

需給調整市場B種電源協議の報告等 について

第95回 制度設計専門会合
事務局提出資料

2024年3月28日（木）



- 1.需給調整市場B種電源の協議について**
- 2.ブラックスタート機能契約協議について
- 3.関西エリアの系統安定対策機能調達について

1. 需給調整市場B種電源の協議について

- 第94回制度設計専門会合（2024年2月）において、事前的措置の対象事業者が決定したところ。
- 複数の事業者から需給調整市場ガイドライン（※）におけるB種電源協議の申し入れがあったことから、内容について確認を行ったので御報告する。
- なお、新規の申し入れについては、2024年度期中においても行うことができる。

（参考）2024年3月8日時点のB種電源協議申し入れ状況（以降申し入れ案件なし）

- 申し入れ事業者数：2件
- 申し入れ案件数：5件（電源3件、蓄電池VPP2件）

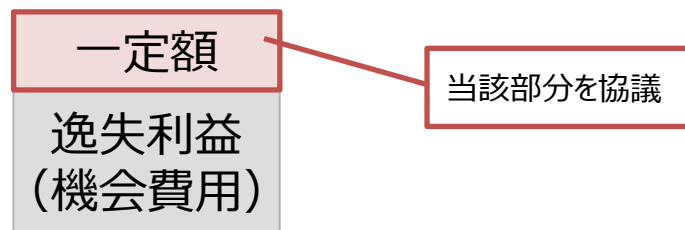
（※）新たな需給調整市場ガイドラインは、2024年3月25日付けで改定（2024年4月1日受渡分から適用）された。

（参考）需給調整市場ガイドライン価格規律

ΔkW 価格 \leq 当該電源等の逸失利益（機会費用）＋一定額等

一定額 = $0.33 \text{ 円} / \Delta \text{kW} \cdot 30 \text{ 分}$ （※1）または電力・ガス取引監視等委員会事務局との協議を経て決定した額（※2）とし、等は売買手数料とする。

（※1）A種電源という（※2）B種電源といい、一定額については、制度設計専門会合等の整理に従い必要資料を提出した上で、電源毎に、固定費回収のための合理的な額を上回らない範囲で決定される。



1-1.一定額算定諸元となる ΔkW の必要量について

- 一定額の算定の過程においては、 ΔkW の想定約定量を算出することが求められるが、一般送配電事業者等の系統運用における ΔkW の必要量が算出上の諸元となる場合がある。
- そうした ΔkW の必要量については、送配電網協議会需給調整市場運営部のHPに掲載されることとなっているが、今般事業者から申し入れがあった時点（3月上旬）においては、2022年度実績を基に算定された ΔkW 必要量しか公表されていなかった。需給調整市場運営部によると、2023年度実績を基に算定された2024年度の ΔkW 必要量の公表について、上半期については3月19日に公表、下半期については7月頃を予定しているとのことである。
- B種電源の一定額については、年間通して1つの単価を算出することを念頭においているため、本来は2023年度実績を基にした ΔkW 必要量で一定額を通年で算出することが望ましいが、そうした対応は上述のとおりスケジュール上困難であることから、現在の申し入れについては、事業者負担等を考慮し、2022年度実績を基にした ΔkW 必要量で算定した一定額の申し入れについて、受け付けることとした。
- なお、当該申し入れを受けた時点において、他の事前的措置の対象事業者に申し入れ予定を確認したところ、 ΔkW 必要量の公表がされていないことを理由として、3月に申し入れを行わない事業者がないことを確認した。

1-2. B種電源一定額の諸元の確認

- 申し入れがあったB種電源 5 件については、第90回制度設計専門会合（2023年10月）において整理した内容に従い、B種電源の一定額の諸元（固定費、他市場収益、 Δ kW想定約定量、所有する他電源等に関する確認）の確認を行った。

➤ 固定費

（電源固定費）

- 全件固定費の内訳は、人件費、委託費、保守・修繕費、減価償却費等であった。また、事業報酬を算入していないことを確認した。

（蓄電池固定費）

- 固定費については、蓄電池及び需給調整市場への供出に要するシステムに係る固定費が計上されていた。
- 需給調整市場への供出に要するシステムについては、他電源と共有する部分について、想定稼働量で按分し、控除していた。

➤ 他市場収益

(電源)

- 容量収入を計上
- 相対卸収益について、契約済みの相対契約単価を基に計上
- 卸電力取引収益について、想定市場価格と限界費用から売電量を想定し計上
- 需給調整市場 Δ kWの一定額以外の収益について約定想定量・想定市場価格・限界費用等を基に計上
- 調整力kWh収益について、過去の発動実績から発動指令kWhを想定した上で、マージン10%を計上
- その他、FIT・FIP・非化石価値等の想定収入を計上

(蓄電池VPP)

- 容量収入、蓄電池所有者との契約等に基づき計上。

(注) 蓄電池VPPの応札において、他社蓄電池に係る費用は、約定ごとに契約単価に基づき支払いが行われることから、入札単価には機会費用として表れる(発電機における起動費と同じ扱い)。この場合の機会費用収益は、蓄電池所有者の収益となり、蓄電池を使った応札者の他市場収益とはならない。

➤ **ΔkW想定約定量**

(電源想定約定量)

- 販売予測を基に、ΔkW供出電源を特定。過年度の約定率の実績を乗じて約定量を算定。
- 約定量の算定にあたっては、2022年度実績を基に算定されたΔkW必要量しか公表されていなかったことから、2022年度実績を基に算定されたΔkW必要量を参照した。

