

東電役員3人無罪の不当判決 … それなら、福島事故は一体誰に責任が？

リサちゃんとパパの会話：パート9



リサ ねえパパ。8年以上前に起きた福島第一原発重大事故って、今でも被害が続いているんでしょう。そんな大きな事故を起こした東京電力の当時の責任者が無罪になったって本当？

パパ 9月19日に東京地裁で出された刑事裁判の判決だね。事故当時の勝俣恒久会長(2002～08年社長)、武黒一郎フェロー(2007～10年副社長(原子力・立地本部長))、武藤栄副社長(2008～10年原子力・立地本部副本部長、2010年6月～副社長(同本部長))の3人の刑事責任が問われたんだけど無罪になった。



リサ 事故で避難した人の中に双葉病院の患者さんもいて、放射線防護具がなくて避難が遅れたり、放射線スクリーニング待ちのためバスの中で長い間放置されたり、病院自体が汚染されて高線量になったために救助作業も途中で打ち切られたり、人権無視の悲惨な被害がもたらされたんでしょう。

パパ その通りだ。海渡弁護士によると、判決では「長時間の搬送や待機等を伴う避難を余儀なくさせた結果、搬送の過程又は搬送先において死亡させ」たの一言で片づけられていて、原子力災害の悲惨な被害が全く事実認定されていないという。被災者に寄り添わない刑事裁判なんて意味ないよね。

リサ そうよ。刑事事件では裁判で被害者の無念を晴らすことが目的なのに、ひどい！

パパ それに、伊方訴訟の最高裁判決でも「災害が万が一にも起こらないように原発の安全性を確保しなければならない」としていたのに、今回の東京地裁判決では「絶対的安全性の確保までを前提としてはいなかったとみざるを得ない」というんだから、ひどいもんだ。阪神・淡路大震災を繰り返さないために作られた政府の地震調査研究推進本部の長期評価で大きな津波が起こる可能性があるると具体的に指摘され、東電社内でも検討が進んでいたのに、「絶対的安全性の確保」まで求めているなんてよく言えたもんだ。

原子力優先・再エネ妨害の電力システム改革に反対しよう！ 討論集会

報告1. 容量市場・ベースロード市場・非化石価値取引市場を斬る

報告2. 関西電力の発注工事キックバックと腐敗した企業体質

日時：10月27日(日) 午後1時半～

場所：中央区民センター(地下鉄「堺筋本町」駅下車 3番出口東へすぐ)

主催：若狭ネット 072-939-5660(くぼ)

10月25日(金) 午後4時に関西電力本社へ10.26反原発デーの申し入れをします！ 対話拒否の関電を賄賂問題で、一緒に追い詰めましょう！



巻頭以外の目次

1. 容量市場・ベースロード市場・非化石価値取引市場を中心とした電力システム改革は、原発を維持し、再稼働を押し進め、再エネ拡大を阻害する---2. 送配電網の全国統一公的管理で脱原発と再エネ優先接続・優先給電を！
2. 旧一般電気事業者は市場支配力で「容量市場」を攪乱し、新電力との競争力維持に走る…「容量市場」の開設は断念すべき
3. 旧一般電気事業者が、賠償費一般負担金「過去分」を新電力にも負担させ、新電力に奪われた市場を取り返すためのベースロード市場は閉鎖すべき
4. FIT賦課金低減に役立たないFIT非化石価値取引市場は即刻閉鎖し、新電力いじめと原発補助の非FIT非化石価値取引市場は開設断念すべき



リサ 東電社内でも津波対策が必要だって言ってた人がいるのよね。

パパ そうなんだ。推本の長期評価に基づいて津波高さを評価すると15.7mにもなったんだ。東電で津波対策を担当していた課長の証言では「土木調査グループとしては(従来の想定を超える津波を)考慮すべきであるという結論になった。できるだけ早い段階で(津波対策の)検討を進めていく必要がある、というふうに考えた。」「震災の3年前から、現場では福島第一原発の新たな津波対策が必要と考えていた。」と言うんだ。現場では当然だったようだね。



リサ じゃあ、確信犯じゃないの。東電の偉い人たちも当然報告を受けていたんでしょ。

パパ 当時の原子力部門ナンバー2の山下和彦中越沖地震対策センター長は、2008年2月16日の勝俣社長や役員が出席する「御前会議」で、「推本の長期評価に基づいて津波対策を実施する方針を社長や役員らに説明し、会社としてその方針が了承された」と供述しているし、「推本を踏まえた津波高さが10m以下であれば、東電は2009年の当初のバックチェック最終報告の時期までに津波対策工事を完了させていたはずだ」とも述べていた。実際、「武藤副本部長のお話として山下所長経由でお伺いした話ですと、海水ポンプを建屋で囲うなどの対策が良いのではとのこと」とのメールが御前会議直前の2月5日に送られていて、この時点では津波の高さは10m以内に収まり、対策は4m盤上で完結すると考えられていたんだ。工事スケジュールまで作られて工事を始める寸前だった。

ところが、3月に東電設計が詳細計算では高さが15.7mになると東電へ報告し、10m盤を大きく超え、必要な工事規模も格段に大きくなった。担当者から報告を受けた武藤副本部長が防潮堤設置に必要な許認可手続きを調べるように指示しながら、7月には「津波想定方法は土木学会に検討してもらおう」と伝え、担当者は「力が抜けた」と言ってる。この一連の流れ＝先送りについて東京地裁判決はわざと認定していないんだ。おかしいね。

リサ 津波対策をとったとしても間に合わず、運転停止だけが有効な対策で、「長期評価」にはそこまでの信頼性がなかったって？

パパ そこが論理の飛躍なんだな。指定弁護士は「防潮壁の設置、建屋の大物搬入口や主要機器の設置されている部屋の水密化、代替電源などの高台設置などの対策をとるべきで、それが終わるまで運転を停止すべきだった」と言ってるんだけど、判決は「停止以外の対策はいずれも津波発生までに完了したことが証明されておらず、停止だけが有効な対策だった」とし、個々の対策が可能だったか、それによって結果を回避できたかについては全く検討せず、判断も示さなかった。

そうしながら、「推本の長期評価に停止を義務付ける程度の信頼性があったか」という観点から論じている。そうではなく、「推本の長期評価を取り入れた津波対策を実施するべきだったかどうか」をまず判断すべきで、判決は、指定弁護士の主張を捻じ曲げ、判断すべき論点をすり替えているんだ。

リサ そうなんだ。だけど、福島原発以外で津波対策をとった原発ってあるの？

パパ 東海第二原発では、東電とほぼ同時期に対策の検討を始め、短期間で安く実施できる水密化や防潮壁に代わる盛土の設置などの津波対策を実際にやってるし、東電の土木技術グループの担当者も、行政手続きを要しないで建設できる陸側の防潮壁の工事なら期限内に可能だったと証言している。

だから、期限内にできたかどうかは問題ではなくて、対策の有効性について争われていたんだ。たとえば、東電弁護側は「敷地の南側、北側、中間点の3か所に楡の歯のような防潮堤を築くこととなったはずで、このような対策では、実際の地震の際に東側全面から襲来した津波の敷地への遡上を食い止めることはできなかった」と反論していたんだ。ところが、判決はこの有効性について全く論じることも、判断することもなく、逃げたんだ。

リサ 裁判の場で争われていることについて双方の主張を整理したうえで裁判所としての判断をくださるのが判決じゃないの？

パパ 普通はそうだね。そうすると被告人を無罪にするのは難しいので、停止以外の対策を無視し、推本の長期評価で停止を義務付けるられるかというハードルの高い論点にすり替えたんだ。海渡弁護士の言うように「超えてはならない一線を超えた」とも言えるね。



リサ 最高裁判所は「憲法の番人」で、裁判所は国民の味方だと思ってたけど、悪い人の味方なの？おかしいよ。

パパ そうだね。これでは、福島事故という大災害が起きたのに、誰にも責任がないってことになる。国民の不信感は東電だけでなく裁判所へも向かわざるを得ないね。津波が来ると分かっている、対策を先延ばししたのは明白だから、東電役員の責任は重い。にもかかわらず、無罪だなんて信じられない。国民の不信感は東電、行政、司法のすべてに対して強まっている。国会で原発ゼロ法案が審議されるよう期待したいところだけどね。



リサ 指定弁護士は控訴したんだって？

パパ 「判決をこのまま確定させることは、著しく正義に反します」として9月30日に控訴されたよ。指定弁護士は国民の期待を裏切らなかった。最後まで徹底して闘えば勝機は出てくるはずだから、ぜひ頑張してほしいし、私達も応援しなくちゃね。

リサ 私たちの未来がかかっているんだから、二度とこんな事故を繰り返させないために責任を明らかにしてほしいわ。私も応援する。

パパ 実は、東電の無責任体質は今でも続いているんだよ。福島事故被災者の集団賠償請求を拒否したり、普通の東電社員による賠償請求により厳しい姿勢で臨んだり、100万トンを超える放射能汚染水を薄めて海に放出しようとしていたり、まるで他人事だ。9月の台風による千葉県での大停電でも、鉄塔や2千本もの電柱が倒壊したのに、現状把握もせず、甘い復旧見通しを出して、孤立した住民を裏切ったり、とんでもない。停電の原因を「想定外に強かった台風」に帰着させ、東電の施設管理責任には頼りかたしている。

送配電網の大半は1970年代をピークに整備されているため、すでに更新時期を迎えていて、東電も2017年度から10年間の更新計画を立てただけで、資金不足に直面しているんだ。送配電網の更新費の原資は託送料金だけど、東電の場合には福島第一原発の汚染水対策・廃炉費に毎年2,000億円を積立てることになっていて、その大半を託送料金の高止まりで捻出することになっている。

託送料金の収入で得た利益を「廃炉費負担金」として費用計上して、東電ホールディングスHDへ上納しているんだ。東電HDではこれを利益計上して、他の子会社からの利益も吸い上げて「廃炉費積立金」2,000億円を捻出している。これが送配電網の更新を妨げているんだ。経産省もそれが分かっているのに抜本的な手を打たないし、東電もまるで他人事のように無責任を決め込んでいる。6兆円もの廃炉費は有識者会議の試算にすぎず、廃炉費6兆円が必要だと認識した途端に東電は債務超過になって破産することになるから、「認識しない」振りをしている。

リサ そういえば、東電役員の責任は裁判で追及されてるけど、法人としての東電の責任はどうなっているの？

パパ 事故直後に破産処理して責任をとらせることも議論されたけど、税金1兆円を注ぎ込んで東電株を買取り、損害賠償や事故処理のために破産させないことにしたんだ。それが無責任体制の始まりだよ。東電に出資して原発推進を支えた金融機関や株主の責任も問われていない。銀行は、逆に、賠償費や事故処理費を融資して利子を稼いでいる。

リサ まるで、火事場泥棒ね。

パパ 東電を破産処理しなかったツケが今来ているんだ。損害賠償費が足りないからと言って、来年4月から賠償費一般負担金「過去分」2.4兆円が託送料金に転嫁され、40年間にわたって毎年600億円ずつ回収される。リサは原発の電気を使ってないのに、「過去分」を払わされるんだ。原子力とは無縁の新電力に契約変更しても払うことを義務付けられるんだよ。「これは憲法違反」だって提訴の準備をしている消費者団体もあるよ。

リサ 関西電力でも、工事費が業者から関電役員へ賄賂として環流したって話が出てるけど、無責任なのは東電だけじゃないのね。

パパ 福島事故の前から続いていた「慣例」のようだけど、地元対策として歴代役員の間で受け継がれていたようだね。事故後は原発再稼働の妨げにならないよう、一層注意して対応するようになったようだけど、悪事は隠し続けられない。内部告発から金沢国税局が動いて、慌てて賄賂を「返金」したようだけど、この問題も徹底して追及しないとね。

容量市場・ベースロード市場・非化石価値取引市場を中心とした電力システム改革は、原発を維持し、再稼働を押し進め、再エネ拡大を阻害する --- 送配電網の全国統一公的管理で脱原発と再エネ優先接続・優先給電を！

新電力の電力市場シェアは2019年6月現在、図1のように14.8%に達し、低压分野では直線的に伸び続けています。特別高圧・高圧分野でも、原発を再稼働した関西・九州・四国では旧一般電気事業者による巻き返しにあっていますが、他エリアでは伸び続けています。新電力への切替えと旧一般電気事業者内での規制料金から自由料金へ切り替えを含めた低压分野でのスイッチングは31.5%に達し、毎年約6%の割合で切替えが進んでいて、旧一般電気事業者の最大の利益源だった低压分野の規制料金契約はあと3年程度で50%を割り込む勢いです。

しかし、旧一般電気事業者の市場支配力は衰えてはいません。余裕がなくなった分だけ、なりふり構わぬ「凶暴」さを示すようになっていきます。原発再稼働による特別高圧・高圧分野での顧客取り戻しや関西電力による市民団体との対話拒否がその例ですが、低压分野では原発再稼働に反対する過半数の国民の声を反映して新電力への切替えが止まりません。また、関西電力による高浜原発の地元業者

や地元有力者からの賄賂＝発注工事費のキックバックが暴露されるなど旧一般電気事業者は苦境にあえいでいます。「意図通り」には進まないのです。

しかし、現在進められている電力システム改革の行方によっては事態が大きく変化する恐れもあります。脱原発・再エネ拡大へ政策転換するのか、原発再稼働・再エネ抑制へ後退するのか、大きな分岐点にさしかかっているとも言えます。

