

託送料金制度（レベニューキャップ制度）の 詳細設計について

第13回 料金制度専門会合
事務局提出資料

2022年4月18日



本会合においてご議論いただきたい事項

- 昨年11月に取りまとめた内容に基づいて、申請、審査に向けた準備を行っているところ。本会合では、審査・査定に向けた追加論点についてご議論をいただきたい。



※申請、審査の具体的なスケジュールは今後検討。

- 1. 制御不能費用の見積り方法**
2. 事後検証費用の見積り方法
3. 次世代投資費用の査定について
4. 広域化及び仕様統一に係る費用における全国負担の検討について

制御不能費用の見積り方法について

- 期初における制御不能費用の見積りについては、これまでの料金制度専門会合における議論を踏まえ、以下 2 通りの方法で行うことと整理された。
- 制御不能費用の対象と整理された各費用について、その特性も踏まえた具体的な見積り方法についてご議論いただきたい。

期初の見積り方法

見積り方法①

過去 5 年間の実績を踏まえて、見積り費用を算定する。

見積り方法②

何らか合理的な前提条件に基づいて、過去実績以外の方法で見積り費用を算定する。

(参考) 制御不能費用の対象費用①

対象費用	備考
退職給与金	✓ 数理計算上の差異償却（既存分）
PCB処理費用	
賃借料	✓ 賃借料のうち、法令や国のガイドラインに準じて、単価が設定される費目（占用関係借地料等）
諸費	✓ 受益者負担金
	✓ 広域機関会費
	✓ 災害復旧拠出金
貸倒損	✓ ただし、託送供給開始時に保証金を求める等、事業者で何らかの取組が可能になった場合は、分類の変更があり得る。
減価償却費	✓ 既存減価償却費
調整力費用	✓ 容量市場拠出金
	✓ ブラックスタート電源確保費用
	✓ 調相運転用の電源確保費用
	✓ 最終保障供給対応費用

(参考) 制御不能費用の対象費用②

対象費用	備考
振替損失調整額	
賠償負担金相当金	
廃炉円滑化負担金相当金	
固定資産税	✓ 既存投資分
雑税	
電源開発促進税	
事業税	
法人税等	前回の委員指摘事項への対応
インバランス収支過不足	
政策対応費用	✓ 再給電による混雑処理を実施することによって、一般送配電事業者に発生する費用 ※上記以外に、政策に深く関わる費用で一般送配電事業者による効率化の取り組みが困難と考えられる費用については、国の審議会における議論を経た上で、制御不能費用の対象に加えることがあり得る。

制御不能費用の対象費目

ー 調整力関連 ー

2021年11月24日
託送料金制度（レベニューキャップ制度）
中間とりまとめ 詳細参考資料 一部修正

- 前述の条件、基準を踏まえ、以下の費用を制御不能費用の対象とする。

ブラックスタート 電源確保費用

概要：ブラックスタートに必要な電源を予め確保するために、必要な費用

単価：公募で決定／**量**：必要量は広域機関で決定

調相運転用の 電源確保費用

概要：電力系統における適正電圧の維持に必要となる無効電力の確保に必要な費用

単価：公募で決定／**量**：必要量は広域機関で決定

最終保障 供給対応

概要：最終保障供給契約を締結している需要家への電力供給に必要な費用

単価：公募で決定／**量**：最終保障供給契約を締結している需要家の需要量で決定

容量市場拋出金 (2024年度以降)

概要：容量提供事業者に対して広域機関が支払う容量確保契約金の原資として、支払う費用

単価：容量市場の約定価格で決定／**量**：必要量は広域機関で決定（H3需要の7%）

制御不能費用の見積り方法

ー調整力費用（容量拠出金）ー

- 調整力費用（容量拠出金）については、以下のとおり見積ることとしてはどうか。

調整力費用
(容量拠出金)

概要：容量提供事業者に対して広域機関が支払う容量確保契約金の原資として、支払う費用
単価：容量市場の約定価格で決定／**量**：必要量は広域機関で決定



期初の見積り方法

- 単価については、容量市場の約定価格である2024年度：14,137円／kW、2025年度：3,495円／kW（北海道エリア・九州エリアは5,242円／kW）であることからこれを引用し、2026年度、2027年度については、容量市場の指標価格（NetCONE）（2024年度：9,425円／kW、2025年度：9,372円／kW）の平均値を引用して決定し、必要量（2024年度は各社 H3需要の6%kW、2025年度以降は各社 H3需要の7%kW）を用いて算出することとしてはどうか。

- 初回オークションにおいて、容量拠出金の送配電負担は、託送料金で回収される調整力の固定費分に合わせてH3需要の6%とされた。
- H3需要の6%相当を託送料金負担とすることは、2016年の小売全面自由化時の託送料金認可において決定。これは、確保すべき調整力をH3需要の7%とした上で、従前の託送料金原価に5%相当が織り込まれていたことを踏まえ、小売負担分2%の半分に相当する1%を控除して定められたものである。
- その際、小売負担分を2%でなく1%とした理由として、以下が示されている。
 - － 調整力として有用な電源が、限界費用が高く設備利用率が低いため、長期停止あるいは廃止となる可能性がある。
 - － その結果、一般送配電事業者にとって指令対象たり得る電源が減少し、また、予備力の調達に現在よりもしくなる可能性も否定できない。
 - － こうした点を起こり得るものと評価することで、2%相当分のうち半分程度を、こうした可能性への対応に充当することを暫定的に認めることとする。
- その後、約5年が経過し、当時懸念されていた指令対象たり得る電源の減少が現実のものとなり、過去5年間で当時の休廃止計画を上回る1,600万kW超の火力電源が廃止された。また、2020年度の供給計画では今後も、火力電源の休廃止が進む計画となっている。
- こうした状況変化を踏まえ、次回オークションにおいては、調整力の固定費の小売負担分1%を送配電負担とし、容量拠出金の送配電負担を7%としてはどうか。
- あわせて、2025年度以降、一般送配電事業者が負担する容量拠出金の託送料金負担の在り方について、現在、新たな託送料金制度の詳細設計を進めている電力・ガス取引等監視委員会において検討を行うこととしてはどうか。

制御不能費用の見積り方法

ー調整力費用（ブラックスタート電源確保費用）ー

- 調整力費用（ブラックスタート電源確保費用）は、以下のとおり見積ることとしてはどうか。

調整力費用
(ブラックスタート電源確保費用)

概要：ブラックスタートに必要な電源を予め確保するために、必要な費用
単価：公募で決定／量：必要量は広域機関で決定

期初の見積り方法

- 調整力費用（ブラックスタート電源確保費用）については、以下のとおり見積もることとしてはどうか。
 - ①2023年度においては、調整力公募で調達する電源Ⅰ、Ⅱの中のBS機能費用であることから、後述する電源Ⅰと同様に、2017年度～2021年度の5年間における実績値等をもとにして見積もる。
 - ②2024年度、2025年度については、BS機能公募での約定結果から容量拠出金の約定結果を差し引いた値を引用して見積もる。
 - ③2026年度、2027年度については、2024年度、2025年度の約定結果の平均値から容量拠出金の見積値※を差し引いた値（東京PGについては、競争入札がなされた結果、複数事業者の競争となったため、2025年度の約定結果の値）を引用して見積もる。
 - ④沖縄電力については、容量市場へ参加しないことを考慮（翌年度分を公募にて調達しており、2024年度、2025年度の約定結果がない）し、2017年度～2021年度の5年間における実績値をもとにして見積もる。
- なお、上記の整理に加え、申請時点における調整力費用（ブラックスタート電源確保費用）の議論の状況を踏まえ、必要量の変更、適正な競争結果及び技術検討を反映していることの是非についても検討を行う。

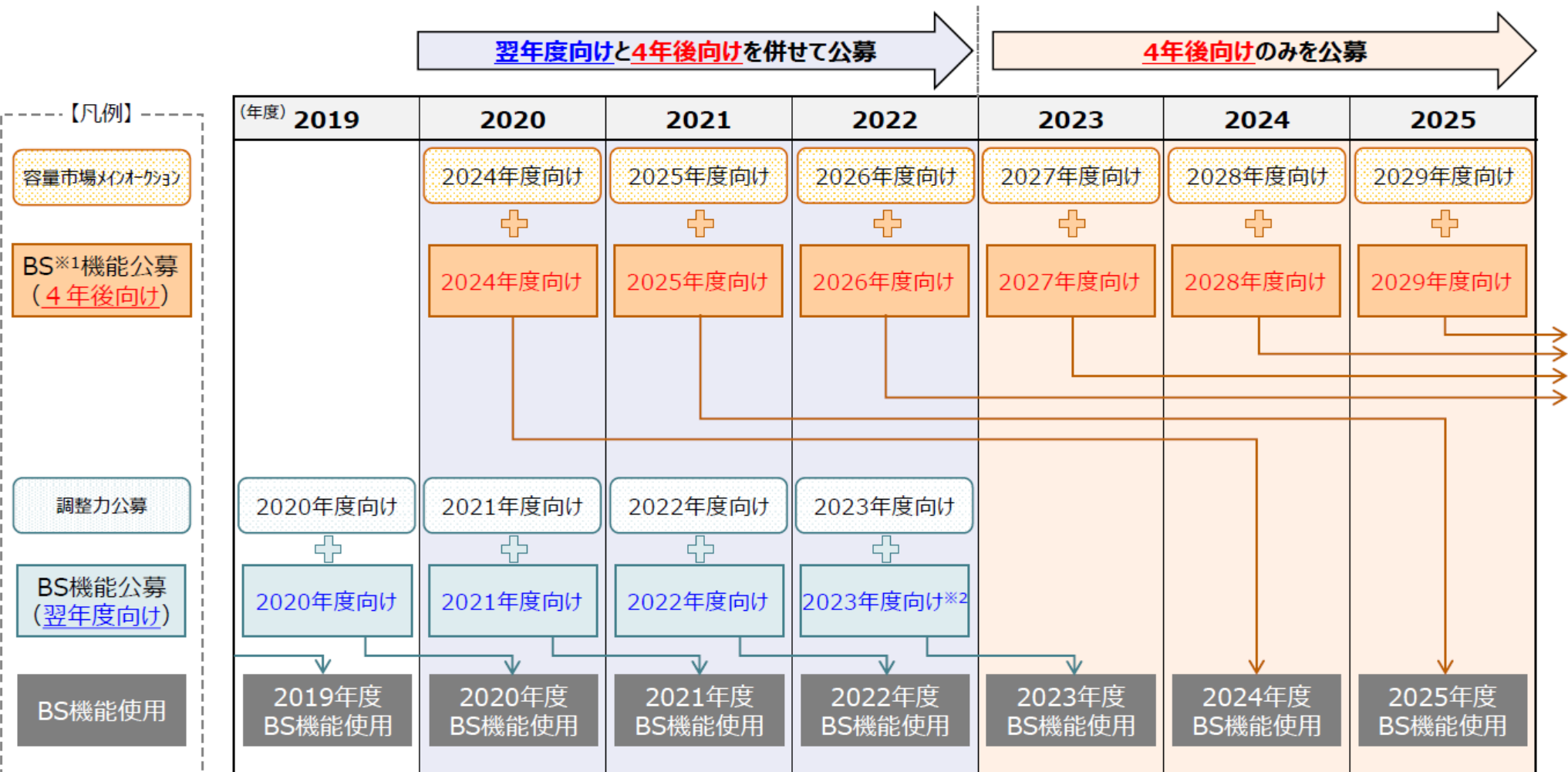
※容量拠出金の見積値は、容量市場の指標価格（NetCONE）（2024年度：9,425円/kW、2025年度：9,372円/kW）の平均値を引用。

