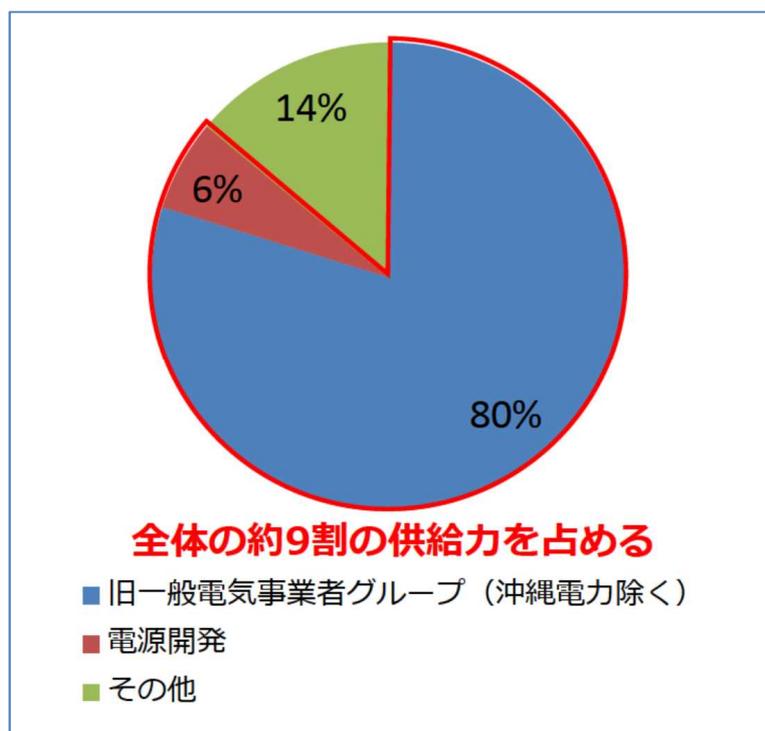


原発を温存する 新たな電力市場の 問題点



図：資源エネルギー庁資料（2017）より



原子力市民委員会へのご支援のお願い

原子力市民委員会は、高木仁三郎市民科学基金 (<http://www.takagifund.org>) の特別支援事業として設立されました。

会議の開催、調査活動、公開フォーラムなどの実施、報告書の刊行などの活動経費は、みなさまからのご寄付に頼っています。

ぜひ、原子力市民委員会の活動を支えて下さるようお願いいたします。

(なお、寄付金は税控除の対象となります)

1) 郵便振替口座：00160-4-758972

加入者名：原子力市民委員会

▼振込用紙には「寄付」とお書きください。

2) 銀行口座：ゆうちょ銀行 〇一九（ゼロイチキュウ）店

当座 0758972

口座名：原子力市民委員会

▼email@ccnejapan.com あるいは FAX (03-3358-7064) にて、お名前・ご住所等をお知らせください。

3) クレジットカードでのご寄付

http://www.ccnejapan.com/?page_id=1329 よりご利用いただけます。

原子力市民委員会事務局

〒160-0003 東京都新宿区本塩町 7-7 新井ビル 3F
(高木仁三郎市民科学基金内)

TEL/FAX：03-3358-7064

E-Mail：email@ccnejapan.com

WEB：http://www.ccnejapan.com



原子力市民委員会 特別レポート 6
原発を温存する新たな電力市場の問題点

原子力市民委員会 原発ゼロ行程部会
2020年4月

目次

1	はじめに	3
2	福島原発事故前の電力システムの姿	3
3	福島原発事故後描かれた将来の電力システムの素描	3
4	電力自由化後の電力市場の現状	5
5	新たな電力市場の問題点	6
5.1	容量市場の問題点	6
5.1.1	容量市場導入の背景	6
5.1.2	再エネ拡大・電力需要減と供給力不足のリスク	6
5.1.3	容量市場の仕組み	7
5.1.4	容量市場の問題点(1)既存電源の延命	9
5.1.5	容量市場の問題点(2)公平性	10
5.1.6	容量市場の問題点(3)コスト増	11
5.1.7	容量市場への提言	13
5.2	非化石価値取引市場の問題点	13
5.2.1	非化石価値取引市場の概要	13
5.2.2	非化石価値取引市場の問題点(1)公平性	15
5.2.3	非化石価値取引市場の問題点(2)非化石証書不足	16
5.3	ベースロード電源市場の問題点	17
5.3.1	ベースロード電源市場の概要	17
5.3.2	ベースロード電源市場を新電力が要求する理由	18
5.3.3	ベースロード電源市場の問題点(1)重複する市場	18
5.3.4	ベースロード電源市場の問題点(2)進まない電源開発の電源切り出し	19
5.3.5	ベースロード電源市場の問題点(3)電源の固定化	20
5.3.6	ベースロード電源市場の問題点(4)盛り込まれる未稼働電源の維持費	21
6	あるべき電力市場の姿	22

図表リスト

図 1 電力システム改革の工程と電気事業法改正スケジュール(経済産業省資料)	4
図 2 容量市場で調達する供給力(左)と約定価格の決まり方(右)(OCCTO 資料を加筆).....	8
図 3 再エネ供給力の評価イメージ(OCCTO 資料より)	10
図 4 みなし小売り電気事業者の供給力確保状況(OCCTO 資料より)	11
図 5 新電力等の確保済み供給力状況(OCCTO 資料より)	11
図 6 米国の電力価格推移(米 EIA 資料より作成)	12
図 7 米国の ISO 別電力価格とそのコスト内訳	12
図 8 電力会社の保有電源(1MW 以上)の比率(電力調査統計より作成)	14
図 9 供出上限価格の設定方法(資源エネルギー庁資料より)	18
図 10 BL 市場と諸市場等との関係	19
図 11 世界の電源構成推移(米 EIA 資料より作成)	20
図 12 LNG 価格の地域別推移(World bank 資料より作成)	21
図 13 売電単価の推移(「電力取引の状況」より作成)	22
表 1 各エリア・各再エネの年間での再エネ供給力(kW 価値)評価算定結果(OCCTO 資料より) ..	8
表 2 非化石価値取引市場で取引される証書の種類(経済産業省資料より)	15
表 3 2019 年度供給計画と長期エネルギー需給見通しの比較	16
表 4 ベースロード電源市場約定結果(2020 年度受け渡し分)	21

1 はじめに

東京電力福島第一原発事故（以下、福島原発事故）後、安定供給の確保、電気料金の最大限の抑制、需要家の選択肢や事業者の事業機会の拡大を目的として、電力システム改革が行われてきた。2015年から3段階にわけて実施されている電力システム改革は2020年には一応の完了を迎える。私たちの電力はこの改革によって、どのような影響を受けるのか。特にそのなかで作られる複数の新たな電力市場は一体どのような機能をもつのかという疑問がある。

本稿では、電力システム改革を概観したうえで、新たな電力市場である容量市場、非化石価値取引市場、ベースロード電源市場の3つを主に取り上げる。こうした新たな電力市場は電力自由化のなかで、どのように電力の供給力を確保するか、CO₂排出量を削減するかといった課題に対応するためのものである。しかし、いずれも旧一般電気事業者（旧一電）に有利な制度設計となっており、このままでは、新電力は小売市場から駆逐されかねない。また巨大な官製市場を作り出し、結果、市場の適正な価格形成を阻害することにもつながる。そこで原発を温存する新たな電力市場の問題点と、具体的な対応策について検討する。

2 福島原発事故前の電力システムの姿

日本の電気事業は1951年に日本発送電が9つの一般電気事業者に分割されてから長らく、1つの電力会社が発電・送電・配電を一手に担う地域独占、投資回収を保証する総括原価方式による電気事業制度が続いてきた。しかし規制緩和の流れから1995年以降4度の規制緩和が行なわれた。結果、2011年の福島原発事故前までに、独立系の発電事業者（IPS）が電力を電力会社に卸売りすることや、電力供給量の約6割を占める50kW以上の高圧需要家（工場、ビルなど）が一般電気事業者以外に特定規模電気事業者（PPS）からも電力を購入することが可能になっていた。また、2005年には余剰電力を売り買いする場として日本卸電力取引所（JEPX）が設立された。

しかし新規参入した電気事業者の小売市場シェアは2010年段階でも3%程度に過ぎず、また設立された取引所でも、基本的に余剰電力の売り手となる電気事業者が取引所に売り注文を出し渋った結果、取引量は電力需要全体比で0.5%程度と低迷していた。

3 福島原発事故後描かれた将来の電力システムの素描

2013年4月、「電力システム改革に関する改革方針」（以下、「方針」）が閣議決定され、

- ① 広域系統運用の拡大（2015年）
- ② 小売及び発電の全面自由化（2016年）
- ③ 送配電部門の法的分離（2018～2020年）

という3つの大きな方針が示された¹（図1参照）。

広域系統運用の拡大で最も重要なことは、電力広域的運営推進機関（OCCTO）の設立・運用である。OCCTOは各電気事業者が策定する電力の需給計画などをもとに全国レベルの給電計画の取りまとめや、需給バランスの監視を行ない、電気事業者に対して指示・調整を行なっている。また災害等により発電所が運転停止した場合は他の発電所の出力増などを指示することで需給調整を行なうこともできる。