(蓄電池VPP想定約定量)

- 2024年度の供出予定ブロック数を算定し、2023年度の約定率の実績を乗じて約定ブロック数を算定。約定ブロック数に、1ブロック当たりのΔkWを乗じた。
- 年度内に、蓄電池（市場供出に要するシステムを共有）を追加する場合は、想定約定量の見直しを行う。
- なお、事業者は、今後契約蓄電池数増加に向けて検討中であり、ΔkW・30分当たりのシステム費用は縮小することが期待される。

➤ **所有する他電源等に関する確認**

(電源/蓄電池VPP)

- 他電源等において発生している固定費の内訳、及び、他市場収益の確認を行い、B種電源の固定費及び他市場収益と他電源との固定費及び他市場収益は別管理されており、重複計上や、B種電源に固定費を過大に算入する等の行為はなかったことを確認した。

1-3. 一定額1.64円/ΔkW・30分を超える案件について

- 今回申し入れがあった案件について、5件中4件が、1.64円/ΔkW・30分（※）を超える申し入れであったことにより、より厳正に個別精査を行う観点から、以下について詳細に確認したが、不適切と見受けられる点はなかった。なお、電源種によって、申し入れの単価水準には、大幅な違いがあった。

（確認内容）

- ・ 提出された固定費の総額に問題となる点がないこと
- ・ 2023年度の応札額水準との違いの理由
- ・ 他市場収益及びΔkW想定約定量の算定について、恣意的に少なく算定していないこと（所有電源すべてに対し、同一の卸市場価格予測、需給予測等を参照し、電源毎の他市場収益及びΔkW想定約定量を算定した）。

（※）一定額1.64円/ΔkW・30分は、2021～2023年度向けの電源Ⅰ約定電源のエリア評価用kW価格の上位4位平均値から算出した値

（注）蓄電池VPPの応札において、他社蓄電池に係る費用は、約定ごとに契約単価に基づき支払いが行われることから、入札単価には機会費用として表れる（発電機における起動費と同じ扱い）

（参考）一定額1.64円/ΔkW・30分について

第89回制度設計専門会合（2024年9月）資料7 P7抜粋

（注）運用においては、原則として、（案1）一定額＝1.64円/ΔkW・30分（案2）一定額＝限界費用×7～16%（※2）を基準に決定し、これを超える場合及び額の変更を行う場合については、より厳正に個別精査を行い決定する。また、決定する際は、安定供給の観点から、資源エネルギー庁及び広域機関に助言を求める。なお、当該電源の未回収固定費の全額回収を担保するものではない。当該電源の公表方法については別途検討。

（※2）2021～2023年度向けの電源Ⅰ約定電源のエリア評価用kW価格の上位4位平均（※3）から、容量市場約定単価（経過措置考慮後）を控除し、年間のkW予約料見合いの金額を算出した後、30分値に換算し算出。案2については、前回会合で提示した限界費用の基準値3案を元に算定した値を記載。

（※3）2021～2023年度向けの電源Ⅰ約定電源のエリア評価用kW価格の上位4位
2021年度（東北49,569円、北海道36,495、北陸34,026円、中国23,263円）
2022年度（東北42,143円、北陸39,122円、北海道34,340円、中国23,263円）
2023年度（北海道42,154円、東北38,968円、北陸33,613円、四国21,051円）

1-4. その他協議事項について

- B種電源協議に当たり、以下の協議事項について確認を行った結果、申し入れがあった5件について以下のとおり回答を得た。

(電源)

- ・協議事項1について、ひっ迫の恐れがあるときは、需給調整市場を含む各種市場へ可能な限り応札する方向。協議事項2、3の内容について対応する方向。

(蓄電池VPP)

- ・協議事項1～3の内容について対応する方向。

- 「ΔkWの一定額」事務局案詳細（前回会合でお示した案1、案2の双方の値を記載）

- A種：B種（個別協議必要）以外の電源。以下の水準で未回収固定費が回収可能な電源及び固定費回収済みの電源が該当すると考えられる。

（案1）一定額＝0.33円/ΔkW・30分 （案2）一定額＝限界費用×1.5～3.3%（※1）

（※1）限界費用の基準値によって、数値が変動する。前回会合（案2）で提示した限界費用の基準値3案を元に算定した値を記載

- B種：個別協議が必要であり、A種の水準では固定費が回収できない電源が協議するものと考えられる。基本的にP5の調査で情報提供された電源のうち2024～2026年度合計で固定費回収が困難な電源が該当すると考えられる。

一定額＝固定費回収に必要な額を超えない範囲内で監視委と個別協議の上決定

協議事項1：ひっ迫の恐れがある時には必ず余力を需給調整市場に応札すること

協議事項2：固定費回収後のΔkWのマーヅンは0.33円/ΔkW・30分とする

協議事項3：事前に電源名を電力・ガス取引監視等委員会事務局に説明し、固定費の回収状況を3ヶ月に1回報告する（調整力kWhのマーヅン含んで管理）

（注）運用においては、原則として、（案1）一定額＝1.64円/ΔkW・30分（案2）一定額＝限界費用×7～16%（※2）を基準に決定し、これを超える場合及び額の変更を行う場合については、より厳正に個別精査を行い決定する。また、決定する際は、安定供給の観点から、資源エネルギー庁及び広域機関に助言を求める。なお、当該電源の未回収固定費の全額回収を担保するものではない。当該電源の公表方法については別途検討。

