

電力自由化の下でのエネルギー安全保障 と温暖化対策

小笠原 潤一 *

要旨

1990年代後半から電力自由化を採用する国が先進諸国を中心に増加した。しかし2000年代後半頃より温暖化対策への要請が強まったことで発電投資に対して政策介入が行われる例が増えている。特に2010年代に再生可能エネルギー発電が急増したことで、容量メカニズムという補完的仕組みを採用する国・地域が増えている。また選択可能な電源種が限定されたことでガス火力発電や太陽光発電等、特定の供給力への依存が高まり、新しい供給リスクが登場している。今後は、単純な市場原理を追求するのではなく、複数の政策課題が両立する仕組みを検討していく必要が生じるであろう。

1. 電力自由化とは

電力自由化とは規制当局により事業認可を受けた事業者が、規制当局の監視の下で発送配電設備形成を行い、供給原価に基づき料金を定めることで事業運用に必要な費用を回収する仕組みであったものを、競争原理の導入が可能な範囲で市場参入規制を緩和して市場競争を導入するものである。送配電事業は規制事業とされ引き続き総括原価方式に基づく料金規制や需給バランス維持義務等の事業規制を受けるが、発電事業及び小売供給事業には保安や安定供給に関する規制を除き、原則として市場原理が導入される。

自由化された発電事業では競争を促すために卸電力取引所が設立されることが多い。わが国でも日本卸電力取引所（JEPX）が設立されており、ゾーン型前日スポット取引と当日時間前市場が開設されている。取引所取引を通じて、卸電力取引価格が可視化されるため指標価格となって相対取引契約等に影響を及ぼすことも多い。前日スポット取引は売り手・買い手による入札が行われ、取引時間区分ごとに需要曲線と供給曲線を形成して交わった交点で取引価格及び取引量が決まる。競争が十分である場合には売り手である発電側は発電設備の運用にかかわる変動費用に基づいて入札価格を決めるとされ、需給が一致する変動費が最も高い、すなわち限界的な発電設備の変動費で市場価格が決まることになる。

規制下ではエネルギー安全保障や温暖化対策等の規制当局の政策目標に応じて、事業者と協議の上で電源構成の方向性が決められることが多かった。しかし電力自由化の下では発電事業者は最も利益の得られると判断した発電設備の投資を行うことになる。エネルギー価格が全般的に安価であった1990年代から2000年代初旬にかけては、ガス火力発電の競争力が高く先進諸国ではガス火力発電投資ブームが起きたが、その後エネルギー価格の高騰により石炭火力発電の競争力が高まった。このように発電投資はエネルギー価格に左右されるため、政府の求め

* (一財)日本エネルギー経済研究所 電力・新エネルギーユニット 担任補佐 電力グループマネージャー 研究理事

¹ わが国では30分単位

るエネルギー安全保障及び温暖化目標と一致するとは限らない。そのため温暖化対策の要請が強まった 2000 年代後半頃より電気事業に対する様々な政策介入が行われる例が増えている。

2. 発電事業への政策介入

2-1 再生可能エネルギー発電

温暖化対策の例としては再生可能エネルギー発電への支援や発電設備の CO₂ 排出規制等がある。再生可能エネルギー発電への支援は補助金、RPS²や FIT³等がある。FIT 制度を通じた再生可能エネルギー発電の買取の場合、価格の設定水準によっては多額の利益が得られることで導入量が急増することもある。2010 年頃より太陽光発電の設置費用が低下傾向にあり、価格設定に対して得られる利益が多額となる地域が増加した。このため FIT 制度を導入した国では太陽光発電投資ブームが発生し、短期間で制度の見直しが行われることが多くなった。

わが国でも 2012 年に FIT 制度が導入され、太陽光発電の買取価格が高額であったため急激に導入量が増加して 2017 年 12 月時点で太陽光発電の導入量は 4,280 万 kW そして認定容量は 7,088 万 kW にも達している。こうした再生可能エネルギー発電の増加は競争原理に基づかないものであり、他の電源を市場から押し出す効果があり、価格形成にも大きな影響を与えている。特に FIT 制度のような補助金の形式で再生可能エネルギー発電へ支援が行われる場合、再生可能エネルギー発電に関する費用が卸電力取引から賦課金等のような形式で外部化されるため真の供給コストと卸電力価格との乖離を大きくさせると共に、ネットワークの利用率減少や賦課金増加を通じて電気料金を押し上げることで「デススパイラル」と呼ばれる系統電力からの需要家の離脱に至る問題点が指摘されている。⁴