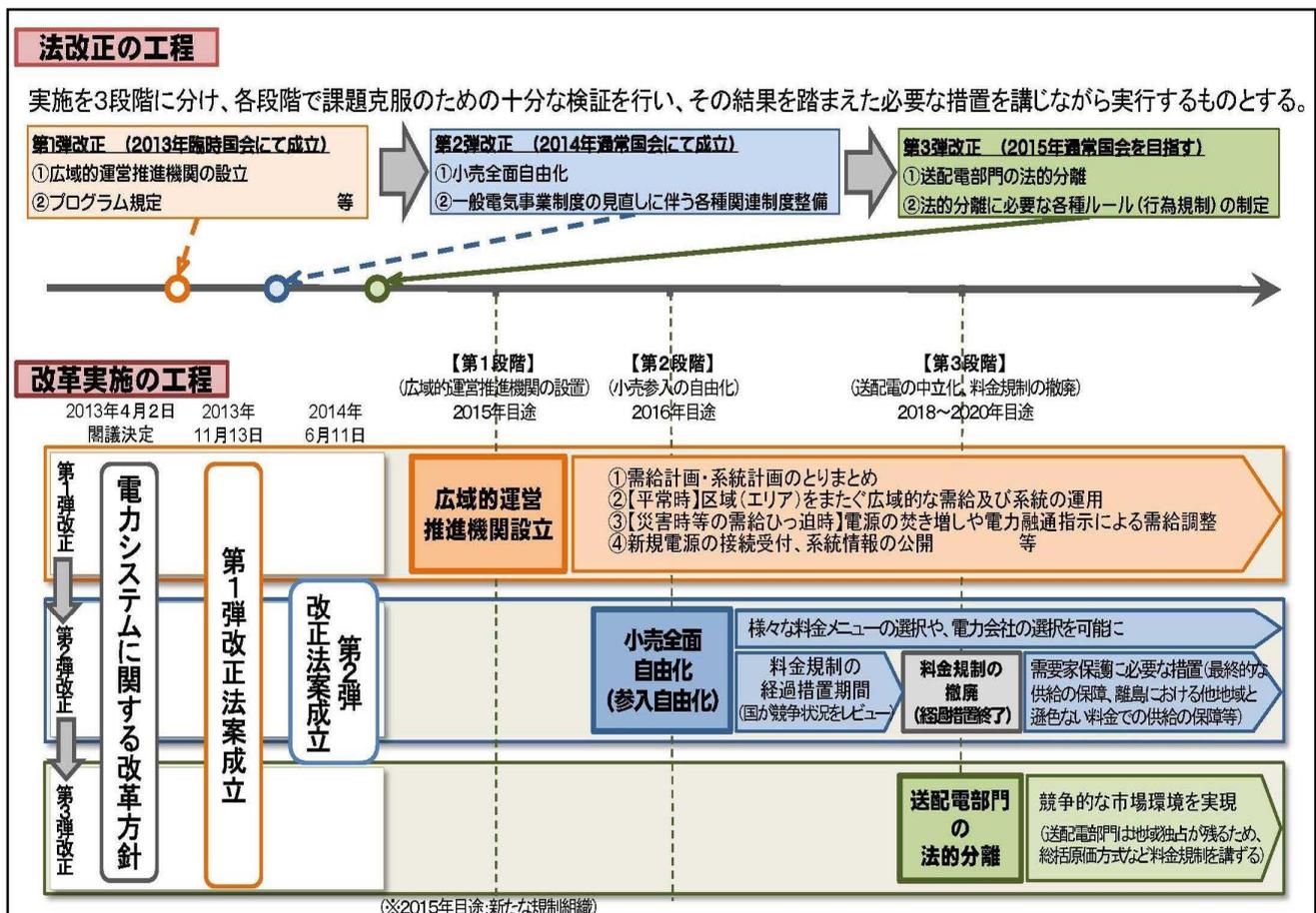


図1 電力システム改革の工程と電気事業法改正スケジュール(経済産業省資料)

https://www.mhlw.go.jp/file/05-Shingikai-12602000-Seisakutoukatsukan-Sanjikanshitsu_Roudouseisakutantou/0000094529.pdf

小売及び発電の全面自由化は、規制対象とされていた 50kW 未満の低圧需要家(家庭、商店など)も自由に電力会社を選ぶことを可能にした。加えて小売電力事業者が経済合理的な価格で電源調達を可能とするために、卸電力市場を活性化させることが謳われた。

送配電分離は特に議論があったところである。日本では、発電・送電・配電は地域ごとに 1 つの電気事業者が独占していた。そのため、自由化後は新規参入者が旧来の電気事業者と平等に送配電網にアクセスできることが必要不可欠となるからである。

送配電部門の中立性確保には、発電部門・小売部門との分離が不可欠となる。分離の方法は、

- ① 会計分離:送配電部門を電力会社に残したまま他部門の会計から分離
- ② 機能分離:送配電設備は電力会社に残したまま系統運用機能(送電線の運用や司令する機能)を分離
- ③ 法的分離:資本関係は維持したまま送配電部門全体を別会社化
- ④ 所有権分離:送電部門全体を完全に別会社化

の 4 種類がある。自由化の先行する欧州では 3 度に分けて自由化が行なわれ、1996 年には会計分離・機能分離のいずれか、2003 年には法的分離、2009 年には法的分離・所有権分離のいずれかにするとされた。

日本では 2003 年に会計分離が実施されたが中立性が極めて不十分だったため、「方針」では法的分離が明

記された。「送配電部門の中立性を確保するための(中略)規制」を行なうことも記載され、2018年12月には電気事業法施行規則の一部改正が行われた。なお送配電部門は、地域独占が継続するため、総括原価方式が残る。

一方で、自由化前、電力の供給力・供給予備力の確保は、供給義務を課されている一般電気事業者が担っていたが、小売全面自由化に伴ってそうした供給義務が撤廃される。「方針」の策定にあたって設置された「電力システム改革専門委員会報告書」では、新たな供給力確保の枠組みとして、市場大で供給力を確保する新たな電力市場(容量市場)の導入が提案された。また、発電と小売の大部分を一般電気事業者が担っていることから、一般電気事業者が卸電力市場において強い影響力を有していることも問題とされた。そこで、卸電力市場の活性化を図るためとして、様々な新たな電力市場を創設することなども求められた。

その後、電力システム改革の議論を引き取った「電力システム改革貫徹のための政策小委員会」では、競争環境整備の観点から、ベースロード電源市場、地域間連系線利用ルールの見直し(先着優先から間接オークション方式へ)、また自由化で生じる問題への対応として、容量市場、需給調整市場、そして、CO₂対策として非化石価値取引市場の創設が議論された。

なお、電力システム改革とは別に、2012年7月から再生可能エネルギー(太陽光、風力、水力、地熱、バイオマス)で発電された電気を、一定の期間、国が定める一定の価格で購入することを電気事業者が義務づける固定価格買取制度(FIT)が開始された。FIT制度の根拠となる「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法」は2011年3月11日午前に閣議決定されたもので福島原発事故と直接の関係はないが、事故後の日本の再生可能エネルギー普及に大きな役割を果たしている。

4 電力自由化後の電力市場の現状

2019年10月時点の新電力(旧一般電気事業者以外の小売電気事業者)の小売り販売電力量は100億kWhとなり、10月の電気事業者の小売り販売電力量全体に占めるシェアは15.1%となっている²。小売り販売電力量は福島原発事故前に比べて約5倍と電力小売りの全面自由化後に急成長を遂げた。

2016年4月に電力小売りの全面自由化が開始されてから3年間の低圧電力契約の切り替え(スイッチング)件数は1,368万件(2019年11月末時点)に上る。内訳は旧一般電気事業者から新電力等へのスイッチングが1,200万件、新電力等から旧一般電気事業者へのスイッチングが48.3万件、新電力等間のスイッチングが120万件となる。特に東京電力から新電力等へのスイッチングは605万件、関西電力から新電力等へのスイッチングは243万件に上っている。スイッチングが進んだ結果、2010年度に2,934億kWhだった東京電力の販売電力量は、2018年度には2,303億kWhへと21.5%減³、1,511億kWhだった関西電力は1,327億kWhへと12.2%減⁴と、いずれも大きく減らしている。なお、日本全体の販売電力量自体も9,064億kWh(2010年度)から8,525億kWh(2018年度)へと6%減少している⁵。

2010年度には55億kWhだったJEPXの約定量は2018年度には2,086億kWh(販売電力量に対するシェアは24.5%)へと大幅に増加した⁶。これは、過剰に予備電源を確保していた東京電力など旧一般電気事業者4社が、指摘を受けて予備電源を市場に発注したことや、グロス・ビディング⁷、間接オークション⁸の導入が大きな役割を果たした。グロス・ビディングは旧一般電気事業者の販売電力量(2018年度は7,299億kWh)のおよそ1割程度、間接オークションは全国需要(同8,962億kWh)のおよそ1割程度のため⁹、1,600億kWh程度がこれらの対策による取引増加量と推測できる。ただしグロス・ビディングは、小売部門が売買両方を行えるた

め¹⁰、形だけ取引数量が増えているに過ぎない可能性がある。また、相場操縦につながっている可能性¹¹が指摘されている。

電力自由化はスイッチング件数が 20%を超えるなど、一定程度は進んできた。しかし、問題点も見えてきた。特に、新電力が送電網に接続する際の様々な障害や JEPX での取引価格の乱高下は、大きな課題となってくる。

5 新たな電力市場の問題点

5.1 容量市場の問題点

小売全面自由化や再生可能エネルギーの導入拡大により、卸電力市場の取引数量が増加し、市場価格は低下傾向にある。その結果、初期投資が大きい電源への投資を発電事業者がためらい、将来、電源不足に陥ってしまうのではないかと懸念されている。これに対して、日本では、発電した電気ではなく、電源の供給能力自体に価値を認め、価格を支払う「容量市場」が 2020 年度に導入されることとなっている。しかし、この容量市場には、多くの問題点がある。そこで、この項では、容量市場の導入目的、概要、そして問題点を検討する。

5.1.1 容量市場導入の背景

小売全面自由化前 5.2%だった新規参入電力会社（新電力）の販売電力シェアは、2019 年 6 月には 14.8%まで拡大した。新電力シェアが大きくなったことは、旧一電のシェアが小さくなってきたことを意味する。旧一電は日本の総発電所設備容量の約 8 割を保有しているため、旧一電にとってみれば、発電設備容量が余ることになる。この時、旧一電には、余っている発電所を休廃止することと、余った電気を卸電力市場に売り出して売電利益を上げる、という 2 つの選択肢が生じる。

電気は需要と供給を一致させないと、大規模停電に至るリスクがあるため、採算が取れないからといって発電所を休廃止させると問題が生じる。特に問題となるのは年に数回程度のピーク需要時や、発電所が急に停止することなどによる供給力不足への対応である。

自由化前、旧一電は、電気事業法に基づく供給義務が課されていた。そのため、採算性の悪い発電所（たとえば石油火力など）や老朽化した電源を維持していた。しかし、自由化以降は、供給義務は小売電気事業者に課される。発電事業者にとっては、自社の供給義務を超える容量を維持する必要はなく、採算性の悪い発電所を休廃止する選択も取りえる。代替施設のないまま休廃止が行われれば、ピーク需要時等で容量が不足するリスクが高くなる。