（※2）2021～2023年度向けの電源I約定電源のエリア評価用kW価格の上位4位平均（※3）から、容量市場約定単価（経過措置考慮後）を控除し、年間のkW予約料見合いの金額を算出した後、30分値に換算し算出。案2については、前回会合で提示した限界費用の基準値3案を元に算定した値を記載。

（※3）2021～2023年度向けの電源I約定電源のエリア評価用kW価格の上位4位
2021年度（東北49,569円、北海道36,495、北陸34,026円、中国23,263円）
2022年度（東北42,143円、北陸39,122円、北海道34,340円、中国23,263円）
2023年度（北海道42,154円、東北38,968円、北陸33,613円、四国21,051円）

第89回制度設計専門会合（2024年9月）資料7

1-5. まとめ

- 今回、協議の申し入れがあったB種電源 5 件に関して、 ΔkW の一定額の算定諸元について確認を行った。
- 確認の過程において、数値の誤りが発見された項目については修正が行われ、それ以外も含めて不適切な点は発見されなかったことから、事業者と監視等委員会事務局で確認した値を一定額とすることとしたい。
- 当該申し入れ案件については、需給調整市場ガイドライン改定後の入札から当該一定額を織り込んで ΔkW 入札が行われることが見込まれるが、需給調整市場ガイドラインと整合的な応札行為と判断することとしたい。

1-1-②. B種電源の一定額を協議する際の諸元等について

1. 一定額協議の際に考慮する期初固定費の上限値

- 一定額の値を算定する際に考慮する固定費回収の上限額は、「減価償却費等を含む固定費（※1）－他市場収益（※2）」としてはどうか。

（※1）需給調整市場への参加のための制度見直しに伴うシステム改修費については、年度単位の回収計画を立てた上で、 ΔkW に算入することを認める。

（※2）経過措置導入時、運転開始10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等を考慮した経緯から、容量市場収入額については、経過措置により容量市場収入を得ていない額についても、収入を得たと見なす。

（参考）経過措置の考え方（2/2）

2017年11月
第14回制度検討作業部会
事務局提出資料

- 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）としてはどうか。
- 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してはどうか。
- 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してはどうか。
- 経過措置の更なる技術的な詳細については、本日の議論を踏まえ、必要に応じ、広域機関において検討することとしてはどうか。

2. ΔkWの想定約定量の算定

- 来年度の需給調整市場の調整力必要量の見通し値（1年分）の公表後（※）、当該値に基づき、ΔkWの想定約定量の試算を行う。（※）基本的に初回公表時の値を参照する。
- なお、想定約定量の試算データ提出後、一定額についての監視委との協議が改定後ガイドラインの適用日以降も整わない場合、協議が整うまでの一定額は0.33円を上限とする。なお、**協議後協議を通して決定された**一定額との差額は、**協議後の**先々の取引に計上してよいとする。

3. 公表

- 個別電源の協議の結果等（一定額及び算定時に事務局が確認した事項等）は、電源が特定できない範囲で可能な限り公表する。
- 協議の過程で、制度の運用上明確にすべき点が発見された場合は、制度設計専門会合に報告し審議を求める。

4. 運用

- 協議が改定後ガイドラインの適用日以降も整わない場合、協議が整うまでの一定額は0.33円を上限とする。なお、**協議後協議を通して決定された**一定額との差額は、**協議後の**先々の取引に計上してよいとする。

5. 協議の際に提出を求める資料

● 2024年度期初の固定費

- 個別協議を希望する電源の固定費に、他電源で回収するべき費用が算入されていないかを確認するため、所有電源すべての固定費の提出を求める。
- 固定費の詳細については、電気事業営業費用明細表の粒度を求める。

● 2024年度その他市場収益見込み

- 個別協議を希望する電源の他市場収益見込みについて、当該電源の収益が他電源に算入されていないかを確認するため、所有電源すべての他市場収益見込みの提出を求める（需給調整市場以外、容量収入含む）。また、電源の運用シミュレーションの考え方等諸元について、提出・説明を求める。
- 2024年度向け容量市場の応札価格の根拠について説明を求める。

● 2024年度の ΔkW 想定約定量

- シミュレーションの諸元について提出及び説明を求める。

（参考）主な電気事業営業費用明細表記載項目

役員給与、給料手当、給与手当振替額（貸方）、退職給与金、厚生費、法定厚生費、委託検針費、委託集金費、雑給、燃料費、石炭費、燃料油費、核燃料減損額、ガス費、歴青質混合物費、バイオマス燃料費、廃棄物燃料費、助燃費及び蒸気料、運炭費及び運搬費、核燃料減損修正損（又は核燃料減損修正益（貸方））、濃縮関連費、使用済燃料再処理等拠出金費、廃棄物処理費、特定放射性廃棄物処分費、消耗品費、修繕費、水利使用料、補償費、賃借料、託送料、事業者間精算費、委託費、損害保険料、原子力損害賠償資金補助法負担金、原賠・廃炉等支援機構負担金、普及開発関係費、養成費、研究費、諸費、貸倒損、諸税、減価償却費普通償却費、固定資産除却費、原子力発電施設解体費、共有設備費等分担額、共有設備費等分担額（貸方）、地帯間購入電源費、地帯間購入送電費、他社購入電源費、他社購入送電費、非化石証書購入費、建設分担関連費振替額（貸方）、附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）、接続供給託送料、原子力廃止関連仮勘定償却費、再エネ特措法納付金、賠償負担金相当金、廃炉円滑化負担金相当金、廃炉等負担金、電源開発促進税、事業税、開発費、開発費償却、電力費振替勘定（貸方）

