

「容量市場、系統制約、スポット価格高騰の問題に対する意見」

令和 3 年 3 月 29 日

再生可能エネルギー規制総点検タスクフォース

大林ミカ、川本明、高橋洋、原英史

総論：公正な競争環境の未整備が共通の背景要因

・容量市場、系統制約、スポット価格高騰の問題については、これまで長時間にわたって規制当局（資源エネルギー庁及び電力・ガス取引監視等委員会）と議論させて頂いた。その結果、認識が一致したり対応策を見出せたりした点もあるが、公正な競争環境の整備の重要性と現状の評価について、認識の相違が大きいと痛感している。

公正な競争環境の整備の重要性)

・当タスクフォースは、現在の日本の電力市場において、公正な競争環境が十分に整備されていないと考えている。発電市場でも小売市場でも、大手電力会社が 8 割以上の市場シェアを握り、これらは一体経営の場合が多く、かつ独占が続く送電事業は十分に中立化されていない。それが、特に再生可能エネルギー関連が多い新規参入者の事業活動を大きく制約し、消費者にも不利益をもたらしている。

・市場を開放しただけでは、支配的事業者と新規参入者との間で健全な競争は生じないのであり、規制当局が適切に関与して競争促進策を採ることが、重要である。これは、諸外国にも他の公益事業にも当てはまる、自由化の普遍的な原理である。規制当局には、支配的事業者に構造分離を促したり、非対称規制を課したりすることが求められる。それは、自由化の初期段階にあり、寡占性が高い日本において特に重要である。

競争促進策の不十分さが問題の背景要因)

・競争促進策を講じていくには、一定の時間がかかる。とはいえ、日本の改革の速度は遅い。欧米から 20 年近く遅れて、福島第一原発事故後に電力システム改革が本格化したのが、2021 年の現時点でも競争環境は公正と言えない。当タスクフォースは、新規参入者に圧倒的に不利な競争環境の改善が急務と考えるが、規制当局は競争環境を妥当と考えているようであり、支配的事業者や既存電源への配慮が感じられる。

・容量市場、系統制約、スポット価格高騰の問題の背景には、この公正競争上の問題が共通して横たわっている。発電分離が十分に徹底されず、先着優先などのルールが残っているため、再エネ発電事業者は送電網を適切に利用できない。発電市場が寡占的で、グロスビディングは表面的な効果しかなく、先物市場も未成熟な中で、新電力にとって予測困難なスポット価格の高騰が続いた。このような状況下で、必要性に疑義のある容量市場を導入すれば、大手電力会社の柔軟性に乏しい集中型電源への補助となり、カーボンニュートラルの実現を妨げるだろう。欧米において競争環境の整備が概ね完了されていることと比べれば、日本の競争環境は、「未完」なのでなく、「未整備」と言うべきである¹。

¹ スポット価格高騰問題を検証した電取委は、「制度に不備があったというよりは、未完（完成途上）であった」のであり、「事業者は現在の制度を前提として参入して」いる以上は、「適時的救済」は不要と結論付けている。制度設計専門会合、第 58 回資料 3-2、2021 年 3 月 24 日。

義務的・構造的措置の必要性)

・「安定的な電力供給」を、「事業者や需要家の「選択」や「競争」を通じた創意工夫によって実現する方策が電力システム改革」（電力システム改革専門委員会「報告書」2013年2月）である。この基本理念に立てば、これまでの競争促進策は不十分であり、再エネの主力電源化だけでなく、「安定的な電力供給」も脅かす恐れがある。

・規制当局が既に実施した、あるいは準備している対策には、需給曲線に関する情報公開や社内外無差別な電力卸売のコミットメントなど、評価できるものもある。しかし、これまでの経緯を考えれば、それら個別的な対策だけで、上記の問題への本質的な解決策になるとは思えない。規制当局は、現状の競争環境への認識を抜本的に改めた上で、義務的な市場玉出し、発販分離、送電事業の所有権分離といった、義務的・構造的な措置も含めた対策を速やかに講じるべきである。

各論1：容量市場の問題

容量市場の必要性からゼロベースで再検討を)

・第1回タスクフォースで提言した通り、容量市場については、その必要性自体から慎重に再検討すべきである。自由化で先行する諸外国においても、容量市場の必要性には議論があり、例えば欧州委員会は、容量メカニズム（「容量市場」ではない）は、発電事業者への国庫補助に繋がり、市場競争を阻害する恐れがあるという²。そのため、まずアデカシー評価を十分に経なった上で、たとえ供給力確保策が必要だとしても、市場制度改革を優先すべきことが、強調されている。改革の順序が重要なのである。

