

関電第三者委員会が「金品授受に関する」調査報告書を3月14日岩根社長へ提出

関西電力は、美浜1号燃料棒破損事故の3年半以上隠蔽で地元の信頼を完全に失い、森山氏を地元有力者に仕立て上げ高浜3・4号増設に奔走！

賄賂への国税局追加徴税分も、役員減俸分も、退職後に隠れ補填＝腐敗の極致！

金まみれの原発利権構造を徹底解明し、関電の企業犯罪を問い質そう！



いよいよ出番だ！

大阪地検は、今すぐ告発状を受理し、強制捜査に入れ！

(2019.12.13大阪地検へ告発状提出に向かう告発人ら)

リサちゃんとパパの会話：パート12



リサ 関電の金品授受問題で第三者委員会が3月14日に調査報告書を渦中の岩根社長へ提出したけど、変ね。「第三者委員会」なのに、どうして？

パパ この委員会の前に、関電社内の調査委員会がこっそり作られて、調査報告書がまとめられたんだけど、最初は非公開だった。マスコミから隠蔽だと批判されてようやく公開したんだけど、金品授受問題は森山氏個人の資質が原因で、金品を受領した役職員に同情するような内容だった。「余りにもひどい」とさらに批判されて八木会長らが辞任し、「第三者委員会」で調査し直すことになったんだけど、岩根社長は第三者委員会の調査報告書を受けてから辞任すると言って、残ったんだ。だから、社長へ提出されたってわけ。



リサ それじゃあ、岩根社長や関西電力に配慮した内容になってるんじゃないの？

パパ 結果としてそうなのって言うね。先の社内調査報告書では、金品授受は森山氏の「自己顕示欲を満足させるための『権威の誇示』や『礼儀の実践』等」が目的だとしてたんだけど、それは「容易には想定し難い」と否定した。実利があると言うんだ。

金品授受の「見返りとして自分の関係する企業へ工事等の発注を行わせ、それらの企業から経済的利益を得る」という構造、仕組みを維持することが主たる目的であった」と断言し、森山氏の目的には触れてるけど関電サイドの目的、つまり、関電が「原発推進のための利権構造」を作り上げ、そこに森山氏を組み込んだことには触れず、関係する事実をさらりと記載するに留めてるんだ。そして、森山氏が「構造」をどのように作り、「関西電力の弱みを握る人物と認識されるようになったのか」、「なぜ、関係を断絶できなかったのか」という問題設定で、巧みに、コンプライアンス(法令遵守)とガバナンス(企業統治)の問題にすり替えているんだよ。

4月1日発送電分離を機に、送配電網の中立・公平な全国統一管理を求め、脱原発、再エネ優先接続・優先給電を実現させよう！

巻頭以外の目次

1. 大阪地検は3,371名による告発を受理し、即刻強制捜査に入れ！
2. 電力会社から独立した公的機関で送配電網の全国統一管理・運営を！
欧州並みの再エネ優先接続・優先給電を求め、再エネ拡大・地域分散エネルギーシステム構築へ前進しよう！



リサ やっぱり、岩根社長がすぐに辞任しなかったことが効いているのね。

パパ 関電は原発利権構造づくりを反省していないどころか、金品授受事件が起きている最中に電気料金を2度も値上げした上、金沢国税局から金品授受を追及されて追加徴税された分を退職後に役員へ補填していたんだ。企業体質を変えるなんて口先だけだよ。原発を推進する限り、無理だね。



リサ 電気料金をまじめに払ってきた消費者に申し訳ないという反省はないのね。

パパ 森山氏から1.1億円を受け取っていた豊松氏は、それが発覚する前の2019年6月に取締役を退任し嘱託エグゼクティブフェローになった。月収490万円で、うち30万円が追加徴税分(5年間継続補填)、90万円が震災後の役員報酬カット分の補填だというから驚きだ。退職後のエグゼクティブフェローは過去に1例しかなく年収も200万円だったというから破格の扱いだよ。鈴木、森中、大塚の各氏も退職後に同様に補填されるらしい。当時の八木会長と岩根社長が森相談役と話し合っただけで決めたというから、まさに「不正役員の、不正役員による、不正役員のための隠れ補填」=腐敗の極致だ。金品受領を会社として容認したことになり、一般社員も怒るよ。

調査報告書は「経営陣が勇気を持って本件問題と向き合い、コンプライアンス部門及び外部の弁護士等に対応策を検討させ、膿を出し切っていれば、この問題が1980年代から2018年に至るまでの実に長期にわたって継続することなどあり得なかったはずである。経営陣が本件問題と正面から向き合い、是正する決断力を欠いたことは、本問題が長年継続し、是正されることがなかった根本的な原因である」って言うけど、そうできなかった根本原因は「放射能災害の危険がつきまとい、地元にとって迷惑施設である原発を推進するには特別な利権構造が不可欠で、不正・不法行為、隠蔽と買収が避けられない」という点だ。調査報告書はそれを臭わせながら、自らも正面から向き合っていない。

リサ 「第三者委員会」も名ばかりね。

パパ 金品授受問題の元凶である原発をどうするのか、正面から向き合えば、「脱原発」しかないんだよ。関電にはもはや原発を担う資格はないし、再エネで電力余りの時代に老朽原発頼みだなんて時代遅れも甚だしい。

リサ そんなことしてたら、フクシマ事故が繰り返されてしまう！教訓を学んでないのね。

パパ その通りだね。「国策民営」と言われるとおり、国にも大きな責任がある。原発利権構造づくりは、電力会社による寄附金、地元業者への工事発注や利便供与などだけでなく、国の原発・核燃料サイクル推進策の下、巨額の電源三法交付金も大きく関係している。なぜ、こんなに巨額のお金が動くのかというと、原発には放射能漏れ事故が避けられないから金で抑え込む。正直に事故を公表してたら、不安をあおってしまうから隠す。

森山氏が地元有力者に育て上げられるきっかけは、関電が3年半以上隠蔽していた美浜1号の燃料棒折損事故が1976年に暴露されたことだった。関電は原発運転の当初から事故隠蔽を実行し、「教訓」を学んだんだ。美浜2号では、蒸気発生器細管がボロボロになり、放射能漏洩事故を繰り返した挙げ句、1991年に細管が突然破断し、炉心溶融事故手前まで事態が進んだし、2004年には運転開始以降一度も点検しなかった美浜3号の復水系配管が破断し、5名が死亡し、6名が重傷を負った。事故が起こるたびに、様々な形でお金が動き、不安が買い取られたんだよ。関電が教訓とするのは、どうすれば安全を確保できるかではなく、どうすれば原発をスムーズに再稼働できるかなんだ。

リサ だけど、今回金品授受に関わった関電役員は捕まって罰を受けるんじゃないの？

パパ 大阪地検が強制捜査に動くかどうかが鍵になるよ。調査報告書では、温排水によるフナクイムシ被害に対し二束三文の土地を11億円で福井県に高値査定させて土地購入(1987.2.20)で収めた件、塩浜工業のJV元請化要請の3週間後に1千万円が塩浜工業役員同席の下、豊松氏へ提供(2011.10.1)された件など収賄疑惑が残るものの、確実な証拠に欠け、「森山氏による個々の金品提供については、その大半が、個別の発注要求や発注との関連性が明らかとはならないタイミングでなされている」としている。つまり、第三者委員会には強制捜査権がなく、役員の取り調べもできず、森山メモや金沢国税局の査察資料などを入手できないという限界があるんだ。だからこそ、3,371人の告発を受けた大阪地検が即刻強制捜査に入るべきだと言える。但木委員長は記者会見で、調査の限界を認めながら、刑事告発を促すのは「正直言うと難しい」と述べたんだ。元検事総長がそんなことを言うのは地検への介入に等しい。



リサ 国は、関電のコンプライアンス欠如を受けて原発再稼働や老朽原発の寿命延長などを見直す気はあるの？

パパ 見直すどころか、予定通り、4月1日から「新検査制度」を導入し、国による定期検査を廃止して、電力会社の一義的責任で定検を行わせ、ひび割れが見つかったも、電力会社が「次の定検までもつ」と判断すれば、そのまま再稼働できるようになる。運転期間も今の13ヶ月から最大24ヶ月まで延ばせるようになる。もちろん、延長には申請が必要だけど、条件を満たしていれば、形式的な審査で認可されるんだ。



リサ コンプライアンスやガバナンスに問題があっても、そのまま原発の運転を認めるの？

パパ 関西電力は金品授受問題の3回目の記者会見で八木会長らの辞任を発表したけど、その翌日に大飯4号を運転再開させ、高浜4号も2月26日に運転再開させた。定検中の高浜3号は全国初の新検査制度の下、国の定検修了証(合格証)はなくなって、関電が勝手に5月にも合格と判断して営業運転を再開しようしているんだ。全く信じられない！

リサ 国は、原発・石炭などベースロード電源を進めながら、太陽光や風力などの自然資源による再生可能エネルギーを主力電源化するって言ってたんじゃないの？

パパ 実は、「再エネの主力電源化」は「原子力推進」とは両立できないんだ。欧米では、送配電網を再エネに開放し、再エネ優先接続・優先給電で再エネが急速に普及した結果、発電単価が最も安くなって、原発は補助制度がないと成り立たなくなっている。日本では、原発と石炭火力をベースロード電源(2030年時点の原発比率22~20%)と位置づけて原発推進の電力会社を優遇し、原発が再稼働すると再エネの出力を補償なく制御(運転停止等)し始めている。今でも原発なしで電力余りの状態だから、脱原発への転換は難しくないし、そうすれば原発重大事故のない再エネ中心の明るい未来が開けてくるんだ。

再エネを拡大するため、欧州では、ほとんどの国で送配電網が電力会社から所有分離されてる(仏独は例外:後述参照)。日本でも4月に発送電が分離されるけど、所有分離じゃなくて、法的分離(子会社化)に留まり、電力会社による送配電網支配が続くんだ。

おまけに、原発優先で再エネは接続拒否や給電制御の憂き目にあう。電力会社の支配力が依然として強いため、4月に撤回されるはずの「総括原価方式の小売り規制料金」も小売り自由料金と並んで継続されることになった。電力会社の支配力を削ぐためには再エネを拡大する以外にないことがわかっているのに、国は「再エネ主力電源化」のための抜本策をとろうとしていない。ところが、地震や台風による大規模停電時に再エネが電力供給の柱として機能したことで、強靱化対策の中心に再エネを据えざるをえなくなっている。矛盾だらけだけど、再エネを拡大せざるを得ない状況が日本でも確実に生まれているんだ。原発推進と再エネ拡大は両立できないんだから、脱原発・再エネ拡大を粘り強く訴え、中立・公平な非営利「独立系統運用機関ISO」(今の電力広域機関ではダメ)による送配電網の全国統一管理・運営を求め再エネ優先接続・優先給電を早く実現させたいね。

リサ 関電はコンプライアンス欠如でフクシマ事故を起こしかねないけど、東電はトリチウム汚染水を薄めて海洋放出しようとしているよね。これもコンプライアンス欠如じゃないの？

