総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会

持続可能な電力システム構築小委員会

第三次中間取りまとめ

2022 年 1 月

目次

はじめに..... 3
Ⅰ．強靭な電力ネットワークの形成 4
（１）送配電網の強靭化とコスト効率化を両立する託送料金改革..... 4
ⅠⅠ．電力システムの分散化と電源投資..... 41
（１）分散型エネルギーシステム推進に向けた事業環境整備..... 41
（２）電源投資の確保..... 42
おわりに 43
委員等名簿..... 44
開催実績..... 45

はじめに

近年頻発する自然災害による大規模停電や送電線等の被害による、安定供給確保のための電力インフラのレジリエンス強化の重要性の高まりや、再生可能エネルギーの大量導入に対応可能な、柔軟性のあるネットワーク形成や分散型電力システム構築の必要性の高まり、AI・IoT 等の新技術による新たな電力ビジネスの創出など、電力システムを取り巻く環境は急速に変化している。

こうした環境変化に対応するため、総合資源エネルギー調査会　基本政策分科会　持続可能な電力システム構築小委員会（以下「本小委員会」という。）では、2020 年２月に議論の中間取りまとめを行った。そして、2020 年６月、電気事業法の改正を含む「強靭かつ持続可能な電気供給体制の確立を図るための電気事業法等の一部を改正する法律」（以下「エネルギー供給強靭化法」という。）が成立に至ったところである。

その後、本小委員会では、改正法に基づき、各制度の詳細設計を行うため議論を再開し、2021 年８月、第二次中間取りまとめ（本年８月）の取りまとめを行った。具体的には、改正電気事業法の施行に向け、送配電網の強靭化とコスト効率化を両立する託送料金制度改革（レベニューキャップ制度）や電源投資確保のための長期的な予見可能性を与える制度措置等について更なる検討を行った他、2022 年度に施行予定の配電事業制度の詳細設計等について取りまとめを行った。

今般、第二次中間取りまとめを踏まえ、電力・ガス取引監視等委員会においてレベニューキャップ制度の詳細設計が取りまとめられ、本小委員会において報告されたことから、その内容を中心として、ここに本小委員会の「第三次中間取りまとめ」を取りまとめることとする。

Ⅰ．強靭な電力ネットワークの形成

（１）送配電網の強靭化とコスト効率化を両立する託送料金改革

2021 年８月の本小委員会の第二次中間取りまとめにおいて、レベニューキャップ制度の詳細設計の方向性が整理され、その詳細論点については、電力・ガス取引監視等委員会に設置された「料金制度専門会合」及び料金制度専門会合の下に設置された「料金制度ワーキンググループ」において議論がなされ、2021 年 11 月までに取りまとめがなされたところである。

今般、電力・ガス取引監視等委員会から報告を受けた当該取りまとめ内容及び本小委員会での議論内容を踏まえて、本小委員会として、以下のとおり整理を行った。

（ａ） レベニューキャップ制度の概要

①レベニューキャップ制度の大枠について

レベニューキャップ制度では、一般送配電事業者が、国の策定する指針に基づいて、一定期間（規制期間）に達成すべき目標を明確にした事業計画を策定し、その実施に必要な費用を見積もった収入上限について国の承認を受け、その範囲で柔軟に託送料金を設定することとしている。

なお、国が一定期間毎に、事業者による合理化・効率化の状況も踏まえて、事業者間比較・評価を行いつつ、審査・査定を行うことで、そのコスト効率化の成果を系統利用者に還元していく仕組みとすること等により、費用の抑制を図る。

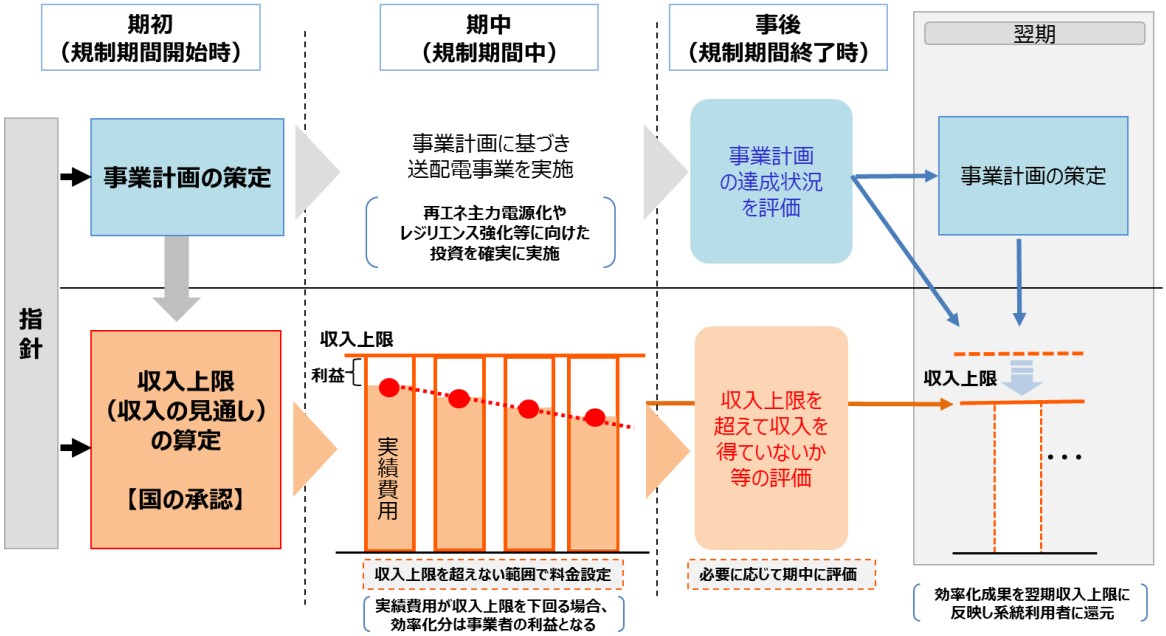


図１　レベニューキャップ制度の大枠

②指針の位置づけについて

一般送配電事業者は、国が示した指針に沿って、一定期間に達成すべき目標を明確にした事業計画の策定や収入上限の算定を行うこととなる。

再エネ主力電源化やレジリエンス強化等に対応するため、一般送配電事業者が送配電設備の確実な増強と更新を実施すると同時に、コスト効率化に取り組むよう、

・一般送配電事業者が、一定期間に達成すべき目標、
・一般送配電事業者が、一定期間に上述の目標を達成するために必要となる事業計画（設備拡充、設備保全、効率化等）の策定、
・一般送配電事業者による収入上限の算定方法の考え方

などを指針に記載する。

なお、具体的な指針案については、本取りまとめ内容を踏まえて策定し、パブリックコメントなどを経た上で、対外的に公表することとしている。

③規制期間について

規制期間については、効率化投資のインセンティブと投資の予見性等の観点から検討を行った。例えば、規制期間を３年などの短い期間とすると、事業者が規制期間内に効率化を達成したことによる利益を十分に享受できないこととなり、現行の総括原価方式と比較した場合のコスト削減の取組が限定的になると懸念される。また、最適な送配電網の構築等、長期的な観点から行われるべき投資は、計画の立案から投資の完了、投資効果の発現までに要する期間を考慮すると、短い規制期間のうちに投資の結果が得られないため、十分な投資促進インセンティブが働かないおそれがある。

一方で、イギリスの RIIO-1 が設定した８年のような長い期間とすると、当初の申請時に提出した設備拡充計画や設備保全計画が実態と乖離するリスクが高まると考えられる。我が国を取り巻く電力ビジネスの事業環境は、欧州と同様に、今後も再生可能エネルギーや EV などの需要家側リソースの導入拡大が進み、顧客のプロシューマー化が進むことで、急速な事業環境等の変化の過程にあり、将来的な予見性に関するリスクは高いと言える。

これらを踏まえ、日本全体の電力システムのより大きな便益につなげる観点から、日本におけるレベニューキャップ制度の規制期間は５年とすることとした。

（b）目標設定

①目標設定にあたっての基本的な考え方

(i) 達成すべき具体的な目標項目について

再エネ主力電源化やレジリエンス強化等に対応するため、一般送配電事業者が送配電設備の確実な増強と更新を実施すると同時に、コスト効率化に取り組むよう、国は、指針において一般送配電事業者が一定期間に達成すべき目標を記載する。

目標の設定においては、まず、レベニューキャップ制度の狙い及び社会的便益の最大化という観点から、一般送配電事業者の業務におけるサービスレベルの向上及び効率化、イノベーション推進、安全性や環境性への配慮、といった方向性を目指すこととし、①安定供給、②再エネ導入拡大、③サービスレベルの向上、④広域化、⑤デジタル化、⑥安全性・環境性への配慮、⑦次世代化といった目標分野を設け、これら各分野の具体的な目標項目について検討を実施した。

具体的な目標項目の検討にあたっては、料金制度専門会合にて、「外生要因の考慮」、「定量的な目標、定性的な目標の適切な分類」、「安定供給など基本業務における目標項目の徹底」、「中長期的なコスト効率化を見越した目標項目の設定」、「現時点に

おける必要性を鑑みた目標項目の取捨選択」、「達成水準とコストバランスの考慮」といった意見があった。

これも踏まえ、目標項目については、レベニューキャップ制度の導入目的と整合的であり、かつ、

・一般送配電事業者の基本的な業務として取り組むべきもの
・中長期的な社会的便益を見込んだ上で、規制期間において取り組むべきもの
・外生要因が小さく、一般送配電事業者の取組結果が適正に反映されるもの

に該当する目標項目を設定することとし、外生要因の補正可否や、データ採録の可否なども考慮して、表２のとおり、具体的な目標項目を設定した。

(ii) 目標において設定するインセンティブの類型について

目標の達成を促すためには、定量的または定性的な目標の達成状況に応じたインセンティブを設定することが重要である。英国の RIIO では目標に応じて、ボーナス・ペナルティの付与や、結果公表といったインセンティブを設定している。

こうした海外事例を参考にしつつ、我が国のレベニューキャップ制度におけるインセンティブの設定にあたっては、規制期間中における社会的便益を見込んでおり、定量的に評価が可能な目標については、社会的便益（または損失）に応じて、翌規制期間の収入上限の引き上げ（または引き下げ）をインセンティブとして付与することとした。また、中長期的な社会的便益を見込んだ投資の達成を評価する目標や、定性的な評価を行う目標については、規制期間における社会的便益（または損失）が必ずしも明確ではないことを踏まえ、その達成状況の公表によるレピュテーショナルインセンティブを付与することが妥当との整理を行った。

表１　インセンティブの類型

インセンティブの類型	具体的な方法
翌規制期間の収入上限の引き上げ・引き下げ	● 目標の達成状況に応じて、翌規制期間の収入上限の±●%の範囲でインセンティブを付与
レピュテーショナルインセンティブの付与	● レポートやプレゼンテーションを通じた達成状況の公表によるレピュテーショナルインセンティブの付与 ● 達成状況の評価の場において、進捗の遅れがある場合、その理由と改善策を説明

表２　一般送配電事業者が一定期間に達成すべき目標及びインセンティブ

分野	項目	目標	インセンティブ
安定供給	停電対応	● 規制期間における停電量（低圧電灯需要家の停電を対象）が、自社の過去５年間における停電量の実績を上回らないこと	収入上限の 引き上げ・引き下げ
	設備拡充	● マスタープラン[1]に基づく広域系統整備計画について、規制期間における工事全てを実施すること	レピュテーショナル インセンティブ

[1] マスタープランは、再エネ主力電源化とエネルギー供給の強靭化に対応した送配電ネットワーク整備のグランドデザインとして、広域機関が策定する広域系統長期方針と広域系統整備計画である。各一般送配電事業者は、マスタープランの内容とも整合的になるよう設備拡充計画を策定する。

	設備保全	● 高経年化設備更新ガイドライン[2]で標準化された手法で評価したリスク量（故障確率×影響度）を現状の水準以下に維持することを前提に、各一般送配電事業者が高経年化設備の状況やコスト、施工力等を踏まえて、中長期の更新投資計画を策定し、規制期間における設備保全計画を達成すること	レピュテーショナルインセンティブ
	無電柱化	● 国土交通省にて策定される無電柱化推進計画を踏まえ、各道路管理者の道路工事状況や、施工力・施工時期を加味した工事計画を一般送配電事業者が策定し、それを達成すること	レピュテーショナルインセンティブ
再エネ導入拡大	新規再エネ電源の早期かつ着実な連系	● 接続検討の回答期限超過件数を、ゼロにすること ● 契約申込の回答期限超過件数を、ゼロにすること	収入上限の引き上げ・引き下げ
	混雑管理に資する対応	● 国や電力広域的運営推進機関（以下「広域機関」という）において検討されている混雑管理（ノンファーム型接続や再給電方式、その他混雑管理手法）を実現する計画を一般送配電事業者が設定し、それを達成すること	レピュテーショナルインセンティブ
	発電予測精度向上	● 再エネ出力制御量の低減を目的に、発電予測精度向上等に関する目標を設定し、それを達成すること	レピュテーショナルインセンティブ
サービスレベルの向上	需要家の接続	● 供給側接続事前検討の回答期限超過件数を、ゼロにすること	収入上限の引き上げ・引き下げ
	計量、料金算定、通知等の確実な実施	● 電力確定使用量について、誤通知、通知遅延の件数をゼロにすること ● 託送料金について、誤請求、通知遅延の件数をゼロにすること ● インバランス料金について、誤請求、通知遅延の件数をゼロにすること	収入上限の引き上げ・引き下げ
	顧客満足度	● 一般送配電事業者がステークホルダーとの協議を通じて、取組目標を自主的に設定し、それを達成すること	レピュテーショナルインセンティブ
広域化	設備の仕様統一化	● 国の審議会における議論を踏まえ、一般送配電事業者が仕様統一を行うこととした設備について、仕様統一を達成すること	レピュテーショナルインセンティブ
	系統運用の広域化	● 需給調整市場の広域化を実現する計画を設定し、それを達成すること	レピュテーショナルインセンティブ
	災害時の連携推進	● 一般送配電事業者 10 社が共同で作成し、提出する災害時連携計画に記載された取組内容を達成すること	レピュテーショナルインセンティブ
デジタル化	デジタル化	● 一般送配電事業者がステークホルダーとの協議を通じて、取組目標を自主的に設定し、それを達成すること	レピュテーショナルインセンティブ
安全性・環境性への配慮	安全性・環境性への配慮	● 一般送配電事業者がステークホルダーとの協議を通じて、取組目標を自主的に設定し、それを達成すること	レピュテーショナルインセンティブ
次世代化	分散グリッド化の推進	● 一般送配電事業者が配電事業等の分散グリッド化に向けた取組目標を自主的に設定し、それを達成すること	レピュテーショナルインセンティブ
	スマートメーターの有効活用等	● 国の審議会における議論を踏まえ、次世代スマートメーターを導入する計画を策定し、それを達成すること	レピュテーショナルインセンティブ

