B. 戦略的行動によるインバランス拡大の可能性

一方、再エネに対する高率の補助金がある場合には、風量等の正確な予測に基づいた計画値から意図的に離れて、供給能力限度一杯の計画値を設定して、未達を作り出すインセンティブがある。

表 2 の一行目のセル①と③とを比較してみよう。 F が大きいときには、両方のセルの数値がマイナスになってしまう。したがって過達をすることは、全体の電力需給の如何を問わず、負の収入増をもたらす。つまり、計画値を人為的に下げようとするインセンティブは一切ない。

次に、表 2 のセル②と④とを比較してみよう。もし F が相対的に大きければ、セル②の値はプラスになる。このように F が大きい場合には、未達をする FIP 事業者は、全体で電力不足になろうと余剰になろうと、いずれにしても取引所で購入するより大きな収入を得ることができる。つまりこの場合には、未達の量を最大限に増やすインセンティブがある。ということは、計画値を供給能力いっぱいまで上げることである。そうすることによって、補助金 F を膨らませる強いインセンティブが働く。

このように、補助金が実績値に対して与えられ、補助金率が $P^* - I$ に比べて高い場合には、再エネ事業者に、天気予報に基づく出力予測値をこえて、最大限の出力を計画するインセンティブを与えてしまう場合がある。それによって再エネ事業者が得る補助金の増加が、未達に対するインバランス・ペナルティを上回ることになるためである。欧州では今のところそれが大きな心配にはなっていないようだが、従来の日本のように、 $P^* - I$ の大きさが小さく、さらに補助金率が高くなる場合には、これは考慮しなければならない課題である。

II 実現値 FIP 補助金

1. 実現値 FIP 補助金は、インバランスに歪みを起こさない

上で見たように、補助金が計画値に対して支払われる FIP 補助金制度は、補助金率が大きい場合には、人為的に大きなインバランスを生み出してしまう可能性がある。

しかし、補助金が実現値に対して支払われる FIP 補助金制度の下では、再エネ事業者が再エネの出力予測値を上回る計画値を設定するインセンティブを与えない。計画値の変動によって補助金額が影響を受けないからである。

以下では、補助金が実現値に対して支払われる FIP 補助金を、「実現値 FIP 補助金」と呼び、その受給者の調整力市場における行動を調べよう。

2. 調整力市場における、下げ入札へのインセンティブ

計画値 FIP 補助金制度の下では、入札価格が 0 より少しだけ低い価格だと生産停止の入札をするインセンティブがあった。

しかし補助金の実現値に対して支払われる場合、入札価格が 0 より少しだけ低い価格だと、ほぼ補助金の額だけ収入が低下してしまうため、再エネ発電事業者が生産停止をするインセンティブはない。

補助金の実現値に対して支払われる再エネ発電事業者は、調整力市場に参加して生産を止めるインセンティブができるのは、調整力価格が負であるだけでなく、その絶対値が kWh 当たりの補助金率より大きい場合のみである。生産停止をしたときには補助金が 0 になるから、それを補填するだけの額を調整力市場から得るためには、下げ入札価格がマイナスになり、かつ、その絶対値が補助金率を超えていなくてはならない。例えば補助金率が 15 円である場合、入札するインセンティブができる調整力価