パパ その通りだ。トリチウム約860兆Bqとトリチウム以外の核種を含む約118万 m^3 (2019年末)のタンク貯留水を大量の海水で薄めて海へ放出しようとしている。今でも地下水バイパスやサブドレン水を海へ放出してるけど、トリチウム以外の放射能はほとんどなく、トリチウム濃度も1,500Bq/L未満で、薄めたりせずそのまま海へ流している。この濃度基準は「公衆の年被ばく線量限度1mSv」を担保するための法令に従って作られたもので、敷地内のタンクや施設等から敷地外へ放出される放射線を加味してる。だから、トリチウムの告示濃度限度6万Bq/L未満ならよいとして放出すると1mSvを超えてしまう。だから、これも法令違反、コンプライアンス欠如だということになる。

そもそも原子力委員会は1993年に「低レベル放射性廃棄物の処分方針として海洋投棄は選択肢としない」と決めてるし、海洋投棄禁止のロンドン条約議定書附属書二では代替案があれば海洋投棄の許可を拒否すると定めている。今回のトリチウム汚染水については「高濃度汚染水を土捨て場で固化埋設し、残りを100年間タンク貯蔵する」併用案がある(若狭ネット第179号、リーフレット参照)。安易に海に流して後世に禍根を残す道を選んではいけない。福島運動と連帯してトリチウム汚染水の海洋放出も止めたいね。

大阪地検は3,371名による告発を受理し、即刻強制捜査に入れ！

関西電力の第三者委員会調査報告書が2020年3月14日に提出され、公表されました。森山氏や関連企業からの金品受領は、1987年6月～2017年末の30年間に75名（関西電力41名、関電プラント7名、関電不動産開発7名）で3億6千万円、先の社内調査（2006～17年の12年間に23名で3億2千万円）と比べて18年間増・52名増なのに4千万円増に留まり、捜査権のない調査の限界を示すものとなりました。また、「森山氏との不適切、不正常な関係を断絶できなかった原因」が強調されるあまり、「関西電力が原発推進の利権構造を築き上げ、森山氏を組み込んだ」こと、「森山氏の助役退職後も利権構造を維持し、キックバックで関電役職員らへ還元されることを知りつつ原発工事等を増発注し続けた」こと、「金沢国税局の査察がなければ、金品受領に係るすべてが隠蔽されたままだった」ことなどから国民の目を背けるものとなっています。そして「ユーザー目線でのコンプライアンス（法令遵守）意識の醸成」という抽象的な再発防止策の提言でお茶を濁す結果に留まっています。

とはいえ、社内調査報告書（2019.9.11）では不明だった多くの事実が明らかにされており、工事増発注やJV（共同企業体 Joint Venture）元請化要請等と金品授受（キックバック）の強い関係が示唆されています。しかし、金品授受をより詳細に記した「森山メモ」や国税庁の査察押収資料は入手できておらず、森山氏宅や吉田開発、柳田産業、オーイング、塩浜工業など森山氏関連企業に存在するであろう関連資料も手つかずです。大阪地検だけがこれらを強制捜査できるのであり、大阪地検は3,371名による告発状（2019.12.13提出時3,272名に99名を2020.1.31追加）を早期に受理し、即刻強制捜査に入り、起訴すべきです。

ほぼ毎週の会席で金品授受が常態化

関西電力は森山氏への接待交際費として記録されているものだけでも、2009～17年に421回、ほぼ毎週のように宴席をもち、計8,952万円、21万円/回を負担しています。主に、この宴席で森山氏等からの金品授与が行われたのです。森山氏は、吉田開

発から謝礼3億円を受け取ったほか、柳田産業から数千万円の年報酬（相談役）を受け、オーイングからも高額報酬（取締役）を得、塩浜工業（JV元請化要請から3週間後の2011.10.1に1,000万円が豊松氏へ提供）からも口利きへの謝礼等を得ていたと推定されます。関西電力役職員らは、森山氏による工事増発注等の要求に応じれば、これらの企業が多額の利益で潤い、利益の一部が森山氏へ渡り、それが関電役職員へキックバックされることは十分承知していたのです。関西電力（2002～18年度）と関電子会社6社（2006～18年度）からの発注額/件数の合計は、吉田開発23.9億円/227件（特別発注78%）、柳田産業639億円/3,577件（同88%）、オーイング219億円/711件（同60%）、塩浜工業38.0億円/40件（同45%）、X1社42.7億円/592件（同59%）で、1件当たり発注額は特別発注の方が高いのです（それぞれの平均より4.9%、11%、58%、97%、61%も高い）。「工事増発注＝毎週宴席時のキックバック」を長期間継続していたのです。

森山氏との関係を断ち切れなかった原因？

調査報告書は、「関西電力の役職員が一様に森山氏との関係を断ち切ることができなかった原因」を次のように列挙しています。

「仮に森山氏との関係を断ち切った場合、①関西電力にとって不都合であり世間に公表されたくない高浜発電所立地時代の話を森山氏に暴露されるのではないか、②関西電力の役職員が森山氏から金品を受領してきたことが露見することで関西電力が社会的批判に晒されるのではないか、③森山氏が県や町、地元を巻き込んだ妨害行動に出るのではないか、④これらの結果、原子力発電所の運営や再稼働に支障が生じるのではないか、また、⑤自らの前任者らが苦心して森山氏の対応に当たってきた努力が全て水泡に帰すのではないか、⑥上司や先輩から森山氏とは事を荒立てないようにと指示・示唆され、そのことが事実上の業務命令となっている状況下で、これに従わないと社内における自らの地位が危うくなるのではないか、あるいは、出世の道を閉ざされるのではないか、さらには、⑦自身及び家族が危害を加えられるのではないかなど、各人各様の懸念に根差した不安感・恐怖感にあったのではないか」と考えられる。」（調査報告書p.25）。

逆に、森山氏との関係をなぜ強化したのかが重要

しかし、すべてが逆転しているのです。①高浜発電所立地時代の森山氏の関電への貢献は公表できないものも含めて極めて大きかった、②森山氏と関西電力の役職員は寄附金・工事発注優遇・金銭キックバックで極めて密接な相互依存関係にある、③森山氏は高浜町助役在任中は元より、退職後も、福井県、高浜・大飯など立地町、地元産業・住民への影響力が非常に強い、④これらの結果、森山氏は、原子力発電所の運営や再稼働に強い影響力を持ち続けている、また、⑤関西電力が会社ぐるみで構築してきた森山氏に係る利権構造を維持し続けたい、⑥これらは社内の上司関係や事実上の業務命令として社内で徹底されていて、これに従うことが社内出世の道である、⑦社員家族を含めて多くはそのしがらみに捕らわれている、と言えるのです。

すべての根源は原発推進の利権構造づくりにある

これらのうち①と③については、関西電力から第三者委員会へ提供された1994年3月25日付「森山氏に関する情報」資料に、助役退職直後の1988年1月時点で今後予想される懸念が、より具体的に記載されています---「(i)原子力発電所から県への報告、許認可について町又は県に圧力をかけ、ストップさせる、(ii)原子力発電所に関する問題を議会に取り上げさせ、同議会を通じて原子力発電所の業務運営を妨害する、(iii)関西電力に対する訴訟の原告側をバックアップし、原子力発電所からの温排水問題について関西電力を追及する」(p.75)---調査報告書は「現実には・・・妨害行動に出るかははなはだ疑問である」としていますが、実際には、森山氏の助役退職後も、関西電力が彼を取り込んで利用し続け、キックバックによる利益還元を享受し続けたのです。

関西電力は、1970年代から森山氏を利権構造の中に組み込み、地元有力者として育て上げ、その力を強め、原発推進に利用する仕組みを作り上げたのです。森山氏の助役退職後は、関電プラント顧問として年200万円の報酬を与え、関電幹部人権研修会講師として毎年定期的に招聘し、毎週のように宴

席を設け、森山氏関係人脈を維持し、森山氏から関連企業への工事発注増を求められると、「工事発注増＝関電役職員へのキックバック」となることを十分承知した上で、求めに応じて工事発注増を繰り返し、自らも金品授受の罠に深くはまっていったのです。

美浜1号燃料棒折損事故の隠蔽に始まる企業体質

関西電力の隠蔽体質は原発運転当初から醸成されたものです。その発端は、美浜1号の燃料棒折損事故の隠蔽です。関西電力は1970年11月に美浜1号の営業運転を開始しましたが、わずか1年半で蒸気発生器SG細管1本の2次側減肉で放射能漏れ事故を起こし、半年近く運転停止しました。70%以下の低出力で運転再開したものの、1973年3月からの第2回定期検査で新たにSG細管2,009本に減肉が見つかり、5ヶ月かけて施栓し、60%出力での運転を余儀なくされました。ところが、この定検開始直後の1973年4月4日、燃料集合体のプールへの移送時に燃料棒2本の折損事故が発見されていたのです。関西電力はSG細管漏洩が注目されているのをいいことに、原子炉製造元のWH社へ事故を報告する一方、国内では3年半以上隠し続けたのです。この事故は運転中に燃料集合体を支えるバッフル板の隙間から水平方向に吹き出す冷却水によって燃料棒が振動し破損したもので、スペインのゾリタ原発や米ポイントビーチ原発でも起きていました。国の検査官は当該燃料移送作業に立合わず(報告を受け取るだけの予定だった)、炉内構造物をすべて取出しての大きな燃料破片回収作業が行われ、WH社の指導で予定外のバッフル板ピーニング工事が行われたにもかかわらず、全く気付かなかったというのです。

原子力委員会がこの事故を正式に認めたのは、1976年12月7日、3年9ヶ月後でした。雑誌「展望」に「原子力戦争」を連載していた田原総一朗氏へ1976年4月に内部告発があり、同氏が「美浜1号炉燃料棒事故の疑惑」を7月に執筆して初めて公になりました。これを受けて、石野久男社会党衆議院議員が8月国会で追及し、大きく報道され、国民的批判を浴びた結果、ようやく通産省が1976年12月3日に立入調査し、原子力委員会が12月7日の国会で燃料

棒破損事故発生を認めるに至ったのでした。

関西電力は当初「燃料取扱作業中の事故」だったので、国にも福井県にも報告しなかったとウソぶっていました。1974年9月の原子力船「むつ」の放射線漏れ事故に続く商業用原発最初の重大事故で原子力推進が停滞するのを恐れた国は、関西電力に対し「厳重に注意を喚起し、強く反省を求める」に留め、10ヶ月後の1978年10月に運転再開を認めたのです。これを機に国や電力会社への不信と重大事故への不安が広がり、反原発運動が盛り上がっていきました。1979年3月には米スリーマイル島原発で炉心溶融事故が起き、PWR全9基が停止（運転中の大飯1号も要請を受けて停止）・総点検を迫られ、再稼働反対の反原発運動が一気に全国化し強まったのです。

この「関西電力の窮地」に地元有力者として登場し、汚れ役を引き受けたのが森山氏だったのです。

9億円の関電寄附金で影響力拡大

森山栄治氏が、浜田倫三高浜町長に綾部市土木課都市計画係長から引き抜かれ、高浜町企画室主幹に赴任したのは1969年12月です。その頃、美浜1号は翌年の運転開始を控えた最終段階にあり、高浜1号の設置許可(1969.12.12)がおりた頃で、大飯1・2号は電源開発調整審議会の承認(1970.10.28)に向けて関電が漁業補償仮協定や土地売却協定を済ませ、基礎調査に入る直前でした。

