

容量市場について

2022年2月17日

資源エネルギー庁

本日の議論

- 前回の本作業部会では、第2回のメインオークションの約定結果を踏まえて、容量市場の供給力の管理・確保の観点から、追加オークション（2%分）の扱い、発動指令電源の募集量等、次回のオークションに向けた検討事項についてご議論いただいた。
- 容量市場の目的は、将来の供給力の確実な確保にあるが、追加オークションの扱いや発動指令電源の募集量は、いずれも目標調達量に直結する項目である。一方で、発動指令電源の募集量については、全体の上限（4%）のみならず、メインオークションと追加オークションの内訳について検討対象だが、追加オークションの扱いについては、発動指令電源の募集量の議論も踏まえて検討する必要がある。そのため、本日はまずは発動指令電源の在り方について論点を提示させていただき、次回以降の追加オークションの検討と併せて、方向性を決めていくこととしてはどうか。
- 発動指令電源は、第2回のメインオークションでは調達上限量を上回る応札があり、今後も供給力において一定の役割を果たしていくことが期待される。今後、その募集量の在り方を検討するに当たっては、現時点では実効性テストや実需給断面での実績もない中、発動指令電源をどのように評価し、供給信頼度の維持とのバランスをいかに確保するかが課題となる。その際、安定電源等も含めた全体の目標調達量や総コストへの影響についても考慮する必要がある。
- また、本日は、発動指令電源に関連する論点に加え、送電線利用ルールの見直しに伴う容量市場への影響についても併せてご議論いただきたい。

(参考) 過去の会合で頂いた御意見

第60回制度検討作業部会 (2021/12/22)

- 頻繁に制度を変更することは望ましくない。今回の結果をしっかり受け止めるべき。
- 長期的に考えると変動性が非常に高いと発電事業者としては、投資の予見性がたちにくくなる。
- 今回の結果を踏まえても新設の電源に関して長期間固定して、予見可能性を高めることの重要性がさらに明らかになった。この議論が進展することに期待している。
- 発動指令電源の上限量 4%の妥当性とメインオークションと追加オークションにおける配分の両方を議論の対象とし、必要があれば見直すべき。
- 市場価格が需給状況をあらわしているとするれば、日本は供給過剰という見方もあり、価格シグナルが、4年後を的確にあらわしているのか、よく検討していただきたい。
- 約定価格が低い水準の場合における経過措置の扱いについて検討していただきたい。

第35回容量市場の在り方等に関する検討会 (2021/12/24)

- 十分な回数のオークションを行い、定期的な包括的な検証を5年後毎に行う方向性も示されている。今後のルールの変更は可能な限り必要最小限としながら、約定価格やその他の指標を一定のルールの下で着実に積み上げながら、今後の包括的な検証と制度の見直しに役立てることが重要。
- 追加オークションの有無も踏まえた発動指令電源のメインオークションと追加オークションにおける配分を検討いただきたい。
- 市場分断処理を行う場合のマルチプライスオークションの基準となる1.5倍の倍率が適切か議論していただきたい。
- 市場なので価格が変動するのは当然。長期間で見てどうなのかが重要。あまり制度変更を頻繁にするべきではない。そのうえで、どのような要因があるか、妥当な仕組みか検証をすることが必要。
- 電源側については、予見性の確保の為に別の委員会で議論している新設電源の棲み分けが必要。小売側は毎年のコスト変動を念頭に入れた料金設定の考え方が重要。
- 大きな価格変化について分析が必要。
- 市場における取引、価格のトラックレコードを積み重ねていくことが、何より重要。過度なルール変更を都度行うのは適当ではないため、本制度の趣旨に立ち返り最低限の必要な見直しと議論をお願いしたい。

(参考) 過去の会合で頂いた御意見

第61回制度検討作業部会 (2022/1/21)

- ルール変更を最小限にし、実績を積みつつ、検討を進めるべき。
- しっかりとどういう状況なのかと変更の可能性があるかと言うことをしっかり検証し、検討を進めるべき。あくまで、頻繁に変更すべきではないという中で慎重に考えていく必要がある。
- 制度見直しの影響について分析すべき。
- 足下、タイトな需給バランスが、市場心理面で入札価格に影響したのか深掘りしていくことも意義があるか。
- 今回の価格が落札電源の事業性を確保できる価格になったのかという点についてフォローしていくことが必要。
- 他市場収益については、不確実性がある。需給調整市場も本格的に立ち上がって間もないところ、26年度を想定すると多くの商品が揃っているが、収益をどのように見通すかも、蓋然性の高い考え方を整理しなければいけない。
- 約定価格が低い場合、リクワイアメントの実行や非効率石炭の誘導措置に影響を検討した方が良いか。
- 石炭混焼FITのような安定電源には2年前に容量市場の計画停止調整のタイミングで、各月のEUEを例えば、広域機関から情報提供いただき、適切な時期に作業設定いただけるように促すことも考えられる。
- 足下での需給の実態を踏まえて、現行の容量市場においても目標調達量や調整係数など、供給力の考え方が適切かどうか、必要に応じて検討すべき。
- 調整力が適切に確保できているか注視すべき。調整力を適切に確保する仕組みも必要に応じて、今後の検討。
- 追加オークションで全量を調達する方法も選択肢として残しても良いのではないか。
- 仮に分割した2%が調達されない場合、実際には調達しない2%分がメインオークションの約定価格を押し下げたという見方もある。今後、追加オークションの開催条件等も含め検討が必要。
- 発動指令電源の調整係数について、約定処理と同時に調整係数を決定する方法も含めて、様々な選択肢を検討すべき。
- リソースを確保できている場合とそうでない場合は扱いが同じで良いのか。電源等リストの提出や実効性テストの結果も考慮して検討すべき。
- 追加オークションについて、開催の判断の時期と実効性テストのタイミングは、システム投資の意思決定のタイミングを考慮して欲しい。
- 隣接エリアの1.5倍の水準について、短期でみた時に電源の維持や新設を誘導するシグナルとして妥当か、検討を深める必要がある。
- 今回のように一定以下の約定価格の場合、経過措置を適用することは過度に電源の収益を毀損するため、望ましくない。

(参考) 第2回オークション検証の方向性について

- 容量市場は、発電事業者の投資回収の予見性を高め、将来に必要な供給力を確実に確保し安定供給を実現することを目的として創設された。
- 第1回オークションでは約定価格が入札上限となったことから、小売事業者の影響緩和、供給力の増加、目標調達量の見直しによる市場競争の適正化といった声を踏まえて、制度全体の見直しが行われた。
- また、2050年カーボンニュートラル社会の実現との整合性確保といった新たな課題にも対応。制度見直しにおいては、容量市場本来の目的である安定供給を損なうことがないようにしつつ、非効率石炭フェードアウトの誘導措置を容量市場に組み込んだ。
- 制度見直しを踏まえ実施された第2回のオークションでは、第1回と比べ、約定総量は大きく変わらなかったものの、約定価格は第1回と比べ低下し、市場が分断しエリアプライスに差が付くなど、第1回とは大きく異なる結果となった。
- そのため、次回のオークションに向けて、今回の制度見直しが入札行動や入札結果に与えた影響について分析するとともに、再生可能エネルギーの導入、今後の電力需要の動向、卸電力取引市場の市況等、電力事業を巡る環境が変化する中においても、発電事業者による投資回収の予見性の向上を通じた安定供給の確保、小売事業者の費用負担、脱炭素社会への対応のバランスといった容量市場に期待される機能・役割が果たされるかについて検証する必要がある。
- 以下、考えられる視点（案）
 - 容量市場本来の目的である将来に必要な供給力の確保、電源の新陳代謝などに繋がっているか。
 - 安定供給実現のため、容量市場が需給調整市場や追加供給力公募といった他の制度との相互補完の関係にあるか。
 - 発電事業者、小売事業者双方の予見性が確保されるか。
 - 電源の脱炭素化に資するか。

(参考) 容量市場メインオークション(実需給年度：2025年度)の約定結果

2021年12月 第60回制度検討作業部会

- 2021年10月1日～10月14日においてメインオークションが開催され、その約定結果が広域機関より公表された。
 - 2021年度容量市場メインオークションの約定結果は以下のとおり
 - 約定総容量は、1億6,534万kW
 - エリアプライスは、以下のとおり
 - ✓ 北海道エリア : 5,242円/kW
 - ✓ 北海道・九州エリア以外 : 3,495円/kW
 - ✓ 九州エリア : 5,242円/kW
 - 経過措置考慮後の総平均単価は、3,109円/kW
 - 経過措置等を踏まえた約定総額は、5,140億円
- 本作業部会においては、約定結果をご報告するとともに、来年度以降のオークションに向けた検討の方向性についてご議論いただきたい。

1. 供給力の管理・確保

- **発動指令電源の募集量等**

- **1地点1電源区分の扱い**

2. 送電線利用ルールの見直しに伴う容量市場への影響

発動指令電源の募集量について

- 第2回メインオークションの約定結果においては、発動指令電源の調達量上限であるH3需要の3%（475万kW）を超過する566万kWの応札があった。
- 今後、再生可能エネルギーが更に増加していき、発動指令電源として期待されるDRを含めたアグリゲータの組成や市場参入が期待される中で、更なる市場参加者の拡大を促すことが望ましいと考えられるが、DRの促進と供給信頼度のバランスについて、以下の点も踏まえて検討する必要がある。
 - ① 調整係数の在り方
一定の募集量を超える場合には、供給信頼度を確保する観点からは調整係数の設定が必要。
 - ② 想定導入量
調整係数を事前に決定する場合は、導入量も事前に想定する必要
 - ③ 発動指令電源の能力
実効性テストや実需給の運用を迎えていない状況で、募集量を増加させるべきか。
 - ④ 追加オークションにおける調達
メインオークションと追加オークションの配分、追加オークションの実施の在り方をどのように考えるか。
 - ⑤ 同一価格の応札が複数存在した場合の約定処理
同一価格の応札で調達量上限を超えた場合の約定処理について。