[2] 高経年化設備更新ガイドラインは、送配電設備の高経年化対策を計画的に進めるために広域機関が策定したガイドラインであり、一般送配電事業者１０社共通の標準的な設備リスク評価方法を示したものである。各一般送配電事業者は、高経年化設備更新ガイドラインを用いることで、各設備のリスク量（設備の故障確率×故障影響度）を評価した上で、そのリスク量や施工力等を踏まえて工事物量を算定し、設備更新計画に反映する。

②一定期間に達成すべき各目標とインセンティブの設定

(i) 収入上限の引き上げ・引き下げのインセンティブ設定について

目標項目のうち、収入上限の引き上げ・引き下げのインセンティブが設定された、停電対応（安定供給)、新規再エネ電源の早期かつ着実な連系（再エネ導入拡大)、需要家の接続（サービスレベルの向上)、計量、料金算定、通知等の確実な実施（サービスレベルの向上）については、目標の算定方法や評価方法、インセンティブ水準について具体的な検討を行い、各一般送配電事業者のデータ採録状況なども踏まえ、以下のとおり整理を行った。

i.　停電対応

(停電時間の採録方法)

停電対応（安定供給）については、一般送配電事業者が中長期的に、質の高い電気を安定的に供給するよう促す観点から、実際の停電量が、一定水準を上回らないことを目標として設定することとし、その停電量の採録方法及び災害時等の外生性の強い事象に起因する停電量の扱いについて整理することとされた。

一般送配電事業者は現在、電気関係報告規則に基づいて、電気事故に関する情報（停電回数、停電要因）を報告することとされている。料金制度 WG にて検討を進めた結果、停電の影響範囲として、特別高圧需要家、高圧需要家など一部の需要家については、一需要家当たりの年間停電時間について、一部の事業者では過去実績などが保有されていないといった課題が抽出された。このため、停電時間の採録における状況を踏まえ、まず第１規制期間については、停電時間の過去実績の把握が可能な低圧（電灯）需要家の停電量を目標の対象とすることとされた。

(停電対応の評価対象とする停電要因)

低圧（電灯）需要家の停電については、事故停電と作業停電に分類して国に報告することが求められている。各社ごとの停電対応を評価する観点から、作業停電（事前に需要家の合意を取得）と、事故停電のうち外生要因（自然災害や他物接触等）によって発生した停電は評価対象から除き、事故停電のうち内生要因（設備不良や保守不備等）により発生した停電のみを評価の対象とすることとされた。

なお、内生要因による事故停電を評価するにあたって、各一般送配電事業者における停電時間実績の要因分類を確認したところ、「停電要因が判明せず、原因不明と分類されているケース」や「一部の系統故障による停電について、外生・内生要因の分類がなされていないケース」が確認された。これらのケースについては、外生・内生要因の分類がなされている系統の停電時間における外生・内生要因比率で按分を行って、内生要因による停電時間を推計する手法を採用することとした。

(停電対応における目標設定)

目標において目指すべき停電量の具体的な水準については、高経年化設備更新ガイドラインの運用において、「一般送配電事業者は、本ガイドラインを基に、第１規制期間のリスク量を現状の水準以下に維持することを目標（基本）に高経年化対策工事等の設備保全計画を策定する」とされたことも踏まえ、「自社の過去５年間における停電

量の実績を上回らない水準」を設定することとされた。

（停電対応における具体的な評価方法）

インセンティブ付与の評価を行うにあたっては、一般送配電事業者間の横比較の観点が重要である。一方で、停電データの採録等の粒度が事業者毎に異なっており、精緻な分析が困難である点も踏まえ、規制期間における停電量の割合を用いた横比較と、縦比較（事業者ごとの経年比較）を組み合わせて、評価を行うこととされた。

なお、インセンティブ付与の発動基準については、縦比較として、規制期間における停電量が、自社の過去実績から５％以上減少し、かつ横比較として、規制期間における停電量の割合が少ない方から 10 社中３位以内となった事業者に対しては、ボーナスとして、当期収入上限の一定割合を翌期収入上限へ上乗せすることとした。一方で、縦比較として、規制期間における停電量が、自社の過去実績から５％以上増加し、横比較においても、規制期間における停電量の割合が少ない方から 10 社中４位以下となった事業者に対しては、ペナルティとして、当期収入上限の一定割合を翌期の収入上限から引き下げることとした。

ii.　新規再エネ電源の早期かつ着実な連系

（目標設定）

再エネ導入拡大に向けて、再エネ電源に対する接続・受電対応の円滑化を目指す観点から、新規再エネ電源の接続検討及び契約申込の回答期限超過件数をゼロ件とする目標を設定することとされた。

なお、接続検討及び契約申込の回答期限超過理由のうち、受付者都合（一般送配電事業者都合）の超過は、申込集中[3]、特殊検討・検討量大[4]、受付・検討不備[5]の３区分に分類されているが、恣意的な要因分類を防ぐ観点から、これら全ての区分を目標の対象とすることと整理された。

（具体的な評価方法）

インセンティブ付与の評価を行うにあたっては、一般送配電事業者間の横比較の観点が重要である。一方で、新規再エネ電源の接続検討及び契約申込の件数や、接続対象となる系統が事業者によって異なっており精緻な横比較が困難である点も踏まえ、規制期間における回答期限超過割合を用いた横比較と、縦比較（事業者ごとの経年比較）を組み合わせて、評価を行うこととされた。

なお、送配電等業務指針を遵守し、接続検討及び契約申込の回答を期限内に行うことを求めていく観点から、インセンティブについては、ペナルティのみを設定することとした。そのインセンティブ付与の発動基準については、縦比較として、規制期間における回答期限超過割合が、自社の過去実績を上回り、かつ横比較として、規制期間における回答期限超過割合が少ない方から 10 社中４位以下となった事業者に対しては、ペナルティとして、当期収入上限の一定割合を翌期の収入上限から引き下げるこ

[3] 同一地点や同一時期に申込が集中したなどの理由により、一般送配電事業者の検討・申込が輻輳し、検討・申込に時間を要した場合

[4] 事業者構内での制約により、特殊なケーブル敷設方法を指定された場合や、下位系統への接続検討であっても、上位系統の系統安定性等を考慮する必要があった場合などの理由により、一般送配電事業者の検討量が多く、検討に時間を要した場合

[5] 一般送配電事業者の受付や検討に不備があった場合

とした。

iii.　需要家の接続

（目標設定）

一般送配電事業者が顧客及びステークホルダー志向のネットワークサービスのレベルを向上させることが重要である。需要家の申込に対する迅速な接続対応の確実な実施を促すために、供給側接続事前検討の回答期限超過件数を、ゼロ件とする目標を設定することとされた。

（具体的な評価方法）

インセンティブ付与の評価を行うにあたっては、一般送配電事業者間の横比較の観点が重要である。一方で、需要家からの接続検討件数が事業者によって異なっており精緻な比較が困難である点も踏まえ、規制期間における回答期限超過割合を用いた横比較と、縦比較（事業者ごとの経年比較）を組み合わせて、評価を行うこととされた。

なお、託送供給等約款を遵守し、接続検討の回答を期限内に行うことを求めていく観点から、インセンティブについては、ペナルティのみを設定することとした。そのインセンティブ付与の発動基準については、縦比較として、規制期間における回答期限超過割合が自社の過去実績を上回り、かつ横比較として、規制期間における回答期限超過割合が少ない方から 10 社中４位以下となった事業者に対しては、ペナルティとして、当期収入上限の一定割合を翌期の収入上限から引き下げることとした。

iv.　計量、料金算定、通知等の確実な実施

（目標設定）

一般送配電事業者が顧客及びステークホルダー志向のネットワークサービスのレベルを向上させることが重要である。需要家への計量、料金算定、通知等の確実な実施を促すために、各送電サービスにおける確定使用量及び料金について、誤算定、誤通知、通知遅延の件数をゼロ件とする目標を設定することとされた。

目標① （電力確定使用量）	● 電力確定使用量について、誤通知、通知遅延の件数をゼロ件とすること
目標② （託送料金）	● 託送料金について、誤請求、通知遅延の件数をゼロ件とすること
目標③ （インバランス料金）	● インバランス料金について、誤請求、通知遅延の件数をゼロ件とすること

図２　計量・料金算定・通知等の確実な実施に係る設定目標

（具体的な評価方法）

インセンティブ付与の評価を行うにあたっては、一般送配電事業者間の横比較の観点が重要である。一方で、確定使用量や料金の検針日から通知までの期日等が事業者

によって異なっており、精緻な比較が困難である点も踏まえ、規制期間における誤算定・誤通知割合を用いた横比較と、縦比較（事業者ごとの経年比較）を組み合わせて、評価を行うこととされた。

なお、サービスレベルの向上のため、各事業者に、計量・料金算定・通知等の確実な実施を求めていく観点から、インセンティブについては、ペナルティのみを設定することとした。そのインセンティブ付与の発動基準については、６つの目標項目のうち、1 項目でも、縦比較として、規制期間における誤算定・誤通知割合が、自社の過去実績を上回り、かつ横比較として、規制期間における誤算定・誤通知割合が少ない方から 10 社中４位以下となった事業者に対しては、ペナルティとして、当期収入上限の一定割合を翌期の収入上限から引き下げることとした。

v. インセンティブ水準について

データ採録の精緻化や停電量の適切な目標設定等が現状の課題としてあることを踏まえ、第 1 規制期間において設定する収入上限の引き上げ、引き下げ幅は、より抑制的に小幅とすることが妥当とされた。各目標項目のペナルティ水準は、「当期収入上限の 0.05%」とし、停電対応のみに設定するボーナス水準については、費用対効果の観点から停電量の減少を必要以上に行うことのないようペナルティよりも小さな水準とするのが良いとの意見があったことからペナルティ水準に比べ半値の「当期収入上限の 0.025%」が妥当と整理された。

なお、各目標項目において、その達成状況に外生的な要因が強く影響したことが確認された場合においては、設定したペナルティの水準を減免することとする。

目標項目		ボーナスの水準	ペナルティの水準
停電対応		**当期収入上限の0.025%**	**当期収入上限の0.05%**
再エネの接続	接続検討の回答期限超過件数	–	**当期収入上限の0.05%**
	契約申込の回答期限超過件数	–	**当期収入上限の0.05%**
需要家の接続		–	**当期収入上限の0.05%**
誤算定 誤通知		–	**当期収入上限の0.05%**

図３　インセンティブにおけるボーナス・ペナルティの水準一覧

(ii) レピュテーショナルインセンティブ設定・評価方針について

レピュテーショナルインセンティブを付与する各目標については、その達成状況を事後的に評価するが、その進捗状況を適切に把握する観点から、期中にも毎年度、国において確認を実施する。また、期中の確認において、進捗状況が不芳な目標項目が確認された場合には、事業者に対し、必要な改善策の提示を求める。また、規制期間終了後に、ステークホルダーとの協議を通じて設定された目標については、達成状況に対するステークホルダーからの評価も含めて事業者から報告を受けた上で、国において評価を行うことと整理された。

なお、事後の評価結果なども踏まえ、当該目標が第２規制期間において社会的便益を見込むものであり、その成果について定量的な評価等が可能と判断できた場合は、第２規制期間におけるインセンティブを収入上限の引き上げ、引き下げに移行することも視野に検討を行うこととする。

(iii) ステークホルダー協議の設定について

一般送配電事業者が一定期間に達成すべき目標のうち、顧客満足度、デジタル化、安全性・環境性への配慮については、国が具体的な目標数値を決めず、一般送配電事業者が自主的に目標を設定することとした。その設定にあたっては、ステークホルダーとの協議を実施し、一般送配電事業者が地域毎のニーズを踏まえた目標設定を行うことと整理された。

ステークホルダーとの具体的な協議方法については、各一般送配電事業者が従来より実施しているステークホルダーとの意見交換等を通じて得られた意見を踏まえて、適切な目標案を設定し、本目標案の公表、意見募集を行った上で目標を確定させるものとされた。

③第２規制期間に向けて検討を深めるべき事項について

(i) 停電対応における目標設定について

停電量の推計にあたっては、現在の各一般送配電事業者の停電量の把握状況を踏まえ、低圧電灯需要家における停電量を第１規制期間の目標の対象とした。ただし、レベニューキャップ制度において各社の停電対応を正確に把握する上では、すべての需要家における停電量を精緻に把握することが重要である。このため、第２規制期間より、特別高圧需要家、高圧需要家における停電量も目標の対象とする方向で、2023 年度より、各需要家１件当たりの停電時間等について実績採録を開始することとする。

さらに、段階的な復旧を考慮した精緻な停電量の把握や、外生要因、内生要因を詳細に区分した停電要因の把握を行うなど、更に精緻な停電量の把握、評価方法のあり方について、第１規制期間の状況等も踏まえながら、期中に必要な検討を行うとともに、費用対効果等もよく検証しながら、目指すべき適正な停電量の水準について検討を行うこととする。

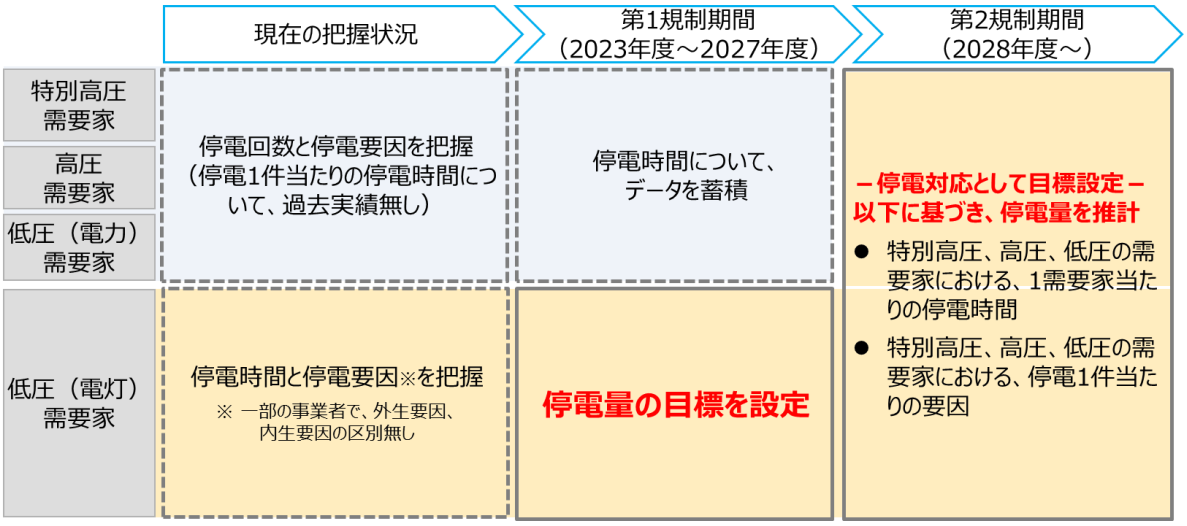


図４　今後の停電対応における目標設定

（ii）インセンティブの設定方法及び水準について

第２規制期間におけるインセンティブの水準については、今後、各目標項目のデータ採録のあり方や、具体的な評価方法などの精緻化などの詳細検討を進める中で、適切なボーナス水準・ペナルティ水準について、検討を行うこととする。

