

電力自由化体制の下での地球温暖化対策

令和6（2024）年3月

公益財団法人 アジア成長研究所

電力自由化体制の下での 地球温暖化対策

八田達夫¹

アジア成長研究所

要旨

電力自由化体制の下で日本が取り得る地球温暖化対策は、二つのタイプに分けられる。

第一は、現行の市場体制が、既存の石炭火力など、一旦稼働を停止すると、高い再起動費用がかかる電源を有利に取り扱う規制が様々にあるので、電力市場改革を行い、再生可能エネルギーへの投資が不利になっている現状を改めることである。

第二は、自由化された電力市場下での最も有効な地球温暖化対策である、カーボン・プライシング（CP）を導入することである。CPの水準は、多くの欧州諸国では1万円を超えているが、日本では、289円に固定されている。本研究は、CPに関する国際的な経験及び経済学的な分析に基づき、今後が日本では、如何なる政策の軌道修正を行うべきかを示す。

本稿の第1部は、前者を、第2部は後者を分析する。

¹ 本研究の内容は、著者が属す内閣府再生可能エネルギータスクフォースの提言（「負の価格」2023年6月29日、「蓄電池の大量導入」2023年11月10日、「カーボンプライシング」2023年12月25日）及び、制度・規制学会の意見書（「GX推進及びカーボンプライシングに関する緊急提言」2023年4月20日）に反映している。その過程で、タスクフォースのメンバー及び事務局のかたがた、ならびに制度・規制改革学会での意見書起草メンバーには、数々の貴重な御指摘を頂いた。厚くお礼申しあげたい。

第 I 部

地球温暖化対策のための電力市場改革

電力自由化体制の下で日本が取り得る地球温暖化対策は、二つのタイプに分けることが出来る

第一は、現行の市場体制が、既存の石炭火力など、一旦稼働を停止すると、高い再起動費用がかかる電源を有利に取り扱う規制が様々にあるので、電力市場改革を行い、再生可能エネルギーへの投資が不利になっている現状を改めることである。

第二は、自由化された電力市場下での最も有効な地球温暖化対策である、カーボン・プライシング（CP）を導入することである。

本稿の第 1 部は、前者を、第 2 部は後者を分析する。

1. マイナス価格の容認

電力市場で、自由な価格変動が許されるときに達成される均衡において、資源は効率的に配分される。本稿は、負の価格を日本でも欧米のように許容し、そのための周辺の制度を整えることを提言する。

1. 負の均衡価格と下限価格

近年、再生可能エネルギーが潤沢に出力されるようになった欧州各国でも日本でも、電力市場価格がゼロ低傍まで下がっても供給が供給量が需要量を超えることが頻発している。

この状況に対応して、日本では、電力市場において、**下限価格**を 0.01 円に設定している。これによって、均衡価格が負になることを禁じ、その代わりに、下限価格における各社の発電量を「優先給電ルール」という人為的な市場介入によって**出力抑制**をして需給を均衡させている。これは、主として低い再エネに出力抑制をしわ寄せし、一旦稼働を停止すると再起動費用が高い電源である石炭火力や原発には発電継続を認めるルールである。実際、日本では、太陽光が強い日中の時

間帯では、下限価格における再エネの出力抑制が大量に起きている²。しかも、近年出力抑制の頻度が大幅に増加している³。

一方、欧州の多くの国では、自由な価格変動の結果、負の均衡価格が出現している⁴。

2. 負の価格容認による効率性の向上

いかなる財貨・サービスの需給市場においても、均衡価格より高い水準に価格の下限を設定することは、総余剰を低下させ非効率を招く事はよく知られている。電力市場の場合にも同様である。

下限価格が撤廃された結果到達する均衡価格がマイナスであっても、競争市場の効率性に関する一般原則に従って、総余剰が増える。すなわち、この場合、価格が下がることがもたらす需要側の消費者余剰の増加は、供給側の供給者余剰の減少より大きい。

したがって効率的な資源配分のために次を提案する。

提案 1

電力市場においては下限を設けず、負の価格を許容する。

3. 電力では、市場価格がマイナスになり得る理由

通常の財貨・サービスでは均衡価格は正になるが、電力の場合にはマイナスになり得る。この理由を説明しよう。

まず、通常の財貨・サービスでは、市場供給曲線の図の縦軸の正の高さから出発している。ところが、電力の場合には、供給曲線が縦軸の負の位置から出発するのが通常である。このことが負の均衡価格を可能にする費用である。

² 需要が大きく市場価格が下がりにくい7～8月ですら、23年には九州電力管内では6.9%、関西電力管内では3.6%、四国電力管内では8.0%の時間帯で下限価格に達した。4～5月には九州では実に27.9%、関西と四国では24.9%の時間帯でこの価格に達した。

³ 電力会社各社の合計の出力抑制回数（4月～9月）は、2022年度の回数に比べ、2023年度の回数が約3.1倍になった。さらに全国の再エネの出力抑制量は、急増しており、18年度には約1億キロワット時だったが、22年度には約6億キロワット時であった。これらの数値は、各電力会社ウェブサイトから算出した。

⁴ 例えば直近の2023年5月におけるマイナス価格の出現率は、ドイツ、フランス、オランダ、デンマークでそれぞれ、4.4%、3.4%、6.6%、4.7%であった。データの出所は、ENTSO-EのTransparency platform (<https://newtransparency.entsoe.eu/>) である。なお、アメリカでも、再エネ比率が高まっているテキサス州では、マイナス価格出現率は、2023年2、3月の平均で3.2%であった（出所：ERCOTウェブサイト）。

電力の市場供給曲線を分析するために、価格が高水準から下がり、やがてマイナスになる場合について電源ごとの発電事業者の供給曲線を調べてみよう。

まず、ガス火力発電事業者の場合には、限界費用は正であるが、価格がその水準以下になった時には生産量を止める。売り上げの収入より燃料に費用をかけるのは採算に合わないからである。（図 1 参照）したがって仮に全ての発電事業者がガス発電事業者であれば、市場均衡価格は必ず正になる。

次に太陽光発電の場合には限界費用は 0 であるから、価格が正の場合にはその時の太陽光の下での最大発電量は供給量となり、供給曲線は鉛直線となる。価格が 0 に到達した時には生産量は不定になり、マイナスになった時に 0 になる。（図 2 参照）したがって仮に全ての発電事業者がガス発電事業者と太陽光発電事業者のみであれば、市場均衡価格は必ず正になる。

一方、石炭火力の場合には、「マストラン（最低稼働）水準」より低い水準で発電することは発電機を痛める。したがって、この稼働水準以下で発電をすることはない。しかも一旦止めると再起動の費用が高いために、価格が限界費用未満になってもすぐに止めるわけにはいかない。したがって、価格が高い水準から下がるにつれて供給量は減少するが、価格が限界費用（＝一単位当たり燃料費）水準より下がっても、「マストラン水準」で発電を続けることになる。価格がさらに下がって営業損失が再稼働費用を超える水準（この価格を **Shutdown 価格**、 σ 、と呼ぼう。）に達するとき、発電所は稼働を完全に停止することになる⁵（図 3 参照）。

このため、複数の石炭火力がある場合に、価格が低下していくならば、非効率で燃料コストが高い旧式の発電機がまず稼働停止する。発電機によっては、 σ が正である場合がある。その場合には、価格が正であるうちに、再稼働費用がマストラン水準における燃料費の総額を超えてしまい、稼働を停止する。

さらに価格が下がっていくにつれて、より効率的な（すなわち燃料費が低い）、発電機までが稼働を停止していく。やがて価格がマイナスになっても、市場に支払う代金と燃料コストの和が再稼働費用を上回る超過額が正である発電所は、稼働を続ける。しかし、価格がさらに低下し、この超過額が負になったときに稼働を停止し発電量が 0 となる。この発電機の σ は負である⁶。

石炭発電事業者が一社でもマイナスの σ を持っていれば、市場供給曲線は縦軸をマイナス水準で出発する。したがって、市場均衡価格は、マイナスになり得る。

⁵ 但しこの場合、営業損失は、燃料費から収入を差し引いた額である。

⁶ 需要曲線の左方シフトや再エネ供給曲線の右方シフトが起きると、市場におけるこのマイナス価格の頻度が高まる。市場全体の需給均衡価格がマイナスになる頻度が高まれば高まるほど、個々の石炭火力発電事業者の供給曲線が左にシフトしていく。したがって、稼働を止める石炭火力発電の事業者が増えていく。

