

容量市場について

2019年1月30日

資源エネルギー庁

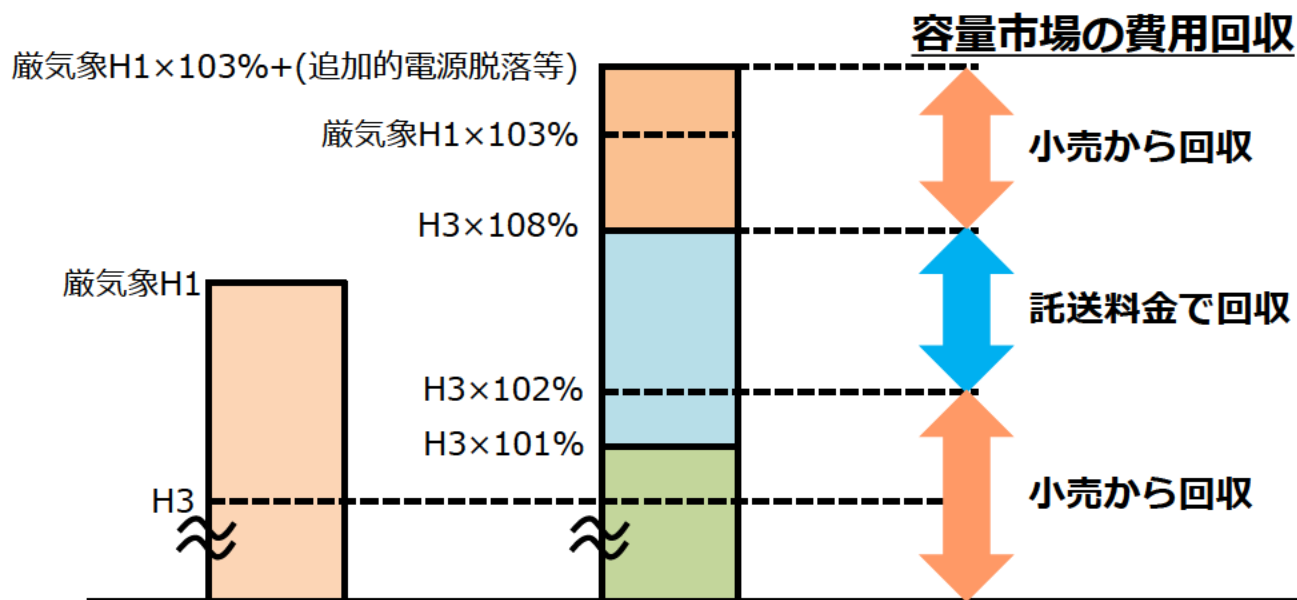
1. 容量市場における費用負担の考え方

2. 容量市場の早期開設について

議論の背景

- 第27回制度検討作業部会において、容量市場における費用負担の考え方について一般送配電負担となるのは託送料金に算入されている分までというこれまでの整理に則って、稀頻度リスクに対応するため追加確保する予備力については小売負担とすることを事務局案として提案した。
- 一方で、事務局提案に対して、今回追加確保する予備力は、システム全体の安定性を確保するためのものであると考え、送配電負担としてはどうかというご意見もいただいた。
- そこで、今回、託送料金の見直しが行われることを前提とするとどのような費用分担があり得るか改めてご議論いただきたい。

- 容量市場で一括確保された供給力(kW価値)について、小売電気事業者と一般送配電事業者のいずれが費用を支払うとしても、国民負担の総額に変わりはない。(小売電気事業者が直接的かつ一律に容量市場を通じて費用を支払うか、一般送配電事業者経由で託送料金を通じて費用を支払うかの違いであり、小売電気事業者の実質的な支払い額総額に大きな違いはない。)
- このため、託送料金に算入されている分は一般送配電事業者から回収することとし、残りを小売電気事業者から回収することを基本として検討が進められてきており、追加確保すべき予備力の費用負担についても同様に考えてはどうか。
- なお、託送料金の考え方が見直される場合はその際の議論内容を鑑みて容量市場での費用負担のあり方も再度検討してはどうか。



第27回制度検討作業部会における委員・オブザーバーのご発言 (1/2)

委員意見

- (松村委員)このN - 1を考えるというところまで来たときに、小売が負担するのだけれども、あるいは特定の事業者というのが負担するのだろうけれど、それは原因者負担という考え方も少し考えていただきたい。例えば、N - 1が単機最大容量だとして、それがその系統の中で突出して大きな発電機だったとすると、その発電機がなければそれが大きく変わって、調達量が大きく減るという状況が仮にあったとして、それって小売事業者全体が負担するのかですか、その原因をつくった人が負担するのかということは、きちんと考えていただきたい。(中略)具体的に言うと、発電事業者に負担していただくことだってあり得るのだと思います。

第27回制度検討作業部会における委員・オブザーバーのご発言 (2/2)

