経済産業省

資料４

平成29(2017)年度
一般送配電事業者の収支状況等の事後評価

参考資料集

2019年3月15日

電力･ガス取引監視等委員会
Electricity and Gas Market Surveillance Commission

目　次

1．事後評価の概要及び進め方・・p3

2．今回の事後評価における評価の視点・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・p9

3．各評価項目における確認結果

託送収支の状況・・p18

経営効率化の実施状況・・・p40

安定供給等適切なサービスレベルの確保・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・p75

その他・・・p96

4．ヒアリング対象事業者の収支状況等の個別評価・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・p99

5．委員からの主な御意見・確認事項・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・p104

6．開催経緯・委員名簿・・p112

資料の構成

1. 事後評価の概要及び進め方

2. 今回の事後評価における評価の視点

3. 各評価項目における確認結果

4. ヒアリング対象事業者の収支状況等の個別評価

5. 委員からの主な御意見・確認事項

6. 開催経緯・委員名簿

一般送配電事業者の収支状況等の事後評価

（2017年1月24日 電力・ガス取引監視等委員会決定）

● 電力小売全面自由化後も地域独占が残る送配電部門については、市場競争が存在しないことから、効率化・託送料金の低廉化を促進すべく、電力・ガス取引監視等委員会が**定期的（原則３年ごと）に公開の場で事後評価**を行うもの。

平成27年12月　全一般送配電事業者の28年度以降の託送料金を認可

継続的な効率化を推進

○本委員会による定期的な事後評価（平成28年度決算から開始）

-超過利潤累積額や想定原価と実績単価の乖離率の確認に加え、料金審査専門会合で定期的に託送収支や効率化の取組を評価。

（評価項目の例）

- ●全体的な効率化の取組状況
- ●託送収支（収益・費用）の増減の詳細な要因分析
- ●代表的な設備に係る調達価格水準
- ●高経年化対策等の設備更新・修繕等の方針
- ●将来の効率化に資する研究開発や情報セキュリティに対する投資の方針
- ●効率化に向けた具体的な取組の目標（競争発注比率、仕様・設計の汎用化・標準化等）

○評価結果を踏まえた対応

-各社の取組状況を踏まえ、料金審査専門会合等での審議周期を柔軟に検討。

-先進的な取組については、他社への共有を促進。

-より効果的なインセンティブ付与の仕組みを検討。

需要減少・設備老朽化を克服し、①**効率化・託送料金の低廉化**と②**質の高い電力供給**の両立を実現

一般送配電事業者の収支状況等の事後評価の全体像

- 従来からのストック管理、フロー管理に加え、平成28（2016）年度実績分からは、経営効率化に向けた取組についても評価。
- 平成29（2017）年度実績分からは廃炉等負担金を踏まえた評価を追加。

①ストック管理
・超過利潤累積額を確認。
・一定の水準額を超えた場合は値下げ。
ただし、費用要因により生じた超過利潤の1/2は自社努力分として還元義務の対象外。

②フロー管理
・想定単価と実績単価との乖離を確認。
・一定比率（▲5%）を超えた場合は値下げ。

③廃炉等負担金

一定の基準をもとに適正性を確保

④経営効率化に向けた取組等
（効率化と必要投資の両立）

（１）経営効率化の実施状況
- 経営効率化の取組の進捗
- 調達の状況
  仕様統一化
  競争発注比率
  調達単価、工事費負担金　など

（２）中長期的な安定供給等
適切なサービスレベルの確保
- 設備投資・高経年化対策
- 安定供給（停電等）
- 研究開発、情報セキュリティ
- 接続、計量　など

事業者の取組状況を見える化⇒横展開

今回の事後評価における評価項目と概要

評価項目			概要
託送収支の状況	ストック管理/フロー管理		・値下げ命令の発動基準に抵触する事業者がいないか確認
	想定原価とH29年度実績費用の乖離		・フォワードルッキングで認可された原価算定期間中の想定原価と平成29 （2017）年度の実績費用を比較し、その増減額と要因を確認
	実績費用・実績単価の経年変化		・平成28（2016）年度と平成29（2017）年度の実績費用を比較し、その増減額と要因を確認
	廃炉等負担金を踏まえた評価		・廃炉等負担金により、東京電力PGの託送料金の値下げ機会が不当に損なわれていないか確認
経営効率化の実施状況	経営効率化の実施状況		・取組の進捗等についてフォローアップ
	調達の状況	仕様の統一化	・取組の進捗等についてフォローアップ
		競争発注比率	・競争発注比率の推移等についてフォローアップ ・競争発注比率の高い事業者による調達手続、応札状況、入札結果の開示状況等を確認
		調達単価	・実績費用の大宗を占める設備関連費について、物品費と工事費を含めた単位当たりのコストを確認
		工事費負担金	・①系統接続工事に要した費用又は工期を事業者間比較し、相対的に高額又は長期となっていないか、②接続検討申込への回答において費用等の見積もりが過大・過小なものとなっていないか確認
安定供給等適切なｻｰﾋﾞｽﾚﾍﾞﾙの確保	高経年化対策		・取組の進捗等についてフォローアップ
	安定供給、接続、計量		・安定供給(停電回数・停電時間等)、接続(系統アクセスへの対応状況)、計量(託送料金の誤通知・通知遅延等)の状況について確認
その他	送電ロス		・電圧別（特高・高圧・低圧）の実績ロス率、約款とのかい離状況を確認

（※）前回の評価項目のうち、研究開発や情報セキュリティ等については、次回以降一定期間毎に評価していく。

評価の進め方

- 全10社の状況を把握した上で、電力・ガス取引監視等委員会において選定された4社（東北、東電PG、四国、九州）に対してヒアリングを行い、先進的な取組等の展開や今後の課題等について議論。

全10社の状況把握

- 全10社に対し、対象となる全評価項目に係る情報提供を要請し、当該情報を事務局において整理・集約した内容を確認する。
  - ✓ 平成29（2017）年度託送収支状況
  - ✓ 経営効率化や高経年化対策に関する取組の進捗状況
  - ✓ 調達単価・工事費負担金
  - ✓ 安定供給や接続・計量の状況
  - ✓ 送電ロスの状況

4社ヒアリング

- 公開の場におけるヒアリング対象事業者は以下の4社。
  東北電力、東京電力PG、四国電力、九州電力
- ４社に対し、想定原価と実績費用の乖離要因等について説明を求め、経営効率化や高経年化対策に関する具体的な取組の進捗状況を中心に、確認・フォローアップする。
- 確認・フォローアップに際しては、全10社の状況や前回の事後評価結果も踏まえる。