4. マイナス価格の下での生産者余剰

「生産者余剰」とは、与えられた価格の下で生産量0になった時と比べて、現在の生産量では、どれだけ利潤が増大しているかを示す指標である。石炭火力発電の場合、一旦稼働を止めて次に再稼働する時に必要な再起動費用に比べて、現在の発電量ではどれだけ少ない費用で操業できるかを、生産者余剰は示す。

したがって、価格がマイナスの時も、生産に必要な燃料費用と、負の価格に対応する代金の支払いの合計が再稼働費用より小さい限り、生産者余剰はプラスになる。ただし、価格が下がるにしたがって、供給量が減少していくと、その分生産者余剰は縮小する。さらにマイナス価格の頻度が増えると、供給曲線は左側にシフトしていくから、その分生産者余剰は縮小する。

提案1は、日本の優先給電ルールに基づく出力抑制によって、下限価格を維持している状況から、効率を改善するために、負の市場価格を許容することを提案するものである。その場合、優先給電ルールは自動的に効力を失うことになる。

5. 電源投資の収益性と、稼働年数

負の市場価格を許容しない現行制度は、新規電源の投資の選択においても、既存の電源の稼働年数の選択においても、長期固定電源等を再生可能エネルギーより人為的に有利にしている。

仮に、市場価格が負になるときも、停止費用がかかる電源は、負の価格を負担するか、需要抑制サービス⁷の費用を負担するかによって、発電を継続することが可能である。しかし、負の価格が下がれば下がるほど電源の発電継続費用は高くなるので、やがては停止費用を上回る水準に達したときに、発電を停止する。つまり、停止費用が大きい電源ほど、より高額の発電継続費用を、負の価格として負担することになる。このため、次が成り立つ。

電源の停止費用が低いほど、投資インセンティブを高め、採算に乗る稼働年数を引き上げる⁸。

⁷ すなわち、蓄電、水素生産、揚水、DRなどのサービス発電を続けるために支払わなければならないこれら各種費用と燃料費との合計が、停止費用を超える水準になった時点で、発電を停止する。このため出力抑制がなく、負の市場価格が許容されている電力市場では、長期固定電源の「稼働継続か停止か」の選択は、それぞれの選択に伴う費用の比較に基づいている。

⁸ 仮に調整力価格 (= インバランス料金) が負のときには、次が起きる。まず、再生可能エネルギー事業者など、停止費用が低いために調整電力として活用できる電源は、調整力市場における負の価格での「下げ入札」が可能なので、停止費用が高いために調整電力として活用できない電源と比べて、採算に乗る稼働年数が相対的に増加し、投資の収益率も相対的に向上する。

つまり、投資インセンティブの観点からも採算に乗る稼働年数の観点からも、負の価格を容認することは、再生可能エネルギーを有利にし、長期固定電源等を不利にする。言い換えると、負の領域を含めて自由に変動できる市場価格は、電源間の投資選択および稼働年数の選択において、正しい指標を与える。

6. マイナス価格の下での生産者余剰負の価格と稼働停止：まとめ

電力取引における需要と供給の均衡は、基本的には、取引市場（前日市場や時間前市場）における入札で決定される市場価格によって達成される。市場全体で需要量を超えた過剰な発電がなされているときには、市場価格は下がる。市場価格が下降した結果、その限界費用より低くなった火力発電所は発電を停止する。こうして市場価格が下がるにつれて、非効率な（つまり限界費用が高い）火力発電所から先に停止していき、システム全体における過剰発電が縮小される。

しかし、限界費用が0円である再エネは、市場価格が正である限り発電を続ける。再エネ事業者が発電を止めるのは、市場価格が負になった時点である⁹。

欧州では、限界費用が0円の再エネが大量に投入されているため、負の市場価格の下で需給の均衡が達成される状況が起きている。

再起動費用がかかる電源は、市場価格が限界費用より低くても、すなわち市場価格が負になっても、発電を続ける場合がある。

再起動費用が高い電源は、日本では一般的に「長期固定電源」と呼ばれている¹⁰。さらに、石炭火力も最低出力水準未満になると、再起動費用が大きくなるから、本提言では、これも含めて「長期固定電源等」と呼ぶ。

再起動費用がかかる電源を、負の価格の下でフルに出力し続け、その発電量をそのまま取引所に供給する場合には、事業者は、その供給量に対して負の価格に

⁹ 料金が0円の場合は、停止するか否かは不定である。少しでも負になると、事業者は発電を停止する。

¹⁰ 日本で「長期固定電源」と呼ばれている電源の多くは、さまざまなレベルの再起動費用を負担すれば、負の価格の下では、停止するほうが有利になる。しかも、その際の停止は、社会的に見ても効率的である。発電状況を固定させるという含意で命名されている「長期固定電源」は、元来ならば、より客観的に「高い再起動費用がかかる電源」と呼ぶべきであろう。固定的に発電することは、むしろ非効率な場合があるからである。実際、長期固定と呼ばれている電源でも、再起動費用の大きさは電源によって異なる。例えば、流れ込み式水力発電の多くは、災害防止等のために、発電停止にあたって、事前に下流の関係者と流量を調整する必要があるなどの理由から、再起動費用は高い。原発の場合は、高い再起動費用がかかるが、禁止的に高くはないので、市場価格が負になっても、ある水準に達すれば発電を停止したほうが有利になる。

対応した額を取引所に支払わなければならない。一旦負になった価格がさらに下がると、発電事業者が次第に減り続けるのは、この理由である。

欧州では価格がマイナスになる事が頻発している。日本でも春秋には、深夜の太陽光のない時間帯にも市場価格が下限に到達した例は実際に観察される。すなわちマストランの稼働量の総計が既に需要量を超える時間帯があるという事を意味する。今後、原発の再稼働が増え、省エネが進むと、負の価格を許容した場合に、実際に負の価格になる時間帯は拡大するであろう。