競争環境への悪影響)

・特に日本は、本格的な自由化から年数が浅い中で、大手電力会社が所有する電源が、電気事業者所有分の8割と寡占状態にある。広域機関の供給計画によれば、供給力は今後増える予定にあり、予備率には余裕があるという³。発電部門の収益が下がり、発電所への投資が本当に滞っているのか、発販一体会社では部門別の収支が公表されていないこともあり、検証は十分でない。スポット市場も先物市場も未成熟で、需給調整市場は未整備（2021年4月から順次開始）な中で、容量市場を急いで創設する必要性に乏しい。

・それを強行すれば、多くの大手電力会社で発販一体構造が維持されており、一定程度の相殺が可能で、発電所を多く有しない新電力に過度な負担となるだろう。実際に大手電力会社の中には、容量拠出金の支払いを新電力の経営上の負担材料として、営業活動に利用していると見られる事案がある⁴。安定供給を確保するためとされる仕組みに、このような弊害があることを認識すべきである。

再エネ主力電源化との整合性の確保)

² European Commission (2016) Report from the Commission, Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms.

³ 電力広域的運営推進機関「2020年度供給計画の取りまとめ」2020年3月。

⁴ 延岡市は、自らが出資を計画していた地域新電力に対して、九州電力が「容量拠出金の負担が多額になる」と関係者に説明し、「小売全面自由化を妨害する行為」を行なったと、抗議している。

<http://www.city.nobeoka.miyazaki.jp/display.php?cont=210225164409>

・現在の日本では、公正な競争環境の整備とともに、カーボン・ニュートラルや再エネの主力電源化が優先すべき方針として掲げられている。何らかの容量メカニズムを導入するとしても、これと整合的な制度にすべきであり、柔軟性の低いベースロード電源への補助や火力発電の延命への寄与になってはならない。

・しかしながら、タスクフォースの提言以降、容量市場の見直しの議論は、むしろ懸念を拡大させる方向に進んでいるように思われる。即ち、現在の容量市場に加えて、「投資回収に長期間を要する電源」への投資確保策として、「容量市場の価格を長期固定化する案」が検討されている⁵。この詳細は不明であるものの、市場制度はできる限りシンプルで市場機能を活かすものにすべきであり、複雑で競争阻害的な仕組みは避けなければならない。

各論 2：系統制約の問題

・第3回タスクフォースで提言した通り、系統制約の問題は、公正な競争環境が整備されていない典型例であり、再エネの大量導入を直接的に阻害してきた。先着優先の接続ルールの撤廃、メリットオーダーに基づいた給電の徹底、送配電事業者の責任と負担による系統接続の確保や系統増強、出力抑制に対する適切な補償など、再エネ発電事業者に系統の合理的な利用を保障すべきである。

ノンファーム型接続の全国展開)

・ノンファーム型接続が1月13日に全国展開されてから2ヶ月が経過した。第一歩として評価するものの、接続検討の受け付けの97%が東京電力パワーグリッド管内に偏る⁶など、実効性の確認はこれからである。一部の再エネ事業者から、ノンファーム型接続の下での出力抑制量の不確実性が申し込みの制約になっているとの声も聞かれる。東電PG以外の送配電事業者において、どうして受け付けが少ないのか、受け付け方法や情報提供に改善の余地はないかなど、調査を求めたい。

・また、半数前後の送配電事業者が受け付けゼロとなっている要因として、今回は基幹系統のみを対象としているからと考えられる⁷。南東北エリアでは、基幹系統に余裕があるとの理由で、未だN-1電制の対象のままで空き容量不足が生じている例もある。このような地域でもローカル系統などにおいて混雑は生じているのであり、再エネの接続を抜本的に増やすためには、第3回タスクフォースで指摘した通り、ローカル系統、そして配電系統への対象拡大こそ急ぐべきである⁸。

北海道地域の蓄電池設置問題)

・北海道地域において周波数変動対策として蓄電池は不要というのが、当タスクフォースの認識である。そもそも、蓄電池設置の根拠の一つとされている、「再エネ電源の連系拡大による周波数調整面への影響が顕在化した事例」⁹について、需要の増加と太陽光発電の減少に対し

⁵ 基本政策分科会持続可能な電力システム構築小委員会、第9回資料2、2021年3月17日。

⁶ 接続検討容量223.1万kWの内、東電PGが216.5万kWを占めた。再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会、第27回資料6、2021年3月12日。