（注） ΔkW 一定額の協議では、上記の固定費部分を提出。

6. その他詳細（事業報酬の扱いについて）

- 特定小売供給約款料金の算定においては、料金の原価は「支出（営業費）＋事業報酬（資金調達コスト）－収入（控除収益）」の計算式で表されるところ。
- ΔkW の一定額を協議する際の事業報酬の扱いについて検討を行った。
 - **（案1） ΔkW の一定額に協議の際に事業報酬を考慮する**
 - ・ 特定小売供給約款料金の算定において事業報酬の算入が認められている意図から、 ΔkW 収入においても事業報酬額の回収を妨げない。
 - ・ 一方で、他電源の収益を勘案して一定額を算出する。
 - **（案2） ΔkW の一定額に事業報酬を考慮しない**
 - ・ ΔkW の一定額の算定において事業報酬は考慮しないが、他電源での収益が得られる。
- B種電源の ΔkW 一定額の考え方においては、（案2）の考え方が適当と考えるかどうか。

- 1.需給調整市場B種電源の協議について
- 2.ブラックスタート機能契約協議について**
- 3.関西エリアの系統安定対策機能調達について

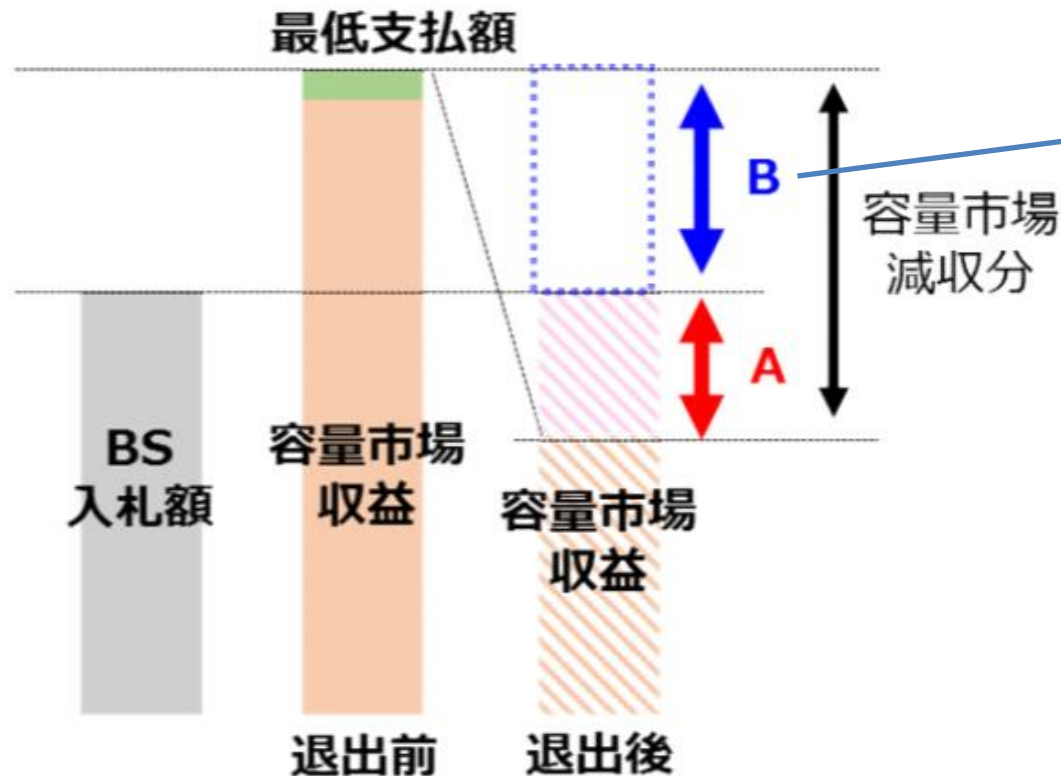
2. ブラックスタート必要kW・kWh確保に伴う既契約の再協議に関して

- 第93回制度設計専門会合（2024年1月）において、ブラックスタート必要kW・kWh確保に伴う既契約の再協議に関する協議状況について報告を行った。
- その際に、2024年度のBS必要kW・kWh確保に起因する容量市場の退出量が確定しなければ、2024年度4月からの容量拠出金の算定・請求、容量確保契約金額の交付およびアセスメント、2025年度の追加オークションの実施判断に影響を与えることとなることから、これらに影響を与えないよう、電力広域的運営推進機関が行う準備期間を考慮し、当事者は2024年2月21日までに結論を得るべく努力すべき、としていたところ。
- 容量市場の退出量については、既に全エリア登録済みである旨報告があったことから、本件再協議が容量市場等の制度の運用に影響することはないと考えられる。
- 他方で、容量市場からの退出量については合意したものの、精算額についての協議が継続しているエリアがあり、状況を確認した。

2-1. 協議が行われている事項

- 状況を確認したところ、容量市場部分退出に伴い、容量収入が減少した電源について、①既契約電源の当初容量収入がBS入札額よりも大きい場合で、②当初容量収入とBS入札額の差額（下図「B」部分）の扱いについて協議が行われているとのことであった。

● 既契約者が一般送配電事業者に支払いを求めている内容



既契約者は、当該逸失利益についても支払いを求めているところ。一般送配電事業者は、支払いの合理性を認めることが困難であり、現状では支払う判断が出来かねるため、継続協議を求めると回答している。