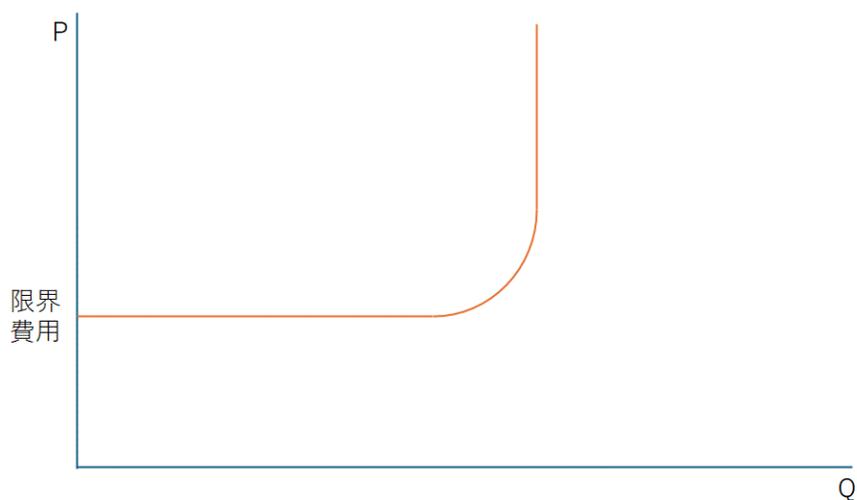


図1 ガス火力発電事業者の供給曲線

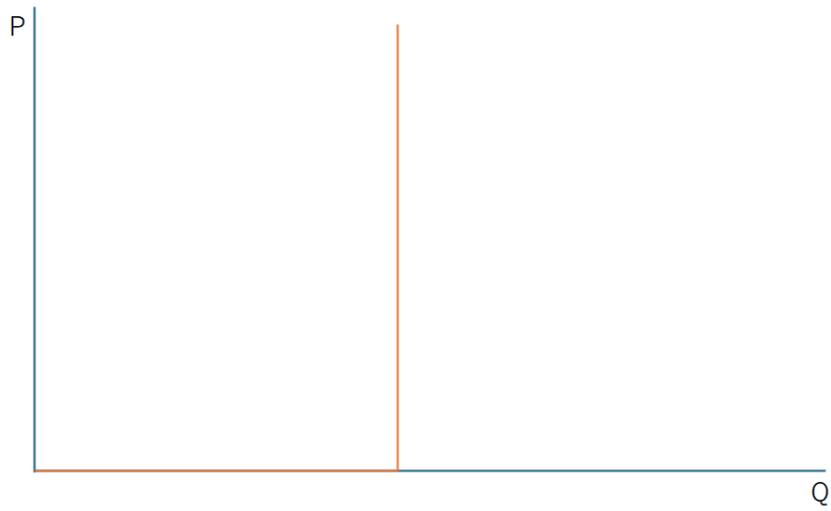
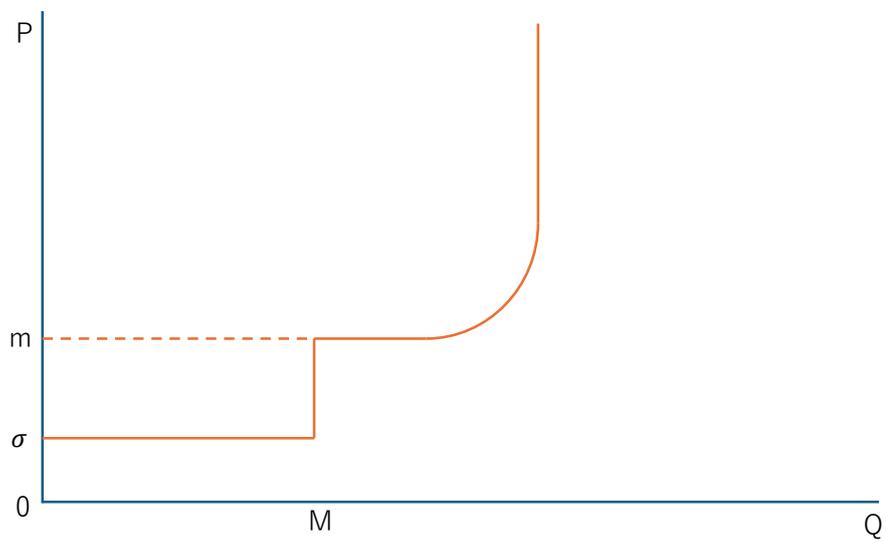


図2 太陽光発電事業者の供給曲線



m =限界費用
 M =マストラン生産水準
 σ =Shutdown価格
 但し $(m-\sigma) \times M$ =再稼働費用

図3 石炭火力発電事業者の供給曲線

2 「優先給電ルール」から「比例按分方式」へ

1. 優先給電ルール

日本では、電力市場価格の下限を 0.01 円に設定し、「出力抑制」によって下限価格における各発電事業者の供給量を送電部門が引き下げさせて、市場全体での供給量と需要量とを一致させている。その際、下限価格における出力抑制は、「優先給電ルール」で行っている¹¹。このルールは、主として再起動費用がない再生可能エネルギーに出力抑制をしわ寄せし、石炭火力や原発のように再起動費用が高い電源には発電継続を認めている¹²。

負の市場価格を許容する場合と比べて、「市場価格に下限を設け、優先給電ルールに基づいて出力抑制を行うこと」は、消費者が負担する価格を引き上げることによって、再稼働費用の高い長期固定電源等を守る仕組みである。

2. 均衡価格が0の場合

欧州では価格がマイナスになる事が頻発している。日本でも春秋には、深夜の太陽光のない時間帯にも市場価格が下限に到達した例は実際に観察される。これは、マストランの稼働量の総計が需要量を超える時間帯があるという事を意味する。今後、原発の再稼働が増え、省エネが進むと、負の価格を許容した場合に、欧州のように、負の価格になる時間帯は拡大する可能性は高い。

しかし、現行制度の下で出力抑制が行われる大半の時間帯では、石炭や原発はその最低稼働水準（マストラン水準）で生産を続ける一方、需要不足の分は、限

¹¹ 優先給電ルールに基づく出力抑制とは、具体的には以下を指す。

- a. 一般送配電事業者があらかじめ確保する調整力（火力等）及び一般送配電事業者からオンラインでの調整ができる火力発電等の出力抑制
- b. 一般送配電事業者からオンラインでの調整ができない火力発電等の出力抑制
- c. 連系線を活用した広域的な系統運用（広域周波数調整）
- d. バイオマス電源の出力抑制
- e. 自然変動電源（太陽光・風力）の出力抑制
- f. 電気事業法に基づく広域機関の指示（緊急時の広域系統運用）
- g. 長期固定電源（原発・水力・地熱）の出力抑制

¹² 再稼働費用が高い電源のうち、原子力・水力・地熱発電は「長期固定電源」と呼ばれているが、これに最低出力水準における石炭発電も加えた電源を「長期固定電源等」と呼べば、日本は、「長期固定電源等に供給超過時にも発電継続を認めている」と言える。

界費用が0である太陽光や風力などの再生可能エネルギーが発電量を縮小させることで均衡を達成している。その際、再生可能エネルギーの発電量は、正に保たれている。

これは、価格が0になった場合の需要量の合計は、石炭火力や原発等のマストラン水準の合計より大きく、全体の需給均衡のためには再エネの出力が正の水準あることを意味する。しかし価格が0未満になれば、再生可能エネルギーが全て停止するから、超過需要が発生する。超過供給が発生する価格が0の時には、なんらかの供給量の割り当てをする必要は避けられない。

3. 按分比例給電ルール

優先給電ルールはその供給量の割り当ての一つの方法である。

実は、均衡価格が正でも負でもない場合には、「優先給電ルール」以外の給電ルールを採用することによって、各電源に中立的に過剰供給削減のための負担を課しながら、価格0での需給均衡を達成することができる。例えば、「**比例按分方式**」は、各種電源に対して中立的な供給量抑制の方法である。この方式では、同一の入札価格の電源について、各電源の元々の計画値から比例按分して取引所への供給量を下げさせ、改訂計画値とする¹³。したがって、比例按分方式では、マストランの発電所にも、マストランレベル以下の供給量が割り当てられる事になる。

その際、長期固定電源等は供給計画量と割り当て分の差に対して、インバランス料金を支払えば、フルに出力し続けることが出来る。あるいは事前に再生可能エネルギー事業者と契約しておき、市場価格が0になったときには、代金を払って再生可能エネルギー事業者に割り当てられた発電量よりさらに低く生産してもらうことによって、インバランス料金収入を手に入れて自社が支払うインバランス料金支出を相殺できる。これによって当該火力発電所と再エネ事業者を合わせたグループに対して按分比例に基づく割り当て量を達成することができる。長期固定電源等は出費が少なくすむ。この契約の方を選択するであろう。

したがって日本で最低価格が撤廃された場合、現行制度の下で出力抑制がなされている大半の時間帯で、価格が0となり、再生可能エネルギーの生産量が減ることによって、需給均衡するであろう。結果的に現行の出力抑制の下と同一の発電量ミックスが実現することになる。

4. 「按分比例方式」vs「優先給電ルール」

では、下限価格を廃止して、均衡価格が0になった場合に、比例按分方式を採用することによって、現行の出力抑制下と比べてどのように異なる状況が出現するであろうか¹⁴。

まず「優先給電ルール」の下では、市場価格が下限価格に達した時にも、長期固定電源は無償で発電を継続することができる。それに対して、「比例按分方式」の下では、石炭火力がマストランの発電量を維持しようと思えば再生可能エネルギー

¹³ 日本の卸電力取引所では、市場で正の価格 p^* 超過供給があり、それより少しでも低い価格で超過需要がある場合には、価格 p^* の下での各供給事業者の供給量を按分比例して減少させ価格 p^* の下での需要量を等しくすることになっている。この按分比例方式を価格0の時にも当てはめる。