【評価結果を踏まえた対応】

- 先進的な取組については、他の事業者への共有を促進する。
- 取組が不十分な事業者については、効率化に向けた具体的な取組状況を、改めて料金審査専門会合で確認することを検討する。
- 託送料金制度の在り方（効率化インセンティブ付与を含む）について関連部局と連携しながら検討を進める。

4社ヒアリングにおけるポイント

- 公開の場でのヒアリングのポイントを整理すると以下のとおり。
- 廃炉等負担金を踏まえた評価の対象となっている東京電力PGについては、廃炉費用の捻出のために託送料金の値下げ機会が不当に損なわれていないか確認すべく、東電グループ全体の収支状況や廃炉等負担金の額、経営合理化に向けた取組状況等について説明を求める。

		評価項目		主にヒアリングで確認する内容
主として 4社ヒアリングで 確認する項目 ※全10社の状況も 踏まえて確認	東北 東電PG 四国 九州	想定原価とH29年度実績費用の乖離		✓ 想定原価と実績費用の増減額とその要因の詳細
		経営効率化の実施状況		✓ 前回の事後評価以降の新たな取組や検討状況、更に効果を上げた取組等の詳細
		調達	仕様の統一化	
			競争発注比率	
		サービスレベル	高経年化対策	
			安定供給	✓ 災害時等に備えた取組状況
	東電PGのみ	廃炉等負担金を踏まえた評価		✓ グループ全体の収支や廃炉等負担金の額の状況、廃炉費用捻出と託送料金抑制の両立に向けた経営合理化の状況等
		調達	競争発注比率	✓ 競争発注における調達手続き、応札状況、入札結果の開示状況等、実質的な競争を働かせる工夫
主として 全10社の状況把握・ 比較分析を通じて 議論する項目		調達	調達単価	まずは全10社の状況を横断的に比較・分析することに重点を置く
			工事費負担金	
		接続、計量		
		送電ロス		

資料の構成

1. 事後評価の概要及び進め方
2. 今回の事後評価における評価の視点
3. 各評価項目における確認結果
4. ヒアリング対象事業者の収支状況等の個別評価
5. 委員からの主な御意見・確認事項
6. 開催経緯・委員名簿

経営効率化の実施状況：評価の視点

- 各社の経営効率化の実施状況について、前回の事後評価以降の取組の進展状況を中心に、以下の観点から確認・フォローアップを行う。

前回の評価結果　概要

- 各社においては、効率化に資する他社の取組事例も参考に、更なる効率化やコスト削減に向けて様々な取組を進めることを期待。
- 各社においては、更なる効率化に向けた今後の取組を具体化するとともに、その内容を需要家である国民も確認することができるよう対外的に公表することを期待。
- 取組の具体化に当たっては、可能な限り定量的に説明を行うことが望ましい。
- 本専門会合としては、各社の取組の具体化とその実施状況等について、重点的に確認、評価することとする。

	具体的な確認内容
更なる効率化やコスト削減に向けた取組の進展状況	• 前回の事後評価以降の取組の進展状況について確認する。（全10社分。4社ヒアリングではその詳細を確認） ✓ 前回の事後評価で紹介された各社の代表的な取組（全122事例）に係る取組・検討状況 ✓ 新規の取組事項（検討事項含む） ✓ 工夫・改善等により費用削減効果が高まった事項 など • 各取組内容について、費用削減効果、他社への展開性・汎用性、取組の先進性等に着目して評価しつつ、特に優れたものを含む様々な取組を他社にも促す。
効率化計画（仮称）の公表状況	• 各社の効率化計画の公表状況について、以下の観点から確認する。（全10社） ✓ 更なる効率化に向けた今後の取組が具体的に記載されているか ✓ 需要家である国民からみてわかりやすい内容か（定量的な説明の有無など）

（参考）効率化に資する取組の類型と着目ポイント

取組の類型			着目するポイント
体制	効率化のための体制		• 効率化のための体制の確立に取り組んでいるか
人件費・委託費等	人件費等の削減		• アウトソーシングも含めた人件費等の効率化に資する取組がなされているか
設備関連費	調達の合理化（※）	発注方法の効率化	• 社内外での共同発注など、調達価格を抑えるための発注方法の効率化を進めているか
		仕様・設計の汎用化・標準化	• 社内外で仕様・設計の汎用化・標準化等に向けた取組がなされているか
	工事内容の見直し	新材料、新工法の利用	• 効率化に資する新材料・新工法が導入されているか
		系統構成設備の効率化	• 系統信頼度を損なわないよう配慮しつつ、設備の効率化が図られているか
	設備保全の効率化	点検周期の延伸化等の効率化	• 設備保全の効率化や大量経年設備への対応の取組を行っているか
		取替時期の延伸等の効率化	• 機器単位で効率的な更新時期を確認する等の効率化がされているか
その他	その他の効率化		(体制、人件費・委託費等、設備関連費以外の効率化についても好事例の説明を求める)

※調達の合理化については、設備関連費のみでなく、汎用品についても対象に含める

仕様の統一化：評価の視点

- 各社における仕様の統一化に向けた取組について、以下の観点から確認・フォローアップを行う。

前回の評価結果　概要

- 仕様を細分化し他社と異なる仕様となっていることで、それぞれの市場が小さくなり、調達コストの上昇につながっている可能性がある。
- 調達コストの削減に向けて、JIS規格の採用といった取組だけでなく、事業者間の仕様の差の実態を把握してその必要性を精査し、国際調達を可能にすることを含め、可能な限り仕様の標準化・共通化を進めるよう取り組むべき。
- 本専門会合としては、その取組状況について、重点的に確認、評価することとする。

具体的な確認内容

- 前回の事後評価において確認した以下の点について、最新の状況を確認する（全10社）。
  - ✓ 代表的な設備に関する直近10年程度の調達仕様と調達実績の推移
  - ✓ 仕様統一化に向けた課題と今後の取組
- 上記の確認に際しては、事業者間の仕様の差の実態把握の状況や、標準化・共通化の動向に着目する（主に4社ヒアリングにおいて詳細を確認）。
- 各取組内容について、費用削減効果、他社への展開性・汎用性、取組の先進性等に着目して評価しつつ、特に優れたものを含む様々な取組を他社にも促す。

競争発注比率：評価の視点

- 各社における競争発注比率の向上など、調達方法の改善に向けた取組状況について、以下の観点から確認・フォローアップを行う。

前回の評価結果　概要

- 調達コストの低減を図るには、競争発注比率の向上など発注方法の改善に取り組み、受注業者間のエリアを越えた競争を促進することも重要である。
- 本専門会合としては、引き続き各社の競争発注比率について確認する。
- 次年度以降は、実質的な競争が働いているかどうかを把握することを目的として、競争発注比率の高い事業者に具体的な調達手続き等についても確認していく。