経産省が進めようとしている電力システム改革は、容量市場、ベースロード市場、非化石価値取引市場などが中心ですが、これらは旧一般電気事業者の市場支配力を維持し、強めることにもつながり、電力自由化(＝電力地域独占体制の解体)に逆行します。

容量市場は、電気料金を高止まりにさせる可能性が高いだけでなく、83%の電源を保有する旧一般電気事業者が、米PJMでの図2の例のように、容量市場の約定価格を上下に攪乱させ、相対契約を介して新電力の市場競争力をそぎ落とす力を得ることになりかねません。調整力確保の目的であれば、容

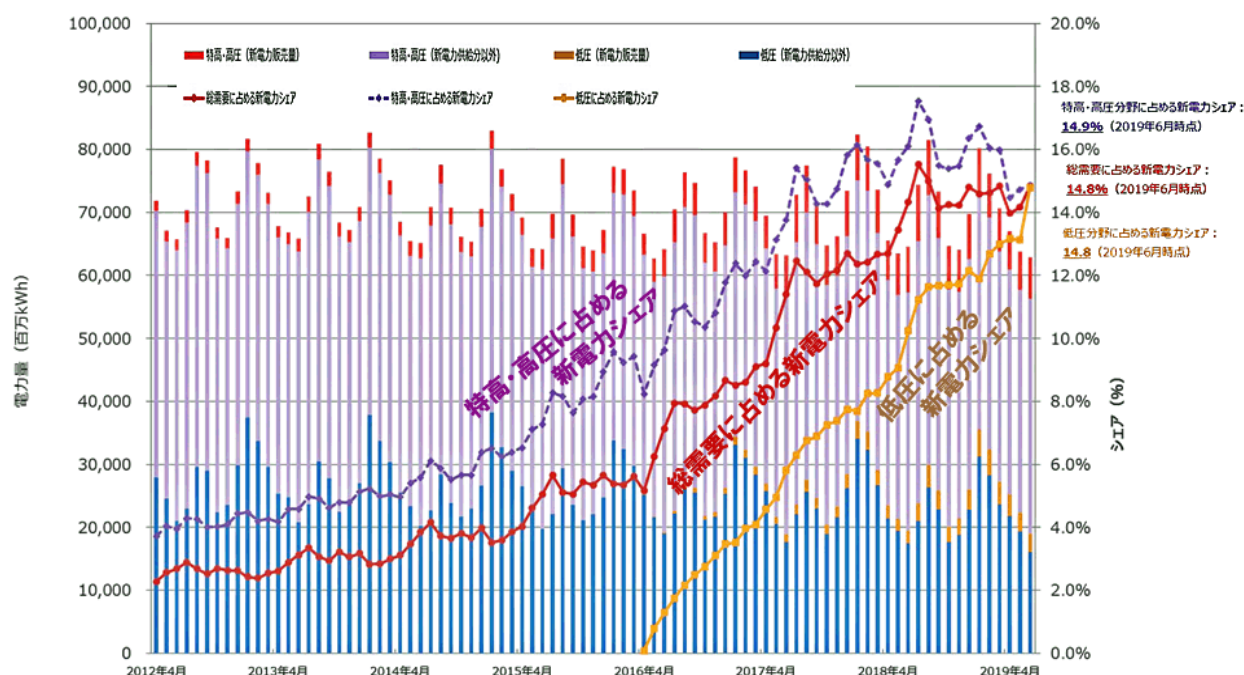


図1. 新電力シェアの推移(2012.4～2019.6) (新電力シェアは着実に上昇し、2019年6月現在、総需要の約14.8%(特高・高圧需要の約14.9%、低压需要の約14.8%)を占める。関西電力と九州電力での原発再稼働による巻き返しは、特高・高圧分野で限定的であり、低压分野では、全エリアで新電力のシェアが増え続けている) (出典:事務局提出資料, 自主的取組・競争状態のモニタリング報告(平成31年4月～令和元年6月期), 電力・ガス取引監視等委員会 第41回制度設計専門会合, 資料8(2019.9.13))

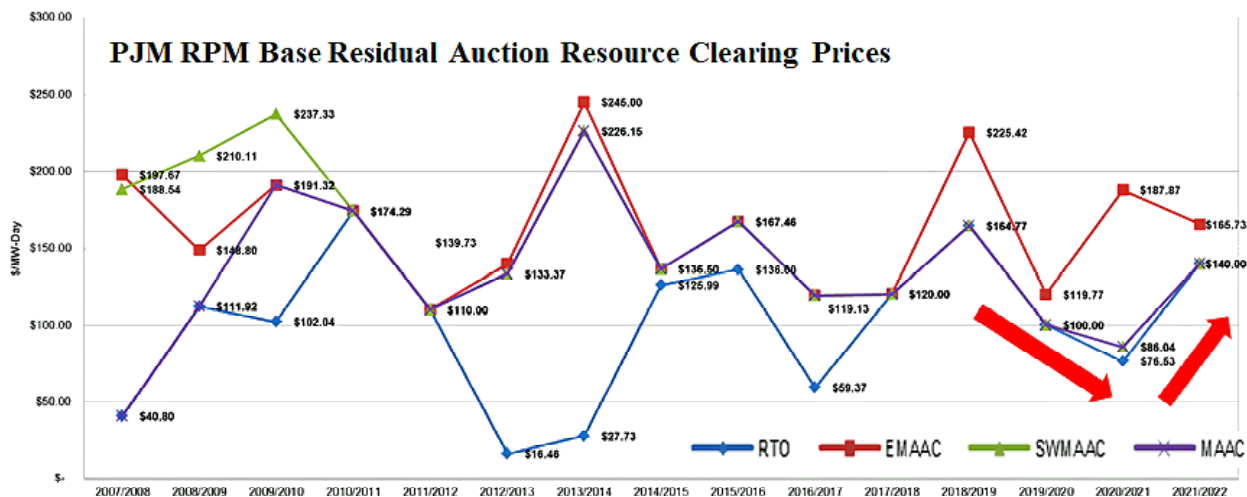


図2. 北米最大の地域送電機関(RTO)であるPJMにおける容量市場で激しく乱高下するメインオークション約定価格(出典: Analysis of the 2021/2022 RPM Base Residual Auction: Revised, The Independent Market Monitor for PJM, August 24, 2018)

量市場ではなく、「戦略的予備力」で十分であり、旧一般電気事業者を卸電力市場へ強制的に参加させ、公平な電力取引を監視するのが先決です。

ベースロード市場は、旧一般電気事業者が新電力に奪われた市場を高値供出価格で取り戻すためのものと化しており、即刻閉鎖すべきです。ベースロード市場は、福島事故賠償費一般負担金「過去分」の託送料金への転嫁を新電力に飲ませるために導入したのですが、新電力の買い控えという逆襲にあっています。原点に立ち返って、2020年4月から一般負担金「過去分」の託送料金への転嫁を撤回すべきです。旧一般電気事業者の相対取引を卸電力市場で行うグロスビディングを10~20% (ミドル電源の一部に限られる)に留めるのではなく、ベースロード電源を含めたすべての相対取引を卸電力市場で行わせ、価格決定プロセスを透明化させ、すべての小売事業者が公平に取引できるようにすべきです。

FIT非化石価値取引市場は、FIT賦課金の国民負担軽減にはつながっておらず、閉鎖すべきです。2020年開設予定の**非FIT非化石価値取引市場**は、事業者間の非化石電源比率のデコボコをならす役割しか果たせず、大型水力や原子力を持たない新電力を非FIT非化石証書(原子力)の押し売りでいじめ、原発補助金を獲得させるものでしかありません。新電力も、自分の首を絞めることになる非化石価値取引市場での証書購入、とりわけ非化石証書(原子力)の購入は控えざるを得ないでしょう。世界に例の

ない恥さらしの「非化石価値取引市場」なるものは開設すべきではありません。

他方、新電力シェアが伸びているとはいえ、東京電力と関西電力以外のエリアではまだ不十分なため、2020年に廃止される予定だった総括原価方式が、来年度は低圧分野の規制料金として残されようとしています。これは「旧一般電気事業者が電気料金を独占的に一時引き下げて新電力を駆逐した上で大幅値上げをする恐れがある」というのがその理由です。しかし、それは旧一般電気事業者の低圧分野での電気料金値下げの原資を担保することになり、市場支配力の温存につながります。とはいえ、規制料金から自由料金への切替えは年6%の割合で今後も続くでしょうから、一方的に有利な状況が続くわけではありません。

政府が行うべきは、旧一般電気事業者による電力地域独占状態の速やかな解体であり、再生可能エネルギーを抜本的に普及・拡大させるための一連の施策を実施することです。すなわち、電力需給面から再エネ開発を制限する「接続可能量」の撤廃、送電容量面から再エネ接続を制限する「送電線への接続拒否」の禁止と接続工事費の撤廃、これらを通じた再エネの優先接続・優先給電、それを保証するための送配電網の全国統一の公的管理の実現です。そのためには、原発ゼロ法案などによる脱原発政策への転換と石炭火力の新增設中止・早期廃止が不可欠です。以下では、具体的に検討します。

旧一般電気事業者は市場支配力で「容量市場」を攪乱し、新電力との競争力維持に走る・・・「容量市場」の開設は断念すべき

容量市場は世界の常識ではない

経産省は「容量市場ありき」で、2020年開設に向けて準備を進めています。しかし、容量市場は世界の常識ではなく、容量市場のない国の方が多いのです。欧州では、図3のように、英は容量市場をもっていますが、仏は供給側に容量確保義務を課し、オランダとスイスには容量市場はなく、独、ベルギーおよびスウェーデンは「戦略的予備力(容量予備力)」を用いていて、需要調整するデマンド・レスポンス Demand Side Responseと特定の待機電源(近い将来廃止・休止しそうな電源など)を確保し、供給不足時に発動させる方式です。経産省が当初参考にしてきたカナダ・アルバータ州の容量市場も2016年11月から2021年運用開始に向けて準備されていたところ、2019年4月の州選挙で新政府が発足し、「複雑な容量市場への移行は行わない」として2019年7月に容量市場創設を撤回しています。米国でも容量市場があるのは北東部が中心で、それぞれに大きな問題を抱えています。なかでも、米国最大のRTOで米13州とワシントンDCを管轄し、大規模な容量市場を運営するPJMは、経産省が国内へ導入しようとする容量市場モデルですが、連邦エネルギー規制委員会FERCから2022/23年向け2019年メインオークションの中止を命令され、再開の目処が立たない状況です。

日本で開設される容量市場は、①4年先(2024

年)の発電容量をメインオークションで一括確保、②1年前(2023年)に不足分を追加オークションで調達、③非定期に不足分を特別オークションや電源入札で調達するものです。「不足分」の調達は考慮されていますが、「超過分」の売却は考慮されていません。というのも、②で余剰電源を売却すると、①と②の間に価格差が生じ、それが当該電源を買い戻した発電事業者にあぶく銭(利益)をつかませることになるからです。これは、米国で実際に恒常化している問題であり、容量市場の重大な欠陥の一つです。

そのため、日本の容量市場では、メインオークションで4年先の必要容量をぴったりと一括確保し、余剰分が出てても電源売却せず、余剰分を抱えこむ方針をとったのですが、過剰な容量確保にならざるを得ません。それは、発電事業者に大判振る舞いして、電気料金を高止まりにしかねないのです。

容量市場は高くつく

現に、米国では容量市場のない地域のほうが電気料金が安いのです。米国の容量市場は北東部のPJM Interconnection、ISO New England、New York ISO (NYISO)に限られ、Midcontinent ISO (MISO)の容量市場は限定的な任意の小規模オークションで、中西部のElectric Reliability Council of Texas (ERCOT)、Southwest Power Pool(SPP)、California ISO(CAISO)には容量市場などありません。

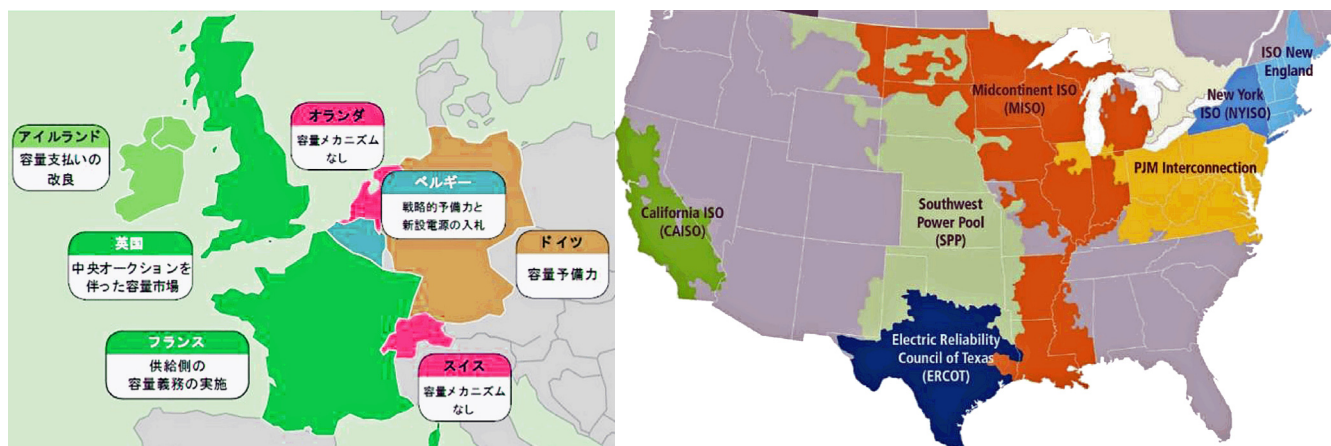


図3. 欧州の容量市場導入状況(左)と米地域送電機関RTO(Regional Transmission Organization)(右):IEA, 電力市場のパワリング 低炭素電力システムへの移行期における市場設計と規制(2017); 自然エネルギー財団, 自然エネルギー最前線 in U.S.(2018.7)