¹⁴ なお、下限価格が撤廃された結果、負の均衡価格が実現される場合には、優先給電ルールは存在意義がなくなる。

ギーの発電量低下サービスに対する報酬が支払わねばならないから、石炭火力にとっては、その分の負担増になり、再生可能エネルギーにとってはその分の利潤増となる。

したがって、次が成り立つ。

このため、再起動費用が高い電源に比べて投資対象の選択においても、稼働年数の選択においても、再生可能エネルギーを有利にする¹⁵。

これはそれぞれの発電機を将来稼働する際の投資の決定の要因に影響を与える。これこそが0価格の時に「優先給電ルール」を適用するのと、通常の「按分比例方式」を適用して割り当てる事の差である。

したがって次を提案する。

提案2 均衡価格が0になるときには比例按分給電ルールを採用する。

負の市場価格を許容し価格0の時に按分比例ルールを採用することは①再稼働費用の低い電源、および②蓄電・揚水・DR等の事業に対する正当な投資インセンティブを与える。

5. 下限価格の設定を継続して、下限価格において按分比例ルールを採用する場合

ここで提案2のみを採用し提案1は採用しない場合を考えよう。すなわち、現在のように負の価格を禁じ続けたまま、優先給電ルールに代えて按分比例方式を採用する場合である。この改革の結果、市場価格が0.01円になれば、いずれの場合にも結果的な発電量は同じであるが、マストランコストが無い電源を現状より有利にする¹⁶。中長期的には、マストランコストを抱える発電機からマストラン価格がない発電機に資源の移転が行われる事になる。

¹⁵ なお、優先給電ルールの下でも、市場価格が負になる場合のメリットオーダーの下でも、需給ギャップに応じた発電停止の順番は基本的に同一であるが、それぞれの電源が負担する価格が異なるため、上記①、②の投資インセンティブの有無の違いが発生する。

¹⁶ 再起動費用がかかる電源を持つ発電事業者は、発電量はフルに出力し続ける一方で、取引所への入札供給量を引き下げ、負の価格による負担を、その分だけ避けることができる。しかし、そのためには、コストをかけて蓄電・揚水・DRなどの需要抑制事業と契約を結ぶ必要がある。

6. 「下限設定なしの0価格における比例按分方式」の組み合わせ

ここで「下限設定なしの比例按分方式」を採用する場合の効果を要約しよう。

まず均衡価格が負になる時間帯では、全ての再生可能エネルギーの発電量は0となり、負の価格でも供給し続ける発電所は、一旦発電を停止をすると再起動するのに大きなコストがかかる石炭火力や原発などのみとなる。石炭火力も原発も価格が負の時間帯では市場に対して大きな支払い負担をしながら市場への供給を継続しなければならない。このため、出力を直ちに停止できる再生可能エネルギーは、有効稼働年数、および投資効率の両面において有利になる¹⁷。言い換えると、現在の下限価格設定は、価格が負になることを妨げることによって、長期固定電源等に利益を与える一方で、再生可能エネルギー活用の幅を狭め、消費者全般が低価格から得られる利益を奪っている。

一方、均衡価格が0になる場合には、「比例按分方式」の下と「優先給電ルール」の下とで発電量ミックスは同一となる。しかし前者の場合には、再起動コストの高い電源は需要量調整サービスを行う契約者への支払いという形で一定の費用負担をしなければならない。それに対して、後者の場合には、下限価格における需給ギャップを、再エネの電源の出力抑制を無償ですることによって解消する。このため、再生可能エネルギーに比べて、長期固定電源等を投資対象の選択においても、稼働年数の選択においても、有利にする。

現在、下限価格を設けて、しかも優先給電ルールによって出力抑制をしていることは、エネルギー転換を強力に妨げているということを意味する。

¹⁷ 詳しくは、本提言の付論2を参照されたい。

3 「時間シフト」と蓄電池

1. 蓄電池の活用による時間シフト

節1と節2では、議論を簡単にするために、蓄電池が活用されない場合を考えた。しかし実は蓄電池の活用が容易になれば、そもそも、電力市場価格が下限に達する頻度が下がる。

まず、蓄電池を活用できる発電会社は、日中の低価格時には、発電した電力を市場に供給せずに、社内で蓄電し、夕方以降の高価格時に放電して市場への供給量を増やす「時間シフト」を行う。したがって、発電会社は、低価格時には価格が負にならなくても、市場への供給量を下げる。それは低価格時の価格のさらなる低下を抑制する。このため、市場価格が下限に達する頻度が下がる。

つぎに、工場や家庭等の電力需要家は、低価格時には、市場からの電力購入量を増やして自社・自家用の蓄電池に蓄電し、高価格時間帯に放電して自家使用する「時間シフト」を行う。このため、価格が負にならなくても、低価格時に市場需要量を上げる。この行動も市場価格が下限に達する頻度が下がる。

したがって、蓄電池の活用が容易ならば、出力抑制の発生頻度が下がるはずだ。

蓄電池の活用が容易になると、上記の「時間シフト」を需要側も発電側も行うため、次の便益がもたらされる。

- ① 電力が、余剰時間帯から不足時間帯に再配分され、資源配分が効率化する。
- ② 低価格時に蓄電された大量の電力が、高価格時に放電されて、市場に供給されると、高価格の原因となる需給逼迫の頻度が低下し、停電の可能性が下がる。
- ③ 時間シフトは、逼迫時に蓄電池から放電される再エネ電力が火力発電を代替することになるので、脱炭素にもエネルギー安全保障にも貢献する。
- ④ 電力価格の大きな変化が緩和される。

特に市場価格が負になる時間帯では、需要家は、電力を買えば買うほど収入が得られるので、蓄電による利益増大効果は飛躍的に強まる。一方、発電所や蓄電池事業者は、マイナス価格の時間帯に、市場からお金をもらって仕入れた電気を蓄電し、価格が高い時に放電して市場で出せるので、価格が0近傍の時に比べて、蓄電池の活用をより強く促す。

蓄電池の価格は国際的に10年前の約1割になっていることもあり、欧州（英国、ドイツ等）では、年間の総発電量に対する定置用蓄電システムの導入量の割合において、我が国を上回っている。従って、日本における蓄電池利用拡大のポテンシャルは大きい。

2. 定置用蓄電池に関する規制・制度

ところが、日本の蓄電池設置にかかる規制・制度は、不透明であり、諸外国に比べ認証にコスト時間がかかる状況である。コストは、10倍から20倍、あるいはそれ以上かかることもあり、時間は、6倍かかることもある。これは、日本国内の蓄電池コストを引き上げてその活用を妨げているだけでなく、我が国の定置用蓄電池メーカーの海外進出を妨げる不要なコスト要因になっている。

この状況の打開策を検討するために、まず定置用蓄電池に関する規制制度を概観しよう。

蓄電池は、可動用と定置用の2つに分類できる。

可動用蓄電池は、民生用の蓄電池などである。電気自動車向けの車載用の蓄電池や、パソコン・携帯電話等の小型電気機器に利用される。

定置用の蓄電池には、次のように多様な用途がある。①家庭（戸建て、集合住宅）や産業・商業施設等（工場・スーパー等）において、再エネ設備併設による発電余剰分の自家消費又は電力市場における電力の価格差を利用した系統からの蓄電と売電を行うための蓄電池（家庭用、業務・産業用の蓄電池）、②再エネ発電所に併設する蓄電池、③系統側に設置され、系統の安定化や周波数調整等を目的とした系統用の蓄電池などである。

以上では、低圧や高圧で電力系統に連系する定置用蓄電池の活用を広めるための、規制・制度改革に関する提言を行う。

A. 蓄電池単体の安全基準

蓄電池の安全性は、メーカーに対しては電気用品安全法で、設置者に対しては、電気事業法で、義務付けられている。

蓄電池の安全性に関する公的な認証制度は、市場の失敗（ここでは、例えば、発火防止性能の認識の難しさ及び近隣への延焼）を防ぐための対策として、公的機関が最低限の質を認定したもののみを市場に提供させる制度である。

B. グリッド・コード（系統連系技術要件）

系統への接続に際しては、各一般送配電事業者が要求する系統連系の技術要件であるグリッド・コードが定められている。これは、系統運用の安定性のために設けられている。安定性が乱されると、停電が起きるなど、外部不経済が発生する。これも市場の失敗への対策であると見ることが出来る。