（ｃ）収入上限の算定方法

①収入上限算定の全体像及び方針について

一般送配電事業者は、一定期間に達成すべき目標を明確にした事業計画の実施に必要な費用を見積もって収入上限を算定し、国に提出。国は、その見積費用が適正か否かの査定を行う。

見積費用の査定にあたっては、その費用特性を踏まえ、①CAPEX（新規投資・更新投資）②OPEX（人件費・委託費等）等に区分し、統計査定なども用いて一般送配電事業者間比較による効率的な単価・費用の算定を行うこととし、①、②に区分される費用であっても、費用特性に応じた査定方法を別途検討することが適当な費用については、③その他費用として別途区分した上で査定方法を別途検討することとした。

なお、各費用の査定方法の詳細については、料金制度 WG にて議論を行い、以下②のとおり整理がなされた。

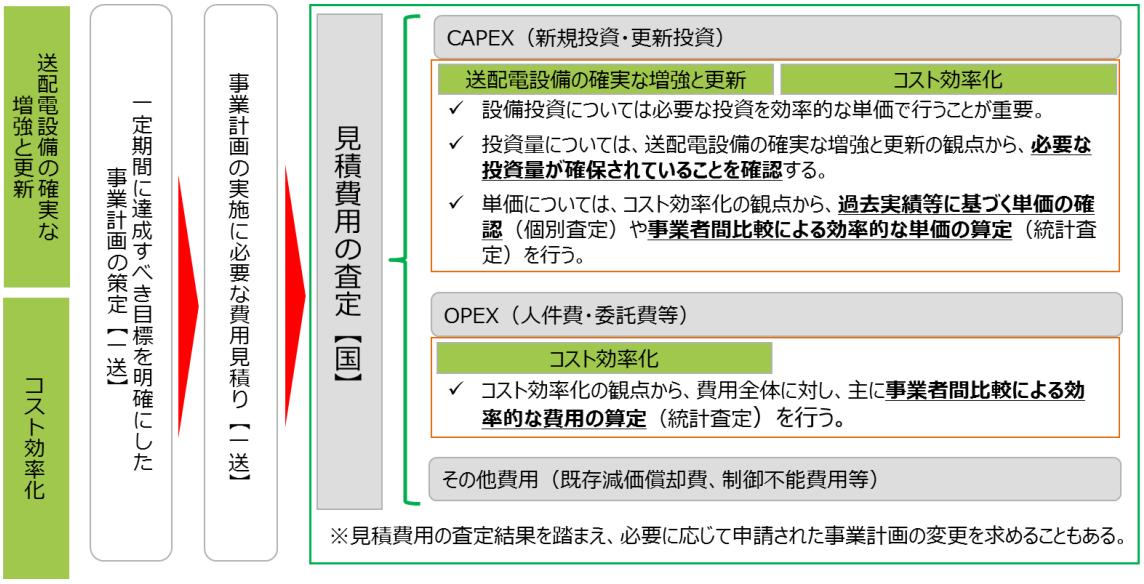


図５　収入上限算定の全体の流れについて

②各費用区分の査定方法について

（i）OPEX 査定について

i.　基本的方針

OPEX の査定は、各社の実情を踏まえつつコスト効率化を促すものとするため、効率的な事業者における実績値等を用いた統計的な査定と、将来の効率化を促す効率化係数を組み合わせて行うこととされた。

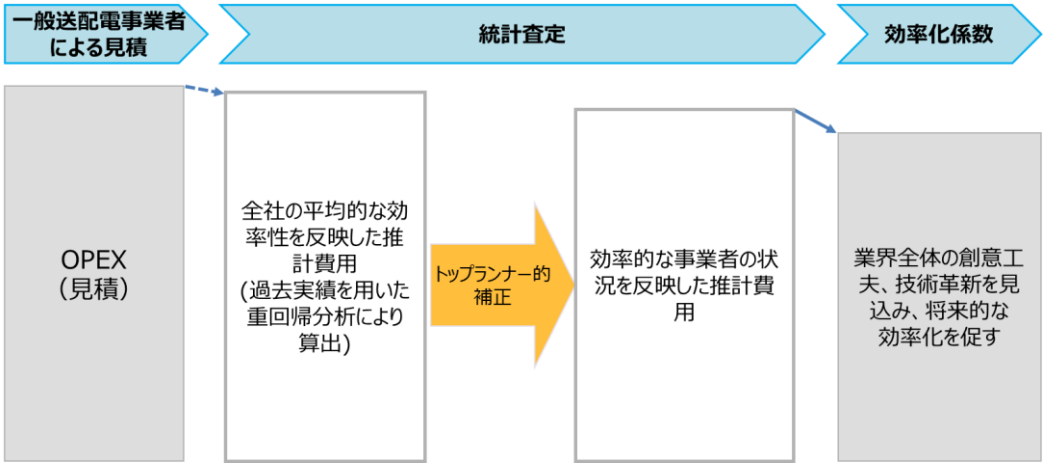


図６　OPEX 査定の全体概要

なお、OPEX 査定については、目標達成に向けて必要な費用を確保しつつ、コスト効率化を促すものとすることが重要。そのため、一般送配電事業者の創意工夫の余地を確保するため、個別の費用毎に査定を行うのではなく、OPEX の費用全体に対して査定を行うこととする。

ii.　OPEX の対象費用について

OPEXについては、人件費、委託費、諸費等を対象費用とする。なお、委託費や諸費のうち、事業者によって計上方法が異なる費用（支障木伐採費用や、通信・システム費用等）については、OPEXから除外した上で、後述するCAPEXやその他費用（修繕費等）に分類して、別途査定を行うこととされた。

また、電気事業雑収益のうち、外生性が強い収益（共架料等）で横比較によるトップランナー査定を行うことがふさわしくないものについては、OPEXの対象から除外し、控除収益として実績収益を収入上限に反映することと整理された。

なお、電気の供給にとって優先度が低いものや、規制料金として回収することが社会通念上不適切な費用など、現行の託送料金制度において原価算入が認められていない費用について、レベニューキャップ制度においても、同様の扱いとすることを基本とすることとする。[6]

iii. OPEX統計査定の具体的な方法

OPEX査定については、一般送配電事業者間の横比較の観点から、過去実績を用いた重回帰分析による算出結果に、効率的な事業者の状況（以下「トップランナー的補正」という。）を反映した推計費用を、統計査定結果として用いることが妥当との整理がなされた。加えて、第1規制期間においては、激変緩和措置の観点から、各事業者の過去実績を一部反映することとされた。

以下、推計費用の算出方法と、トップランナー的補正の設定方法についての詳細な整理を述べる。

（全社の効率性を反映した推計費用の算出）

A) 推計式の設定における統計手法の選定について

現在、レベニューキャップ制度を既に運用している欧州では、査定の客観性と透明性の観点から、各国の送配電事業者における費用特性を踏まえた定量分析手法（重回帰分析[7]・DEA分析・SFA分析[8]等）が導入されているところ、我が国での導入にあたっては、各一般送配電事業者が同じ料金制度および比較的類似した事業環境の下、事業運営を行っていることを踏まえ、英国と同様に、重回帰分析を統計手法として採用することとする。

B) 推計式において用いる過去実績の期間について

各社ごとの推計費用を算出するにあたっては、過去実績を用いた重回帰分析を行って、推計式を設定することとなるが、その実績を用いる期間については、過去10年や15年といった期間ではなく、会計制度の変更や事業環境の変化等がそれほどない

---

[6] 収入上限への算入が認められない費用のうち、消費者物価及び雇用者所得等の変動見込み（エスカレーション）については、レベニューキャップ制度において、規制期間として５年間を設定することや、海外においてはエスカレが制御不能扱いとなっていることを踏まえれば、原価算入を認めることも考えられるものの、現状におけるエスカレは実態として極めて小幅であること等も踏まえ、まず第１規制期間においては、原価算入を認めないこととするが、今後については、引き続き実績推移等も確認しながら、検討を行っていくこととされた。

[7] １つの被説明変数を複数の説明変数から予測する分析手法。特性が類似するデータを比較、評価するのに適している。また、分析手法や分析結果が比較的シンプルであり、理解が容易。

[8] 様々なインプットパラメータとアウトプットパラメータから効率スコアを求め、複数の事業者の効率性を相対的に評価する分析手法。特性が大きく異なるデータ（例：地理的条件等の事業環境が異なる欧州各国の送配電事業者における費用）を比較、評価するのに適している。ただし、一定以上のサンプル数が必要となること等も踏まえ、我が国における採用は見送ることとした。

と考えられる過去５年間の費用実績を用いることとし、規制期間の直前年度については査定時点で費用実績がないため、規制期間開始の前々年度以前を対象にすることと整理された。（第１規制期間であれば、2017 年度から 2021 年度の実績費用）

C) 推計式の設定方法について

過去実績を用いた推計式の設定においては、OPEX 総額に対して設定する方法と、送電費・変電費・配電費等の機能別に分類して設定する方法が考えられるところ、現時点では、事業者によって機能別に計上している費用が異なることが確認されていることから、第１規制期間については、OPEX 総額に対して推計式を設定した上で OPEX 総額の推計費用を算出することと整理された。

D) 推計式に用いる説明変数の設定について、

推計式に用いる説明変数については、電線路亘長や変電所数等の設備の状況を説明変数に用いることも考えられるが、こうした説明変数は、事業者でコントロールが可能な内生要因であることから、基本として、需要や電源の状況、地理的特性等の外生的な要因を説明変数として用いることとされた。

具体的には、定性的かつ定量的（決定係数[9]や変数間の多重共線性[10]）な観点から、①需要要因（設備形成の実態等を踏まえて、必要な人員数が設定されることから最大負荷を選定）、②地理的要因（送配電設備の大半が可住地エリアに設置されており、それに伴って維持、運用人員が必要となることを踏まえ、可住地面積を選定）、③経済水準（現行の託送料金における人件費査定に活用した各地域の民間給与値を用いた補正方法を参考に、各都道府県の人事委員会が公表している民間給与を選定）をそれぞれ設定することを基本とする。

なお、OPEX の大半は人的経費であり、「必要な人員数」×「一人当たり給与」の掛け算の関係で表現することが可能であることを踏まえ、OPEX 及び説明変数を対数変換した上で、重回帰分析を実施することと整理された。

（トップランナー的補正の設定）

A) 効率性スコアの設定

トップランナー的補正については、推計費用総額に対して補正を行う方法が採用され、具体的には、重回帰分析によって算出した各社の年度毎の推計費用と実績費用を比較して、効率性スコアを算出・設定することとされた。

なお、レベニューキャップ制度において、収入上限を５年合計で設定し、その中で柔軟な事業運営を求める制度趣旨を踏まえれば、各一般送配電事業者の５年合計の効率性スコアを、10 社間で比較する方法が妥当と整理された。

B) トップランナー的補正における効率性スコアの水準と過去実績の反映割合

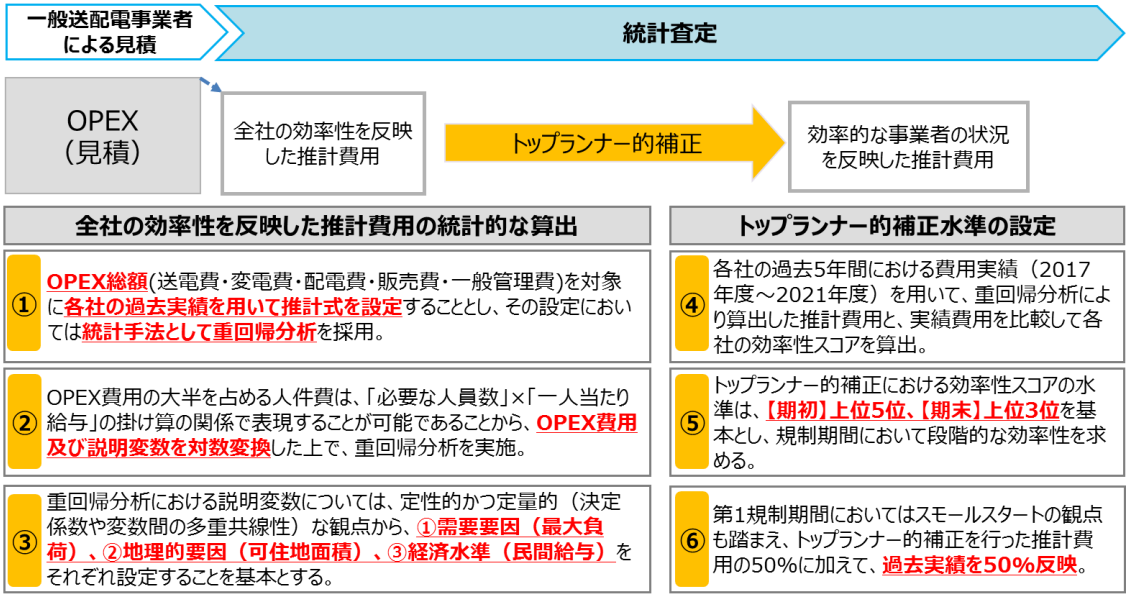
OPEX 査定のトップランナー的補正における効率性スコアの水準は、横比較を通じて事業者全体のコスト効率化を促す観点から、【期初】上位５位、【期末】上位３位を基本とし、規制期間において段階的な効率化を求めることとする。また、第１規制期間

[9] 決定係数とは、回帰分析の説明性の高さを表した数値。１に近づくほど強い相関がある。

[10] 多重共線性とは、回帰分析において説明変数の中に、相関が高い組み合わせがあること。

においては、激変緩和措置の観点から、トップランナー的補正を行った推計費用に対して各事業者の過去実績を 50%反映することが妥当と整理された。[11]

（参考）第 1 規制期間における OPEX 統計査定の全体方針



（ii）CAPEX 査定について

i.　基本的方針

（「投資量」と「投資単価」の分類）

CAPEX の査定については、必要な投資を効率的な単価で行うことが重要である。そのため、CAPEX 査定については、設備投資額を「投資量」と「投資単価」に分類して行うことを基本とし、「投資量」については、送配電設備の確実な増強と更新の観点から、必要な投資量が確保されていることを確認するとともに、「投資単価」については、コスト効率化の観点から、過去実績等に基づく単価の確認や事業者間比較による効率的な単価の算定を行うことを基本とする。

[11] OPEX 査定については、過去実績を用いた重回帰分析の算出結果に、トップランナー的補正を反映した推計費用を統計査定の結果として用いることを基本とする。ただし、規制期間において過去実績からは推計できない費用の増加が見込まれる場合には、必要に応じて調整を行うこととする。