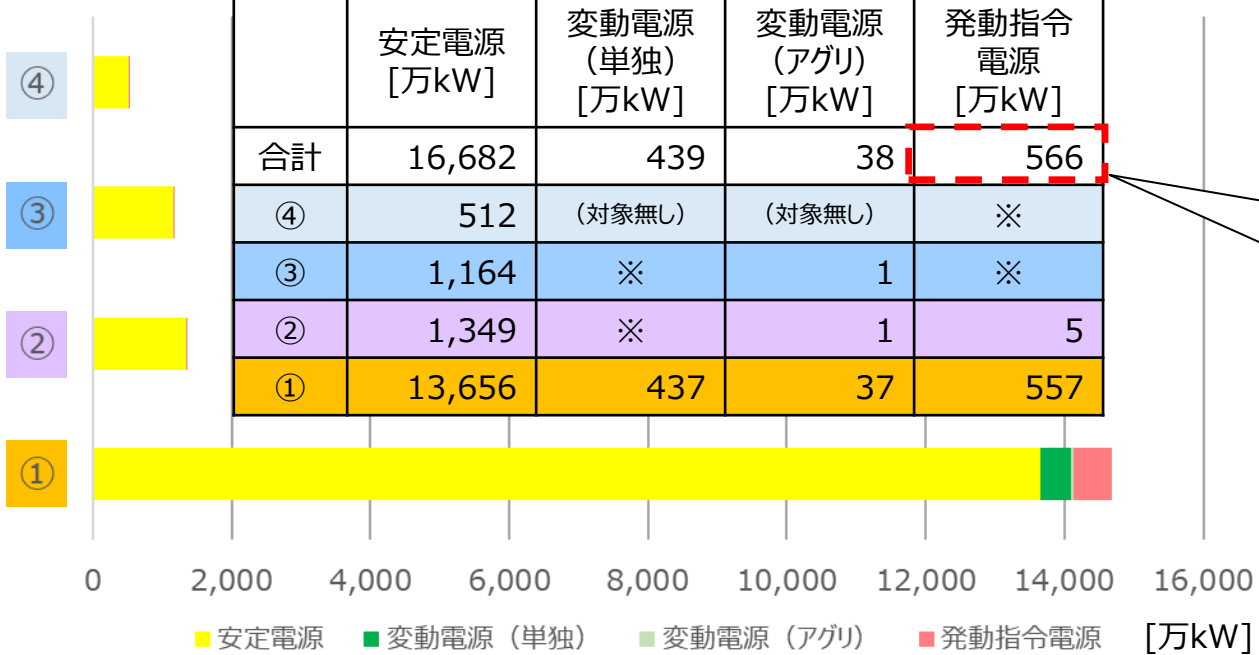
(参考) 発動指令電源の募集量について

- 発動指令電源については、第1回オークションを踏まえた見直しにおいて、調達上限を3%から4%に変更し、メインオークション分を3%、追加オークション分を1%とした。
- 今回のオークションにおいては、上限である3%の枠を超えた応札が行われたことから、メインオークションと追加オークションの配分も含め当該上限のあり方について、安定供給確保の観点も踏まえつつ、改めて検討することとしてはどうか。
- なお、現時点では、発動指令電源に対する調整係数は設定されていないが、導入量を増加する場合には、供給信頼度を維持する観点から対象電源の供給力を評価することが必要。

電源等の区分別の分布

	安定電源 [万kW]	変動電源 (単独) [万kW]	変動電源 (アグリ) [万kW]	発動指令 電源 [万kW]
合計	16,682	439	38	566
④	512	(対象無し)	(対象無し)	※
③	1,164	※	1	※
②	1,349	※	1	5
①	13,656	437	37	557

発動指令電源の応札容量の合計（566万kW）は、メインオークションにおける調達上限容量（475万kW）を超過した。



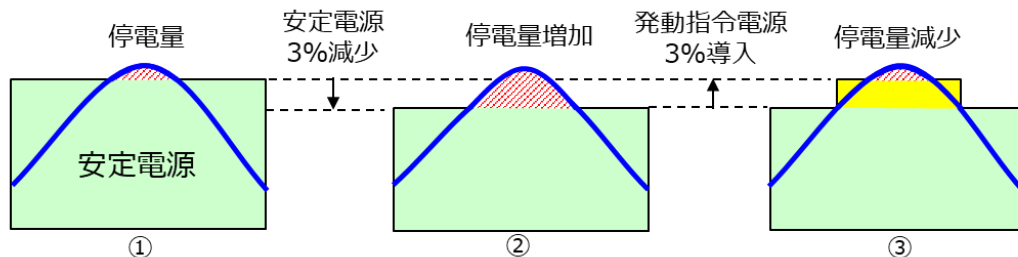
- ④ NetCONE超
- ③ NetCONE×50%超～NetCONE以下
- ② ゼロ円超～NetCONE×50%以下
- ① ゼロ円

※ 3者未満のデータとなるため非表示。

①調整係数の在り方

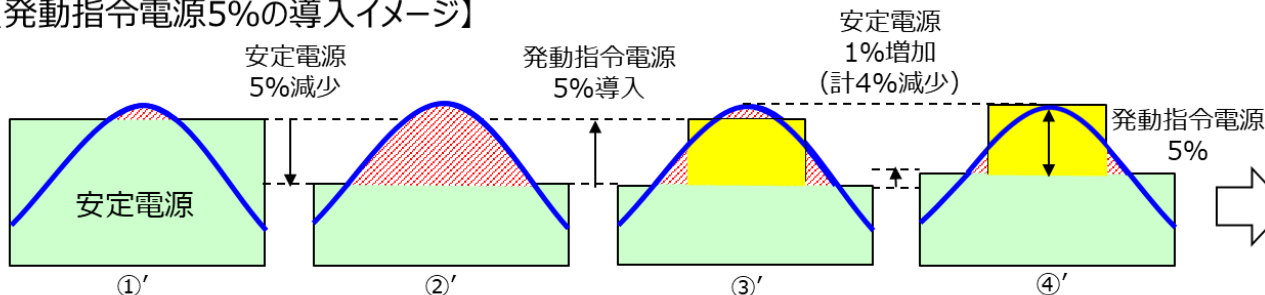
- 調整係数は、落札電源に対する対価を支払うにあたって、電源毎の供給信頼度に関する特徴に配慮してkW価値を評価するために設定されるもの。安定電源を100%として、0%~100%の範囲で設定される。(例えば、2025年度向けの容量市場メインオークション用調整係数は、東京エリアで太陽光は9.5%、風力は23.7%。)
- また、昨年(2024年度)の制度見直しにおいて発動指令電源の上限を3%から4%に変更する際に、2025年度分について広域機関において検証したところ、北海道エリアを除いて、調整係数を設定しない場合でも供給信頼度に影響がないことが確認されている。
- そのため、現在の供給信頼度(0.048kWh/kW・年)を前提とすれば、仮に、発動指令電源の上限を現在の4%から引き上げる場合には、調整係数を設定することになる。設定にあたっては、応札事業者がどの程度の容量の案件を組成しているか想定することが必要になるが(想定導入量)、想定導入量を大きくすればするほど調整係数が小さくなるため、必要以上にkW価値を下げる可能性がある。その場合は、事業者の対価支払いの対象となる容量確保契約の容量が小さくなることに留意しなければならない。

【発動指令電源3%の導入イメージ】



①と③の停電量は同じため
安定電源3%と
発動指令電源3%の
kW価値は同じ

【発動指令電源5%の導入イメージ】



①'と④'の停電量は同じため
(停電時間帯は異なる)
安定電源4%と
発動指令電源5%の
kW価値は同じ

2021年10月
第34回 容量市場の在り方等に関する検討会 資料5 抜粋

(参考) 発動指令電源の年間調整係数算出結果

2021年10月
第66回調整力及び需給バランス評
価等に関する委員会

発動指令電源の年間調整係数の算出結果

- 2025年度実需給向け容量市場における発動指令電源の導入量上限3%及び4%の各エリアの供給力評価を算出した結果、ほぼ100%という結果となった。
- これは、前述の通り、端境期の発動指令電源に稼働可能なことが、年間停止可能量の確保を可能とし、結果として調整係数が100%となる。
- なお、北海道エリアのように、導入量増加に伴い各月調整係数が減少し、夏季・冬季の供給力の未達量の増加及び端境期の供給力余力の減少により年間停止可能量が減少し、結果として年間調整係数も減少することが今後考えられる。

凡例 上段：kW価値
下段：調整係数 (kW価値/設備量)

〔導入量上限3%〕

[単位：万kW、%]

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
発動指令電源	11 (100%)	48 (100%)	125 (100%)	95 (100%)	15 (100%)	68 (100%)	42 (100%)	14 (100%)	58 (100%)

〔導入量上限4%〕

[単位：万kW、%]

	北海道※	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
発動指令電源	12 (83%)	64 (100%)	168 (100%)	128 (100%)	20 (100%)	91 (100%)	56 (100%)	18 (100%)	77 (100%)

※北海道は年間停止可能量が月換算で1.9ヶ月以下となったため、調整係数が100%を下回った

②想定導入量（電源 I' の応札・落札容量の推移）

- 調整係数の設定に当たって、どの程度の想定導入量を見込むのが重要な要素ではあるが、合理的な想定量が存在しないことから、第 1 回、第 2 回のオークションや電源 I'（DR）の応札容量を参照し検討してはどうか。