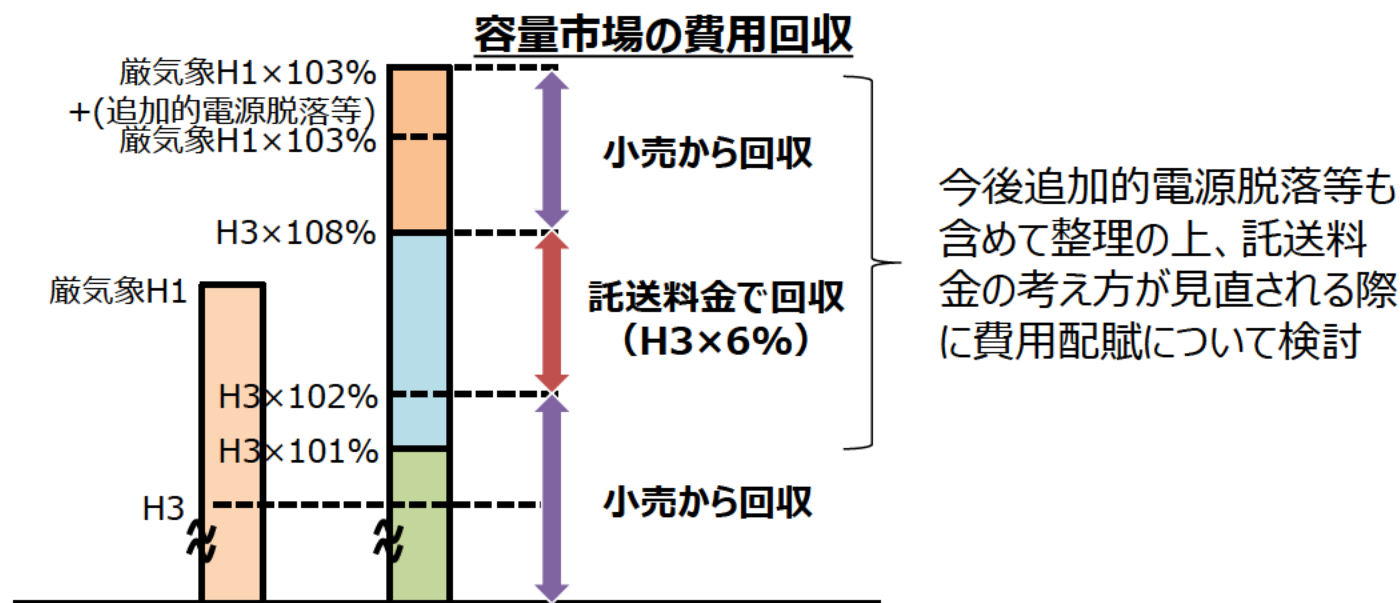
オブザーバー参考意見

- (柳生田オブザーバー) 我々小売電気事業者としての考えとしましては、現在のH 3 需要に対して102%まで小売から回収というのは、その小売需要に関しては需給が変動しますので、そこに関する変動に関しては小売の責任だろうということで、小売が負担するということであり、それから上の部分に関しては、システムの安定性という意味での必要だと思いますので、そういう意味ではネットワークで負担するということになっていると受け止めております。今回、H 3 需要をH 1 需要に読みかえたときに、それが小売に転嫁されるということは、ちょっと納得しがたいところがあって、ここもシステムの安定性ということを考える意味での予備力という風に考えれば、託送料で負担するのが普通の考え方ではないのかなという風に思います。
- (佐藤オブザーバー) 費用負担のところは必ずしも私どもの委員会で全て議論していただくところかどうかはわかりませんが、少なくとも広域機関の規定等によりましては、小売の供給力確保義務に関しましては、厳気象でございますとか、今、議論になっておりますような稀頻度のところというのは、別に上位にいるというわけではございませんので、(中略)小売からの回収ということも念頭に置くのも、私どもの規定を変えればいいわけでございますが、現規定上はこういった回収の仕方もあり得るのかなというふうに考えております。
- (竹股オブザーバー) 費用負担について、実際にこのN - 1 の事象を電源脱落のところまで小売が負担するという考え方が適切なのかというところは、ちょっと疑問を持っておりまして、ここについて、場合によっては託送料金での負担というのが適切かというふうに思っているところもあります。ここについても今後の検討にぜひ委ねていただければと思います。

容量市場導入後の託送料金負担の在り方

- 中間取りまとめにおいては、「小売電気事業者及び一般送配電事業者は、①需要に対応する供給力、②予測誤差を補填する供給力・調整力、③実需給断面での周波数調整に必要な調整力を確保する必要があり、①については小売電気事業者、③については一般送配電事業者が責任を負うことが基本となる」としていた。
- その上で、「託送料金に算入されている分は一般送配電事業者から回収することとし、残りを小売電気事業者から回収することを基本」としていたが、同時に「具体的な費用の負担の在り方については、広域機関における調整力の考え方の検討状況や、今後の託送料金査定の考え方等を踏まえ、適切に見直す」としていた。
- 今後、追加的電源脱落等も含めて整理を行った上で、適切な場で託送料金の考え方が見直される際に容量市場における費用負担の在り方を適切に見直してはどうか。その際、中間とりまとめにおける整理を前提とすれば、追加的電源脱落等が③と整理された場合、その部分は託送料金で回収されることが基本となる。

現行の託送料金の考え方を前提とした案



今後の検討方針

- 今後託送料金制度の見直しが行われるタイミングで、適切な場において容量市場や需給調整市場における費用負担の考え方と整合性のとれる形で見直しが行われることを求めています。
- なお、容量市場における費用は、託送料金に算入されている分は一般送配電事業者から回収することを基本としているため、現行の託送料金制度の見直しが行われるまでは容量市場における送配電事業者の負担分は $H3 \times 6\%$ としてはどうか。

参考：今後のスケジュール



1. 容量市場における費用負担の考え方

2. 容量市場の早期開設について

議論の背景

- 前回第27回制度検討作業部会において、容量市場早期開設についてご議論いただいた。前回の議論での指摘を踏まえ、容量支払いの開始を23年度とした場合に、最も必要供給予備率の低い21年度、22年度にどのような影響があるか、事務局において検討したので、容量市場早期開設の要否について改めてご議論いただきたい。