グリッド・コードへの適合性の確認に当たっては、発電事業者や需要家が、一般送配電事業者との**個別協議**を行う。この際、蓄電池が系統連系技術要件を遵守していると認められれば、一般送配電事業者が連系承諾をする。

さらに、一般送配電事業者は、低圧と高圧で電力系統に連系する定置用蓄電池に関しては、系統連系技術要件の認証プロセスを短縮するための個別協議の代替手段として、**第三者認証**を受け入れている。第三者認証機関から系統連系に係る認証を取得している蓄電池の場合は、連系承諾までの個別協議の確認項目の一部について、協議の省略化を行うことができ、協議期間を短縮できる。

しかし現在のところ、**一般財団法人電気安全環境研究所 (JET)** という機関が、系統連系に係る認証を独占的に行なっている。(JET が提供する系統連系に係る認証を、以下「**JET 認証**」という。)

3. 基本的改革

日本の蓄電池設置にかかる規制・制度の不透明性を打開するためには次の改革が有効である。

A. 蓄電池単体の安全基準における国際基準の受け入れ

蓄電池の導入に関する国および自治体の補助金制度において、その受給要件として、IEC などの国際基準を満たすものも受け入れていない場合がある。これは是正すべきである。

そうすることによって、安全基準を満たした海外製品を安価に日本で利用できるようにするだけでなく、日本の電池メーカーが国際競争力を持つために、国内基準と国際基準の二重の基準を満たさなければならないという非効率を排除することができる。

B. グリッド・コード（系統連系技術要件）について

① グリッド・コードへの適合性の確認に係る公的関与の強化

まず、各一般送配電事業者から、系統連系技術要件の認証に要する費用が高い。諸外国では数 10 万以下で済むうえ、無料である場合もあるのに対して、日本では、JET 認証を受けると、案件により 500 万円から 1000 万円がかかる。

さらに、個別協議の期間が諸外国に比べて長い。系統連系技術要件への適合性の確認に要する期間は、たとえば、カリフォルニアでは、最大 2 か月であるのに対して、日本では、JET 認証取得では、9 か月程度、場合によっては、13 か月かかることもある¹⁸。

¹⁸ 系統連系技術要件への適合性の確認に、たとえば、カリフォルニアでは、系統連系規程の内容に合致した自己認証（社内での検査・試験・確認）の結果を関係機関（カリフォルニア州エネルギー委員会）のデータベースに登録する制度を採用しているが、その登録にかかる期間は、審査を含めて約一か月である。当該登録の後は、系統連系申請手続が必要だが、その手続も日本でいうところの低

これらの認証に要する費用と時間は、日本国内の蓄電池コストを引き上げてその活用を妨げているだけでなく、我が国の定置用蓄電池メーカーの海外進出を妨げる不要なコスト要因になっている。

元来、一般送配電サービスは、自然独占の性格を持つエッセンシャル・ファシリティであるとの観点から、当局は個別協議に要する過大な期間の原因を究明し是正すべきである。

② JET による独占の解消

系統連系技術要件への適合性の確認プロセスを短縮するための個別協議の代替手段として一般送配電事業者が受け入れている第三者認証を行う機関としては、JET のみが独占的にこの地位を得ている。このため、認証機関の間で競争原理が働かず、料金や審査期間の適正化が図られない。伝統的に天下り機関である JET 独占の原因について、経済産業省は解明し、他の認証機関も参入できる仕組みにすべきである。さらに、公正取引委員会は、独占禁止法上問題となる事実が認められた場合は、厳正に対処すべきである。

③ 蓄電池出荷時の全数試験の不要化

現在、JET 及び一般送配電事業者から蓄電池メーカーに対して求められている蓄電池の工場出荷時の全数試験について、諸外国では系統連系手続のための全数試験は求められていないことも踏まえ、当該全数試験を不要化し、諸外国同様、系統連系手続に係る試験は、代表機試験で足りる旨を国の適切な文書に記載し、公表すべきである。

4. その他の改革

諸外国に比べて、日本の蓄電池設置認証にコスト時間がかかる状況を打開するためには次の改革も有効である。

A. 蓄電池単体の安全基準について（JET による JIS 規格認証の適正化）

JET は、JIS 規格の認証において、蓄電池の小さな部品変更に対する都度認証の再取得を要求している。これは、元来の JIS 規格の要件を超えた要求である。政府は、JET がこのような運用をしないよう、必要な措置を講ずるべきである。蓄電池の部品・仕様を市場のニーズや技術進歩等に合わせて頻繁に更新する蓄電池メーカーにとって、この改革は、JET 認証の取得の大きな障壁を取り除くことになる。

圧では 5～10 日（最大 1 か月）、高圧でも最大一か月で終わる。それに対して、日本では、個別協議において、低圧連系では 1 か月程度、高圧は 6 か月程度、JET 認証取得では、9 か月程度、場合によっては、13 か月かかることもある。

B. グリッド・コード（系統連系技術要件）について

① JET の認証要件を透明化

単体の安全基準はグリッド・コードとは、独立の基準であるが、JET は JET 認証において、JET は、安全基準まで JET で確認したものでないと受け付けないといい、本来系統連系に必要な技術要素以上の試験を今は求めている。

しかし、JET 認証は、本来系統連携に必要な技術に絞った試験にすべきで、安全性基準は別な機関で撮っても受け入れるようにすべきだ。経済産業省は、系統連系に必要な技術要素と蓄電池単体の安全基準の独立性について、「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」に明記することで統一的な方針を示すべきである。

さらに、一般的に、JET 認証は、「託送供給等約款別冊」の系統連系技術要件で求められること以上の内容が認証の際に求められることがないように、「託送供給等約款別冊」の系統連系技術要件との整合性を達成するため、JET 認証の取得のための要件を明文化して示すべきである。そのうえで、手続にかかる費用、期間を定めて公表するよう送配電事業者が JET に対して要求すべき。

② 自己認証による個別協議の省略、および少なくとも簡略化

系統連系手続の簡素化のため、諸外国に倣い、グリッド・コードに適していることについての自己認証（社内での検査・試験・確認）の結果を国等のデータベースに登録し、短期間の系統連系申請手続をすることで、連系が認められる仕組みを導入すべき。

この際、系統連系に係る国際規格（IEC、EN 等）の認証を取得している場合、当該自己認証の全部又は一部を代替することができることとすべき。この点については、海外調査に基づき、我が国においても諸外国と同等レベルの円滑な系統連系ができるよう措置を行うべき。

なお、個別協議において、系統連系技術要件への適合性の自己認証の結果を活用することは、現状でも当然認められているが、個別協議自体は省略できない。

しかし個別協議において、自己認証の結果を活用できること及び自己認証の結果をコンサルタントなどの同席の元に説明することが可能であることを、送配電事業者は明確にすべきであり、政府はこれらの改善を促すべきである。

5. 価格が0以下の場合の蓄電池の活用

本節では、価格が正の時に、蓄電池の活用が価格を0以下にする可能性を下げることが指摘した。しかし、価格が0以下になった場合も、蓄電池の使用は、再起動費用が高い電源の負担を軽減する。

再起動費用がかかる電源を、負の価格の下でフルに出力し続け、その発電量をそのまま取引所に供給する場合には、事業者は、その供給量に対して負の価格に対応した額を取引所に支払わなければならない。既に述べたように、再エネ事業者と事前に契約しておくことによってこの支払い額を比較的安く削減できるが、全ての再エネが稼働を停止した後ではこの手段は使えない。しかしその際にも、再起動費用がかかる電源を持つ発電事業者は、蓄電事業者と契約を結べば¹⁹、発電量はフルに出力し続ける一方で、取引所への入札供給量を引き下げ、負の価格による負担を、その分だけ避けることができる²⁰。

¹⁹蓄電だけでなく、揚水・水素・DRなどの「需要抑制事業者」との契約も同様の役割を果たせる。この契約は、市場価格が負になったときに備えたヘッジ契約として結ばれる。

²⁰ ただしもちろんその場合にも、再起動コストの大きな蓄電サービスを行う契約者への支払いという形で一定の費用負担をしなければならないから、下限価格を設定している場合と比べると、提案1と提案2を採用している場合には、再生可能エネルギー事業者にとって有利になる。