(参考) ブラックスタート機能の調達対象の時期

2019年10月18日
第42回制度設計専門会合 資料6

2019年1月 第8回需給調整
市場検討小委員会 資料3

- 2020～2022年度は翌年度向けと4年後向けのブラックスタート機能公募を同時期に行うことになる。



(参考) 2024年度向けブラックスタート機能の公募調達方法まとめ

- 2020年度に行われる2024年度向けのブラックスタート機能公募について、本日の事務局からの提案内容をまとめると以下のとおり。
 - ブラックスタート機能公募の調達対象はブラックスタート機能を発揮するのに必要な設備とする。
 - ブラックスタート機能公募落札電源への支払は、容量市場から支払われる対価に相当する金額を控除する。
 - ブラックスタート機能公募の入札価格について規律を設ける。

※ 沖縄エリアは、容量市場へ参加しないことを考慮すると、これまでどおり翌年度分を公募にて調達とする。

(参考) 次回以降に向けた公募改善事項の検討について

- 今回の再公募は、当初公募と異なり応札事業者の技術検討が完了した状態で実施されたことから、ブラックスタート機能公募で初めて価格競争が生じ、当初公募よりも大幅に落札価格が低下することが見込まれている。
- 今後も引き続き事業者間の競争に資する公募条件等の見直しを進めるべきであるが、特に技術検討の要件が応札予定事業者にとって参入障壁になっていると考えられる。
- この点は、第65回制度設計専門会合（2021年10月1日）においても課題として提起し、一般送配電事業者において改善が進められているところであるが、今後もブラックスタート機能公募を継続していく限り、不断の見直しが重要ではないか。

第65回制度設計専門会合で議論された課題と改善策※

※これらについては、既に一般送配電事業者において、対応が取られている。

課題	改善策
募集要綱に記載の評価方法と実態の評価方法が乖離している。	募集要綱に記載の評価方法を実態の評価方法と一致させること。また、必要なスペック等があれば明記すること。
技術検討の内容及びそれに要する期間が募集要綱に明記されていない。	技術検討の内容及びそれに要する期間を募集要綱に具体的に明記すること。また、過去に技術検討が完了している電源について、状況変化が無ければ再度の技術検討は不要であることを募集要綱に明記すること。
募集期間が技術検討に要する期間を考慮したものになっていない。	技術検討に要する期間を考慮した募集期間を設定すること。または、技術検討に要する期間を募集要綱に明記し、応札予定者には募集開始前から事前に相談が必要であることを募集要綱、ホームページ等で周知すること。

(参考) 論点：技術検討の実施の徹底について

- 例えば、今回の再公募を通じて、以下の検討すべき課題が見つかった。
- ブラックスタート機能公募は、ブラックスタート機能を調達する公募であるため、必要量は一般的な調整力公募が容量（kW）単位で示されるのに対し、ブラックスタート機能公募は発電所単位の箇所数で示されている。
- このため、調達する発電所内のユニット数については、ブラックスタート機能に必要な範囲とされており、その範囲については本来は入札前に一般送配電事業者と応札予定事業者との間で行われる技術検討において決定される。
- 今回の再公募においても、一方の応札事業者※¹は、一般送配電事業者による技術検討により、入札対象となる発電所内のユニット数が決定されている。他方で、もう一方の応札事業者※²は、過去に技術検討が済んでいることから、ブラックスタート機能公募が始まって以降、改めての技術検討は行われていない。
- 技術検討による調達対象範囲の精査は、ブラックスタート機能の調達費用が託送料金を通じた国民負担であることや、公募の公平性確保、更なる価格低下の後押しとなることを踏まえると、ブラックスタート機能公募開始以降、改めての技術検討を実施していない事業者については、技術検討の実施の徹底を求めるべきであると考えるがどうか。

※ 1 当初公募では技術検討未了で不落となった事業者

※ 2 当初公募で落札した事業者

制御不能費用の見積り方法

ー調整力費用（調相運転用の電源確保費用）ー

- 調整力費用（調相運転用の電源確保費用）については、以下のとおり見積ることとしてはどうか。

調整力費用
（調相運転用の電源
確保費用）

概要：電力系統における適正電圧の維持に必要な無効電力の確保に必要な費用

単価：公募等で決定／**量**：必要量は広域機関等で決定

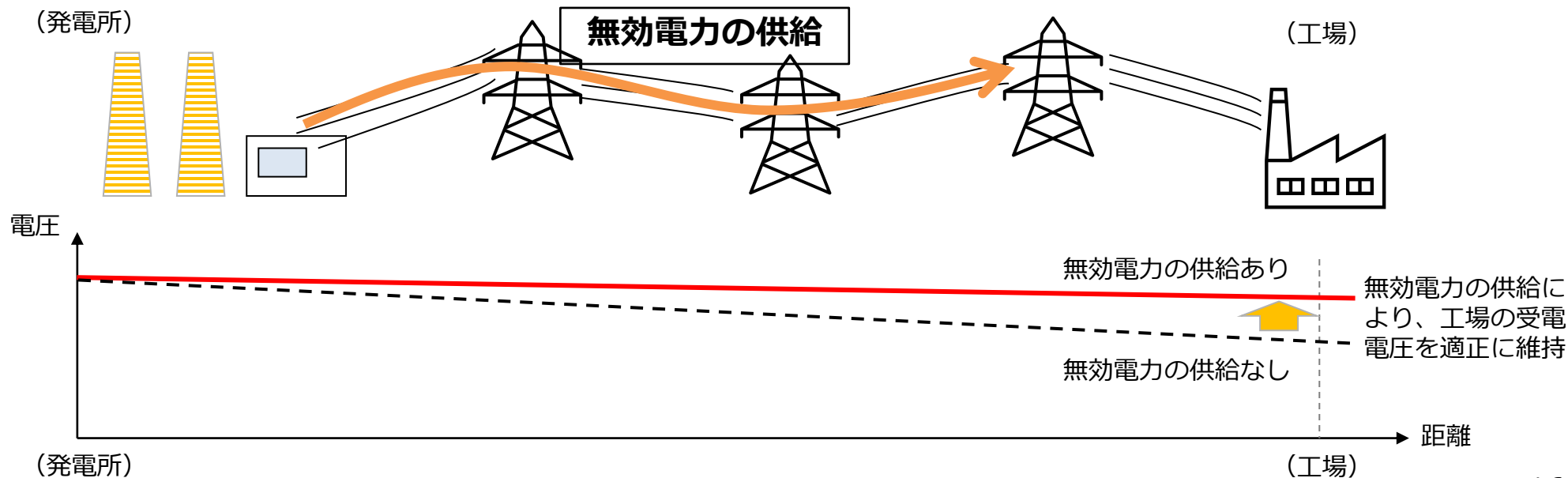


期初の見積り方法

- 調整力費用（調相運転用の電源確保費用）については、将来の電力系統の電圧状況を見積もることは困難であるため、直近の2021年度の実績値をもとに見積もることとしてはどうか。

- 一般的に、発電所から送られてくる電気の電圧は、需要家に応じて適正な範囲に維持される必要がある。
- 発電所から需要家に電気を供給すると、電気の潮流が送電線や変圧器等を流れるにつれて、電圧が徐々に低下（又は上昇）していき、需要家の受電電圧の適正維持が困難になる場合がある。
- このため、系統の電圧の状況に応じて、発電機等によりエネルギーとしては消費されない電圧調整のための電気（無効電力）を供給（又は吸収）し、系統の電圧を適正に維持する対策が取られる。こうした対策に利用される電源を電圧調整電源という。

発電所から供給される無効電力による電圧調整のイメージ



(参考) 公募実施に当たり整理すべき事項

- 仮に公募を実施する場合、必要調達量や入札価格の考え方等について、予め整理する必要がある。
- 北海道エリアの電圧調整電源の必要調達量については、電力広域的運営推進機関（以下「広域機関」という。）と北海道電力NWで協調して検討し、入札価格の考え方については、本会合で検討することとしてはどうか。
- また、公募調達に係る具体的な要件等は、調整力公募ガイドラインに則り、北海道電力NWにおいて、設定することとしてはどうか。
- なお、これらの検討には一定の時間を要するため、公募実施時期については今秋の2023年度向け調整力公募と同じスケジュールで進めることとしてはどうか。
 - － 2022年度分の電圧調整電源の調達については、公募実施が間に合わないため相対取引による調達を行う。

2023年度向け調整力公募のスケジュール（例年の実績を踏まえた想定）

2022年 7月	募集要綱案の意見募集
9月～10月	公募期間
11月下旬	落札結果公表
2023年 4月	運用開始

制御不能費用の見積り方法

ー調整力費用（最終保障供給対応）ー

- 調整力費用（最終保障供給対応）は、以下のとおり見積ることとしてはどうか。

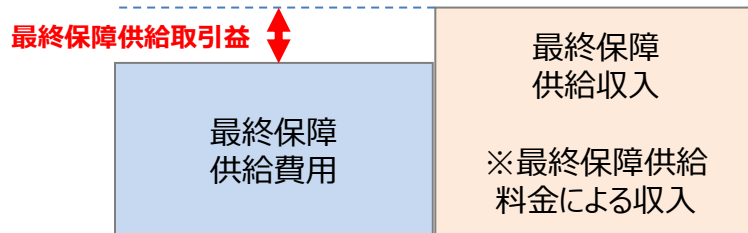
調整力費用
（最終保障供給対応）

概要：最終保障供給契約を締結している需要家への電力供給に必要な費用
単価：公募で決定／**量**：最終保障供給契約を締結している需要家の需要量で決定



期初の見積り方法

- 調整力費用（最終保障供給対応）については、将来分を想定することが困難であることから、2017年度～2021年度における最終保障供給の取引損益の実績値をもとに見積もることとしてはどうか。



制御不能費用の見積り方法

一公租公課（雑税、電源開発促進税、事業税及び法人税等）一

- 公租公課のうち法人税については、前回専門会合における委員ご指摘を踏まえ、以下のとおり見積もることとしてはどうか。

雑税	概要：市町村民税や事業所税等、法令にて支払いが義務づけられている費用 単価：税率は法令により規定／量：事業所等の所在により決定
電源開発促進税	概要：発電施設の設置促進等に充当するため、法令にて支払いが義務づけられている費用 単価：税率は法令により規定／量：販売電力量により決定
事業税	概要：公共サービス等の経費負担として、法令にて支払いが義務づけられている費用 単価：税率は法令により規定／量：各事業年度の収入金額により決定
法人税等	概要：法人の所得に対して、法令にて支払いが義務づけられている費用 単価：税率は法令により規定／量：基準に則って算定された課税対象所得により決定