表2-10 中長期の予備率見通し（8月17時）

（連系線・他エリア余力・供給計画未計上電源・短期立上可能電源考慮、送電端）

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
北海道	21.8%	10.9%	30.7%	30.4%	31.1%	31.4%	31.3%	31.6%	31.3%	42.1%
東北	8.4%	8.5%	10.4%	8.0%	8.7%	11.0%	14.2%	14.5%	14.5%	14.4%
東京	8.4%	8.5%	10.4%	8.0%	8.7%	11.0%	14.2%	14.5%	14.5%	14.4%
中部	10.6%	9.3%	10.4%	8.0%	8.7%	11.0%	11.1%	10.2%	10.7%	10.6%
北陸	10.6%	9.3%	10.4%	8.0%	8.7%	11.0%	11.1%	10.2%	10.7%	10.6%
関西	10.6%	9.3%	10.4%	8.0%	8.7%	11.0%	11.1%	10.2%	10.7%	10.6%
中国	10.6%	9.3%	10.4%	8.0%	8.7%	11.0%	11.1%	10.2%	10.7%	10.6%
四国	10.6%	9.3%	10.4%	8.0%	8.7%	11.0%	11.1%	10.2%	10.7%	10.6%
九州	10.6%	9.3%	10.4%	8.0%	8.7%	11.0%	11.1%	10.2%	10.7%	10.6%
9社合計	10.0%	9.0%	11.0%	8.6%	9.3%	11.6%	12.9%	12.6%	12.9%	13.1%
沖縄	38.6%	36.8%	44.6%	43.7%	42.8%	34.1%	41.1%	40.1%	38.9%	30.5%
10社合計	10.3%	9.3%	11.3%	9.0%	9.6%	11.8%	13.2%	12.9%	13.1%	13.2%

再掲：供給力確保手法の類型

第27回制度検討作業部会 資料4

- 2024年以前における供給力不足に対しては①必要供給力全量に対して手当をする（容量市場の早期開設）、②不足分のみを確保する（電源入札等）、③対応策をとらないという3つの対応が考えられる。

	具体的な制度	対象電源	メリット	デメリット
案①： 全量手当	容量市場（早期開設）	全電源	必要量を一つの仕組みで包括的に確保するため、より確実に供給力を確保できる	全量確保のため、短期的な小売負担が大きくなる
案②：不足分 のみ手当	電源入札等	供給計画に計上されていない電源（新設、DR、休止電源立上等）	調達量を限定するため、短期的な小売負担を抑えられる	供給計画対象外となると容量市場開設前に固定費分をカバーしてもらえるようになるため、供給計画への未計上や休止等を促してしまう危険性がある
案③：手当なし	-	-	追加的な負担は発生しない	停電や節電要請のリスクが高まる可能性がある

再掲：供給力確保の実効性

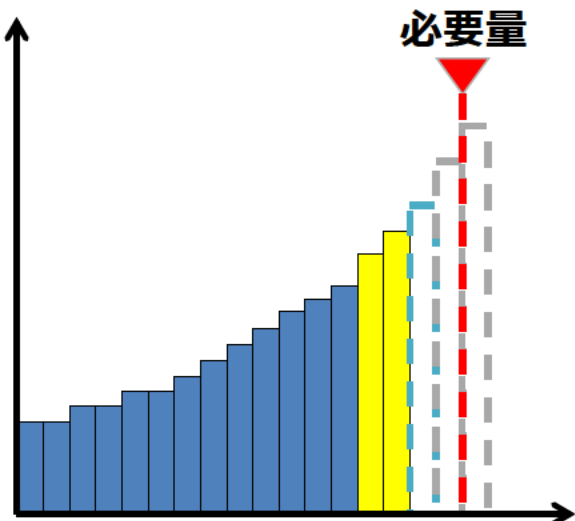
第27回制度検討作業部会 資料4

- 供給計画に計上されていない電源のみを対象として入札を行い、固定費を全て負担するような仕組を導入した場合、老朽電源等は電源休止等をして仕組に参加した方が収入を得られるため、むしろ電源休止等を誘発し、最終的な結果として供給力が増えない可能性がある。