2-2. これまでの経緯

1. BS公募要綱と契約内容について

- 2024～2026年度向けBS機能公募は、2020年度～2022年度にかけて行われた。このときの公募要綱においては、容量収入は0円と想定した上で入札し、その後契約締結段階において実際の容量収入を控除した額を契約額とすることとしていた。
- このため、2024年度向けについては、容量収入がBS入札額を超えた場合においては支払い額はゼロ円であった。なお、2025年度向け以降は、最低支払額が導入されたため、容量収入がBS入札額を超えた場合においては、最低支払額が支払われることとなっていた。

2. 揚水運用主体の変更

- 2024年度以降、揚水機の運用主体を調整力提供者とする整理が、第67回制度設計専門会合（2021年11月）においてなされた。
- 一般送配電事業者は既契約者に対し、第83回制度設計専門会合（2023年3月）及び第86回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2023年5月）の整理に基づき、2028年度向け公募より必要なkW・kWhに関する記載を要綱に明記することとなった。過年度に行った契約については、第83回制度設計専門会合において、BSに必要なkW・kWh量に関して事業者間で申し合わせを行う事を認めた。
- なお、一般送配電事業者は、BSに必要なkW・kWh量をあらかじめ通知することについて、公募要綱に記載していなかったが、契約書には「常時、ブラックスタート機能を提供可能な状態に維持すること。」と記載していた。





3. 容量市場の目標調達量と募集要綱

- 容量市場の目標調達量の算定においては、需要計画に偶発的需要変動対応分等に備えた供給力を加算し算定しており、BSに必要な供給力は容量市場では確保しないこととなっている。
- 他方、2024～2026年度向け容量市場メインオークションにおいては、揚水機の供給能力の算定方法について「可能発電電力合計から所内消費電力及び計画補修等による停止電力を差し引いたものとする。」と定めており、BSに必要な供給力は控除すべきと明記されていない。なお、落札された供給力に求められるリクワイアメントやペナルティは明記されている。

4. 容量市場収入の減収額について

- 第90回制度設計専門会合（2023年10月）において、BS機能公募では、「固定費－他市場収益」等の価格規律を定めているところ。当該容量市場収入の減少は、応札後事後的に制度変更によって発生した費用であることから、応札事業者にすべての負担を求めることは適当でないと考える旨、及び、一般送配電事業者が揚水機にかかるBS必要量を確保することができることを踏まえ、当事者間で費用負担について真摯に協議することを求めた。

2-3. 事務局としての見解

- 第90回制度設計専門会合において、当事者間での協議を求めたのは、**BS機能契約に関し、BS公募の応札後に事後的に生じた、BS機能契約上も想定されていなかった容量市場収入の事後的減少によって発生した費用（＝Aの部分）**の負担について、当事者間協議をすることを求めたものであった。
- 容量市場からの収入に変更があったとしても、**BS機能契約上のTSOからの支払い額が変わらない場合（2024年度0円、2025年度以降最低保障額）における、発電事業者にとっての容量市場からの収入減少額（＝Bの部分）**についてまで、**協議をするよう求めたものではない。**
- なお、当事者の主張は次項のとおり。

2023年10月31日 第90回制度設計専門会合 資料7

2-1-②. ブラックスタート機能の公募見直しに伴う対応について②（既契約分の容量市場収入変更分の扱い）

- 2028年度向け以降のブラックスタート機能（以下「BS機能」という。）公募見直しに伴う対応について。
- 第86回制度設計専門会合（2023年6月）において、2024～2027年度向けのBS機能契約（予定含み、以下「既契約案件」という。）に関して、一般送配電事業者がブラックスタートに必要なkW・kWh（以下「必要kW・kWh」）を事後的に決定し通知することに伴い、BS機能電源が、容量市場で契約済みのリクワイアメントを果たせず、ペナルティを課される可能性もあることについて指摘があった。
- この点について、資源エネルギー庁の第85回制度検討作業部会（2023年10月開催）において、対応が整理され、実需給2024～2026年度におけるBS機能公募の落札電源（純揚水等）については、容量市場との重複を認めず、容量市場から退出することとなった（BS機能公募との重複部分のみ）。
- この結果、2024～2026年度BS機能公募の既契約事業者（以下、「既契約事業者」という。）の、2024～2026年度における容量市場収入が減少する可能性がある。
- BS機能公募では、「固定費－他市場収益」等の価格規律を定めているところ。当該容量市場収入の減少は、応札後事後的に制度変更によって発生した費用であることから、応札事業者にすべての負担を求めることは適当でないとする。一般送配電事業者が揚水機にかかるBS必要量を確保することができることを踏まえ、当事者間で費用負担について真摯に協議することを求めることとしてはどうか。
- BS機能確保費用は、レベニューキャップの制御不能費用であり、事後調整の対象費用であることから、既契約事業者の容量市場収入減少分を考慮した見直し額については、**レベニューキャップの検証を経て、妥当と認められた範囲**で収入の見直し及び託送料金に反映されることとなる。