2-2 脱石炭火力発電

イギリスでは脱石炭火力発電の方針に基づき、炭素の下限価格（CPF : Carbon Price Floor）を導入したことで 2015 年頃よりガス火力発電が石炭火力発電よりも変動費が安価となり、石炭火力発電の発電量が急激に減少している。イギリスは 2025 年までに石炭火力からの撤退を政策目標としており、そのための政策措置である。欧州を中心に温暖化対策の観点で脱石炭火力を政策目標として掲げる国が増えており、これも卸電力市場に基づかない発電事業への政策介入の例と言える。更に金融業界や保険業界でも脱石炭火力に向けた動きが強まっている。石炭火力発電の建設には保険が必要だが、プロジェクトに対する保険の引き受けを停止する保険会社も登場しており、市場原理以外で石炭火力発電プロジェクトが進み難くする要因の一つになっている。

² Renewable Portfolio Standard: 小売供給事業者に一定割合の再生可能エネルギー発電の買取を義務化するもの。

³ Feed-in Tariff: 再生可能エネルギー発電の種類別に買取価格を設定し、定められた期間中の買取を保証するもの。最近では卸市場価格に一定額のプレミアムを支払うもの（Feed-in Premium）もある。

⁴ Severin Borenstein and James Bushnell, “The U.S. Electricity Industry after 20 Years of Restructuring”, 2015 年 5 月の p.26~27 参照

2-3 容量メカニズム

元々、1990年にイギリスでプール市場の運用を開始した際に、容量支払い制度を通じて固定費の回収を補填する仕組みが併設されていた。しかしプール市場においては市場支配力の行使が容易であったことやエネルギー価格の高騰で卸市場から利益を得られやすい市況が生まれたこともあり、遅れて電力自由化を選択した大陸欧州の多くではプール市場及び容量支払いという組み合わせは選択されなかった。

2010年代はガス価格が下落したが、政策的な再生可能エネルギー発電の導入拡大とリーマンショック以降の電力需要の低迷により供給過剰感が強まったため、火力発電の稼働率が低迷して大規模発電投資のリスクが高まった。このため先進諸国では30万kWを超えるような発電設備投資の実現が難しくなっている。その一方で政策的な優遇措置に伴い再生可能エネルギー発電の設備容量は増えたものの、出力が気象条件に依存するため火力発電、特にガス火力発電は将来的にも必要とされ、ガス火力発電の固定費の回収を下支えする容量メカニズムを導入する国・地域が増えている。

しかし運転開始の3年～4年前にならないと、容量メカニズムを通じた報酬が得られるか否かが決まらないことや、長期で容量メカニズムから報酬を得る仕組みになっている制度が少ないことも強く影響しており、ガスパイプラインや変電所の新設を伴うような更地への新設や開発に長期を要する大規模プロジェクトの建設が難しくなっており、今後も同様の傾向は継続するであろう。

3. 新しいリスクと市場原理

3-1 特定供給力への依存

米国ではガス価格の低迷により石炭火力発電の廃止が増加しているが、このことによって地域によっては供給力に占めるガス火力発電の割合が著しく高まった地域が増えるようになった。米国におけるガス供給はパイプラインを通じて行われているが、寒波に際してガス発電のガス購入はノンファームと呼ばれる優先度の低い契約であることやガス供給設備の支障に伴ってガス発電が行えなくなることが起こりやすい。米国ではこのガス発電へのガス供給の問題を安定供給上の新たなリスクと捉え、分析手法の開発等を含め検討を進めている。

ニューヨーク州ではニューヨーク市の燃料調達と送電に制約があるため、緊急時を見据えて天然ガスと石油の両方を燃焼させて発電できる混合燃料火力発電が多く設置されている。2018年1月に北米へ寒波が襲来した際にガス供給の制約が生じたものの石油の割合を高めることで安定供給を維持した。これら混合燃料火力は稼働率が低いものの、容量市場での収入で設備の維持を行っており、1月など需給が厳しくなる時期に稼働させて安定供給へ貢献している。日本では老朽石油火力発電を残す価値が認められなかったため、現在、多くの地域で廃棄が進んでいることに留意が必要であろう。