■ 既設電源 ■ 廃止を検討している電源 □ 新設を検討している電源 ▨ 廃止電源

現状の仮定

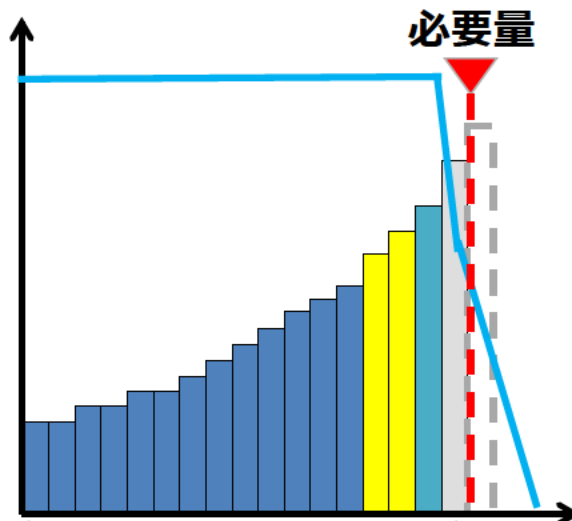
供給力が不足しているため、追加で2ユニットが必要



追加分確保策の導入

案a 容量市場で必要量を全量確保

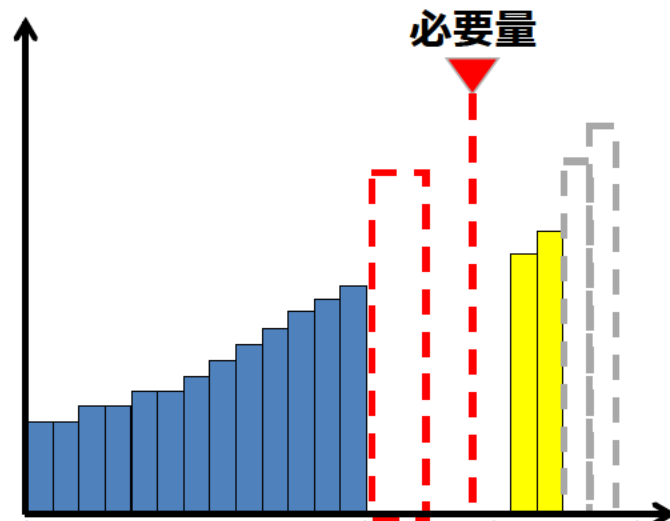
追加2ユニットの確保に成功



容量市場導入：
新設・既設・休止等の全
電源から安いものを調達

案b 不足分のみを別個の仕組で確保

別個の仕組が電源休止等を誘発し結局供給力が増えない



手当なし：
別個の仕組に惹かれ
休止等が進む

別個の仕組：
2ユニットのみ
確保

- 供給力を確実に確保するためには、可能な限り容量市場を早期開設することが望ましい。
- 一方で、容量市場の初回オークションは制度設計やシステム構築などの準備を可能な限り早めたとしても2019年度へ前倒しすることが限界。また、電源新設のリードタイム等も考慮してオークション実施から受渡までの期間を4年と整理したことも踏まえると、容量市場の初回受渡は2023年度(1年度前倒し)としてはどうか。
- なお、その際には、容量市場の受渡開始を2024年度とした際の考慮事項との関係について留意が必要。
- 2023年度より前については、供給力が不足すると判断された際には、緊急に供給力(休廃止延期、休廃止電源の立上、DR等)を確保する手段を整備する必要があるのではないかと。ただし、このような制度の導入によって電源の休廃止が促進されないような工夫が必要(募集対象電源等の範囲や、このような手段で確保した供給力のリクワイアメントやペナルティ等について今後整理)。

第27回制度検討作業部会における委員・オブザーバーご発言（1/3）

委員意見

- （松村委員）容量市場で実際支払いが始まるのは2024年度から。でも、それよりも前に供給力の不足があらわれるかもしれないから、何らかの対策をというときに、容量市場を前倒しすることも含めて検討するというのは、（中略）筋のいいやり方だとは到底思えません。容量市場は、あれだけすったもんだして、ようやく細部が固まった、経過措置だとかも含めて細部が固まった。あの論議をもう1回やり直すつもりですか。これが2024年からということ的前提にしていろんなことが決着したというのに、また1年前倒しするということをしたとすれば、その分だけ、もちろん経過措置というのはそのまま延ばされるということは当然あるのでしょうけれど、ウインドフォールゲインの部分はまた増える。ここからまた議論を始めるのですかということを見ると、私はとても筋の悪いやり方だと思う。ちゃんとした理由があって、24年度からということにしていたのに、こういうことがあったからというので、場当たりのこれを前倒しするのは、とても筋の悪いやり方。極端なことを言えば、ネットワーク部分が調達するI'を上乗せするやり方だって、十分あり得ると思います。それから、これは絶対に誰も賛成してくれないと思いますが、なぜ2023年度に供給力が不足する、心配だという事態が起こってくるのかというと、基本的な理由は、総括原価と地域独占に守られていた時代につくられた電源、老朽化した火力を安直に置くから。これが主たる原因なわけですね。もしそうだとすると、言われたような弊害を起こさないやり方でとても簡単なやり方があります。どこか基準年度を設けて、例えば2015年度だとか14年度だとかに基準年度を設けて、その基準年度から2023年度までの間にリプレースしないで廃止する老朽化火力を持っている旧一般電気事業者、あるいはひよっとしたらJパワーなのかもしれませんが、そういう事業者にコスト負担していただいて、一方で老朽化した火力というのを維持してくれる事業者にお金を回すというスキームだってあり得る。

第27回制度検討作業部会における委員・オブザーバーご発言（2/3）

オブザーバー参考意見

- （竹股オブザーバー）容量市場の開始時期の1年前倒しにつきましても、1年前倒しの効果というのが、実際に足りない2021年度に対してどの程度効果があるのかというのが疑問だというふうに思います。この辺については特にご説明がなかったので、お考えを、聞かせてほしいと思います。そもそも2020年、オークションを開始して、2024年の費用負担発生、これはいろんな角度から議論した上で決まったと理解しています。ですから、そんな簡単に前倒しが決められる話ではないというふうに思っておりますので、効果からみてそこまでのことをやる必要があるのかというふうに思います。単純に、小売は負担の1年分増える話なので、ここについては、前倒しの必要性がいろんな形で納得できたとしても、やはり唐突感是否めません。小売としては、2020年、2024年に向けて、自分なりの設備形成なり、相対契約なりで手当をしようというところに、1年前倒しというところは、いろんな形で今までの目論見を崩すところがあるものですから、何らかの激変緩和は、ぜひお願いしたいというふうに考えています。極端なことを言うと、費用負担の総額が変わらないような形の軽減措置を入れるとか、ぜひそんな形をご検討いただければと思う次第です。
- （竹廣オブザーバー）本当に容量市場、あそこまで決めたことを前倒しするのかといったところにつきましても、やはり小売としては相当いろいろな懸念を持っています。とはいえ、この供給力、昨今の経緯も踏まえまして、供給力を確保していくことについては、重要だと認識しているところですが、この18ページにもございます中長期の予備率の見通しのところで、仮にこの2021が本当にこういう状況で、ここについて手当をを考えていかないといけないということが、この数字の精査も含めてですけれども、本当にそうだということであれば、今の費用負担の話にもつながりますけれども、例えば早期に老朽化した電源が退出していくことを防ぐということであると、オークションの時期だけを前倒して、実際の費用負担はそのまま2024年でというようなやり方もあるのかなと思っています。道筋をつけることで、早期退出を抑えるというような効果でもってこの課題が解決できるのであれば、そういう方策もあるのかなと思いますので、まずは、この辺の数字を精査するといったところをぜひお願いしたいとは思いますが、実際小売がキャッシュアウトする時期も前倒ししてしまうと、今、竹股さんのほうからもあったとおり、いろいろと懸念もございますので、そういった面も含めてご検討いただければと思います。