5.1.2 再エネ拡大・電力需要減と供給力不足のリスク

一方で、余った電気を卸電力市場で売ることにも課題がある。再生可能エネルギー（再エネ）による電気が急拡大したからである。

一般に発電所は建設に巨額の費用を要する。しかし建設費などの固定費がすでに投資済み（いわゆる埋没費用）の場合、建設した発電所で発電するかどうかは、平均総費用（全コストを発電量で割った kWh の費用）ではなく、短期限界費用（例えば 1 時間、1kW だけ出力を上げたときの発電所総費用の

増額分、主に燃料費と人件費を含むメンテナンス費)が、卸電力市場の価格よりも安いかどうかで判断することとなる。つまり、発電事業者にとっては卸電力の市場価格と短期限界費用の差額が利益となる。なお、短期限界費用がもっとも安いのは、燃料費がゼロとなる太陽光や風力などの再エネである。

需要が一定のとき、安価な電気が大量に供給されると、卸電力市場の価格は下がる。卸電力市場の価格が下がると、短期限界費用との差が小さくなる。卸電力市場価格が短期限界費用を下回ることもあり得る。いずれにせよ、発電事業者の利益は減少する。

たとえば、九州電力や四国電力では、ある時間帯の太陽光発電や風力発電の供給量が全体の約8割を占めるケースが出ている。一方で、太陽光で発電できない時間帯などには、こうした安価な電気の大量供給が起こらない。つまり、全体で考えたときには、再エネの導入によって価格が安価となる時間帯が発生する分、卸電力市場での売電収入は減少したことになる。また、福島原発事故後の需要自体も大きく減少した。再エネ拡大と需要減の結果、利益が減る、または売れなくなる電源を維持することは、発電事業者にとって大きな負担になる。

発電所の新設についても、卸電力市場の価格が下がると、初期投資の回収に疑問符がでてくる。既設の発電所であれば投資済みのため、短期限界費用で稼働を判断するが、発電所への投資を判断する際は、長期の売電価格見通しが必要になる。卸電力市場が建設しようとしている電源の短期限界費用で価格推移していると、発電所の建設が難しくなる。

電力小売全面自由化の結果、旧一電から顧客が流出している。さらに再エネ拡大で電力価格が低下、電力需要も低下という状況が生じつつある。余剰発電所を持つ発電事業者にとっては、コスト高な発電所は休廃止してコストを削減したほうが利益は増えるという構造である。しかし発電所が少なくなると、たとえば供給力不足により停電になるリスクが高まる。電気を取引する卸電力市場への売り注文が減るため、電力価格が高くなることも想定される。

電力価格が高まれば、発電所新設が可能となるが、発電所の建設には例えば LNG 火力発電所の場合、10年程度のタイムスパンが必要となる。供給力不足で電力価格が高止まりしてから発電所の建設を考えた場合、理論上は10年程度、高止まりが収まらないこともありえることになる。

こうした状況を踏まえてアデカシー (adequacy、安定供給に必要な容量) を確保するために、電力自由化が進む国々では様々な発電所確保手段を導入している。例えば、北欧やドイツでは、一定量の電源をあらかじめ競争入札で確保し、緊急時にはそうした電源を稼働させて電気を供給する、「戦略的予備力」という手段をとってアデカシーを確保しようとしている。日本は、主に米国最大の地域送電機関 (広域的な送電網の運用・管理を行う電力会社などから独立した組織 Regional Transmission Organization、RTO) である PJM や英国で導入されている容量市場を参考にして制度設計を行い、2020年から取引を開始しようとしている。

5.1.3 容量市場の仕組み

日本の容量市場では、kWh で数える電気の発電量ではなく、kW で数える発電能力が取引される。火力・原子力等では、発電能力 (設備容量) の合計から所内消費電力等を差し引いたものが、変動型の再生可能エネルギー (太陽光発電や風力発電など) や揚水発電では、導入によって減少可能となる火力等の系統電源量¹²が、容量として認められる。OCCTO によれば 2020 年度で試算したところ、容量市場調

達量が 15,714 万 kW の時、再生可能エネルギー（太陽光・風力・水力）発電全体の供給力を 1,557 万 kW として、エリア別、電源別に表 1³の通り配分される。たとえば北海道の太陽光は、設備量の 3.9% のみが容量として認められる。

凡例
上段：kW 価値
下段：調整係数（kW 価値/設備量※）

〔各エリアの年間評価結果〕 〔単位：万kW、%〕

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
太陽光	8 (3.9%)	78 (11.3%)	139 (9.2%)	115 (12.7%)	19 (14.9%)	77 (12.8%)	81 (13.6%)	42 (15.5%)	64 (6.7%)
風力	18 (24.4%)	60 (32.3%)	9 (24.7%)	10 (27.3%)	5 (19.8%)	5 (25.2%)	9 (19.5%)	10 (32.3%)	16 (21.9%)
水力	46 (48.4%)	151 (64.6%)	136 (57.5%)	113 (48.8%)	80 (61.9%)	152 (54.0%)	39 (50.1%)	19 (56.9%)	58 (45.5%)

※2019 供計の 2020 年度末値の設備量

表 1 各エリア・各再エネの年間での再エネ供給力(kW 価値)評価算定結果 (OCCTO 資料より)

容量市場の売り手は発電所を保有する発電事業者になる。参加できる電源種別は固定価格買取制度 (FIT) の補助を受けている電源以外のすべてである。常に発電していなくとも、指令をうけて発電できる状態であれば入札に参加できる。買い手は、電力システム改革の中で設立された OCCTO となる。費用は各小売電気事業者が、利用割合に応じて容量拠出金として負担し、また送配電事業者も一部負担する。こうした費用は、電気料金や託送料金として消費者が支払わされることになる。

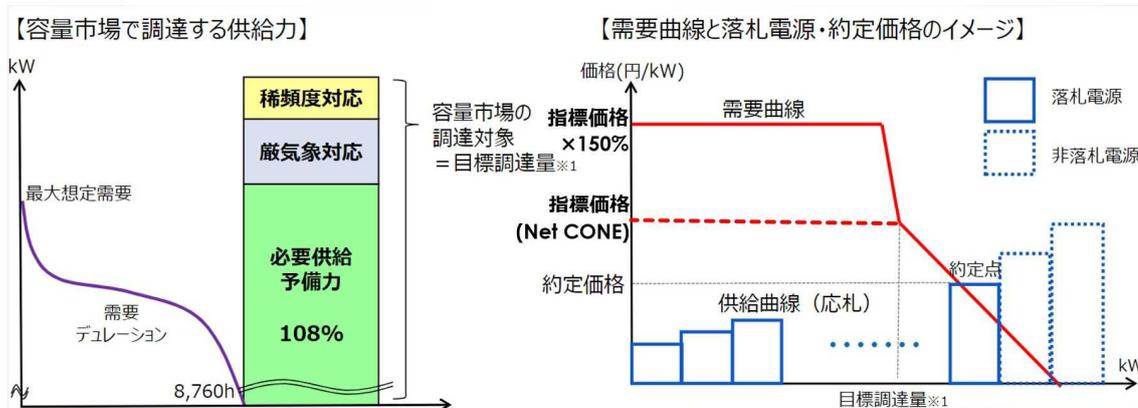


図 2 容量市場で調達する供給力(左)と約定価格の決まり方(右)(OCCTO 資料を加筆)

買取価格は競争入札で決定される。まず OCCTO は競争入札を行う年から 4 年後(実需給年度)の国全体の必要容量を決定する。そのうえで、目安となる Net CONE 価格 (Net Cost of New Entry の略で、新設発電所への投資から卸電力市場などでの収入を引いて一定期間で投資回収した場合の kW 当たり価格)などを設定し、こうした条件をつないで需要曲線を設定する。これに対して、売り手である発電事業者は電源ごとに入札価格を決めて応札する。そして、入札を累積して需要曲線と交差した点が約定価格となり、それより安い価格で入札された電源が落札電源となる(図 2 参照)。また、需要が予想よりも増えた、落札電源が稼働できなくなった等で、容量不足が予想される場合は、実需給年度から 1 年前に追加オークションを実施する。約定した場合、OCCTO と発電事業者は容量確保契約を締結することに

なる。

容量確保契約によって OCCTO から発電事業者を支払われる容量確保契約金は約定価格 (円/kW) と容量確保契約容量 (kW) の積に経過措置係数 (2010 年度までに建設された電源の容量確保契約金額を減額する措置。2024 年度は 58%とし、その後毎年 7%を加算していき、2030 年度以降減額措置は撤廃される) をかけ、そこから発電できなかったことなどによるペナルティ分を差し引いたものである。契約金は実需給年度に毎月計算され、OCCTO は小売電気事業者や送配電事業者から徴収して、発電事業者を支払うことになる。

現在、容量市場の取引開始は 2020 年、取引対象年は 2024 年とされている。Net CONE は、新設 LNG 火力発電所を 40 年で投資回収した場合、9,444 円/kW と設定された¹⁴。仮にこの価格で約定した場合、例えば東海第二原発だと 105.6 万 kW (ネット出力) が設備容量のため、約 98 億円を容量市場から得られる。

国全体の必要容量は、年間の最大電力需要に電源停止などを考慮した予備率 (13%) を加味したものとされている。OCCTO は 2024 年時点の必要容量を 1.7 億 kW (予備率 12.5%) と予測しており、容量市場の在り方等に関する検討会事務局は、容量市場での目標調達量を 1.8 億 kW (177,655,000kW) と試算している。なお、この数値には FIT 分の供給力も含まれるが、契約金の支払いは発生しないことになっているので、2018 年 8 月時点の FIT 供給力 0.2 億 kW を差し引いた約 1.6 億 kW が容量市場で契約金が支払われるおおよその容量と推測できる。

仮に 9,444 円/kW で約定した場合、市場規模は 1.5 兆円 (1.6 億 kW×9,444 円/kW) となる。1.5 兆円を 2018 年度の販売電力量 8,525 億 kWh で割ると kWh あたり 1.76 円/kWh、平均家庭 1 ヶ月分の電気使用量 400~500kWh と仮定すると、704~880 円/月の負担となる。