格は -15 円となる。調整力入札の代価が、失われた FIP 補助金を補填してくれるからである。図 6 が示す通りである。

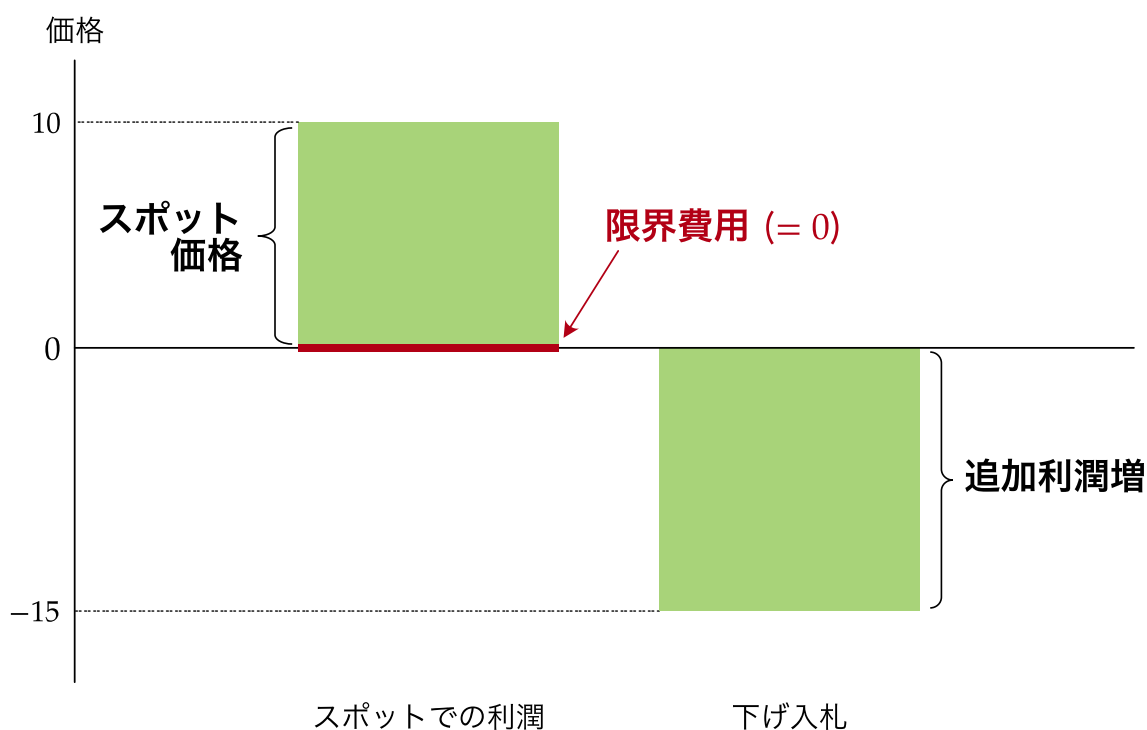


図 6 限界費用が 0 のときの、スポットでの利潤と下げ入札価格

なお、この負の調整力価格の下でも、より高い FIP 補助金の受給資格のある事業者は、FIP 補助金を貰いながら精算を続けている。したがって、負の調整力価格の原資は、つまるところ FIP 補助金であり、さらには送電料金である。

このときの調整力市場におけるメリットオーダーが、図 7 に描かれている。

3. 低すぎる調整価格の非効率性

しかし、絶対値が FIP 補助金率より大きな負の調整力価格は、それに等しいインバランス価格に反映される。価格の絶対値が FIP 補助金率を超える水準まで、大きくマ

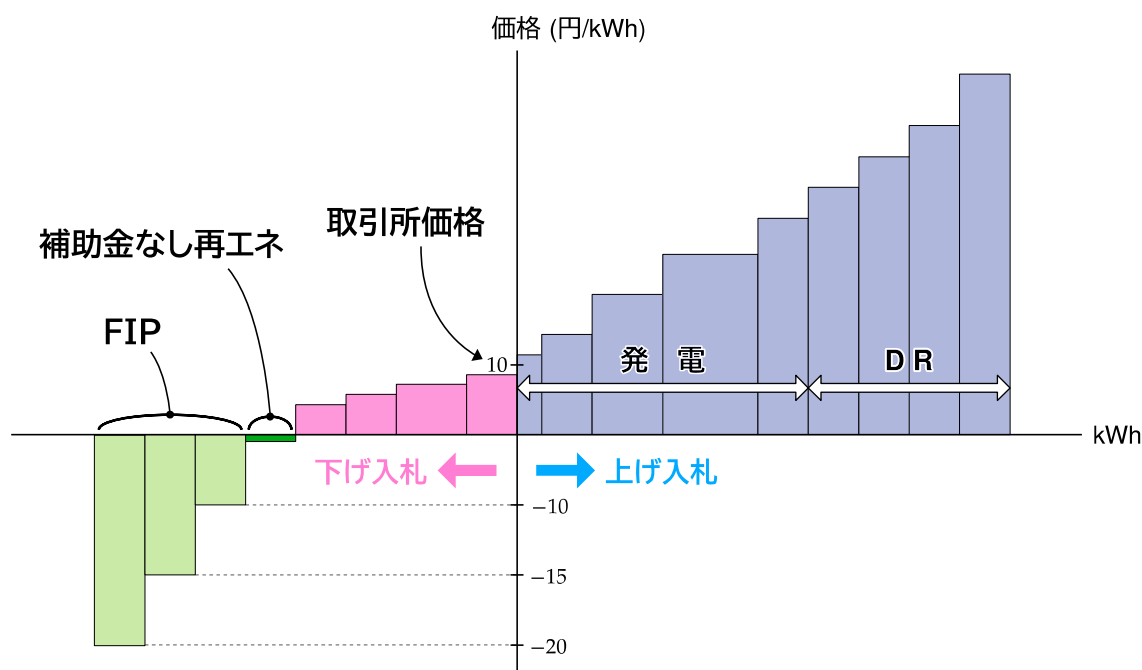


図7 FIP 補助金がある場合の、調整力市場のメリットオーダー

イナスになる。そのため消費者は、電力を使えば使うほど、収入が入る仕組みになっている。

再エネへの補助は、競合する化石燃料より有利にする役割があるはずだが、この場合には、化石燃料はすべて生産停止しているわけだから、大きな負のインバランス価格は、再エネ促進の役割を果たしていない。負の価格による消費者の電力消費促進は、補助金が計画値ではなく実現値に支払われる仕組みによって人為的に発生している。なお、この負の調整力価格は、究極的には送電料金を原資として支払われる。消費者に過大な消費をさせるために送電料金で補助をすることは、非効率的であると言える。