第27回制度検討作業部会における委員・オブザーバーご発言 (3/3)

オブザーバー参考意見 (続)

- (鍋田オブザーバー) まず、容量市場を開設することによって、ここにも書いてございますが、供給力を確実に確保できるということと、それから、負担が公平にできるということが重要だと思っています。そのときに、2019年度へ前倒すことが限界と書いてあり、これはよく理解できます。それから、リードタイムが電源の新設を考えると4年だと書いてございます。その下には、2023年以前の場合、もし起きたらどうしようかということがございまして、いろいろな選択肢はあると思いますけれども、2023年にはどうしても供給力が足りなくなって、緊急的に休廃止が進まないようにするというのであれば、リードタイムを短くして容量市場をやるということも、一つの案としては成立するのではないかなと思いますので、コメントさせていただきます。

基本的な考え方

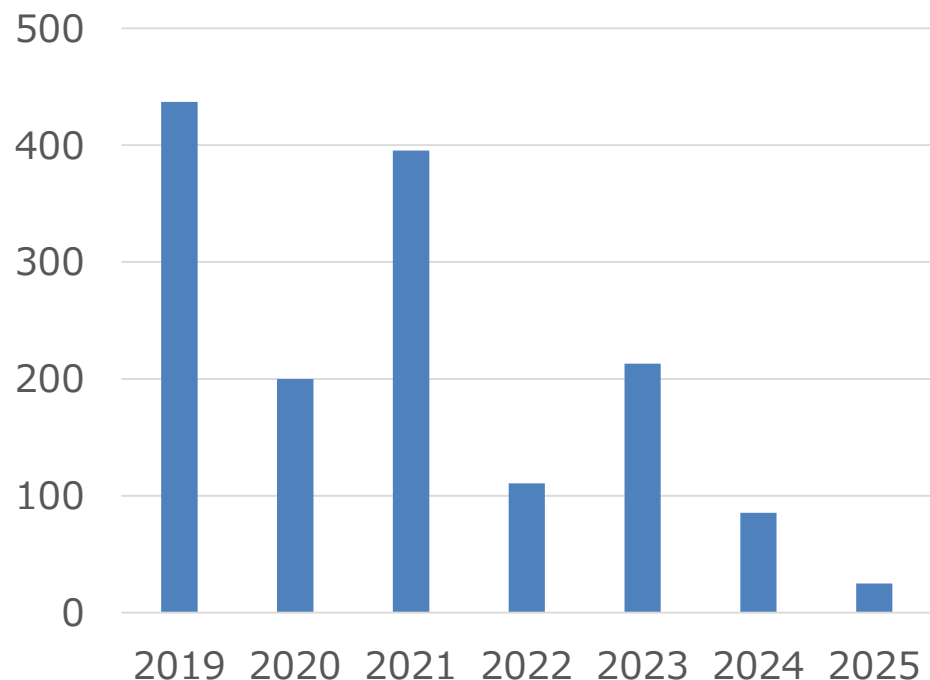
- 昨年度末に広域機関が策定した供給計画とりまとめにおいては、2021、22年度が予備率の確保上最も厳しい時期となっている。他方で、同期間においても、現時点では安定供給に最低限必要となる予備率 8%が確保されている。
- ただし、同供給計画においては、老朽電源も供給力として計上されている。こうした老朽電源の維持が行われず、新たな休廃止が行われる場合には、供給力はさらに減少する。
- 老朽電源の休廃止を抑制しつつ、それでもなお追加的な供給力が必要となった場合には、DRの追加確保、休止中電源の再稼働、緊急電源の設置といった方策を検討していく必要があるのではないかな。

※第27回制度検討作業部会で議論したとおり、老朽電源の休止を抑制しないまま、供給力の追加募集のみを行った場合、供給力増加の効果が薄いと考えられる。

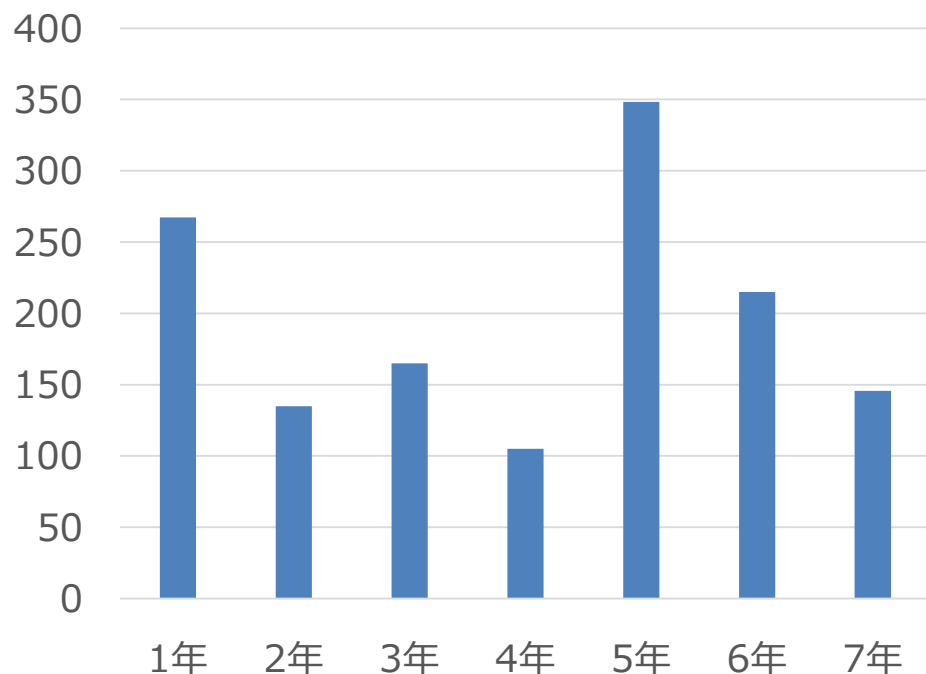
参考：電源休廃止動向

- 各電源は十分なリードタイムを持って計画的に休廃止を行っているものもあれば、1,2年前に休廃止を決定するケースもある。
- 従って、現時点で休廃止を決定していない電源についても、今後の状況によっては、23年度より前に休廃止を行う電源が生じる可能性がある。