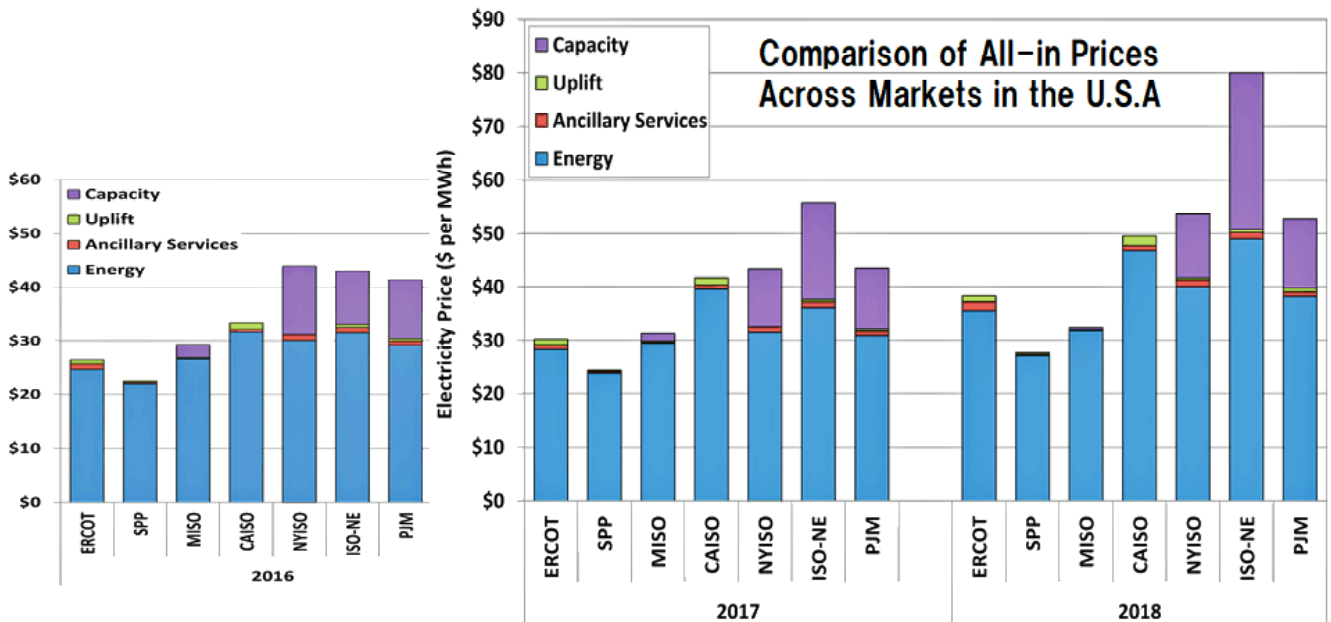


図4. 米国での7エリアでの電力価格の違い(ERCOT, SPP, CAISOは容量市場なし, NYISO, ISO-NE, PJMは容量市場あり, MISOの容量市場は任意で限定的: 右端3エリアの電力価格は容量市場分\$10~30/MWhだけ他エリアより高い) (出典:2018(2017) State of the Market Report for the ERCOT Electricity Markets, IMM for ERCOT, 2019(2018))

図4のように、容量市場のない左側3エリア(MISOには限定的な容量市場があるものの価格への影響は小さい)の地域送電機関の電力価格は\$25~40/MWhで、2016~18年にやや増えていますが、増加分はそれほど大きくありません。他方、容量市場のある右側3エリアの電力価格は\$40~80/MWhで、\$10~30/MWhの容量価値分だけ高く、また、2016~18年の増加量が顕著に大きいことがわかります。これは、容量市場の約定価格が乱高下するためです。PJMの容量市場では3年前のオークションで約定価格が\$165/MW-day(2018/19年向け)、\$100/MW-day(2019/20年向け)、\$76.5/MW-day(2020/21向け)と下がっていくため、2019~20年にはその差が少し縮まりますが、2021年には再び\$140/MW-dayへ2倍に急騰するため、2018年レベルへ戻ります。このように、電力価格は容量価値分だけ高くなり、しかも、乱高下の激しいのが特徴です。これでは、電気料金の高騰防止・安定化に資するとはとても言えません。しかも、この2021/22年用メインオークションを契機に、PJMでの容量市場に大問題が発覚し、2022/23年用の2019年オークションが中止されるに至ったのです。

新設電源資本費回収にはほど遠い約定価格

容量市場開設の最大の理由は、電力需給調整

用の新設電源への投資回収の予見性を高め、更新を促すことでした。そのためにNet CONE(Cost of New Entry)と呼ばれる指標価格が設定され、これを40年間受け取れば投資回収が容易になると喧伝されていました。ところが、PJMでの2007/08~2021/22年向けメインオークションの約定価格は\$16.5~\$174/MW-dayに留まり、約\$300/MW-dayのNet CONE(図5参照)の5.5%~58%にすぎません。これでは新設電源への投資予見性が高まっているとは到底言えないでしょう。需給調整用新設電源の更新に特化した「戦略的予備力(容量予備力)」を導入する方が、より安く安定的に対応できます。国際エネルギー機関IEAは、「これは短期的にはよいが、長期的には施設更新が課題になる」と批判していますが、休廃止候補を待機電源にすれば済みますし、IoTによるデマンドレスポンスの拡大、「再エネ+蓄電池」システムの予想以上に速いコスト低減、再エネ中心の地域分散型エネルギーシステムの普及など未来志向で検討すれば自ずと解決の道は開けてきます。それを見通すのが本来の政策の在り方ではないでしょうか。

容量市場を揺るがす「補助金付原子力発電」

現に、PJMの容量市場は、「約定容量の約86%を占めるガス・石炭火力と原子力への補助金」と化し

日本における容量市場での調達量と調達価格の決め方(約定法)

日本の容量市場は2020年開設に向けて準備中ですが、現在考えられている容量市場の**メインオークション**での発電容量の調達量と調達価格の約定法は図Aの通りです。

まず、「**指標価格**」と「**目標調達量**」を決め、「**需要曲線**」を描きます。

指標価格はNet CONEに等しいとします。このNet CONEは新設のコンバインドサイクル・ガスタービン発電機CCGTを40年間維持するための費用を、割引率5%で現在価値に直し、kW・年当りの価格として求めたもの(12,307円/kW・年)から容量市場以外での収益(3千円/kW・年)を差し引いたもので、9,307円・kW・年と試算されています。ここには、コストの約85%を占める燃料費やCO2対策費は含まれていませんが、利子・配当などの資金調達費、事業税等は含まれていません。

目標調達量は「各月最大3日平均電力H3」の108%を必要供給力として、厳気象対応分(H3の2%)と稀頻度対応分(H3の1%)を加えたもので、H3の111%(約5%の計画停止を踏まえると約116%)になります。

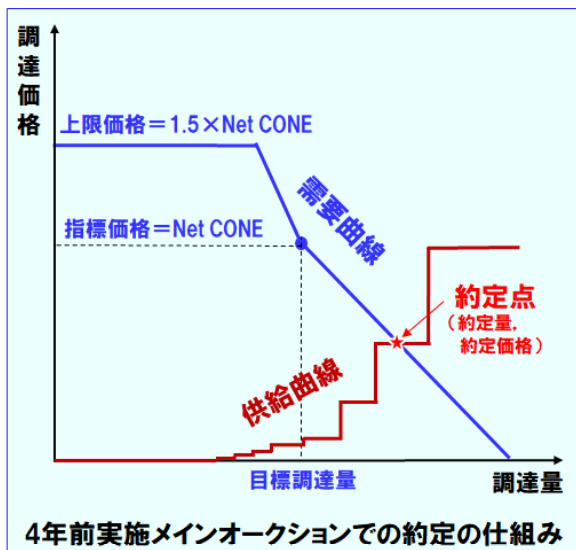
この(目標調達量, 指標価格)を基準点として、Net CONEを1.5倍にした上限価格の線を描き、供給力確保コストと停電コストの和が最小になるトレードオフ曲線が基準点を通るように描き、それを折れ線で近似したものが図Aの**需要曲線**です。

供給曲線は、価格と容量のセットで発電事業者が入札したものを合わせて、価格の小さいものから順に並べたものです。発電事業者は、①既設電源については、約定価格にかかわらず^{なりゆき}運転するため、0円(成行価格)で入札し、②補修・廃止を検討している既設電源については、約定価格によって補修・廃止を検討するため、「必要費用－他市場からの収益」の額で入札し、③新設電源については、約定価格によって建設の是非と運転開始時期を判断するため、Net CONE で入札します。

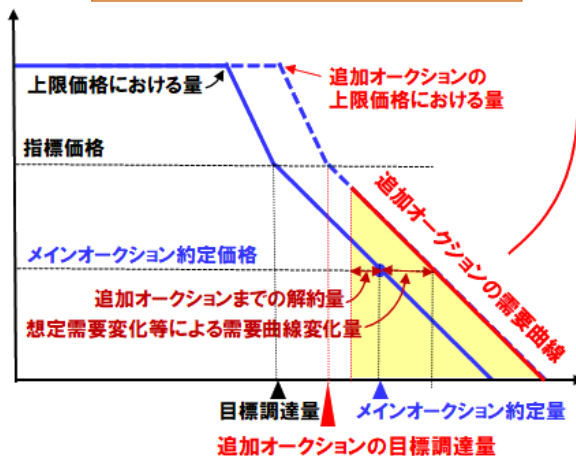
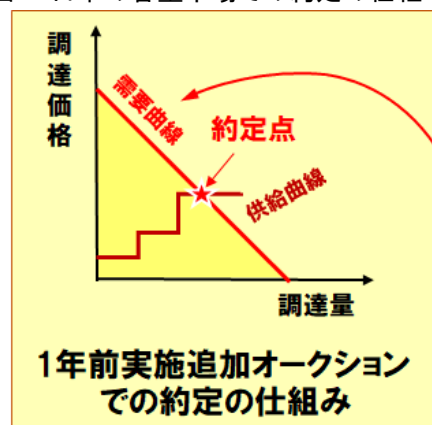
需要曲線と供給曲線の交点が**約定点**であり、ここで**約定量**と**約定価格**が決まります。

仮に、発電事業者が①の電源を一部売り惜しみすると、供給曲線が左へずれて、約定点が上がって約定量が減る代わりに約定価格が上げられます。②の価格を上げて高値入札を行っても同様のことが起こります。逆に、値下げをして安値入札を行うと約定点が斜め下へ下がり、約定量が増える代わりに約定価格が安くなって、競合相手に容量収入減の損失をもたらせます。体力のある大規模発電事業者なら、このような操作で競争相手を排除することもやりかねません。

日本の**追加オークション**では、図Bのように、需要が増える場合しか考慮せず、電源差替えも原則認めないため、需要曲線が右へシフトする場合だけを想定し、やむを得ず認められた解約容量があれば、それを考慮して需要曲線を描き、これに供給曲線(落札されていない②と③の電源が対象)を描いて約定させます。