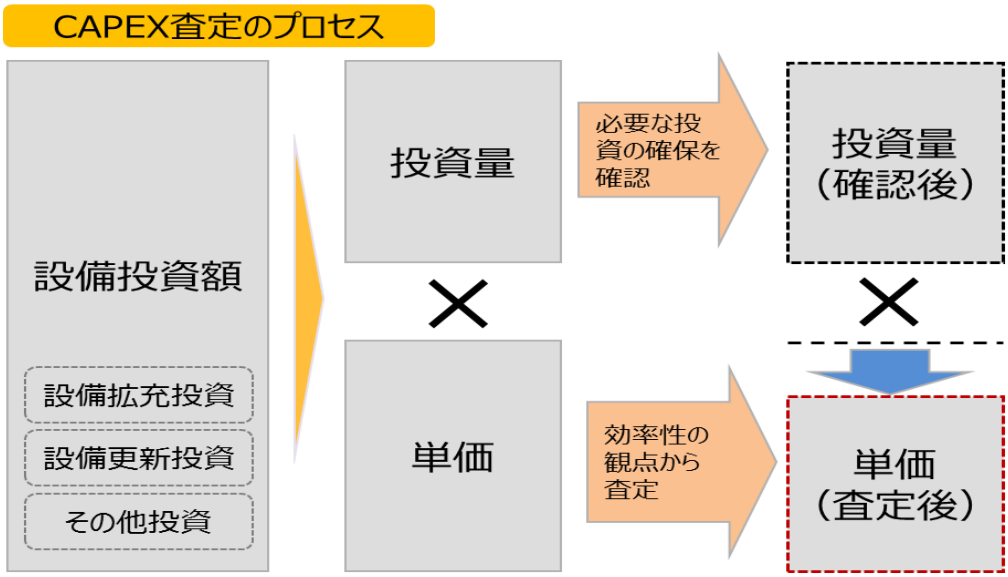


図７　CAPEX 査定のプロセス

（設備拡充投資の査定の基本方針）

設備拡充投資においては、連系線・基幹系統、ローカル系統、配電系統で投資量や単価の特性が異なることを踏まえ、各々の系統特性に基づいて投資量の確認方法や単価の査定方法を設定する。

（設備更新投資の査定の基本方針）

設備更新投資においては、高経年化設備更新ガイドラインにおけるリスク量算定対象設備と対象外設備で投資量や単価の特性が異なることを踏まえ、各々の特性に基づいて投資量の確認方法や単価の査定方法を設定する。

（その他投資の査定の基本方針）

設備拡充投資及び設備更新投資以外の CAPEX として、システム投資（例　ソフトウェア投資等）や通信設備投資なども該当するが、こうしたその他投資に係る費用ついては、投資量と単価の切り分けが困難であることから、別途査定方法を設定する。

（CAPEX 査定における減価償却の方法について）

CAPEX 査定については、査定後の設備投資額から、減価償却費を算出した上で、当該費用を収入上限に算入することになるが、現行、会計上の減価償却の方法（定額法、定率法）が各一般送配電事業者間で異なっている。

これを踏まえて、設備投資額から減価償却費を算出し、当該費用を収入上限に算入する際に、各社の会計上の減価償却方法を採用するか、あるいは定額法、定率法いずれかに統一するかの検討を行った。

その結果、レベニューキャップ制度の査定において適切な横比較を行う必要があることから、設備投資額から、減価償却費を算出し、当該費用を収入上限に算入する際には、稼働に大きな変動がなく設備の耐用年数に亘って安定的に便益を得ることが可能な送配電設備の特性、及び地域間、世代間の公平性の観点から、原則として、定額法を採用することと整理された。

なお、現在一部の事業者は会計上定率法を採用していることも踏まえ、事業運営に影響が及ぶといった合理的な説明がなされた場合には、定率法による減価償却額を収入上限に算入することも認めることとされた。

ii.　「投資量」の確認方法について

（連系線・基幹系統）

連系線・基幹系統の投資量については、マスタープランにおける費用便益分析評価の結果や、広域系統整備計画における投資量の妥当性を監視委の審議会においても確認することが重要。実際の査定時においては、投資計画における投資量が、マスタープランや広域系統整備計画の内容を適切に反映したものとなっているか、個別の工事件名ごとに確認することとする。

（ローカル系統（拡充投資））

ローカル系統については、現在資源エネルギー庁で検討を進めている増強規律[12]や送配電等業務指針[13]に基づいて各一般送配電事業者が策定した送変電設備形成ルール[14]や、将来の需要及び電源の動向等を踏まえて、具体的な工事件名や設備ごとの投資量を決定し、投資計画が策定される。

これを踏まえ、①工事件名が特定できるもの（規制期間の前半２年～３年間）については工事件名ごとに、②工事件名が特定困難な場合は設備ごとに分類して、それぞれ、送配電設備形成ルールや、将来の需要及び電源の動向等に基づいて、妥当な投資量になっているかを確認することとする。

（配電系統（拡充投資））

配電系統については、工事目的として①需要・電源対応と、②無電柱化対応の２つの投資に大きく分類される。このうち、①需要・電源対応については、送配電等業務指針（送配電設備の規模の考え方など）に基づいて各一般送配電事業者が策定した配電設備形成ルール[15]や、過去実績、将来の需要及び電源の動向等を踏まえて、工事目的ごとに投資量を決定し、投資計画が策定され、②無電柱化対応については、国が策定した無電柱化推進計画に基づいて、投資量を決定し、投資計画が策定されている。

これを踏まえ、①需要・電源対応を目的とする拡充投資量については、配電設備形成ルールや過去実績、将来の需要及び電源の動向等に基づいて、②無電柱化対応を目的とする拡充投資量については、無電柱化推進計画に基づいて、それぞれ投資量の妥当性を確認することとする。

（ローカル系統・配電系統（更新投資））

更新投資におけるリスク量算定対象設備については、高経年化対策と、高経年化対策以外に分類して投資量を確認することとし、各設備のリスク量合計値（総設備リスク

---

[12] 資源エネルギー庁の審議会において、一般送配電事業者が全国一律の方法で、将来潮流の想定や、費用便益評価を行い、ローカル系統の増強計画を策定することと整理された。

[13] 送配電等業務指針については、電事法第 28 条の 40 第３号及び第 28 条の 45 に基づき、広域機関が策定し、国が認可を行う。

[14]「送変電設備形成ルール」とは、各一般送配電事業者が送配電等業務指針に基づいて、エリア内の需要及び電源の動向、将来の系統構成、費用便益分析などを踏まえて策定する、ローカル系統に係る投資規模の算定ルールをいう。

[15]「配電設備形成ルール」とは、各一般送配電事業者が送配電等業務指針に基づいて、エリア内の需要及び電源の動向、将来の系統構成、費用便益分析などを踏まえて策定する、配電系統に係る投資規模の算定ルールをいう。

量）が現状の水準を維持できるよう、リスク量算定対象設備ごとの投資量を確認することとする。

一方で、リスク量算定対象外設備の投資量については、現時点において、リスク量を踏まえての投資量の妥当性を確認出来ないことから、第１規制期間においては、設備ごと（送電設備、変電設備、配電設備）に、それぞれ過去実績等に照らして、その投資量の妥当性を確認することとする。

iii.　「投資単価」の査定方法について

（連系線・基幹系統）

連系線・基幹系統における設備拡充投資および更新投資の必要額については、個別の工事件名毎に検証を行うこととする。現在、広域機関におけるコスト等検証小委員会[16]において、一部工事の調達プロセスや工事費の検証や、調達プロセス（発注方式やコスト低減方策）の妥当性など、発注前段階についてコスト検証が行われているが、連系線・基幹系統の投資の必要額の検証は、監視委においても、コスト等検証小委員会における検証結果を確認の上、査定の観点から必要な検証を実施する。具体的には、一般送配電事業者に対して、工事における各設備の単価等の詳細について、必要な情報の提出を求め、類似プロジェクトや過去実績との比較も含め、査定の観点から詳細に検証を実施することとし、コスト等検証小委員会とも適時連携する。なお、検証の対象とする工事件名の範囲については、今後実態も踏まえて検討することとされた。

（ローカル系統（主要設備））

A) 主要設備における推計費用の算出方法

ローカル系統における送変電設備の大半を占める５品目の主要設備（鉄塔、架空送電線、地中ケーブル、変圧器、遮断器）における CAPEX 査定においては、各社の実情を踏まえつつコスト効率化を促すものとするため、効率的な事業者における実績単価を用いた統計的な査定を行うこととされた。

具体的には、先述した OPEX の統計査定の方法と同様に、重回帰分析を用いた全社の効率性を反映した推計費用の統計的な算出を行うことを基本とし、送変電設備の主要設備に係る「物品費」及び「工事費」について、各社の過去実績単価を用いた推計式を設定する。

なお、重回帰分析における説明変数項目については、定性的（鉄塔であれば、鉄塔重量・鉄塔種類など、地域性や送電容量等など複数の外生要因を考慮して鉄塔設計がなされる際に差違が出る変数項目については、外生要因と一定の関連性があるものと整理し、説明変数として採用）かつ定量的（決定係数や変数間の多重共線性）な観点から、適切な説明変数をそれぞれ設定することとし、査定時においては、過去実績を用いて設定した推計式に、各説明変数項目における見積値を代入して、規制期間における適正単価を算定することとされた。

B) 重回帰分析の結果、決定係数が低く推計式の設定が困難とされた主要設備の査定方法

[16] 広域系統整備の実施段階における調達プロセスおよび工事内容（工事費、工期）の検証を行う広域機関の委員会。（https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/cost/）

A）による重回帰分析の結果、決定係数が低い費用（物品費・工事費）については、推計費用を算出することが困難である一方で、一般送配電事業者間比較を行う観点から、各設備の物品費、工事費の中央値を用いての一般送配電事業者間比較査定の方法を採用することが妥当と整理された。なお、重回帰分析においては過去の実績を基に推計していることも踏まえ、当該査定についても、過去実績を基に算出した中央値を用いることとし、OPEX 査定や CAPEX 査定における重回帰分析との整合性を確保することとされた。

また、各社の投資実績などの実情を確認した結果、当該投資に採用せざるを得なかった運搬方法や工事手法など、重回帰分析の際に説明変数として採用したデータには含まれない様々な特殊要因によって、その費用単価が大幅に高くなる案件が散見されたことから、こうした単価が高額となる案件については、統計的に対象案件を検出[17]して個別査定を実施することが妥当との整理がされた。高額案件の個別査定にあたっては、事業者自らの効率化に向けた検討状況を確認することが重要であることから、各一般送配電事業者が社内での適切な検討プロセスを設けることを求め、具体的には、社内検証に際して、有識者などの第 3 者を含める等の透明性が確保された検証体制を構築した上で、案件の必然性や、価格・物量の妥当性、価格・物量低減に向けて実施する取組の有無とその取組内容の妥当性を検証し、国による個別査定時には、社内の検討内容等も参考資料として提出を求めることとされた。

なお、高額案件以外については、主要な送配電設備の物品費・工事費ごとにその中央値単価を用いて査定を実施することとなるが、中央値の設定方法については、①高額案件以外に対して、単一の中央値を用いる方法、②高額案件以外に対して、単価に影響を及ぼす要因分類の観点から、グルーピングが可能な場合、それぞれのグループにおける中央値を用いる方法、の２パターンが考えられるところ、①単一の中央値を用いる方法を査定の基本としつつ、合理的かつ説明可能なグルーピングがなされると認められる場合は、必要最小限の範囲で②の方法を採用し、複数の中央値単価を設定することも可能との整理を行った。

（配電系統（主要工事目的[18]））

A）主要工事目的ごとの投資費用における推計費用の算出方法

CAPEX のうち、配電系統における主要工事目的ごとの投資費用における査定においては、各社の実情を踏まえつつコスト効率化を促すものとするため、効率的な事業者における実績単価を用いた統計的な査定を行うこととされた。

具体的には、先述した OPEX の統計査定の方法と同様に、全社の効率性を反映した推計費用の統計的な算出を行うこととし、需要・電源対応投資に係る「物品費」及び「工事費」について、各社の過去実績単価を用いた推計式を設定することとし、その設定においては統計手法として重回帰分析を採用する。

---

[17] データを小さい順に並べて、下から 1/4 のところのデータを第 1 四分位数、2/4 のところのデータを第 2 四分位数（＝中央値）、3/4 のところのデータを第 3 四分位数という。（第 3 四分位数－第 1 四分位数）の値を四分位範囲といい、中心付近データの分散の目安として用いる。

[18] **主要工事目的は、①需要・電源対応、②無電柱化、③高経年化対策（コン柱）、④高経年化対策（高圧線）、⑤高経年化対策（低圧線）、⑥高経年化対策（柱上変圧器）、⑦高経年化対策（地中ケーブル）に分類される。**

なお、重回帰分析における説明変数項目については、定性的（需要要因、地理的・自然環境、外生的要因に影響を受ける設備項目に限定し、説明変数として採用）かつ定量的（決定係数や変数間の多重共線性）な観点から、適切な説明変数をそれぞれ設定することとし、査定時においては、過去実績を用いて設定した推計式に、各説明変数項目における見積値を代入して、規制期間における適性単価を算定することとされた。

B) 重回帰分析の結果、決定係数が低く推計式の設定が困難とされた主要工事目的ごとの投資費用の査定方法

A）による重回帰分析の結果、決定係数が低い主要工事目的ごとの投資費用費用（物品費・工事費）については、推計費用を算出することが困難である一方で、一般送配電事業者間比較を行う観点から、それぞれの中央値を用いた横比較査定方法を採用することとし、さらに、重回帰分析においては過去の実績を基に推計していることも踏まえ、当該査定についても、過去実績を基に算出した中央値を用いることで、OPEX 査定や CAPEX 査定における重回帰分析との整合性を確保することとされた。なお、主要工事目的ごとの投資費用については、ローカル系統における主要設備とは異なり、年度毎データでの査定になるため、高額案件の抽出といった手法は採用しない。

なお、決定係数が低い主要工事目的の投資のうち、無電柱化対応については、国が策定した無電柱化推進計画を踏まえた政策対応を求められることとなっており、そのため、今後、政策対応を踏まえた整備距離の大幅増加に伴う費用変動や、多様な整備手法の採用による費用変動が見込まれることなども踏まえ、過去実績に基づく中央値を用いたトップランナー査定を基本としつつも、必要に応じて期初の個別説明による調整や、実態を踏まえての事後的な調整を実施することとが妥当と整理された。

（トップランナー的補正の設定）

各社の効率性スコアの算出については、重回帰分析により算出した各社の設備における物品費、工事費の全サンプルの推計単価と各社の実績単価の比較、又は全社の実績単価における中央値と各社の実績単価を比較することにより、効率性スコアを算出する。

さらに、CAPEX 査定のトップランナー的補正における効率性スコアの水準は、OPEX 査定で期末に目指す水準と平仄を合わせ、上位３位とし、過去実績を反映する割合については、CAPEX は OPEX と異なりその性質上、規制期間における段階的な効率化を求めることができないことや、試算結果における査定率も踏まえ、推計費用に対して各事業者の過去実績を 70%反映することが妥当と整理された。

iv.　その他送配電設備（リスク量算定対象外設備）における具体的な査定方法

ローカル系統、配電系統においてトップランナー査定を実施する主要設備以外の「その他設備」[19]については、その種類が非常に多岐に亘る一方で、費用全体に占める割合は極めて限定的であり、また、これらの設備は、高経年化設備更新ガイドラインにおいてはリスク量算定対象外設備と整理されている。