森山氏は1970年12月に民生課長、74年8月に企画課長、75年10月に収入役、77年4月から87年5月退職まで助役を務めています。関西電力は、1971年8月に福井県・高浜町と「関係諸法令遵守、建設計画事前了解、建設・運転状況と環境放射能測定調査報告、緊急時通報連絡、緊急時等立入調査実施、立入調査に基づく措置要求」などを規定した覚書を交わし、高浜1号試運転前の1974年1月に協定書へ格上げ調印しています。1969年6～9月には内浦・音海・小黒飯・高浜町の各漁協と高浜原発に係る漁業補償協定を締結し、海洋汚染と漁業衰退を憂慮する福井・石川・京都・但馬・鳥取・島根の6府県漁業協同組合とも高浜1号運転開始(1974.11)前に安全性確認に関する確約書を交わし、これに基づき福井県漁

連・京都府漁連と「建設計画事前協議、緊急時措置・通報連絡、温排水環境放射能調査検討、損害補償」等の協定書を1975年9月に締結しています。

美浜1号燃料棒折損事故が暴かれたのはその直後でした。関西電力は協定に明記された法令遵守も事故通報もせず、信頼を完全に失墜したのです。

調査報告書によれば、森山氏は1974年の企画課長就任以降、浜田町長と共に福井県知事・県職員・漁協(特に反対派漁民)等地元関係者との高浜3・4号増設等に係る折衝や対応に当たり、関電はその根回しを前提に増設申入や協議を行ったとされています。関電は森山氏の動きに呼応して1976～77年に9億2,819万円の協力金を浜田町長の個人口座へ送金し、町内5漁協へ3.75億円、高浜町へ5.46億円(道路港湾整備費に予算化)が配分されました。森山氏の助役初仕事がこのであり、漁協と地元業者への影響力を一気に広げたのです(若狭ネット第178号参照)。

関電は自らの責任を認め、原発廃止へ転換せよ

1979年3月のスリーマイル島事故後の運転再開に向けて、関電は「芦原義重代表取締役会長一内藤千百里取締役」体制の下、歴代総理への巨額献金で中央政界と太いパイプを築きながら、事故隠しで地元の信頼を失墜したため、森山氏が国や県への側面支援を行ったのです。国とも連携して高浜3・4号第2次公開ヒアリングの進行・警備全般を取り仕切り、大飯3・4号ヒアリングでは一般傍聴人なしの有線テレビ中継を実現したのも彼でした。調査報告書には高浜3号での圧死事故を警察等への無言の圧力で穏便に済ませたとも書かれています。温排水によるフナクイムシ被害を二束三文の土地の11億円での取引(公益事業にふさわしい正当な価値だと県に「査定」させた)で黙らせたのも森山氏でした。これらの汚れ仕事を一身に担って関電を支えたのですから、関係を断ち切ることなど関電の眼中にはなく、もっぱら、今後

もどのように活用できるかに関心があったのです。
金沢国税局の査察がなければすべてが闇の中でした。それが暴かれた今、関電は今度こそ深刻に反省し、不正の元凶である原発を即刻廃止し、再エネ推進へ転換すべきです。さもなくば解体でしょう。

電力会社から独立した公的機関で送配電網の全国統一管理・運営を！ 欧州並みの再エネ優先接続・優先給電を求め、 再エネ拡大・地域分散エネルギーシステム構築へ前進しよう！

送電網の所有分離または非営利ISOによる管理を

2020年4月に電力会社の送配電事業が分社化され、発送電が「法的分離」されます。東京電力の送配電部門は東電PG(東京電力パワーグリッド)として2016年の電力小売全面自由化と同時に「持ち株会社化」されていますが、これも法的分離に相当します。これらは、送配電事業を完全に別会社として独立させる「所有分離」ではなく、送配電網の管理・運営権を電力会社から独立した非営利の独立系統運用機関ISOに譲渡するものでもありません。電力会社の完全子会社として、小売・発電事業部門と情報共有し電力会社の傘下で送配電事業を営むのです。

安倍政権は「再エネの主力電源化」をエネルギー基本計画の一つに掲げていますが、それは「原発・石炭火力をベースロード電源として優先接続・優先給電」させた上での話であり、両者は矛盾し、現に対立しています。その矛盾は、4月の発送電分離＝法的分離でさらに深まるでしょう。欧米の経験ですでに明かなように、「再エネの主力電源化」には、送配電会社の「所有分離」または「ISOによる送配電網の管理・運営」による発送電分離、その下での「再エネの優先接続・優先給電」への転換が不可欠です。これらを強く求めていきましょう。

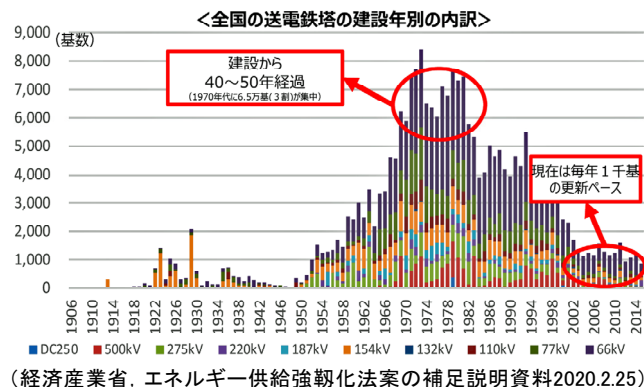
矛盾に満ちたエネルギー供給強靱化法案

エネルギー供給強靱化法案(強靱かつ持続可能な電気供給体制の確立を図るための電気事業法等の一部を改正する法律案)が2月25日に閣議決定され、その日のうちに今通常国会へ上程されました。法案の目的は「災害時の迅速な復旧や送配電網への円滑な投資、再エネの導入拡大等のための措置を通じて、強靱かつ持続可能な電気の供給体制を確保すること」だとされています。当初の予定では、2020年4月の発送電分離に合わせて、これまで経産省の有識

者会議で検討してきた電力システム改革の総仕上げ＝原発・石炭火力優先の仕組みづくりで終わるはずでした。ところが、2018年9月の北海道胆振東部地震によるブラックアウトや一連の台風(2019年15号・19号、2018年21号・24号)による送配電網破壊・広域停電で送配電網の強靱化(レジリエンス)が必要になる一方、再エネが災害時にローカルな電力供給源として有効であることが実証され、再エネを拡大させるには国民負担による地域関連系統線の整備が不可欠であることが判明したため、「再エネ拡大のための送配電網強化」と「地域電力網整備」へと、大きな方針転換が行われたのです。

一連の台風でも40m/sの設計基準を超える突風(最大瞬間風速70m/s、10分間平均風速50m/s)で鉄塔が倒壊、倒木や倒壊した建物または飛来物や土砂崩れなど二次災害で数千本の電柱が倒壊したことを踏まえ、鉄塔・鉄柱・コンクリート柱への「地域別基準風速の適用」や木柱の安全率1.3～1.5の「コンクリート柱並2.0以上への引き上げ」など設計基準が見直されましたし、1970年代をピークとする送配電網も建設から40～50年経過して老劣化が進んでおり、設備更新が待ったなしの状態です。これらの送配電網の設計見直しや老劣化に対応するためには、これまで以上に計画的な設備更新が不可欠です。

エネルギー供給強靱化法案で打ち出された方針は、①連系線整備費の「エリア負担」から「原則全国負担」への転換、②託送料金制度の「総括原価方



式」から「レベニューキャップ方式」への転換、③災害に強い分散型電力システムを形成するための「配電事業」の導入、④再エネを「地域活用電源」と「競争電源」に分け、競争電源へのFIT適用をやめ、卸電力取引市場や相対取引で売電させ、FIP基準価格と市場参照価格との差額をプレミアムとして交付するFIP制度を適用、⑤FIT認定後運転開始期限を過ぎても未稼働の再エネを一定期間後に失効、という内容です。これらは、発送電の法的分離という制約＝電力会社による送配電網支配を前提としており、「原発・石炭火力をベースロード電源として優先接続・優先給電」させた上での「再エネの主力電源化」にすぎないため、再エネ拡大・地域分散エネルギーシステム構築を進めようとすれば、必ず、送配電会社の利益（電力会社の利益でもある）と対立し、矛盾を激化させざるを得ません。これを解決するには、先に示したとおり、「送配電会社の所有分離」または「ISOによる送配電網の管理・運営」による発送電分離、その下での「再エネの優先接続・優先給電」への転換が不可欠です。以下では、これらを具体的に述べることにしましょう。

①連系線整備費の「原則全国負担」

送配電網の送電側は、発電所～一次変電所を繋ぐ「電源線」、変電所間（一次変電所～超高压変電所）の「ローカル系統」、超高压電力を流す「基幹系統」からなり、配電側では、一次変電所で27.5～50万ボルトの超高压から6.6～15.4万ボルトへ下げて大規模工場などの特別高压分野、配電用変電所で6,600ボルトへ下げて中規模工場・ビルなどの高压分野、柱状変圧器で100/200ボルトへ下げて住宅・コンビニ・小規模工場などの低压分野の電力消費者へ供給されます。再エネ事業者は、電源線工事費の全額（設置後の電源線維持・管理費も全額負担）とローカル系統の「一般負担」分（エリアの電力会社が託送料金の減価償却費として回収）を超える工事費を「特定負担」しなければなりません。さらに、基幹系統は全額一般負担だったのですが、見直され、「再エネ由来以外」の全国需要家負担の一部を「発電側基本料金」として負担させられようとしています。

北本連系線増強工事費は原則全国需要家負担

「連系線」は本州の9電力エリア間の電力融通のための22～50万ボルトの基幹系統で、これまでは連系線両端の電力エリアまたは希望エリア側の電力会社の負担で整備され、当該エリアの電力消費者から託送料金（減価償却費として「一般負担」）で回収されていました。たとえば、北本連系線（新々北本ルート30万kW新設）増強計画では当初、「主に北海道エリアの安定供給確保」の観点から、北海道電力（エリア内消費者）の全額負担でしたが、2018.9.6北海道胆振東部地震によるブラックアウトで見直され、「3Eの便益（安定供給強化、卸価格低下、CO2削減）が費用を上回る」場合は、「卸価格低下＋CO2削減」分を原則全国需要家負担とし、「安定供給強化」分を従来通りのエリア負担（託送料金）とすることになったのです。

北本連系線増強計画では、「現在価値換算費用617億円に対し、再エネ促進によるコスト低下とCO2削減の便益967億円、費用の1.57倍（再エネ由来54.1%）」と評価され、「工事費約430億円＋共通設備」の総額のうち再エネ由来分54.1%はFIT賦課金方式、その他電源由来分45.9%は託送料金方式（電力9社減価償却分：発電側基本料金等＝1：1）による原則全国需要家負担とされるのです（北本連系線の場合、安定供給強化分は考慮外）。エネルギー供給強靱化法案には、このFIT賦課金方式を「系統設置交付金」として導入する条項が入っています。「発電側基本料金」は2023年度導入予定なので法案には入っていませんが、今後、大きな問題に浮上するでしょう。