⁷ 例えば、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電、関西電力送配電、中国電力ネットワークは、基幹系統に空き容量があるため、ノンファーム型接続となる系統はないと公表している。

⁸ 他社に先んじて東電PGは、2021年3月15日から一部のローカル系統についてノンファーム型接続の試行的な受け付けを始めた。

⁹ 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、第8回資料3、2016年10月14日。

て、地域間連系線等を活用した調整力が限界に達しているのか、最新のデータを踏まえた再検証を求めたい。

- ・その上で、蓄電池が必要というのであれば、送配電事業者が自らの責任と100%の負担の下に、系統側に設置すべきである。
- ・また、風力発電に対する系統側蓄電池の募集プロセスとは別に、風力及び太陽光の発電サイト側への蓄電池設置を実質的に要求するルールが残されている（北海道電力ネットワーク「系統連系技術要件」）。サイト側設置は合理的でないため系統側設置に変更したはずであり、本ルールは即刻廃止すべきである。

各論3：スポット価格高騰の問題

主たる要因の正確な説明の必要性)

・本件の主因は、第4回及び第5回タスクフォースで指摘した通り、売買取入札量の大きなギャップという、スポット市場における取引行動の問題であり、全国的な需給に関わる外部要因は本質的問題でない。電取委などによる調査や情報公開の結果、我々の指摘が正しいことが明らかになってきたが、規制当局や大手電力会社は、全国的な需給に関わる外部要因を挙げる状況が続いている¹⁰。

・厳冬による需要増は「数年に一度レベル」と予測可能な範囲であったこと、設備容量(kW)は十分にあり、火力発電の老朽化と無関係であること、太陽光は前年と比べて20%以上発電電力量が増加し¹¹、スポット価格の抑制に貢献したことなど、当タスクフォースがデータを示して指摘してきたところである。主たる要因を特定しなければ、適切な対策を講じられないのであり、真相の究明と正確な説明を強く求めたい。

燃料制約の背景要因)

・電取委の聞き取り調査などでも、LNGと石油の燃料制約が大きく働いたことが、大手電力会社のスポット市場への売り入札減につながったことは、間違いないようである。しかし、その異例の規模と期間の燃料制約の背景は、北東アジアの寒波やパナマ運河の渋滞などの本質的でない要因¹²を除けば、十分に説明されていない。

・電取委によれば、燃料制約による火力発電の運転抑制の判断は妥当であったとのことだが、その前提として燃料在庫自体がどうしてそこまで不足したのか、未だ不明である。資源エネルギー庁によれば、既に2020年11月の大手電力会社のLNG在庫量は、過去2年間と比べて2割程度少なかった¹³。そして、「数年に一度レベルの厳冬」ではなかった12月上旬から、複数の大手電力会社にLNG燃料制約が生じていた¹⁴。それが、12月中旬の若干の寒波を経て、下旬か

¹⁰ 例えば、電取委の調査の結論では、「需要増（寒波）」を「供給源」と並ぶ2大要因としている（前出、第58回制度設計専門会合資料3-2）。関西電力送配電の2021年3月19日のプレスリリースでは、「この冬の厳しい寒さと天候不順等による電力需給の逼迫に起因する卸電力市場価格の高騰」と説明されている。

¹¹ 一般送配電事業者各社の電力需給実績（9エリア合計）によれば、12月20日から1月27日の間に、暖冬であった2019年度は1日当たり1.19億kWhの発電電力量であったのに対し、2020年度は1.44億kWhと21%増加した。1日の最低の発電電力量については、2019年度の3,316万kWhに対して、2020年度は3,856万kWhと16%増であった。尚、太陽光の設備容量は10%増加したとのこと。

¹² 日本のLNG輸入において、スポット取引の割合は12.6%（2019年）に止まる。パナマ運河を経由する米国産のLNG輸入量は、日本全体の5%程度に過ぎない。その上、2020年12月の日中韓のLNG輸入量は、1年前と同程度であった。従って、通常のLNG在庫量があれば、これら外的要因の影響をほぼ受けなかっただろう。