<発動指令電源の応札容量（容量市場）>

第 1 回オークション：4 1 5 万kW（落札容量：4 1 5 万kW）

第 2 回オークション：5 6 6 万kW（落札容量：4 7 5 万kW）

<電源 I'（DR）の応札容量※>

2021年度向け：3 2 1 万kW（落札容量：1 7 6 万kW）

2022年度向け：6 6 6 万kW（落札容量：2 3 0 万kW）

※電源 I' は、複数エリアに重複した応札が認められており、応札容量には重複した容量が含まれている可能性がある点に留意が必要である。

（参考）第 2 回オークションにおける発動指令電源の調達上限

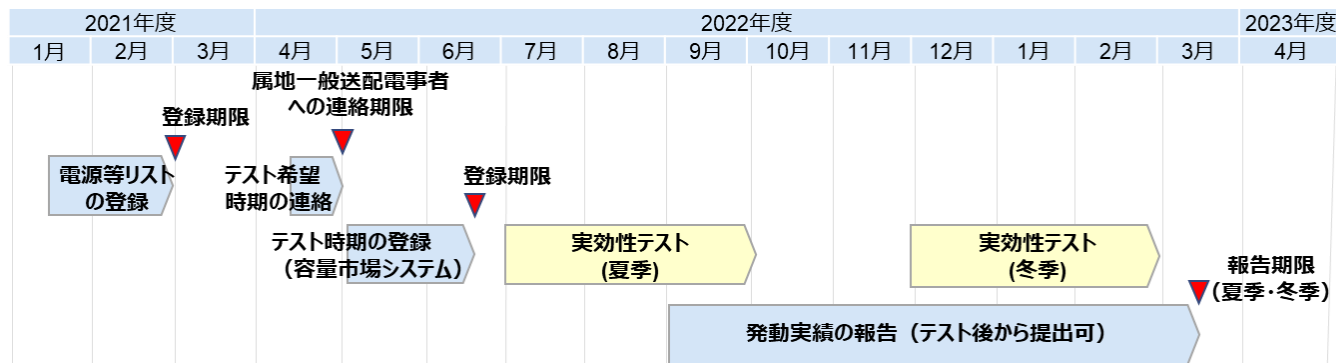
H3需要の 4%：6 3 3 万kW（うちメインオークション分 3%：4 7 5 万kW）

- なお、発動指令電源には合理的な想定量が存在しないことから、想定導入量を特定の値とせず複数用意し、それぞれに応じた調整係数を示した上でオークションを実施することも考えられるところ、こうした手法も含め、調整係数の具体的な決定方法について、引き続き詳細検討を行うこととしてはどうか。

③発動指令電源の能力（実効性テストについて）

- 発動指令電源は、実効性テストの実施によって容量確保契約の対象となる期待容量が確定する。メインオークションの参加登録時には、抑制制御方法や需要家獲得の予定などのビジネスプランの提出は必要だが、需要家リストの確定までは求めてはいない。
- そのため、事業者が実際の能力以上の容量を期待容量として登録していた場合、実効性テストの結果によっては、未達成量分の容量が退出する可能性もある。リソースを予定通り確保した場合でも、実効率が100%以上となるとは限らず、実際、電源 I 'を参考にすると、実効率は70～200%とばらつきがある。実効性テストはメインオークション後に実施されるため、実効性テストの結果、退出した容量分を他の安定電源等に充てることはできない。また、追加オークションを行ったとしても、メインオークションで落選した電源は既に退出しているおそれがある。
- そのため、発動指令電源と他電源の最適なバランスを追求しつつ、供給信頼度を維持するためには、発動指令電源の実効性をいかに高めることができるかが課題となる。契約容量を適切に提供できるよう規律を確保するため、容量市場で落札した全ての電源について、リクワイアメント未達成の場合のペナルティが設定されている。
- 一方で、発動指令電源は、年間で最大12回(3時間継続/回)という極めて限定されたタイミングで確実に供給力を提供することがリクワイアメントとして求められているが、仮に調達上限を引き上げた場合、他電源とのバランスも考慮し、発動指令電源のペナルティのあり方についてどのように考えるか。

【実効性テストスケジュール】



第5章 契約の履行

容量市場概要

募集概要

参加登録

マイオークション

契約の履行

67

リクワイアメント・アセスメント・ペナルティ(⑩ 実効性テスト)

発動指令電源

- リクワイアメント：実需給年度の2年前の夏季(7～9月)または冬季(12～2月)に実効性テストを受け、容量確保契約容量以上の供給力を提供すること※1
また、本機関が指定する受付期間内に電源等リスト※2を提出し、オンライン機能(簡易指令システムを含む)を具備する必要があります
 - 実効性テストは、一般送配電事業者からの発動指令に基づき3時間継続して供給力を提供して頂きます。なお、一般送配電事業者からの発動指令は、供給力の提供を開始する時刻の3時間前までに実施されます
 - 夏季および冬季それぞれ1回に限り、実効性テストの再実施を受けることができます
- アセスメント：コマ毎にアセスメントを行い、実効性テスト時の期待容量が容量確保契約容量未満の場合、不足する容量を実効性テスト未達成量※3とします。ただし、以下の場合には容量確保契約容量の全量を実効性テスト未達成量とします
 - 本機関がアセスメントを実施するために必要な情報を提出しなかった場合
 - 1電源等リストあたりの実効性テスト結果が1,000kWを下回った場合
- ペナルティ：実効性テスト未達成量に応じて経済的ペナルティが科されます(本章「供給力の提供ができなくなった場合等(市場退出)の扱い」に記載の経済的ペナルティが別途科されることはありません)
 - 経済的ペナルティ(円) = 契約単価(円/kW) × 5% × 実効性テスト未達成量(kW)

※1：実需給年度の前々年度に一般送配電事業者の発動指令に基づく発動実績が存在する場合は、実効性テストを省略できます。

※2：電源等リストの提出時の登録項目・必要書類等の詳細については「参考資料」をご覧ください。

※3：実効性テスト未達成量が発生した場合、実効性テスト未達成量相当が市場退出したものとします。

第5章 契約の履行

容量市場概要 募集概要 参加登録 メンテナンス 契約の履行

リクワイアメント・アセスメント・ペナルティ(⑪ 発動指令への対応)

発動指令電源

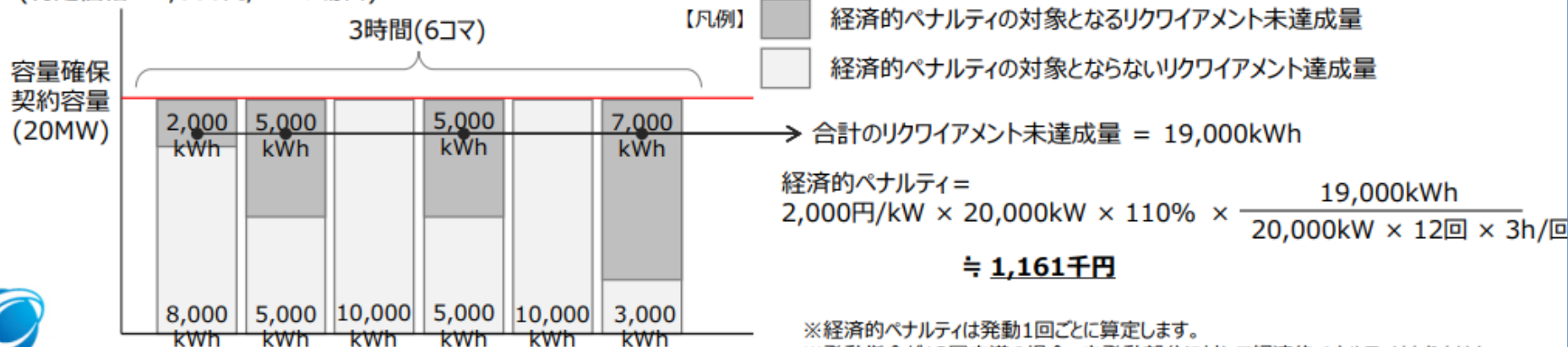
68

- リクワイアメント：一般送配電事業者からの発動指令に応じて、容量確保契約容量以上の供給力を年間で最大12回かつ1回の発動につき3時間継続して提供すること
 - 発動指令への応動は1日1回を限度とします
 - 発動指令が発令された場合は、相対契約に基づく小売電気事業者への供給や卸電力市場等への入札を通じて適切に供給力を提供することとします
 - 上記リクワイアメントに関わらず、一般送配電事業者が発動指令を行い供給力の提供を依頼する場合があります（ペナルティの対象外）
- アセスメント：発動指令に応じ提供した供給力が容量確保契約容量に対して不足した場合、不足した容量をリクワイアメント未達成量とします
- ペナルティ：リクワイアメント未達成量に対して、経済的ペナルティが科されます

$$\text{経済的ペナルティ金額(円)} = \frac{\text{契約単価 (円/kW)} \times \text{容量確保契約容量(kW)} \times 110\% \times \text{リクワイアメント未達成量(kWh)}}{\text{容量確保契約容量(kW)} \times 12\text{回} \times 3\text{h/回}}$$

発動指令1回あたりの経済的ペナルティの算定方法

(約定価格 = 2,000円/kWの場合)