図A. 日本の容量市場での約定の仕組み



図B. 日本の追加オークションでの約定の仕組み

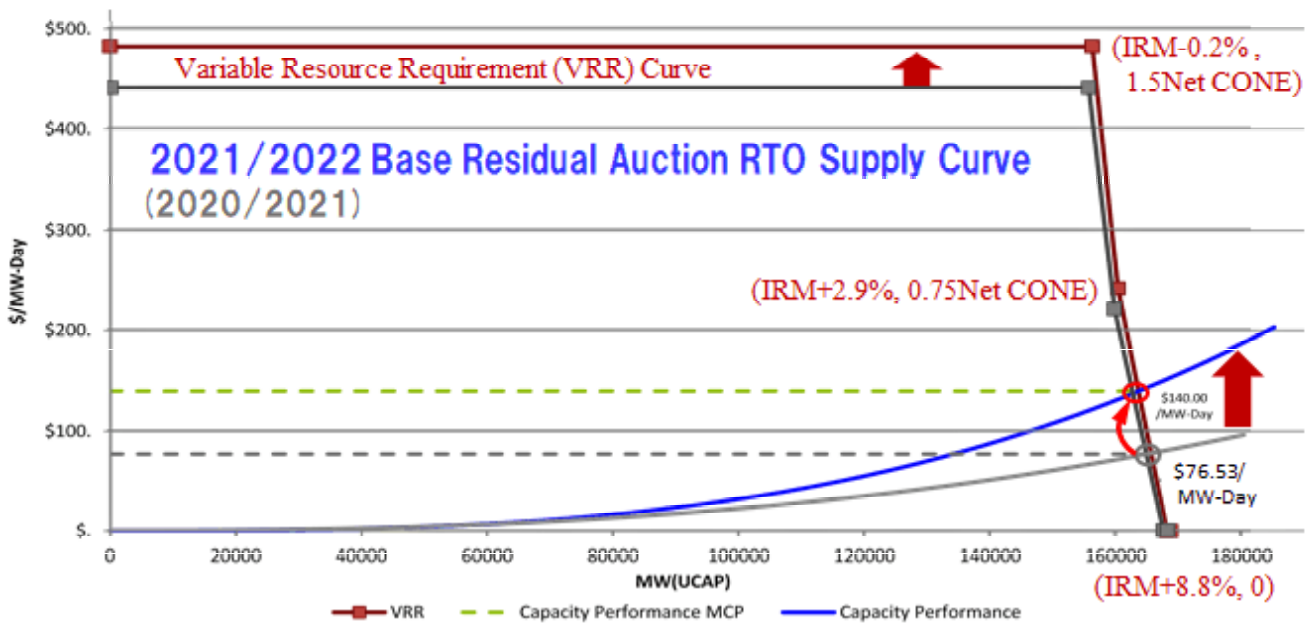


図5. 米PJMの容量市場メインオークションBRAの2020/21向け2017年実施と2.21/22向け2018年実施の比較
 (需要曲線はやや引き上げられたがほとんど変わらず、供給曲線が大きく引上げられた。これは、原子力への補助金批判を受けて、それまでゼロドル入札していた原子力の一部を高値入札した結果であり、原子力の落札量は747万kW、27.3%も減少した。)
 (出典:2021/2022 Base Residual Auction RTO Supply Curve; 2020/2021 Base Residual Auction RTO Supply Curve)

ており、需給調整用新設電源の投資予見性確保とは無縁です。米国の原子力は、容量市場収入とスポット市場での売電収入とでようやく生残ってきたのですが、それも限界に達し、60年運転の免許を取っても、コスト高で早期廃炉を余儀なくされているのが現状です。そこで導入されたのが、イリノイ州の2016年ZES(Zero Emission Standard)による原子力補助金制度ZECs(Nuclear Zero Emission Credits)です。これを皮切りに、ニューヨーク州(2016年)、コネティカット州(2017年)、ニュージャージー州(2018年)と州政府による原子力支援策導入が続き、ペンシルベニア州でも検討されています(ペンシルベニア州では支援決定に至らないまま、スリーマイル島原発1号が2034年までの運転免許を残して2019年9月20日に早期閉鎖されました)。

ところが、この補助金がPJMの容量市場を大混乱に陥れ、2019年オークションを中止させる引き金になったのです。そのあらまは以下の通りです。

補助金によって息を吹き返した原子力は、容量市場で確実に落札させるため「ゼロドル入札」を繰り返し、表1のように、容量市場の約定価格は2016年以降のオークション(2019/20向け以降)で下落し続けました。州政府は原子力補助金のせいではないと弁明していますが、PJMエリアでは風力や太陽光の普

及はこれからで、他州とは異なり、まだ約定容量の1%にすぎません。シェールガスの価格低下も影響していますが、原子力補助金の影響は否定できません。そこで、原子力の一部入札価格をゼロから大幅に引上げたのです。その結果、2018年オークションの約定価格は\$76.5/MW-dayから\$140/MW-dayへ急騰しました。結果として、原子力の27%が落札されずに終わりましたが、落札された原子力の容量収入がほぼ2倍に増えたので、収支はプラスになります。

これに怒りを隠せないのが、ガス・石炭火力事業者です。原子力事業者は補助金を受けながら、容量市場でも収入を得ているのに、ガス・石炭火力は冷遇され、原子力以上に競争力を失いつつあります。この怒りを取り込んだのが、連邦エネルギー規制委員会FERCで多数派を占める共和党出身者委員達です。FERCはPJMに改善策を出すよう指示し、PJMは二つの改善策を提案しました。

一つ目は、従来通りにオークションを実施した後で、補助金を得ている原子力などの電源を外して約定価格を決めるという方法ですが、これでは原子力がゼロドル入札で落札を確実にし、しかも、高い約定価格が保証され、一層の原子力優遇になります。

二つ目は、補助を受ける電源の入札価格を新設

電源と同様にNet CONE並にして高値入札させ、退出希望電源と入替える方法ですが、これでは新設電源との入替えが阻害される可能性があります。

FERCは両案とも拒否し、「市場外で自己保有または相対取引を行う固定資源所要量FRR制度」を原子力に適用し、その容量を既確保分として容量市場の調達容量から控除するように指示したのです。これでは、容量市場の15%程度を占める原子力が管理対象外になり、3年後の容量確保ができなくなる可能性も出てきます。しかも、一度FRR認定されると5年間は市場へ復帰できないため、容量収入が断たれますが、これを補うための州政府補助金の拡大も容易ではありません。原子力の早期閉鎖＝市場外での容量減少が見えてきます。PJMは到底飲めないため、これを拒否したのです。この膠着状態は簡単には解決できません。そのため、FERCは2019年オークションの中止を命令しましたが、打開策を

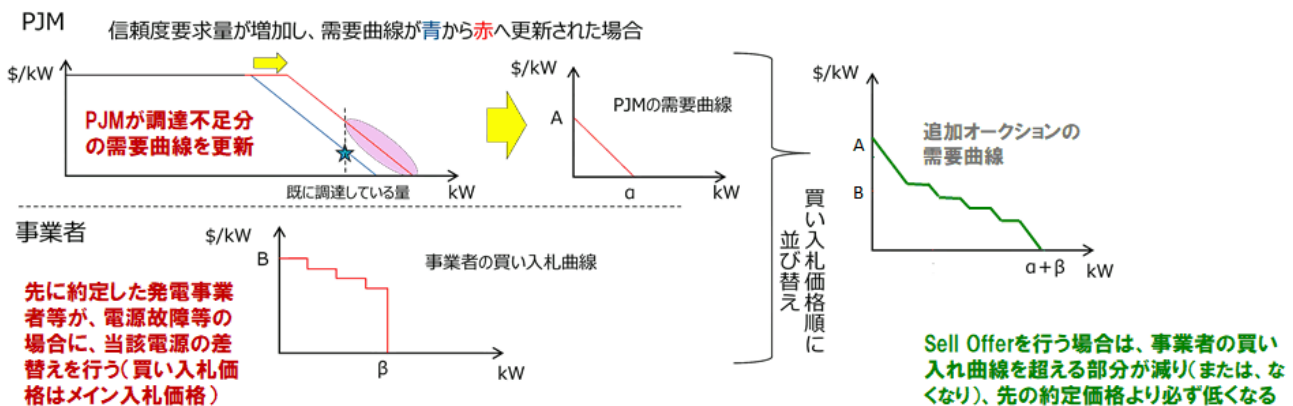
見通せないのが現状です。

目標量を常に超過調達＝電源売却で「あぶく銭」

PJMの容量市場では、もう一つの大問題として「容量売却Sell Offerによるあぶく銭」問題があります。これは、PJMのメインオークションでは常に20%程度の超過調達状態になっていて、20ヶ月前、10ヶ月前、3ヶ月前の3回行われる追加オークションで容量売却が続いています。これは、メインオークションで落札した事業者が売却容量分以上の容量を差し出して、一部の電源を入替えると共に、売却容量分の電源を取り戻すことによって行われます。追加オークションの約定価格で電源入替えが行われますが、追加オークションで落札された電源はその約定価格に基づく容量収入を得る一方、容量市場から出ていく電源はメインオークションと追加オークションの約定価格の差額を受け取ります。たとえば、表1の2018/19

PJMの追加オークションの需要曲線

事務局, 追加オークションについて, 第15回容量市場の在り方等に関する検討会, 資料4(2018.9.19)



PJMの追加オークションの供給曲線

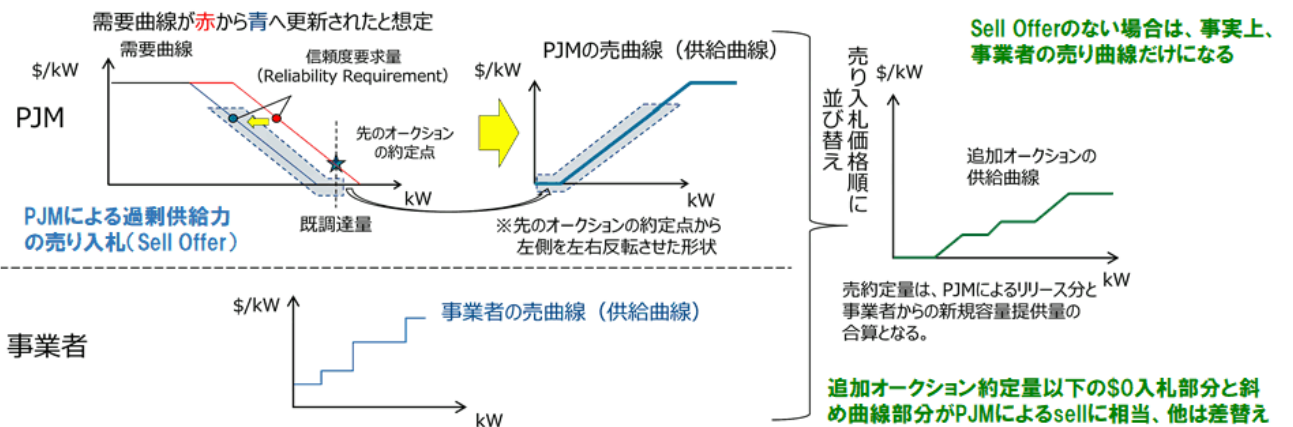


図6. 米PJMの容量市場における追加オークションの仕組み(需要超過分と電源差替え分を合わせて需要曲線を作成し、PJMによる容量売却分と電源差替え・追加入札分を含めた供給曲線を作成し、約定させる。供給曲線のゼロドル入札と傾斜箇所は容量売却分となる。)(第15回容量市場の在り方等に関する検討会, 資料4(2018.9.19)の図を一部修正)

表1. PJMのメインオークションBRAと3回の追加オークション(1st IA～3rd IA)の約定価格[\$/MW-day]

Delivery Year	BRA (3年前)	1st IA (20ヶ月前)	2nd IA (10ヶ月前)	3rd IA (3ヶ月前)
2012/2013	\$16.46	\$16.46	\$13.01	\$2.51
2013/2014	\$27.73	\$20.00	\$7.01	\$4.05
2014/2015	\$125.47	\$5.54	\$25.00	\$25.51
2015/2016	\$136.00	\$43.00	\$136.00	\$163.20
2016/2017	\$59.37	\$60.00	\$31.00	\$5.02
2017/2018	\$120.00	\$84.00	\$26.50	\$36.49
2018/2019	\$164.77	\$27.15	\$50.00	\$34.99
2019/2020	\$100.00	\$51.33	\$32.87	\$28.35
2020/2021	\$76.53	\$42.90	—	—
2021/2022	\$140.00	—	—	—

注: 2015/16年向けの3次追加オークションは、PJMからの要請でSell Offerが中止されたため、追加オークションの価格がメインオークションを超える結果となった。

(出典: 2019 Monitoring Analytics, 2019 Quarterly State of the Market Report for PJM: January through March)

年向けオークションの約定価格は、メインBRAで\$164.77/MW-day、追加 3rd IAで\$34.99/MW-dayです。その差額は\$129.78/MW-dayにもなります。容量市場から出ていく電源と入っていく電源の所有者が同じ事業者であれば、単なる電源の入れ替えになり、損得はありません。しかし、容量売却分との入れ替えの場合には、約定価格の差額が「あぶく銭」となって事業者の懐に転がり込むのです。そのため、供給力を提供できる見込みのない電源をメインオークションで落札させ、追加オークションで電源入替えを行い、その際に容量売却があれば丸儲けできるという、もう一つの大きな欠陥が明らかになったのです(詳細な仕組みは図6参照)。

これを教訓として、日本の容量市場では、「メインオークションで4年先(PJMでは3年先)の目標調達量を正確に一括調達して、過剰な容量確保はしない」、したがって、「容量売却はしないし、電源の差替えも特別な場合を除いて認めない」という、非常に硬直した方針を打ち出しています。しかし、少子高齢化と省エネ推進・電力消費削減の流れの中で、そもそも「4年先の電力需要を正確に見積もる」のは至難の業ですし、予備力を多めに取っておく現在の方法より優れた見積もり法があるとは思えません。「できないこと」を前提とし、「解決困難な壁」が見えているのに、容量市場開設へ突っ走るのは無謀です。むしろ、IoTによるデマンド・レスポンスのきめ細かな拡充、急

速な価格低減で期待の膨らむ「再エネ+蓄電池」システムによる電力貯蔵容量の拡充など、未来志向の需給調整策はいくらでもあるのです。強引な容量市場開設は、再エネ普及を中心とする未来志向の解決策を阻害することにもなりかねません。

旧一般電気事業者による国内容量市場の支配

卸電力市場の発達した欧米での容量市場は、卸電力市場だけではコスト回収できなくなった火力や原子力に容量収入という補助金を提供する役割を果たしています。火力・原子力は、コストが安く競争力を増す風力、原子力ともコストで競合するようになった太陽光などが中心の卸電力市場では生き残れなくなっており、図2のような容量市場のないところでは赤字経営で早期閉鎖を余儀なくされるでしょう。