期初の見積り方法

各項目について、以下の方法で見積ることとする。

【雑税】2017年度～2021年度の5年間における実績値を、見積り費用とする。

【電源開発促進税】規制期間における課税対象の想定需要電力量×税率により算出した額を、見積り費用とする。

【事業税】規制期間における課税対象の想定収入×税率により算出した額を、見積り費用とする。

【法人税等】実績値（沖縄を除く9社においては分社後の実績値）をもとに算出した額を、見積り費用とする。

【参考】前回委員ご指摘内容

第12回料金制度専門会合 圓尾委員 御発言内容

- 法人税の見積もりに関しては、事業報酬の自己資本相当分で求めることとなっている。ただ、ワーキンググループで議論し、料金専門会合でもそのご報告したとおり、事業報酬の算定にあたっては、実際の足下の自己資本比率が約13%である中で、これを30%と見なして今回は事業報酬の額を計算するととされた。
- しかしながら、この数値は適切とは言い切れない部分があるので、第2規制期間に向けては、もう1度これを抜本的に議論し直すことになっている。これを前提をおいて計算した事業報酬にさらに30%という想定をおいた自己資本相当分ということでこれを解釈すると、最終的に事後調整するといっても、期初における法人税の見積りが少し過大となるのではないか。よって、条件付きで事業報酬の額の計算については30%という比率を使うことと整理されたが、自己資本相当分というところの書いてあるところの解釈は、実態に合わせて今で言えば13%ぐらいというパーセンテージをその事業報酬の額にかけ算してそれを税率でさらにかけて法人税を設定するなどの見積もり方法を検討するべき。

制御不能費用の見積り方法

ーインバランス収支過不足ー

- インバランス収支過不足については、以下のとおり見積ることとしてはどうか。

インバランス収支過不足

概要：インバランス料金の収入あるいは支出と、調整力のkWh価格による費用

インバランス料金：インバランス単価及びインバランス発生量のいずれも一般送配電事業者はコントロールが困難

調整力のkWh価格：広域運用調整力及びエリア内運用調整力のいずれも適切な市場監視がなされ、競争が一定程度働くことが見込まれることから、効率化は困難



期初の見積り方法

- インバランス収支過不足については、2023年度～2027年度に発生すると見込まれる収支過不足と2022 年度以前に発生した累積収支額を見積り費用に算入することとする。
- なお、2023年度～2027年度のインバランス収支過不足については、精緻に予測することが困難であることから、期初においては見積り費用に算入せず、実績値を踏まえ、事後調整を行うこととする。
- また、2022 年度以前に発生した累積収支額のうち、2022 年度に発生するインバランス収支過不足については、精緻に予測することが困難であることから、期初においては見積り費用に算入せず、実績値を踏まえ、事後調整を行うこととし、2016 年度～ 2021 年度に発生した累積収支額のうち 2022 年度に繰り越すこととされた額を見積り費用に算入することとする。

(参考) 料金制度専門会合における議論 (インバランス収支過不足)

制御不能費用の対象費目 ーインバランス収支過不足ー

2021年11月24日
託送料金制度 (レベニューキャップ制度)
中間とりまとめ 詳細参考資料

- インバランス収支過不足については、以下を踏まえ、制御不能費用に分類する。
- なお、2022年度以降のインバランス収支については、託送料金を通じて調整することとされている。
2022年度のインバランス収支については、その判明が2023年度になることを踏まえ、レベニューキャップの第1規制期間に調整を行う。

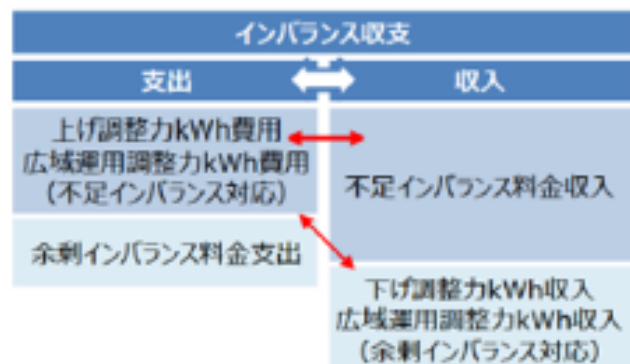
インバランス収支過不足

概要：インバランス料金の収入あるいは支出と、調整力のkWh価格による費用

インバランス料金：インバランス単価及びインバランス発生量のいずれも一般送配電事業者はコントロールが困難

調整力のkWh価格：広域運用調整力及びエリア内運用調整力のいずれも適切な市場監視がなされ、競争が一定程度働くことが見込まれることから、効率化は困難

2022年度以降のインバランス収支管理方法 (イメージ)



【調整力のkWh価格について】

調整力のkWh支出・収入のうち、インバランス収支の計算においては、以下のものを計上する。

- ✓ 広域運用調整力のkWh支出・収入
- ✓ エリア内運用調整力のkWhコストのうち、インバランス対応分

(参考) 資源エネルギー庁におけるインバランス収支に係る議論

2021年12月27日
第43回電力・ガス基本政策小委員会資料3-4

このように、2021年1月の事象に対する小売電気事業者ごとの影響は多様であるが、

- ① 2021年1月の市場価格の高騰が発生し得ることを見通して事業活動を行っていた小売電気事業者も存在した一方、この事象は新たなインバランス制度へ推移する端境期で生じた事象であり、その後講じたセーフティネット措置から遡って考えれば、2021年1月の事象は、小売電気事業者にとって予見可能性が低い事象であったと考えられること、
- ② こうした中で、2021年1月に、余剰インバランス発生に伴う収入額より、不足インバランス発生に伴う支払額が大きかった小売電気事業者においては、当時多大な支払額が生じ、事業に影響が出た小売電気事業者や直近まで2021年1月のインバランス債務負担を負いながら事業を継続していた小売電気事業者も存在すること、
- ③ 一方で、こうした中にあっても、市場価格が高騰する時間帯にも計画値同時同量の達成のため、市場調達に努めた小売電気事業者にとって不利益となることは望ましくないこと、

などに鑑み、今後とも多様な小売電気事業者間のサービス競争の中で、需要家が安定的な電力供給サービスを継続的に享受できる事業環境を支える観点から、2021年1月において、インバランス料金単価が200円/kWh及び市場価格の水準を超えた部分の負担額に応じて、バランシンググループ(以下「BG」という。)ごとに、将来の託送料金から毎月定額を差し引く形で調整を行うこととする。

なお、上記の方法で調整を行っても、2021年1月分のインバランス収支については、正または負の収支が残存することが考えられる(以下「調整後の残余収支」という。)。これらについても、収支相償の原則に従い、調整を行うことが必要である。

一方、2021年度冬期は、一般送配電事業者においては、追加供給力(kW)公募及び追加kWh公募による支出が見込まれており、これらも託送料金の仕組みを通じた費用回収が必要である。また、並行して2022年度以降の追加供給力確保の対応手段について議論が行われているところ、このような状況においては、毎年度、託送料金を変更するのではなく、一定程度将来を見越した運用が必要と考えられる。

この点、仮に追加供給力(kW)公募及び追加kWh公募を行わなかったとした場合には、需給がひっ迫し、市場での売り切れに伴う市場価格高騰が生じ、スポット市場での電力調達に期待する市場参加者において損失が発生するおそれがあることに鑑みれば、これらの措置は、こうした事業者に対しての事前の備え

としての効果も期待できる。

以上を踏まえ、「調整後の残余収支」については、今後の追加供給力(kW)及びkWh公募の費用の回収と合わせて、最終的には、収支相償となるよう託送料金を通じた調整を行うことができるよう、

- ① 調整開始に併せ、「調整後の残余収支」は、現行の託送制度上、インバランス収支として管理するとともに、
 - ② 追加供給力(kW)及びkWh公募の費用についてもこれと同様の管理を行い、
 - ③ これらを併せて収支相償の考え方の下、管理を行っていく、
- という取扱いを行うこととする。

また、これまでインバランス制度におけるインセンティブ定数(K、L)によって副次的な効果として、一般送配電事業者全体としての収支も改善しているが、このインセンティブ定数の仕組みは2021年度をもって終了となる。インセンティブ定数による収支改善後もなお残る、2016年度から2021年度における累積の収支過不足については、2022年度からの新たなインバランス料金制度におけるインバランス収支管理へ繰り越し、引き続き収支相償の考え方の下、管理していくこととする。

制御不能費用の見積り方法

一政策関連費目のうち混雑対応（再給電費用）に要する費用一

- 政策関連費目のうち混雑対応（再給電費用）については、以下のとおり見積ることとしてはどうか。

混雑対応（再給電）

概要：一般送配電事業者の供給区域内の送電設備の送電容量等の制限により電力の受渡しができないと見込まれる場合に、当該一般送配電事業者が調整電源等の上げ調整指令及び下げ調整指令により、当該制限を解消するのに要する費用。



期初の見積り方法

- 混雑対応としての再給電方式については、2022年度より導入されることから、期初にその費用を見積もることは困難であるため、期初においては見積り費用に算入せず、実績値を踏まえ、事後調整を行うこととしてはどうか。

制御不能費用の対象費目

ー 今後発生する政策関連費目 ー

2021年11月24日
託送料金制度（レベニューキャップ制度）
中間とりまとめ 詳細参考資料

- 前述の条件、基準を踏まえ、今後、政策に深く関わる費目についても制御不能費用の対象とすることが考えられる。

今後発生する 政策関連費目

今後、政策に深く関わる費用で一般送配電事業者による効率化の取り組みが困難と考えられる費用（基準②）については、国の審議会における議論を経た上で、制御不能費用の対象に加える。

（例）混雑対応（再給電）に要する費用

- ✓ 再エネ導入拡大に向けて地内系統における混雑管理手法の検討が重要。これに関連して、当面の混雑管理の手法として、再給電方式が議論されているところ、その調整費用の在り方については、今後当委員会において検討を行っていく予定。
- ✓ その調整費用に関する議論の内容を踏まえ、制御不能費用の対象とするか否かを検討する。

- 再給電による混雑処理を実施することによって一般送配電事業者に発生する費用は、一般負担として託送料金を通じて回収することと整理した。
- この費用については、以下の理由から、2023年度より導入される新託送料金制度（レベニューキャップ制度）においては、実際に発生した費用を事後的（翌期など）に託送料金に上乗せして回収する仕組みとすることが適当と考えられる。
- この旨、新たな託送料金制度の詳細設計を行っている料金制度専門会合に伝えることとしたい。

一般送配電事業者に発生する再給電費用の特徴

- ①一般送配電事業者の努力によって費用を削減することが難しい。
 - － 混雑処理すべき量は主に混雑地域における電源の接続量及びそれらの発電計画によって決定される。
 - － 混雑処理の単位当たり費用は、各電源の下げkWh価格と上げkWh価格に依存する。
- ②事前にその費用の規模を見積もることが難しい。



一般送配電事業者に発生した費用は、事後的（翌期など）に託送料金に上乗せして回収する仕組みとすることが適当。（運用状況を見て、必要があれば見直し。）

※現在、レベニューキャップ制度の詳細設計の検討において、一般送配電事業者の裁量によらない外生的な費用や効率化が困難な費用については「制御不能費用」と分類し、実績費用を事後的に収入上限に反映して回収する仕組みとする方針とされている。