5.1.4 容量市場の問題点(1)既存電源の延命

英米の容量市場の状況を確認すると、既設電源が落札の大半を占めている。これは、発電事業者の容量市場への入札戦略を考えれば当然である。

新設電源は、基本的に投資が回収できる価格で入札する必要がある (多くは Net CONE 価格)。この場合、固定費は容量市場で回収し、卸電力市場などでの売電で燃料費といった変動コストの回収と収益を得る。一方、契約などで稼働が決まっている電源は、容量市場での約定価格にかかわらず維持することが決まっている。そのため、どんな価格で落札しても利益になる。結果、容量市場には安値で入札して、容量市場での落札益を確保する¹⁵。また、既設で発電するかどうかを検討中の電源は、容量市場の価格次第で稼働を決定する。そのため、事業者は燃料代や維持費から卸電力市場などの収入を引いた額から kW あたりの費用を計算して入札する。

つまり、こうした発電事業者の戦略を考えれば、容量市場は、新設電源の建設よりも既存電源を稼働させることを支援する制度設計となっていると言える。言い換えると、容量市場は老朽化していたり、CO₂ 排出量が多い電源でも、限界費用が安ければ維持した方が得だと判断することを促す市場になる。実際、英国の容量市場では、稼働中の原発や石炭火力、LNG 火力が落札し、新設発電所はあまり落札できていない。

加えて、容量市場は、日本の将来的な電源構成との間でも齟齬を生じさせる。容量市場では制度設計

上、太陽光・風力などの変動電源は信頼性が低いとみなされている。一方で、国は第五次エネルギー基本計画で、再エネの「主力電源化」をうたっており、また、日本は 2030 年に非化石電源比率 44%を達成しようとしているからである。国が 2015 年に策定した「長期エネルギー需給見通し」（以下「見通し」）によれば、44%の内訳は原子力 20~22%、再エネ 22~24%だが、原子力の目標達成には 30 基程度の原発再稼働が必要となる。この目標が達成不可能なことは現時点で明らかであり、再エネの供給量拡大は喫緊の重要課題である。

しかし、容量市場では再エネの供給量拡大は等閑視されている。現状の再エネ評価方法では、再エネ導入によって減らすことができる火力等の電源量を再エネ供給力とみなしている。そのため、再エネ供給力は導入量が増えるほど、設備容量から割り引かれて評価される（図3¹⁶）。なぜなら、例えば太陽光の場合、日中の発電可能な時間帯は、他の電源での供給が不要になる、もしくは電力需要が減少するが、太陽光で発電できない時間帯には、電力需要が急増するからだ。結果、系統全体の電源量は太陽光発電の導入量ほど減らすことができない。

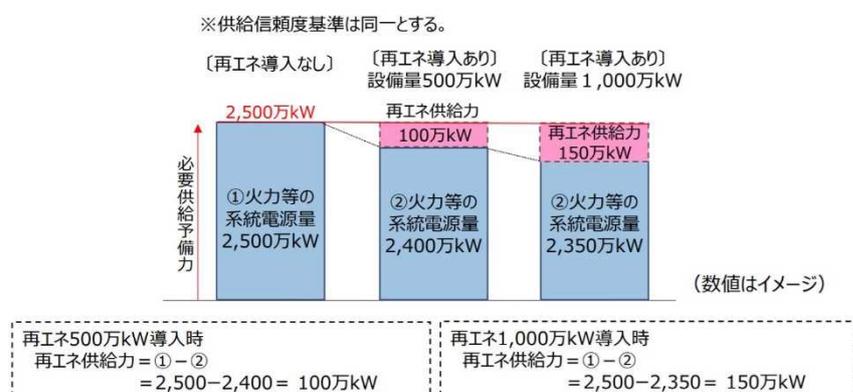


図 3 再エネ供給力の評価イメージ (OCCTO 資料より)

これ自体は、他国でも導入されている評価方法だが、問題は再エネ供給力の計算方法自体だ。特に太陽光については、きわめて保守的に計算されており、このままでは、本来であれば不要となる容量分も容量市場によって維持され続けることにもつながりかねない。

5.1.5 容量市場の問題点(2)公平性

日本の発電所は、長期的な契約の下で発電しているものが多い。そのため、契約の中には、容量市場で得られる部分についても、請求できるようになっているものも多い。そこで、容量市場の導入にあたっては、容量市場で得られた分については売電価格などから差し引くよう求める指針案を経済産業省が作成している。しかし、この方針にも大きな問題がある。

日本の大半の発電所は旧一電や卸電気事業者が保有しており、電力自由化後も、旧一電の発電部門や卸電気事業者は旧一電の小売部門であるみなし小売り電気事業者（以下みなし小売）に売電してきた。そのため、みなし小売は需要の 100%を超える潤沢な供給力を確保している（図4）¹⁷。こうした供給力は契約で確保されており、指針にもとづいて、みなし小売は容量確保契約金分の値下げを期待できる。一方で、新電力は供給力を 50%弱しか確保できておらず、その残りは、卸電力市場などで購入している

(図5)。つまり、既存契約が50%分しかない新電力は購入する電力についても、50%程度しか容量確保契約金分の値下げが期待できないということになる。なお、ベースロード市場では、水力・石炭火力・原子力の発電平均コストから容量市場での収入を引いた供出上限価格を設定しているが、この価格についても大きな問題がある(後述)。



図 4 みなし小売り電気事業者の供給力確保状況 (OCCTO 資料より)

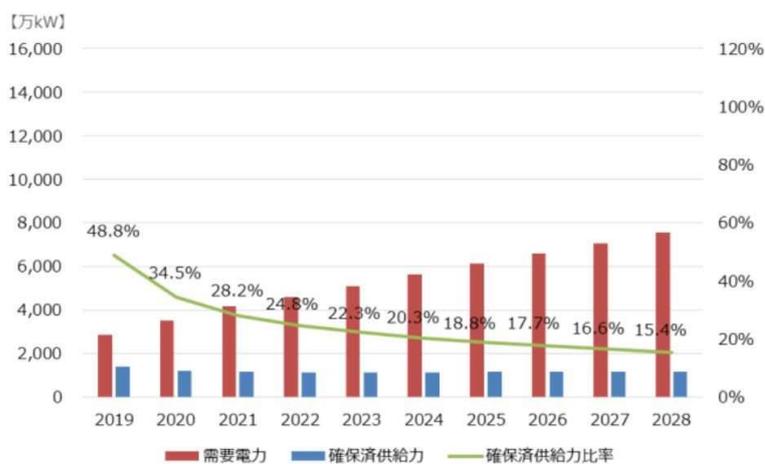


図 5 新電力等の確保済み供給力状況 (OCCTO 資料より)

旧一電は容量市場で得られた利益の還元を直接受けることができる一方、新電力は容量市場のコスト分を電気料金により多く乗せなければならなくなる。きわめて不平等な制度設計だと言える。発電所は、公共性が高いがゆえに、総括原価方式の下、公共料金として国民が様々なコストを負担して立地・建設・運転してきた。自由化したからといって、そうした電源の利益を旧一電が自社のものとして独占してよいことにはならない。

5.1.6 容量市場の問題点(3)コスト増

容量市場の導入理由として、卸電力市場の価格が短期限界費用に収れんしてしまった場合、初期投資

が回収できない可能性や、供給力が不足して卸電力価格が高止まりしたり、スパイク（価格が急騰すること）したりするリスクの存在が指摘されている。しかし、海外事例を見ると、容量市場を導入してもスパイクは発生するし、需給状況によって価格が高止まりする事例も見られる。

また、米国の容量市場を導入したエリアと導入しなかったエリアの電力価格の推移を確認すると、電力価格は、むしろ導入しなかったエリアの方が安くなっている（図 6）。その最大の原因は容量市場の存否である。図 7 に米国の ISO 別の電力価格とそのコスト内訳を示した。たとえば、容量市場のある PJM と、容量市場のない ERCOT（テキサス州）を比較すると、燃料費（energy）や、系統運用費（ancillary services）、利益補填費（uplift）はいずれもそんな色ないが、PJM 側に容量市場のコストが上乘せされることで、電力価格が大きく異なっていることがわかる¹⁸。

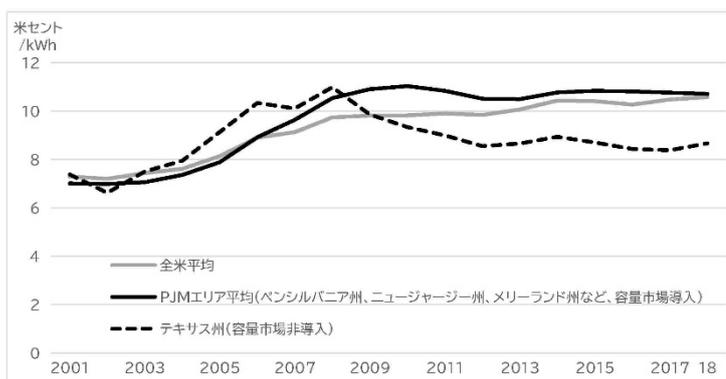


図 6 米国の電力価格推移（米 EIA 資料より作成）

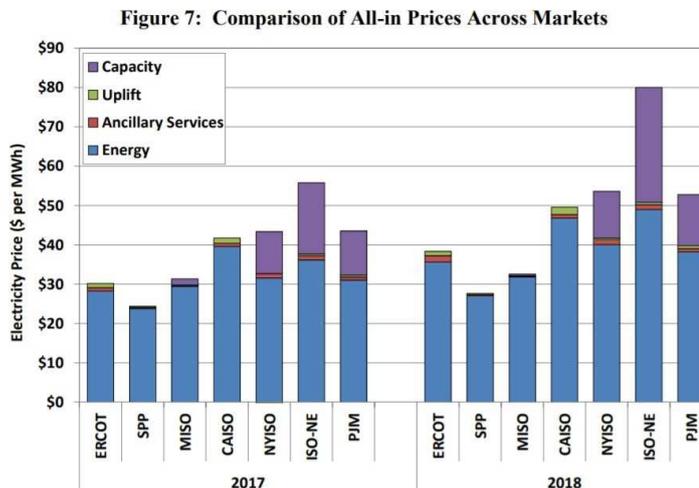


図 7 米国の ISO 別電力価格とそのコスト内訳

容量市場について、経産省や OCCTO は価格中立だと主張する。卸電力市場だけで電力を取引した場合、容量が不足すると価格の高騰や高値が続く可能性がある。だが、容量市場により容量が確保されれば、価格の高騰や高値の継続を未然に防ぐことができる。そのため、容量市場による費用増は容量市場がない場合に発生しえた費用と相殺されるというのである。