したがって、補助金率が低い限り、計画値に対して FIP 補助金を与えることが望ましいと考えられる。欧州で、実現値に対して補助金を与える制度を採用している根本的な理由は、そこにあるだろう。

III 「効率方式」の FIP 補助金

ただし、FIP 補助金のベンチマークが実現された出力レベルに設定されている場合には、インバランス増大の歪みはなくなる。したがって、日本のように、FIP 補助金レベルが高いと予想される国では、次の 2 つのスキームが役立つ。

FIP 補助金の「効率方式」1:

原則として、政府は実現出力レベルに補助金を出す。しかし調整力市場で、下げ札を落札した再エネ事業者が出力レベルを下げる場合には、補助金は、実現出力レベルと、調整力市場で削減された出力レベルとの合計に与えられる。

インバランス（ここで、調整力として活用される電力は、インバランスとみなさない）がない場合、実現出力と削減された出力との合計は、計画された出力レベルに等しい。したがって効率方式は、欧州型の計画値方式の変形と見なすことができる。

FIP 補助金の効率方式 2:

政府は実現出力レベルに補助金を出す。ただし補助金は市場価格の一定%で支給する従価補助金率で設定する。

この方式は、従価補助金率の FIP 補助金の下でのみ採用できる。従価補助金率の下では、取引所価格が 0 になると、補助金は支給されないから、絶対値の大きな負の調整力価格で補助金を相殺する必要はなく、「低すぎる調整価格」の非効率が発生しない。

第五部 再エネと混雑管理

従来、日本では、特定地区の送電混雑解消の手段として Non-firm 接続がもっぱら議論されてきた。しかし、混雑管理の方策として最も効率的なものは、

第 1 に、再給電であり、

第 2 に、再給電のコストがかかりすぎるのならば、市場分割であることを第二部で示した。

ただし、再給電をするために、システム構築のための時間がかかるという事情があるならば、これまで最も集中的に検討されてきた Non-firm 接続が経過措置として有効であろう。しかしこの方策は、新規参入者に対して不利だけでなく、非効率的でもあるから、長期間に渡って存続すべき制度ではない。

Non-firm 接続は、次のように効率性を改善することが出来る。

第 1 に、Non-firm 接続を導入した上で、既存の事業者が持つ優先権の売買を自由にとすることである。これによって、より非効率な発電所が混雑時に発電停止することになる。

第 2 は、Non-firm 接続の優先権の入札制度である。事業者が TSO に支払う優先権の対価は、一種の混雑税であるから、効率的である。さらに、TSO に収入をもたらし、他地域の事業者には負担をかけない。しかし、既存事業者の既得権を奪うから、Non-firm 接続の導入後数年後に開始せざるを得ないであろう。

これらの経過措置制度と比べて、再給電の利点は、その時々原料価格などの市場状況や発電機の事情に応じて、事業者が入札行動を通じた細やかな弾力的に対応ができることである。

ただし、再給電を行う場合には、FIP 補助金が調整力市場で非効率を発生させることを防ぐ必要がある。

まず、計画値に FIP 補助金を出すと、補助金率が大きい区、インバランス価格と取引所価格との大きな乖離が予想されない場合には、非効率なインバランス拡大を促してしまう。

一方、実績発電量に対して FIP 補助金を出すと、調整力の価格が大幅にマイナスになり、非効率が生じる可能性がある。

本稿第四部では、これらの非効率を防ぐため、FIP 補助金の「効率方式」を提唱した。再給電の前提としてこの方式の採用が検討されるべきであろう。

再エネ投資が盛んになる地区でこそ送電線の混雑が発生しがちである。したがって、FIP のデザインに当たっても、将来の混雑解消における再給電の活用との整合性が考慮されるべきである。

参考文献

- Banja M., Jégard M., Monforti-Ferrario F., Dallemand J.-F., Taylor N., Motola V., Sikkema R. (2017). *Renewables in the EU: an overview of support schemes and measures*. EUR 29100 EN, Publication Office of the European Union, Luxembourg, doi10.2760/521847
- CE Delft and Microeconomix. (2016). *Refining Short-Term Electricity Markets to Enhance Flexibility*. Study on behalf of Agora Energiewende.
- Council of European Energy Regulators. (2018). *Status Review of Renewable Support Schemes in Europe for 2016 and 2017*. Ref: C18-SD-63-03.
- E-Bridge. (2019). *Market-based redispatch is a necessary complement to the current German redispatch regime*. (<https://www.e-bridge.com/wp-content/uploads/2019/09/190905-NODES-market-based-CM-en.pdf>)
- ENTSO-E. (2018). *Electricity Balancing in Europe*.
- Energinet.dk. (2007). *Regulation E: Settlement of environmentally-friendly electricity generation*.
- Hirth, Lion & Schlecht, Ingmar. (2019). *Market-Based Redispatch in Zonal Electricity Markets*. (<https://www.econstor.eu/bitstream/10419/194292/1/Market-Based-Redispatch-in-Zonal-Electricity-Markets.pdf>)
- Statnett. (2019). *Annual Report 2019, The future is electric*.