そうした代替手段が確保されていない場合、特定燃料への依存は安定供給リスクを高めることになり、今のところそうした緊急時には節電や負荷遮断を通じた需要の抑制への期待が高まるがこれを市場原理と呼んで良いか疑問が残る。近年、自然災害による供給設備の破損も生じる場合もあり、例えば火力発電が故障した場合、節電要請が長期化する可能性もある。ある程度、冗長に供給力確保を認めるかも重要な論点になるかも知れない。

3-2 ダックカーブ化

太陽光発電に偏在して再生可能エネルギーの導入が拡大しているのは、今のところカリフォルニア ISO と九州電力管内が例として挙げられる。太陽光発電の導入が拡大した場合、給電指令に従う発電機が追従する対象である純負荷（電力消費－太陽光発電等の変動型再エネ）は朝と夕方の二度ピーク化する。火力発電は一度停止すると再度稼働するまでに数時間を要することが多いため、朝のピークの後で昼間に向けて火力発電の出力を絞り、夕方に向けて再度発電の出力を急増させる運用を市場原理のみで決めるのは非常に難しい。予備力の領域ではない卸電力取引における負荷追従能力を取引価格へ反映させることは難しく、米国 RTO では 5 分間隔で卸価格を決めることで短時間での応答性としての出力調整の価値を反映させようとしているが、日本のように 30 分ごとの市場取引では急激な出力変動を反映させ難い点は留意が必要であろう。

3-3 選択枝の減少と市場原理

先進諸国では電源新設の選択枝が限定されつつある。新規の火力発電は事実上、ガス火力発電に限定されつつあるが、市場原理の下で新設ガス火力発電が利益を得ようとするすると新設の効率性の良いガス火力発電は市場価格を決める効率性の悪い既設ガス火力発電との燃料費の差で利益を稼ぐ必要がある。容量市場はガス火力発電の固定費回収を補完するために設置されるが、容量市場が固定費回収の主たる源泉になってしまうと「市場メカニズム」の有効性に疑問を呈さざるを得ない。変動費の小さな固定費型の供給力が太宗を占める状態になった際に、限界価格原理を基礎とした取引所取引を継続するかも重要な視点である。

また再生可能エネルギー発電を政策的に導入拡大したため、先進諸国では供給過剰気味になっている。供給過剰の状態では石炭火力発電が残っていた場合、米国を除き燃料費の安価な石炭火力発電の方に競争力があり、ガス火力発電の稼働は困難になる。再生可能エネルギー発電の出力変動に対応するためにはガス火力発電の稼働を優先した方が良いが、通常の供給力の負荷追従性には卸電力市場取引の中では追加的な付加価値を付けられないため、石炭火力発電が優先されることになる。米国で再生可能エネルギー発電の導入量の多いカリフォルニア ISO と MISO⁵では数時間先までの需給バランス維持の観点で最適化計算を行った結果を考慮した上で給電指令を出すという修正された短期最適化を図っていることも参考になるのではないかと。

以上の通り、政策的に電源構成を偏らせる政策を追求した結果、単純な市場原理の仕組みでは安定運用の達成が難しくなる局面が今後増えてくるものと考えられる。今後はこういった補完的仕組みでリスクを減らすか、いずれかの段階で抜本的に制度を見直す必要性が高まるであろう。

3-4 市場原理の適用範囲の問題

卸電力取引は伝統的には 30 分や 1 時間といった取引の時間区分単位で積算された kWh 量を基に行われてきた。近年では供給力確保への価値を容量市場で kW 価値として取引されるようになり、予備力・調整力として供給力を待機させかつ必要な時に出力調整を行う調整力価値を Δ kW 価値として取引するようになっている。その一方で小規模発電設備と大規模発電設備と

⁵ Midcontinent Independent System Operator（中西部地域を中心に需給運用を行う ISO）

では電圧維持要件や周波数維持のための応答性能の装備（慣性力の提供能力含む）など、これら3つの卸電力取引に反映されない機能が存在しているのも事実である。これまでは性能要件の違う再生可能エネルギー発電をシェアが小さいからということで同様に扱われて来たが、そうした各種機能を価値化するか、再生可能エネルギー発電でも同様の機能の装備を求めるかという選択の検討を始めても良い時期に来ている。

執筆者紹介

小笠原 潤一（おがさわら じゅんいち）

1995年日本エネルギー経済研究所入所。電力グループマネージャー、化石エネルギー・電力ユニット担任補佐、総括研究主幹、グリーンエネルギー認証センター副センター長などを経て、2018年より現職。専門はエネルギー需給分析、電力経済、欧米諸国の電力規制緩和政策。関連著書・論文多数。