具体的な確認内容

- 前回の事後評価において確認した以下の点について、引き続き確認する。（全10社）
  - ✓ 競争発注比率の推移（送電・変電・配電・全体）
  - ✓ 工事・物品別にみた競争発注比率
  - ✓ 競争発注比率の目標値の設定及び達成状況
- 競争発注比率の確認に際しては、実質的な競争が働いているかどうかに着目する。その観点から、競争発注比率の高い事業者（今回は東京電力PG）に対し、具体的な調達手続き、応札状況、入札結果の開示状況等、様々な工夫についてヒアリングする。
- 競争発注以外の調達面の工夫があればその内容を具体的に確認する。（主に4社ヒアリングにおいて確認）
- 各取組内容について、費用削減効果、他社への展開性・汎用性、取組の先進性等に着目して評価しつつ、特に優れたものを含む様々な取組を他社にも促す。

調達単価：評価の視点

- 代表的な設備の調達価格水準について、工事費を含めた単位当たりコストを公表・分析し、どのようなコスト削減の余地があるか等について検討する。

前回の評価結果　概要

- 調達コスト削減に当たっては、調達価格を比較可能な形で公表し、多様な視点から評価されることが有効であると考えられる。
- 本専門会合としては、各社の調達にかかる効率化努力を確認していくこととあわせ、情報公開の在り方について更に検討を深めていく。
- 以下について、重点的に確認、評価することとする。
  - ✓ 調達価格水準等について、各社に更なる情報提供や公表を求めるとともに、事業者間や海外との比較等を行い、どのようなコスト削減の余地があるか等を検討する。
  - ✓ 送配電設備の調達に加えて、工事費等も含めた単位当たりのコストを事業者間あるいは海外との比較を行うことも重要。次年度はこうした点も考慮してデータ分析等を行うことを検討する。

	具体的な確認内容
対象設備	【送電】鉄塔 送電線（架空送電線、地中ケーブル） ※ 比較可能性の観点から、特別高圧で最も工事量の多い66・77kVを対象とする。 【配電】鉄筋コンクリート柱
公表内容	• 物品費と工事費を含めた単位当たりコストについて、経年変化に加え、各社間のコスト水準を比較可能な形で公表する。（全10社分）
分析検討事項	• 単位当たりコストの差異の要因を分析し、どのようなコスト削減余地があるか等について検討する。 • 海外との比較を行う。

工事費負担金：評価の視点

- 系統接続工事に係る費用（工事費負担金工事に係る費用）について、工事費を含めた単位当たりコスト等を公表・分析し、どのようなコスト削減の余地があるか等について検討する。

前回の評価結果　概要

- 再生可能エネルギーの更なる導入拡大等を図るためにも、新たに発電設備を設置しようとする者が系統連系する際の工事費負担金をできるだけ低減することが重要である。
- 工事費負担金は託送収支の外ではあるが、再生可能エネルギー等の新規電源の連系工事と送電事業者の系統拡充・改良工事は、工事の内容としては共通する部分も多い。
- 本専門会合としては、送配電事業者に情報提供を求め、データ分析等を行うことにより、費用削減を促す。

具体的な確認内容

対象設備	【送電】鉄塔 送電線（架空送電線、地中ケーブル） ※ 比較可能性の観点から、特別高圧で最も工事量の多い66・77kVを対象とする。
公表内容	• 物品費と工事費を含めた単位当たりコストについて、経年変化に加え、各社間のコスト水準を比較可能な形で公表する。（全10社分） • 加えて、見積時、契約時及び精算時の金額の乖離額を公表する。
分析検討事項	• 単位当たりコストの差異の要因を分析し、どのようなコスト削減余地があるか等について検討する。 • 見積時と精算時の金額の乖離要因を分析し、どのような改善の余地があるか等について検討する。

高経年化対策：評価の視点

- 各社における高経年化対策に係る取組状況について、以下の観点から確認・フォローアップを行う。

前回の評価結果　概要

- 経済成長に応じて整備されてきた設備が今後高経年化を迎える。こうした中、送配電事業者が求められるサービスレベルを将来にわたりできる限り低コストで維持し、将来的に託送料金を最大限抑制するためには、中長期的視点で計画的かつ効率的に高経年化対策を進めることが重要である。

- 各社においては、中長期的にトータルコストを最小化するよう、IoTやAIの活用など、最新のアセットマネジメントの手法等も取り入れ、更なる費用削減に向けた検討等を継続的に行って計画を随時見直しつつ、その中長期的な計画に基づいて着実に高経年化対策を進めるべき。

- 本専門会合としても、高経年化対策に係る中長期計画の内容やその実施状況について、重点的に確認、評価することとする。

具体的な確認内容

- 代表的設備に関する最新の設備更新計画及び更新実績、今後生じうる工事量について、以下の観点から確認する。(全10社)
  - ✓ 前回の設備更新計画と実績が乖離していないか。乖離している場合、その理由は何か。
  - ✓ 最新の設備更新計画に大きな変更が見られる場合、その理由は何か。

- 確認に際しては、以下の点に着目する。
  - ✓ その内容変更等が、劣化診断結果に基づく延伸化対応や工事計画の平準化など、計画的かつ効率的に対応した結果かどうか。
  - ✓ 修繕等を繰り延べていないかどうか。
  (主に4社ヒアリングにより対応)

- AIやIoTの活用をはじめとした最新のアセットマネジメントの手法を取り入れる等、コスト削減と必要投資の両立に向けた取組内容については、費用削減効果、他社への展開性・汎用性、取組の先進性等に着目して評価しつつ、特に優れたものを含む様々な取組を他社にも促す。

安定供給、接続、計量：評価の視点

- 停電の状況、新規に系統連系する際の対応、計量に係る対応について、以下の点を確認し、中長期的な安定供給の確保等、送配電事業者に求められる適切なサービスレベルを多角的に評価する手法について検討する。

前回の評価結果　概要

- 各社の一需要家当たりの停電回数、停電時間を確認したところ、いずれも大規模災害を除き低水準で安定していた。本専門会合としては、引き続き、その動向を注視していくこととする。
- 送配電事業者が提供するサービスレベルについて、停電等の状況だけでなく、新規に系統連系する際の対応、安全の確保など、より多角的に評価する方法について、海外の事例も参考に検討を進める。

	具体的な確認内容
安定供給	• 一需要家当たりの停電回数・停電時間の経年変化について、変化の大きい事業者に関しては、その要因を確認する。（全10社） • 安定供給に向けた取組として、災害時等に備えた取組状況（発電・小売との連携、マニュアル整備、訓練など）について確認する。（主に4社ヒアリングで対応）
接続	• 接続検討期間などについて、電力広域的運営推進機関が定める標準処理期間から遅延している割合を確認する。（全10社） • 遅延要因を分析するとともに、どのような改善の余地があるか等について、送配電事業者に求められるサービスレベルも念頭に、検討する。
計量	• 計量結果の誤通知・通知遅延の発生割合及びその要因を確認する。（全10社） • 誤通知・通知遅延の発生要因を分析するとともに、どのような改善の余地があるか等について、送配電事業者に求められるサービスレベルも念頭に、検討する。