¹³ 電力・ガス基本政策小委員会、第32回資料7、2021年3月26日。

¹⁴ 東北電力と四国電力は12月1日から、JERAと関西電力は12月5日から、LNGの燃料制約を実施した。（前出、第58回制度設計専門会合資料3-2）。

ら玉突き的に全国各社へ波及し、石油の燃料制約にも飛び火し¹⁵、收拾が付かなくなったと考えられる。11月からの燃料調達の判断は適切だったのか、過去（今回と同程度の「厳冬」であった2017年度等）との違いや大手電力会社間の違いにも注目した、徹底的な検証を求めたい。

発電事業における非対称規制の必要性)

・火力発電の電源トラブルも一因のようなのだが、その規模が例年と比べてどうだったのか、トラブルの原因は何なのか、太陽光の出力に対する分析などと比べて、十分に明らかにされていない。燃料制約も計画外停止も多くが大手電力会社内部（発電部門）の問題であり、新電力との間で情報格差があった恐れがある。

・発電事業は自由化されており、LNGの調達は各社の経営判断に委ねられるため、在庫不足の責任を問われるものではないとの指摘がある。またそれが故に、個社のLNG在庫量の公開を拒絶する声もあると聞く。しかし、現状の大手電力会社は支配的事業者であり、総論の通り、競争促進策は不十分であることに鑑みれば、LNG調達のあり方やその情報公開に対して、非対称規制を課すべきである。

大手電力会社の買い越し)

・燃料の在庫不足などを主要因として、大手電力会社はスポット市場の売り入札を急減させ、一方で自社需要のために買い入札を増やした結果、12月末から1カ月近くの間、基本的に買い越し（売り入札総量<買い約定総量）の状態に陥った。新電力は常時買い越しが基本であるため、スポット市場では売り切れに至り、価格高騰が続いたのである。

・これについて、高値の買い入札による「スパイラル的な高騰」と説明されているが、これだけでは実態を把握できない。大手電力会社及びその子会社による影響が大きいのか、新電力による影響が大きいのか、更に精査が必要である。

グロスビディングの効果への疑問)

・今回の様々なデータから明らかになったことは、大手電力会社に課された数少ない競争促進策と位置付けられてきたグロスビディングの効果への疑問である。自主的取り組みであったため、関西電力、中国電力、北陸電力は、自社の売り玉を確保するため、グロスビディングを取り止めた。また、大量の高値（999円/kWh）買い入札から分かる通り、グロスビディングは、需給曲線を右側にシフトさせるだけで、実質的な意味で市場の流動性を増やしてきたのか、疑問と言わざるを得ない。市場取引の規模を実質よりも大きく見せる効果しかないとすれば、むしろ市場を混乱させる危険性もあり得る。

・本来自主的であったとしても、グロスビディングは、発電事業者と小売事業者がそれぞれ独立した立場から合理的な入札行動を取る場合に、需給を反映した価格形成や実質的な流動性の拡大などの効果があると考えられる。取り止めても約定価格への影響がないようなグロスビディングだとすれば、発電・小売間の情報遮断を前提とした透明性の高いルール整備した上で、一定量の義務的な玉出しに変更すべきである。

インバランス料金の問題)

・スポット価格高騰の要因として、規制当局による不足インバランスへの指導が厳しく、かつインバランス料金がスポット価格の上昇とともに果てしなく高騰する算定方法を採用していたこ

¹⁵ 石油の燃料制約は、12月26日から関西電力、中国電力、四国電力などで表面化した。制度設計専門会合、第56回資料3-1。

とも、指摘できる。1月17日からの200円の上限定額は、市場を落ち着かせる一定の効果があったものの、対応が遅かったとの批判は免れない。インバランス料金の制度改定は、2022年4月を目処に進められているが、前倒しを検討すべきである。

・また、インバランス料金も高騰したことによって、送配電事業者は大きな差益を得た可能性が高い。実際のインバランス収支を早急に公表の上、後述の通りその新電力への還元を行うべきである。

送配電事業者と小売事業者の情報管理の問題)

・大手電力会社の売り入札不足の背景には、送配電事業者の需給調整の影響がある。送配電事業者は、調整力が不足したため、調整力を持つ発電事業者（多くが同じエリアの大手電力会社）に対し、調整電源の発動を求めたり、市場に供出せず燃料を温存していた部分を調整力として予約したりした結果、燃料不足を加速させた面もあった。

・また、大手電力会社は、発送電分離の「行為規制に配慮しつつ協調して対応」したとされる¹⁶。調整力の発動状況は電力需給のひっ迫状況を表すが、発電一体であることも踏まえると、大手電力会社は送配電事業者からの情報でひっ迫状況を知る一方、他の発電・小売事業者には情報がなく、市場に影響を与える情報の格差が生まれることになる。また、送配電事業者とグループの発電・小売会社との間で行われる「協調」も、情報格差の源となる。