しかし、容量市場のように巨大な官製市場を導入することにもリスクが存在する。こうした市場は規制の失敗をもたらしやすいと、現状の市場設計では、老朽化して危険な原発や CO₂ 排出量の多い石炭火力発

電所ばかりが容量価値を認められ、新規建設がなされにくい状況にもなりえる。しかもすでに述べた通り、海外の先行導入事例でも価格のスパイクや高止まりは発生している。

5.1.7 容量市場への提言

現在、日本は再エネの大量導入や、需要低下、原発停止などを受けた、新しい電力システムへの転換期の真ただ中にある。容量市場という現状を固定する方向に強いインセンティブを持つ制度を導入することは、この変革を阻害する。ドイツが「戦略的予備力」を採用した理由の一つもここにある。さらに、日本は、電気の公共性から電力会社に地域独占をみとめ、国民負担で電力システムを構築してきた。そうした違いを考慮した容量確保策が考えられてしかるべきである。

仮に容量市場を導入するにせよ、総括原価方式で建設し、投資回収が一定程度完了した電源は容量市場に参加できないようにすることや、参加できる電源に排出量の上限を設定するなどにより電源の新陳代謝を促すこと、などの対応が必要である。

電力不足や価格の高騰を未然に防ぐことは必要であるが、容量市場のように、既存の電力システムの延命を促す制度は導入するべきではない。容量市場の導入は、仮に行うにせよ、より競争的で持続可能な電力システムへの転換を促す制度の導入と、十分な国民理解が必要である。より慎重な検討が求められる。

5.2 非化石価値取引市場の問題点

エネルギー供給構造高度化法にもとづき、小売電気事業者は 2030 年度までに自ら調達する電源のうち 44% を非化石電源（再生可能エネルギーおよび原子力）にすることが求められている。しかし、こうした電源の多くは、旧一電が保有していることや、FIT 制度で拡大した再エネの環境価値についても、賦課金負担に応じて、全需要に帰属するものと整理されてきたことから、小売電気事業者、とくに新電力にとって、非化石電源の調達手段は限られていた。そこで、非化石電源の環境価値を取引できるようにした新たな市場が、2018 年度から取引が始まった非化石価値取引市場である。

しかし、非化石電源の多くを旧一電が保有していることには変わりはなく、公平性に欠ける市場となっていること、また、非化石電源に原子力を含めた結果、2030 年度の非化石電源目標の達成が極めて困難になっていることなど、この市場には大きな問題がある。そこで、この項では、非化石価値取引市場の概要と問題点を検討する。

5.2.1 非化石価値取引市場の概要

エネルギー供給構造高度化法は、小売電気事業者のうち、年間の販売電力量が 5 億 kWh 以上の比較的大手の事業者に対し、2030 年に非化石電源比率を 44% にすることを求めている。これは、2015 年に策定された「見通し」が、2030 年時点での非化石電源比率の目標値を 44%（原子力 22~20%、再エネ 22~24%）としていることによる。

一方で、FIT 電源以外の非化石電源（大型水力・原子力・卒 FIT 再エネなど）の大半を旧一電が所有している（図 8）。そこで、こうした非化石電源がもつ非化石の価値を、新電力も取引できるようにするための市場（非化石価値取引市場）が設けられた。

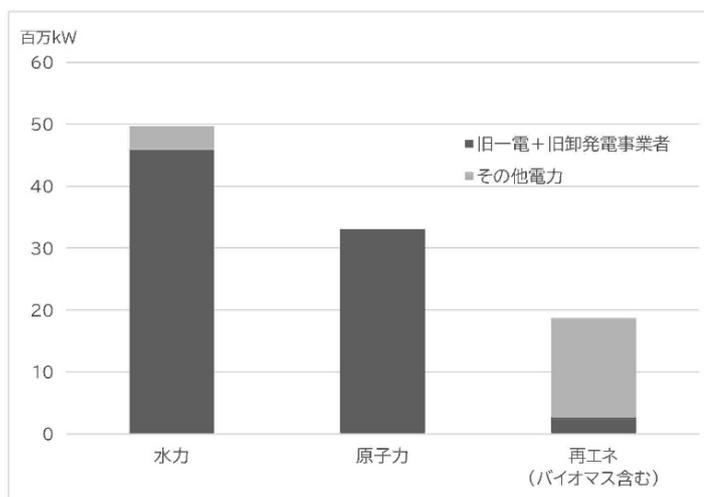


図 8 電力会社の保有電源(1MW 以上)の比率(電力調査統計より作成)

もともと発電した時点で電気と一緒にいる非化石価値を、どのように取引するのか。現在は主に①電気と非化石価値をまとめて取引、②電気と非化石価値は別々に取引、という 2 通りの取引が考えられている。②の場合は JEPX に上場されている非化石価値取引市場で証書化された非化石価値が取引される。なお、非化石証書には3つの価値があると整理されている。まずは、非化石価値である。これは、エネルギー供給高度化法の非化石電源比率算定時に利用可能な価値である。そしてそれに付随して、ゼロエミ価値（地球温暖化対策の推進に関する法律上の CO₂ 排出係数に利用可能）と、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）である。

非化石証書は 3 種類ある（表 2）。1 つは FIT 非化石証書で、2018 年 5 月から取引が始まった。売り手は FIT の負担金調整機関である低炭素投資促進機構（GIO）で、買い手は小売電気事業者である。これまで 7 回オークションが行われた。2018 年度の取引は低調だったが（3500 万 kWh、2018 年度販売電力量の 0.004%）、2019 年度はこれまでに 2 億 9300 万 kWh（2018 年度販売電力量比 0.03%）が取引されている。なお、2018 年度分の FIT 非化石証書売り出し量は全体で約 800 億 kWh だった。

	再エネ指定		指定無し
	FIT非化石証書	非FIT非化石証書	非FIT非化石証書
対象電源	FIT電源 (Ex. 太陽光、風力、小水力、バイオマス、地熱)	非FIT再エネ電源 (Ex. 大型水力・卒FIT電源等)	非FIT非化石電源 (Ex. 大型水力、卒FIT電源、原子力等)
証書売手	GIO	発電事業者	発電事業者
証書買手	小売電気事業者	小売電気事業者	小売電気事業者
最低価格	1.3円/kWh	設定しない	設定しない
最高価格	4円/kWh	4円/kWh	4円/kWh
取引形態	市場取引※1	市場取引※2及び相対取引	市場取引※2及び相対取引

※1市場取引における価格決定方式はマルチプライスオークション方式
 ※2市場取引における価格決定方式はシングルプライスオークション方式

表 2 非化石価値取引市場で取引される証書の種類（経済産業省資料より）

<https://search.e-gov.go.jp/servlet/PcmFileDownload?seqNo=0000188190>

2019年度に入って取引量が増加している背景には、再エネ導入割合の向上やCO₂排出量削減にむけた企業のニーズなどが背景にあるとみられている。ただし、FIT 賦課金の軽減の観点から FIT 非化石証書の最低価格が 1.3 円/kWh と、類似の証書である J-クレジット（再エネ由来）の価格（電力量換算で 0.92 円/kWh（2019年4月時点））よりも高く設定されていることなど、電気料金のコストアップを避けたい企業の制約もある。その一方で、RE100 を目指す企業などで再エネの電気の調達ニーズが増え、そのための発電源と紐づけするトラッキング付非化石証書の取引も始まっている。

残りの 2 つは大型水力や卒 FIT 電源などの非化石価値を証書化した非 FIT 非化石証書（再エネ指定あり）と、原子力などの再生可能エネルギーではない電源も含まれる非化石価値を証書化した非 FIT 非化石証書（再エネ指定なし）である。これらの売り手はこうした電源を持っている発電事業者で、買い手は小売電気事業者になる。2020年5月までに取引を開始する予定で、最低価格が無い市場取引と合わせて相対取引も可能となる。

5.2.2 非化石価値取引市場の問題点(1)公平性

非 FIT 非化石電源とされている大型水力や原発は主に旧一電が保有するか、卸電気事業者が保有して旧一電と長期の供給契約を締結している。こうした電源は、地域独占を許されてきた旧一電が総括原価方式のもと、費用に利益を加えたうえで電気料金から回収して建設されてきた。一方で新電力が保有する電源はその多くが火力である。そのため、旧一電の非化石電源比率が比較的高いのに比べて、新電力は低く、市場から非化石証書を手入れしなければ、非化石比率 44%を達成できない。

こうした課題に対して、国は毎年度目標値を定め、これを漸増させていくことで、2030年には44%にするとしている。また、この漸増の際、火力の比率の高い小売事業者については、非化石電源の電気を新規に調達することの困難性や事業環境の激変緩和措置として、化石電源の調達に一定の配慮を行う特例措置（化石電源グランドファザリング）を行なうとしている。しかしいずれの事業者も2030年非化石比率44%を達成する必要がある。

仮に現時点で一律に非化石比率44%を求めた場合、新電力が必要とする非化石電力は563億

kWh(2018年度販売電力量8,525億kWh、新電力シェア15%、非化石比率44%の積)となる。この量の非化石証書を市場で入手する場合、仮に経済産業省が設定するFIT非化石証書の上下限価格を当てはめると、費用負担は730億~2,250億円になる。旧一電の電気事業利益率は2018年度平均で2.5%(最低は北陸電力の0.1%、最大は関西電力の5.1%)¹⁹、新電力の2018年度電気事業売上合計は約2.6兆円²⁰。新電力の利益率が旧一電と同等の場合、新電力の利益合計は560億円程度になる。非化石証書の負担額は下限額でも全新電力の利益に匹敵する規模だといえる。一方、非化石電源を持つ旧一電はこの市場で売り手となるので、新旧電力間での格差が広がる。この市場が導入されれば、新電力の撤退が相次ぐことになりかねない。

化石電源グランドファザリングという、小手先の対応策ではなく、少なくとも総括原価方式で建設・維持されてきた大型水力については、すべての小売電気事業者に公平に分配するべきである。

5.2.3 非化石価値取引市場の問題点(2)非化石証書不足

「見通し」によれば、2030年度の発電電力量は10,650億kWhになる。各電源の内訳は示されているため、各電源の発電電力量を算出することができる。一方で、OCCTOが取りまとめた「2019年度供給計画」(以下「計画」)では2028年度までの見通しが示されている。この数字は電気事業法に基づき電気事業者が提出した供給計画をまとめたもので、根拠のある値が示されていると考えられる。この二つの予測を表にまとめると、「見通し」に比べて、2028年度時点の「計画」は非化石電源がまったく足りないことがわかる(表3)。