資料の構成

1. 事後評価の概要及び進め方
2. 今回の事後評価における評価の視点
3. 各評価項目における確認結果
   （１）託送収支の状況
   （２）経営効率化の実施状況
   （３）安定供給等適切なサービスレベルの確保
   （４）その他
4. ヒアリング対象事業者の収支状況等の個別評価
5. 委員からの主な御意見・確認事項
6. 開催経緯・委員名簿

平成29(2017)年度託送収支結果について

- 各社の現状を把握するため、公開情報及び各社から任意で提出を求めた情報をもとに以下６項目について整理した。

	整理項目	確認事項
平成29（2017）年度託送収支（想定原価との比較）	①超過利潤累積額管理表による事後評価（ストック管理）	• 当期超過利潤累積額が一定の水準を超過しているか
	②乖離率計算書による事後評価（フロー管理）	• 想定単価と実績単価の乖離率が一定の割合を超過しているか
	③廃炉等負担金を踏まえた評価	• 新たに設定された評価基準（値下げ基準）に抵触しているか
	④想定原価と平成29年度実績費用の増減額	• 想定原価と平成29年度実績費用の増減額とその要因
託送収支の経年変化	⑤実績費用の経年変化	• 平成28年度と平成29年度実績費用の増減額とその要因
	⑥実績単価の経年変化	• 平成28年度と平成29年度実績単価の増減額とその要因

①超過利潤累積額管理表による事後評価（ストック管理）

- 当期超過利潤累積額について、値下げ命令の発動基準となる「一定の水準」（東電PGにおいては「一定の水準」の3/5）を超過した事業者はいなかった。

(単位:億円)	当期純利益又は純損失	当期超過利潤又は欠損※	当期超過利潤累積額又は欠損累積額	一定水準額	基準への抵触
北海道電力	▲78	▲93	▲229	172	無
東北電力	23	▲165	▲369	479	無
東京電力PG	492	▲19	282	1,252 （1,252×3/5=751）	無
中部電力	281	49	▲360	578	無
北陸電力	29	▲0	▲7	79	無
関西電力	194	▲19	▲184	648	無
中国電力	9	▲53	▲261	177	無
四国電力	40	▲16	▲188	128	無
九州電力	169	58	345	478	無
沖縄電力	20	▲8	▲51	38	無

※１　当期超過利潤(又は欠損)がプラスとなったのは２社（中部電力、九州電力）のみ
※２　「一定水準額」は送配電部門に係る固定資産の期首期末平均帳簿価額に直近の託送供給等約款料金を設定した際に算定した事業報酬率を乗じて算定
※３　東京電力PGについては、廃炉等負担金を踏まえ、厳格化された基準が適用される。

(出典) 各社の平成29年度託送収支(超過利潤累積額管理表等、平成30年９月現在)より事務局作成

②乖離率計算書による事後評価（フロー管理）

- 想定単価と実績単価の乖離率について、値下げ命令の発動基準となる「▲5%」（東電PGにおいては「▲3%」）を超過した事業者はいなかった。

(単位:円/kWh)

		想定単価※1	実績単価※2,3	乖離率	基準への抵触
北海道電力	補正前	5.97	6.36	6.53%	無
	補正後		6.35	6.37%	
東北電力	補正前	5.75	6.07	5.57%	無
	補正後		6.07	5.57%	
東京電力PG	補正前	5.06	5.16	1.98%	無
	補正後		5.18	2.37%	
中部電力	補正前	4.74	4.76	0.42%	無
	補正後		4.77	0.63%	
北陸電力	補正前	–	–	–	–
	補正後		–	–	
関西電力	補正前	4.80	4.90	2.08%	無
	補正後		4.92	2.50%	
中国電力	補正前	–	–	–	–
	補正後		–	–	
四国電力	補正前	5.45	5.79	6.24%	無
	補正後		5.83	6.97%	
九州電力	補正前	5.21	5.21	0.00%	無
	補正後		5.26	0.96%	
沖縄電力	補正前	–	–	–	–
	補正後		–	–	

※北陸電力、中国電力、沖縄電力は原価算定期間中のため乖離率計算書による事後評価の対象外。
※東京電力PGについては、廃炉等負担金を踏まえ、厳格化された基準が適用される。

※1:算出に用いた想定原価・想定需要量は、託送供給等約款の料金を設定した際に整理された送配電関連原価の合計額、送配電関連需要量（原価算定期間の合計）とする
※2:算出に用いた実績費用・実績需要量は、実際に発生した費用の額、需要の量（原価算定期間の年数に対応した直近の事業年度(H27～H29)の合計）とする
※3:算出に用いた補正後実績費用は、実績費用をもとに需要の補正に伴い変動した販売電力量のみによって変動する費用を補正した額、補正後実績需要量は、実績需要量をもとに原則気温により変動した量を補正した需要量とする
(出典) 各社の平成29年度託送収支(乖離率計算書、平成30年９月現在)より事務局作成

③廃炉等負担金を踏まえた評価

- 廃炉等負担金を踏まえ、東京電力PGにおいては厳格な値下げ基準が適用される。
- 平成29(2017)年度の収支状況について確認した結果、当該基準に達していなかった。