[19] 送電設備：管路、がいし、架線金具類等、変電設備：リレー・ＴＣ類、キュービクル、断路器等、配電設備：引込線、開閉器等などがあげられる。

これらの「その他設備」については、現時点では各事業者のデータ整理上、主要設備のように「投資量」と「投資単価」への区分を行って、重回帰分析等を用いた単価の一般送配電事業者間比較を実施することが困難な状況。

しかしながら、CAPEX 査定においてはトップランナー査定を行うことが基本であることから、第１規制期間においては、主要設備のトップランナー査定に、過去実績を一部反映した各社の査定率を、「その他設備」費用に対しても適用することが妥当と整理された。ただし、査定結果を上回る費用が発生する見込みである場合には、事業者より別途、個別説明の機会を設けることとする。

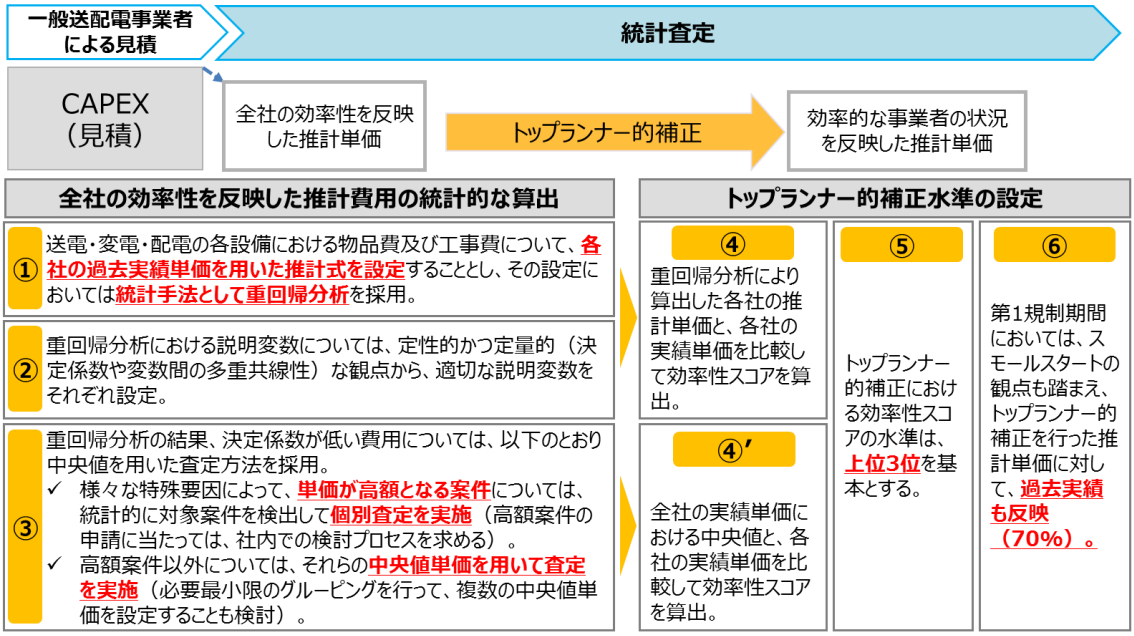
v. 「その他投資」の査定方法について

CAPEX のうち、通信設備工事や、系統・給電設備工事、リース関連など送配電設備以外の設備投資（「その他投資」）については、投資量と単価に区分することや、一般送配電事業者間の横比較が困難であると考えられることから、各社の見積費用について個別ヒアリング（過去５年間の実績との差異要因の説明等）を実施し、妥当性を確認することとしてはどうか。

表３　その他投資一覧

通信設備工事	備品取得
システム関連工事	リース関連
建物関連工事	用地権利設定
系統・給電設備工事	

（参考）第１規制期間における CAPEX 統計査定の全体方針



（iii）「その他費用」査定について

OPEX、CAPEX 以外の「その他費用」として、修繕費、賃借料、固定資産除却費、託送料などがあげられるところ、各費用の特性に応じた査定方針について議論を行い、以下のとおり整理を行った。

（修繕費）

修繕費は、送電、変電、配電に係る費用分類が可能であり、そのうち、CAPEX に分類が可能な費用については、CAPEX（主要設備）におけるトップランナー査定に、過去実績を一部反映した各社の査定率を適用し、査定結果を上回る費用が発生する見込みである場合には、事業者より別途、個別説明の機会を設ける。また、その他の修繕費についても、その特性に応じて、OPEX の対象費用として査定する費用、制御不能費用として整理する費用などに分類することとされた。

表４　修繕費の査定方針一覧

送電 変電	設備取替・補修 塗装 保安対策	✓ CAPEX（主要設備）における**トップランナー的査定**に、過去実績を一部反映した各社の査定率を適用する。 ※ただし、査定結果を上回る費用が発生する見込みである場合には、事業者より別途、個別説明の機会を設けることとしてはどうか。
配電	取替修繕費	✓ 配電における主要目的別及びその他設備において、トップランナー的査定を実施。
共通	第3者要請対応 支障木伐採	✓ CAPEX（主要設備）における**トップランナー的査定**に、過去実績を一部反映した各社の査定率を適用する。 ※ただし、査定結果を上回る費用が発生する見込みである場合には、事業者より別途、個別説明の機会を設けることとしてはどうか。
	巡視・点検	✓ OPEXの対象費用として、トップランナー的査定を行う。
	災害復旧費用	✓ 事後的に確認、検証を行った上で、必要な調整を行う。
	PCB処理費用	✓ 制御不能費用に分類することで、おおむねご賛同をいただいたところ。
	その他	✓ CAPEX（主要設備）における**トップランナー的査定**に、過去実績を一部反映した各社の査定率を適用する。 ※ただし、査定結果を上回る費用が発生する見込みである場合には、事業者より別途、個別説明の機会を設けることとしてはどうか。

（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設定される費用については、制御不能費用と整理されたところ、他の事業者との交渉によって、単価が設定される費用（借地・借家料や車両リース料など）については、各社の見積費用について個別ヒアリング（過去５年間の実績との差異要因の説明等）を実施し、妥当性を確認することとされた。

（固定資産除却費・除却損）

固定資産除却費及び除却損の査定については、各社の見積費用について個別ヒアリング（過去５年間の実績との差異要因の説明等）を実施し、妥当性を確認する。ただし、１件当たりの金額が非常に大きいケース等もあり得ることから、その場合には除却のタイミングや除却そのものの妥当性等の詳細についても確認を行うこととされた。

（託送料）

託送料は、一般送配電事業者が、託送契約により、他者に委託して他者の設備を使用して送電・変電・配電を行う際に発生する費用であり、現状、送電事業者の設備を

使用する場合、その設備使用に係る料金は、送電事業者より経済産業大臣への届出（変更命令付）[20]がなされている。レベニューキャップ制度下においては、託送料についても、他の送配電関連費用と同様に国による費用査定を行うことが適当と考えられることから、個別査定を行うこととし、その際、各既存契約内容（料金水準）の合理性などを事業者ヒアリング、横比較等を行いながら、その費用の妥当性を検証することとされた。

（離島ユニバーサル費用）

一般送配電事業者は、需要家保護の観点から、離島の需要家に対して本土並みの料金水準での供給を行う義務を負っていることから、現行の託送料金制度においては、離島供給に係るネットワーク費用に加え、発電所の維持、運用等に係る非ネットワーク費用も、ユニバーサルサービスの観点から託送原価に算入されている。こうした状況も踏まえ、レベニューキャップ制度においては、離島のネットワーク費用については、本土のネットワーク費用に含めて、OPEX、CAPEX、その他費用に分類して査定を行うこととし、非ネットワーク費用については、離島という地理的な特殊要因があること（移動コスト）等を踏まえれば、統計査定等を実施することは困難であり、費用毎に個別ヒアリング（過去５年間の実績との差異要因の説明等）を実施し、妥当性を確認する個別査定が妥当と整理された。

（その他の費用）

ダムや共同溝等、自治体や他企業と共同管理を行っている設備に係る維持管理費用や、株式、社債発行時の取扱い手数料などのその他の費用については、事業者の横比較が困難であることから、個別査定として、各社の見積費用について個別ヒアリング（過去５年間の実績との差異要因の説明等）を実施し、妥当性を確認することとされた。

（収益）

他社販売電源料、他社販売送電料、託送収益、事業者間精算収益、電気事業雑収益（OPEX 算入分を除く）、預金利息などの収益については、期初においては、各社の見積収益について個別ヒアリング（過去５年間の実績との差異要因の説明等）を実施し、妥当性を確認することとされた。また、外生的な要因で変動する性質であることも踏まえ、事後的に実績収益を確認し、収入上限に反映することとする。

（iv）次世代投資査定について

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、一般送配電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ことを基本とするが、次世代スマートメーター投資費用など、事業者間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査定を行うこととする。

[20] 送電事業者は 電気事業法第 27 条の 11 第１項において、一般送配電事業者に対する振替供給に係る料金を経済産業大臣に届け出ることと定められている。また、同第３項において、届け出た料金が一定の条件に該当しない場合には、経済産業大臣が変更を命じることが出来るとされている。

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こととし、仮に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こととされた。

③制御不能費用について

（i）制御不能費用の基本的な考え方

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、予め制御不能費用と定義した上で、実績費用を収入上限に反映し回収することとする。具体的には、費用算定が可能な費用であって、量・単価の両方が外生的な要因によって変動するもの又は合理的な代替手段が無く、一般送配電事業者の努力による効率化の取組が困難と判断された費用については、制御不能費用の対象とすることとされた。

なお、諸外国においては、制御不能費用と整理されている費用であっても、我が国のレベニューキャップ制度においては、相手方との交渉等により単価・量を制御できうるものや、事前に一般送配電事業者がリスクを予見・回避できうるもの、また現行下において効率化余地があると判断されたものについては、制御不能費用の対象外と整理した。

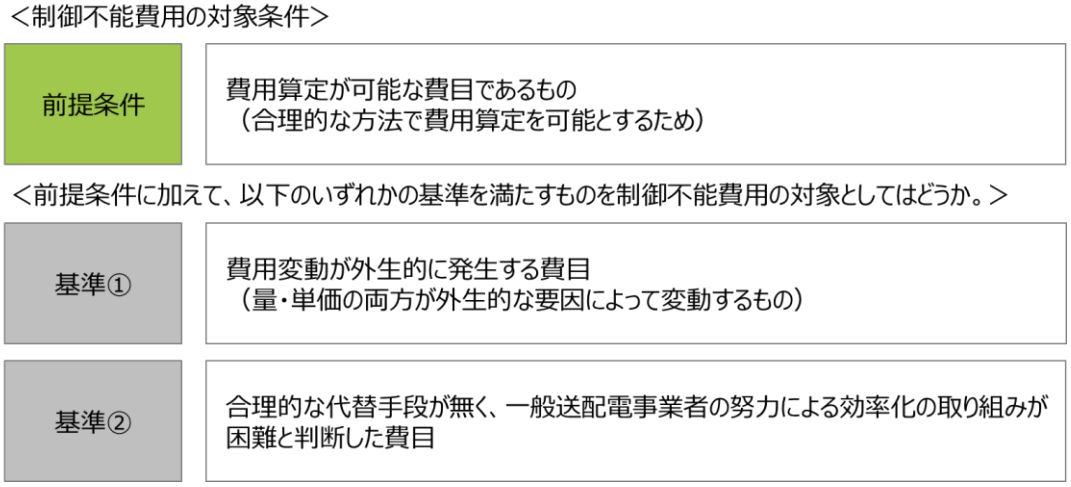


図８　制御不能費用の対象条件及び対象基準について

（ii）制御不能費用の対象について

制御不能費用については、前述の条件、基準を踏まえて整理を行った結果、以下の費用を対象とすることとされた。

表５　制御不能費用の対象費用一覧

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

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	
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など ※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。

なお、制御不能費用については、その単価及び量が外生的な要因で変動することから、期初において規制期間に発生する費用を正確に見積もることは困難と考えられる。このため、期初における制御不能費用については、過去５年間の実績を踏まえて見積もることを基本としつつ、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別途費用の見積もりが可能な場合には、その方法を採用することも可能とする。

（iii）制御不能費用の具体的な調整方法について

一般送配電事業者の裁量によらない制御不能費用については、期初に見積もった費用と実績費用に乖離が発生した場合、その費用変動を収入上限に反映することとし、その反映時期については、レベニューキャップ制度において５年間の規制期間を設定することを踏まえて、原則として翌期に行うこととする。

しかしながら、規制期間中の見積費用と実績費用の乖離による累積変動額が、一般送配電事業者の経営に影響を与える点などを考慮する必要があることから、規制期間中の累積変動額が収入上限の５％に達した場合には、累積変動額を全額調整することと整理された。加えて、公租公課における税率変更や、省令等に基づき国が金額を通知する賠償負担金相当金、廃炉円滑化負担金相当金などの変動については、特に外生性が強く、その変動分を期中に調整することと整理された。

④事後検証を行う費用について

制御不能費用の検討においては、外生的な影響を受ける費用であっても、一定の効率化を求めることが妥当と整理されたもの（託送料、事業者間精算費、補償費、災害復旧費用、調整力費用）については、あえて制御不能費用に分類することはせずに、事後的に実績費用の確認・検証を行った上で、必要な調整を行うこととされた。

表６　事後検証を行う費用一覧

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期できないことや、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	

⑤事業報酬について

合理的な発展を遂げるのに必要な資金調達コストとして、支払利息及び株主への配当金等に充てるための費用である事業報酬は、送配電事業に投下された能率的な経営のために必要かつ有効であると認められる事業資産の価値（レートベース）に対して、一定の報酬率を乗じて以下の方法で算定されているが、その具体的な算定方法について、現状の一般送配電事業者の事業リスク等を踏まえ、以下のとおり必要な検討を行った。

（i）自己資本報酬率と他人資本報酬率の算定方法について

自己資本報酬率と他人資本報酬率の算定については、現行託送料金制度における算出方法を基本としつつ、以下のとおり、最新の数値や分社化の状況も踏まえた諸元に更新することとされた。

✓ 自己資本報酬率

＜算出式＞*公社債利回り実績率×(1−β)+全産業の自己資本利益率×β*

●公社債利回り、全産業の自己資本利益率のいずれについても、直近５年間の平均値を用いて算定することとする。

●β値については、現在、分社化に伴って一般送配電事業者が非上場会社となっており当該値が存在しない。そのため、事業リスクの観点から分社後の一般送配電事業者と同様に低かったと考えられる東日本大震災前５年間における親会社のβ値を用いることとする。

✓ 他人資本報酬率

＜算出式＞*公社債利回り実績率＋一般送配電事業者のリスクプレミアム平均値*

●公社債利回りについては、直近５年間の平均値を用いて算定することとする。

●一般送配電事業者のリスクプレミアム値については、分社化後の実績値を用いることも考えられるが、資金調達の実態等も踏まえ、事業リスクが一般送配電事業者と同様に低かった東日本大震災前５年間の（旧一般電気事業者の平均有利子負債利子率－公社債利回り実績率）の平均値を用いることとする。