1. 制御不能費用の見積り方法
- 2. 事後検証費用の見積り方法**
3. 次世代投資費用の査定について
4. 広域化及び仕様統一に係る費用における全国負担の検討について

事後検証費用の見積り方法について

- 期初における事後検証費用の見積りについても、制御不能費用と同様に
 - ①過去 5 年間の実績を踏まえて、見積り費用を算定する方法
 - ②何らか合理的な前提条件に基づいて、過去実績以外の方法で見積り費用を算定する方法が考えられる。
- 事後検証費用の対象と整理された各費用について、その特性も踏まえた具体的な見積り方法についてご議論いただきたい。

(参考) 制御不能費用には分類しない費用（事後検証を行う費用）

- 以下の費用については、外生的な要因に影響を受ける一方で、一定の効率化を求める点も考えられることから、制御不能費用には分類せず、事後的に確認、検証を行った上で、必要な調整を行う。

費用（大項目）	費用（小項目）	特に留意、確認すべき事項
託送料	地域間連系設備の増強等に係る費用 (9社負担分)	✓ 増強費用の金額については、国による査定に加え、工事主体の事業者に対し、その他の事業者が事前に効率化を求めていくべきという観点から、事後的に確認が必要。
事業者間精算費		✓ 各事業者が他社の託送原価に対し、事前に効率化を求めていくべきという観点から、事後的に確認が必要。
補償費		✓ 当事者同士の交渉を踏まえて、補償金額が過大となっていないか、適切な交渉が実施されているか、事後的に確認が必要。
災害復旧費用		✓ 災害の規模や頻度が事前に予想できないことや、迅速な対応を優先する観点から、費用が上昇する可能性が高い。一方で、災害時においても何らかの効率化を求める観点からは、過去の災害時における復旧費用との比較等を通じて、事後的に復旧費用の妥当性を検証することが必要。
調整力費用	調整力固定費（～2023年度） 及び調整力可変費	✓ 我が国においては、今後順次、広域調達や需給調整市場での調達に移行していく中で、市場の広域化、成熟を通じてマーケット価格については、低減の余地があると考えられることから、事後的にその状況を確認することが必要。
	需給調整市場における 1次～3次調整力①の調達費用	

事後検証費用の見積り方法

ー調整力固定費（調整力公募による調達費用）ー

- 調整力固定費（調整力公募による調達費用）については、以下のとおり見積ることとはどうか。

調整力固定費
（調整力公募による
調達費用）

概要：容量市場開設までの期間において、一般送配電事業者が確保するkWに対しての費用

単価：エリア内公募で決定（一部広域調達あり）

量：必要量は広域機関で決定（電源ⅠはH3需要の7%、電源Ⅰ'はH3需要の3%）



期初の見積り方法

- 調整力固定費（調整力公募による調達費用）について、以下のとおり見積もることとはどうか。
 - ①2023年度分における電源Ⅰについては、2018年度～2021年度の4年間における実績単価及び2022年度の公募結果に基づく単価に、各エリアの電源Ⅰ 想定必要量（H3 需要の7%）を用いて見積もることとする。
 - ②2023年度分における電源Ⅰ'については、2020年度より全エリアで必要量が設定され、供出期間の統一や広域調達が開始されたことを踏まえ、2020年度以降の2020年度～2021年度の2年間における実績単価及び2022年度の公募結果に基づく単価に、各エリアの電源Ⅰ' 想定必要量（H3 需要の3%）を用いて見積もることとする。
 - ③なお、沖縄電力については、容量市場へ参加しないことから、第1規制期間の各年度の電源構成に基づき、公募にて落札が想定される電源を特定の上、当該電源の固定費を用いて見積もることとする。

(参考) 調整力の公募調達の概要

2017年10月 第23回制度設計専門会合
事務局資料 一部改変

- 電源Ⅰについては、一般送配電事業者がその必要量を明示して募集し、落札した事業者に対して、その契約容量に応じたkW価格を支払う。また、運用段階で調整指令を出した場合には、その指令量に応じたkWh価格を支払う。
- 小売電源のゲートクローズ（GC）後の余力を活用する電源Ⅱについては、必要量を明示せず募集して契約。運用段階で調整指令を出した場合に、その指令量に応じたkWh価格を支払う。kW価格は支払わない。

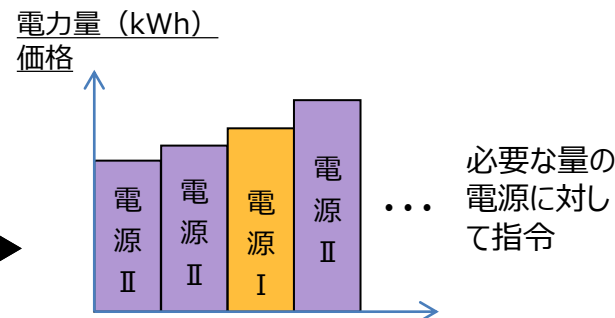
電源Ⅰの入札・契約

- ・電源Ⅰ：一般送配電事業者が調整力専用として常時確保する電源等
- ・入札者は、ユニットを特定した上で容量（kW）単位で入札
- ・原則、容量（kW）価格の低いものから落札

電源Ⅱの募集・契約

- ・電源Ⅱ：小売電源のゲートクローズ後の余力を活用する電源等
- ・容量（kW）価格の支払いは発生しないため、募集時にkW価格は考慮されない
- ・要件を満たしているかを確認してユニットを特定するのみ

電源Ⅰ、Ⅱの実運用



一般送配電事業者は電源ⅠとⅡの中から電力量(kWh)価格の低い順に指令（メリットオーダー）

（調整力提供者はGCまでに、各ユニットの電力量（kWh）価格を登録）

電源Ⅰの費用精算

- ・落札時に決定した、容量（kW）価格を受け取る
- ・指令に応じて発電した電力量に応じて、電力量（kWh）価格で費用精算
- ・発電不調等があった場合のペナルティを精算

電源Ⅱの費用精算

- ・指令に応じて発電した電力量に応じて、電力量（kWh）価格で費用精算

(参考) 2022年度向け調整力公募の募集量 (電源Ⅰ) について

2021年12月21日
第68回制度設計
専門会合 資料5

- 電源Ⅰ及び電源Ⅰ'の必要量の考え方については、広域機関が検討し、各一般送配電事業者はそれに基づき公募により調達。

- 電源Ⅰの必要量は、H3需要の7%を上限として算定。

※ 電源Ⅰ-aと電源Ⅰ-bの合計が「最大3日平均電力」の7%を超過する場合は、7%まで確保することとし、優先的に電源Ⅰ-aを確保する。

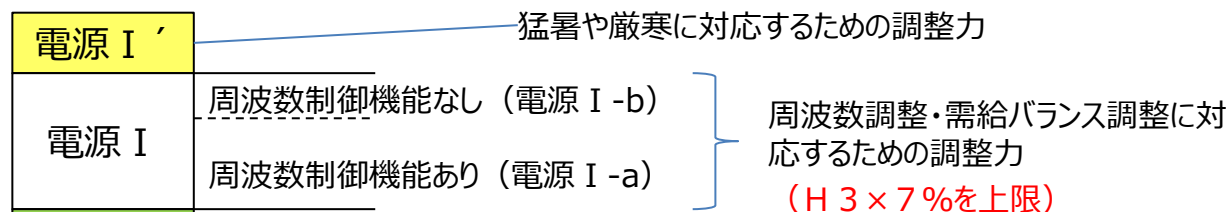
※ <沖縄エリア> 電源Ⅰ = 沖縄エリアの供給信頼度基準(年間EUE:0.498kWh/kW・年)を満たす必要予備力 = 203MW

- 電源Ⅰ'の必要量は、H3需要の3%と算定

※ <沖縄エリア> 電源Ⅰ' = 最大3日平均電力×5.2% = 70MW

2022年度向け調整力公募の募集量 (電源Ⅰ) について

電力広域的運営推進機関 2022年度向け調整力の公募にかかる必要量等の考え方について(2021年6月30日) 一部加工



※電源等ごとの募集量

(万kW)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
電源Ⅰa	34.8	94.1	358.6	173.1	35.5	156.0	72.5	34.6	103.1	5.7	1068.0
電源Ⅰb	—	—	—	—	—	13.7	—	—	—	14.6	28.3
電源Ⅰ'	10.3	40.3	66.4	65.7	14.2	79.2	28.2	12.6	41.4	7.0	365.3

注) 電源Ⅰ'については、2020年度向け公募から隣接エリアまでを対象とした広域調達を実施。

電源Ⅱ(Ⅱa、Ⅱb、Ⅱ')については、容量の上限を設けずに募集。(応募された電源等が要件を満たしていれば契約する。)32

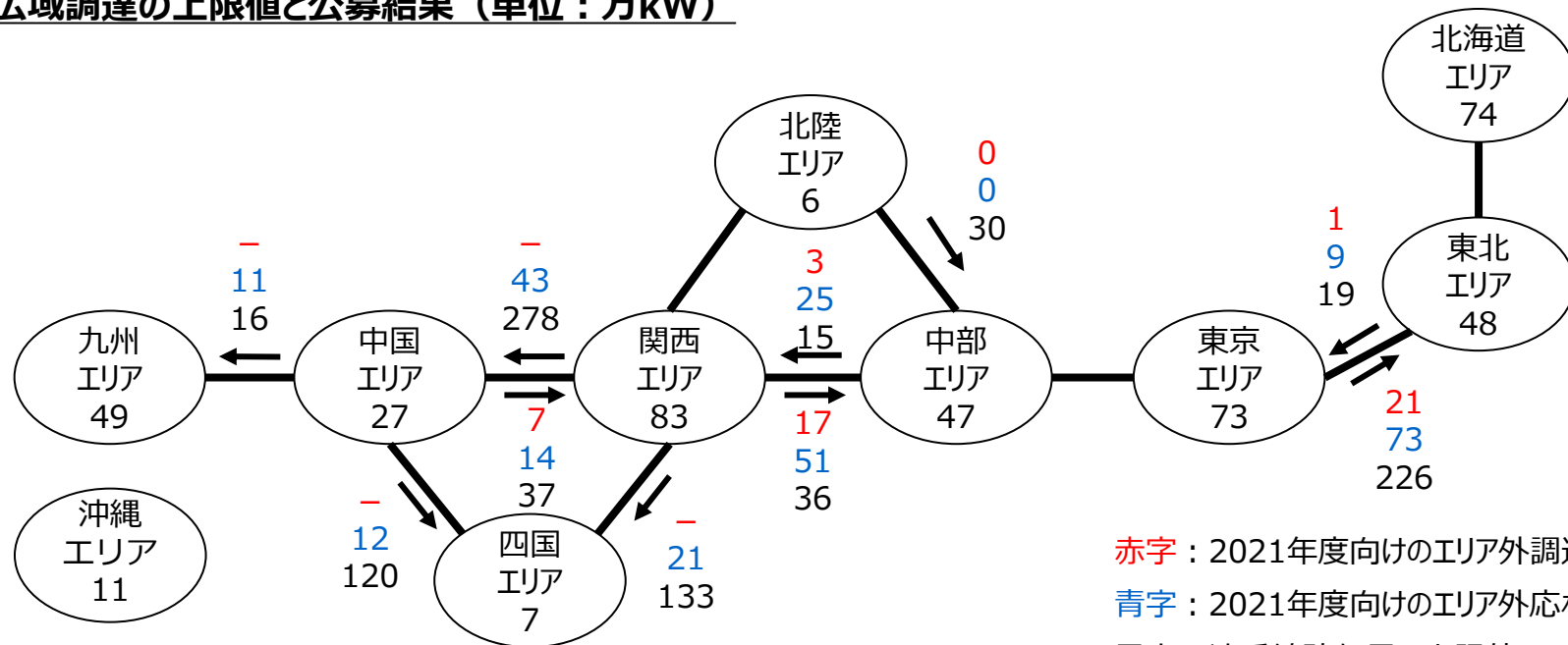
エリア供給力

(参考) 電源 I 'の広域調達のコスト削減効果 (2021年度分)