	2019年度供給計画		2028予測の 長期需給見通しとの差分 (億kWh)	長期需給見通しの2030目標	
	2018実績 (億kWh)	2028予測 (億kWh)		%	億kWh
水力	852	896	-84~-41	8.8~9.2%	937.2~979.8
火力	6,924	5,939	-25	56%	5,964
石炭	2,764	3,160	391	26%	2,769
LNG	3,810	2,497	-379	27%	2,875.5
石油他	350	282	-38	3%	319.5
原子力	614	364	-1,979~-1,766	20~22%	2,130~2,343
新エネ等	846	1,354	-222~-52	13.2~14.8%	1,405.8~1,576.2
その他	84	36			
合計	9,319	8,588	-2,062		10,650

表3 2019年度供給計画と長期エネルギー需給見通しの比較

特に不足するのは原発分である。「見通し」では2,130億~2,343億kWhを発電することになっているが、「計画」では364億kWhしか見込めていない。また、水力や新エネルギーでも原子力に比べればわずかだが不足する。その一方で、「計画」では石炭火力は2018年度実績に比べて2028年度時点で391億kWh増加する見込みである。

仮に、2030年時点で「見通し」が求める原発比率を達成する場合、34~37基の原発が稼働している必要がある。しかし現在稼働中の原発は9基のみで、新規制基準適合性審査に合格したものや申請しているもの(建設中の2基含む)を含めても27基にしかならない。20年延長が必要な原発も存在する

ことから、これだけの原発が 2030 年時点で稼働しているとは到底想定できない。つまり、「見通し」にこだわっているのは、2030 年度非化石電源比率 44%は達成できず、非化石証書も足りない事態になる。原発は再稼働も新增設も進まない、一方で石炭火力が増設されるという現実を踏まえて、最大限の省エネ推進と再エネ拡大を進めるべきである。

5.3 ベースロード電源市場の問題点

政府は「エネルギー基本計画」などで石炭火力や一般水力（流れ込み式）、原子力、地熱といった電源をベースロード電源と定義している。また、2015 年に策定された「見通し」では、2030 年時点で全供給力の 56%程度をベースロード電源で供給するという目標を立てている（内訳は、石炭火力 26%、原子力 20～22%、水力 8.8～9.2%）。

このような電源の多くは、旧一電が所有、もしくは長期の供給契約を締結している。「ベースロード電源」は比較的安価とされ、旧一電が独占的に供給することは、電力市場の競争を妨げるといわれてきた。そこで、2019 年 7 月に取引を開始したのがベースロード電源市場（BL 市場）である。

5.3.1 ベースロード電源市場の概要

BL 市場は JEPX に開設された市場で、4 月 1 日から翌年 3 月末までの 1 年を対象として kWh 単位の電気が取引される。取引はシングルプライスオークション（入札価格によらずに 1 つの約定価格で取引が成立する取引方式）で行われ、電気の売り手と買い手がそれぞれ入札した価格と取引量の交わる点が約定価格になる。約定価格より低い価格で入札された売りは約定価格で売れ、約定価格より高い価格で入札された買いは約定価格で買えることになる。

取引された電気は、同じく JEPX に開設されているスポット市場（翌日に受け渡される 30 分単位の電気を対象とする市場）を介して、売り手から買い手に受け渡される。また、前日スポット市場の価格とベースロード市場の約定価格との価格差も、JEPX で清算されることになる。

BL 市場では、ベースロード電源を多く保有する旧一電と旧卸電気事業者が BL 市場に、電力を切り出すことが半ば義務化されている。

切り出し量は、具体的には以下の計算式で計算されている。

$$\begin{aligned} \text{全体市場供出量(kWh)} &= \\ & \text{総需要(kWh)} \times \text{全国エリア離脱率(\%)} \times \text{ベースロード比率(\%)} \times \text{調整係数(d)} \end{aligned}$$

2018 年度の新電力を含む電気事業者の販売電力量は 8,525 億 kWh、2019 年 10 月時点での販売電力量に占める新電力シェア（≒エリア離脱率）は 15.1%となっている。ベースロード比率は「見通し」に基づき 56%、調整係数は現時点では 1 と予想されるため、これらの数字を基に計算すると、721 億 kWh（8,525 億 kWh×エリア離脱率 15.1%×ベースロード比率 56%×調整係数）が予想される市場への売り出し量となる。

一方、経産省の資料によれば、新電力が自前で用意している電力は 2018 年 6 月時点で供給全体の

45.1%、残りは45.5%をJEPXのスポット市場、9.4%を常時バックアップ(旧一電が新電力に対し不足している発電量を売電する供給形態)から確保している。ここから707億kWh(8,525億kWh×エリア離脱率15.1%×新電力が市場から確保しなければならない供給量比率54.9%)が、新電力が市場全体で確保する必要のあるおおよその電力だと推測できる。

BL市場では、売り手に対し上限価格を設定することとされている。これは、受渡期間である一年間にベースロード電源に必要となる固定費(稼働していない電源を含む)と燃料費の合計を受渡期間の発電量で割った「発電平均コスト」から容量市場での収入を引いたものとなる(図9)。

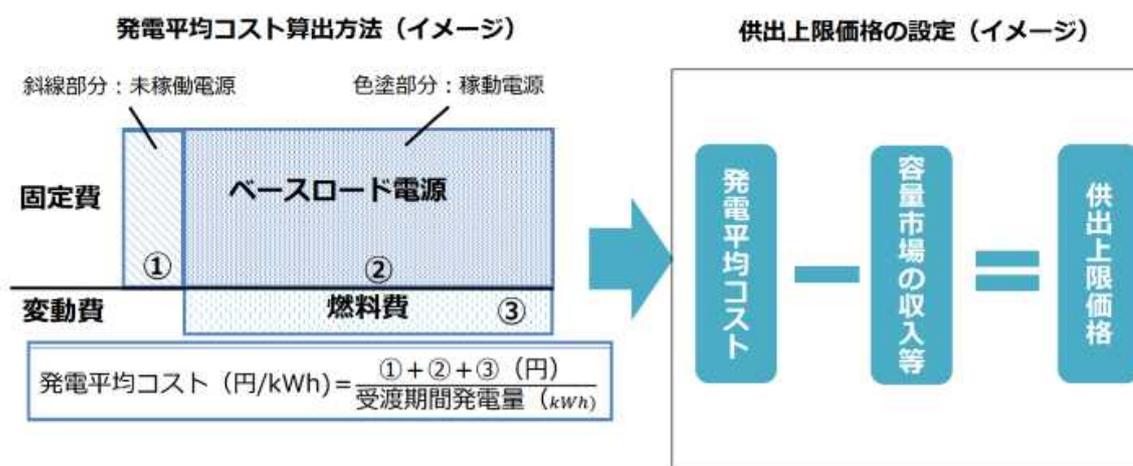


図9 供出上限価格の設定方法(資源エネルギー庁資料より)

https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_keika/pdf/003_07_00.pdf

5.3.2 ベースロード電源市場を新電力が要求する理由

新電力は全体で電力供給の45.5%をJEPXのスポット市場から購入している。これは全体平均のため、会社別にみると、もっと大きい割合で購入している会社もある。

スポット市場の価格は2018年度システムプライスだと3円/kWh~75円/kWh(中央値9.2円/kWh)のように、需給状況によって価格が大きく変動する。スポット市場から電力を購入するということは、こうした価格変動のリスクにさらされているということでもある。一方で、旧一電はそのほとんどの供給を自社内でまかなっており、価格変動リスクはほとんど関係ない。したがって、新電力はリスク回避のために価格変動にさらされることのない電源を欲している。

価格変動リスクを回避するために新電力では相対での電源確保に努めてきたが、こうした状況を大きく改善するには至っていない。そこで、旧一電の資本出資を受けるなどして、関係を強化したうえで、供給契約を確保する新電力も出ている。

5.3.3 ベースロード電源市場の問題点(1)重複する市場

現在、JEPXには先渡市場という実需給の3年前から3日前までの電力を対象とした市場が開設さ

れている。ここでは1年分、1か月分、1週間分の電気を取引でき、商品仕様としてはベースロード電源市場でできること以上のことができる。

しかし、この市場ではほとんど取引が行われていない。これは、日本の電源の8割を保有する旧一電と卸発電事業者が売り注文を出さないためである。

類似の性格をもった市場を複数開設することは、取引が分散されるため、価格の安定には逆効果である。長期で安定した電源の確保や、旧一電などが保有する電源へのアクセスを確保するためだけであれば、BL市場をわざわざ設立せずとも、先渡市場に対して旧一電等の電源を切り出すだけで十分に目標は達成できたはずである(図10)。

	制限無し	実需給の前年	実需給の3年前～3日前まで	実需給の前日10:00まで	実需給の前日10:30or11:00まで	実需給の前日17:00～GCまで
卸市場分類	相対契約※1	BL市場	先渡市場	スポット市場	常時BU	時間前市場
役割・効果	<ul style="list-style-type: none"> 多様な電源確保 中長期的な供給力確保。 	<ul style="list-style-type: none"> BL電源に対する新電力と旧一般電気事業者のイコールフットینگ 卸市場の活性化 中長期的な電源確保 価格の固定化 (発電設備の最大活用) 	<ul style="list-style-type: none"> 中長期的な供給力確保 価格の固定化 (発電設備の最大活用) 	<ul style="list-style-type: none"> 翌日の供給力確保 	<ul style="list-style-type: none"> 常時補給電力契約(※「適正な電力取引についての指針」にてその契約行為における公正かつ有効な競争の観点から問題となる行為等が記載) 	<ul style="list-style-type: none"> 需給調整
2017年実績	約12.3億kWh (2017年12月時点) ※新電力部の相対取引は含まれないことに留意	(2019年開設)	約0.48億kWh	約442億kWh	約132億kWh	23.4億kWh
全販売量に占める割合	約1.68% (2017年12月時点)	(2019年開設)	約0.05%	約5%	約1%	約0.27%

※1旧一般電気事業者による相対契約。新電力部の相対取引は含まれないことに留意。 ※資源エネルギー庁作成

図10 BL市場と諸市場等との関係

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/seido_kento/pdf/022_05_00.pdf