東北東京間連系線増強費は一部全国負担

東北東京間連系線増強費のうち契約から離脱した特定負担者負担分の約354億円に対して、この方針が適用され、便益が費用の1.6倍（再エネ由来68%）になると評価されたことから、同様にFIT賦課金方式68%、託送料金方式32%（うち半分は発電側基本料金等）で原則全国需要家負担とされます。ただし、離脱分以外の費用1,176億円については、すでに「安定供給強化」分としてエリア負担とされていたこともあり、適用外とされています。

ローカル系統増強費軽減策だった発電側基本料金

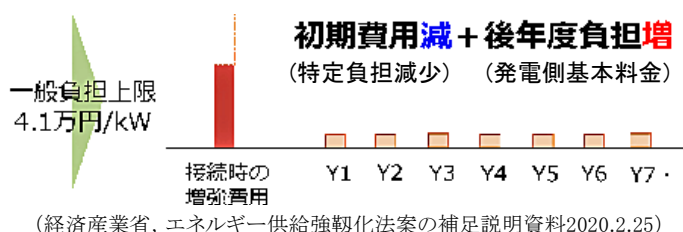
このように連系線を含む基幹系統は全額一般負

担(託送料金)ですが、これを全国需要家負担とする財源の一部に「発電側基本料金」がこっそり入られています。これは元々、再エネ事業者が接続申請時に求められる高いローカル系統増強費負担分の軽減策として検討されていたものです。

たとえば、東北地方などで再エネを設置する事業者にはローカル系統増強費の一般負担上限「太陽光1.5万円/kW、陸上風力 2.0万円/kW、火力4.1万円/kW」(エリア電力会社が減価償却費として託送料金で回収)を超える工事費の特定負担が求められます。これを軽減するため、「一般負担上限の4.1万円/kWへの引上げ」と「発電側基本料金1,800円/kW・年の導入」のパッケージが2023年度導入を目途に検討されています。一般負担上限引き上げ分の2.1万円/kWを当該再エネ事業者へで後年分割払いさせるという意味では十数年(金利補正後)で補填されるため負担総額はほぼ変わりません。しかし、この発電側基本料金の負担期間に制限が置かれず、当該再エネ事業者だけでなく全発電事業者が一律負担させられようとしているのです。これでは、特定負担の軽減と無関係な再エネ事業者にとっては負担増でしかなく、「特定負担」相当費完済後も発電側基本料金をずっと払い続ける再エネ事業者にとっては、設備利用率の高い火力との競争等で不利になります。

発電側基本料金は小売側で減額される

他方では、小売事業者にはこれまで託送料金として支払っていた「ローカル系統増強費補填分以外の発電側基本料金相当分約0.5円/kWh」が減額されますので、発電事業者が小売事業者との相対取引で発電コストに発電側基本料金を転嫁して相殺させることも理論的には可能になります。「発電事業者と小売事業者間の相対取引契約の見直し指針」骨子案では、小売側減額分を取引価格(卸料金)に充当(発電側増分と相殺)させるべきと指示していますが、発電側増分は設備利用率の低い太陽光や風力では、1.2～1.5円/kWh(設備利用率17～14%)や0.7～0.9円/kWh(同30～23%)となって小売側減額分0.5円/kWhでは相殺できませんし、相対取引の力関係によっては相殺できないケースも出てきます。さらに、FIT電源に対しても発電側基本料金が課せられるた



め、FIT賦課金の追加調整なども検討されていて、最終的には電力消費者に転嫁されます。このような「一般負担上限引上げと発電側基本料金とのパッケージ」は撤回し、再エネ接続に係るローカル系統増強費は全額を全国需要家負担としてFIT調達期間の20年間でFIT賦課金として回収すべきです。基幹系統の発電側基本料金分もこの方式で回収すべきです。根本的には、送配電網を全国统一の中立・公平な非営利の「独立系統運用機関ISO」を設立し、ここが全国送配電網の整備計画を立てて全一的に管理・運営し、全国負担とすべきです。

電力広域機関は中立・公平な非営利ISOではない

エネルギー供給強靱化法案では、再エネ大量導入・主力電源化に向けて、これまでの「増強要請に都度対応するプル型」から「ポテンシャルを見据えて計画的に対応するプッシュ型」へ送配電網整備方針を転換し、電力広域的運営推進機関(「電力広域機関」)に「広域系統整備計画」を策定させ、これに基づいて一般送配電事業者に整備させ、連系線のFIT賦課金転嫁分(系統設置交付金)の管理・交付業務を担わせ、これに必要な資金の金融機関借入れや電力広域機関債の発行を可能にするなど、その強化を図ろうとしています。

しかし、この電力広域機関は、議決権の多くを電力会社が握り、事務局長に経産官僚が天下り、電力会社と経産省の支配が貫徹する機関となっていて、中立・公平な機関とはほど遠いと言えます。また、電力会社と法的に分離されたにすぎない一般送配電事業者が送電網の管理・運営を一元的に担い、電力広域機関はエリア間の需給状況悪化時の連絡調整役に留まり、広域系統整備計画も一般送配電事業者が策定したものを積み上げる方式で、電力会社の支配力を削ぐような長期的な再エネ拡大計画や地域分散型エネルギーシステムの構築など期待

し得ません。この点では次のような欧米での送配電網の実態に学ぶべきでしょう。

EU指令で所有分離等と再エネ優先を指示

1996年以降電力自由化と欧州域内市場統合を進めてきた欧州連合EUは、2009年第3次EU電力指令で送電部門の一層のアンバンドリング(分離)策として、所有分離、ISO (Independent System Operator)、ITO (Independent Transmission Operator)のいずれかを各国政府に義務付けました。その結果、仏と独の一部以外は所有権分離が徹底されています。

ISOは電力会社から独立した組織(非営利会社)で「独立系統運用機関」と呼ばれ、送電網の所有権を電力会社に残したまま、ISOが送電網の運用・管理を担います。米国でも連邦エネルギー規制委員会FERCが1996年の Order 888 でISOの設立を奨励し、これを広域化した RTO (Regional Transmission Organization: 地域送電機関)がカリフォルニア、テキサス、マサチューセッツ、ニューヨークの各州に設立され、管轄する域内の発電会社の電力供給計画を事前に集計し、電力需給のバランスを維持し、リアルタイムで周波数を維持する責務などを持ち、さらに市場参加者からの独立性や送電網拡張計画の策定責任などの要件が付け加えられています。

他方、ITOは「独立送電運用機関」と呼ばれ、送電網の所有権と運用・管理は電力会社(子会社)に残しつつ、独立性を保证するための厳しい規制・監視を適用する方法です。EUは当初、ITOを認めない方針でしたが、電力会社から独立した送電計画策定と資金調達を行うことを前提に認められた経緯があります。日本の「法的分離」はITOに近いように見えますが、依然として市場支配力の大きい電力会社からの独立性を確保するには、所有分離もしくは非営利会社ISOに管理・運営権を譲渡させるのが望ましいと言えます。

ドイツでは垂直統合型4大電力会社のうちE.ONとVattenfallの2社が2010年にそれぞれオランダ国営送電会社とベルギー民間送電会社/オーストラリア投資ファンドへ全株売却による所有権分離、RWEが2011年に74.9%の株式売却で半ば所有権分離状



ドイツ送電会社の供給区域

(脱原子力ドイツの実像No.7, 原産新聞2016.3.7)

態(25.1%保有)、一時EDFに原子力事業を買収され45.01%の株を保有されていたEnBWは今でも所有権分離せず、ITOの状態にあります。このように、ドイツでは特殊事情にあるEnBW以外は基本的に所有権分離が進み、4大電力会社からほぼ独立した送電網運営が保証されているのです。再エネの優先接続・優先給電の結果、風力を中心に再エネの発電電力量に占める割合は2010年の17%から2016年の31%へ急拡大し、これに対応できなかった4大電力会社は2013～16年に軒並み大赤字へ転落し、再エネ開発へ転換せざるを得ませんでした。

②託送料金の「レベニューキャップ方式」への転換

エネルギー供給強靱化法案の二つ目の売りは、託送料金制度の「総括原価方式」から「レベニューキャップ方式」への転換です。これは、送配電事業者が、a. 再エネの導入拡大に資する送配電網の増強、b. 鉄塔の計画的な更新、c. 無電柱化の推進など、必要な送配電投資を着実に実施すると同時に、コスト効率化に取り組むため、欧州の制度も参考に、託送料金制度を改革するという触れ込みです。

レベニューキャップ方式による託送料金の規制手順は次のようになっています。まず、国が審査方針(指針)を提示し、広域系統整備計画と整合的に一

入上限を設定します。送配電事業者はこの収入上限を超えないように託送料金単価を設定し、設備増強・更新を計画的に実施します。この収入上限は当該一定期間中は固定され、「事前に想定し得なかった新規電源接続に係る設備新增設等による費用増、需要変動や調整力変動分など管理不能要因による費用増減、効率化目標などを収入上限の調整方針として織り込んだフォーミュラ（計算式）」に基づく調整以外では変更できません。この収入上限に対して、計画の効率的実施（コストダウン）で浮いた分は一般送配電事業者の利益として自由に処分できます。

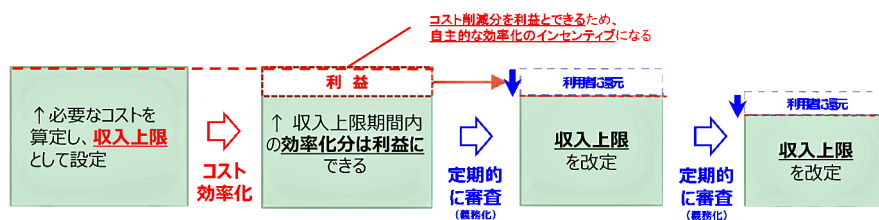
電力需要減で顕在化した総括原価方式の限界

電気料金はこれまで、コスト積み上げの「総括原価方式」で電気料金単価が決定されてきました。実際の収入は料金単価に電力需要量を掛けて得られますので、電力需要が増え続ける高度成長期には自動的に収入が増え、事業報酬とそれを超える「超過利潤」も増え続け、原発などの巨額投資を促してきたのです。資産が増えるとそれに比例して事業報酬^(注1)が増えますので、まさに「好循環」が得られたのです。

託送料金は電気料金の一部を構成していて、これまででは同様に「総括原価方式」で託送料金単価

注1: 事業報酬は、「事業資産の価値(レートベース)」に「事業報酬率」を乗じて算定されます。事業資産は「電気事業固定資産(除貸付設備等)＋建設中の資産(建設中利子等を除く建設仮勘定×1/2)＋核燃料資産＋特定投資＋運転資本(減価償却費等を除く営業資本)×1.5月分＋貯蔵品等×1.5月分)＋繰延償却資産」で算定され、資産が増えるほど事業報酬が増えるのです。事業報酬率は「自己資本報酬率×0.3＋他人資本報酬率×0.7」の加重平均で算出され、関西電力等では2.9%に設定されています。レベニューキャップ方式でも事業報酬は同様に設定され、保証されます。