2021年5月31日 第61
回制度設計専門会合 資料5-1を一部改変

- 2021年度向け公募における電源 I 'の広域調達の上限値と調達量実績は以下のとおり。
- 電源 I 'の広域調達によるコスト削減効果は全国で約 8 億円であった（電源 I 'の契約総額は約206億円）。

電源 I 'の広域調達の上限値と公募結果 (単位 : 万kW)



赤字 : 2021年度向けのエリア外調達量 (公募結果)

青字 : 2021年度向けのエリア外応札量

黒字 : 連系線確保量の上限値

円内数値 : 2021年度向け電源 I '募集量

電源 I 'の広域調達によるコスト削減効果

	東北	東京	中部	関西	合計
エリア外調達量 (万kW)	21	1	17	10	48
コスト削減効果 (億円)	2	0	4	2	8

前回 (2020年度向け) 合計
27
6

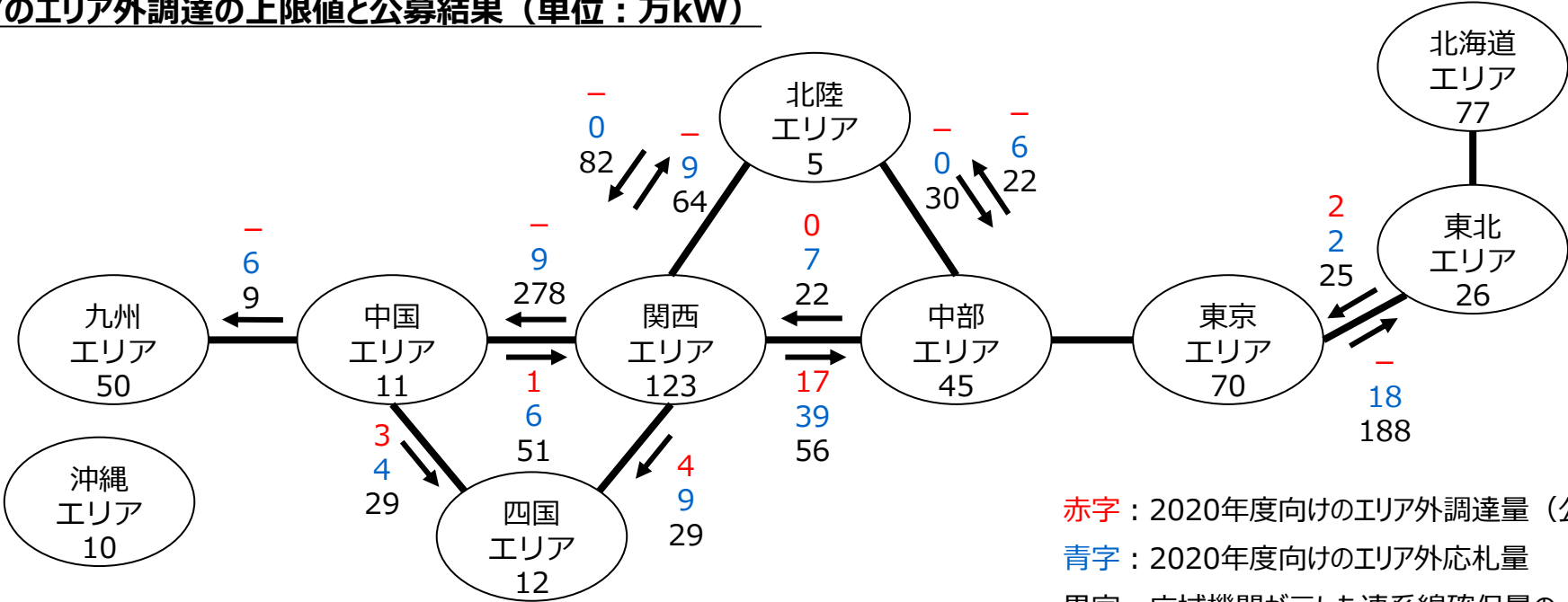
コスト削減効果は、実際の調達金額合計と、エリア外調達電源をエリア内の非落札電源と差し替えた場合の調達金額合計との差により算出。

(参考) 電源 I 'の広域調達のコスト削減効果 (2020年度分)

2020年5月18日 第47回
制度設計専門会合 資料4
を一部改変

- 2020年度向けの電源 I 'のエリア外からの調達量の上限值と調達量実績は以下のとおり。
- 電源 I 'のエリア外調達によるコスト削減効果は全国で約6億円であった（電源 I 'の契約総額は約253億円）。

電源 I 'のエリア外調達の上限值と公募結果 (単位 : 万kW)



赤字 : 2020年度向けのエリア外調達量 (公募結果)
青字 : 2020年度向けのエリア外応札量
黒字 : 広域機関が示した連系線確保量の上限值
円内数値 : 2020年度向けの電源 I '募集量

電源 I 'のエリア外調達によるコスト削減効果

	東北→東京	関西→中部	中部→関西	中国→関西	関西→四国	中国→四国	合計
エリア外調達量 (万kW)	2	17	0	1	4	3	27
コスト削減効果 (百万円)	69	348	1	7	135	28	588

コスト削減効果は、実際の調達金額合計と、エリア外調達電源をエリア内の非落札電源と差し替えた場合の調達金額合計との差により算出。

事後検証費用の見積り方法

ー調整力可変費（調整力公募による運用費用）ー

- 調整力可変費（調整力公募による運用費用）については、以下のとおり見積ることとしてはどうか。

調整力可変費
（調整力公募による
運用費用）

概要：周波数調整・需給バランス調整のために確保した電源の運用費用（増分燃料費相当）

単価：公募等で決定

量：系統の状況（需給やインバランスの発生状況等）で決定。



期初の見積り方法

- 調整力可変費（調整力公募による運用費用）について、以下のとおり見積もることとしてはどうか。
 - ①2023年度については、調整力の広域運用が2020年度末までに9社全てで開始されたことを踏まえ、2021年度実績をもとに見積もることとする。
 - ②なお、沖縄電力については、第1規制期間の各年度について、2021年度実績をもとに見積もることとし、必要に応じて需要想定や電源補修計画等に基づく調整力運用の見通しを反映させることとする。

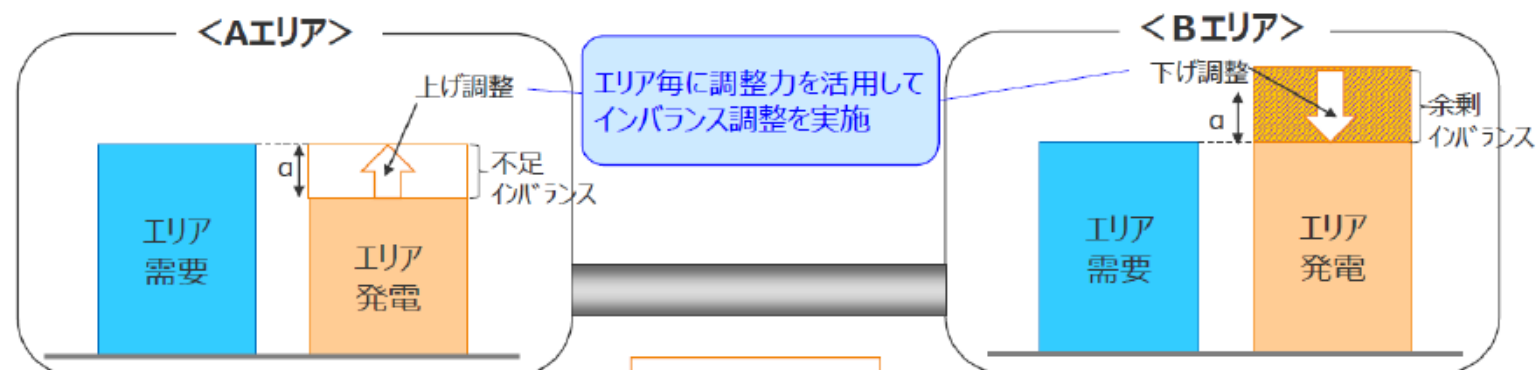
※その他の揚水ペイバックや特定立地電源に係る費用（ブラックスタート電源確保費用及び調相運転用の電源確保費用は除く）、風力実証に係る費用についても、2021年度実績及び契約内容等をもとに見積もることとする。

(参考) 需給調整の実施 (当日の実需給断面)

- 当日の実需給断面において、一送は、確保した調整力を活用し、広域需給調整システムにより、インバ
ランスネットینگおよび広域メリットオーダー運用により需給調整を行っています。
(広域需給調整による調整力コストの低減効果(2021年4月～2022年1月)は約▲180億円と試算。)

◆調整力の相互活用 (概念図)

<従来：エリア毎の需給調整>



広域需給調整

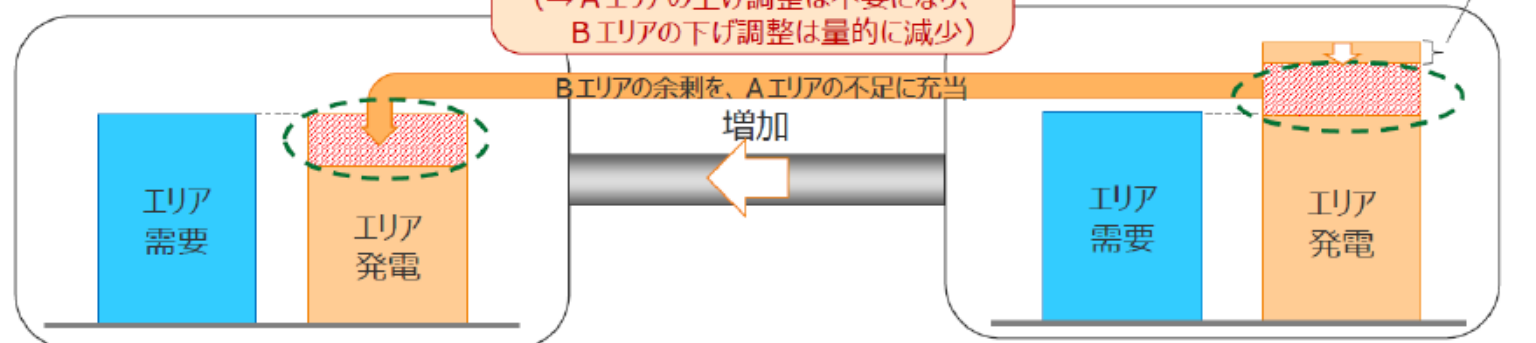
① インバランスネットینگ

エリア間でインバランス量を相殺し、
各エリアのインバランス調整量を削減
(⇒ A エリアの上げ調整は不要になり、
B エリアの下げ調整は量的に減少)