ところが、日本では卸電力市場が未発達で、発電容量の83%を占有する旧一般電気事業者による相対取引が電力市場を支配しています。この下で、容量市場を開設しても、容量収入は欧米でのような「補助金」にはなりません。なぜなら、相対取引価格で容量収入に相当する資本関連費用が回収されているからです。そのため、容量収入は発電事業者によるコストの二重取りになってしまうため、「容量市場に関する既存契約見直し指針」(2019.7)で、容量収入分を相対取引価格から控除するよう指示されています。もう少し具体的に言うと、発電事業者は容量市場を介して広域機関(電力広域的運営推進機関)へ電源容量を提供する代わりに容量収入として「容量確保契約金額」を受け取りますが、その原資は、小売事業者が広域機関へ支払う(発動指令電源等の一部は送配電事業者も負担する)「容量拠出金」です。発電事業者と小売事業者が同じ旧一般電気事業者である場合には、発電部門の容量収入は小売部門の容量支出と相殺されますので、差し引きゼロになり、「補助金」にはなりません(ただし、後述するように、相対取引先が新電力の場合は事情が異なります)。

つまり、容量市場で約定価格が高くなるろうが、低くなるろうが、旧一般電気事業者への影響はほとんどなく、どうでも良いのですが、新電力との競争力には大きな影響を与えます。独自の電源を持たない新電力

の小売事業者は容量拠出金を支払わねばならず、それを発電事業者との相対取引で相殺できない部分は小売料金へ転嫁する以外にありません。そうすると、競争力が失われます。容量市場の約定価格が高くなると、その恐れが高まるのです。

旧一般電気事業者は83%の電源容量を持っていますので、容量市場を支配するのは簡単です。売り惜しみや高値入札をすれば約定価格をつり上げられ、ゼロ円入札を重ねれば約定価格を引き下げられます。それは、PJMの容量市場で原子力の「ゼロドル入札」と「高値入札」で現実に起きたことです。エリア内で圧倒的な支配力をもつ旧一般電気事業者が新電力の市場奪取攻勢を黙ってみているわけがありません。

相対取引を介した新電力への不公平取引

たとえば、新電力の販売電力量は、2019年6月現在、94億kWhで14.8%のシェアですが、旧一般電気事業者と相対取引23億kWh、常時バックアップ1.8億kWh、計25億kWh(新電力販売電力量の26%、総需要の3.7%)を占めています。2018年6月の29億kWhからは減っていますが、新電力にとっては依然として無視できない大きな部分を占めています。

他方で、旧一般電気事業者間での競争も激しくなってきた。旧一般電気事業者は、自エリア内でのグループ内外との相対取引を減らし、他エリアでもグループ外との相対取引も減らす一方、他エリアでのグループ・子会社との相対取引を増やすなど、相対取引の内容を変えつつあります。これを受けて、新電力は卸電力市場での電力調達比率を最近急速に高めており、2018年6月の45.5%から2019年6月の87.8%へ急激に伸ばしました。これは旧一般電気事業者によるグロスビディング(自社内での相対取引の一部を卸電力市場でも行い、余剰電力取引も兼ねる)の拡大や間接オークション(エリア間連系線をまたぐ送電量のメリットオーダーによる約定)実施などによる卸電力取引量の拡大とも連動しています。それでも、やはり、需給調整用の相対契約や常時バックアップ契約は避けられず、販売電力量の1/4程度の相対契約が必要なのです。

この弱みにつけ込んで、旧一般電気事業者はグループ内子会社との相対契約とは異なる不利な条件を新電力に強要しています。そのため、容量価値分の発電事業者(旧一般)との取引価格での清算も不公平になるのは避けられません。清算されなかった容量価値分はそっくりそのまま新電力の負担になってしまいます。経産省は、激変緩和措置として、容量価値分を最初の2024年度は58%とし、次年度から65%、72%、79%、86%、93%と順次引上げ、2030年度には100%にするとしていますが、相対取引での清算が公平に行われるのであれば、このような経過措置は不要です。新電力に対する不公平な清算を前提にしたこのような経過措置は、逆に、旧一般電気事業者による新電力いじめを容認するのと同じですし、いじめの度合いを6年間継続的に増やしていくことになるのです。

卸電力取引を増やし、相対取引を減らせ！

新電力は、このまま我慢を強いられ続けるのでしょうか。そうではありません。その答えも欧米の経験が語ってくれます。

容量市場を設置しているPJMも英国も、2010年頃は販売電力量の8~9割が相対取引でした。ところが、今では、5割程度に下がり、相対取引価格は卸電力市場での約定価格に引きずられて下がり続けています。これには、二つの事情があります。

一つ目は、風力や太陽光など再生可能エネルギーが政策的に推進されて発電コストが急激に下がり、卸取引価格を引き下げる主役になっていることです。

二つ目は、相対取引を卸電力市場を介して行うことで、相対取引価格が透明になり、相対取引価格が下落し、また、相対取引から卸取引への切替えが進んだことです。

「卸電力市場での相対取引」は、たとえば、PJMでは、相対取引する発電事業者と小売事業者を事前に登録しておき、両者間での取引量は市場での応札量で突き合わせますが、取引価格は市場での約定価格ではなく相対取引価格で清算されます。このとき、発電事業者の落札量が相手小売事業者の落札量より多ければ、その差が他の小売事業者へ市

日本における容量市場に参加できる電源、リクワイアメントおよびペナルティ

○参加可能電源: 安定的な供給力を提供できる全電源等が任意に参加可能で、参加義務なし

実需給期間中にFIT制度が適用されている電源は参加できない(調達容量に容量価値なしで算入)

1,000kW以上の安定電源:

一般水力(貯水式、自流水式でダム供給またはL5供給力に調整能力を加味している場合)、揚水、火力(石炭・LNG、石油・LPG、その他ガス、瀝青質混合物、その他)、原子力、新エネルギー等(地熱・バイオマス・廃棄物)、安定的に供給できる自家発電を含む

1,000kW以上の変動電源:

新エネルギー等(風力・太陽光:L5出力比率で評価)、一般水力(自流水式で「最濁水日(第V出水時点)の平均可能発電力L5」のみで供給力を算定している場合)

(L5出力比率: 風力では最大需要発生時における発電実績の下位5日平均値。

太陽光では、過去20年間の最大3日平均電力該当日の発電推計データの下位5日平均値)

発動指令電源:

1,000kW以上のデマンドレスポンスDR(Demand Response)、アグリゲーター単位でエリア毎に4年前目標調達量確保(全量)に応札、2年前に需要家リストを提出し、実効性テストを受けて、落札量確定、

1,000kW単位にアグリゲートできる水力・火力・原子力・新エネルギー等
(安定的に供給できない自家発電を含む)

○容量市場のリクワイアメント

<発動指令電源のリクワイアメント>

年間発動回数12回、指令応動3時間・継続時間3時間

<安定電源・変動電源のリクワイアメント>

平常時の計画停止等

- ①年間で一定時期や一定時間以上、稼働可能な計画(一般送配電事業者との停止期間調整を除く)
- ②計画外停止しない(必要に応じ一定の条件下で稼働できる状態にある電源は計画外停止としない)

平常時の市場応札

- ①稼働可能な計画となっている電源における余力を市場へ応札
- ②相対契約等を締結している場合、小売電気事業者が活用しない余力を市場へ応札

需給ひっ迫のおそれがあるとき

小売電気事業者との相対契約で電気を供給、または、スポット市場等の卸電力市場・需給調整市場に応札、さらに、一般送配電事業者の指示等があった場合に電気を供給すること等

○容量市場のペナルティ

<平常時のペナルティ>

経済的ペナルティ額 = ペナルティ対象となる停止日数 × 容量確保契約金額 × 0.6[%/日]

(=「計画停止日数 + 計画外停止日数」× 5 - 180)

<需給ひっ迫のおそれがあるときのペナルティ>

経済的ペナルティ額 = リクワイアメント未達成量 × ペナルティレート

(= 容量確保契約金額 × 100 ÷ (容量確保契約量 × Z), Z = 1年間で需給ひっ迫のおそれがあると想定される時間)

<共通>

経済的ペナルティの月間上限額 = 容量確保契約金額の1/6 (≒ 18.3%)

経済的ペナルティの年間上限額 = 容量確保契約金額の110%

(容量確保契約金額の減額とペナルティ徴収の合計に対して)

※容量確保契約金額はリクワイアメント達成状況に応じて、広域機関から発電事業者へ支払われ、未達成の場合は減額され、ペナルティも徴収される (出典: 電力広域的運営推進機関, 容量市場の概要について(2019.3); 電力・ガス基本政策

小委員会制度検討作業部会第二次中間とりまとめ(2019.7); 電力広域的運営推進機関, 容量市場の概要について(2019.3))

場の約定価格で取引されます。つまり、発電事業者にとっては余剰分の取引が自動的に行われることになるのです。

しかし、これも長くは続きません。再エネのコスト低下で卸市場での約定価格が下落し、相対取引価格より安くなれば、質的な変化が起こります。取引相手の小売事業者は相対取引価格の値引きを発電事業者に求め、それが繰り返されると、相対取引から卸市場での電力調達へ切り替えることになります。それは、PJMや英国で実際に起きていることです。

卸電力市場での取引では発電コストの安い電源から落札される「メリットオーダー」が主役になり、発電コストの高い電源は燃料費を回収できても、固定資本の回収まではできない恐れが出てきます。容量市場がない場合には、需給逼迫時に約定価格が高騰してこの部分を回収できる仕組みになっていますが、容量市場がある場合には、需給逼迫が起こらないように供給力市場へ発電容量を投入しますので、約定価格の高騰が起こらない代わりに、高い容量価値を払わされます。つまり、卸電力市場が相対取引を凌駕して取引価格を支配するまでに成熟した段階では、容量市場での容量価値は原子力やガス・石炭火力への補助金と化するのです。

この補助金が高くつくことは、図2をみれば一目瞭然です。容量市場のない卸電力市場のほうが、需給逼迫時の一時的な高騰はあっても、平均的には、電気料金は安く安定しているのです。需給逼迫時の価格高騰を防ぐためには、容量市場ではなく「戦略的予備力」で対応する方が賢明だと言えます。

IoT-DRや再エネを普及・拡大させることが肝心

米国のSPPやERCOTなど電気料金の低いエリアでは安価な風力が大きな役割を果たしています。PJMでは風力や太陽光がまだ1%程度ですが、1.5倍ないし4.5倍に増え始めていて今後が期待されますし、デマンドレスポンスやエネルギー効率化も約定容量の8.3%を占め、1.5倍に増えています。このデマンドレスポンスは電力需要を調整するものですが、需要を下げる調整は「ネガワット取引」ともいわれています。このデマンドレスポンスは、「モノのイン

ターネットIoT(Internet of Things)」を通じて電力需要を束ね(アグリゲート)、遠隔・統合制御する高度なエネルギー・マネジメント・システムに変貌しようとしています。さらに、小規模再エネ、蓄電池、電気自動車バッテリーなどをアグリゲートして「仮想発電所VPP(Virtual Power Plant)」として機能させることも視野に入っています。つまり、これまでのような「電源開発による需給調整」ではなく、「身の回りに埋もれている大小のエネルギーをネットワークで束ねて統合的に管理する需給調整」が国際的に注目されていて、その技術開発と標準化を競う状況になっているのです。日本は原子力と石炭火力の維持・延命に利益を見いだす旧一般電気事業者と経産省の反動的な動きに足を取られ、国際的な孤立を深め、チャンスを見逃してしまうのでしょうか。

国内の再生可能エネルギーはFIT制度等で急速に普及したものの、2018年度末現在、水力8.8%、太陽光・風力・バイオマスなどで8.8%の計17.6%に留まっています。このレベルであれば、送配電網の地域独占を排した全国統一管理を行えば、太陽光などの出力変動を十分吸収できます。変動電源が将来、30%にも増えると、蓄電池などとのシステム化が必要になりますが、経産省の「エネルギー情勢懇談会提言～エネルギー転換へのイニシアティブ～」(2018.4.10)では、2030年に再エネコストは7円/kWhへ下がるものの蓄電池コストは55円/kWhもかかり、「再エネ+蓄電池システム」は69円/kWh(再エネ抑制コスト7円/kWhを加算)と非常に高く見積もられています。ところが、米ロサンゼルス市水道電力局が投資決定した「太陽光40万kW+蓄電池30万kW/4時間(夕方7時～11時)」のシステム統合価格はたったの4.0セント/kWh(約4.2円/kWh)で、経産省見積価格の1/15以下です。再エネ拡大の進むカリフォルニア州、イリノイ州、テキサス州を中心に全米で「再エネ+蓄電池」システムが普及し始めていて、すでに100万kWの蓄電池が導入され、2023年には250万kWに達するとみられています。