＜収入上限（レベニューキャップ^①）制度の仕組み＞



(経済産業省、エネルギー供給強靱化法案の補足説明資料2020.2.25)

が決められましたが、託送料金については、「①超過利潤の累積額が一定水準額(＝平均帳簿価額×事業報酬率)を超えたり、②託送料金単価が想定単価より5%を超えて下がったり」すると託送料金単価を引き下げる決まりになっています。2020年度の発送電分離後は、電気料金の総括原価方式が撤廃されて自由料金だけになる予定(この方針は転換され、総括原価方式による規制料金が残ることになった)でしたが、託送料金については総括原価方式を残すことになっていました。ところが、少子高齢化と3・11震災後の省エネ・再エネ拡大で電力需要増大・託送電力量増大の「好循環」の条件が崩れたのです。託送料金単価を固定したままでは、託送電力量が減少すると託送収入が減り、予定していた送配電網更新計画を遂行できず、さらに、北海道胆振東部地震によるブラックアウト(広域停電)や台風による送電網破壊に伴う特別損失で2018年度託送収支決算は東京電力(値上げした託送料金単価の高止まり)と中部電力(補修・点検計画延伸等)を除き、軒並み赤字に転落したのです。他方、1960～70年代の原発・火力大增設に伴って送配電網も大增設された結果、50～60年後の今、その更新が待ったなしの状況です。託送料金単価を固定する総括原価方式では送配電網の更新計画が進まないことから、託送収入を固定する「レベニューキャップ」方式への転換が図られようとしているのです。

レベニューキャップ方式でも解決できない悪循環

レベニューキャップ方式では、託送収入を保証す
るため、託送料金単価は必要に応じて引き上げられ
ます。「収入を保証することで設備更新を計画的に
進め、コストダウンで捻出される超過利潤を自由に
処分できるようになるためコストインセンティブが働

く」というのが、売り文句です。しかし、これは再エネ拡大や地域分散エネルギーシステム構築と相容れません。再エネによる自家消費拡大や地域電力網の送電網からの自立化は、託送電力量の縮小につながり、収入を確保するためには託送料金単価の高騰を招き、さらに電力消費の抑制や自家発電への移行が進むという送電系統離れの「悪循環」が予想されるからです。この問題は、内閣府消費者委員会の第4回電力託送料金に関する調査会(2016.6.29)でも「送配電網のデススパイラル問題」として紹介されています。本来であれば、再エネ拡大や地域電力網の自立化が進めば、託送電力量が減り、送電網の空き容量が増えることから、送配電網の更新計画そのものを見直し、託送収入低減を前提に送配電網の縮小再生産で再エネや地域電力網との共存を図るべきでしょう。欧州のレベニューキャップ方式では再エネ優先接続・優先給電が送電会社に義務付けられているため、送配電事業者は共存せざるを得ず、この本来の過程が進んでいるのです。

ベースロード優先から再エネ優先への転換を

ところが、日本政府による「原子力・石炭などベースロード電源の優先接続・優先給電」の下では、再エネを接続拒否し、電源線工事費やローカル系統増強費負担で法外な工事費をふっかけ、再エネの無補償での出力制御を強要して、再エネ拡大と地域電力網自立に敵対せざるを得なくなるのです。発送電を分離しても分社化や持ち株会社化の法的分離だけでは、電力会社の支配力維持と利益優先のために送配電網が管理・運用されてしまいます。総括原価方式からレベニューキャップ方式への転換で、再エネ拡大・地域電力網自立化と共存しながら、それと連係した本当に必要な送配電網の増強・更新を進めるためには、欧州と同様に、発送電の所有分

離もしくは非営利会社ISOに管理・運営権を譲渡させ、再エネの優先接続・優先給電へ転換させるしかないのです。これらを伴わないレベニューキャップ方式への転換は再エネ拡大・地域電力網自立化と対立せざるを得ず、原発・石炭依存の日本のエネルギーシステムを一層ガラパゴス化させ、再エネ中心への世界的な産業構造転換の流れから立ち遅れ、矛盾を一層激化させざるをえないでしょう。

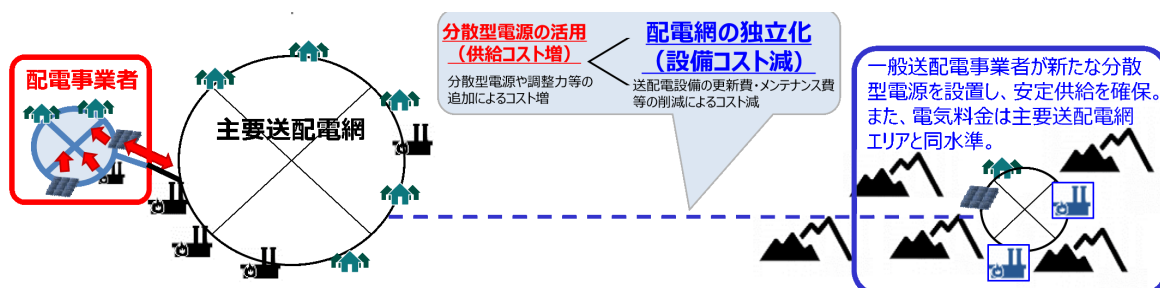
もっとも、太陽光発電や風力などの再エネは、日照や風量によってピークとの差が大きく変動し、適地偏在や需要地との離隔などを考慮すれば、一時的には送配電網の増強が必要になります。しかし、①予想以上にコスト低下が進んでいる蓄電池や電気自動車EV等の蓄電システムによるピーク供給電力のピークカット・平準化、②IoTを活用したデマンドレスポンスDRの拡充等による電力需要のピークカット・平準化、③ベース電源とされている原発・石炭火力など大容量電源の早期廃止と送電系統の再エネへの解放によって、送配電網増強計画を抑制できますし、不要な送配電網の譲渡・売却・廃止によって維持・管理費を削減することもできます。再エネと地域電力網を軸とした送配電網に構築し直すのであれば、縮小再生産になるとはいえ、夢のある、環境に優しい未来志向のものだと言えます。

③「配電事業」導入で分散型電力システムを形成

エネルギー供給強靱化法案の三つ目の売りは、再エネ等による地域分散エネルギーシステムの構築を進めるための「配電事業」を認めるもので、一般送配電事業者の送配電網を活用し、特定区域(主要電線路から独立して電線路を維持・運用できる「指定区域」)の独立運用も認めるものです。

欧州では、送配電網は送電網事業者と配電網事業者がそれぞれ別々に管理・運用しています。ドイ

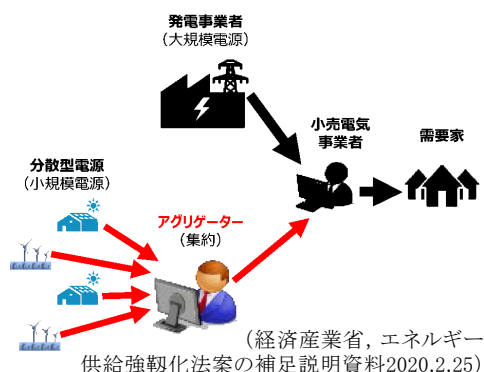
(経済産業省、エネルギー供給強靱化法案の補足説明資料 2020.2.25)



ツでは送電事業者は4社ですが、配電事業者は896社(うち顧客10万件以上は75社)で、その大半は公営電力ガス会社が配電事業を兼ねているものです。これらをベースに地域分散型エネルギーシステムが発達しているのです。

エネルギー供給強靱化法案では、分散型電源等を束ねて電気の供給を行う「特定卸供給事業(アグリゲーター)」も法的に認められます。AI・IoT等の技術を活用した運用・管理によって、設備のダウンサイジングやメン

テナンスコストの削減が図られることが期待されているのです。



④再エネ「競争電源」へのFIT制度の適用

エネルギー供給強靱化法案の四つ目の売りは、再エネの「固定価格買取FIT(Feed in Tariff)制度」に加え、「市場価格に一定のプレミアムを上乗せして交付するFIP (Feed in Premium)制度」を創設することです。

再エネを「競争電源」と「地域活用電源」に分け、大規模事業用太陽光発電など「競争電源」に新設のFIT制度が適用されます。地域活用電源には今のFIT制度が適用されますが、その認可要件が厳しくなります。住宅用太陽光発電や小規模事業用太陽光発電など「自家消費型の地域活用電源」では「発電電力量の30%以上が自家消費で災害時に活用される計画である」こと、小規模地熱・小水力・バイオ

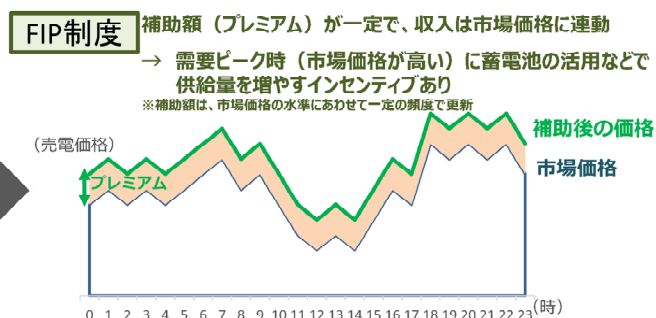
マス発電など「地域消費型の地域活用電源」では「地域一体型で活用され、地方自治体の防災計画に位置づけられるなどレジリエンス強化に資する」ことが新たな要件になります。

再エネ導入はまだ、ドイツの半分程度にすぎない

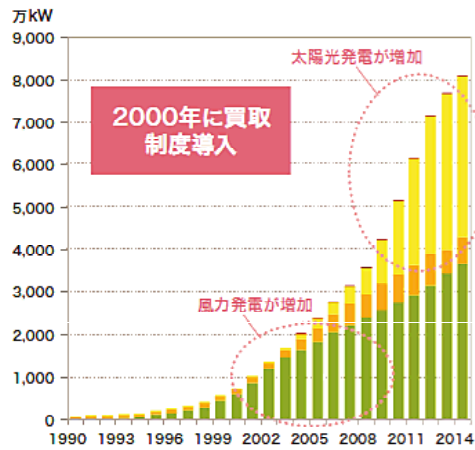
日本でもFIT制度導入で再エネが急増したとはいえ、環境エネルギー政策研究所ISEPの集計によれば、2019年の電力需要量に占める再エネの割合は17.1%(前年の16.5%から増加)にすぎず、うち4割強が水力発電7.6%(前年の8.4%から減少)で、太陽光発電7.2%(前年の6.4%から増加)が水力発電と同程度のレベルへ追いつこうとしています。バイオマス発電1.2%(前年の0.7%から増加)、風力発電0.9%(前年の0.8%から増加)とまだまだです。ドイツでは2015年からFIP制度を導入していますが、2016年には再エネが31%を達成するなど、再エネがFIT制度で十分拡大したことを受けてFIP制度を導入したのです。この意味でも、日本でのFIP導入は時期尚早であり、FIT認可要件を自家消費率30%や災害対応で厳しくするのは再エネ拡大を抑制することになり、撤回すべきです。