年度ごとに休廃止される供給力※；
万kW



休廃止決定から休廃止までのリードタイムによる分類；
万kW



※平成30年度供給計画において、短期立上可能電源、長期計画停止、休止、廃止となっている電源を含む

オークションから容量受渡年度までのリードタイムについて

- 2019年度に容量市場のオークションを実施した場合、約定した電源等は2023年度に容量確保契約に従い電源として稼働することとなる。
- この場合、容量確保契約は容量受渡年度（2023年度）の電源等の稼働を求めているため、2020年度～22年度については、稼働しているかどうかは容量確保契約上担保されていない。
- この点に関して、今後の中長期的な供給力の確保に万全を期すため、2019年度に容量市場のオークションを実施した場合に限り、応札時点で稼働している落札電源は容量確保契約の中で20～22年度において電源の休止を認めない条項を加えることが考えられる。また、応札時点で休止中の落札電源については、可能な限り速やかに休止状態を解除することを求める条項を加えることが考えられる。

※新規電源等については、容量確保契約発効前に稼働前倒しを求めることは困難。



電源存続の効果

- 電源を休止せず、存続させる場合、安定的に発電可能な電源として稼働することが期待され、供給計画上当該電源の発電能力※は供給力として計上される。
- 容量確保契約の対象年度外において、容量確保契約と同様のリクワイアメント・ペナルティを課すことは困難であるが、実際の運用においては、旧一般電気事業者の電源は自主的取組として、限界費用ベースで余剰電力の全量を卸電力市場へ投入されている。また、相場操縦行為に該当する行為がないかなど電力・ガス取引監視等委員会が監視を行っている。

※供給計画上、「当該年度において安定的に発電可能な出力」が「発電能力」と定義され供給力として計上されている（供給計画届出書の記載要領参照）。

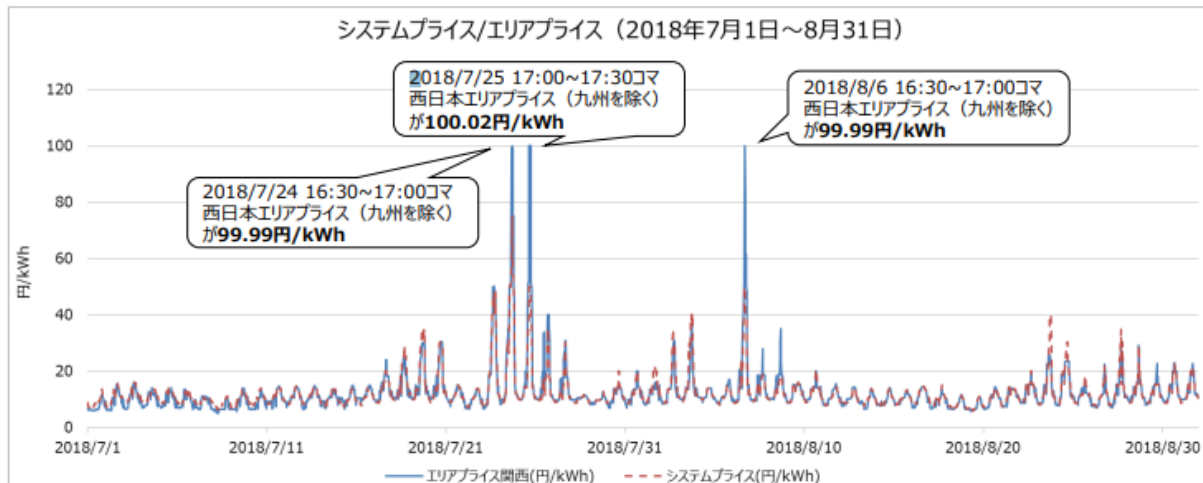
供給力確保による効果

- 容量市場の早期開設によってより確実に供給力を確保できれば、スポット市場における価格スパイクが発生する蓋然性が減り、スポット市場における小売負担が減少する効果も得られるのではないかと。

第33回制度設計専門会合資料6-1

1. 西日本エリアにおける価格状況（スポット市場エリアプライス）

- 7月下旬～8月上旬にかけて九州を除く西日本エリアでエリアプライスが高騰。
- スポット市場（本年7月24日、25日受渡分。それぞれ23日、24日に取引）における中部・北陸・関西・中国・四国のエリアプライスは、連日過去最高値を更新。特に、25日受渡分17:00～17:30のコマで、前記全エリアで100.02円/kWhを記録（過去最高値）。



- 18年夏季は、6エリアで夏季最大需要がH1需要想定を越える結果となった。今後もH1需要が増加していくと更に予備率が厳しくなるリスクがある。

2018年度夏季：各エリア最大需要時の需要実績

8

- 各エリアの夏季最大需要日の需要実績の合計は16,917万kWであり、猛暑を前提に想定した需要16,731万kWを187万kW上回った。
- 実績と想定との差分の内訳では、前提とした猛暑より気温が高かったこと等による気温影響が+210万kWであり、東北・東京・中部・関西・中国・四国エリアは想定以上の猛暑であった。また、その他の要因による影響は▲23万kWであった。