5.3.4 ベースロード電源市場の問題点(2)進まない電源開発の電源切り出し

電源開発株式会社は電源開発促進法を設立根拠とする特殊法人だった。しかし、特殊法人の整理合理化の一環で、2004年に民営化された。電源開発の保有する発電設備容量は約1,800万kW(日本全体の設備容量のおよそ9%)、発電所は水力と石炭火力を中心に全国に90か所以上ある。同社民営化の際には「同社に蓄積されてきた機能が一体となって発揮されることで、卸電力市場など制度改革による新たな仕組みのなかで重要な役割を果たすことが期待されることから、会社が一体性をもって民営化されることが適当」(電気事業分科会答申2003年2月)として、分社化もされなかった。

しかし、電力全面自由化が行なわれ、卸電力市場で電源開発が果たす役割に期待が大きくなって、電源開発からの供給量はほとんど増えていない。もともと旧一電が地域独占で供給を行っていたことから、電源開発は旧一電と長期の供給契約を締結していた。そのため、旧一電が電源開発の電源を切り出さない限り、卸電力市場での売電量は増やせない。国は旧一電に対して、電源開発電源の切り出しを促してきたが、現在に至っても、電源切り出しはおよそ60万kW程度しか進んでいない。明らかな約束違反である。

電源開発の発電電力量は2018年度で693億kWhあり、これが卸電力市場に出されれば、ほぼ新

電力のニーズを満たすことが可能となる。歴史的経緯、民営化の趣旨からしても、電源開発の電源切り出しがまず行われ、その後不足分を旧一電からの供出で補い、その間に再エネ促進により供給力確保を図るのが筋といえる。

5.3.5 ベースロード電源市場の問題点(3)電源の固定化

BL 市場では、電源種別を指定することはできず、ベースロード電源とされる石炭火力や一般水力（流れ込み式）、原子力、地熱等を一括して取引することになる。安定的な電源が喉から手が出るほど欲しい新電力にとってみれば、原発や石炭火力の入った電源であろうが、ここで供給が確保できれば、それでもかまわないと推測できる。さらに BL 市場の開設により、政策目的が重複している常時バックアップについては、段階的に廃止される。そうなれば BL 市場の重要性はさらに増すことが予想される。

しかし、世界全体を見渡した時、エネルギー供給は現在、大転換期を迎えている。1990 年代半ば以降、増加しない原発の発電電力量をしり目に、再エネは爆発的に拡大している（図 11）。価格についても、日本企業がかかわった英国やトルコなど複数の原発新設プロジェクトが採算性の問題から中止に追い込まれた。石炭火力についても、CO₂ 排出量に対する規制や、他の電源との競争関係から、複数の研究レポートが「座礁資産」化するリスクを指摘している²¹。

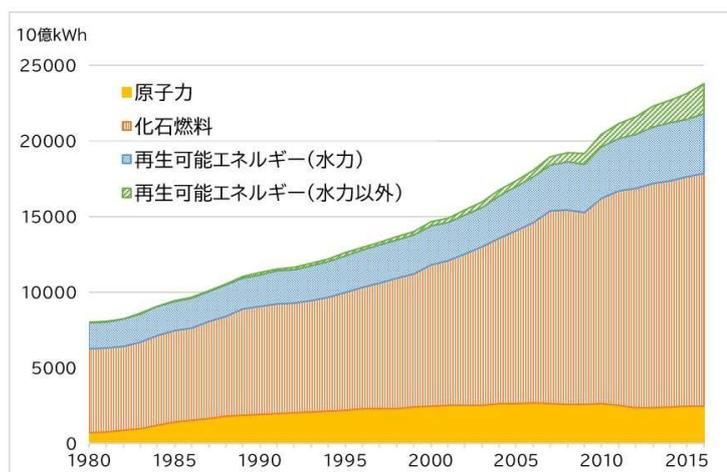


図 11 世界の電源構成推移（米 EIA 資料より作成）

一方で、LNG 価格はシェールガス等による増産から長期的に低下傾向にある。日本では、輸入される LNG の多くは長期契約で調達されており、その大多数は原油価格に連動する形で価格が設定されている。そのため、日本の LNG 価格は、他の地域に比べて高止まり傾向にある（図 12）。しかし、それでも近年は供給元の多様化の進展、スポット市場での購入量の増加等も進んでおり、kWh 当りの発電コストでは、石炭火力を下回る水準まで下がっている²²。また、再エネの導入コストも急速に下落している²³。

そのような状況下で、主に原子力と石炭火力で構成される「ベースロード電源」を、電源構成の 56% で固定化する市場を導入することは、再エネや LNG 火力の拡大によって得られたコスト削減の機会を失うこと、ひいては電力消費者に高い電気料金を負担させることにつながる。

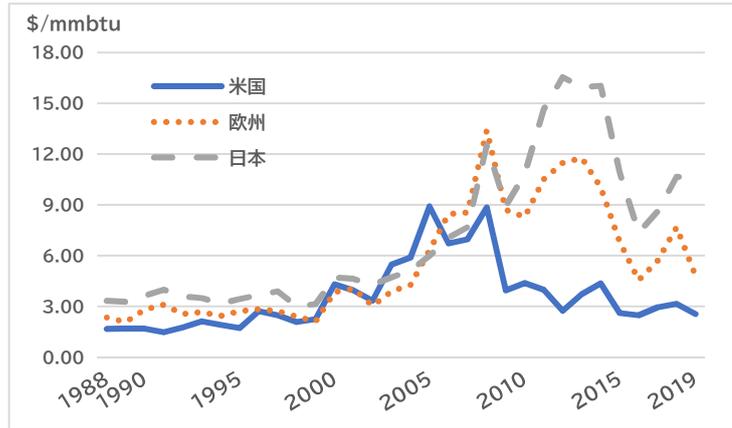


図 12 LNG 価格の地域別推移 (World bank 資料より作成)

5.3.6 ベースロード電源市場の問題点(4)盛り込まれる未稼働電源の維持費

市場の上限価格には未稼働電源の維持費も含まれる(図9)。ここでいう未稼働電源には、例えば新規制基準適合性審査に合格していない原発や、合格しても地元の了解が得られず稼働できていない原発も当然含まれる。また老朽化して稼働率の落ちた発電所の維持費なども含まれる。

BL 市場への予想される旧一電の切り出し量は 721 億 kWh だと試算したが、これは切り出し量であって、市場での約定量ではない。そもそも新電力と競争関係にある旧一電にとってみれば、安価な電源を新電力に分けることに抵抗がある。そうした観点から考えれば、旧一電には比較的高めの価格で注文を出すインセンティブが働く。上限価格に未稼働電源の維持費を含むことは、価格設定の裁量の幅を大きくとることを許す。

2020 年受渡分の BL 市場の約定結果を表 4 に示した。約定量は 46.8 億 kWh と、新電力の販売電力量 1,229 億 kWh の約 3.8%に過ぎなかった。電力・ガス取引監視等委員会の検証²⁴によれば、売り入札量は買い入札量の 3 分の 1 程度となっている²⁵。約定価格の高さや、要求されている預託金額が高額といった問題から、買う側となった新電力が入札を敬遠したとみられる。

		2019年度計 (2020年度 受渡分)	2018年度平均エリアプ ライス (円/kWh)	参考:2019年度 平均エリアプライス (2020年2月29日まで)
北海道(B1)	加重平均約定価格(円/kWh)	12.45	15.03	10.74
	合計約定量(MW)	27.8	-	-
東京(B3)	加重平均約定価格(円/kWh)	9.55	10.68	9.27
	合計約定量(MW)	308.6	-	-
関西(B6)	加重平均約定価格(円/kWh)	8.64	8.88	7.37
	合計約定量(MW)	197.9	-	-
売り入札量合 計	入札価格	8円台~12円台近傍		
	合計入札量(MW)	7,091		
買い入札量合 計	入札価格	1回目:0円台~13円台 2-3回目:3円台~12円台		
	合計入札量(MW)	2,462		
合計約定量(MWh)		21,568,872		
参考:2018年度新電力販売量(MWh)		4,680,468		
比率		122,900,000		
		3.808%		

表 4 ベースロード電源市場約定結果(2020 年度受け渡し分)

なお、同検証は売り入札額は 2018 年度の市場価格は下回ったとしているが、JEPX の 2019 年度スポット市場価格(4月1日~2020年2月末まで)と比較すると、いずれのエリアでも平均のスポット市場価格より高値で約定している。一般にベースロード電源の発電コストは安価とされているが、ピーク電源も含まれる JEPX のスポット市場の価格よりも高く約定したことになる。新電力は 5 円/kWh 程度の価格を期待していたと報じられている。実際、検証によれば、2、3回目の取引での買い入札価格は 3 円/kWh 台から 12 円/kWh 台となっており、期待と結果に大きな乖離が生じている。

電力・ガス取引監視等委員会が発表している電力取引の状況によれば、大規模工場やデパート、オフィスなどを対象とする特別高圧の 2018 年度平均売電単価は託送料込で旧一電が 12.17 円/kWh、新電力は 13.37 円/kWh だった(図 13)。特別高圧の託送料が 2 円/kWh 程度のため、単価はそれぞれ 10 円/kWh、11 円/kWh 近辺だったと推定できる。この価格には利益が含まれているため、調達価格はいずれも安価である必要がある。また平均価格のため、大口の取引先にはより安い価格で提示していることも想定される。ベースロード電源市場では特別高圧の電源が調達できない恐れもある。

電力・ガス取引監視等委員会は検証で市場価格を下回ったことをもってよしとしているが、市場価格は上述の通り、ピーク電源も含めた価格である。旧一電のベースロード電源調達価格と比較して同等か否かが本来確認されるべきである。

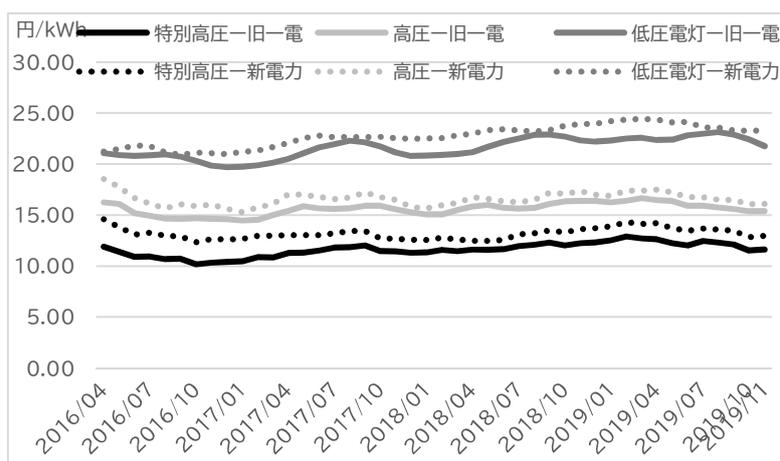


図 13 売電単価の推移(「電力取引の状況」より作成)