② 広域メリットオーダー

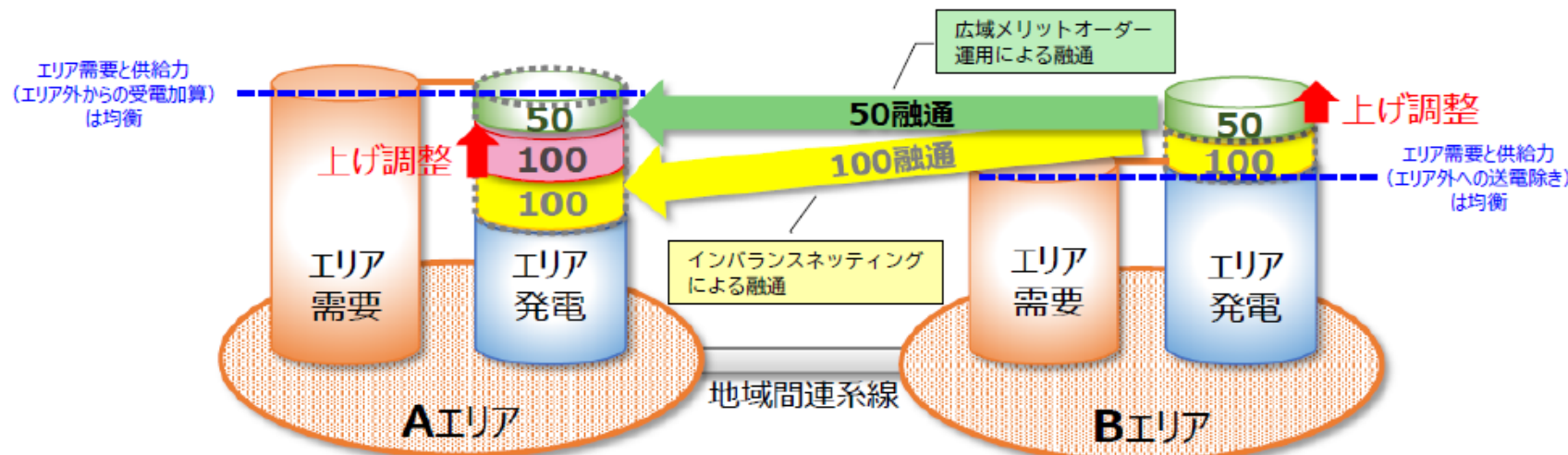
A・B 両エリアの調整電源
を対象に、発電単価の高い
電源の出力を抑制

A B エリア
の余剰
インバランス



(参考) 広域メリットオーダー運用による調整力コスト

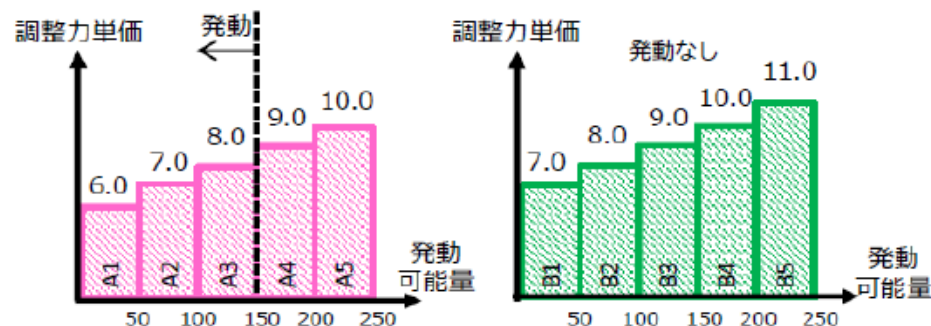
一般送配電事業者HP「広域需給調整の概要について」より 作成



広域メリットオーダー運用なし

(Aエリア)

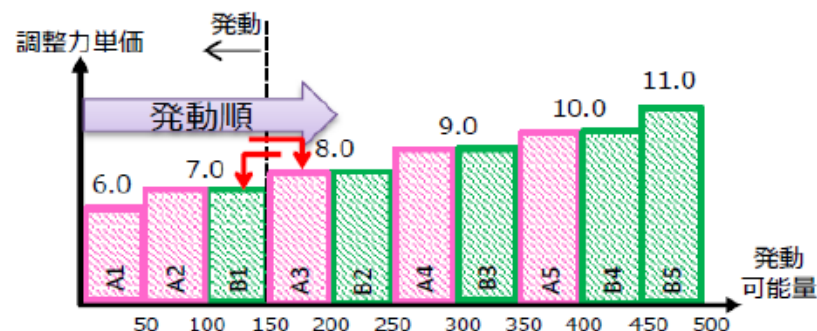
(Bエリア)



Aエリアにある調整力だけで不足分(150)の上げ調整を実施

※数値はイメージ

広域メリットオーダー運用あり



A,Bエリアにある調整力を安価なものから順番に発動する
⇒AエリアにあるA3の代わりにBエリアの B1(50)を発動する
(広域メリットオーダーする) ことで、**調整力コストが低減**

事後検証費用の見積り方法

一調整力費用（需給調整市場における1次～3次調整力①の調達費用）一

- 調整力費用（需給調整市場における1次～3次調整力①の調達費用）については、以下のとおり見積ることとはどうか。

調整力費用（需給調整市場における1次～3次調整力①の調達費用）

概要：需給調整市場において、各調整力の ΔkW の調達に必要となる費用

単価：需給調整市場の約定価格にて決定

量：一次～三次①の複合約定ロジックの考え方に基づく必要量



期初の見積り方法

- 調整力費用（需給調整市場における1次～3次調整力①の調達費用※）については、広域機関で検討された複合約定ロジックの考え方に基づき試算された必要量と、需給調整市場ガイドラインの考え方に基づき、逸失利益（機会費用）及び固定費回収のための合理的な額の試算結果に基づく調達単価を用いて見積ることとはどうか。
- なお、固定費回収のための合理的な額については、需給調整市場の競争状況が時期によって異なることが想定されるため、約定確率を考慮した金額の設定の議論を踏まえた上で、見積り方法を精査していくこととする。

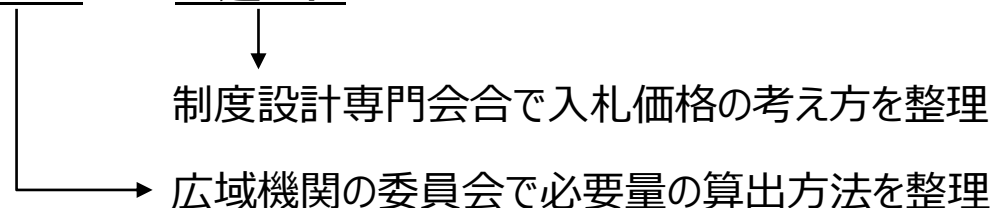
※2023年度は三次調整力①のみ。

(参考) 一次調整力～三次調整力①の調整力費用の全体像

- 需給調整市場では、買い手である一般送配電事業者は買い入札価格を提示せず、必要量のみを示し、原則、売り入札価格の安い順から必要量分だけ約定させる。また、約定方式はマルチプライス方式を採用しており、約定した調整力は、入札価格で精算が行われる。
- 各商品（一次～三次②）の必要量は、電力広域的運営推進機関（以下「広域機関」という。）の委員会において、必要量の算出方法に係る詳細検討が行われている。
- また、入札価格（調達単価）は、制度設計専門会合において、大きな市場支配力を有する蓋然性の高い事業者に対して、上限価格を設定し、この価格以下での入札を要請している。※

一次調整力～三次調整力①の調整力費用

$$\text{調整力費用} = \text{必要量} \times \text{調達単価}$$



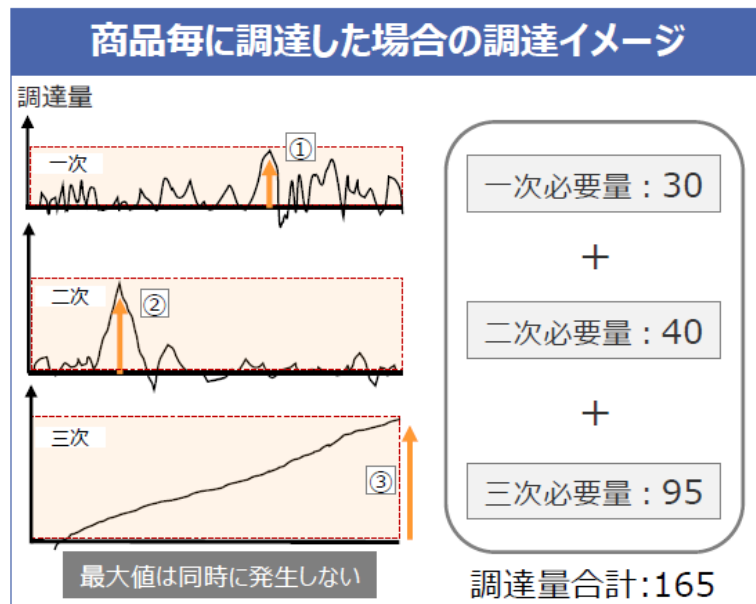
※要請対象外の事業者においても、この上限価格を遵守している限りにおいては、確実に、電気事業法による業務改善命令等の対象とはならない、すなわち、セーフハーバーであることを示している。

(参考) 論点：一次～三次①調整力費用の算定方法（必要量）

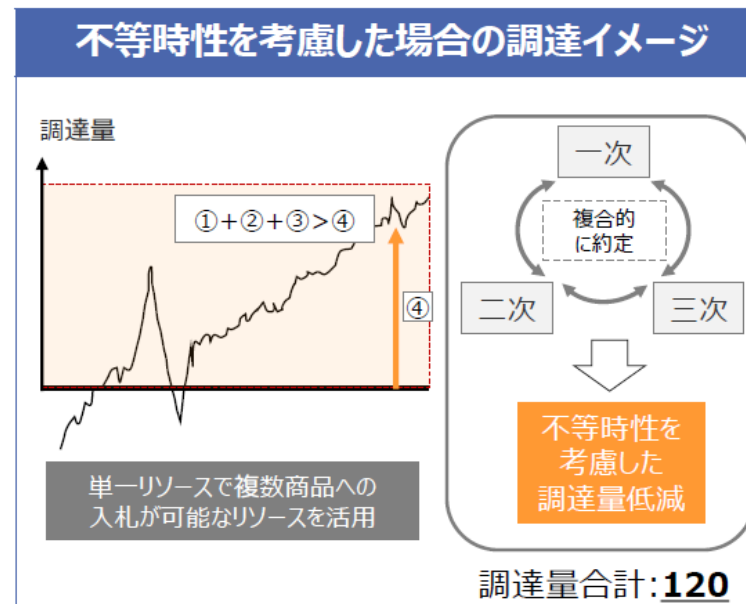
2022年3月24日 第
71回制度設計専門会
合 資料5

- 需給調整市場の各商品の必要量については、広域機関の委員会において、必要量の算定方法に係る詳細検討が既に進んでいる。
- 例えば、各商品の必要量は、同時にその必要量の最大値が発生するわけではないこと（調整力稼働の不等時性）から、単一の電源等で複数商品への入札が可能な場合には、これを許容することとし、各商品の必要量の合計を低減させる工夫を行っている。
- このような最適化手法を、落札評価プロセスにおいて複合約定ロジックとして組み入れることにより、必要量の最小化を図ることとしている。
- 以上を踏まえ、一次調整力から三次調整力①までの必要量については、広域機関の複合約定ロジックの考え方にに基づき見積もることとしてはどうか。