（ii）事業報酬率の算定における自己資本比率について

事業報酬率の算定における自己資本比率を検討するにあたっては、前提となる事業環境や事業リスク、自己資本比率の設定の考え方について、過去（1995 年、2012 年）の議論内容を整理した上で、第１規制期間における設定値について議論を行った。

これまでの整理を踏まえれば、過去の一体会社において、当時の事業リスクの状況も踏まえて議論を行って設定した自己資本比率 30%の水準を、分社化後の送配電事業者にそのまま適用することは合理的ではないといった意見や、分社化後の自己資本比率は 13%程度（10 社の加重平均、沖縄電力は一体会社）であり、事業報酬率において設定している自己資本比率 30%とは乖離があるとの指摘がなされたところ。

一方で、レベニューキャップ制度の導入が事業に与える影響をよく検証する必要があること、分社化後間もないことや、大半の事業者で使途を送配電事業に限定した資金調達が行われていないことを踏まえれば、現時点で適正な自己資本比率を判断することは困難であると考えられ、第１規制期間については暫定的に自己資本比率 30%を維持することが妥当と整理された。

（iii）レートベースの対象資産について

レートベースの対象資産については、現行制度と同様に、以下を対象とすることと整理された。

特定固定資産	電気事業固定資産のうち、休止・貸付設備や附帯事業との共用固定資産等、電気事業の運営に不必要な資産を除く。
建設中の資産	設備自体が未完成であり、系統利用者が受益していないことも踏まえ、建設仮勘定の50%をレートベースの対象とする。
特定投資	エネルギーの安定的確保を図るための研究開発等を目的とした投資であって、一般送配電事業等の能率的な経営のために必要かつ有効であると認められるものに限る。
運転資本（営業資本・貯蔵品）	営業費の1.5ヶ月分を対象にする。
繰延資産	株式交付費、社債発行費及び開発費等の繰延資産のうち、一般送配電事業に関連する資産を対象とする。

図９　レートベースの対象資産

（iv）追加事業報酬について

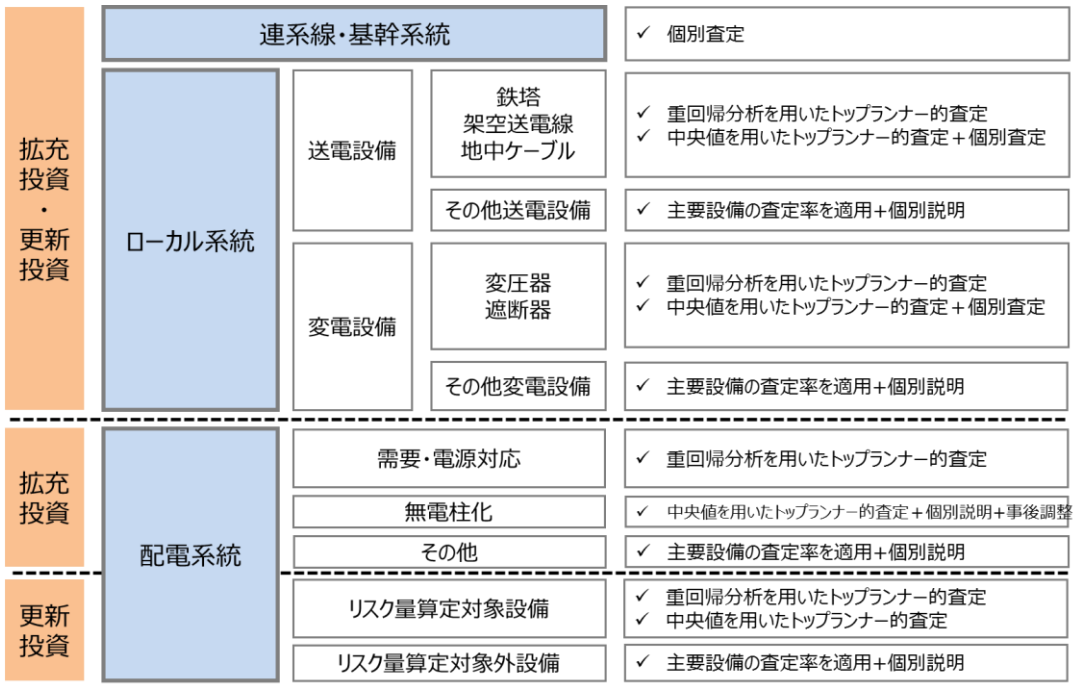
現行の託送料金制度では、地域間連系線への投資について、他の発電所等の投資に比して収益性が劣後しないように事業報酬が上乗せされている（通常の事業報酬率の 1.5 倍）。一方で、今後はマスタープランにおいて費用便益分析を行った上で、系統増強判断がなされることから、新たに増強方針を決定する地域間連系線に対しては追加事業報酬を設定しない[21]、と資源エネルギー庁の審議会において議論されたところ。

[21] 追加事業報酬の枠組みについては存置をすることとし、第 1 規制期間の期中や、第 2 規制期間において特に推進すべき政策課題

これを踏まえ、レベニューキャップ制度においては、マスタープラン以前に増強方針が決定された地域間連系線のみについて、既に投資判断がなされていることも踏まえ、追加事業報酬（通常の事業報酬率の 1.5 倍）を維持することと整理された。

（参考）収入上限の算定方法の全体方針

（参考）CAPEX の算定方法の全体方針



ある場合には、当該投資について引き続き追加事業報酬の付与の有無を検討する。

⑥効率化係数の設定について

レベニューキャップ制度の狙いは、一般送配電事業者における必要な投資の確保とコスト効率化を両立させることであり、そのコスト効率化には、統計査定を通じた一般送配電事業者間の横比較によって、効率化が遅れている一般送配電事業者の効率化を促す手段に加え、さらに、業界全体の創意工夫、技術革新に向けた取組を促すために、効率化係数を設定することが重要。

効率化係数の検討にあたっては、需要減少に伴い中長期的に減少することが期待される費用を加味する観点から、規制期間において想定される需要減少率約 1.1%/５年（年率 0.22%）[22]を採用する案や、第１規制期間において限定的なインセンティブ設定とする方針の我が国と状況が類似しているドイツ[23]の第２規制期間における効率化係数を参考として、補正後の値である約 2.1%/５年（年率 0.425%）[24]を採用する案などについて議論がなされたところ。

最終的には、我が国の第１規制期間においては、事業者にコスト効率化を求める観点からより野心的な値を設定することが妥当であるとされ、需要減少率に対して過去の供給計画における実績値が、想定値から約１%減少する傾向にあることを加味し、その補正後の値である約 2.5%/５年（年率 0.5%）[25]を効率化係数として設定することと整理された。

なお、効率化係数の対象費用については、制御不能費用や次世代投資、事後検証を行う費用など事業者に効率化を求めるべき性質にない費用を除き、すべての費用を対象とすることとしている。

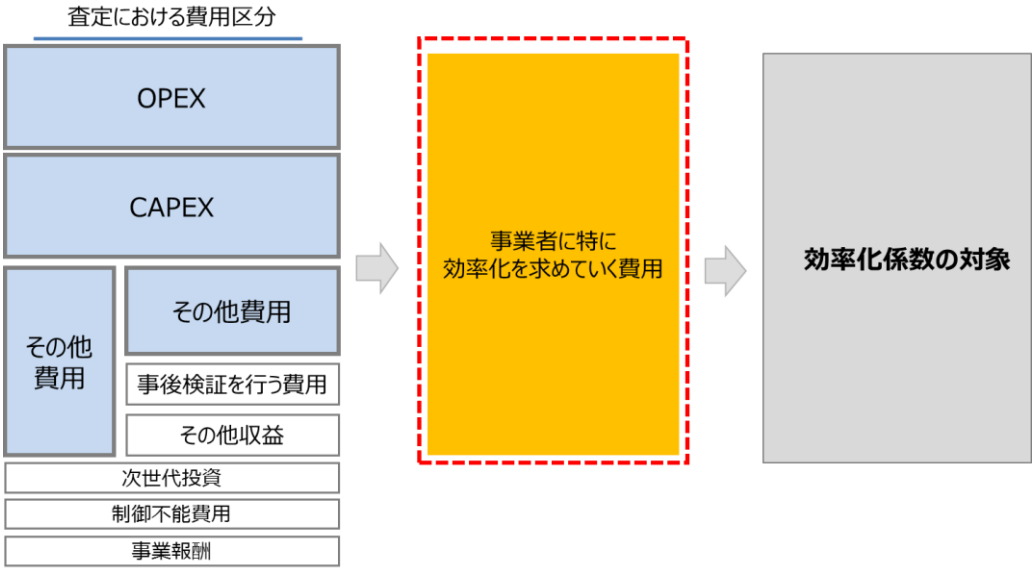


図 10　効率化係数の対象費用について

[22] 査定時に過去実績を参照する期間（2017～2021 年度）と規制期間（2023～2027 年度）を比較した際の需要減少率を、効率化係数の対象費用の割合（７割）を用いて補正

[23] ドイツにおいては、インセンティブは設定されていない

[24] ドイツの第２規制期間における効率化係数 7.5%／５年（年率 1.5%）を参考とした場合、ドイツにおける効率化係数の対象費用の割合（２割）と、我が国のレベニューキャップ制度における効率化係数の対象費用の割合（７割）を用いて補正

[25] 需要減少率について、過去の供給計画における実績値が、想定値から約 1%減少する傾向にあることを加味した上で、さらに効率化係数の対象経費の割合（７割）を用いて補正

⑦投資量及び費用変動の調整について

（i）期初に計画した投資量が変動した場合の扱い

一般送配電事業者が、期初に計画した投資量が変動した場合には、内生的な要因による投資量の変動と、外生的な要因による投資量の変動とを区分した上で、その投資実績を確認し、収入上限の調整を行うこととされた。

具体的には、内生的な要因による投資量の変動であって、期初に計画した投資量を、実績が下回った場合（投資の未実施があった場合）には、当該投資に係る費用を翌期の収入上限より減額することとし、期初に計画した投資量を、実績が上回った場合（必要量以上の投資があった場合）には、収入上限の調整は行わないことと整理された。

一方で、期初に想定した再エネ接続量や、需要量の増減による拡充投資量の変動や、想定リスク量の変動により更新投資量の変動、広域系統整備計画や無電柱化推進計画などの変更、改定など、外生的な要因による投資量の変動については、事後的に収入上限を調整することと整理された。

（ii）期初に予見できない費用変動の扱いについて

レベニューキャップ制度においては、外生的要因による費用変動（制御不能費用）や投資量の変動について、事後的にその変動額を調整することを措置しているところ、既に制度において措置を行っている上記以外でも、外生的な要因や、2050 年のカーボンニュートラル、2030 年の 46％削減目標に向けた政策対応等によって、期初に予見できない費用の増減が発生する可能性がある。そのような場合には、当該事象や費用変動額に関する事業者からの申告をもって、国の審議会において、申告内容の妥当性（外生的な要因の有無や、変動額の妥当性等）を慎重に検証し、事後的な調整の必要性を議論することと整理された。

⑧各費用算定における課題及び第２規制期間に向けて検討を深めるべき事項について

（i）OPEX 査定について

今後、事業者によって機能別(送電費・変電費・配電費・販売費・一般管理費)の計上が異なる費用を特定し、全事業者で各費用の計上方法が統一されるよう検討を進めることで、第２規制期間に向けては、機能別の費用を用いた横比較を行う等、更に精緻な統計査定のプロセスを導入することを目指す。また、第２規制期間の統計査定においては、OPEX に影響を与える外生要因として適切な説明変数の検証を引き続き、進めていくこととする。

（ii）CAPEX 査定について

レベニューキャップ制度においては、精緻な横比較を実施した上で、各社のコスト効率化を促す観点からは、CAPEX 統計査定の対象とする全ての設備費用（物品費、工事費）について、重回帰分析を用いたトップランナー査定を行うことが基本。

一方で、料金制度 WG での検討では、一部の設備において、様々な説明変数を用いた重回帰分析で高い決定係数が得られなかった。その理由としては、事業者からの説明内容等も踏まえると、運搬方法の詳細な要因やスペック、搬入路の具体的な整備方

法、その他工事期間に影響を与えるような細分化されたデータの採録が限定的であり、それが説明変数として適切な形で採用できなかったことが考えられるところ。

これを踏まえ、第２規制期間に向けては、重回帰分析を用いたトップランナー査定が可能となるよう、詳細な事例、要因等の分析を通じて、可能な限りデータの蓄積やそれを用いた詳細な分析を進めることとが必要と整理された。

(iii) 適切な自己資本比率の設定について

第２規制期間の事業報酬率算定において採用する自己資本比率については、第１規制期間における自己資本比率の推移や、各社の分社化後における財務方針等もよく確認をした上で適切な自己資本比率の設定を行うこととし、その設定方法についても抜本的な見直しを実施する。

（d）事業計画

①事業計画の位置づけ

期初において、一般送配電事業者は、国が示した指針に沿って、一定期間に達成すべき目標内容や、目標を達成するために確実に実施する投資内容について明記した事業計画を策定した上で、収入上限の算定を行い、国の承認を受ける。その後、規制期間中において本事業計画に基づき送配電事業を実施し、規制期間終了後には、国において、期初において策定した事業計画の達成状況を確認、評価し、翌規制期間の収入上限に反映することとなる。

②事業計画の全体構成について

一般送配電事業者は、策定した事業計画の実施に必要な費用を見積もることで、収入上限を算定し、国に提出することとなるが、具体的な事業計画の構成については、期中において達成すべき目標に加えて、投資判断の前提となる発電、需要見込みや再エネ連系量予測などの前提計画、目標を達成するための事業計画(費用計画、設備拡充計画、設備保全計画、効率化計画)を盛り込み、各目標項目を達成するために必要な投資内容等を記載することとし[26]、その内容は、供給計画、マスタープラン、高経年化設備更新ガイドライン等と整合性を確保することと整理された。