容量市場開設を断念し、再エネ・蓄電池・DR・IoTなどの未来志向で、旧一般電気事業者の電源の大半を卸電力市場へ強制的に参加させるべきです。

旧一般電気事業者が、賠償費一般負担金「過去分」を新電力にも負担させ、 新電力に奪われた市場を取り返すためのベースロード市場は閉鎖すべき

初回オークションは惨めな結果

今年(2019年)8月から始まったベースロード市場のオークションは惨めな結果に終わりました。約定量はたったの16.1億kWh、供出量下限の688億kWh(常時バックアップ等控除前)の2.3%にすぎませんでした。旧一般電気事業者からの供出量そのものは約600億kWhと推定され、十分だったのですが、供出価格が8.7～12.47円/kWhと高く(表2参照)、卸電力市場の直近のスポット平均価格約8円/kWh(図7参照)を超えていたからです。今の卸電力市場では比較的コストの高いミドル電源を中心に取引されていて、ベースロード市場ではより安価なベースロード電源が取引されることから、5円/kWh程度にはなるだろうと期待されていました。ところが期待に反する「旧一般電気事業者による高値入札」で、供出上限価格に張り付く値になっていたと推定されます。

奪われた市場を取り返すのがベースロード市場

この価格でベースロード電源が取引された場合、何が起こるのでしょうか。旧一般電気事業者が自社の小売事業者(旧一般)と取引する際の卸価格は、

表2. ベースロード市場2019年8月9日の取引結果

エリア	北海道	東京・東北	西
約定価格円/kWh	12.47	9.77	8.7
約定量 MW	12.7	88.2	83.4
億kWh	1.1	7.7	7.3

注: エリアは、北海道(北海道)、東京・東北(東京・東北)、西(中部・北陸・関西・中国・四国・九州)とされている。

今回のベースロード市場約定価格は元より、スポット価格よりも安いはずですが、したがって、今回のベースロード市場での約定価格で新電力に売却すると、その電源分は、奪われた市場を取り戻すのと同じ効果を生み出します。つまり、小売事業者(旧一般)が奪われた市場を取り戻すのが難しくても、ベースロード電源を小売事業者(旧一般)との取引より高値で取引できるのですから、「新電力が小売事業者(旧一般)と同じ役割を代行させられる」のと同じです。

総括原価方式で停止中原発も含めて価格算定

こうなることは初めから分かっている、電力・ガス取引監視等委員会でも、オークション後に不当に高く設定されていないか、チェックすることになっていますが、供出上限価格より安ければ、手の出しようがありません。この供出上限価格は「ベースロード電



図7. スポット市場における価格の推移(2012.4.1～2019.6.30) (出典: 事務局提出資料, 自主的取組・競争状態のモニタリング報告(平成31年4月～令和元年6月期), 電力・ガス取引監視等委員会 第41回制度設計専門会合, 資料8(2019.9.13))

ベースロード市場(BL市場)の概要

ベースロード市場の性格: 石炭火力・大型水力・原子力等の安価なベースロード電源の一部を適正な価格で市場供出という名目で、賠償費一般負担金「過去分」2.4兆円の託送料金による回収(2020年度から40年間、600億円/年)を新電力に受入れさせる代わりに導入が政治的に決められた日本独自の市場

➤「原子力に関する費用について、託送料金の仕組みを通じた回収を認めることは、結果として、原子力事業者に対し、他の事業者に比べて相対的な負担の減少をもたらすものである。このため、競争上の公平性を確保する観点から、原子力事業者に対しては、例えば、原子力発電から得られる電気の一定量を小売電気事業者が広く調達できるようにするなど、一定の制度的措置を講ずるべきである。」

(電力システム改革貫徹のための政策小委員会中間とりまとめ(2017.2))

➤「沖縄エリアにおいては、需要家一般に対して新たな負担を求める措置はないことも踏まえ、ベースロード市場は開設されない。」
(資源エネルギー庁、ベースロード市場ガイドライン(2019.3.19))

シングル・プライス・オークション方式で年複数回取引: 2020年度から電気受け渡し開始

(先渡市場と同様に、前日スポット市場を通じて約定量の電気を受け渡し、ベースロード市場約定価格(受け渡し期間を通じて固定価格)で取引(前日スポット市場価格との値差は卸電力取引所内で清算))

供出量下限: 新電力需要(旧一般電気事業者からの離脱需要) × ベースロード比率(56%) × 調整係数

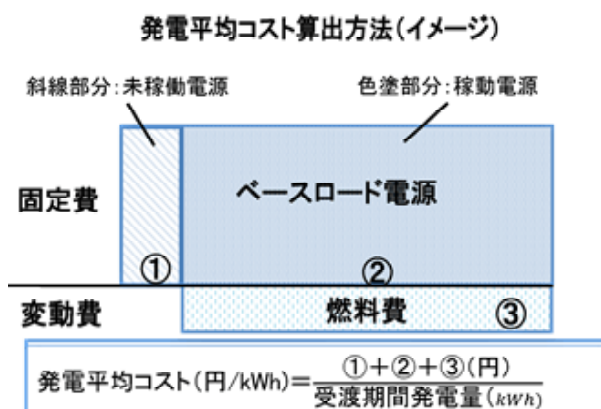
1.0~0.67(新電力シェア<15%で1.0、30%以上で0.67(=2/3)、15~30%で直線的に減少)をベースに、入札前年度常時バックアップ契約に基づく取引量(2020/21年度は1/2)、新電力との相対契約(適格相対契約)に基づく控除量(当初10%、状況を見ながら拡大)およびベースロード市場創設前の電源開発切り出し量を控除

供出上限価格: ベースロード電源の発電平均コストから容量市場の期待収入(金額確定の場合)を控除した価格

➤「みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則」に準じて、各営業費項目の額と事業報酬の合計を算定、当該大規模発電事業者ベースロード電源に係る水力・火力・原子力・新エネ発電費の合計をベースロード電源想定発電電力量で除した値。

未稼働電源固定費を含む。

➤合理的に説明できる場合に限り、ベースロード電源を保有する自己又はグループ内の発電部門固有の事業報酬率を用いることを妨げない。



購入量制限: 転売防止のためベース需要(日別ベース需要のうち年間18日程度(5%)の下位需要を除いたもの)に基づく購入量可能量(適格相対契約量を控除)を買い手事業者に課す。

旧一般電気事業者も他エリアで買い入れを行える。

エリア分割: スポット市場の市場分断発生頻度を考慮して3エリアに分割

(北海道エリア: 北海道; 東京・東北エリア: 東京・東北; 西エリア: 中部・北陸・関西・中国・四国・九州)

卸電力市場との関係: 卸市場が機能し、競争が十分に活性化された段階では、ベースロード市場を終了することが望ましいと考えられる。(ベースロード市場ガイドライン(2019.3.19))

監視: 電力・ガス取引監視等委員会が供出量と供出価格をオークション後と受渡後に監視する。

(出典: 電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会第二次中間とりまとめ(2019.7); 同中間取りまとめ(2018.7); 資源エネルギー庁、ベースロード市場ガイドライン(2019.3.19)、第201回電力・ガス取引監視等委員会(2019.3.28))

源の発電平均コストから容量市場の期待収入(金額確定の場合)を控除した価格」とされていますが、発電平均コストは、悪名高い「総括原価方式」(みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則)に準じて、ベースロード電源(水力・火力・原子力・バイオマス等)の営業費と事業報酬の合計を算定し、ベースロード電源の想定発電電力量で割って求めることになっています。

しかも、ここには停止中の原発など「未稼働電源の固定費」も含まれ、「合理的に説明できる場合に限り、ベースロード電源を保有する自己又はグループ内の発電部門固有の事業報酬率を用いることを妨げない」とされていますので、自社内の事業報酬率を適用することさえ認められているのです。

当然ながら、「使用済燃料再処理等拠出金発電費、廃棄物処理費、特定放射性廃棄物処分費、損害保険料、原子力損害賠償資金補助法一般負担金、原賠・廃炉等支援機構一般負担金、固定資産除却費、原子力発電施設解体費」などの原発コストが含まれるとともに、再稼働のための安全対策工事費や特定重大事故等対処施設建設費なども「固定資産税」や「減価償却費」を介して算定されます。

総括原価方式は規制料金として来年度も残る

総括原価方式は現在なお、低圧分野で「規制料金メニュー」として旧一般電気事業者から提供されていて、2019年6月現在68%が規制料金下にあります。しかし、低圧分野でも、規制料金メニューから自由料金メニューまたは新電力への切替えは毎年約6%の割合でコンスタントに進んでおり、あと3年程度で50%を割り込む勢いです。来年度の発送電分離を契機に規制料金もなくなることになっていました。低圧分野の規制料金は旧一般電気事業者にとって利益獲得の最大の源泉ですので、大きな痛手です。ところが、東京電力と関西電力以外のエリアでは新電力の成長が初期段階にあり、旧一般電気事業者の電力市場支配力が依然として強いため、来年度から規制料金をなくしてしまうと、旧一般電気事業者が安値攻勢をかけて新電力を駆逐してしまう恐れがあり、市場独占後に電気料金が大幅に引上げられ

る恐れもあるとの指摘が出てきたのです。その結果、経産省は来年度も規制料金を残す方向です。これでは、旧一般電気事業者の思うつぼです。「電力自由化」は「9電力会社による地域独占体制の解体」と同義であり、それを促す施策をこそとるべきです。これに逆行する「規制料金存続」は「9電力会社による地域独占体制の延命」にしかなりません。残っている規制料金を通じてコスト回収と利益確保が保証されるのですから、これを原資に自由料金を下げることにも可能になるからです。

「9電力会社による地域独占体制」のベースは送配電網の地域独占であり、送配電網の所有権分離または管理運営権の剥奪＝全国一律の公的管理への移行を断行し、支配力の根っこを奪い取るべきです。送配電網が新電力にも解放され、再エネの優先接続・優先給電体制が実現されれば、再エネ普及を指示する国民の声を背に、たとえ「安値攻勢」にあっても、新電力は踏ん張れます。

総括原価方式による規制料金が来年度以降も継続されれば、総括原価方式が適用されるベースロード市場と合わせて、尻すぼみになっていた総括原価方式による利益の源泉が広げられてしまいます。

新電力から「ノー」を突きつけられたベースロード市場は即刻閉鎖すべきです。

旧一般電気事業者の市場支配

旧一般電気事業者は次のような手口で自社系列以外の小売事業者への電力売り惜しみと高値取引で電力市場への支配力を維持しようとしています。

第1に、旧一般電気事業者は電源開発分を含めて83%もの電源を占有していますが、卸電力市場へは限界費用の高い余剰電源(ミドル・ピーク電源)しか出していません。2017年7月から徐々に自社内相対取引(自社内では発電部門と小売・送配電部門が連携して電源を運用しており、自社内で相対取引契約があるわけではない)の10~20%程度をスポット市場を介して行うグロス・ビディング(この場合は相対取引契約を卸電力市場に登録する)を行い、2018年10月から間接オークション(スポット市場でのメリットオーダー(入札価格の安い順)による約定順に連系線を利用できる)が始まっ

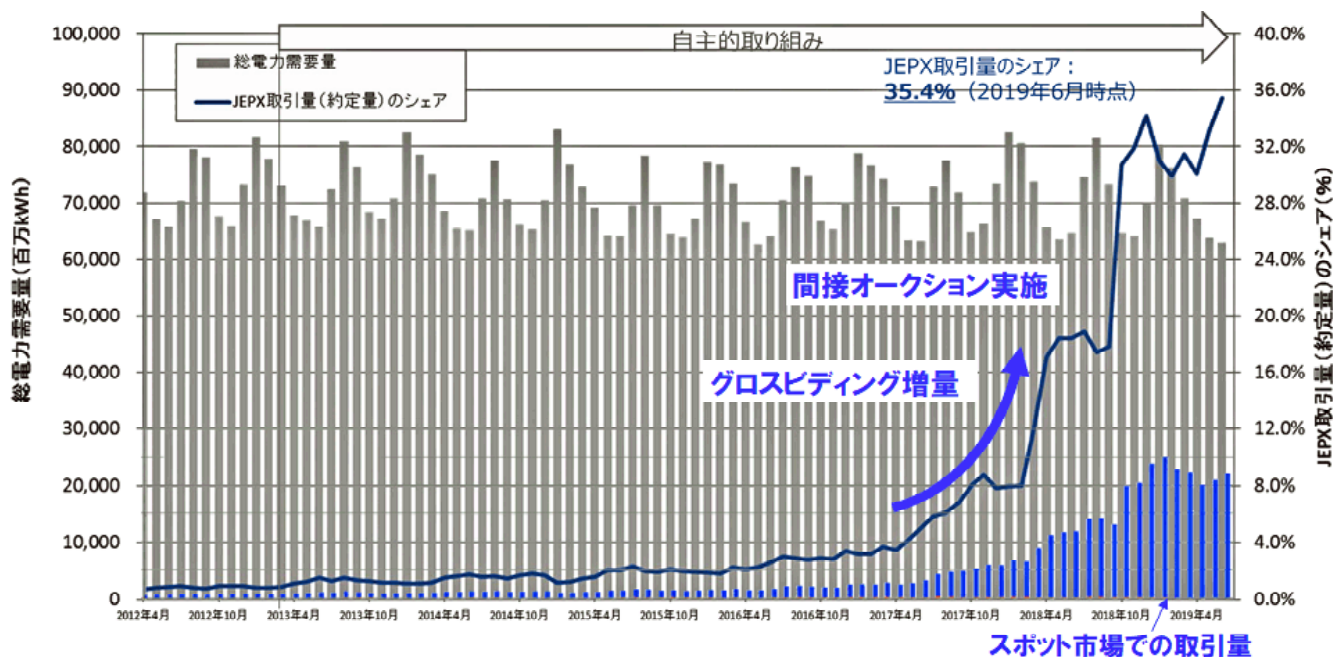


図8. 総電力需要の推移と卸電力市場JEPX取引量とそのシェアの推移

(旧一般電気事業者によるグロスビディングは当初の「各社10%程度」の目標を2019.6月時点ですでに超過達成(東電23.5%、関電22.9%、中部電13.5%、九州26.2%、北海道61.6%、東北21.5%など:北海道と東北はネットビディングを含む)しており、将来の目標「各社20~30%程度」に近づいていて、伸びしろは少ない) (出典:事務局提出資料, 自主的取組・競争状態のモニタリング報告(平成31年4月~令和元年6月期), 電力・ガス取引監視等委員会 第41回制度設計専門会合, 資料8(2019.9.13))