・送配電事業者とグループ会社との間でどのような情報がいつ共有されたかは、これまでのところ明らかにされていない。市場に影響を与える情報は全ての事業者に共有されるべきであり、詳細に検証すべきである。また、今回の「協調」を検証した上で、行為規制の例外として情報共有が許される場合のルールを、情報の管理・公開の両面から厳格に設定すべきである。

義務的・構造的措置を含めた制度改革の必要性)

・現時点で不当な行為は見つかっていないが、第5回タスクフォースで指摘した通り、そこそこ今回の問題の本質がある。不当な行為がないのに異常事態が生じたとすれば、市場制度の不備が最大の要因ということになる。発電市場が寡占的な上、大手電力会社に対する義務的措置や非対称規制がない中で、大手電力会社の発電事業や燃料調達に自由競争だから問題ないとするれば、規制当局の責任が問われざるを得ない。

・今回のような異常事態が、「数年に一度」生じてはならない。支配的事業者による不当でない行為がこれをもたらすとすれば、より強力な競争促進策によって公正な競争環境を整備するしかない。まずは、先物・先渡し市場やデマンドレスポンスの拡充、市場情報の適切な公開などの対策を、徹底的に講じるべきである。同時にその大前提として、旧卸電気事業者等の電源の義務的な切り出し、大手電力会社の一定量の義務的な市場玉出し、発電分離、送配電事業の所有権分離といった義務的・構造的な措置は不可欠であり、速やかに検討すべきである。

新電力等の緊急支援)

・新電力の中にもリスクヘッジできていた事業者がいるため、大規模な支援はすべきでないとの意見がある。しかし、価格高騰の最大の要因が市場制度の不備であれば、新電力の損失の大半を自由競争下の自己責任とするのは、公正でない。

・また、通常のスプレッド市場での自由取引以外に、政策的枠組みの下でのFiT特定卸供給の逆ザヤや、それを仲介する一般送配電事業者の差益、2,300億円に上るとも言われるインバラン

¹⁶ 電力・ガス基本政策小委員会、第30回資料3、2021年2月17日。

ス収支の問題¹⁷もある。規制当局の責任の下、インバランス料金など不適切な差益を還元することが求められる¹⁸。

・新電力にとって、今回のような異常な価格高騰が二度と起きない制度改革が、事業継続の大前提になる。スポット価格高騰に関わる支払いについて、十分な再発防止策の実施まで延期を認めることを検討すべきである。その上で、今回の価格高騰は制度の未整備による異常事態であり、その支払いは特別損失として計上すべき性質のものであることを、規制当局が情報発信することも、一案である¹⁹。

最後に

・残念ながら、現時点で当タスクフォースと規制当局との間で、認識や見解の相違は大きい。「総論」で述べた通り、まず公正な競争環境を早急かつ十分に整備することこそが、再エネの主力電源化にも自由化の促進にも安定供給の確保にも有効かつ不可欠な、最優先の政策である。そのような基本認識に立ち、全ての問題を再検討されたい。

・小売全面自由化から5年、発送電分離から1年が経過し、電力システム改革は重要な局面に差し掛かっている。カーボン・ニュートラルという新たな大方針を踏まえ、これまでの政策を包括的に検証するとともに²⁰、当タスクフォースのこれまでの意見書で触れた論点も含めて対応策を整理した工程表を作成し、遅くとも5月末までに示されることを、改めて要請する。

以上

¹⁷ 日経エネルギーNext「なぜ、インバランス料金は跳ねたのか」、2021年3月15日。

¹⁸ 資源エネルギー庁から、今回のインバランス収支管理について、「収支相償の観点から、仮に大きな収支過不足が発生した場合にはその還元・調整等を検討する」との方針が示されている。電力・ガス基本政策小委員会、第30回資料8、2021年2月17日。

¹⁹ 20を超える新電力が、2021年3月26日にそのような要望書を経済産業大臣に提出した旨、河野太郎規制改革担当大臣にも情報提供・支援依頼があった。当タスクフォースはこれを支持する。

²⁰ 梶山弘志経済産業大臣は、「まだ市場も含めて改善点が幾つかあると思いますので、ここで5年経ったということで、この前の需給逼迫のような事象が起きた場合には、どこに改善点があるのかということを真摯に考えていかななくてはならない」と、記者会見にて発言されている。2021年2月9日。