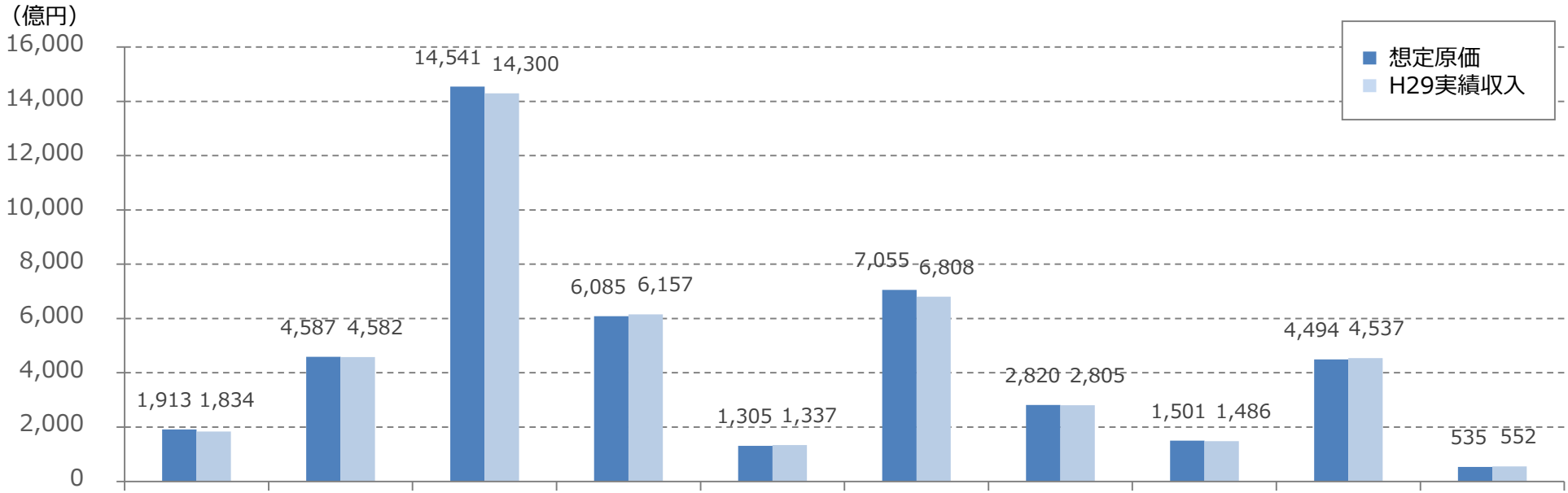
＜基準の概要＞

① 通常のストック管理・フロー管理に比べて厳格な基準値	• 超過利潤累積額が、通常のストック管理基準（一定水準額＝固定資産額×事業報酬率）の３／５を超過する場合、 もしくは、 • 想定原価と実績単価の乖離率が、▲3%（通常のフロー管理基準（▲5%）の３／５）を超過する場合	• 東電PGの当期超過利潤累積額は282億円となり、一定水準額の３／５（751億円）を超過していない。 • 乖離率は、1.98%（補正後2.37%）となり、▲３%を超過していない。
② 他の一般送配電事業者の経営効率化の状況との比較指標	• 他の一般電気事業者の3社以上が託送料金を値下げする場合、 もしくは、 • 他の一般送配電事業者の５社以上の想定原価と実績単価の乖離率が▲５%を超過している場合	• 値下げを予定している一般送配電事業者はいない。 • 他の一般送配電事業者のいずれも乖離率が▲５%を超過していない。
③ 東電グループ他社の資金負担との比較指標 ※ ③の基準は2020年3月31日施行であるため、2019年度託送収支の事後評価から適用される。	• 東電PGが支払う廃炉等負担金の直近3事業年度の平均額が、以下の式により算定した額の３事業年度の平均額を超過する場合 算定式　A－B（１－C） A：廃炉等積立金の額 B：東電グループ他社（東電EP及び東電FP）の経常利益の合計値 C：東電PGの有形固定資産比率	※ 平成29（2017）年度託送収支の事後評価では適用されない。

④想定原価と平成29(2017)年度実績費用の比較

平成29 (2017)年度実績収入の増減額と増減率

- 北海道、東北、東京、関西、中国、四国の6社の実績収入が想定原価(＝想定収入)を下回った。



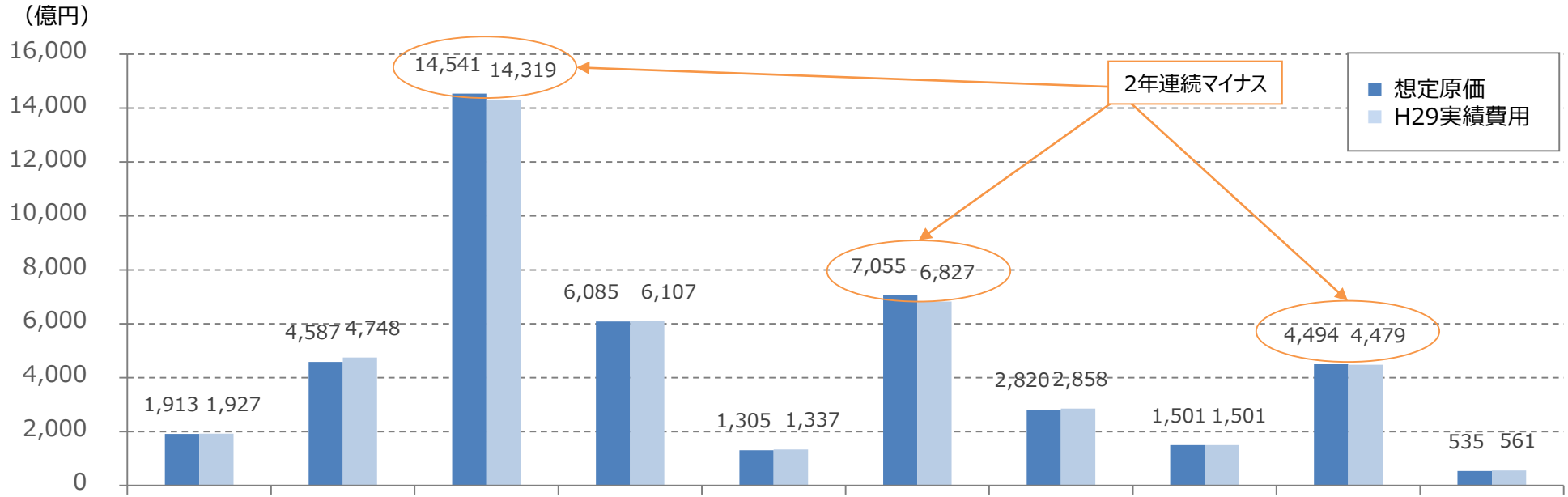
（単位：億円）	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
①想定原価	1,913	4,587	14,541	6,085	1,305	7,055	2,820	1,501	4,494	535
②H29実績	1,834	4,582	14,300	6,157	1,337	6,808	2,805	1,486	4,537	552
③増減額(＝②-①)	▲79	▲5	▲241	72	32	▲247	▲15	▲16	43	18
④増減率	▲4.1%	▲0.1%	▲1.7%	1.2%	2.5%	▲3.5%	▲0.5%	▲1.0%	1.0%	3.3%

(出典)想定原価(平成27年12月に認可を受けた託送料金原価)・H29実績収入ともに各社提供データより作成

④想定原価と平成29 (2017)年度実績費用の比較

平成29 (2017)年度実績費用の増減額と増減率

- 北海道、東北、中部、北陸、中国、四国、沖縄の7社の実績費用が想定原価(＝想定費用)を上回った一方で、東京、関西、九州の実績費用は想定原価を下回った。



（単位：億円）	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
①想定原価	1,913	4,587	14,541	6,085	1,305	7,055	2,820	1,501	4,494	535
②H29実績	1,927	4,748	14,319	6,107	1,337	6,827	2,858	1,501	4,479	561
③増減額(＝②-①)	14	161	▲222	23	33	▲228	38	0	▲15	26
④増減率	0.7%	3.5%	▲1.5%	0.4%	2.5%	▲3.2%	1.4%	0.0%	▲0.3%	4.9%