※経済的ペナルティは発動1回ごとに算定します。
※発動指令が12回未満の場合、未発動部分に対して経済的ペナルティはありません。

④ 発動指令電源の追加オークションにおける調達について

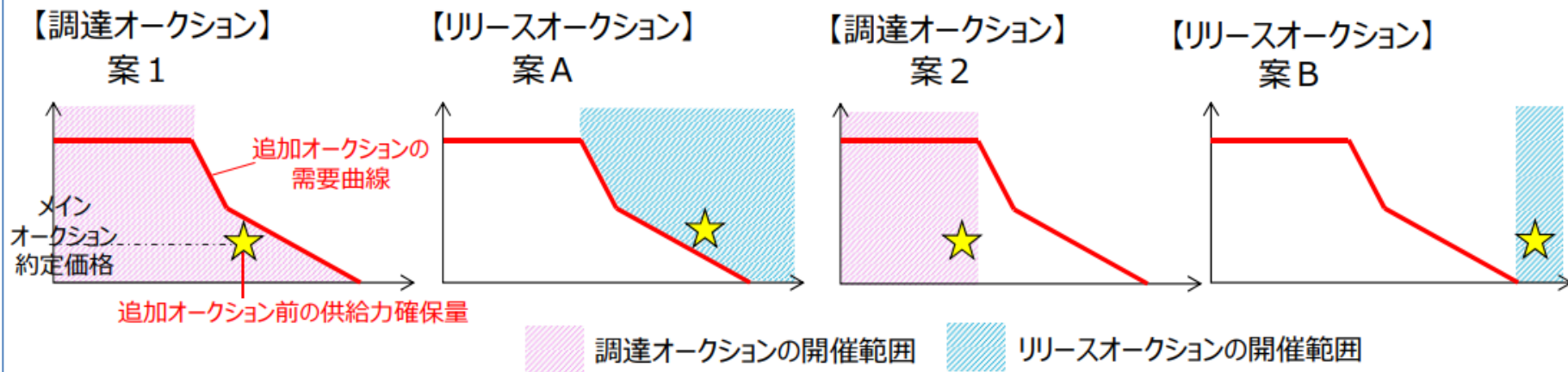
- 第1回オークションを踏まえた見直しにおいて、4年前には稼働が見通せないが、実需給が近づくと稼働が見通せる電源が存在しうることから、実需給年度の至近まで、稼働を見通せない電源等にも取引の機会を与えるため、第2回メインオークションにおいては、調達量の一部（H3需要の2%、約300万kW分）を確保しない方法でオークションが行われた。
- 一方で、追加オークションの開催判断は、想定需要の変化や供給力の変化に応じて、実需給前年度の4月以降に行われることとなっており、今回、見直しが行われた方法であっても、確実に追加オークションが開催されるとは限らない。（追加オークション前の供給力確保量が一定の調達量以上の場合には調達オークションが行われない案を容量市場の在り方等に関する検討会において、検討が進められている。）
- 第2回メインオークションは、目標調達量17,699万kWに対して、調達量が18,740万kWという結果であったため、発動指令電源については1%分が未調達であるものの、追加オークションが実施されない可能性がある。一方で、発動指令電源については、実需給断面に近づくほど参加の可能性が高まることから、入札のニーズもあると考えられる。こうした点を踏まえ、追加オークションのあり方についてどのように考えるか。

4. 追加オークションの開催判断について 検討の方向性

14

- オークションにおいては、**需要曲線と供給曲線の交点で約定量が決定し供給信頼度が算定**される。
- 調達コストと停電コストの和が最小となるトレードオフ曲線を用いて需要曲線を作成していることを踏まえ、**需要曲線の傾斜部分で求められる供給信頼度は許容**されているとも考えられる。
- そのため、**需要曲線の傾斜部分の範囲の調達量を逸脱した場合に、追加オークションを実施**する必要があると考えられることから、**案2・案Bを基本として検討**を進めていくこととしてはどうか。

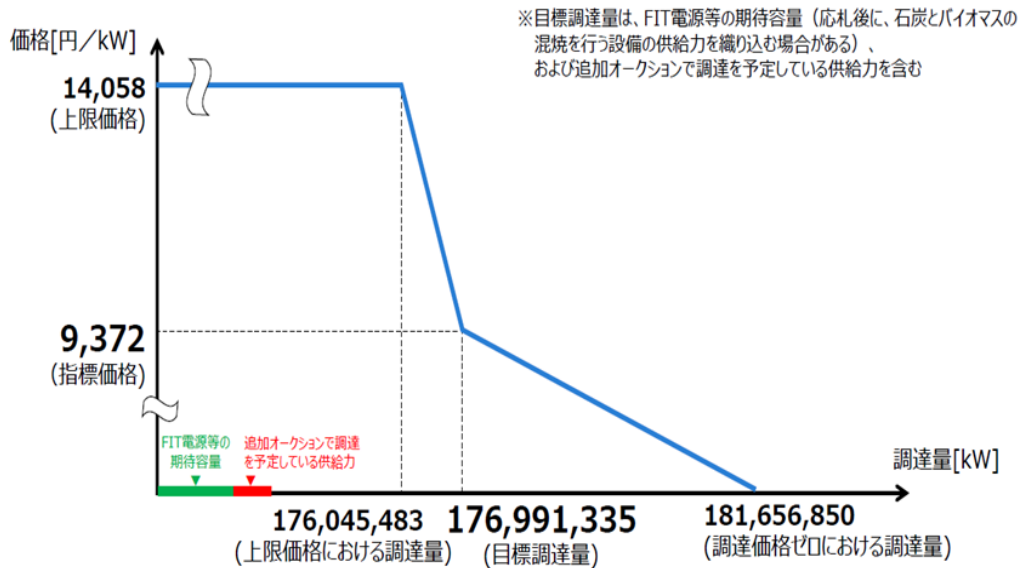
	案1・案A	案2・案B
信頼度	追加オークションの需要曲線に対して、 調達を行った場合 、供給力が増加するため 信頼度は向上 する。 (ただし、メインの信頼度が確保されるとは限らない)	需要曲線の傾斜部分の範囲内等で 追加オークションを行わない場合 、供給力は変わらないため信頼度はメインオークションより低下するものの、 需要曲線と供給曲線の交点として設定される信頼度レベルは維持 される。
費用	追加オークションで 調達を行った場合 、 費用が増加 する。 (ただし、市場退出等による精算もある)	需要曲線の傾斜部分の範囲内等で 追加オークションを行わない場合 、 費用の増加が生じない 。



(参考) オークションの2段階化について

- 4年前には稼働が見通せないが、実需給が近づくと稼働が見通せる電源が存在しうることから、実需給年度の至近まで、稼働を見通せない電源等（例えば、自家発やDR、未稼働の原子力）にも取引の機会を与えるため、追加オークションでの調達を前提とする方法について議論が行われ、第2回オークションにおいては、メインオークションにおける調達量の一部（H3需要の2%、約300万kW分）を抑制し、1年前の追加オークションで調達することとした。
- 一方で、追加オークションの開催は、需給の変化を踏まえて判断され、オークションが実施されない場合、最終的に当該供給力は調達されないこととなる。予見性がないことから、メインオークションで落選した電源等の退出が進むおそれもあり、容量市場において、実需給断面で必要な供給力を確保し、過度な退出を抑制するという機能の一部が失われるともいえるが、別途の対策の必要性について、どのように考えるか。

第31回 容量市場の在り方等に関する検討会
(2021年4月27日) 資料5より



第47回 電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会
(2021年3月1日) 資料3より

具体的な方向性（メインオークションにおける調達）（案）

- これまでの議論を踏まえると、従前のメインオークションで目標調達量（112.6%）全量を確保する方法に加え、追加オークションと分割して実施する方法が考えられるのではないかと。
- 一方で、容量市場には「実需給期間に必要な電源の量をあらかじめ示し、過度な退出を抑制」する役割があるため、オークションを分割した場合、その機能の一部を失うため、どのように手当を行うか、その別途の手当の必要性も含めてあわせて考えていく必要があるのではないかと。

	A案	B案
概要	メインオークションで全量を確保 (需要想定の変化や市場退出の度合いなどによって追加オークション実施が判断される)	・追加オークションでX%を確保 ・非落札となった電源の退出、1年前に供給力が顕在化しないリスクに対応するため、何らかの手当てを措置
メリット・デメリット	・4年前に供給力の確保が可能。 ・1年前に顕在化する可能性のある電源（例：自家発、未稼働原子力）が手当でされていない	・1年前の追加オークションで顕在化した供給力があつた場合は、確保が可能。顕在化した供給力が安価であれば、総調達コストを減らすことができる。 ・追加オークションの結果等によってはコスト増となる可能性も考えられる。 ・4年前に落選した電源は、1年前まで予見性がないため、休廃止が進むリスクがある。

⑤ 同一価格の応札が複数存在した場合の約定処理

- 第2回メインオークションでは、発動指令電源の応札容量が調達上限容量を超過し、調達上限容量を超える点において、同一価格の応札が複数存在した。そのため、これまでの約定処理の整理に従って、約定・未約定をランダムに決定した。
- 同一価格の応札が複数存在する場合の約定処理については、発動指令電源にはDRのみならず自家発等の電源も参加する。調達容量を按分して約定※すると、自家発等の事業者が電源維持費用を確実に回収することができなくなることから、約定対象となる電源をランダムに決定することとしている。

※例えば、80kWの募集に対して、100kWの応札があった場合、応札単位ごとの80%の容量を約定とする方法。

- 一方で、DR事業者からは、ランダム約定の場合は、約定機会を最大化するため、アグリゲートされたリソースを細分化して応札する行動が合理的となってしまうことから、アグリゲーション効果が失われてしまうといった意見もある。
- DRとしての効率性と事業者間の公平性の観点から、同一価格の応札が複数存在した場合の約定処理についてどのように考えるか。

(参考) 発動指令電源の約定処理について

容量市場メインオークション約定結果
(対象実需給年度：2025年度)