4 「季間シフト」と「コールオプション」

負の価格が許容されると、再起動コストを必要とする電源自身が負の電力価格を支払うことを通じて負担することになる。電池や揚水の利用は費用がかかるから、そのような発電所も、負の価格の時間帯が長引けば稼働を停止してしまう。

したがって、本稿の提案1と2に基づく優先給電ルールの廃止と負の価格の許容によって、長期固定電源と再エネとの再起動費用の違いが、投資家に対する投資の可否、および有効稼働年数の決定に反映されることになる。つまり、再エネ事業の本来の採算性を回復させる。さらに、負の価格は、利用者をアグリゲートするDR事業と、蓄電池生産および蓄電サービス事業の採算性をそれぞれ向上させる。

ただし本稿の提案1と2に対しては、「負の価格の許容は、供給過剰時の効率化のためには有用だが、最低出力が大きい旧式の石炭火力発電所やそれなりに燃料費がかかるガス発電所は、市場から退出してしまうため、逼迫時に停電の可能性が高まるのではないか」という危惧がもたれる可能性がある。しかし2つのルートによって市場がこの危惧を解決することを示そう。

1. 季間シフト

第1は、再起動費用が高い電源の季間シフトである。

日本では春、秋は需要量が少ないから現在でも出力停止を受けている期間が非常に長く、しかもその期間が増加している。実際に、太陽光発電がない夜間でも出力停止をしている時間帯が出現している。したがって提案1が行われると、価格が負になる時間帯が増えていく可能性がある。

短期間にマイナス価格になっても再起動コストが高い電源も稼働を続けるが、春や秋にマイナス価格が長く続けば、効率の悪い石炭火力は、この季節には、稼働を停止するようになるだろう。これは、春や秋の電力市場価格を引き上げ、再エネへの投資を促進する。

しかし電力需要が大きい夏や冬には、大半の時間帯で電力価格が高くなるので、停止していた石炭火力の一部は再稼働する。再エネは改革前よりむしろ拡大するから、夏冬の逼迫の可能性は減少する。

2. コールオプション

第2のルートは、コールオプション契約の採用である。

他国でもすでに用いられている市場メカニズムであるコールオプション契約を用いれば、逼迫によって価格スパイクが起きうる時に備えて日頃からプレミアムを払ってスパイク時に事前契約に基づく予測可能な価格でガス発電等をさせることにもらう

ことよって、スパイクが起きうる時期の発電能力を高め、逼迫を防ぐために必要な火力発電機を確保できる。

逼迫時に限定したスパイク時以外の夏冬の価格を高めることによって、待機電源としてのガス発電を残存させることは、市場介入ではなく、コールオプションの相対契約などによって可能である。この相対契約では、小売事業者は、契約の基本料金を払うことによって、価格スパイクへの保険をかける。すなわち、市場価格にスパイクが起き、例えば 500 円以上になったときには、この契約を結ぶ小売事業者は、相対契約の発電事業者から 500 円で買うことができる。一方で、発電事業者は、スパイク時に高い価格を得ることは出来ないが、基本料金という形で、保険料として安定収入を得ることが出来る。ガス発電所は、この安定収入を用いて、逼迫の季節の出力水準を、最低出力水準以上に保つことができる。

オーストラリアでは、さらにこのコールオプションを組織化した **Caps Future Market** で行っている²¹。この市場に参加する小売事業者は、保険料を、相対契約の相手ではなく、**Caps Future Market** に対して払い、発電事業者は、保険料をこの市場から受け取る。ピーク時に備えて、旧式の火力発電機を温存したいのならば、政府は、このようなコールオプション市場の立ち上げを援助すべきであろう。

コールオプションの利点は、送電料金の上乗せになどよる永遠の補助金を必要としないことである。コールオプション市場の整備は、一朝一夕にできるわけではない。しかしオーストラリアでは現実に稼働してきた。日本でそれができないわけがないだろう。

3. 夏冬の逼迫時対策

現行の優先給電ルールに基づく負の価格の禁止は、再起動費用が高い電源ほどより有利な投資収益をもたらす効果を持っている²²。結果的に、再エネの投資対象としての評価を、相対的に不利にしている。

²¹ オーストラリアでは、NSW, QLD, VIC, SA, TAS の 5 地域を繋ぐ全国電力市場 (NEM: National Electricity Market) における発電事業者と小売事業者のうち、TAS を除く 4 地域では、Cap Futures および Options の取引が、先物取引所 (ASX: Australia Securities eXchange) を通じて行われている。この市場では、Base Load Quarter \$300 Cap Futures および Base Load Strip Options, Base Load Quarter Average Rate Options を取引することが可能である。詳しくは、以下を参照のこと: ASX (2022) “Intro to the Australian Electricity Market - Review of CY22” (https://www.asxenergy.com.au/products/electricity_futures)

²²市場価格が負になっても長期固定電源は、(負の市場価格の絶対値が一定水準を超えない限り) 発電を続ける。発電継続量に対して支払う負の市場価格に対する負担のほうが、再起動費用より小さいからである。この場合に、事業者は、発電は継続しながら、負の市場価格による負担をするか、あるいは、その負担を軽減するため、蓄電・揚水・DR 等の需要抑制事業と契約を結んで、取引所への「入札供給量」

しかし下限価格も優先給電ルールを撤廃して、石炭火力等が春・秋に出力を停止することによって、「季間シフト」が起これば、春秋の市場価格が上がるため、再エネ投資が現状以上に促進される。これは、いずれは夏冬の市場価格を下げる。再エネのさらなる拡大で夏冬の市場価格が低下すれば、効率の悪い石炭火力はすべて退出し、蓄電池付きの再エネが代替することになる²³。その状況においてコールオプションが発達すればガス発電などの存続が採算に乗り、逼迫対策が市場でとられることになる。

現在、日本の電力市場では、再生可能エネルギーの発電量の増大にともない出力抑制の頻度が急速に増えている。これを放置し、負の価格を禁止し続けると、再エネが促進されないために夏冬の価格が高止まりする。それだけではなく、コールオプションの採用も促進されず夏冬の逼迫にも十分な対応ができなくなるため、上記の弊害は、ますます拡大する。本提案を実行することによって、これらの市場介入がもたらす弊害を除去することは喫緊の課題である²⁴。

を下げることができる。提案1の第一の効果として挙げた需要抑制事業への需要増大は、長期固定電源からももたらされる。

²³ 負の価格が実現すると、負の価格の下でも大きな支払い負担をしながら市場への供給を継続しなければならない長期固定電源等の再起動費用の高い電源と比べて、出力を直ちに停止できる再エネは、有効稼働年数、および投資効率の両面において有利になる。

²⁴ 一方で、第62回基本政策小委員会（2023/4/25）において「同時市場（ないし同時約定市場）」の今後の進め方が取りまとめられた。同時市を導入するのならば、負の価格を導入しない限り、本提案の節Ⅱで指摘した課題は、解決しない。喫緊の課題としては、むしろ同時市場の検討が進む前に、本提案の検討、及び実施・導入が図られるべきであろう。

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/062_04_01.pdf

5 FIT から FIP への転換

1. FIP への転換による資源の節約

現行の再エネ補助制度は、蓄電池を活用した時間シフトが発電事業者に利益をもたらすことを妨げている。実際、12年に創設され、再エネ事業者の半分以上が利用する固定価格買い取り(FIT)制度は事業者に、市場価格の変動に応じて供給量を変化させる動機を与えない。図1が示したように、補助金(交付金)の水準が調整されることで、市場価格の水準にかかわらず買い取り価格は固定される。

この結果、FIT事業者は市場価格が下がっても固定価格で買い取ってもらえるから、大量に市場に供給し続ける。このため市場価格はさらに下がる。ついには市場価格が下限値に達して、強制的な出力抑制が実施される。FIT制度は、現在の日本の高頻度の出力抑制とそれが生む再エネの無駄遣いの大きな原因だ。

一方、22年に新設された再エネ補助制度の「FIP制度」は、事業者に時間シフトを促すインセンティブ(誘因)を与える。この制度は市場価格の水準に関係なく一定額の補助金を事業者に与えるため、図2が示したように買い取り価格は市場価格と平行に動く。FIP制度の下では、市場価格に応じて事業者が直面する買い取り価格が変動するから、蓄電池を利用した供給量の時間シフトを促す。