6 あるべき電力市場の姿

ここまで新たな電力市場の概要と問題点をみてきた。全体として見れば、これらの新たな電力市場はいずれも原発と石炭火力を中心にすえた現状の電力供給構造を維持するためのものだといえる。特に問題なのが、旧一電の圧倒的な市場支配力に手を付けていない点である。旧一電は日本全体の約 8 割もの電源を保有、もしくは長期契約で握っている。その一方で旧一電は、容量市場では、電源保有に対価性が認められ、非化石価値取引市場では、規制環境下で国民負担に基づき、安定的に投資を回収してきた水力の非化石価値を享受することになる。いずれも新たな市場導入によってもたらされるウィンドフォールゲイン(棚ぼた利益)である。さらに、本来ベースロード電源が切り出されるべきベースロード電源市場では、それほど厳しい価格規制は行われておらず、旧一電にとって痛みを伴うものとは言えない。図 12 で見た通り、いずれの契約種別においても旧一電は新電力よりも安

い価格で販売できている。このままでは、電力自由化が、旧一電のさらなる寡占化を促すことにつながりかねない。

また、3つの相互に関連しあったそれぞれ数千億円から 1 兆円規模に上る巨大かつ複雑な新たな電力市場を官主導でこれほどの短期間に導入すること自体も大きな問題を抱えている。市場参加者である電気事業者や最終的にこうしたコストを負担する電力消費者の十分な理解がないままに、これらの市場は導入されつつあるが、こうした市場導入によって、どれほど卸電力市場の価格形成に影響を与えるかについては慎重に検討されたようには見えない。場合によっては、電力価格のかく乱要因ともなりかねない。

電力自由化という変革のなかで、電力システムに手直しをしなければならない箇所は存在する。しかし、いずれの新たな電力市場もこれほど大規模かつ複雑なものを導入せずに対応できるものばかりである。最も容易に対策できるのは、電源開発の電源切り出しである。上述の通り、同社は電力自由化の中で重要な役割を果たすことが期待されたことから分社化されずに民営化された。にもかかわらず、その機能を果たしているとは言えない。国側も旧一電に対して、依頼程度で済ませるのではなく、電源開発の電源を切り出すよう、より強く求めるべきである。電源開発の電源が切り出されれば、新電力の電源需要はおおむね補うことができる。また容量市場の導入以前に、ピークの電力需要や全体の電力需要を抑える施策に取り組むべきである。2017 年からネガワット取引（電力会社からの依頼に基づき、電気のピーク需要のタイミングで節電を行った場合、報酬を発生させる制度）が導入されているが、これに加えて全体需要を削減するための省エネを積極的に推進すべきだ。

公正取引委員会が 2012 年に発表した「電力市場における競争の在り方について」では、電力市場において有効な競争が阻害されている要因として、新規開発の余地が限られたベース電源のほとんどを保有する旧一電等に、新電力に積極的に電力を供給するインセンティブがないため、新電力が価格競争力のある電力を調達することが困難であることを指摘していた²⁶。その対策として、「電力市場における競争力のある電源の偏在は、一般電気事業者が、地域独占体制下で設備競争の余地もなく、総括原価方式に基づく料金規制により、建設に要した費用を確実に回収できる環境下で発電所を建設・取得する中で生じた（中略）新電力への電力供給を行うインセンティブを確保することができるように、発電・卸売部門と小売部門を分離して、別個の取引主体とすることが考えられる」と述べていることは示唆に富む。旧一電が電源のおよそ 8 割を保有しているのは、総括原価方式の下で、確実に費用が回収できてきたためであり、こうした電源は本来、公共の電源としてみなされるべきである。

もはや脱原発は時間の問題であり、温室効果ガス排出量削減の観点から脱石炭も不可避である。そして、電力自由化の目的は、電力の安定供給と、市場競争導入による電力価格抑制を両立することにあった。であれば、まずは、旧一電と新電力の競争環境を整え、脱原発・脱石炭に向けた制度を整えるべきである。現状の電力供給構造を強制することは、稼働できない原発と、座礁資産となる石炭火力を大量に抱え込むことになり、むしろ将来に向けた大きな禍根となる。

以上

脚注

- ¹ 経済産業省, 2014, 「電力システム改革の概要」, http://www.mhlw.go.jp/file/05-Shingikai-12602000-Seisakutoukatsukan-Sanjikanshitsu_Roudouseisakutantou/0000094529.pdf
- ² 電力・ガス取引監視等委員会「電力取引の状況」
- ³ 東京電力「有価証券報告書」
- ⁴ 関西電力「有価証券報告書」
- ⁵ 経済産業省「電力調査統計」
- ⁶ 日本卸電力取引所「スポット市場取引結果」
- ⁷ スポット市場活性化のために,旧一電の発電部門と小売部門の間での取引を内部で融通するのではなく,一定程度スポット市場に発電部門の売り注文と小売部門の買い注文を切り出す取り組み。2017年度から始まった。
- ⁸ 東京電力など10社の供給区域をまたいで電力を供給するための地域間連系線の利用は,おもに先着優先で容量が割り当てられていたが,2018年10月以降,原則すべてスポット市場で入札価格が安い電源順に送電を可能とするようルールが変更された。ただし,原発と水力(揚水除く),地熱は出力調整が困難という理由で地域間連系線を優先的に利用できる制度が導入されている。
- ⁹ 国松亮一, 2018, 我が国における電力卸取引の現状と今後の役割, http://www.econ.kyoto-u.ac.jp/renewable_energy/wp-content/uploads/2018/11/20181113-2-doc.pdf
- ¹⁰ 2018年時点では,旧一電9社すべての売買入札を同一担当者が実施しており,売買入札価格の情報遮断は行われていない。電力・ガス取引監視等委員会, 2018, グロス・ビディングの今後の進め方について, https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_system/pdf/028_04_00.pdf
- ¹¹ 日経エネルギーNext 電力研究会, 2018, 相場操縦に通じかねないグロスビディングへの懸念, <https://project.nikkeibp.co.jp/energy/atcl/feature/15/031400073/070900023/>
- ¹² 確率論的必要供給予備力算定手法(EUE(Expected Unserved Energy)算定)により供給信頼度基準値「需要1kWあたりの年間停電量の期待値(年間EUE)」を求め,同じ供給信頼度基準を満たす条件において,再エネ・揚水導入によって減少できる火力等の系統電源量分を供給力とし,再エネ・揚水で按分する。
- ¹³ 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会事務局, 2019, 確率論的必要供給予備力算定手法(EUE算定)について, https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2019/files/chousei_43_02.pdf
- ¹⁴ 容量市場の在り方等に関する検討会事務局, 2020, 需要曲線の設定について, https://www.occto.or.jp/iinkai/youryou/kentoukai/2019/files/youryou_kentoukai_23_04.pdf
- ¹⁵ PJM や英国の容量市場では0円/kWhで入札している事例も見られる。
- ¹⁶ 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会事務局, 2018, 確率論的必要供給予備力算定手法による必要供給予備力の検討について, https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2018/files/chousei_jukyu_32_04.pdf
- ¹⁷ 電力広域的運営推進機関, 2019, 2019年度供給計画の取りまとめ, https://www.occto.or.jp/kyoukei/torimatome/files/190329_kyokei_torimatome.pdf
- ¹⁸ Potomac Economics, 2019, 2018 state of the market report for the ERCOT electricity market, <https://www.potomaceconomics.com/wp-content/uploads/2019/06/2018-State-of-the-Market-Report.pdf>
- ¹⁹ 旧一電各社の決算資料による。
- ²⁰ 電力ガス取引監視等委員会の「電力取引の状況」による。
- ²¹ カーボントラッカー・東京大学未来ビジョン研究センター・CDP ジャパン, 2019, 日本における石炭火力発電の座礁資産リスク, https://www.kiconet.org/wp/wp-content/uploads/2019/10/Coal-Stranded-Asset-report_07_10_2019_Japanese_F.pdf や,オックスフォード大学, 2016, 日本における座礁資産と石炭火力:環境関連リスク・エクスポージャーの分析, <https://www.smithschool.ox.ac.uk/research/sustainable-finance/publications/satc-japan-japanese.pdf> など。
- ²² 松久保肇, 2017, 電源別発電コスト試算 —2015年発電コスト検証ワーキンググループの計算に基づく—, <https://cnic.jp/7795>
- ²³ たとえば,経済産業省, 2019, 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, https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/046_01_00.pdf など。
- ²⁴ 電力・ガス取引監視等委員会, 2019, ベースロード市場の監視結果について, <https://www.emsc.meti.go.jp/info/public/pdf/20191209001a.pdf>
- ²⁵ 2019年8月9日付日本経済新聞は初回入札で「約600億キロワット時が売りに出された」としている。
- ²⁶ 公正取引委員会, 2012, 電力市場における競争の在り方について, https://www.jftc.go.jp/dk/kiseikaikaku/index_files/12092101hontai.pdf

原子力市民委員会 特別レポート6

原発を温存する新たな電力市場の問題点

作 成 : 原子力市民委員会 原発ゼロ行程部会

執 筆 : 松久保 肇

執筆協力 : 大島堅一、松原弘直、竹村英明、朴 勝俊、明日香壽川、吉田明子

編 集 : 村上正子、水藤周三、佐藤優紀

表紙画像:資源エネルギー庁「中間論点整理(第2次)について (概要資料)」(2017)p.5 より引用
www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/007_04_01.pdf

2020年4月20日発行

原子力市民委員会

160-0003 東京都新宿区四谷本塩町 4-15 新井ビル 3階

(認定NPO法人 高木仁三郎市民科学基金内)

TEL/FAX 03-3358-7064

Eメール email@ccnejapan.com

ウェブサイト <http://www.ccnejapan.com/>

Twitter <https://twitter.com/ccnejp>

Facebook <https://www.facebook.com/ccnejapan>

頒価 500円 ISBN 978-4-9907828-8-7