<参考> 発動指令電源の約定処理

- 今回のオークションでは、発動指令電源の応札容量の合計が、メインオークションにおける調達上限容量※を超過し、かつ当該調達上限容量を超える点において、同一価格（0円/kW）の応札が複数存在した。
※ メインオークションにおける調達上限容量は、全国H3需要の3%
- そのため、同一価格の応札が複数存在した場合の約定処理について、これまでの整理に基づき、約定・未約定をランダムに決定した。

4. 具体的な約定処理のプロセス

補足2：発動指令電源の0円入札による、同一価格の札の約定処理方法

18

第32回 容量市場
の在り方等に関する
検討会資料より

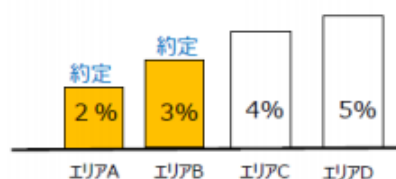
- 発動指令電源の応札容量の合計がメインオークションにおける調達上限容量を超過し、かつ当該調達上限容量を超える点において、同一価格の応札が複数存在する場合は、下記①～③の順で約定処理を行う※1・2。

- ① エリア需要の3%を超過していないエリアは全て約定※3
- ② エリア需要の3%を超過しているエリアは、超過率が等しくなるように当該エリアへ約定可能な容量を分配※3
- ③ エリア内の約定、未約定はランダムに決定

※1: 0円以外の同一価格札を約定する場合も、同様の対応方法を行う。
※2: 発動指令電源の上限容量に係る入替は、全国約定処理前に行うため、追加・減少処理時に入替は発生しない。
※3: 市場分断が発生した場合は、ブロック単位で判断する

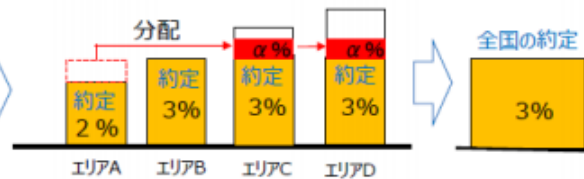
<約定のイメージ>

①の手順



各エリアの応札容量

②の手順



全国の約定

1. 供給力の管理・確保

- 発動指令電源の募集量等
- **1地点1電源区分の扱い**

2. 送電線利用ルールの見直しに伴う容量市場への影響

1 地点 1 電源区分の扱いについて

- 容量市場においては、供給力の適切な評価を行い、アセスメントを確実に実施するために、託送供給等約款の計量地点単位（1地点1電源区分）で応札する整理を行っている。
- 他方、例えば、安定電源として供給力を提供可能な自家発が、さらに需要抑制等により供給力を提供できる場合等に、それぞれが同時に容量市場へ参加できないといった事例について、現行のアセスメントの整理では適切に評価できないものの、対応の意見や要望等を受け、容量市場への参入機会の拡大が図れる可能性があることから、容量市場の在り方等に関する検討会において、1地点複数応札について議論が行われた。

2021年11月 第34回容量市場の在り方等に関する検討会

2. 1地点複数応札の考え方の方向性

① 1地点複数応札のパターン

■ 例えば、**1地点で異なる電源等区分で応札可能とした**時に、組合せのパターンは以下が考えられる。

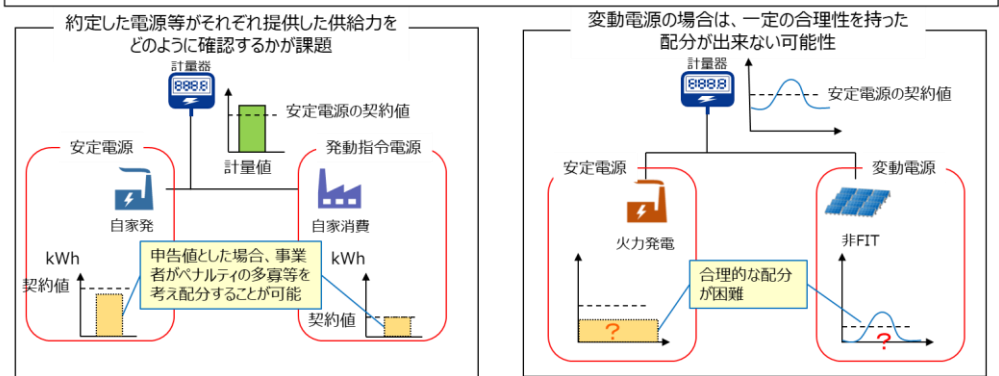
パターン	安定電源 発動指令電源	安定電源 変動電源	変動電源 発動指令電源	安定電源 変動電源 発動指令電源
具体例	・自家発余剰(安定)+DR など	・火力+非FIT など	・非FIT+蓄電池・DR など	・火力+DR+非FIT など
イメージ				

※同一の電源等区分の電源等は1つの応札単位とする

2. 1地点複数応札の考え方の方向性

② 1地点複数応札に対応するための課題

- 容量市場は、実需給年度において供給力を確実に提供していることを確認（アセスメント）したうえで容量確保契約金額を支払う仕組みとなっている。
- アセスメントは、**託送供給等約款に基づく計量値を用いることにより公正な評価を担保している。**
- 1地点で複数応札した場合においても計量値は1つであり、**約定した電源等がそれぞれ提供した供給力をどのように確認するかが課題**となる。
- なお、変動電源は、応札時には調整係数を用いて供給力評価を実施しているものの、実需給においては、**変動電源は自然影響等により出力変動することにも留意が必要**である。



(参考) 1 地点 1 電源区分の扱い(これまでの整理)

2021年11月 第34回容量市場の在り方等に関する検討会

(参考) オークションの入札単位に関するこれまでの整理 (1/2)

■ 国の審議会において、**オークションの入札単位は電源単位との整理**を行っている。

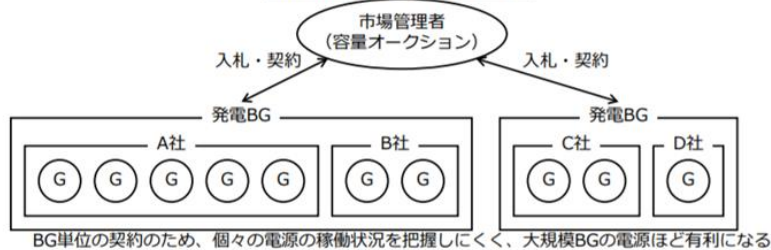
論点8：オークション制度の設計（入札単位と電源差し替え）（1）

- オークションの入札単位については、電源単位とするか、バランシンググループ（BG）単位とするかが考えられる。
- オークションで落札した電源は、実需給までの間に、発電機の故障等によって、当初想定した供給力が提供できなくなることも考えられる。そのような場合においても、供給力を最大限確保しつつ、ペナルティリスクを小さくできるような仕組みが必要。
- この点、オークションの入札単位をBG単位とし、BG単位で契約することを認めれば、供給力を提供できない場合にBG内で電源を差し替える等の調整をして供給力を確保し、ペナルティリスクを小さくすることができる。
- しかしながら、BG単位の契約は、落札した個々の電源が適切に稼働し全体として供給力が確保されているか把握しにくくなる。また、大規模BGであるほどBG内での調整がしやすく、BGの規模によって有利・不利が生じやすくなる。

第12回制度
検討作業部
会資料より

第12回制度
検討作業部
会資料より

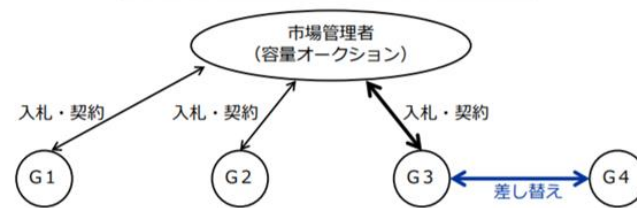
BG単位での入札（イメージ）



論点8：オークション制度の設計（入札単位と電源差し替え）（2）

- このため、オークションの入札単位は電源単位として契約することを原則としてはどうか※1。
- また、落札者がやむを得ない理由により供給力を提供できない場合には、実需給の一定期間前までに市場管理者がその理由の妥当性を確認した上で、容量オークションで落札していない電源等※2との差し替えを認めることとし、さらに、相対取引による差し替えも認めることで、全体として必要な供給力を確保しつつ、ペナルティリスクを小さくできるような仕組みとしてはどうか。
- なお、売惜しみによる市場価格の高騰を防ぐため、差し替えが過度に必要とならないようなペナルティの水準や監視の在り方等について検討が必要。

電源単位での入札+電源差し替え（イメージ）



(※1) 小規模な電源やネガワット等のDRがアグリゲートして一つの供給力として入札することを妨げるものではない
(※2) 市場管理者が供給力を把握できる電源等であることが必要

(参考) 1 地点 1 電源区分の扱い(これまでの整理)

2021年11月 第34回容量市場の在り方等に関する検討会

(参考) これまでのオークションの入札単位に関する整理 (2/2)

■ 容量市場の在り方等に関する検討会では、国の審議会の整理に沿った詳細検討の中で、計量値を用いたアセスメントを行うことを整理し、**応札は、託送供給等約款に基づく計量単位で行う**としている。

4. 論点3：応札単位の整理

11

第2回容量市場の在り方等に関する検討会資料より

- 応札要件に関連し、応札単位についても、ユニット単位とするかBG単位とするか、整理が必要である。
- 応札単位としては、オークションにより経済的にkW価値を確保する仕組みとして、落札結果がメリットオーダーとなる「ユニット単位」をベースとして検討してはどうか。
 ※アセスメントで計量値を使用する場合、計量単位（発電所単位）で入札する案も考えられる。
- なお、事業者がペナルティリスクを回避するために電源の差替えが必要ではないかという論点も考えられるが、電源の差替えを行う仕組みは応札単位に関わらず設計可能と考える（オークション制度のみを考えると、旧一般電気事業者の発電BG単位での応札等はそぐわないのではないか）。