従ってFIT事業者をFIP事業者に転換させられれば、蓄電池を活用した時間シフトがより広範に行われるようになる。つまり日中の豊富な電力は、低価格のため蓄電されて、市場への供給量が自主的に抑制される。そのため強制的な出力抑制の頻度が減り、電力の無駄遣いが削減される。

さらに価格が低い時にはたとえ下限まで下がらなくても、FIP事業者には蓄電をする動機がある。このため逼迫時間帯の市場価格はその分抑えられる。

2. FIP への転換促進制度の改革

現在も政府はFITからFIPへの転換を可能にする制度を用意している。現在のFIT制度の下で支給されるFIT補助金と同程度のFIP補助金が支給されることを目指す制度だ。だがこの転換制度の活用事例は少ない。現行のFIP制度の本質的でない要件が障害となっているからだ。

内閣府の「再生可能エネルギー等に関する規制等の総点検タスクフォース」が2023年6月に提案したように、転換制度の活用を促進するには制度の改革が有効だ。

第1はFIPの要件である発電機への「オンライン制御装置の設置義務付け」の免除だ。

この要件は、逼迫時に送電会社が発電会社の発電機をオンラインで直接制御して発電会社の無駄な出力を防ぎ、送電会社による出力抑制量を削減することを目的とする。

しかし FIP 転換後もこの装置を設置せず、従来通り自主制御し続けても、送電会社による出力抑制量が現状より増えることはない。さらに FIP 事業者は FIT 事業者と違って、低価格時に出力を自ら抑制する強い動機を持つ。従って転換の条件としてこの高価な装置の設置の義務付けにより転換をためらわせることは、送電会社による出力抑制量の削減に逆行する。

第2は、FIPへの非化石価値制度の改革だ。

非化石電源でつくられた電気には、電気本体の価値に加えて「二酸化炭素(CO₂)を排出しない」という環境価値も含まれる。このため環境価値のみを切り離して証書化し、売買できるようにしたのが非化石証書であり、その価値を証書の市場価格で評価したものが非化石価値だ。

現行制度では、再エネ補助金から非化石価値が減額される。しかしFIT電源用とそれ以外用で異なる証書が発行され、市場価格が異なるため、FIPへの転換により非化石価値が増えることがある。これを避けるには、転換後のFIP事業者に対しFIT事業者用の非化石価値額を適用するか、欧州のように非化石価値をいかなる再エネ補助金からも減額しないなどの措置をとる必要がある。

FITからFIPへの転換事業者に対しては、現行FIP制度のこれらの要件を免除ないし緩和すれば、転換費用が軽減され、補助金の支給額も減らなくなる。そうすると、FIT事業者の多くは転換を選ぶだろう。転換によって市場での販売収入を増やせるからだ。

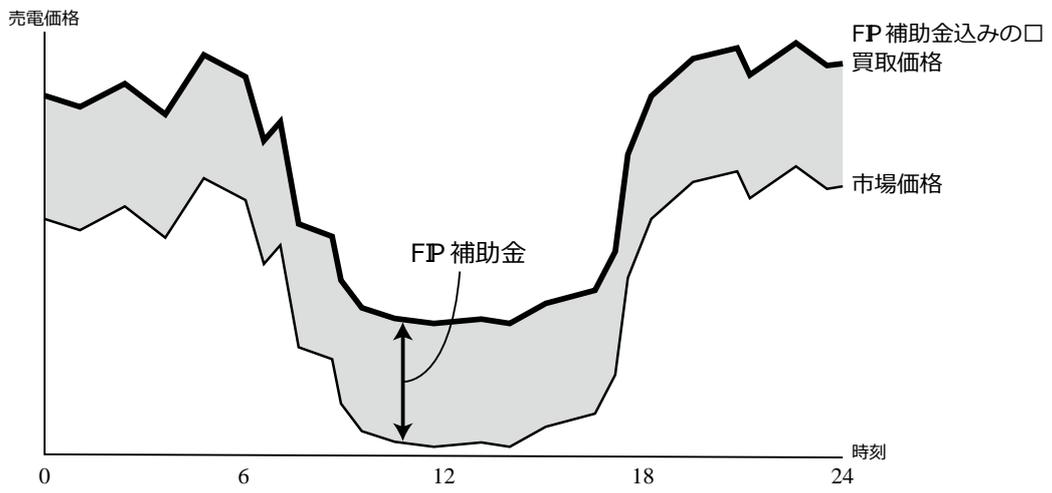
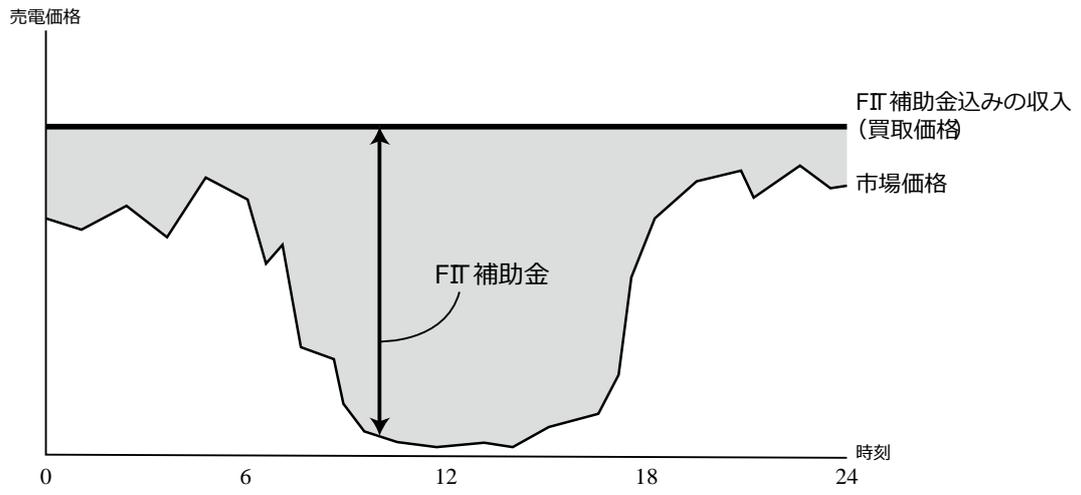
例えば固定買い取り価格が 30 円のFIT事業者は、仮に市場価格が 80 円になったとしても、30 円の固定価格でしか売れない。だがFIP事業者に転換すると、市場価格が 80 円になれば 80 円に加えてFIP補助金が得られるので販売収入は増える。しかも蓄電池を活用すれば、市場価格が低い日中に発電した電力を充電して、夕方に放電し市場への供給量を増やすことで販売収入をさらに増やせる。従ってFIPへの転換はFIT事業者にとって有利だ。

3. FIP への転換がもたらす公共的利益

FIPへの転換は、社会全体にも便益を及ぼす。まず、蓄電された再エネ電力の高価格時間帯における再利用は、この時間帯における火力発電を抑制し、エネルギー安保にも、脱炭素にも貢献する。さらに、この時間帯の逼迫度を軽減し、停電の可能性を下げる。

巨額の財政支出と無駄な出力抑制を放置し続ける現状の電力価格対策は、エネルギー安保にも、炭素排出の抑制にも、停電抑制にも役立たない。

電力価格対策は、蓄電池活用への生涯の除去と、低所得者への所得補助を中心に再構築すべきだ。



第Ⅱ部

カーボンプライシングとGX推進法

自由化された電力市場下での最も有効な地球温暖化対策は、カーボン・プライシング(CP)である。2023年に、政府は、この目的のために、GX推進法を成立させた。本研究は、CPに関する国際的な経験及び経済学的な分析に基づき、今後が日本では、GX推進法に基づく政策をいかに軌道修正を行うべきかを示す。