(送電端)													
エリア (万kW)	東 3エリア	北海道	東北	東京	中西 6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	全国 9エリア	沖縄 10エリア
需要想定 ^{※1,2}	7,460	442	1,382	5,637	9,117	2,627	524	2,718	1,081	529	1,639	16,578	153
需要実績 ^{※1,3}	7,522 (7,292)	442 (401)	1,426 (1,291)	5,653 (5,600)	9,253 (9,047)	2,622 (2,584)	521 (503)	2,865 (2,794)	1,108 (1,084)	536 (503)	1,601 (1,579)	16,775 (16,339)	143 (134)
差分 ^{※4}	+ 62	+ 1	+ 44	+ 16	+ 136	▲ 5	▲ 3	+ 147	+ 27	+ 7	▲ 37	+ 197	▲ 10
気温影響	+ 101	▲ 3	+ 43	+ 61	+ 120	+ 13	▲ 8	+ 112	+ 23	+ 18	▲ 37	+ 222	▲ 12
DR ^{※5}	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
その他	▲ 40	+ 3	+ 2	▲ 45	+ 15	▲ 18	+ 5	+ 35	+ 4	▲ 11	▲ 1	▲ 25	+ 2

<想定的前提>

○2018年度の供給計画の需要をベースに、厳気象影響を考慮して想定。厳気象については、北海道・北陸・中国・四国エリアは2010年度並み、東北・東京・中部エリアは2015年度並み、関西・九州エリアは2013年度並み、沖縄エリアは2017年度並みの猛暑を想定。

※1 需要には太陽光自家消費分は含まない。

※2 DR考慮前の想定値。

※3 括弧内の数値は、全国最大需要時(2018年8月3日14～15時)の需要実績値

※4 実績(10エリアのそれぞれの最大需要発生時における実績値の合計)と前回の電力需給検証報告書(2018年5月)における2018年度夏季需要想定との差分。

※5 電源Ⅰ^{*}発動によるDRの影響(2018年度夏季の各エリア最大需要発生日に電源Ⅰ^{*}は発動されていない)

※ 気温影響には、日平均気温以外の考慮要素による影響量等を含む。

※ 四捨五入により各種影響の合計と実績-想定との差分が合わない場合がある。

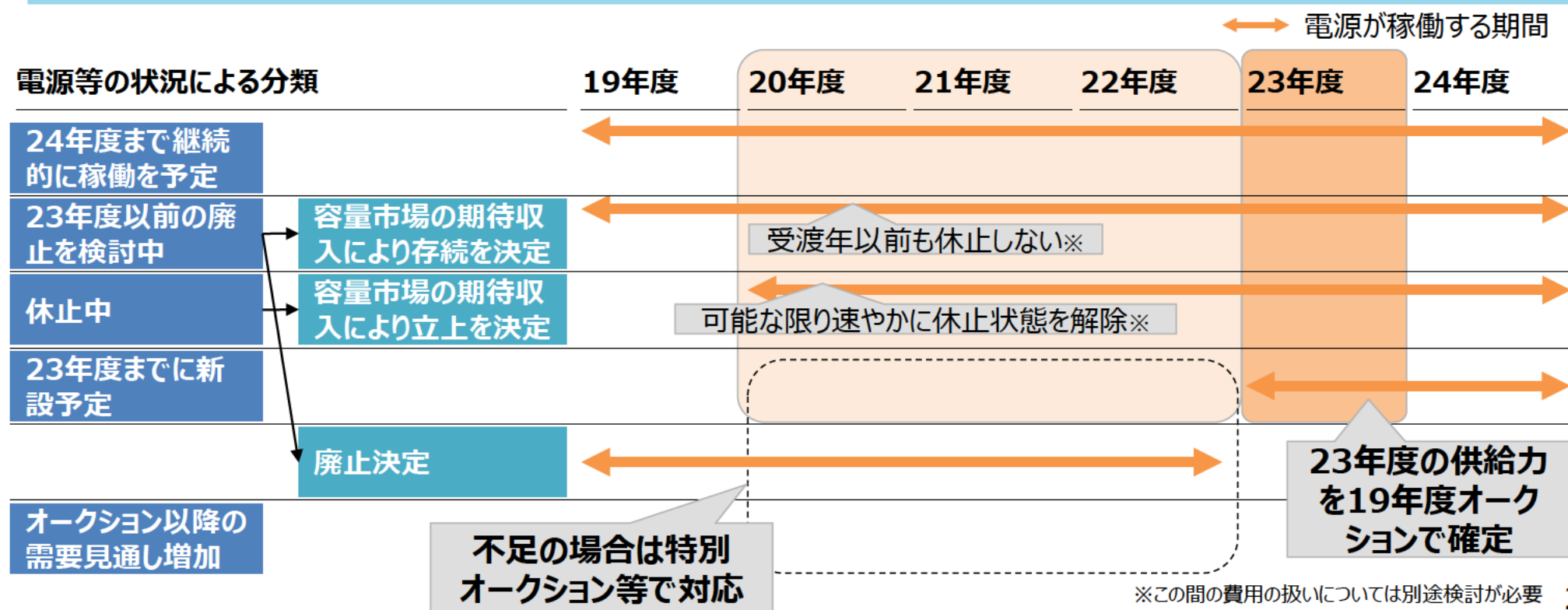
容量受渡年度以前に供給力が不足した場合の対応

- 容量受渡年度以前に供給力が不足した場合、広域機関において、需給バランスの精査を踏まえ、各エリアにおける電源I'の積み増し、電源入札、DRを含めた容量不足分についての全国的な特別オークションの開催による対応を採ることが考えられる。
- DRを含めた容量不足分についての特別オークションの運用については、今後、必要に応じて詳細を検討していくこととしてはどうか。