(出典)想定原価(平成27年12月に認可を受けた託送料金原価)・H29実績費用ともに各社提供データより作成

④想定原価と平成29 (2017)年度実績費用の比較

平成29 (2017)年度実績費用の増減要因

- 実績費用が減少した東京、関西、九州の3社においては、「設備関連費」の減少が実績費用の減少に大きく寄与。

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
原価算定期間(年度)		H25-27	H25-27	H24-26	H26-28	H28-30	H25-27	H28-30	H25-27	H25-27	H28-30
H29実績と想定の増減率(増減額(億円))		0.7% (14)	3.5% (161)	▲1.5% (▲222)	0.4% (23)	2.5% (33)	▲3.2% (▲228)	1.4% (38)	0.0% (0)	▲0.3% (▲15)	4.9% (26)
（寄与度）	人件費・委託費等	(0.6%)	(4.0%)	(▲0.5%)	(2.0%)	(1.6%)	(2.1%)	(5.5%)	(3.5%)	(3.3%)	(3.7%)
	設備関連費	(▲1.6%)	(2.4%)	(▲9.6%)	(▲3.2%)	(▲0.6%)	(▲4.5%)	(▲2.9%)	(▲1.9%)	(▲6.3%)	(2.8%)
	廃炉等負担金	―	―	(8.7%)	―	―	―	―	―	―	―
	その他費用※	(1.8%)	(▲2.9%)	(▲0.1%)	(1.6%)	(1.5%)	(▲0.9%)	(▲1.3%)	(▲1.6%)	(2.6%)	(▲1.6%)

※その他費用は、人件費・委託費等及び設備関連費、廃炉等負担金以外の費用（消耗品費、電源開発促進税、電気事業報酬等）及び控除収益（電気事業雑収益等）
(出典)想定原価(平成27年12月に認可を受けた託送料金原価)・H29実績費用ともに各社提供データより作成

④想定原価と平成29 (2017)年度実績費用の比較

「人件費・委託費等」及び「設備関連費」の増減額と増減率

- 費用全体のうち「人件費・委託費等」について見ると、東京を除く9社で実績費用が想定原価を上回った。特に、東北、関西、中国、四国、九州、沖縄の6社は10%以上増加。
- 「設備関連費」について見ると、東北、沖縄を除く8社で実績費用が想定原価を下回った。特に、東京、九州の2社は10%以上減少。

増減率が＋10%以上
増減率が▲10%以上

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
原価算定期間(年度)		H25-27	H25-27	H24-26	H26-28	H28-30	H25-27	H28-30	H25-27	H25-27	H28-30
合計	想定原価	1,913	4,587	14,541	6,085	1,305	7,055	2,820	1,501	4,494	535
	実績費用 (増減率)	1,927 (0.7%)	4,748 (3.5%)	14,319 (▲1.5%)	6,107 (0.4%)	1,337 (2.5%)	6,827 (▲3.2%)	2,858 (1.4%)	1,501 (0.0%)	4,479 (▲0.3%)	561 (4.9%)
人件費・委託費等※1	想定原価	496	910	3,008	1,547	309	1,372	689	327	994	118
	実績費用 (増減率)	507 (2.1%)	1,096 (20.4%)	2,933 (▲2.5%)	1,668 (7.8%)	330 (6.9%)	1,523 (11.0%)	845 (22.6%)	380 (16.2%)	1,144 (15.1%)	138 (16.6%)
設備関連費※2	想定原価	937	2,711	8,070	3,121	676	3,723	1,424	771	2,375	262
	実績費用 (増減率)	906 (▲3.3%)	2,819 (4.0%)	6,670 ▲17.3%)	2,923 (▲6.3%)	668 (▲1.2%)	3,407 (▲8.5%)	1,343 (▲5.7%)	742 (▲3.7%)	2,092 (▲11.9%)	277 (5.7%)

(単位:億円)

※1 人件費・委託費等：役員給与、給料手当、給料手当振替額（貸方）、退職給与金、厚生費、委託検針費、委託集金費、雑給、委託費
※2 設備関連費：修繕費、賃借料、固定資産税、減価償却費、固定資産除却費、共有設備費等分担額、共有設備費等分担額（貸方）、建設分担関連費振替額（貸方）
※3 各社の増減率のうち10%以上増減したものは色付きでハイライト
(出典) 想定原価(平成27年12月に認可を受けた託送料金原価)、H29実績費用ともに各社提供データより作成

④想定原価と平成29 (2017)年度実績費用の比較

人件費・委託費等の増減要因

- 「人件費・委託費等」が10%以上増加した東北、関西、中国、四国、九州、沖縄の6社では「給料手当」が増加に寄与。

増減率が＋10%以上
増減率が▲10%以上

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
原価算定期間(年度)	H25-27	H25-27	H24-26	H26-28	H28-30	H25-27	H28-30	H25-27	H25-27	H28-30
H29実績と想定原価の増減率(増減額(億円))	2.1% (11)	20.4% (186)	▲2.5% (▲75)	7.8% (121)	6.9% (21)	11.0% (151)	22.6% (156)	16.2% (53)	15.1% (150)	16.6% (20)
（寄与度） 役員給与	(0.2%)	(0.2%)	(0.1%)	(0.2%)	(0.2%)	(0.1%)	(0.2%)	(0.3%)	(0.2%)	(0.6%)
給料手当	(5.6%)	**(12.8%)**	(▲3.6%)	(3.9%)	(▲0.6%)	**(6.8%)**	**(15.7%)**	**(12.3%)**	**(12.4%)**	**(10.4%)**
給料手当振替額（貸方）	(0.0%)	(▲0.3%)	(▲0.2%)	(▲0.0%)	(0.0%)	(▲0.4%)	(▲0.5%)	(▲0.1%)	(▲0.4%)	(▲0.9%)
退職給与金	(▲2.8%)	(3.1%)	(▲1.4%)	(0.0%)	(3.4%)	(5.4%)	(2.3%)	(▲1.1%)	(▲0.4%)	(0.6%)
厚生費	(1.3%)	(2.1%)	(▲1.6%)	(1.2%)	(0.4%)	(1.7%)	(2.2%)	(1.0%)	(2.2%)	(1.2%)
委託検針費	(0.0%)	(0.1%)	(▲1.0%)	(▲0.1%)	(▲0.3%)	(▲1.9%)	(0.1%)	(▲0.4%)	(▲1.3%)	(0.7%)
委託集金費	(0.0%)	(▲0.0%)	(0.3%)	(▲0.0%)	(▲0.0%)	(▲0.3%)	(▲0.6%)	(▲0.2%)	(0.0%)	(0.1%)
雑給	(0.8%)	(0.9%)	(▲0.4%)	(0.9%)	(0.4%)	(0.5%)	(0.3%)	(▲0.3%)	(0.0%)	(0.8%)
委託費	(▲3.0%)	(1.6%)	(5.3%)	(1.7%)	(3.3%)	(▲1.0%)	(3.0%)	(4.7%)	(2.3%)	(2.9%)