たことで、2019年6月にはスポット市場での取引が電力需要の35.4%へ上昇しました(図8参照)。しかし、グロス・ビディングも目標値にほぼ達したため、頭打ちの状態になっています。とはいえ、シェア14.8%を占めるに至った新電力は、スポット市場からの調達比率を2018年6月の45.5%から2019年6月には87.8%へ伸ばすことができました。それは新電力のシェア拡大で余剰になった比較的高価なミドル・ピーク電源の卸取引が増えた結果に過ぎず、大型水力など安価なベースロード電源は旧一般電気事業者が抱え込んだままです。

第2に、電源開発(Jパワー)と事実上無期限の長期契約で約1,700万kWを独り占めにして、新電力へは約46.6万kW、2.7%しか切り出していない。

第3に、新電力への常時バックアップについては、「適切な電力取引についての指針」で、「新規参入者が旧一般電気事業者に継続的に電力の卸供給を受けることで、ベースロード電源の供給量が足りないときに常時バックアップを受けることができ、特高圧電力と高圧電力が3割、低圧電力が1割程度確保されるような配慮を旧一般電気事業者が行う事が適当」とされているにもかかわらず、新電力による電力

調達量に占める常時バックアップの割合は2014年6月の約30%から2019年6月には0.3%へ激減しています。これはスポット市場で電力を調達しやすくなった一方、常時バックアップの取引価格等の条件がスポット市場より悪い結果だと推定されます。

第4に、新電力との相対取引は2018年末に約6%へ増えたものの、2019年6月には3.7%へ激減しています。これは、図9のように、旧一般電気事業者間の競争激化に対応して、2019年度から他エリアでの系列会社(グループ・子会社)への相対取引を増やす一方、新電力などグループ外(旧一般電気事業者の子会社を含む)との相対取引を減らす方針へ転換したためです。しかし、新電力との2019年6月の相対取引は25億kWhで、新電力販売電力量94億kWhの26%を占めており、無視できないウェイトです。

第5に、先渡市場の2017年度約定量は約0.48億kWh、総需要の0.002%にすぎず、2019年度に入っても状況は変わらず、ベースロード市場に対応する「24時間型-年間」商品への入札はありませんでした。

このような状況下では、新電力を利する「適正な価格のベースロード市場」などそもそも期待できなかったのです。

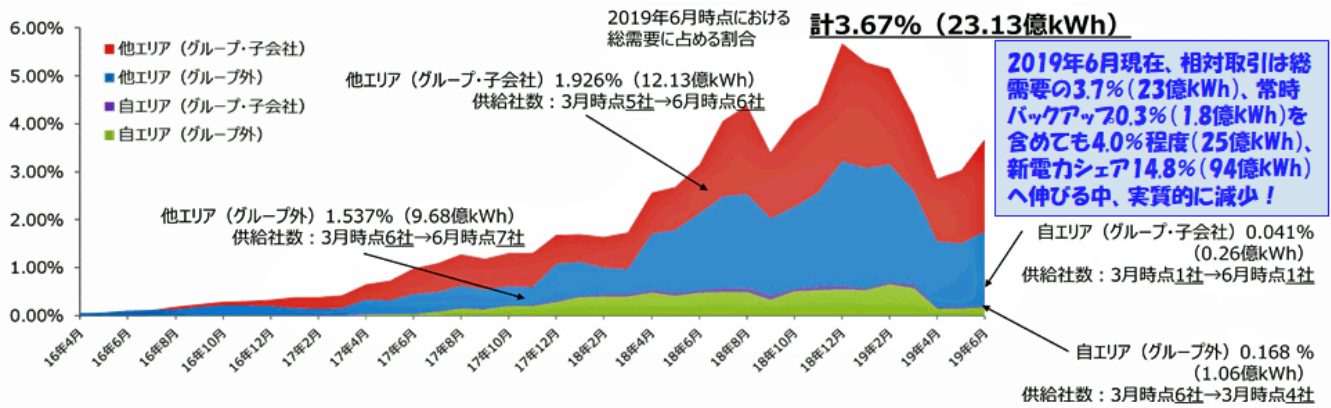


図9. 総需要に占める相対取引による供給量の割合及び相対取引による供給社数の推移

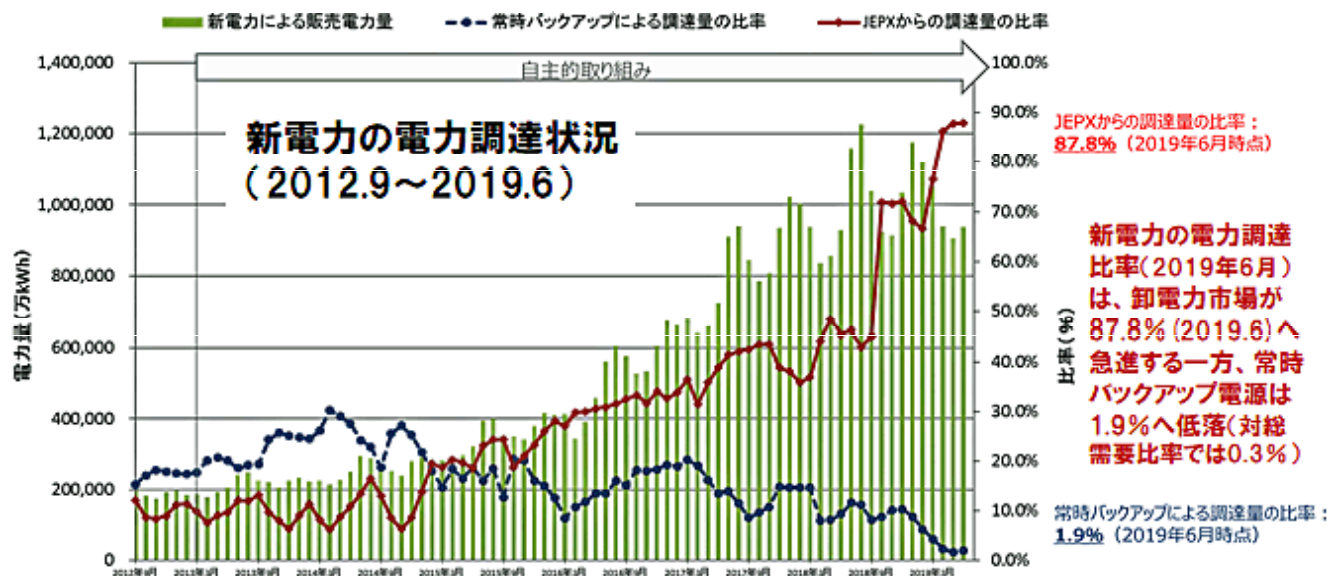


図10. 新電力の電力調達状況(2012.9~2019.6) (図9および図10の出自:事務局提出資料, 自主的取組・競争状態のモニタリング報告(平成31年4月~令和元年6月期), 電力・ガス取引監視等委員会 第41回制度設計専門会合, 資料8(2019.9.13))

賠償費一般負担金「過去分」の託送料金転嫁

ベースロード市場は、「石炭火力・大型水力・原子力等の安価なベースロード電源の一部を適正な価格で市場へ供出する」という名目で開設されましたが、それは建前にすぎず、実際には、福島事故の損害賠償費一般負担金「過去分」2.4兆円を託送料金で回収する(2020年度から40年間、毎年600億円で、新電力負担はシェアに応じて高まる)ことを新電力に受入れさせる代わりに、政治的取引として導入された日本独自の市場(沖縄を除く)なのです。「電力システム改革貫徹のための政策小委員会中間とりまとめ」(2017.2)には、「原子力に関する費用について、託送料金の仕組みを通じた回収を認めることは、結果として、原子力事業者に対し、他の事業者に比べ

て相対的な負担の減少をもたらすものである。このため、競争上の公平性を確保する観点から、原子力事業者に対しては、例えば、原子力発電から得られる電気の一定量を小売電気事業者が広く調達できるようにするなど、一定の制度的措置を講ずるべきである。」と明記されているのです。当然のことですが、「沖縄エリアにおいては、需要家一般に対して新たな負担を求める措置はないことも踏まえ、ベースロード市場は開設されない。」(資源エネルギー庁、ベースロード市場ガイドライン(2019.3.19))とされています。

ベースロード市場の実態は、旧一般電気事業者が高値入札して、奪われた市場を取り返す手段として使われようとしています。こんなベースロード市場は即刻閉鎖し、2020年4月からの一般負担金「過去分」の託送料金への転嫁を撤回すべきです。

FIT賦課金低減に役立たないFIT非化石価値取引市場は即刻閉鎖し、 新電力いじめと原発補助の非FIT非化石価値取引市場は開設断念すべき

非化石価値取引市場は日本独自の市場であり、RPS制度(Renewables Portfolio Standard 再生可能エネルギー利用割合基準制度)下での再エネ証書取引以外、他の国に創設例はありません。この市場ではFIT非化石証書(固定価格買取FIT(Feed-in Tariff))と非FIT非化石証書の2種類が取引されますが、前者は「FIT非化石証書収入でFIT賦課金による国民負担を軽減する」ことを目的とし、後者は「高度化法上の非化石電源(原子力を含む)調達目標の達成を後押しする」ことを目的としています。しかし、いずれも、その目的達成にはほど遠く、国民負担軽減に役に立たないばかりか、旧一般電気事業者による新電力いじめを促し、再エネの普及を妨害し、原子力容認の世論づくりを意図するものと言わざるを得ません。

FIT賦課金を軽減できないFIT非化石証書取引

FIT非化石価値は2018年5月から2017年分が取引が開始されましたが、2017年は5.2GWh、2018年(1~12月)は35.3GWh(日本卸電力取引所JEPXの非化石価値取引市場取引結果)に留まり、電気供給量500GWh以上の特定エネルギー供給業者に関する集計では、表3のように、2018年度の「非化石証書使用量」は24.9GWh、0.03%にすぎず、売れ残った証書は小売事業者へ無償配分され、その量は「余剰非化石電気相当量の分配」75,163GWh、99.97%にもなっています。2019年1~3月分は106GWh(JEPX取引証書量)へ増えていますが、微々たるものであることに変わりはありません。FIT非化石価値売却収入は費用負担調整機関である低炭素投資促進機構GIOの収入となり、翌年度FIT賦課金の引き下げに活用されるはずでしたが、これでは完全な失敗と言えます。

仮に、FIT非化石価値がすべて売却されて、FIT賦課金の引き下げに使われたとしても、FIT非化石価値を購入した小売事業者が料金へ転嫁すれば、FIT賦課金引き下げ効果は相殺され、結局、国民がFIT非化石価値を負担させられるため意味がありません。実際には、FIT非化石価値を料金転嫁できる

表3. 非化石電源種別の割合(表4の供給事業者)

年度		2017	2018
非化石電源比率加重平均		18%	23%
非化石電源種	水力	8%	7%
	原子力	3%	6%
	新エネルギー等	1%	1%
	非化石証書等	6%	9%
	非化石証書使用量[GWh]	2.2	24.9
	余剰非化石電気相当量の分配[GWh]	51,837	75,163
合計		18%	23%

注:「余剰非化石電気相当量の分配」とは「売残りFIT非化石証書の分配量」のことである。

注:非化石証書取引は $2.2/51,839=0.004\%$ (2017)、 $24.9/75,168=0.03\%$ (2018)に留まり、売れ残ったFIT非化石証書の非化石価値(余剰非化石電気相当量)は販売電力量に応じて分配されている。

表4. 非化石電源比率と特定エネルギー供給事業者の数

年度		2017	2018
非化石電源比率	40%~	0	2
	35%~40%	0	1
	30%~35%	1	1
	25%~30%	3	1
	20~25%	3	3
	15~20%	1	1
	10~15%	8	14
	5~10%	30	36
0~5%	0	0	
合計		46	59

注:「特定エネルギー供給事業者」とは前年度の電気供給量が5億kWh以上であるもの

(表3および表4の出典:資源エネルギー庁、高度化法に基づく非化石エネルギー源の利用目標達成計画について、第20回電力・ガス基本政策小委員会、資料8(2019.8.29))

小売事業者とそうでない事業者の間で小売競争力に差が生じ、体力のない小売事業者はFIT非化石価値取引で体力を失っていかざるを得ないのです。

高度化法(エネルギー供給事業者による非化石エネルギー源の利用及び化石エネルギー原料の有効な利用の促進に関する法律)による「2020年4月~22年11月分の中間評価」実施時には、この「余剰非化石電気相当量の分配」分は非化石電源比率に算定できないことになっていますので、FIT電源で電力供給していてもFIT非化石価値を購入しなければならないのです。極めておかしなことです。無意味で有害なFIT非化石価値取引市場は閉鎖すべきです。