1. カーボンプライシング

1. カーボンプライシング政策の種類

エネルギー転換を進め、社会経済全体を脱炭素化していくための代表的な政策に、炭素排出に価格設定をする「カーボンプライシング」がある。カーボンプライシングには、炭素排出に税をかける「炭素税」と、国全体の排出量の削減目標を念頭に対象企業等の炭素排出の上限(キャップ)を定め、企業等の排出量を、排出枠売買の方法も含めて、割り当てられた排出枠以下にすることを求める「排出量取引制度」という二つの手法がある。どちらも炭素排出分を税や排出権価格の形で化石燃料の価格に上乗せすることで、化石燃料利用を抑制し、相対的に温室効果ガス排出をしないエネルギー利用を促す方法で、これまで、市場で考慮されてこなかった排出によるコストを、市場に内部化する試みである。

カーボンプライシングは、既に多くの国や地域で導入されてきた。この二つの制度のうち、制度設計が比較的容易で即効性があるのは炭素税であり、欧州における歴史は古い。利点としては、幅広い主体に価格シグナルが発出され社会全体に行動変容を促すことができる、税率設定により脱炭素化に取り組むインセンティブや投資に必要な予見可能性が確保される、税収を脱炭素へと活用、あるいは、税の減免・還付措置などの広く社会に還元する措置を講じることができる、などが挙げられる。

一方で、排出量取引制度は、削減量をあらかじめ定めるため、有効に機能すれば削減量を確実に達成できる。実際の排出量が上限を超える企業は、自ら削減する、あるいは余裕のある他の企業から排出枠を買うなど、かかるコストによって選択を行うことができるため、社会全体の炭素排出コストを効率的に下げながら、産業の競争力を育てることができる。ただし排出量取引は、制度が複雑になりがちで、欧州の例をみても、有効に機能するまでに一定の期間が必要となり得る。

いずれにしても、これら制度の導入には、社会全体の仕組みを脱炭素型に変えて、炭素排出によってもたらされるコストを市場に組み入れる効果が期待される。企業や自治体、需要家、消費者など、すべてのアクターが脱炭素に向けて動き出し、フェアな競争ができる市場の醸成が必要で、そのためには、炭素排出に価格付けをすることは、化石燃料を削減していくための基盤政策となる。

2. 日本の現状

欧州では、90年代から各国で炭素税を導入。2005年からEU全体での排出量取引制度（EU-ETS）をスタートさせた。・米国は、2009年に北東部州、2013年に加州で排出量取引制度を導入し、アジアでも、2015年に韓国、2017年に中国で排出量取引制度を導入している。また税率は、スウェーデンやスイスなどをはじめ欧州各国ではトン当たり1万円以上の炭素税を導入している。実効炭素税率（炭素税率と排出権価格および炭素排出を抑制するその他の税の税率を合計したもの）で見るとスウェーデンは、2万円を超えており、他の多くの欧州諸国でも1万円を超えている。

しかし日本のカーボンプライシングの水準は、日本では、2012年にトン当たり289円の地球温暖化対策税が導入されて以来固定されており、欧州各国と比べて破格に低い。CPの導入に関して、日本は欧米と比べて、10年から30年遅れの状況にある。

3. 炭素税 vs 排出権取引

CPの手段として、炭素税か排出権取引かという問題がある。政治的な抵抗を回避するため、炭素税より排出権取引を選ぶ国もあったが、欧州の経験では、排出権取引制度には、炭素税と異なり、価格が不安定になることがね再エネ投資の大きな障害になることが報告されている。

4. 炭素税から得られる財源の使途

炭素税は、十分に効果が生じる高さの水準でなければならぬだけに、様々

な、経過措置も用意すべきである。

さらに、そこからの税収の使途については、早期に軌道修正を図るべきである。炭素税（賦課金）の導入が産業界に与える痛みを緩和するために、炭素税から得られる財源を、スウェーデンでは法人税減税の財源に、ドイツでは、社会保険料引き下げの財源とした。日本でも、炭素税からの税収は、一般財源に投入し、法人税や社会保険料の企業負担など既存の税の減税を図ることが考えられる。つまり、炭素税の導入は、税制全体の改革（エネルギー関連の税制の抜本組み替え、法人税減税など）とセットで行う必要がある。税制全体の改革に向けた検討を開始すべきである。

炭素税から得られる財源は、政府が産業政策によってGX投資に用いるべきではない。GX投資は、民間主体が投資対象を選択すべきである。このために最も有効な投資促進の政策ツールが、炭素税である。成功すれば高い報酬が得られる民間の方が、政府の判断より効率的な投資対象の選択が出来ると考えられる。政府による産業政策は、むしろ既存産業の温存などに偏って変革を阻害する可能性型が高い。炭素税自体が、炭素排出抑制に効果を持っているのだから、炭素税自体の水準が、炭素排出抑制に不十分であるのならば、炭素税率を引き上げ、そこから得られる税収は、炭素排出抑制とは無関係にプライオリティが高い財政支出あるいは減税財源として充当すべきである。

2. GX 推進法の問題点。

1. 日本の GX 推進法の内容

日本は、気候変動対策として、「産業構造・社会構造をクリーンエネルギー中心へ転換する」、グリーン・トランスフォーメーション（GX）の実現に向けた政策を展開している。それによって、2050年のカーボンニュートラル及び2030年までに温室効果ガス排出量を2013年比で46%削減し更に50%の高みを目指すという日本の削減目標と、エネルギーの安定・安価な供給、経済成長の同時達成を目指す、としている。具体的な政策として要となるのは、「GX 経済移行債」の発行と「成長志向型カーボンプライシング」の導入である。

a. 今回の法案は、「GX 経済移行債」（脱炭素成長型経済構造移行債、国債）は、今後10年で、官民合わせて150兆円の投資を引き出すための呼び水として、約20兆円の国債（150兆円の内数）を発行することを基本的な目的としている。これによってエネルギーや原材料の脱炭素化と収益性向上等に資する革新的な技術開発・設備投資等を支援するものである。

b. CPは、GX 経済移行債の償還財源として位置づけられている。

「成長志向型カーボンプライシング」は、事業者が排出する温室効果ガスに価格を付け、GX 関連の製品や事業の相対的付加価値の向上を図るものである。二つの制度が実施予定で、①、②「排出量取引制度」では、2026年度から**自主的な排出量取引制度（GX-ETS）**を本格稼働させ、

c. 今回の法案では、CPについて、

当面は自主的取引制度を運用し、

2026年度から本格稼働としている。しかしその具体的な制度設計は定められていない。

2028年度から、化石燃料の輸入事業者などに対して、輸入する化石燃料に由来する二酸化炭素の量に応じて化石燃料賦課金を徴収する

2033年度から有償オークションを、発電事業者のみ、**2033年度から発電事業者**に対して、**一部有償で二酸化炭素の排出枠（量）**を割り当て、その量に応じて特定事業者負担金を徴収することが定められている。

2. 必要な軌道修正

法案には以下の問題がある。今後参議院においてさらに審議が尽くされるとともに、法案が成立したのちも必要な軌道修正が図られる必要がある。

- a. CP の本格稼働は自主的制度ではなく義務化により実施すべきである。参加したい事業者のみが参加する制度では実効性を欠く。

- b. 2033 年度からの有償オークションの方針については、対象が発電事業者のみに限られている。これは、発電事業者以外も対象とすべきである。

- c. CP の手段としては、欧米の経験を踏まえ、排出権取引ではなく、炭素税を中心とした制度設計とすることも検討すべきである。

- d. 日本における CP の導入は周回遅れなのだから、急ぐ必要がある。実際に前倒しかなされるよう、検討を急がなければならない。特に、有償オークションの方針については、時期が 2033 年度と 10 年後であり、悠長に過ぎる。今回の法案に関する衆議院での修正協議により、2 年以内に導入年限などを含む見直しかなされる旨が明確にされたことは評価できる。

- e. CP からの財源を、産業政策に使ってしまうと、CP の痛みを和らげる用途に用いることが出来ず、低い CP の水準になってしまう、炭素税率を引き上げ、そこから得られる税収は、炭素排出抑制とは無関係にプライオリティが高い財政支出あるいは減税財源として充当すべきである。

電力自由化体制の下での地球温暖化対策

令和 6（2024）年 3 月発行

発行所 公益財団法人アジア成長研究所
〒803-0814 北九州市小倉北区大手町 11 番 4 号
Tel : 093-583-6202 / Fax : 093-583-6576
URL : <https://www.agi.or.jp>
E-mail : office@agi.or.jp