(参考) 双方の主張

一般送配電事業者の主張

以下の理由から、B部分について当社が負担すべき理由が十分でないと考える。

- B部分は、締結済のBS機能契約における基本料金の考え方（入札価格－容量市場収入、ゼロ円または最低保証額）の範囲外であること。
- また、B部分は、重複の上で締結した容量確保契約を前提とした逸失利益部分であり、初めからBS必要量を確保した上で容量市場に応札したことで部分退出が生じないエリアにおいては、TSOの費用負担範囲外となること。
- 第90回制度設計専門会合にて議論された、2029年度向け以降のBS公募要綱に対する整理「最低支払額に、BS機能維持コスト及びBS機能公募に応札することによって発生する逸失利益を支払う旨記載する」は承知しているものの、上記整理の根拠である「応札事業者のインセンティブ」において、既存の契約がある以上前提が異なると言え、当然に上記整理があてはまるものではないこと。

既契約者の主張

以下の理由から、B部分の支払いを求める

- 当時の供給計画におけるBS機能に必要なkWh分の扱いや、容量市場・BS機能公募の募集要綱、契約経緯を踏まえると容量市場にBS機能を含めた全量入札を実施した判断は、その時点においては合理的であった。
- 2024～2026年度については、既に広域機関と応札事業者間において契約が締結済であったところ、事後的な制度変更および広域機関との交渉経緯等諸般の事情に鑑みて、容量市場から退出を余儀なくされたことにより、容量市場収入が減少し、逸失利益が発生している状況
- 第90回専門会合においても『当該容量市場収入の減少は、応札後事後的に制度変更によって発生した費用であることから、応札事業者にすべての負担を求めることは適当でないと考える』と整理されており、応札事業者が負担すべきではない
- 第93回制度設計専門会合（2024年1月）において、合理性があればTSOが既契約者の容量市場収入減少額を負担しても、当該負担を行うことが市場競争に悪影響を及ぼすものではないとされており、合理性の確認の中で、「負担額の適切性の判断は、最終的な負担割合のみをもって行うことは困難であり、それぞれの事案ごとに経緯や協議結果を踏まえて行う必要がある」とあることから、エリアごとに費用負担に差がでることは否定されていない。

2-4. 2029年度向け公募について

- 第90回制度設計専門会合（2023年10月）において、**2029年度向け以降**のBS機能公募において、逸失利益の支払いについて募集要綱に記載することを認められたところであるが、こうした議論が2028年度向け以前の公募において既存の公募要綱や契約内容の解釈に**ただちに影響を与えるものではない**と考える。

第90回制度設計専門会合資料7
(2023年10月)

（事務局の検討内容）

- 価格規律上の最低支払額は、BS機能公募にあたり、入札価格又は支払額（容量市場の収入分を差し引いて実際に落札事業者を支払われる金額）が0又はBS特有の機能維持に必要な最低限のコスト（以下「BS機能維持コスト」という。）を下回る場合、BS機能公募に入札しないことが発電事業者としての合理的な行動となり、その発電所のブラックスタート機能を廃止することにつながるおそれがあることから、設置された。
- 当該事業者の指摘のとおり、今後、BS電源となる揚水機はBSに必要なkW・kWh（上池の水）を確保することが求められるようになり、当該上池の水から期待される利益と比べて、価格規律上認められる入札額が低ければ、BS機能公募に応募してこないことが容易に想定される。
- そのため、一般送配電事業者がBS機能公募する際の公募要綱（2029年度向け以降（※1））において、最低支払額に、BS機能維持コスト及びBS機能公募に応札することによって発生する逸失利益を支払う旨記載することを認めてはどうか。（注）入札価格が最低支払額を下回る場合は、最低支払額が入札価格となる。
- なお、容量市場収入の決定後に、最低支払額にて契約することとなった電源について、BS必要kW・kWh分の期待利潤を含めることを要求する案件については、監視等委員会において額の適切性について事後確認を行う（※2）。