第21回容量市場の在り方等に関する検討会資料より

※参考 第1回検討会議事録より抜粋

「もともとBGの仕組みは、新規参入者や小規模事業者のニーズがあり、複数の事業者でBGを組むことで電スクやインバランスリスクをヘッジする目的として設けられていると理解している。そのような視点から、新電力事してBGでの差替えを認める必要があるのかどうかということも、今後の議論で必要だと考えている。」

2. メインオークション募集要綱(案)の主なポイント (6) 電源等の区分

11

- オークション参加対象となる電源等の区分は、安定電源・変動電源（単独）・変動電源（アグリゲート）・発動指令電源です。
- 安定電源・変動電源（単独）の応札単位は計量単位^{※1}、変動電源（アグリゲート）の応札単位は小規模変動電源リスト単位、発動指令電源の応札単位は電源等リスト単位とします。
- 応札単位において、期待容量^{※2}1,000kW以上が求められます。

オークション参加対象となる電源等の概要

安定電源	変動電源		発動指令電源
	変動電源（単独）	変動電源（アグリゲート）	
期待容量 ^{※2} が1,000kW以上の安定的な供給力を提供する電源	期待容量 ^{※2} が1,000kW以上の供給力を提供する電源（安定的な供給力を提供するものは除く）	期待容量 ^{※2} が1,000kW未満の電源（安定的な供給力を提供できるものは除く）を組み合わせることで、期待容量が1,000kW以上の供給力を提供する電源	期待容量 ^{※2} が1,000kW未満の電源・安定的な供給力を提供できない自家発・特定抑制依頼などを単独または組み合わせることで、期待容量が1,000kW以上の供給力を提供する電源
		小規模変動電源リスト 	電源等リスト 

※1：計量単位とは、異地一般送配電事業者との託送供給等約款に基づき取り付けられた計量器単位です。
 ※2：期待容量とは、「設備容量のうち、実需給年度において供給区域の供給力として期待できる容量」です。

リスト内に登録する電源等はメインオークションの応札時には登録せず2年後に登録

1 地点複数応札を可能とする場合の考え方

- 1地点で複数応札した場合において、約定した電源等がそれぞれ提供した供給力をどのように確認するかが課題となるが、一定の評価が可能な組み合わせとして、まずは、安定電源と発動指令電源の組合せについて検討が行われた。
- 安定電源と発動指令電源の組合せにおいては、それぞれ1つずつとなる2つの応札の場合、安定電源が契約容量まで供給力を提供してもなお需給ひっ迫となる場合に、発動指令電源の供給力が提供される位置づけと考えると、安定電源の契約分を先取りすることとし、発動指令電源のベースラインを安定電源の契約容量値とすることで、一定の評価を行うことができると整理が行われた。

2021年11月 第34回容量市場の在り方等に関する検討会

2. 1 地点複数応札の考え方の方向性

③ 1 地点複数応札が可能なパターン

- 計量値を複数の応札に分けることを考えた場合、**安定電源-発動指令電源の組合せは、需給ひっ迫時には、双方ともに供給力を提供し実績値でアセスメント**することから、**供給力が提供されたことについて一定の評価が可能と考えられるのではないかな。**
- 一方で、**変動電源は、自然影響等により出力変動するため、組合せた場合に合理的な実績値評価を行うことは難しいのではないかな。**また、変動電源はアセスメントにおいて契約容量を提供する必要がないため、付け替えなどの**恣意的な配分を排除できないこととなる。**
- **まずは、安定電源-発動指令電源の組合せについて検討を深めてはどうか。**

パターン	安定電源 発動指令電源	安定電源 変動電源	変動電源 発動指令電源	安定電源 変動電源 発動指令電源
具体例	・自家発(安定)+DR など	・火力+非FIT など	・非FIT+蓄電池・DR など	・火力+DR+非FIT など
アセスメントの観点からの評価	<ul style="list-style-type: none"> ・平常時は、発動指令電源は基本的に発動されないため、計量値を安定電源分の実績値として評価可能か ・需給ひっ迫時は、双方ともに供給力を提供し実績値でアセスメントすることから、配分方法を決めることが出来れば一定の評価は可能か 	<ul style="list-style-type: none"> ・変動電源は、自然変動等により出力が変動するため、組み合わせ内容の合理的な実績値評価が困難か ・変動電源の実績値が契約容量以上に出た場合、アセスメントにおいては、契約容量以上の部分は提供する必要がないため、組み合わせ先の供給力へ恣意的な配分も可能となるか ・変動電源-発動指令電源の組み合わせにおいては、自然影響や操業計画等にもない、いずれも契約容量に対して出力が増減する可能性が高く、お互いに影響を及ぼし合うことで、より正しい実績値の評価ができないか 		

2. 1 地点複数応札の考え方の方向性

④ 1 地点複数応札（安定電源-発動指令電源）のアセスメント方法

- 安定電源-発動指令電源の組合せで、それぞれ1つずつとなる2つの応札の場合は、安定電源が契約容量まで供給力を提供してもなお需給ひっ迫となる場合に、発動指令電源の供給力が提供される位置づけと考えると、**安定電源の契約分を先取りすることとし、発動指令電源のベースラインを安定電源の契約容量値とすることで、一定の評価を行うことができると考えることが可能ではないかな。**

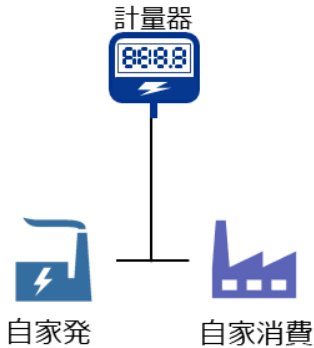
アセスメント方法	発電計画と発電実績による評価	発電実績による評価		
		安定電源契約分を先取り	発動指令電源契約分を先取り	容量提供事業者による振り分け
概要	<ul style="list-style-type: none"> ・部分買取と同様に、1地点の発電計画を事業者にて分割 ・分割した発電計画のプロラタ順位に基づき、1地点の計量値を振り分け 	<ul style="list-style-type: none"> ・1地点の計量値を安定電源契約分から先取りし、残った分を発動指令電源の契約分として評価 	<ul style="list-style-type: none"> ・1地点の計量値を発動指令電源契約分から先取りし、残った分を安定電源の契約分として評価 	<ul style="list-style-type: none"> ・1地点の計量値を安定電源契約分と発動指令電源契約分に事業者により振り分け
評価	<ul style="list-style-type: none"> ○発電計画が分割されていることで、安定電源の供給指示等のアセスメントが容易 ×ペナルティの多寡により、発電計画のプロラタ順位を任意に変更することが可能 	<ul style="list-style-type: none"> △安定電源の契約容量を発動指令電源のベースラインとしたとき、安定電源が契約容量まで発電する必要がなかった場合（調整力による出力減、JEPXへの未約定、供給指示未発令等）には、発動指令電源の評価に影響するか（理解の上参加か） ○ペナルティの多寡による恣意性が働かない 	<ul style="list-style-type: none"> ×発動指令電源が電源等リストのリソースであった場合、個々のリソースは供給力評価していないため、現状では、先取りする容量が分からない ×発動指令電源の契約容量を先取りした場合、平常時において、安定電源の評価が常に小さくなる ○ペナルティの多寡による恣意性が働かない 	<ul style="list-style-type: none"> ×発電計画を用いるアセスメントが不可 ×ペナルティの多寡により、計量値を任意に振り分けすることが可能

(参考) 安定電源契約分を先取りした場合の具体的なアセスメント方法のイメージ

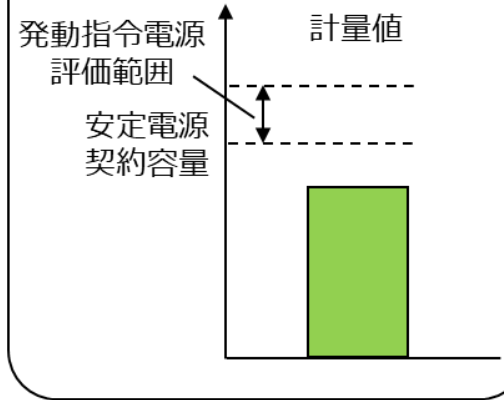
2021年11月 第34回容量市場
の在り方等に関する検討会

- 計量値について、基本的には、**安定電源の契約容量までを安定電源の供給力評価とする（安定電源の契約容量を発動指令電源のベースラインとする）**。
- **安定電源の作業時は、作業を考慮した供給力評価とする（発動指令電源のベースラインも同様）**。