【不等時性を考慮した調達による調達量低減のイメージ】



※簡略化のため、二次①と二次②を「二次」、三次①を「三次」と表記



電力広域的運営推進機関
2021年3月 第22回需給
調整市場検討小委員会
資料2

(参考) 一次～三次①調整力費用の算定方法 (調達単価)

- 需給調整市場の入札価格 (調達単価) の考え方については、市場の適正な取引を確保するため、制度設計専門会合において、2019年12月から2020年12月にかけて、相当な議論を積み重ね、整理を行い現在の運用に至っている。
- したがって、一次調整力から三次調整力①までの調達単価については、制度設計専門会合で整理された入札価格の考え方に基づき算定することが妥当と考えられる。
- 次頁以降、逸失利益 (機会費用) や固定費回収のための合理的な額の見積もり方法について検討を行った。

需給調整市場ガイドライン (抜粋)

2. 調整力ΔkW市場

(1) ΔkW電源

ΔkW価格 ≤ 当該電源等の逸失利益 (機会費用) + 一定額

ここで、一定額 = 当該電源等の固定費回収のための合理的な額 (当年度分の固定費回収が済んだ電源等については、一定額 = 限界費用 × 一定割合)

(2) 電源 I

2021年度以降も、エリアごとに調達される電源 I 公募の仕組みは継続することとされており、各エリアともそのエリアの旧一電 (発電・小売) 以外の参加者は限定的と考えられることから、2021年度以降の電源 I 公募においても、旧一電各社に対し、これまでと同様、「固定費 + 事業報酬相当額」を基準として各電源等の入札価格を設定する。

(参考) ΔkW価格への逸失利益（機会費用）の計上方法のまとめ

- 一次～三次①の調整力費用のうち、ΔkW価格への逸失利益（機会費用）の計上については、過去の各コマのBG計画における各電源の発電量と発電実績、起動費の精算実績、電源ごとの限界費用とスポット市場市場価格（実績）のデータを基に、以下のようにΔkW価格に計上する逸失利益（機会費用）を試算することとしてはどうか。

ΔkW価格への逸失利益（機会費用）の計上方法

①一般送配電事業者が起動指令を行った電源

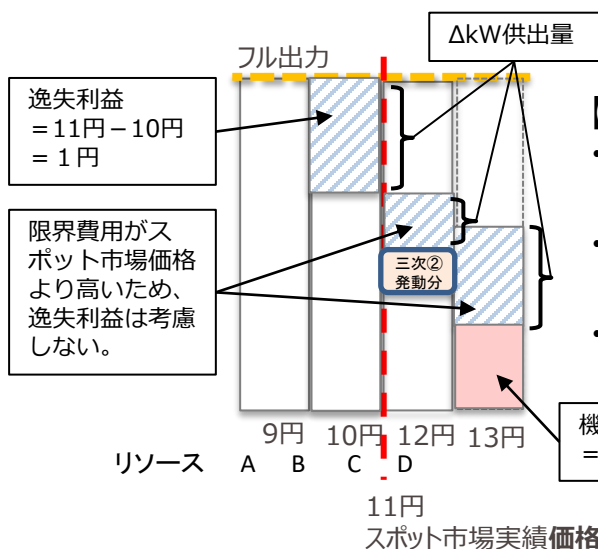
起動費や最低出力までの発電量について、スポット市場価格（実績）と限界費用との差額を算出し、当該電源のΔkW供出量（＝実績発電量※－BG計画における発電量）で除す。※三次②発電量は控除する。

②一般送配電事業者が上げ調整指令を行った電源

スポット市場価格（実績）が限界費用よりも高い場合、これらの差額を算出し、当該電源のΔkW供出量で除す。

スポット市場価格（実績）が限界費用よりも安い場合、逸失利益はゼロとする

上記①、②により算出した価格を電源ごとに加重平均し、ΔkW価格に計上する。



【各リソースの逸失利益（機会費用）の例】

・リソースB：逸失利益 ÷ 発電量実績 = (スポット市場実績価格 - 限界費用) ÷ ΔkW供出量

・リソースC：逸失利益 ÷ (ΔkW供出量 - 三次②発電量) = 0

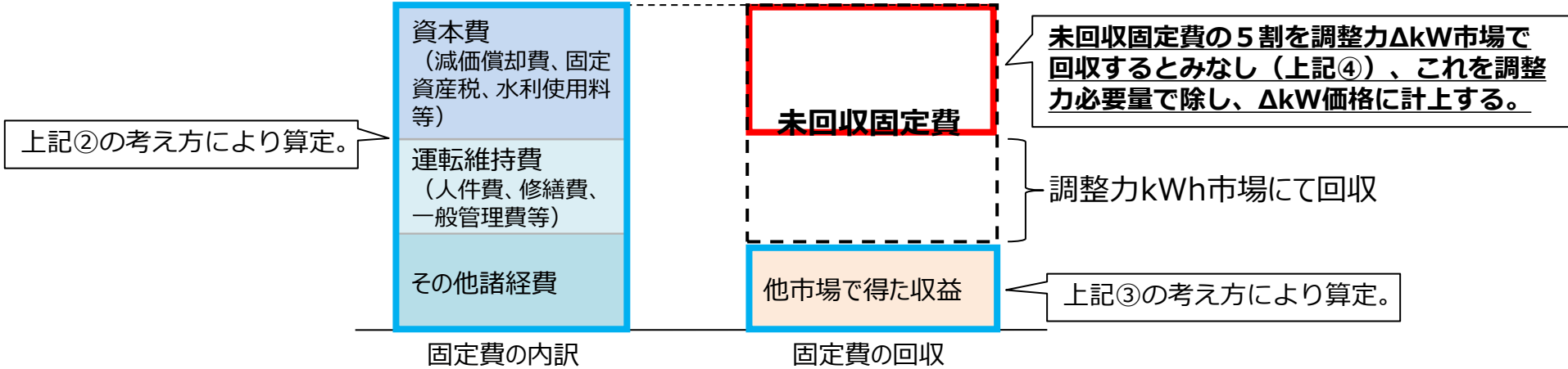
・リソースD：機会費用 ÷ ΔkW供出量 = (起動費 + 最低出力までの費用) ÷ ΔkW供出量

(参考) ΔkW価格への固定費回収のための合理的な額の計上方法のまとめ

- 一次～三次①の調整力費用のうち、ΔkW価格への固定費回収のための合理的な額の計上については、過去の各コマのBG計画における各電源の発電量、電源Ⅰや容量市場等の約定実績、発電コスト検証WG等のデータを基に、以下のようにΔkW価格を試算することとしてはどうか。

ΔkW価格への固定費回収のための合理的な額の計上方法

- ①固定費の計上対象とする調整力の範囲
各電源の発電実績とBG計画値との差分をΔkW供出量とし、ΔkWを供出した電源について逸失利益と起動費等を算出し、これを仮のΔkW価格としてメリットオーダーを作成。このメリットオーダーから一次～三次①の複合約定ロジックの考え方に基づく必要量分までを固定費の計上対象とする調整力の範囲とする。
 - ②電源等の固定費
電源Ⅰは調整力公募の約定実績、電源Ⅱは発電コスト検証WGのデータを引用する。
 - ③他市場で得られる収益
電源Ⅰ（2023年度のみ）、容量市場（2024年度以降）、ブラックスタート機能公募については、約定実績のデータを引用。ただし、容量市場の2026年度、2027年度の約定価格想定値は、容量市場の指標価格を参考に設定する。
kWh収益については、電源等の定格出力とBG計画値からBG計画分の稼働率を算出し、これを固定費回収率として電源等の固定費から控除する。
 - ④ΔkW価格に計上する未回収固定費（＝②－③）の割合
未回収固定費は、調整力ΔkW市場と調整力kWh市場で等分で回収するとみなす。
- 上記①～④により算出した価格を複合約定ロジックの考え方による調整力必要量で除し、ΔkW価格に計上する。



(参考) 調整力費用の算定方法に係る事務局提案のまとめ

- レベニューキャップ制度における、2023年度から2027年度までの第一規制期間における一次調整力から三次調整力①までの調整力費用については、以下の方法で算定することとしてはどうか。
 - ① 必要量については、広域機関で検討された複合約定ロジックの考え方にに基づき試算。
 - ② 調達単価については、需給調整市場ガイドラインの考え方にに基づき、前頁までの方法で、逸失利益（機会費用）、固定費回収のための合理的な額を試算。
- 以上の考え方を制度設計専門会合における整理とし、料金制度専門会合における調整力費用の審査・査定方法として提案することとしてはどうか。

1. 制御不能費用の見積り方法
2. 事後検証費用の見積り方法
- 3. 次世代投資費用の査定について**
4. 広域化及び仕様統一に係る費用における全国負担の検討について

論点3．次世代投資の対象について

- レベニューキャップ制度においては、電力ネットワークの次世代化を図ることを促す観点から、一般送配電事業者において効果的な次世代投資計画を策定することが求められているところ。
- こうした次世代投資の査定においては、その妥当性について個別査定を行うにあたり、規制期間内に限定しない中長期的な取組を推進していく観点から、費用対便益等により取組の重要性が認められる投資のみを対象とすることとしているため、効率化係数を設定しないこととしている。
- このため、具体的にどのような投資を次世代投資の対象と整理するかは重要であるところ、レジリエンス、脱炭素化、DX等の観点から電力ネットワークの次世代化に向けた投資のうち、厳密に整理すれば、第1規制期間においては費用対便益が一定以下（例：B/Cが1.0未満）であったとしても、中長期的には費用対便益が一定以上となるような取組に係る投資が、レベニューキャップ制度査定における「次世代投資費用」と位置づけられるのではないか。
- これを踏まえて、料金制度専門会合での議論に加え、具体的にどのような投資を次世代投資査定の対象とするかについては、資源エネルギー庁において検討している他の政策との整合性及び系統整備における情勢等も鑑みよく議論することが重要ではないか。

次世代投資の査定方法

2021年11月24日
託送料金制度（レベニューキャップ制度）
中間とりまとめ 詳細参考資料

- 送配電NWの次世代化を図ることを促す観点から、事業者において効果的な次世代投資計画を策定することが求められることから、各投資プロジェクト毎に、具体的な目標、取組内容・期間に加え、その期待される効果（定量的な便益等）等について明記を求める。
- その上で、次世代投資の査定方法については、投資量と単価に区分することや、事業者間の横比較が困難であると考えられることから、提出された計画内容を踏まえ、投資プロジェクト毎に見積費用の妥当性を確認する。
- なお、その投資効果については、期中又は事後において必要な検証を行う（必要に応じて計画履行状況の検証も行う）。