[26] 記載内容の一部は査定時に活用する補足情報とし、対外公表を想定しないものもあり得る。

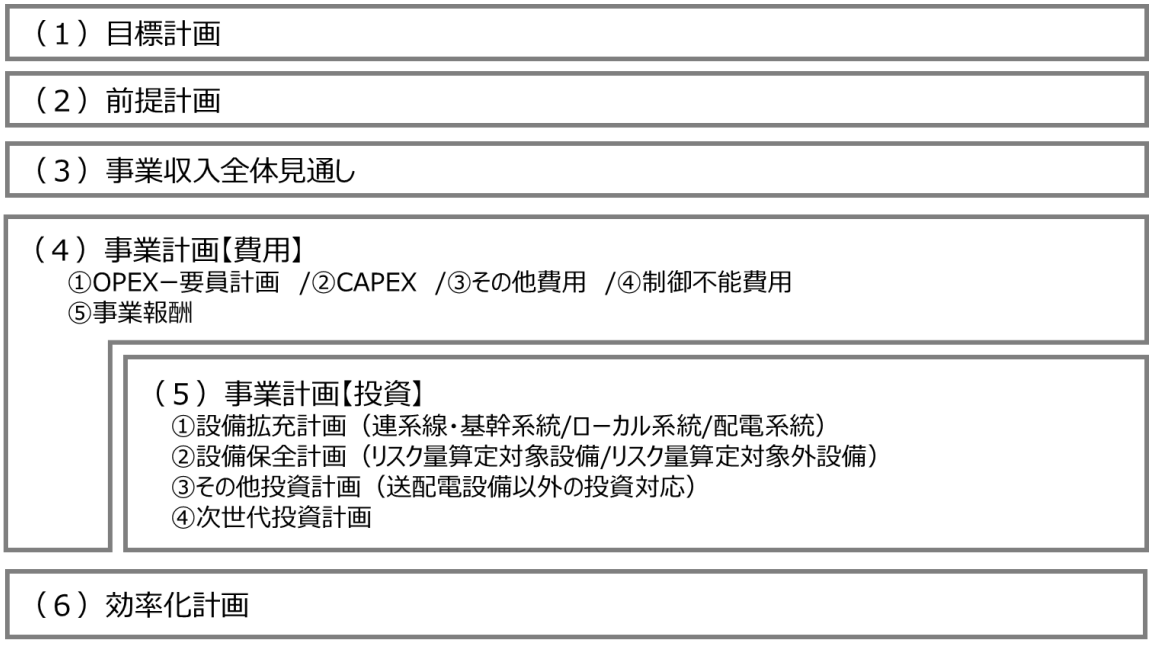


図 11　事業計画の全体構成について

③収入上限の算定を行うにあたり事業計画において提出を求める事項について

一般送配電事業者が策定する事業計画については、収入上限の査定区分、査定方法を踏まえ、以下の計画ごとに必要な情報の提出を求め、期初における査定を行うことと整理された。

(i) 目標計画

指針に明記された目標事項に沿って、各社において設定した目標毎に以下の詳細事項の記載を求める。

- 設定目標【定量的、定性的な設定目標（必要に応じてその根拠)】
- 目標設定の考え方【目標設定の根拠や現状課題等】
- 設定目標達成に向けた具体的な取組内容【具体的な取組内容、取組期間】
- ステークホルダーとの協議により設定した目標については、対話実績・内容、ステークホルダーの意見に対する計画への反映状況

(ii) 前提計画

規制期間中の設備拡充等の設計にあたって必要となる供給区域全体の以下の期中見通しについて、その算定根拠、算定方法の記載を求める。

- 需要見通し（kW、kWh）
- 発電（供給力）見通し（kW、kWh）
- 再エネ連系量の見通し（kW、kWh）
- 調整力量の見通し（kW、kWh）

(iii) 事業収入全体見通し

一般送配電事業者が申請を行う収入上限について、その概要や内訳、過去実績との比

較などについて記載を求める。

(iv) 事業計画（費用）

i. OPEX

料金制度専門会合、料金制度 WG にて、OPEX と整理された人件費、委託費等の各費用については、以下の詳細事項の記載を求めることとし、そのうち要員計画については、規制期間中の全体、部門毎の要員数、人件費の見通しを説明するにあたっての定量的・定性的な根拠に加え、過去の推移データなどの記載を求める。

- OPEX 査定対象費用全体の見通し額
- 各費用の見通し額（年度毎）とその算定根拠（算定方法）
- 各費用の過去実績の推移
- 要員計画

ii. CAPEX

CAPEX は、第 1 規制期間中に減価償却費として計上される費用や、一部の配電設備における取替修繕費により構成されていることから、それぞれの算定根拠について記載を求めるとともに、具体的な投資内容の妥当性については、事業計画（投資）における詳細事項も踏まえての査定を行うこととされた。

iii. その他費用

その費用特性の観点から、OPEX や CAPEX 費用とは別に査定方法を検討することが適当な費用として整理された、修繕費、賃借料、託送料、離島ユニバーサル費用、控除収益などについては、それぞれ費用毎に、規制期間中の見通し額、年度毎の見通し額とその算定根拠、過去の推移データなどの記載を求める。

iv. 制御不能費用

料金制度専門会合、料金制度 WG にて、制御不能費用と整理された費用については、見積り費用の妥当性を確認する観点から、以下の詳細事項の記載を求める。

- 制御不能費用全体の見通し額
- 各費目の見通し額（年度毎）とその算定根拠（算定方法）
- 各費目の過去実績の推移

v. 事業報酬

料金制度専門会合、料金制度 WG での整理に則って算出した費用については、その見積り費用の妥当性を確認する観点から、以下の詳細事項の記載を求める。

- 事業報酬の見通し額（年度毎）とその算定根拠（算定方法）
- 過去実績の推移

(v) 事業計画（投資）

i. 設備拡充計画（連系線・基幹系統）

連系線・基幹系統に係る設備の拡充計画については、投資量・単価を査定する観点から、第１規制期間における拡充方針として、マスタープラン、広域系統整備計画との整合性等について記載を求めるとともに、連系線工事、基幹系工事における工事件名ごとに以下の詳細事項の記載を求めることとする。さらに、それぞれの記載内容については、マスタープラン、広域系統整備計画、コスト等検討委員会における検証内容なども必要に応じて付記することとされた。

- 工事目的・工事理由
- 工事の計画概要
- 工期投資金額（費用内訳等詳細な数値の提出）

ii.　設備拡充計画（ローカル系統）

ローカル系統に係る設備の拡充計画については、投資量・単価を査定する観点から、第１規制期間における拡充方針として、国が策定する増強規律又は各事業者が策定する送変電設備形成ルール等との整合性等について記載を求めるとともに、ローカル系統の拡充投資における主要設備（鉄塔、架空送電線、地中ケーブル、変圧器、遮断器）の投資費用について以下の詳細事項の記載を求める。

- 投資量【設備量の算定根拠（算定方法）を記載】
- 設備単価【物品費・工事費の算定根拠等を記載】

また、主要設備以外のその他送変電設備については、以下の詳細事項の記載を求める。

- 主なその他送変電設備の一覧
- 投資費用の見通し額と、その算定根拠（算定方法）

さらに、計画的な設備更新を着実に行っていく観点から、一般送配電事業者における中長期施工計画の考え方と、今後の中長期施工計画の方針についても定量的に明示することが重要。

iii.　設備拡充計画（配電系統）

配電系統に係る設備の拡充計画については、投資量・単価を査定する観点から、第１規制期間における拡充方針として、各事業者が策定する配電設備形成ルール等との整合性等について記載を求めるとともに、配電系統の拡充投資における主要目的毎（需要・電源対応/無電柱化）の投資費用について以下の詳細事項の記載を求める。

- 投資量【設備量の算定根拠（算定方法）を記載】
- 設備単価【物品費・工事費の算定根拠等を記載】

さらに計画的な設備更新を着実に行っていく観点から、一般送配電事業者における中長期施工計画の考え方と、今後の中長期施工計画の方針についても定量的に明示することが重要。

iv.　設備保全計画（リスク量算定対象設備）

設備更新に係る保全計画については、一般送配電事業者がエリア内の経年分布やそれに伴う課題事項を正確に把握した上で、高経年化設備更新ガイドラインを踏まえた

第１規制期間におけるリスク量の算定結果、及び今後の中長期的な観点での設備更新について定量的に明示することが重要であることから、高経年化設備更新ガイドラインの対象設備毎（鉄塔/架空送電線/地中ケーブル/変圧器/遮断器/コンクリート柱/架空配電線/地中配電ケーブル/柱上変圧器）の投資費用について以下の詳細事項の記載を求める。

- 経年分布と想定される課題事項
- 高経年化設備更新ガイドラインに基づき算定した、第１規制期間において維持すべき各設備のリスク量の合計値と、当該値と整合的な更新物量の算定根拠
- 今後想定されるリスク量・更新物量の推移
- 設備単価【物品費・工事費の算定根拠等を記載】

v.　設備保全計画（リスク量算定対象外設備）

高経年化設備更新ガイドラインの対象となる主要９品目以外の設備（「リスク量算定対象外設備」）についても、保全計画として、第１規制期間における更新投資方針、及びこれまでの中長期施工計画の考え方や、今後の中長期の更新方針がある場合には、定量的に明示することが重要であることから、リスク量算定対象外設備の更新投資内容とその設備毎の投資費用について以下の詳細事項の記載を求める。

- 主なリスク量算定対象外設備の一覧
- 投資費用の見通し額と、その算定根拠（算定方法）

vi.　その他投資計画

送配電設備以外の設備に関する投資（「その他投資」）である、システム投資費用などについては、それぞれ費用毎に、規制期間中の見通し額、年度毎の見通し額とその算定根拠、過去の推移データなどの記載を求める。

vii.　次世代投資計画

次世代投資計画については、レジリエンス強化、再エネ拡充（脱炭素化）、効率化・サービス向上（DX 化等）などの区分毎に投資方針を記載するとともに、各区分に紐付く具体的な投資プロジェクトごとに、取組目標、取組内容・期間や、費用の算定根拠・方法、当該プロジェクトの取組効果（送配電ネットワークに与える定量的な便益等）について記載を求める。

（vi）効率化計画

査定時において、一般送配電事業者が各事業計画の遂行において取り組む効率化を確認することが重要であることから、仕様統一や調達方法、工事方法の合理化、系統運用の広域化といった具体的な取組内容と、その効率化効果（要員効率化、資機材調達の効率化、工事の効率化、調整力の効率化）の想定額などの記載を求める。

（ｅ）実績収入と収入上限の乖離の調整

①実績収入と収入上限の乖離が派生した場合の基本的な調整方針について

期初に想定した需要から実績需要に差異が発生した場合に、実績収入と収入上限の乖離が発生するが、現状、需要が伸び悩む中で、収入上限に見合う実績収入を確保するために、期初に需要を低く想定し、託送料金を高く設定すると、実績需要が想定需要を上回った場合に、５年間で収入上限を上回る実績収入を得ることとなる。

このような状況を避けるため、また需要の変動は外生的要因によって生じることを踏まえて、実績収入と収入上限の乖離額は全額調整することとし、その調整を早期に行うため、収入上限を超えない範囲で期中の料金変更を行うことも認めることとされた。

②需要変動による収入上限の具体的調整ルールについて

需要の変動により、５年間の実績収入が収入上限を上回るケース、下回るケースがあり、いずれの場合も、翌規制期間において収入上限を調整することと整理したところ、実際には、需要側の各電圧や、発電側それぞれにおいて、想定収入と実績収入の乖離が発生することになるが、特定の電圧への負担の偏りを回避する等の観点から、収入上限全体で調整を行うことと整理された。

③規制期間中に料金下げを求める基準について

規制期間中に需要の変動が発生した場合に、収入上限を超えない範囲で期中の料金変更を行うことを認めると整理しているところ、需要が増加した場合には、一般送配電事業者にとって期中に料金を下げるインセンティブがないため、何らかの制度措置を検討する必要があるとの指摘もあったことから、毎年度の想定収入と実績収入の乖離額を確認することとし、累積乖離額が収入上限（５年間）の５%を上回った場合には、将来の需要見通し等も踏まえた料金水準の妥当性検証を行い、料金改定が必要と判断された場合には、託送料金を下げ、収入変動額を全額調整することと整理された。

（ｆ）利益（損失）の扱い

①期中の利益の扱いと翌期収入上限への反映方法について

規制期間中の事業者の取組によって生じた利益（損失）の扱いについては、効率化インセンティブの観点から、実績費用が期初に見積もった費用を下回った場合（上回った場合)、いずれの場合においても規制期間中は一般送配電事業者の利益（損失）とすることと整理した。さらに、利益（損失）を翌規制期間の収入上限にどの程度反映するかについては、一般送配電事業者の効率化インセンティブを重視しつつ、系統利用者への還元も両立させることを目的に、規制期間中は全額留保し、翌規制期間に一般送配電事業者が半額を持越し、系統利用者に半額を還元する。なお、利益、損失の算出においては、期初の見積費用と、実績費用を用いるが、一般送配電事業者の効率化努力を反映する観点から、OPEX、CAPEX その他費用を用いて算出することを基本とする。ただし、その際、投資量の変動等については、除外するといった適切な算定を行うことと整理された。

（ｇ）託送料金の算定に係るルールについて

①第１規制期間における基本方針について

一般送配電事業者は、収入上限を超えない範囲で託送料金を算定する。その算定方法については、料金の安定性（平準化）や、送配電設備の経済耐用年数の長さを重視する観点から、「５年一律の託送料金」とすることを基本とするが、一般送配電事業者の年度毎の収入と費用が一致することを重視する観点もあることから、年度毎の見積費用について合理的な説明があった場合は、「年度毎に異なる託送料金」を設定することを、個別に認めることもあり得ると整理された。

なお、託送料金の算定（費用配賦・レートメイク）については、部門整理や一般管理費等の配分、機能別配分及び電圧別配分のあり方、さらに資源エネルギー庁の審議会で議論された、潮流の改善に資する需要側託送料金制度の方向性など、複数の論点事項があり、慎重な議論が求められているところ。

このため、まずは、第１規制期間に向けて収入上限の設定及び発電側課金の導入に係る制度整備を行うこととし、需要側の託送料金の算定については現行ルールを適用することとし、今後第２規制期間に向けては、託送料金の算定における必要な見直しの議論を慎重に進めていくこととされた。

（ｈ）その他

①各調整の具体的な方法について

第１規制期間における目標の達成状況や、外生的な要因による費用変動等については評価を行った上で、第２規制期間の収入上限に必要な調整を反映することとして規制期間の５年間を通じた取組や費用変動を評価する観点から、第２規制期間の初年度に評価を行い、２年目以降の収入上限に反映する方法を採用することと整理された。

②廃炉等負担金の扱いについて

福島第一原発の廃炉を円滑かつ着実に実施するため、廃炉等負担金については、東電PGの過去の経営合理化努力によって過去捻出されてきた実績値を踏まえて、収入上限に算入することと資源エネルギー庁の審議会において整理されたところ。この整理を踏まえて、まず、期初については、過去の廃炉等負担金の実績値や、第４次総合特別事業計画における想定等も踏まえて、見積もり金額の妥当性を確認することとした。

さらに、資源エネルギー庁の審議会での整理を踏まえ、期中に、コスト効率化によって利益が発生した場合には、期初に見積もった廃炉等負担金の金額を超えて捻出することも可能とするとともに、現行料金制度と同様に、廃炉等負担金の実績については毎年度その妥当性について確認を行うことと整理された。

③配電事業者参入に伴う対応について

配電事業者参入後も、一般送配電事業者は配電エリアに対する最終保障供給義務を負っていること等を踏まえれば、収入上限は、配電エリアも含めたエリア全体を対象に設定することが妥当である。そのため、配電事業者参入に伴う収入上限の調整は不要と整理された。