※ 各社の増減率のうち10%以上増減したものは色付きでハイライトし、ハイライトされた増減率に対して最も大きい寄与度が大きいものを色つき・太字で記載
(出典) 想定原価(平成27年12月に認可を受けた託送料金原価)・H29実績費用ともに各社提供データより作成

④想定原価と平成29 (2017)年度実績費用の比較
設備関連費の増減要因

- 「設備関連費」が10%以上減少した東京、九州の2社では、ほとんど全ての費目が減少に寄与。特に、「修繕費」の影響が大きい。

増減率が＋10%以上
増減率が▲10%以上

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
原価算定期間(年度)		H25-27	H25-27	H24-26	H26-28	H28-30	H25-27	H28-30	H25-27	H25-27	H28-30
H29実績と想定原価の増減率(増減額(億円))		▲3.3% (▲31)	4.0% (108)	▲17.3% (▲1,400)	▲6.3% (▲198)	▲1.2% (▲8)	▲8.5% (▲316)	▲5.7% (▲81)	▲3.7% (▲29)	▲11.9% (▲283)	5.7% (15)
（寄与度）	修繕費	(▲1.9%)	(0.1%)	**(▲6.5%)**	(▲5.7%)	(▲0.5%)	(▲2.0%)	(▲4.5%)	(1.3%)	**(▲7.7%)**	(7.0%)
	賃借料	(▲0.3%)	(▲0.5%)	(▲2.7%)	(▲0.3%)	(0.3%)	(▲1.6%)	(▲0.2%)	(▲0.4%)	(▲0.4%)	(▲0.8%)
	固定資産税	(0.3%)	(0.3%)	(▲0.6%)	(▲0.1%)	(0.1%)	(▲0.2%)	(0.2%)	(▲0.2%)	(0.1%)	(0.2%)
	減価償却費	(▲2.5%)	(2.7%)	(▲5.4%)	(▲1.7%)	(▲1.4%)	(▲3.6%)	(0.2%)	(▲2.5%)	(▲2.5%)	(0.0%)
	固定資産除却費	(1.2%)	(1.3%)	(▲2.2%)	(1.4%)	(0.2%)	(▲1.0%)	(▲1.4%)	(▲1.9%)	(▲1.2%)	(▲0.7%)
	その他※1	(▲0.0%)	(▲0.0%)	(▲0.0%)	(0.0%)	(0.0%)	(▲0.0%)	(▲0.0%)	(▲0.0%)	(▲0.2%)	(0.0%)

※1 その他は、共有設備費等分担額、共有設備費等分担額(貸方)及び建設分担関連費振替額(貸方)の合算値
※2 各社の増減率のうち10%以上増減したものは色付きでハイライトし、ハイライトされた増減率に対して最も大きい寄与度が大きいものを色つき・太字で記載
(出典) 想定原価(平成27年12月に認可を受けた託送料金原価)・H29実績費用ともに各社提供データより作成

④想定原価と平成29 (2017)年度実績費用の比較

送変配電別に見た設備関連費の増減要因

- 「設備関連費」が10%以上減少した東京、九州の2社の「修繕費」について送変配別に見ると、「修繕費」のうち配電費が減少に大きく寄与。

増減率が＋10%以上
増減率が▲10%以上

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
原価算定期間(年度)		H25-27	H25-27	H24-26	H26-28	H28-30	H25-27	H28-30	H25-27	H25-27	H28-30
修繕費の増減率※1 (増減額(億円))		▲4.3% (▲18)	0.2% (3)	▲22.4% (▲523)	▲14.3% (▲179)	▲1.2% (▲3)	▲6.4% (▲76)	▲11.9% (▲64)	3.1% (10)	▲21.4% (▲183)	21.5% (18)
（寄与度）	うち送電費	(▲2.6%)	(0.6%)	(▲4.5%)	(0.5%)	(▲2.2%)	(0.5%)	(▲1.3%)	(0.8%)	(▲3.8%)	(0.0%)
	うち変電費	(▲2.4%)	(0.3%)	(▲3.4%)	(▲4.5%)	(▲1.1%)	(▲5.5%)	(▲0.5%)	(0.8%)	(▲2.6%)	(0.3%)
	うち配電費	(0.9%)	(▲0.9%)	**(▲13.5%)**	**(▲8.4%)**	(1.6%)	(▲1.2%)	**(▲10.4%)**	(1.6%)	**(▲15.3%)**	**(13.6%)**
減価償却費の増減率※1 (増減額(億円))		▲6.9% (▲23)	7.2% (72)	▲13.4% (▲435)	▲4.1% (▲52)	▲3.6% (▲9)	▲9.1% (▲134)	0.7% (3)	▲7.1% (▲19)	▲6.2% (▲59)	0.0% (0)
（寄与度）	うち送電費	(▲2.8%)	(6.0%)	**(▲6.3%)**	(▲2.8%)	(▲1.5%)	(▲5.9%)	(0.1%)	(▲3.5%)	(▲0.7%)	(▲0.3%)
	うち変電費	(▲1.7%)	(1.5%)	(▲3.6%)	(▲0.7%)	(▲0.8%)	(▲0.8%)	(0.2%)	(▲2.6%)	(▲0.9%)	(▲0.0%)
	うち配電費	(▲1.8%)	(▲2.1%)	(▲3.1%)	(▲0.5%)	(▲1.0%)	(▲1.3%)	(▲0.1%)	(▲0.9%)	(▲1.7%)	(▲0.4%)
固定資産除却費の増減率※1(増減額(億円))		22.6% (11)	19.8% (36)	▲25.8% (▲175)	25.6% (45)	3.0% (1)	▲17.2% (▲36)	▲16.7% (▲19)	▲29.1% (▲15)	▲18.6% (▲29)	▲13.5% (▲2)
（寄与度）	うち送電費	(3.5%)	(2.2%)	**(▲18.9%)**	**(11.9%)**	(▲5.4%)	**(▲7.1%)**	(▲1.7%)	(▲1.2%)	(▲2.8%)	**(▲13.4%)**
	うち変電費	(6.8%)	(5.1%)	(▲7.1%)	(6.7%)	(1.9%)	(▲6.3%)	**(▲10.5%)**	(▲4.6%)	(▲7.7%)	(4.1%)
	うち配電費	**(15.0%)**	**(6.1%)**	(0.9%)	(9.4%)	(5.5%)	(▲2.4%)	(▲2.0%)	**(▲22.6%)**	**(▲7.8%)**	(▲3.9%)