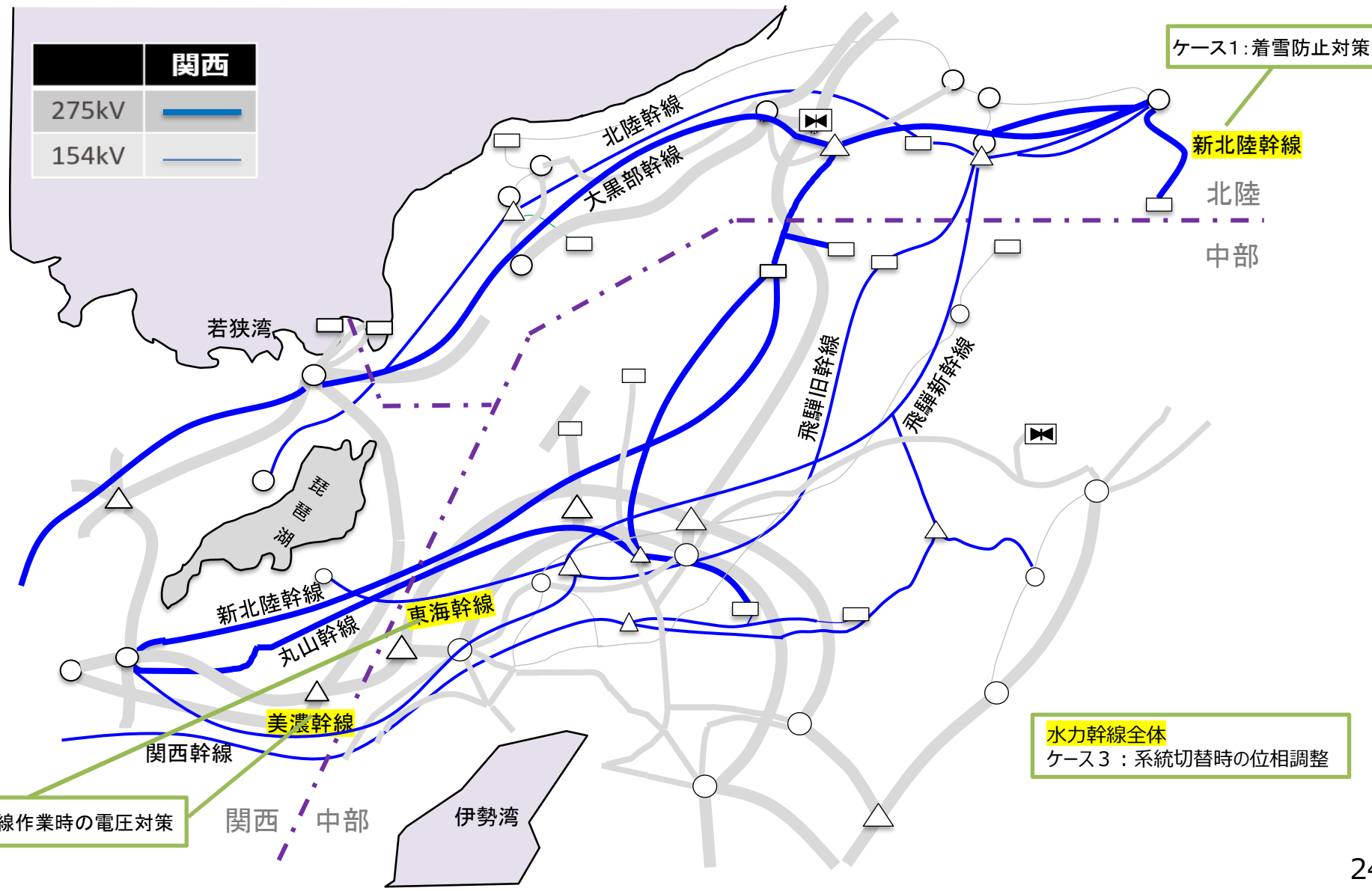
（※1）2028年度向けは10月13日から募集開始済み。

（※2）約定後の事後確認において、応札額根拠に加えて、BS必要kW・kWhなかりせばの期待利潤についても聴取。その額をもとに、最低支払額が算定されているか確認を行う。

- 1.需給調整市場B種電源の協議について
- 2.ブラックスタート機能契約協議について
- 3.関西エリアの系統安定対策機能調達について**

(参考) 関西エリア水力幹線の特徴

- 関西電力送配電の水力幹線は、中部・北陸エリアにある電源(全て非調整電源)を関西エリアまで送電する長距離送電系統であり、275kV送電線・154kV送電線で構成されている。
- 北陸エリアにある水力発電を関西エリアに送電するためのものであることから、水力幹線と呼ばれているが、昨今は、太陽光発電所なども接続されている。
- ただし、太陽光発電等が接続された現在においても、出力調整可能な電源は、水力発電に限られる。
- 他エリアと接続せずに長距離を送電する幹線であることから、事故時や作業時の系統切替や電圧調整が必要となる。



3-1. 関西送配電からの相談内容

(相談内容)

- 関西エリアの水力幹線は、76件(※)の非調整電源の水力発電所及び太陽光発電所が接続している幹線。
※至近の連系予定を含む
- 当該幹線に接続する発電機については、2024年度の余力活用契約の対象電源がなかったところ。当該幹線において、発電機の増出力をともなう系統安定対策が必要となった場合に、現行の託送約款に基づく接続契約内容では増出力指令を行うことができない。

給電指令(出力増加)が必要なケース

No	ケース	詳細	頻度
1	新北陸幹線(山)の着雪防止対策	豪雪地帯であることから、雪による鉄塔倒壊を防止するため、融雪用に電流を系統設備により確保しているところ。 系統設備の故障等により融雪できない場合に、発電機の出力増加により電流を確保したい。	緊急時対応のため、頻度は稀
2	東海幹線もしくは美濃幹線の2回線作業時の電圧対策	軽負荷期に作業する場合、系統の末端電圧が上昇傾向となることがある。基本的には系統対策により電圧調整が可能であるが、万一の電圧過昇の場合には発電機の出力増加を行いたい。	軽負荷時かつ想定を超える電圧過昇の場合のため、頻度は稀
3	系統切替時の位相調整	系統作業に伴う水力幹線の発電機の系統切替を行う場合、位相調整が必要となる。位相調整時は出力抑制を優先して行うが、万一の位相調整量不足の場合に発電機の出力増加を行いたい。	位相調整時は出力抑制を優先するため、出力増加に至るケースの頻度は低