次世代投資査定概要

次世代投資計画の策定 (投資プロジェクトをカテゴリー区分)

レジリエンス 強化

系統安定化システム投資
・・・投資
・・・実証

再エネ拡充 (脱炭素化)

需給予測精緻化研究
・・・投資
・・・実証

効率化・サ ービス向上(DX 化等)

次世代スマメ投資
・・・投資
・・・実証

その他

・・・投資
・・・実証

・策定にあたっての必要 項目

- ✓ 取組目標
- ✓ 取組内容・期間
- ✓ 費用の詳細
- ✓ 取組効果（送配電NWに係る定量的な便益等）
- ✓ その他

次世代投資に対する査定（案）

- ✓ 個別査定にあたっては、投資プロジェクトごとに、ヒアリングを行い、その計画内容の妥当性を評価する。
 - ※次世代スマートメーター投資費用など、各社毎に比較が可能な投資プロジェクトについては、積極的に横比較の観点からの査定を行う。
 - ※投資未達成の場合においては、未達成分の費用を翌期に減額する。

今後の電力ネットワーク政策の在り方（基本的な視点）

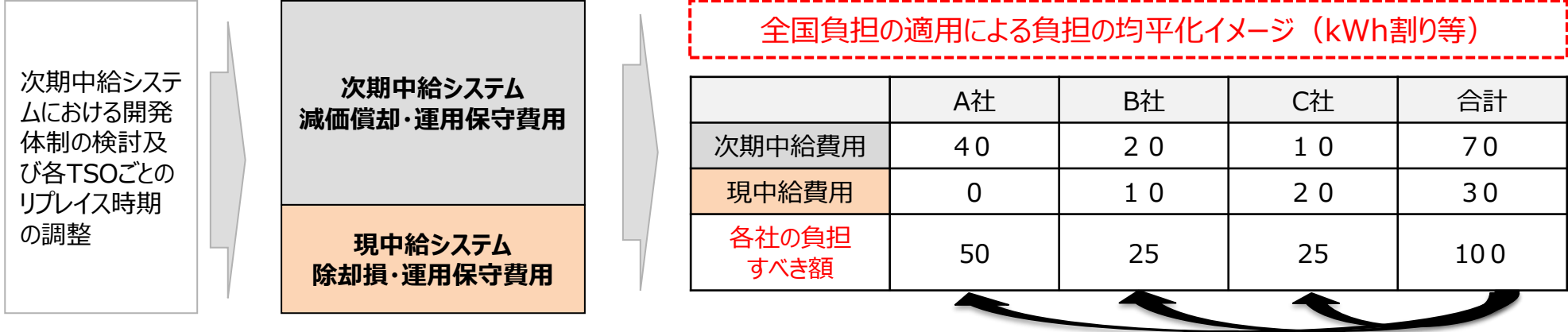
- 2050年のカーボンニュートラルの実現に向けて、官民挙げた取組が進められる中で、国民生活及び経済活動に欠かせない電力の供給を支える電力ネットワークは、これまで以上に重要な役割を担うこととなる。
- まず、ネットワーク全体の安定性を確保しつつ、太陽光をはじめとする小規模かつ多数の電源の早期の接続を可能とするためには、ネットワーク運用の高度化を前提としたノンファーム型接続の適用拡大とともに、プッシュ型のネットワーク整備が必要となる。
- また、国際競争が一層厳しさを増し、経済社会の変化のスピードが速くなっている中で、データセンター等の大規模な電力需要に速やかに対応することが、産業政策の観点からも欠かせない。
- こうした環境変化を踏まえ、今後の電力ネットワーク政策の在り方の検討に際しては、以下の視点に立って検討を進めることとしてはどうか。
 - ・電源及び需要を含めた電力システム全体の最適化
 - ・長期的な電源及び需要の動向を先取りしたネットワーク整備・運用
 - ・広域的なネットワークと地域分散型ネットワークの管理・運用のバランスと融合
 - ・再エネ政策や火力政策、更には情報産業政策等の他分野の政策との連携
- また、こうした政策を実現するため、レジリエンス、脱炭素、DX化等の観点から、次世代投資として何が必要か、あわせて検討を進めてはどうか。

1. 制御不能費用の見積り方法
2. 事後検証費用の見積り方法
3. 次世代投資費用の査定について
- 4. 広域化及び仕様統一に係る費用における全国負担の検討について**

論点 4 広域化及び仕様統一に係る費用における全国負担の検討について

- レベニューキャップ制度においては、「広域化」・「仕様統一」という目標を設定しており、この効果はエリア全体に裨益することからも、これに伴う費用について全国負担とすることが妥当と考えられる。
- 既に、KJCなど10社で共同活用するシステムなどについては、特定の事業者が開発主体となる一方で、その費用については、全TSOが受益に応じて負担をすることと整理されている。
- 今後、このように送配電設備の広域化及び仕様統一化を迅速に進める上では、関連する費用について全国負担の考え方を検討し、これを受けて、期中であってもレベニューキャップの調整を柔軟に実施していくことが望ましいのではないか。
- 例えば、レベニューキャップ制度における指針において目標設定された「中央給電指令所システムの仕様統一化」については、①調整力運用コストの低減による託送料金の低減効果、②全体最適なメルिटオーダーによる社会コスト全体の低減効果が、全国エリアにて裨益することから、そのシステム導入に係る費用についても全国負担の考え方を適用することが妥当。これにより、開発主体となるか否か、リプレイス時期の差異等によって特定のエリアに除却損といった負担が発生することを回避し、適正な負担を前提とした議論の加速化などが期待される。
- 今後、全国負担の対象とする費用の特定や、負担割合の考え方（需要電力量での按分や具体的な受益を特定した上での按分など）の検討を行っていくことが必要ではないか。

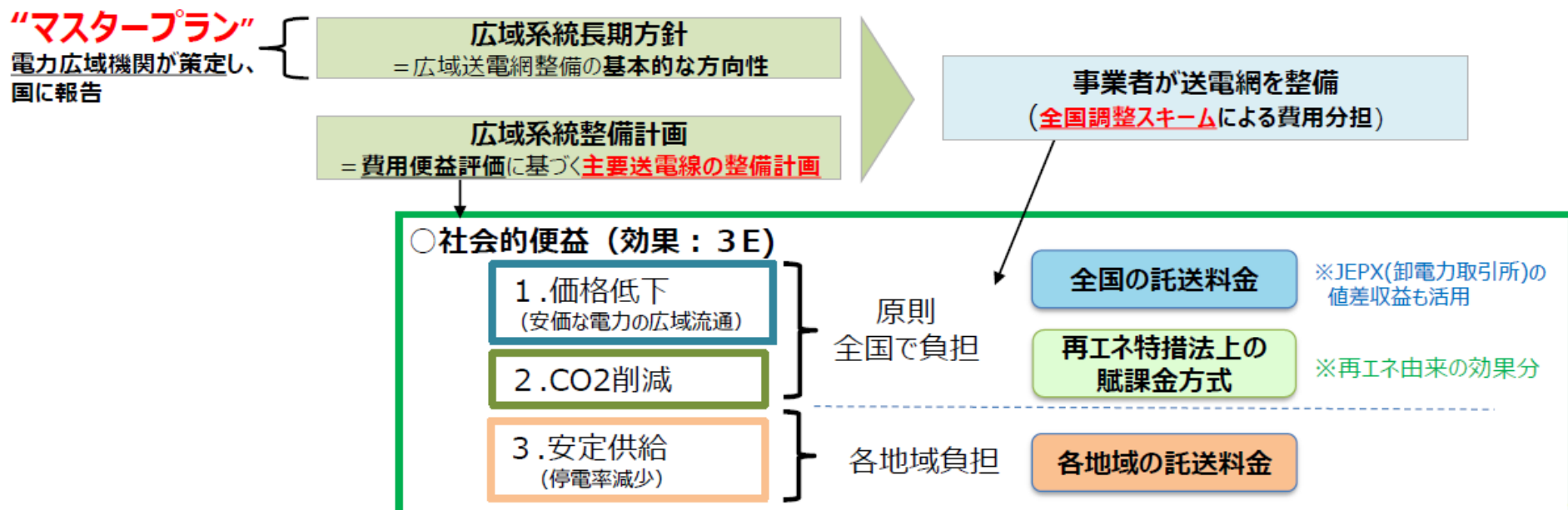
例）次期中給システムへの切替において発生する費用の全国負担の適用の検討



系統増強や調整力等の確保とこれら費用負担の在り方の検討

- 全国大でプッシュ型の系統増強を進める中、これを促すため、2020年のエネルギー強靱化法改正により、広域連系系統については全国で広く費用を負担することとした。現在、マスタープランに基づき、広域連系系統の増強を検討中。
- 今後、こうした系統増強に加え、変動再エネや非同期電源の導入拡大に伴い調整力等の確保も重要となる。これまでは再エネの導入量に応じて、エリア間でこうした費用負担の偏りがあった。
- 今後、全国大で再エネの大量導入を進めるため、増強が必要となる系統や確保すべき調整力等の整理を進めるとともに、その便益が及ぶ範囲などを踏まえ、費用負担の在り方を検討してはどうか。

マスタープランに基づく設備増強と費用負担（賦課金方式の適用範囲）



論点1. 中央給電指令所システムの仕様統一化について

2022年3月25日
料金制度専門会合 資料3

- レベニューキャップ制度の指針案における目標項目において、「設備の仕様統一化」に加えて、「中央給電指令所システム（中給システム）の仕様統一化」が規定されている。
- 「設備の仕様統一化」は、送配電設備の調達コストの低減による託送料金の低減効果や広域での資材融通による災害時の早期復旧を期待するものである一方で、「中給システムの仕様統一化」は、その実現によって
 - ①調整力運用コストの低減による託送料金の低減効果
 - ②全体最適なメリットオーダーによる社会コスト全体の低減効果の両方が期待されるものである。これらの効果及び必要な費用を検証する上では、通常の「設備の仕様統一化」に比して、より高度かつ幅広く検討を行っていく必要があると考えられることから、別途「中給システムの仕様統一化」として目標項目を設定し、今後関係審議会において費用負担の在り方も含めて詳細に検討を進めていく必要がある。
- レベニューキャップ制度においては、今後の制度面での検討状況も踏まえつつ、中給システムの仕様統一化に係る費用について、前述の費用対効果等を踏まえた個別査定を行うこととし、必要に応じて、期中においてレベニューキャップに算入することも認めることとしてはどうか。

設備の仕様統一化

- 送配電設備の調達コストの低減による託送料金の低減効果



中給システムの仕様統一化

- 調整力運用コストの低減による託送料金の低減効果
- 全体最適なメリットオーダーによる社会コスト全体の低減効果

査定方針案

- ✓ 個別査定を実施。
- ✓ 基本的には、以下の事項等を念頭に査定を実施。
 - 中給システムの仕様統一化による託送料金及び社会コスト全体の低減効果の確認
 - 上記を踏まえた、中長期的な費用対効果
 - 過去の類似システム投資等との比較を通じた費用の妥当性検証