ドイツのFIP制度は卸電力取引活性下で導入

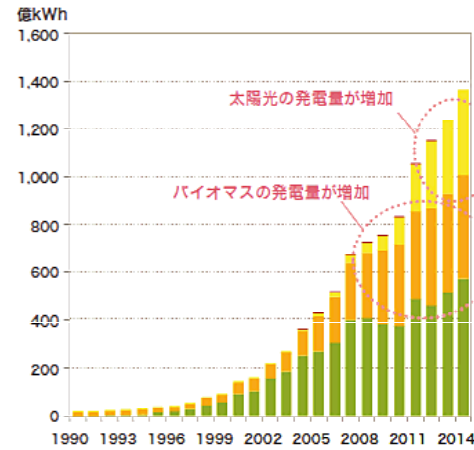
ドイツでは、2000年のFIT制度導入後、2012年からは再エネ事業者が卸電力市場で直接取引した後にFIT価格と卸市場の毎月平均価格との差額をプレミアムとして受け取る制度を導入し、電力市場での卸市場取引の割合が50%(2014年のドイツ/オーストリア共通市場DE/ATでの卸電力取引所EPEX Spot)での実



(FITでは電力会社が全量買取し、取引所市場には出ない) (FIPでは再エネの取引所市場での取引が前提となる)
FIP制度の右図はFIP基準価格と市場参照価格との差額を固定する「固定型プレミアム」の場合で、FIP基準価格を固定して市場参照価格を30分単位の市場価格に応じて変更する「完全変動型プレミアム」等もある (エネルギー供給強靱化法案の補足説明資料2020.2.25)

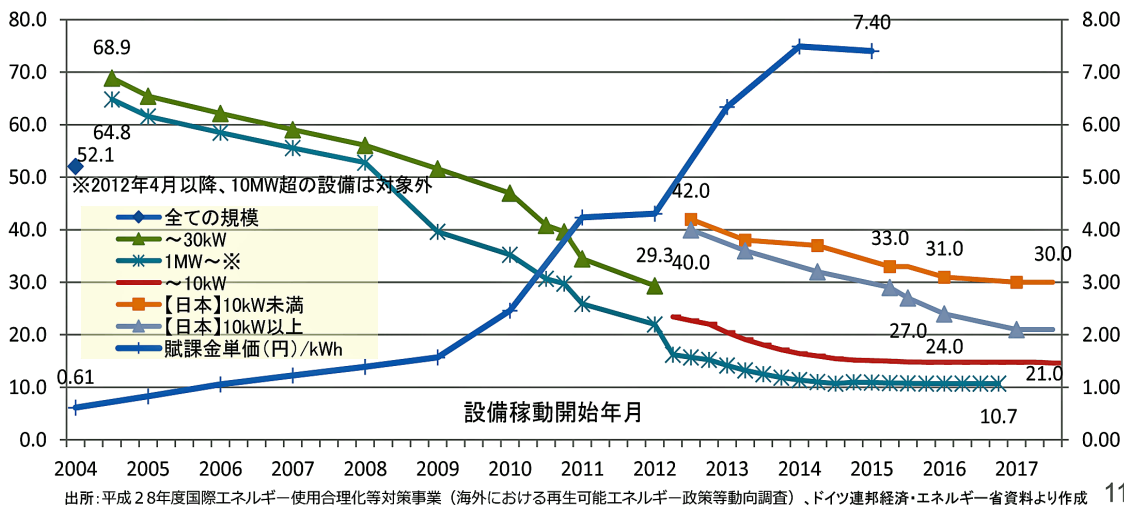


Source: ドイツ環境省



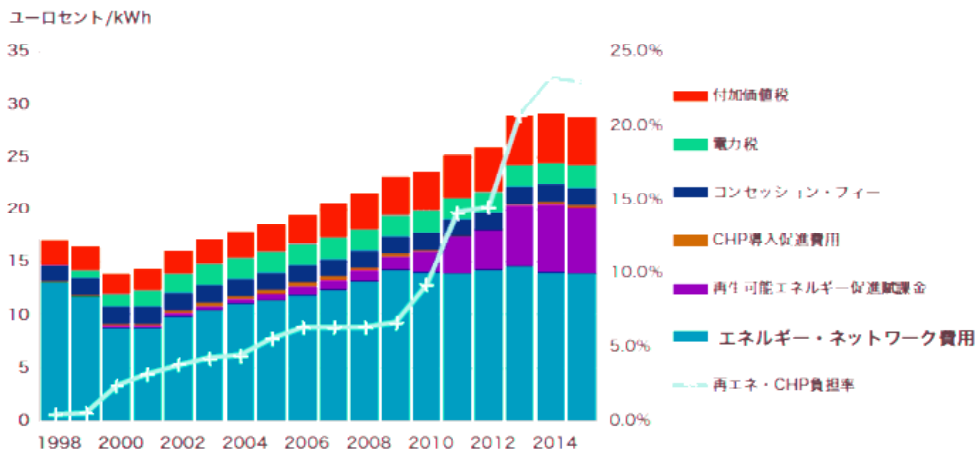
Source: ドイツ環境省

ドイツにおける再生可能エネルギーの設備容量(左)と電力量(右)の推移(脱原子力ドイツの実像No.7, 原産新聞2016.3.7)
 (円/kWh) 【ドイツの太陽光発電設備の買取価格の推移】 (1ユーロ=120円で計算) (円/kWh)

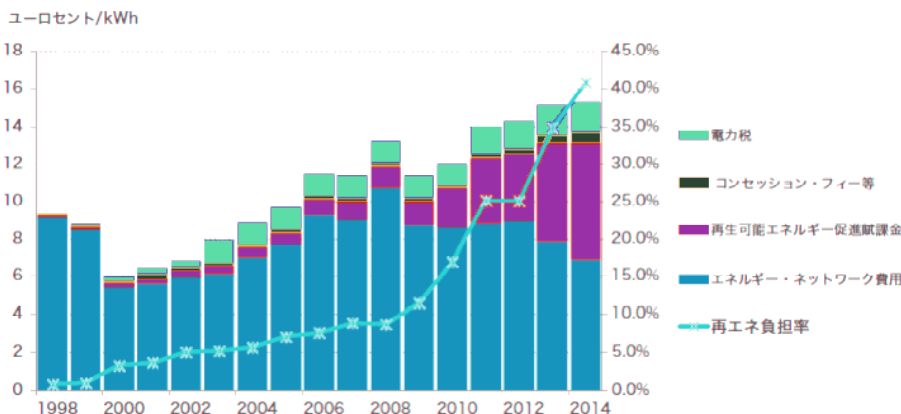


(出典:株式会社
野村総合研究所,
平成29年度国際
エネルギー使用合
理化等対策事業
(海外における再
生可能エネルギー
政策等動向調査)
報告書, 資源エネ
ルギー庁省)

ドイツの太陽光発電設備の買取価格の推移:ドイツでは2004年に68.9円/kWh、日本は2012年に42.0円/kWhから始まった



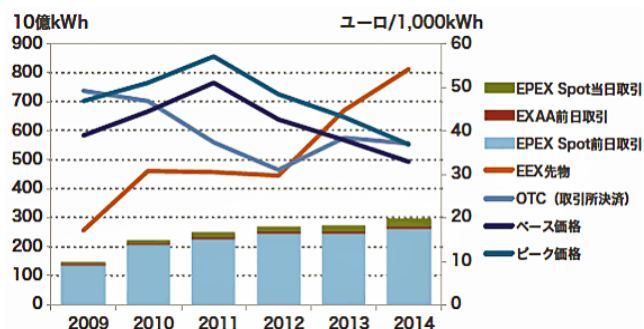
(2018年の電気料金は29.43セ
ント/kWhで2014年とほぼ同じ、内
訳も、発電コスト19.3%、送配電
託送・メーター料金25.6%、配電
委託料5.7%、付加価値税16%、
FIT賦課金23.6%、電力税7.0%、
その他2.8%でほぼ同じ。実際の
コストと賦課金・税金等はほぼ半
々。アンケートによれば、国民は
環境のためにいいならと受け入
れている:澤啓臣, 現代の理論
第18号・2019年冬号論壇)



ドイツにおける家庭用電気料金(上)
と産業用電気料金(下)の推移

(BDEW Strompreisanalyse Marz 2015.3, 脱
原子力ドイツの実像No.7, 原産新聞2016.3.
7)

(「コンセッション・フィー」は電力会社が
事業を行うために地方自治体へ支払う
料金。FIT賦課金は2020年以降、2000
年からの導入量に応じて減っていく。)



ドイツ/オーストリア共通市場EPEX Spot卸電力取引状況
(独連邦ネットワーク庁Monitoring Report 2015:脱原子力ドイツの実像
No.7, 原産新聞2016.3.7)

績)へ増えたことから、2015年から100kW～2MWの太陽光発電を皮切りにFIP入札制度(FIP基準価格の入札で落札されなければFIP制度は適用されない)を導入し、FITとFIPのいずれかを再エネ事業者が選択できるようにしています。EUでは送電事業者が再エネの優先接続・優先給電が義務化されていますが、日本ではこれすらなく、再エネの割合が17.1%とドイツの半分程度、その上、電力の取引所取引が低調な現状で、FITからFIPへ移行するのは時期尚早だと言えます。ドイツでは2017年から750kW以上の全再エネ電源(バイオマスは150kW以上)にFIP入札制度が適用され、その電力を卸市場で直接取引するようになり、FITは終了しています(FIT賦課金は徐々に減って20年後にゼロとなり、電気料金は極めて低くなる)。

FIP導入の前提となる卸電力取引が低調

日本の卸電力市場は「相対取引」と「日本卸電力取引所JEPXでの取引所取引」で構成されますが、相対取引が大半で、取引所取引は2016年度まで4%程度に低迷していて、電力会社によるネット・ビディング(余剰分供出)とグロス・ビディング(社内取引分の10～20%を卸市場取引)で18%(2018年5月)、地域間連系線利用のための間接オークション^(注2)で35%(2018年12月)に達する状態で、極めて歪な状態です。

注2:9電力間の地域間連系線の利用順を従来の「先着優先ルール」から「スポット市場での入札価格の安い電源順に送電することを可能とするルール(間接オークション)」へ変更(2018.10.1)したことにより、JEPXでの取引所取引が増えたものです。ただし、電力広域機関の送配電等業務指針の定める長期固定電源(原子力、水力(揚水式以外)又は地熱電源)は出力制御が困難