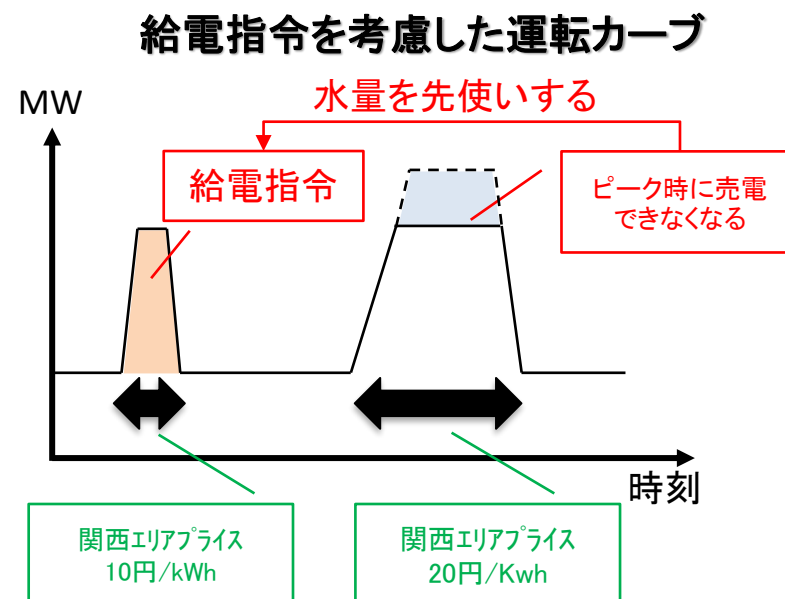
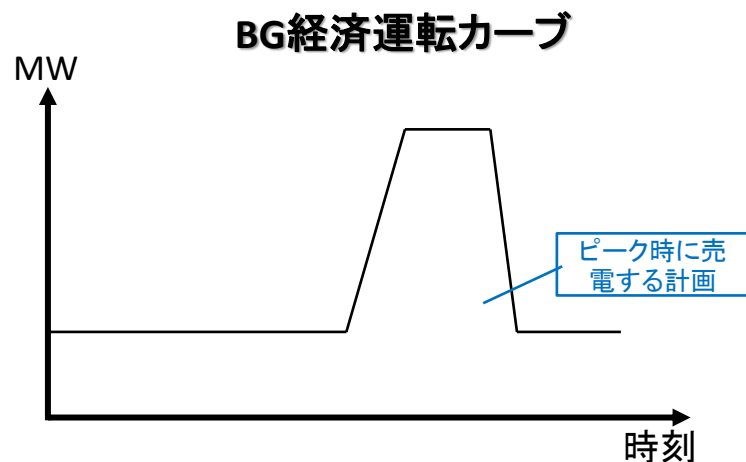
3-2. 対応案について

- 関西送配電は、前項の対応として以下を検討している。

(対応案)

- 系統安定対策として増出力指令を行う可能性がある発電所とあらかじめ契約を締結することとしたい。なお、当該契約においては、対象となる電源は、当該幹線に接続する水力発電所のうち、効果的な発電機を限定した上で随意契約で調達することとしたい。
- 給電指令(出力増加)を行う対象発電所は全て水力発電所であるため、ダム・貯水池の貯水量をTSO都合で使用することになる。具体的には、下図イメージのように、発電事業者がピーク立する予定であった水量を先使いすることになる。
- そのため、BGの経済運転機会の逸失を考慮した精算とすることを検討。(下図イメージの場合は、給電指令時の関西エリアプライスとピーク立時間帯の関西エリアプライスの値差を精算単価とする)

(参考) 精算単価の案



精算単価: 給電指令kWh × (20円/kWh - 10円/kWh)

3-3. 事務局の見解

- 2024年度からは需給調整市場が始まることから、調整電源の調達は需給調整市場で行われることが前提となる。
- また、需給調整市場で調達ができない系統安定機能の調達においては公募での調達が前提となると考えられ、「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方」によれば、電源等の参加機会の公平性・コストの適切性・透明性の観点から、公募することが望ましいとされているところ。
- 今回の関西送配電からの相談については、系統安定対策として必要な契約であること、及び、系統安定に必要となる電源が立地場所から特定されていることから、参加機会の公平性に配慮することが不可であることから、随意契約を行うことはやむを得ないと考えられる。
- 一方で、今回の契約は、原則公募の考え方から外れることから、対象電源の選定等にあたっては、前項の関西送配電対応案においても「効果的な電源を限定」するとしているところ、系統安定対策として契約電源を必要最小限に限定することとした上で、随意契約とすることを認めることとしてはどうか。
- 運用については、コストの適切性及び透明性の観点から、随意契約の内容及び精算単価等について、厳正な事後監視を行うこととしたい。
- また、実際に増出力指令した際には報告を求め、指令の適切性及び精算単価の適切性について事後監視を行うこととしたい。

【参考】一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方

(10) 必要量まで確保できなかった場合（電源Ⅰ）

公募調達を実施したが、調整力が必要量まで確保出来なかった場合については、一般送配電事業者は、以下のような対応をすることが考えられる。

イ) 募集期間を新たに設定して再募集

ロ) 不足量については短期契約の公募調達を別途実施

ハ) 特定の発電事業者等と個別に協議し契約を締結

どの方法によるかは、不足している調整力の量、スペック、不足に陥ると想定される時期等によって異なり、一般送配電事業者が判断するものであるが、ハ)の方法が安易に行われることは、電源等の参加機会の公平性やコストの適切性、透明性の観点からは望ましくない。

このため、一般送配電事業者は、ハ)の方法が必要であると判断した場合、必要となった経緯、理由を公表するとともに、契約した電源等の容量(kW)、容量(kW)価格等を委員会に報告することが望ましいと考えられる。これを踏まえ、望ましい対応は以下のとおり。

■ 必要量が確保出来なかった場合、原則として上記のイ)又はロ)の対応をする。

■ 上記のハ)の方法で調達が行われた場合、ハ)の方法が必要と判断するに至った経緯、理由を公表し、かつ、その内容を合理的なものとする。

（出典）一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方（令和3年4月15日）
<https://www.emsc.meti.go.jp/info/guideline/pdf/20210415.pdf>