参考：容量市場開設を前倒した場合の供給力確保のイメージ

- 容量市場開設を前倒するとともに初回オークションの特例措置として、受渡期間より以前の20～22年度について休止を認めないとする事で、19年度オークション時点で23年度まで存続する電源が一旦確定する。
- 初回オークション実施後の需給バランス評価の結果、20～22年度について供給力が不足することが予見される場合は特別オークション等に対応することが考えられる。

※容量市場の前倒しにより①費用回収の予見可能性が向上する②期待収入が増加するという効果も期待される



参考：オークションのみを前倒す提案について

- 第27回制度検討作業部会において、オブザーバーから「オークションの時期だけを前倒して、実際の費用負担はそのまま2024年でというようなやり方もある」のではないかと指摘があった。
- この点に関し、容量受渡年度を前倒ししない場合、23年度まで維持すべき老朽電源を24年度まで維持することになり、電源の新陳代謝がその分進まない可能性がある。
- また、23年度より前に休廃止の可能性がある電源について、容量市場からの受取額が従前と変わらないとすれば電源休廃止の判断への影響が限定的になる可能性があるのではないか。

表 2-10 中長期の予備率見通し（8月17時）

（連系線・他エリア余力・供給計画未計上電源・短期立上可能電源考慮、送電端）

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
北海道	21.8%	10.9%	30.7%	30.4%	31.1%	31.4%	31.3%	31.6%	31.3%	42.1%
東北	8.4%	8.5%	10.4%	8.0%	8.7%	11.0%	14.2%	14.5%	14.5%	14.4%
東京	8.4%	8.5%	10.4%	8.0%	8.7%	11.0%	14.2%	14.5%	14.5%	14.4%
中部	10.6%	9.3%	10.4%	8.0%	8.7%	11.0%	11.1%	10.2%	10.7%	10.6%
北陸	10.6%	9.3%	10.4%	8.0%	8.7%	11.0%	11.1%	10.2%	10.7%	10.6%
関西	10.6%	9.3%	10.4%	8.0%	8.7%	11.0%	11.1%	10.2%	10.7%	10.6%
中国	10.6%	9.3%	10.4%	8.0%	8.7%	11.0%	11.1%	10.2%	10.7%	10.6%
四国	10.6%	9.3%	10.4%	8.0%	8.7%	11.0%	11.1%	10.2%	10.7%	10.6%
九州	10.6%	9.3%	10.4%	8.0%	8.7%	11.0%	11.1%	10.2%	10.7%	10.6%
9社合計	10.0%	9.0%	11.0%	8.6%	9.3%	11.6%	12.9%	12.6%	12.9%	13.1%
沖縄	38.6%	36.8%	44.6%	43.7%	42.8%	34.1%	41.1%	40.1%	38.9%	30.5%
10社合計	10.3%	9.3%	11.3%	9.0%	9.6%	11.8%	13.2%	12.9%	13.1%	13.2%

既設電源に対する経過措置の控除率

- 中間とりまとめにおける既設電源に対する経過措置の考え方を踏まえると、容量市場開設時期を前倒す場合は、2023年度に容量を受け渡す既設電源については、49%の控除率を課すことが考えられる。
- 小売負担への配慮から更に控除率を引き上げることも考えられる一方で、老朽電源の休廃止抑制への影響についても考慮する必要があり、慎重な検討が求められる。

経過措置における控除率の推移

	23年度	24年度	25年度	26年度	27年度	28年度	29年度	30年度
控除率	49%	42%	35%	28%	21%	14%	7%	0%

控除率の計算方法

(制度検討作業部会中間取りまとめより抜粋)

- 容量市場導入直後の小売電気事業者の競争環境に与える影響を軽減する観点から、一定期間、容量市場から発電事業者への支払額を一定の率で減額する。**(減額率は調達容量に占める控除 kW の割合に基づくものとし、控除 kW は 2020 年の容量市場開設時点から期間とともに減少させる。また、発電事業者への支払額の減額を、小売電気事業者の負担額の減額に反映させる。)**
- 容量市場開設時点の控除 kW は、経過措置起算時点以前からの電源の容量 (kW) に一定の比率をかける形で算定する。一定の比率については、そうした電源について、維持のための修繕費等や追加投資に要する支出も勘案して定める。
- 経過措置起算時点については、現在進行中の建設案件への影響を防ぐ観点から現時点より前に設定することが適当であり、かつ、①東日本大震災前後で電気事業を巡る環境が大きく激変したこと、②10年目程度まで減価償却コストが多く発生し固定費コストが高いことなどから、東日本大震災発生時点 (2010 年度末) とする。
- **容量市場開設時点の控除率は、経過措置起算時点以前に建設された全ての電源 (旧既設電源) の 7 割とし、2020 年以降、段階的に減少させていくこととする。**
- 2030 年時点では、経過措置起算時点以降 2020 年までに建設された既設電源 (新既設電源) も、全て建設後 10 年以上が経過することから、旧既設電源と新既設電源との公平性を確保する観点や、容量市場開設後一定期間後には卸電力市場価格の価格低減に寄与することが考えられることを踏まえ、**2030 年 (容量の受け渡し時点) には経過措置を終了**させることとする。

今後の検討について

- 小売負担との関係にも留意しつつ、20年度以降の供給力確保に万全を期す観点から、容量市場の開設を1年度前倒すことについて、検討を深めていただきたい。
- なお、容量市場の開設を前倒す場合、準備の観点から速やかに方針を固めることが求められ、前倒しの要否について早期に結論を得ることが重要。