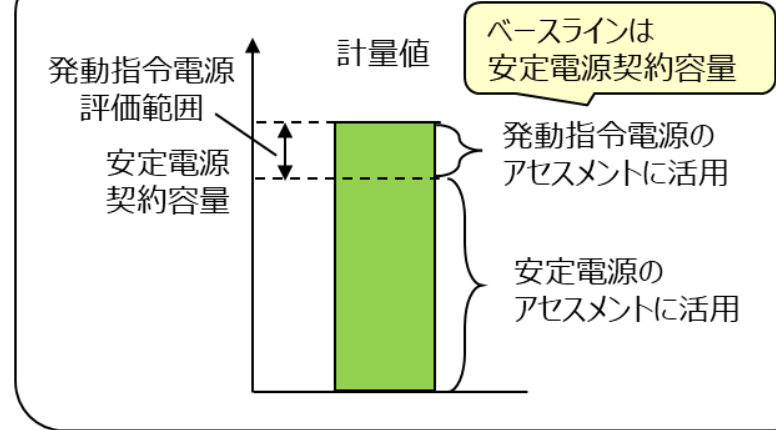
安定電源－発動指令電源の
組み合わせ



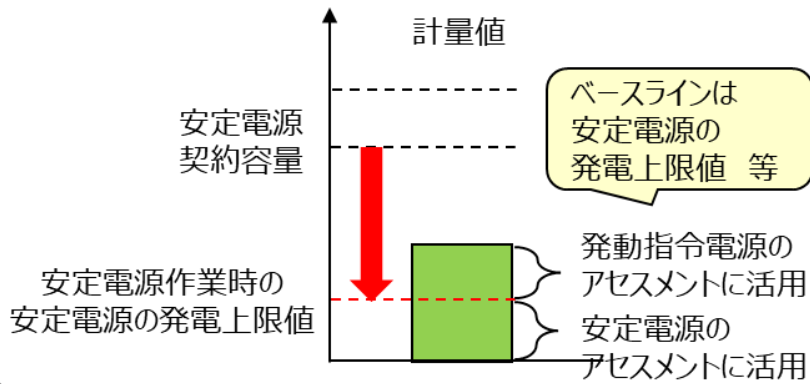
<平常時>



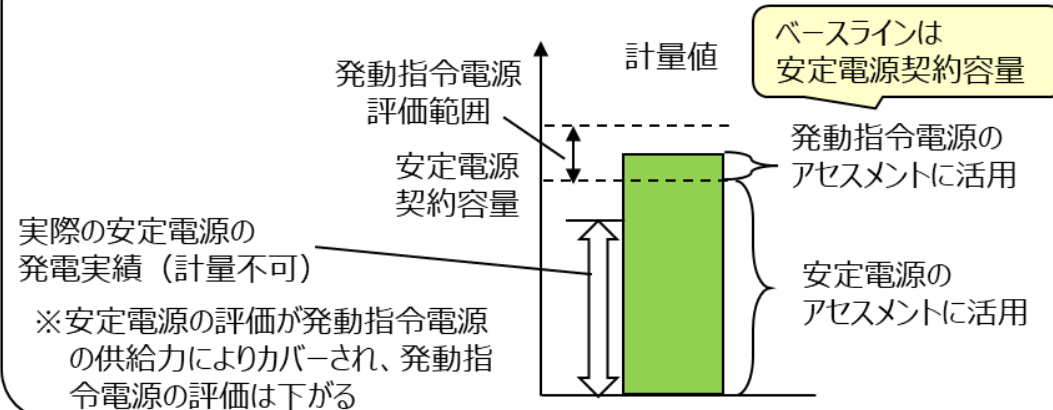
<需給ひっ迫時>



<需給ひっ迫時（安定電源作業時）>



<需給ひっ迫時（安定電源出力低下時）>



1 地点複数応札（安定電源＋発動指令電源）の適用について

- 容量市場の在り方等に関する検討会における議論も踏まえて、「安定電源」と「発動指令電源」の組合せにおいて、1地点複数応札を可能とすることとしてはどうか。
- また、可能な範囲で早く始めるのが望ましいと考えられるが、容量市場では、募集要綱や約款等をあらかじめ公表した上でオークションを実施することを踏まえると、その後に生じた制度変更等の適用は限定的であるべきと考えられる。
- そのため、事業者間の公平性と周知期間等を考慮した上で、適用の時期を検討することとしてはどうか。
- また、必要に応じて、今回の整理について検証ができるように、例えば、本件の対象となるような電源等の登録を行う際に、詳細な情報を提出いただくこととしてはどうか。

1. 供給力の管理・確保

- 発動指令電源の募集量等
- 1地点1電源区分の扱い

2. 送電線利用ルールの見直しに伴う容量市場への影響

系統利用ルールの見直しに伴う容量市場への影響について

- 2022年末頃に基幹系統で再給電方式（調整電源の活用）の開始が予定され、原則ファーム型接続・ノンファーム型接続という電源の扱いに関わらず、実需給断面でS+3Eを踏まえながらメリットオーダーに基づき混雑処理が実施される。
- 第58回 広域系統整備委員会（2022年1月26日）においては、2026年度における基幹系統の混雑見通しの評価を行った結果が示され、当面（2026年度程度まで）の基幹系統の混雑見通しは、東京エリアの一部系統において混雑が発生する可能性があるものの、全系の予備力確保に与える影響は小さく、また、そのような場合であっても需給ひっ迫時などの非常時における供給力活用は問題ない見込みである。
- そのため、2022年度メインオークション（実需給2026年度）においては、基幹系統でノンファーム型接続が適用される電源について、容量市場に参加できることとしてはどうか。
※2027年度以降の対応については、今後の基幹系統の混雑見通しを踏まえながら、影響評価や扱いについて整理を行っていく。
- なお、2022年度末頃から適用開始を予定しているローカル系統のノンファーム型接続については、運用等の詳細が検討されていく見込みであり、今後、それらの検討状況を踏まえ別途整理を行う必要がある。

(参考) 第58回 広域系統整備委員会 (2022/1/26) ①

1. コネクト&マネージから系統混雑を前提とした仕組みへの発展

2

- 広域機関では2017年にとりまとめた広域系統長期方針に基づき、再エネ大量導入に向けたコネクト&マネージの取り組みを推進し、2021年1月から空き容量のない基幹系統においてノンファーム型接続を開始したところ。
- これと並行して、マスタープラン検討委員会では、広域連系系統の「費用便益評価による設備形成」と「混雑を前提とした系統利用ルール」を両輪とした、新たなシステムへの移行を念頭に検討を行っている。これは系統アクセス時の系統連系順位に基づき決定していたファーム・ノンファーム等の系統利用の扱いを、系統運用段階で決定する仕組みに転換するものであり、この第一歩となる再給電方式が2022年末頃に順次開始となる。
- 上述の系統運用段階に系統利用を決定する仕組みへの転換は、これまでのコネクト&マネージにおけるノンファーム型接続とは異なり、先着優先のファームの仕組みから新たなシステムへの移行を開始する措置となる。

基幹系統の利用の変遷



(参考) 第58回 広域系統整備委員会 (2022/1/26) ②

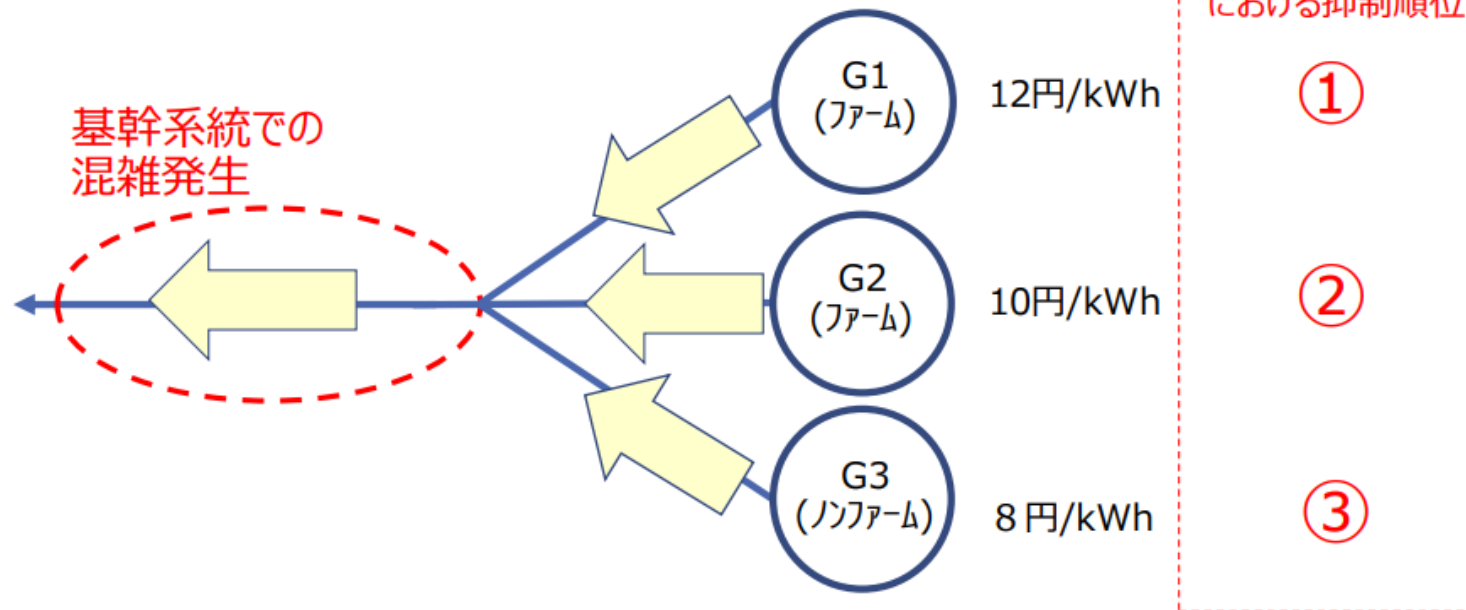
(参考) 再給電におけるファーム・ノンファームの扱い

3

■ 再給電方式開始以降、基幹系統にて系統混雑が発生する場合、ファーム、ノンファームに限らず※、メリットオーダーで混雑処理（出力制御）を行う。

※ ファーム型接続したFIT電源（バイオマスおよび自然変動電源（太陽光・風力））等は出力制御を原則行われない。

<イメージ図>



G1～G3は非FIT火力電源を想定

ただし、調整電源方式では調整電源での抑制順位

(参考) 第58回 広域系統整備委員会 (2022/1/26) ③

2. ノンファーム電源の需給調整市場及び容量市場への参加

4

- ノンファーム電源については、容量市場や需給調整市場に参加できない方向で議論していたが、新たな系統利用ルールの開始も踏まえ、他制度との整合性について確認・検討していくこととしていた。
- 2022年4月より全ての基幹系統でノンファーム型接続が適用※される中、2022年末の基幹系統での系統混雑に対する再給電方式（調整電源の活用）開始により、ノンファーム型接続に対して計画値変更を行われず、原則ファーム・ノンファームという扱いに関わらずS+3Eを踏まえながらメリットオーダーに基づき混雑処理が実施される。
- このため、基幹系統の混雑見通しを踏まえた評価をもとに、それぞれの市場参加に必要なその他の要件を満たしていることを前提に、ノンファーム型接続が適用された電源は、過去の接続案件も含め容量市場の2022年度メインオークション（実需給2026年度）及び需給調整市場に参加できることとした。
- なお、2027年度以降の対応については、今後の基幹系統の混雑見通しを踏まえながら、関係する委員会において、容量市場及び需給調整市場において参加の在り方、および参加できることとした場合の必要となる対応を検討していく。