非FIT非化石価値は新電力いじめの原資になる

非FIT非化石価値取引は2020年4月から予定されていますが、非化石電源比率を全国的に平均化

日本にしか存在しない非化石価値取引市場の概要

○**非化石価値の売り手**: 非化石価値取引市場または相対取引も可(相対取引と同時または他社販売)

FIT電源: 費用負担調整機関である低炭素投資促進機構GIO(Green Investment Promotion Organization)

非FIT非化石電源: 発電事業者、卒FIT電源をアグリゲートしている小売電気事業者等

(卒FIT電源は、2019年度約53万件、2023年までの累計約165万件・670万kW:資源エネルギー庁、住宅用太陽光発電設備のFIT買取期間終了に向けた対応(2018.9.12))

○**FIT非化石証書の取引**: GIOが年4回、3ヶ月分の証書をオークションへ入札、入札最低価格1.3円/kWh～入札最高価格4.0円/kWhで、マルチ・プライス・オークション(落札価格は小売事業者の買取入札価格になる)。

売れ残ったFIT非化石証書は、ゼロエミ価値や非化石価値を販売電力量のシェアに応じて無償で小売事業者へ配分する(ただし、**高度化法**の中間評価では、この無償配分証書分は非化石電源比率に算定できない)。

(エネルギー供給事業者による非化石エネルギー源の利用及び化石エネルギー原料の有効な利用の促進に関する法律)

○**非FIT非化石証書の取引**: 再エネ指定(大型水力、卒FIT電源等)・指定なし(大型水力、卒FIT電源、原子力等)のいずれも、2020年4月発電分以降、年4回、3ヶ月分の証書を入札最高価格4.0円/kWh(最低価格なし)以下で、シングル・プライス・オークション(落札価格は約定価格で統一)。売残り証書は分配しない(年度内のみ有効)。

非化石証書のグループ内取引可能量は、①特例措置非設定事業者では、特例措置設定基準年の全国平均非化石電源比率、②特例措置設定事業者では、特例措置設定基準年の当該事業者の非化石電源比率、の範囲内とし、グループ外への非化石証書取引の経済合理的行動に期待し、JEPXへの販売は強制しない

○**非化石証書のもつ3つの価値**

①**非化石価値**: 高度化法の非化石電源比率算定時に利用可能。小売事業者が非FIT非化石電源から相対で電気を調達していても非化石証書を取得していない場合は非化石電源比率に算定できない。

②**ゼロエミ価値**: 温対法上のCO₂排出係数に利用可能(小売電気事業者が調整後排出係数算定時に、調達した非化石証書の電力量に「全国平均係数」を乗じることで算出したCO₂排出量を実二酸化炭素排出量から減算できる)

③**環境表示価値**: 小売電気事業者が需要家に対して付加価値を表示・主張することが可能。

トラッキング付非化石証書は需要家がRE100への報告に活用可能。

(出典: 電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会 第二次中間とりまとめ(2019.7); 同中間取りまとめ(2018.7))

表5. 旧一般電気事業者の2018年度自社発電電力量[百万kWh](各社有価証券報告書に記載されたもの)

種別	水力	火力	原子力	新エネ等	合計	水力+新エネ	水力+新エネ+原子力
北海道電力	4,083 17.5%	19,082 81.9%	0 0.0%	145 0.6%	23,310	4,228 18.1%	4,228 18.1%
東北電力	7,372 11.9%	53,830 86.9%	0 0.0%	732 1.2%	61,934	8,104 13.1%	8,104 13.1%
東京電力	11,071 5.8%	179,610 94.2%	0 0.0%	71 0.0%	190,752	11,142 5.8%	11,142 5.8%
中部電力	8,500 7.5%	104,000 92.4%	0 0.0%	100 0.1%	112,600	8,600 7.6%	8,600 7.6%
北陸電力	6,235 23.6%	20,203 76.4%	0 0.0%	4 0.0%	26,442	6,239 23.6%	6,239 23.6%
関西電力	13,496 12.9%	61,207 58.4%	30,092 28.7%	19 0.0%	104,814	13,515 12.9%	43,607 41.6%
中国電力	3,299 9.3%	32,039 90.6%	0 0.0%	8 0.0%	35,346	3,307 9.4%	3,307 9.4%
四国電力	3,390 11.2%	19,978 65.8%	3,339 11.0%	3,654 12.0%	30,361	7,044 23.2%	10,383 34.2%
九州電力	5,099 8.3%	26,531 43.2%	28,812 46.9%	1,038 1.7%	61,480	6,137 10.0%	34,949 56.8%
9社計	62,545 9.7%	516,480 79.8%	62,243 9.6%	5,771 0.9%	647,039	68,316 10.6%	130,559 20.2%

注: 発電電力量は送電端電力量で、融通・他社受電電力量(電源開発(Jパワー)、日本原電からの受電および電力会社間融通量)は電源構成が不明なため除外し、揚水発電所の揚水用電力量(消費分)も除外した。販売電力量はここで除外した分を含めた発電電力量から送配電網による損失電力量を差し引いた分になる。表3のFIT電源75,188GWh[百万kWh]は含まれていない。

させるインセンティブしか働かず、再エネ普及を逆に妨げます。というも、旧一般電気事業者は表5のように、非FIT非化石価値の大部分を占める大型水力と原子力を保有し、送配電網独占をテコに卒FIT電源のアグリゲートと独自の再エネ開発を進めており、これらの非FIT非化石価値売却を通して得た収益を元手に小売競争力を高め、新電力の競争力を削ぎ、新電力による再エネ拡大を妨げようとするからです。この点については、さすがに、電力・ガス取引監視等委員会も気付いていて、「発電事業者に非化石証書収入の用途を義務化できないため、旧一般電気事業者内の発電部門から小売部門への内部補助で小売市場での競争が歪められる可能性」に対する具体策を検討中とのことですが、実際のところ打つ手はありません。

非FIT非化石証書取引は全国平均化を進めるだけ

高度化法では、「2030年度に44%以上」という非化石電源調達目標達成に向け、年電力供給量が5億kWh以上の特定エネルギー供給事業者には達成計画の提出を義務付け、第1フェーズ(2020年度初～23年度末)終了後、2023年7月以降に「2020年4月～22年12月発電分」について中間評価を行うこととしています。この中間評価ではFIT電源の「余剰非化石電気相当量」については勘案しないだけでなく、グループ内での非化石価値取引に制限を課し、中間評価達成目標に満たない量はグループ外から非化石価値を購入しなければならないことになっています。その結果、非FIT非化石証書の取引では、再エネ普及を促すのではなく、非化石価値の全国平均化を進める結果に終わることは見えています。

このグループ内取引制限は図11のような「化石電源グランドファザリング(特例措置)」のとられた供給業者とそれ以外とで区別されています。第1フェーズでは基準年を2018年度として対象事業者の非化石証書購入分を除く非化石電源比率の全国平均(表3では2018年度23%)を基準に、非化石電源比率がこれより低い事業者の達成目標をその程度に応じて図11のように一定量控除します。ただし、達成目標は2030年度44%に向けて漸増させ、そこからの控除

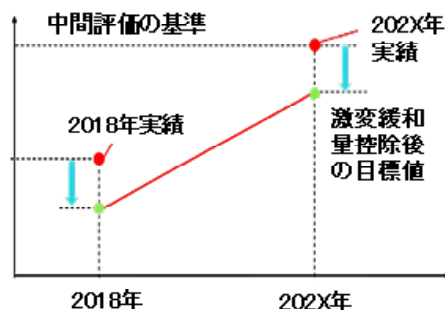


図11. 化石電源グランドファザリング(特例措置)

量を一定とし、第2フェーズで控除量を検討し直すことになっています。

非化石価値のグループ内取引上限は、非化石電源比率が全国平均より低い「特例措置設定事業者」では特例措置設定基準年の当該事業者の非化石電源比率とされる一方、「特例措置非設定事業者」では、特例措置設定基準年の全国平均非化石電源比率に設定されます。

したがって、第1フェーズでは、非化石電源比率が全国平均より高い事業者では、全国平均までしかグループ内で取引できず、これを超える分は相対取引か非化石価値取引市場で売り出す一方、「当該事業者の中間評価達成目標－特例措置設定基準年の全国平均」分はグループ外から購入しなければなりません。ところが、旧一般電気事業者間で余剰証書を交換する相対取引を行えば、損得なしで入手できますから、これが多用されることでしょう。

「特例措置設定事業者」の場合には、再エネ等を増やしても、「特例措置設定基準年の当該事業者の非化石電源比率」を超える分は自らの非化石価値とすることはできず、相対取引か非化石価値取引市場で売り出す一方、「当該事業者の中間評価達成目標－特例措置設定基準年の当該事業者の非化石電源比率」分はグループ外から相対取引か非化石価値取引市場で入手しなければなりません。

つまり、事業者が非化石電源比率を目標以上に高めていても、自らの非化石価値として扱うことはできず、相対取引か非化石価値取引市場に売り出して、グループ外から非化石価値を購入しなければならないのです。また、新電力が非FIT非化石電源から相対で電気を調達していても、非化石証書を取得していない場合は非化石電源比率に算定できない

ため、非化石価値を相対取引で電気と共に購入するか、別途、相対取引または非化石価値取引市場で購入しなければならないのです。

結局、大型水力、卒FIT電源など非化石電源を多く保有し、また、原子力を再稼働させた旧一般電気事業者に非化石価値収入が集まって市場競争力となる原資が増え、非化石電源比率の低い新電力などは非化石価値購入で利益を削ったり、小売料金へ転嫁して競争力を失ったりすることになるのです。そうなることがわかっているのに、わざわざ非化石証書を購入して競争相手を有利にし、かつ、自らの損失を増やす事業者などいないでしょう。「グループ外への非化石証書取引の経済合理的行動に期待し、JEPXへの販売は強制しない」(制度検討作業部会 第二次中間とりまとめ、2019.7)としていますが、「強制されずに購入する事業者」などいないでしょう。経済合理的行動は非化石価値を購入しないことだからです。

仮に、非化石価値取引市場が活性化しても、結果として得られるのは、非化石電源比率の事業者間のデコボコをなだらかにする、一種の「全国平均化」が行われるだけです。非化石電源比率が全国的に未達成でも、非化石価値取引市場がそれを高めるようには作用しません。非化石価値取引市場では、その意図に反して、「高度化法上の非化石電源調達目標の達成を後押しする」ことなど不可能です。

非化石電源比率を高める再エネ推進策が先決

なぜなら、再エネの普及・拡大を阻害しているのは、高度化法が前提としている第5次エネルギー基本計画(2018.7)の2030年度電源構成目標そのものであり、「原子力20～22%」「石炭火力約26%」というベースロード電源による再エネへの制約だからです。そこでは、再エネは22～24%(水力約9%を含むので、太陽光、風力、地熱、バイオマスなどの再エネは13～15%)と低く設定されていて、原子力優先の「太陽光・風力の接続可能量」による制約、送電線容量不足を理由とした接続拒否、高すぎる送電線への接続工事費の強要など、再エネ拡大を妨げるさまざまな障壁が設けられているからです。これをそのままにしておいて、非化石電源比率を高める条件が非常に制

約された中で、非化石価値取引市場を開設しても、それが再エネの拡大に寄与するなどということはありません。第5次エネルギー基本計画における2030年目標の原子力・石炭を大幅に削減して脱原発・脱石炭へ舵を切り、再エネを大幅に増やして、抜本的な再エネ拡大策を講じるのが先決です。

非化石証書(指定なし)は原子力への補助金

非化石証書(再エネ指定なし:原子力)は原子力への補助金そのものです。表5のように、旧一般電気事業者の発電電力量に占める「水力+新エネ」の比率は北陸電力の23.6%、四国電力の23.2%を除き、20%未満ですが、「水力+新エネ+原子力」の比率は、原発を再稼働させた関西電力、九州電力、四国電力では、41.6%、56.8%、34.2%に跳ね上がっています。これらの事業者は、当然のこととして、非化石価値取引市場には非FIT非化石価値(再エネ指定なし:原子力)を優先的に入札し、その購入を新電力に促し、電力消費者にそれを開示させることで、原子力再稼働に向けた世論操作を押し進め、原子力の維持・推進のための補助金と化すでしょう。

敷地直下や極近傍に活断層が走っていて適合性審査が止まっている原発は別として、東京電力、東北電力、中国電力など他の旧一般電気事業者もこれを受けて原発の再稼働に一層強い衝動力を働かせることになるかもしれません。

しかし、福島事故9年目の今なお、依然として国民の過半数は再稼働反対であり、非化石証書(原子力)の購入を電力消費者が支持するとは考えられず、新電力もそれを配慮して買い控えざるを得ないでしょう。結局、非化石価値取引市場は、非化石証書(原子力)は売れず、非化石証書(再エネ)が不足したまま低調したものに終わらざるを得ないのです。

FIT非化石価値取引市場は閉鎖し、非FIT非化石価値取引市場の2020年度開設は断念すべきです。

世界のどこにも存在しない非化石価値取引市場に拘泥するのはやめ、炭素税を課し、排出権取引を導入し、接続可能量を撤廃し、送配電網の全国統一公的管理で再エネの優先接続・優先給電を行い、再エネの抜本的拡大を大胆に実施すべきです。