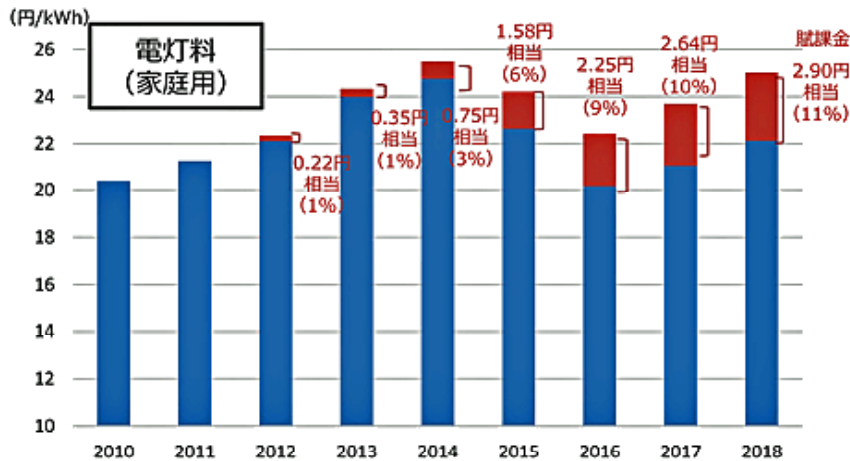
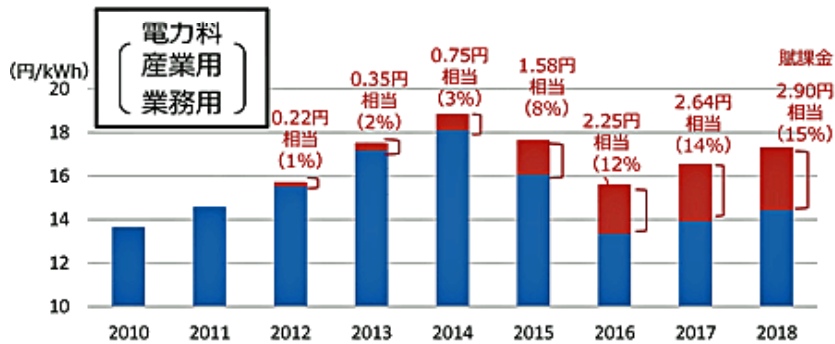
なため、スポット市場において、他電源より優先的に約定できる仕組み(成行価格での約定)とするなど原子力優先送電は維持されており、原子力が再エネ優先給電を妨害する状況は変わりません。

というのも、電源開発(Jパワー)の電源1,700万kWを長期契約で独占的に利用する電力会社(旧一般電気事業者)が国内電源の83%を占めていて、社内等の「相対取引」中心で、取引所取引は強制されない限り参加しない方針だからです。強いられたグロス・ビディングGBも当初の目標(各社10%程度)をすでに達成(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:2019.6月期販売電力量中のGB売り入札割合、北海道と東北はネットビディングを含む)し、将来の目標(各社20～30%程度)に近づいていて、JEPXのスポット市場取引量(約定量)は2019年6月時点の35.4%で、頭打ちになっています。旧一般電気事業者の市場支配力が依然として強く、2020年度の総括原価方式による規制料金制度の継続が決まるほど、新電力小売事業者の市場占有率が小さく、取引所市場での取引が停滞している中で、再エネ事業者に市場取引を強要するのは時期尚早です。

総括原価方式の小売規制料金は撤廃中止

実は、総括原価方式による規制料金制度は発電電分離とともに2020年度に廃止されるはずでした。ところが、電力会社の市場支配力が依然として強く、消費者団体から「電気料金を一旦低く設定して新電力を駆逐した後で、電気料金を上げるのではないか」との懸念が強く、2020年度以降も継続されることになったのです。電力・ガス取引監視等委員会「経産大臣による電気の経過措置料金に関する意見聴取への意見の回答」(2019.4.24)では、次のように各供給区域での競争状況を評価しています。

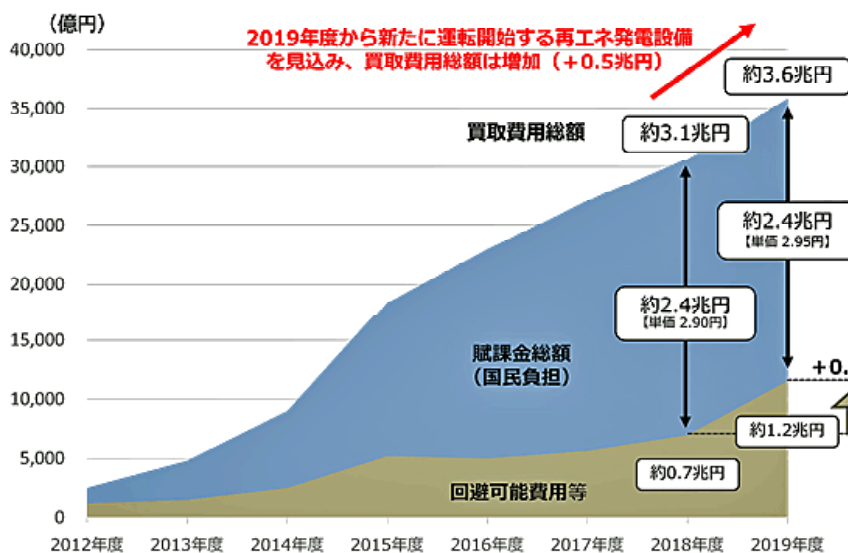
東京電力エナジーパートナー及び関西電力の供給区域においては、(1)消費者等の状況(小売電気事業者の切替え(「スイッチング」)等に関する電気の使用者の認識度)については一定の充足が認められるものの、(2)競争者による競争圧力については、有力で独立した小売電気事業者が複数存在するとは認められず、現時点での競争圧力は不十分であり、(3)競



旧一般電気事業者の電気料金平均単価と賦課金の推移

注:()内は電気料金に占める賦課金の割合。発受電月報、各電力会社決算資料等をもとに資源エネルギー庁が作成。グラフのデータには消費税を含まないが、併記している賦課金相当額には消費税を含む。なお、電力平均単価のグラフではFIT賦課金減免分を機械的に試算・控除の上で賦課金額の幅を図示。)

(資源エネルギー庁「国内外の再生可能エネルギーの現状と今年度の調達価格等算定委員会の論点案」, 第46回調達価格等算定委員会, 資料1(2019.9.24))



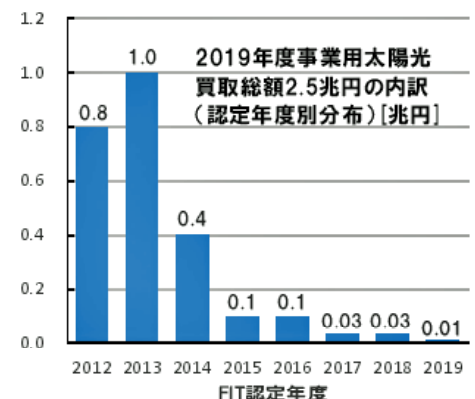
回避可能費用等の増加要因	
再エネ電気の買取量の増加	+1,600億円
燃料価格に連動する回避可能費用単価の上昇	+1,100億円
2017年度までの運転開始が見込みを下回ったことによる剰余金の活用	+1,900億円
合計	+4,600億円

FIT制度に伴う国民負担の現状: 2019年度買取費用総額は約3.6兆円、前年度(約3.1兆円)から約0.5兆円増加、2019年度賦課金総額は約2.4兆円(賦課金単価2.95円/kWh)、前年度(総額約2.4兆円・単価2.90円/kWh)から微増に止まった。前年度から回避可能費用等が大きく(約0.5兆円)増加したことが要因。(資源エネルギー庁「再生可能エネルギー政策の再構築に向けた当面の対応」, 第14回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, 資料8(2019.5.30))

2019年度再エネ買取総額3.6兆円の内訳

再エネの種類	買取総額	構成比
住宅用太陽光	0.2 兆円	5%
事業用太陽光	2.5 兆円	70%
風力発電	0.1 兆円	4%
地熱発電	0.02 兆円	0.5%
中小水力発電	0.06 兆円	2%
バイオマス発電	0.4 兆円	10%
移行認定分	0.3 兆円	9%
合計	3.6 兆円	—

買取総額の内訳を見ると、事業用太陽光2.5兆円、中でも、右図のように、2012年度～2014年度に認定された事業用太陽光発電に係る買取費用が2.2兆円と大半を占めている。



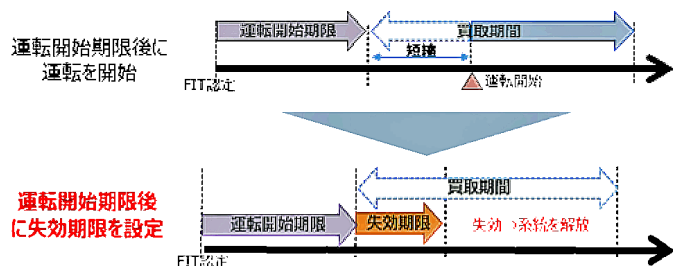
争環境の持続性についても、みなし小売電気事業者と新電力の間での電気調達に係る公平性についての懸念が存在。

その他の供給区域においては、(1)消費者等の状況(スイッチング)については一定の充足が認められるものの、東京電力エナジーパートナー及び関西電力区域と比較するとまだ十分とは認められず、(2)競争者による競争圧力についても、有力で独立した小売電気事業者が見当たらず、現時点の競争圧力は不十分であり、(3)競争環境の持続性についても、みなし小売電気事業者と新電力の間での電気調達に係る公平性についての懸念が存在。

(電力・ガス取引監視等委員会事務局、2019.4.24)

このような評価から、電力会社の小売規制料金の存続が決まったのです。その廃止条件はというと、「経過措置料金規制が存続する区域指定解除の審査時期」として検討されていて、「有力で独立した競争者」の新たな登場や既存の有力競争者の状況、需要家のスイッチングの状況など、各区域の競争状況について顕著な進展がある場合など、再審査を行う合理的な理由があると判断される区域を、指定解除の審査対象区域とすることとしてはどうか。具体的な審査対象区域の選定については、概ね年に1回程度、電力・ガス取引監視等委員会等において検討することとしてはどうか。(低圧部門における競争の現状と見通し③)」、第8回電気の経過措置料金に関する専門会合、資料4(2019.4.3))とされています。

では、電力会社の市場支配力を大きく減退させる状況はどのように形成されるのでしょうか。それは、再エネが一層拡大され、地域分散型エネルギーシステムが各地で作られ、これらと連係した小売事業者が大きく成長することです。



※ 既認定案件については、新制度開始後、十分な期間を確保した失効期限を適用することにより予見性を確保。

(経済産業省、エネルギー供給強靱化法案の補足説明資料2020.2.25)