※「総合エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（第38回）」（2021年12月24日）にて整理。ただし、円滑な移行をはかる観点から、ノンファーム型接続を適用する対象電源は改めて整理が行われる予定（スライド13参照）。なお、2022年度末からの適用開始を予定しているローカル系統の混雑起因のノンファーム型接続については、基幹系統の整理に引き続いて適用や抑制のあり方が検討されていく見込みであり、今後のそれらの検討状況を踏まえ別途整理を行う必要がある。

(参考) 第58回 広域系統整備委員会 (2022/1/26) ④

3. 混雑見直しにもとづく評価

5

- 2026年度における地内基幹系統の混雑シミュレーションを実施した結果、混雑が発生する設備は1411箇所のうち東京エリアの2箇所（1系統）であり、年間のうち混雑が発生する時間の割合はそれぞれ0.14%および2.17%であり、極めて限定的である。（スライド6）
- 東京エリアの供給力を確認したところ、混雑シミュレーションにおける系統混雑を踏まえたうえでも年間を通して予備力15%以上あることから、安定供給上支障がある水準とはなっていない。（スライド7）
- なお、混雑系統にある供給力については、極めて厳しい需給状況となった場合、非常時に対応した地内系統の運用を考慮して供給力として期待できる見込み。（スライド8）
- 以上を踏まえると、当面（2026年度程度まで）の基幹系統の混雑見直しは、東京エリアの一部系統において混雑が発生する可能性があるものの、全系の予備力確保に与える影響は小さく、また、そのような場合であっても需給ひっ迫時などの非常時における供給力活用は問題ない見込みである。
- 引き続き、2027年度以降の基幹系統の混雑見直しを踏まえた評価を行っていく。

(参考) 第58回 広域系統整備委員会 (2022/1/26) ⑤

(参考) 2026年度の基幹系統の混雑見込み

6

混雑設備：2箇所（確認総数：1411）
 年間混雑率※：0.14%、2.17% 最大混雑発生量：422MW

※ 年間（8760h）のうち混雑が発生する時間の割合
 注：今回の結果は供給計画における需要想定や電源想定を元とした2026年度のシミュレーション結果であり、2027年度以降に連系予定の電源も含めたうえで過酷断面を想定する接続検討の潮流想定的前提条件と異なることや、今後の電源・需要動向によっては結果が変わることに留意が必要。

沖縄

年間混雑率※	箇所数
1%未満	0
1%～3%	0
3%超過	0

九州

年間混雑率※	箇所数
1%未満	0
1%～3%	0
3%超過	0

中国

年間混雑率※	箇所数
1%未満	0
1%～3%	0
3%超過	0

北陸

年間混雑率※	箇所数
1%未満	0
1%～3%	0
3%超過	0

北海道

年間混雑率※	箇所数
1%未満	0
1%～3%	0
3%超過	0

東北

年間混雑率※	箇所数
1%未満	0
1%～3%	0
3%超過	0

四国

年間混雑率※	箇所数
1%未満	0
1%～3%	0
3%超過	0

関西

年間混雑率※	箇所数
1%未満	0
1%～3%	0
3%超過	0

中部

年間混雑率※	箇所数
1%未満	0
1%～3%	0
3%超過	0

東京

年間混雑率※	箇所数
1%未満	1
1%～3%	1
3%超過	0

(参考) 第58回 広域系統整備委員会 (2022/1/26) ⑥

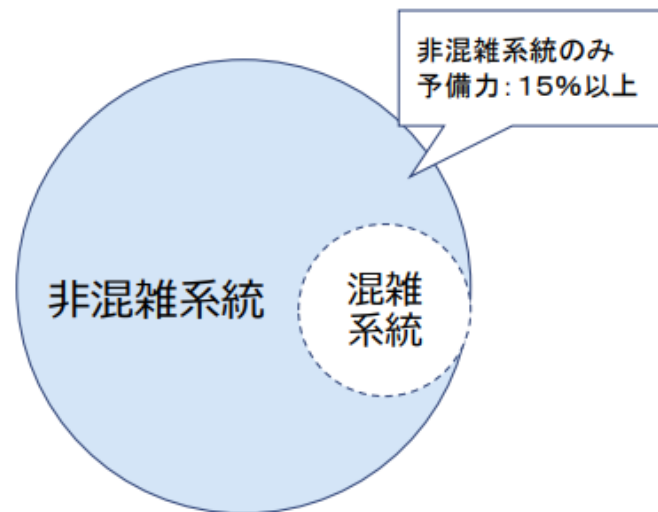
(参考) 2026年度の東京エリアの予備力の状況

7

- 混雑シミュレーションにおける系統混雑を踏まえたうえで東京エリアの需給状況を確認した結果、非混雑系統だけでも年間を通して15%以上の予備力がある状況であり、仮に混雑系統から予備力がまったく期待できなかつたとしても、安定供給上支障がある水準とはなっていない。

注：冬季の予備力については、供給計画の情報とシミュレーションの結果を用いて、2026年度夏季の需要及び供給力の情報から冬季の期待できる供給力と需要により予備力を算定している。

<イメージ図>

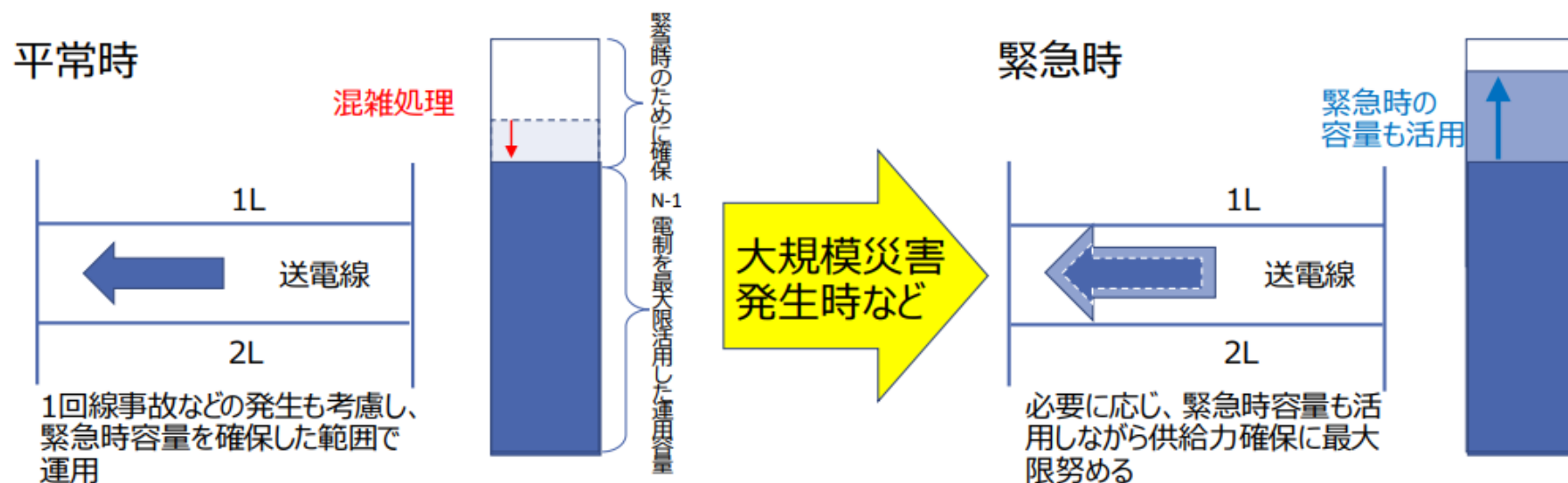


(参考) 第58回 広域系統整備委員会 (2022/1/26) ⑦

(参考) 混雑系統における需給ひっ迫時などにおける供給力活用について

8

- 例えば2回線送電線においては、平常時は2回線分の設備容量は使い切らず、1回線事故などの発生も考慮し、緊急時用に容量を確保したうえで運用を行っている。(平常時の混雑処理は、緊急時用に容量を確保したうえで行われる)
- 一方で、例えば大規模災害時における計画停電の回避といった緊急時の措置として、必要に応じ、この緊急時用の容量も活用しながら供給力確保を行うことも考えられる。
- 今回の混雑系統は、平常時を前提とすれば限定的に混雑が発生する可能性が認められるものの、このような緊急時に対応した地内系統の運用を考慮すれば、当該混雑系統内の電源も供給力として期待できる見込み。



※大規模災害による需給ひっ迫時には、混雑系統内でも大規模な電源の停止など発生することもあり、平常時の運用容量であっても混雑なく供給力として期待できる場合も想定されるが、ここでは仮に混雑系統の電源が全て健全であってなお、混雑系統の供給力に期待しなければ安定供給できないような状況になった場合でも系統運用上活用できることを確認したものを。