また、レベニューキャップ制度においては、期初において投資計画に記載した工事の一部が未実施となった場合、当該投資費用については翌期の収入上限から減額することとしている。一方で、配電事業者による混雑管理等の取組によって、一般送配電事業者の系統増強が回避されるケースも想定されることから、このような場合には、分散グリッド化を推進していく観点や、一般送配電事業者の系統増強回避を通じたコスト効率化を促進する観点から、一般送配電事業者、配電事業者双方に対し、インセンティブを設定することが必要と整理された。

具体的には、配電事業者の取組によって、一般送配電事業者の系統増強が回避できた場合には、①一般送配電事業が回避できた投資を特定し、その具体的な費用削減額（効率化額）を算出する。また、②規制期間終了後に当該効率化額の妥当性を国にて検証、審査した上で、③妥当と判断された当該効率化分のうち 50%分については系統利用者に還元し、残り 50%分については、一般送配電事業者と配電事業者との協議により配分する仕組みを導入することとなった。

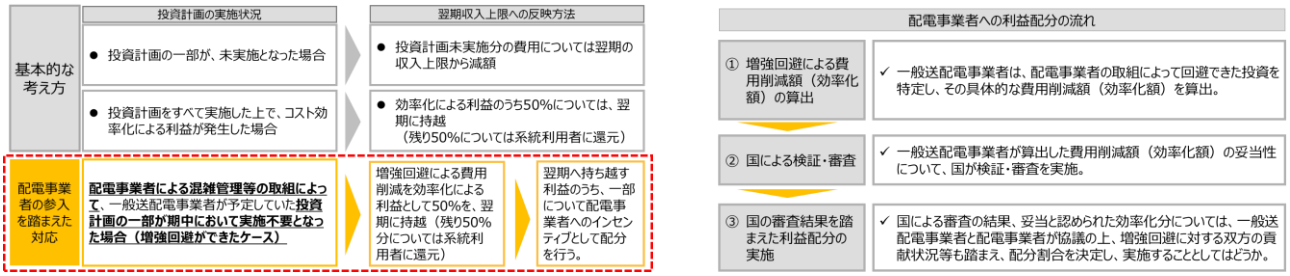


図 12　配電事業者へのインセンティブについて

④指定区域供給制度導入に伴う対応について

一般送配電事業者の申請に基づき、国が指定した区域を主要系統から切り離して独立系統化し、一般送配電事業者が系統運用と発電、小売供給を一体的に行う仕組みとして、指定区域供給制度が導入されることとなっている。この指定区域供給の適用により、費用の減少や、託送料金収入に加えて、小売・発電収入の増加が見込まれることから、その実態も確認をした上で、収入上限の事後的な調整を検討することと整理された。

⑤託送料金の変動を小売経過措置料金に機動的に反映する仕組みについて

持続可能な電力システム構築小委員会中間取りまとめ（2020 年 2 月）において、託送料金が合理的な審査を経たものであり、みなし小売電気事業者にとっては、託送料金の変動が外生的な要因であることを踏まえ、「託送料金の変動にあわせて、小売経過措置料金に機動的に反映する仕組みを導入することを検討すべきである」とされた。これを受けて

電気事業法が改正され、託送料金の変動に対応する場合における、小売経過措置料金の変更届出の規定が盛り込まれた。

託送料金については、電力・ガス取引監視等委員会により、透明なプロセスを経た上で、厳格な査定が行われることになることから、みなし小売電気事業者による小売経過措置料金の変更届出にあたっては、変動した託送料金を機械的に小売経過措置料金に当てはめることを基本とすることが適当である。

他方、みなし小売電気事業者は、小売経過措置料金の値下げ等を行う場合には、届出を行うこととされており、託送料金の変動タイミングに合わせて、小売経過措置料金の値下げ等の届出を同時に行うことも想定される。このため、託送料金の変動に伴う小売経過措置料金の変更届出と、小売経過措置料金の値下げ等に伴う変更届出については、併せて行うことができるよう措置すべきである。

ＩＩ．電力システムの分散化と電源投資

（１）分散型エネルギーシステム推進に向けた事業環境整備

（ａ）「分散型エネルギーシステムへの新規参入のための手引き」の作成

持続可能な電力システム構築小委員会第二次中間取りまとめ（2021 年８月）において、配電事業制度の導入効果を最大化する観点から、分散システム導入の意義や配電事業やそれ以外の分散システム導入の手引きとしての要素を盛り込んだ「分散システム導入プラン（仮称）」を作成することとされた。

これを受け、2021 年１２月、配電事業への参入を検討する事業者のニーズも踏まえながら、分散型エネルギーシステム導入の意義や、配電事業参入に係るプロセスや必要事項（事業の詳細検討や関係者との必要な調整、一般送配電事業者等から入手できる情報や各種申請手続等）の解説等を盛り込んだ、「分散型エネルギーシステムへの新規参入の手引き」が作成された。本手引きが関係事業者の助けとなり、分散エネルギーシステムの導入が進展することが期待される。

（ｂ）電力広域的運営推進機関における特定卸供給事業者及び配電事業者の議決権・会費及び容量拠出金

2020 年６月の電気事業法の改正により、特定卸供給事業及び配電事業が規定されたことから、全ての電気事業者の会員加入が義務付けられている電力広域的運営推進機関における、特定卸供給事業者及び配電事業者の会費、議決権、容量拠出金等の取扱いについて新たに規定していくことが必要である。

このため、特定卸供給事業者については発電事業者グループに位置付けた上で、事業者数で議決権を按分すること、配電事業者については送配電事業者グループに位置付けた上で、これまで一般送配電事業者が有した議決権のうち、全ての一般送配電事業者と全ての配電事業者の需要電力量等により、議決権を按分した上で、各事業者の議決権については、事業者数で按分するとともに、当面、一般送配電事業者と比べて配電事業者は規模が小さいことが

見込まれ、議決権が過小となるおそれがあることから、一定の議決権を有することが出来るように送電・特定送配電事業者が有する議決権を基準に下限値を設けることとした。また、会費については、特定卸供給事業者及び配電事業者に対して一般会費を求めるとともに、配電事業者については、一般送配電事業者と同様に託送料金を主たる収入として託送供給等を行う事業者であることから、特別会費を求め、その負担については、連系線利用実績分を除く特別会費のうち、需要電力量等により、その負担額を求めることとした。さらに、容量拠出金については、一般送配電事業者と同様に電圧・周波数維持義務にもとづき、必要な調整力を確保することが求められる配電事業者に対しても、容量拠出金の負担を求めることとし、その負担の割合については、配電事業者が参入するエリアの H3 需要のうち、配電事業者が占める割合を負担額として求めることなど、会費、議決権、容量拠出金等の取扱いを新たに規定することとした。

本規定により、電力広域的運営推進機関の運営が確保され、特定卸供給事業者及び配電事業者を含め、広域的運営による電気の安定供給の確保その他の電気事業の総合的かつ合理的な発達に資することが期待される。

（２）電源投資の確保

第二次中間取りまとめにおいては、電源投資確保のための新たな制度措置の方向性として、「カーボンニュートラルと安定供給の両立に資する新規投資に限り、電源種混合での入札を実施し、落札案件の容量収入を得られる期間を複数年間とすることで、巨額の初期投資の回収に対し、長期的な収入の予見可能性を付与する方法が考えられる。今後、この案を基礎に、制度の詳細を検討していく」ことと整理した上で、具体的な対象については、「エネルギー基本計画の見直しも踏まえ、更に検討を深めていく」ことと整理していた。

第 6 次エネルギー基本計画を踏まえ、本制度で対象とする「新規投資」の基本的な考え方については、発電・供給時に CO2 を排出しない電源（脱炭素電源）への新規投資を対象とする。なお、水素・アンモニアの火力発電への活用は、特にアンモニアについては、まずは混焼から導入を拡大させていき、その後、専焼化させていく必要があることから、こうした「混焼」のための新規投資を本制度でどこまで対象とするかといった対象の詳細については、引き続き検討していく[27]。

こうした対象の詳細な内容と、第二次中間取りまとめで整理された今後検討を深めるべきその他の論点については、「電力・ガス基本政策小委員会」の下部組織であり、現行容量市場の在り方について検討してきた「制度検討作業部会」において、具体的な検討を進める。

なお、検討にあたっては、一定の制度検討期間を考慮する必要があるが、早期に本制度を開始できるよう、2023 年度の導入を目処として、検討していくことが期待される。

[27] 第 13 回会合では、既設の改修を対象とすることの是非についての意見、CCS 付火力は CO2 を出すが混焼と同じではないか、水素・アンモニアはブルー・グリーンを対象とすべき、といった意見があった。

おわりに

本小委員会は、これまで、昨今の電力システムを取り巻く環境の急速な変化を踏まえ、その対応策を整理・検討し、具体化に向けて議論をしてきたが、その前提とした環境の変化については、2021 年 10 月に閣議決定された「第６次エネルギー基本計画」においても、気候変動問題への対応とエネルギー需給構造の抱える課題の克服という、計画の根幹をなす大きな二つの視点として取り上げられている。

すなわち、人類共通の喫緊の課題として認識されている気候変動問題については、2020 年 10 月に「2050 年カーボンニュートラル」を目指すことを宣言したことを踏まえ、グリーントランスフォーメーション（ＧＸ）やデジタルトランスフォーメーション（ＤＸ）といった大きな変革のうねりを的確に捉え、民間の大胆な投資とイノベーションを促しつつ、カーボンニュートラルの実現に向けてあらゆる主体が取り組んでいくこととされており、今後のエネルギー政策を検討するにあたり、こうした世界的な潮流を議論の前提として意識することが重要とされている。同時に、我が国のエネルギー需給構造の変革も遂行していく必要性についても言及されており、高度成長期に構築されたエネルギー設備の高経年化が進む中にあって、自然災害の大規模化といった要因も重なり、高度成長期以降では類を見ない大規模停電が発生するなど、安定供給の重要さが再認識されているところ、将来にわたる強靭で安定的なエネルギー需給構造の確立に向けて、官民一体となった取組が引き続き求められている。

こうした問題意識を踏まえつつ、今回提示された論点も含め、エネルギー供給強靭化法の施行に向けた準備が、政府において、現在、着実に進められているところである。

一方で、制度は設計して終わりではなく、実際に事業者の動きに結実してはじめて、政策目的が実現され、その価値を発揮するものである。かかる観点を意識しながら、政府においては、エネルギー強靭化法関係の諸制度について、引き続き施行に向けた準備や環境整備に努めるとともに、継続して検討することとした電源投資確保のための制度措置についても、事業者を交えた詳細議論を進めていくべきである。

本小委員会での議論が、「第６次エネルギー基本計画」において掲げられた、気候変動問題への対応とエネルギー需給構造の抱える課題の克服という、我が国の電力システムが直面する大きなチャレンジに貢献することを期待して、本中間取りまとめの締めくくりとする。

総合資源エネルギー調査会　基本政策分科会
持続可能な電力システム構築小委員会

委員等名簿

※五十音順、敬称略（2021 年 12 月 3 日現在）

委員長

山地 憲治	公益財団法人地球環境産業技術研究機構（ＲＩＴＥ） 理事長・研究所長

委員

秋池 玲子	ボストン・コンサルティング・グループ マネージング・ ディレクター＆シニア・パートナー
秋元 圭吾	公益財団法人地球環境産業技術研究機構（ＲＩＴＥ） システム研究グループリーダー
大橋 弘	東京大学公共政策大学院　院長
小野 透	（一社）日本経済団体連合会 資源･エネルギー対策委員会企画部　会長代行
高村 ゆかり	東京大学未来ビジョン研究センター　教授
廣瀬 和貞	株式会社アジアエネルギー研究所　代表
松村 敏弘	東京大学社会科学研究所　教授
圓尾 雅則	SMBC 日興証券株式会社　マネージング・ディレクター
水本 伸子	株式会社 IHI　顧問
村上 千里	（公社）日本消費生活ｱﾄﾞﾊﾞｲｻﾞｰ･ｺﾝｻﾙﾀﾝﾄ･相談員協会 環境委員長

オブザーバー

赤阪 晋介	個人情報保護委員会事務局　参事官
石坂 匡史	東京ガス株式会社　エネルギー需給本部　電力事業部長
大森 聡	電気事業連合会　理事・事務局長
池田 克巳	株式会社エネット　取締役　東日本本部長
國松 亮一	（一社）日本卸電力取引所　企画業務部長
佐藤 悦緒	電力・ガス取引監視等委員会　事務局長
鈴木 和夫	（一社）日本風力発電協会　技術顧問
大山 力	電力広域的運営推進機関　理事長
平岩 芳朗	送配電網協議会　理事・事務局長
楢橋 康英	消費者庁　参事官（公益通報・協働担当）

総合資源エネルギー調査会　基本政策分科会
持続可能な電力システム構築小委員会
開催実績

第1回（2019年11月8日）

〇電力システムのレジリエンス強化に向けた背景

〇電力システムのレジリエンス強化に向けた論点

（個人情報、地域間連携線、託送料金、分散型グリッド）

第2回（2019年11月20日）

〇電力システムのレジリエンス強化に向けた論点

（個人情報、託送料金、分散型グリッド、最新の電源の導入や多様化・分散化）

第3回（2019年12月3日）

〇電力システムのレジリエンス強化に向けた論点

（災害時連携計画、相互扶助制度、託送料金、分散型グリッド、最新の電源の導入や多様化・分散化）

第4回（2019年12月19日）

〇中間取りまとめ（案）について

第5回（2020年7月20日）

〇持続可能な電力システム構築に向けた詳細設計

（地域間連系線、託送料金、配電事業、アグリゲーター、計量、データ、電源投資）

第6回（2020年9月9日）

〇強靭な電力ネットワークの形成

〇電力システムの分散化と電源投資

（地域間連系線、託送料金、配電事業、指定区域、データ）

第７回（2020 年 10 月 16 日）

○相互扶助制度

○アグリゲーター制度の設計

○配電事業制度の設計

○平時の電力データ活用

○電源投資の確保

第８回（2020 年 12 月 18 日）

○アグリゲーター制度の詳細の設計

○配電事業制度の設計

○電気計量制度の合理化

○電源投資の確保

第９回（2021 年３月 17 日）

○アグリゲーター制度の詳細の設計

○配電事業制度の設計

○指定区域供給制度の設計

○平時の電力データ活用

○電源投資の確保

第 10 回（2021 年４月 23 日）

○託送料金制度改革

○配電事業制度の設計

○指定区域供給制度の設計

○平時の電力データ活用

○電気計量制度の合理化

第 11 回（2021 年５月 19 日）

○持続可能な電力システム構築に向けた詳細設計

（託送料金、配電事業、指定区域供給制度、アグリゲーター、計量、データ、電源投資）

第 12 回（2021 年 6 月 7 日）

○第二次中間取りまとめ（案）について

第 13 回（2021 年 12 月 3 日）

○持続可能な電力システム構築に向けた詳細設計

（託送料金、分散型エネルギーシステム、電源投資）

※網掛け回は第三次中間取りまとめに関する議論を実施。