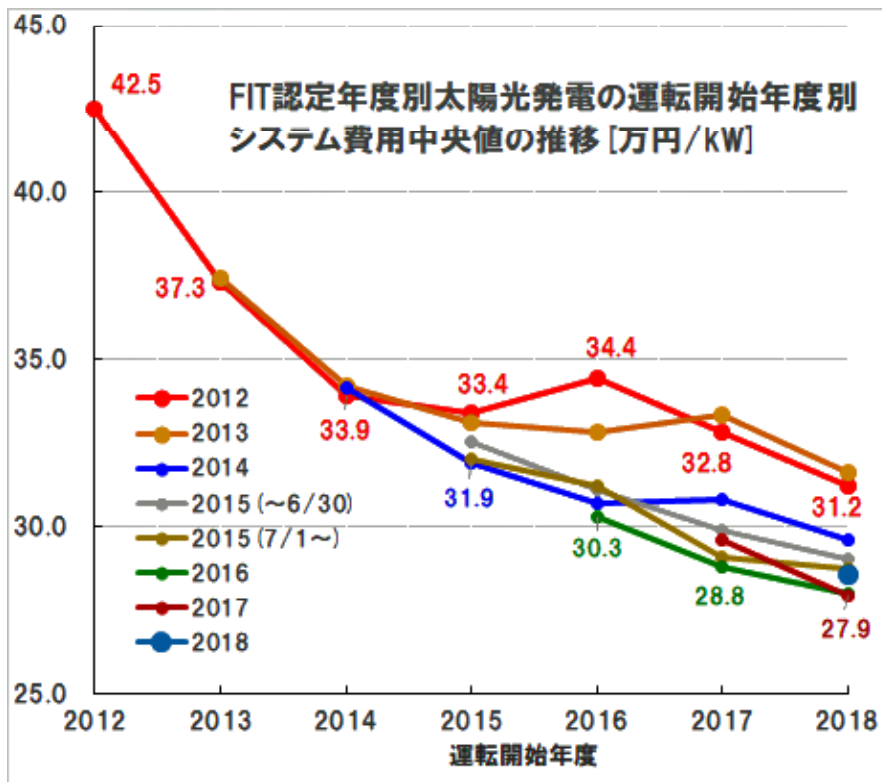
FIP制度の先延ばし、FIT認定条件強化の撤回を

なのに、まだよちよち歩きの再エネ事業者にFIP制度で電力会社との競争を強い、競争できない再エネ事業者のFIT認定にも厳しい条件を加えるのは、これに逆行しているといえませぬ。太陽光と風力の比率が30%程度に達し、JEPX取引所取引率が50%程度へ増えるまで、FIP制度の早期導入を先延ばしにし、FIT認定条件を「自家消費率30%や災害対応」で厳しくするのはやめるべきです。FIT制度による再エネのさらなる拡大を図り、旧一般電気事業者に対抗できる小売事業者の成長を待つべきです。経産省は、FIT賦課金累積額の急増を問題視しているようですが、FIT制度導入で再エネコスト低減の先進的役割を担いきったドイツとは異なり、その恩恵を享受している日本では、実際の電気料金は急騰していません(16ページの図表参照)。2019年からの卒FIT電源の増加とFIT認定時の調達価格低減により、FIT賦課金累積額は減少または増加率逡減が見込まれることから、今後も継続して、FIT制度による再エネ拡大を図るべきです。

⑤FIT認定後未稼働の再エネを一定期間後に失効

エネルギー供給強靱化法案では、FIT認定されながら未稼働状態の再エネ案件について、運転開始期限^(注3)を過ぎてもなお稼働しない場合には、「20年間のFIT調達期間をその分だけ短縮させる」これまでの措置をやめ、期間を定めてFIT認定を失効させる措置を講じています。

注3:表Bによれば、2012-16年度認定分の未稼働計約2,290万kWのうち運転開始期限有は1/3の約760万kWで、期限無が約1,020万kW、期限有無不定が約510万kWに上ります。このため、2016年8月1日以降継続契約では「運転開始期限3年」が設定され、改正FIT法(2018.12.21)では、原則として2017年3月末までに継続契約を締結できていない未稼働案件の認定を失効させる措置がとられ、2016年8月1日以降に継続契約を締結した事業用太陽光発電に「認定日から3年」の運転開始期限を設定、それを超えた期間(月単位)だけ20年の調達期間が短縮される措置がとられています。2018年度末までに事業用太陽光発電約2,070万kWの失効が確認されています。



(資源エネルギー庁「再生可能エネルギー政策の再構築に向けた当面の対応」, 第14回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, 資料8(2019年5月30日))

図A. FIT認定年度別太陽光発電の運転開始年度別システム費用の推移

表A. 事業用太陽光発電の2018年度末累積FIT認定・累積FIT導入・未稼働の量と件数

	10～50kW	50～100kW	100～250kW	250～500kW	500～750kW	0.75～1MW	1～2MW	2MW以上	合計
FIT認定量[MW]	22,143	102	1,425	3,556	2,519	2,852	13,108	24,541	70,246
(構成比)	(0.315)	(0.001)	(0.020)	(0.051)	(0.036)	(0.041)	(0.187)	(0.349)	(1.00)
FIT導入量[MW]	13,870	97	1,199	2,600	1,890	2,210	9,306	7,256	38,426
FIT導入率[MW比]	62.6%	95.1%	84.1%	73.1%	75.1%	77.5%	71.0%	29.6%	54.7%
未稼働分[MW]	8,273	5	226	956	629	642	3,802	17,285	31,820
(構成比)	(0.260)	(0.000)	(0.007)	(0.030)	(0.020)	(0.020)	(0.119)	(0.543)	(1.00)
FIT認定件数[件]	745,113		19,806			7,752	8,590	1,227	782,488
(構成比)	(0.952)		(0.025)			(0.010)	(0.011)	(0.002)	(1.00)
FIT導入件数[件]	544,669		15,869			5,924	6,168	518	573,148
FIT導入率[件数比]	73.1%		80.1%			76.4%	71.8%	42.2%	73.2%
未稼働件数[件]	200,444		3,937			1,828	2,422	709	209,340
(構成比)	(0.958)		(0.019)			(0.009)	(0.012)	(0.003)	(1.00)
平均規模[MW/件]	0.0413		0.301			0.695	1.57	24.4	0.15

注: 2019年3月時点までの失効分反映 (資源エネルギー庁「国内外の再生可能エネルギーの現状と今年度の調達価格等算定委員会の論点案」, 第46回調達価格等算定委員会, 資料1(2019.9.24))

表B. 年度別FIT認定案件の稼働状況 [万kW]

年度	既稼働	未稼働 (未稼働率)	合計
2012	1,203	281 (0.189)	1,484
2013	1,474	1,164 (0.441)	2,638
2014	562	685 (0.549)	1,248
2015	192	157 (0.450)	349
2016	192	363 (0.654)	555
2017 ※1	86	185 (0.680)	272
2018(暫定)	12	94 (0.895)	105
合計 ※2	3,722	2,929 (0.440)	6,651

※1: 2017年度認定は、2018年4月以降に新規認定された2017年度価格案件を含む。ただし、数値は暫定集計値である。

※2: 改正FIT法による失効分約2,070万kW(2019年1月時点で確認できているもの)を反映済。

●2012～14年度未稼働計約2,130万kWのうち、運転開始期限なし約940万kW、期限の有無未判明約490万kW、期限あり約700万kW

●2015年度未稼働約160万kWのうち、運転開始期限なし約80万kW、期限の有無未判明約20万kW、期限あり約60万kW

●2016年8月1日以降接続契約では運転開始期限3年を設定

注: 「2018年度(暫定)」は2018年前期4～9月の認定分で、2017年度価格で認可された案件も含まれない。

(資源エネルギー庁「再生可能エネルギー政策の再構築に向けた当面の対応」, 第14回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, 資料8(2019.5.30))

このような措置を取る理由は、再エネのFIT認定後、とりわけ太陽光発電のシステム費用が図Aのように急減していたことから、「工事を先送りしてより安くなってから着工しようとする悪質な事業者が出てきたためだ」と説明されていますが、それだけではなさそうです。

というのは、事業用太陽光発電の導入率が表Aのように、平均54.7%と低いのは事実ですが、50～100kWでは95.1%と高く、規模が増すにつれて下がる傾向があります。それでも、1～2MWのメガソーラーでは71.0%で低すぎるとは言えません。最も小規模な10～50kWでも低いとはいえ、62.6%に留まります。ところが、2MW以上になると29.6%へ極端に下がり、これが未稼働分の54.3%を占めるため、平均導入率を大きく引き下げているのです。また、表Bによれば、FIT認定量は2013年度をピークに毎年半減する傾向が続いていて、未稼働量も2013年が最も多く、認定失効分も2013年度が最も多いのです。

FIT認定失効より、未稼働の原因説明が先決

これらを考慮すれば、メガソーラーの早期導入を阻んでいる原因が何かを調査する必要がありそうです。たとえば、再エネ拡大を阻害する3大要因です。

- ①電力需給面から定められた「接続可能量」を超えて無補償・無制限の出力制御を余儀なくされる
- ②送電線の空き容量がなく、接続を拒まれている
- ③巨額のローカル系統増強費や遠方の一次変電所までの電源線工事を求められる

などの問題点が顕在化しているのかも知れません。欧米のように「再エネ優先接続・優先給電」であれば、早期導入が進んだ可能性もあります。太陽光発電のシステム費用が下がるのを待っている悪徳事業者の場合はFIT認定を失効させて当然ですが、これらの問題点を放置したまま、メガソーラー事業者のFIT認定を一方的に失効させるのは再エネ事業者を萎縮させるだけではないでしょうか。

事業用太陽光発電の入札拡大は拙速

また、FIT認定量は2013年度をピークに毎年半減する傾向が続いてきたのは事実ですが、再エネ申

請が減ったわけではありません。

2017年度以降のFIT認定量の急減は、2MW以上の事業用太陽光発電への入札制度導入が原因です。2MW以上のメガソーラーのFIT認定量は、入札制度導入の結果、2016年度の166万kWから2017年度には3.9万kWへ激減し、2018年度でも19.6万kWに留まります。

2019年度には入札対象が500kW以上へ拡大され、2019年度の落札容量は23.6万kWでした。2MW以上を含めた500kW以上のFIT認定量は、2016年度263.7万kW、2017年度60.4万kW、2018年度188.4万kWでしたので、23.6万kWへの減少はかつてない大幅な減少だと言えます。しかも、2019年度入札への参加申込は100.1万kW、参加資格取得は83.3万kW、入札は45.2万kWだったことから、再エネ事業者の意欲が減っているわけではありません。500kW以上の2018年度FIT認定量が188.4万kWと前年度の3倍以上へ増えたのは、2019年度から入札対象になるための駆け込み申請だった可能性が高いと言えます。再エネ拡大の意欲はまだまだ強いと言えるのです。

入札制度導入で落札価格が大きく減っているわけでもありません。下記のように、平均落札価格とFIT調達価格との差は1割前後にすぎず、入札対象を広げた2019年度は1割弱へ縮まり、最低価格も下げ止まりになっています。FIT認定量が減ることによる弊害の方が大きいのではないのでしょうか。

	調達価格	落札価格 [円/kWh]
2017年	21	平均19.6(最高21.0、最低17.2)
2018年	18	平均15.2(最高15.5、最低14.3)
2019上期	14	平均12.9(最高14.0、最低10.5)
2019下期	14	平均12.6(最高13.0、最低11.0)

2020年度には事業用太陽光発電の入札対象がさらに250kW以上へ拡大されます。2018年度末までの累積FIT認定量の66%、累積導入量の60.5%が入札対象になりますので、その影響は極めて大きいと言わざるを得ません。

再エネ主力電源化を掲げながら、それを妨害するような施策を重ね、原発・石炭優先政策をとり続けるのはもうやめるべきです。送配電網をISO管理・運営に換え、再エネ優先政策へ転換させましょう。

★ ☆ ★ ☆ ★ ☆ ★ ☆ ★ ☆ ★ ☆ ★ ☆ ★ ☆

福島第一原発重大事故の教訓を考えるなら、原発を再稼働すれば重大事故は避けられないこと、ひとたび重大事故が起こればヒバクや放射能汚染が日常生活の深刻な問題となること、これらをフクシマの現実から学び、正面から向き合うことです。原発なしで暮らせる日々の何と心地よいことか・・・私は覚えています。 きよ子