※1 修繕費、減価償却費、固定資産除去費には送電費、変電費、配電費の他に、水力発電費、火力発電費、新エネ等発電費等がある
※2 各社の増減率のうち10%以上増減したものは色付きでハイライトし、ハイライトされた増減率に対して最も大きい寄与度が大きいものを色つき・太字で記載
(出典) 想定原価(平成27年12月に認可を受けた託送料金原価)・H29実績費用ともに各社提供データより作成

⑤実績費用の経年変化

前年度と比較した平成29(2017)年度実績費用の増減額と増減率

- 中国、四国、沖縄の3社を除いた7社は、前年度に比べ、平成29（2017）年度実績費用が増加。特に、東京は5%以上増加。四国、沖縄の2社は、5%以上減少。

増減率が＋5%以上
増減率が▲5%以上
(単位: 億円)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
①H28実績費用	1,887	4,712	13,512	6,088	1,315	6,631	2,970	1,598	4,303	593
②H29実績費用	1,927	4,748	14,319	6,107	1,337	6,827	2,858	1,501	4,479	561
③実績費用の増減額 (増減率)	40 (2.1%)	36 (0.8%)	807 (6.0%)	20 (0.3%)	22 (1.7%)	195 (2.9%)	▲112 (▲3.8%)	▲96 (▲6.0%)	176 (4.1%)	▲32 (▲5.4%)

(③＝②-①)

※ 各社の増減率のうち5%以上増減したものは色付きでハイライト
(出典)H28、H29実績費用は各社提供データより作成

⑤実績費用の経年変化

前年度と比較した平成29(2017)年度実績費用の増減要因

- 前年度と比べた実績費用の増減要因を分析すると、東京は「廃炉等負担金」が増加に寄与。実績費用が5%以上減少した2社のうち、四国は「人件費・委託費等」が、沖縄は「その他費用」が減少に寄与。

増減率が＋5%以上
増減率が▲5%以上

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
H29実績とH28実績の増減率(増減額(億円))		2.1% (40)	0.8% (36)	6.0% (807)	0.3% (20)	1.7% (22)	2.9% (195)	▲3.8% (▲112)	▲6.0% (▲96)	4.1% (176)	▲5.4% (▲32)
（寄与度）	人件費・委託費等	(1.5%)	(0.9%)	(▲1.8%)	(0.4%)	(▲0.0%)	(0.9%)	(0.3%)	**(▲7.2%)**	(0.2%)	(▲0.3%)
	設備関連費	(▲1.1%)	(0.2%)	(▲0.9%)	(▲1.9%)	(▲0.0%)	(1.0%)	(▲2.2%)	(0.3%)	(1.4%)	(0.4%)
	廃炉等負担金	―	―	**(9.4%)**	―	―	―	―	―	―	―
	その他費用※1	(1.7%)	(▲0.4%)	(▲0.7%)	(1.9%)	(1.7%)	(1.1%)	(▲1.9%)	(0.9%)	(2.5%)	**(▲5.4%)**

※1 その他費用は、人件費・委託費等及び設備関連費以外の費用（消耗品費、電源開発促進税、電気事業報酬等）及び控除収益（電気事業雑収益等）
※2 各社の増減率のうち5%以上増減したものは色付きでハイライトし、ハイライトされた増減率に対して最も大きい寄与度が大きいものを色つき・太字で記載
(出典)H28、H29実績費用は各社提供データより作成

⑤実績費用の経年変化

前年度と比較した「人件費・委託費等」及び「設備関連費」の増減額と増減率

- 「人件費・委託費等」について見ると、前年度に比べ、四国は10%以上減少。
- 「設備関連費」について見ると、前年度に比べ、10%以上増減した事業者はいなかった。

増減率が＋10%以上
増減率が▲10%以上
(単位: 億円)

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
人件費・委託費等	H28実績費用	479	1,054	3,173	1,645	330	1,466	836	495	1,136	140
	H29実績費用	507	1,096	2,933	1,668	330	1,523	845	380	1,144	138
	実績費用の増減額 (増減率)	27 (5.7%)	42 (4.0%)	▲241 (▲7.6%)	22 (1.4%)	▲0 (▲0.1%)	57 (3.9%)	9 (1.0%)	▲115 (▲23.3%)	8 (0.7%)	▲2 (▲1.5%)
設備関連費	H28実績費用	926	2,808	6,795	3,039	668	3,342	1,409	738	2,032	275
	H29実績費用	906	2,819	6,670	2,923	668	3,407	1,343	742	2,092	277
	実績費用の増減額 (増減率)	▲21 (▲2.2%)	11 (0.4%)	▲125 (▲1.8%)	▲116 (▲3.8%)	▲0 (▲0.1%)	64 (1.9%)	▲66 (▲4.7%)	5 (0.7%)	60 (3.0%)	2 (0.8%)

※ 各社の増減率のうち10%以上増減したものは色付きでハイライト
(出典)H28、H29実績費用は各社提供データより作成

⑤実績費用の経年変化

前年度と比較した人件費・委託費等の増減要因

- 「人件費・委託費等」が10%以上減少した四国は「退職給与金」が減少に寄与。

増減率が＋10%以上
増減率が▲10%以上

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
H29実績とH28実績の増減率(増減額(億円))		5.7% (27)	4.0% (42)	▲7.6% (▲241)	1.4% (22)	▲0.1% (▲0)	3.9% (57)	1.0% (9)	▲23.3% (▲115)	0.7% (8)	▲1.5% (▲2)
（寄与度）	役員給与	(0.0%)	(▲0.0%)	(0.0%)	(0.0%)	(▲0.1%)	(0.0%)	(0.0%)	(0.0%)	(0.0%)	(0.1%)
	給料手当	(0.2%)	(1.0%)	(▲3.8%)	(▲0.5%)	(▲2.0%)	(3.0%)	(1.6%)	(0.6%)	(▲1.0%)	(1.6%)
	給料手当振替額（貸方）	(▲0.2%)	(0.0%)	(▲0.0%)	(0.1%)	(0.0%)	(0.1%)	(▲0.1%)	(0.0%)	(▲0.0%)	(0.0%)
	退職給与金	(0.7%)	(1.3%)	(2.8%)	(2.8%)	(▲0.6%)	(0.8%)	(▲0.3%)	**(▲17.8%)**	(0.7%)	(▲1.2%)
	厚生費	(0.0%)	(0.1%)	(▲0.6%)	(0.0%)	(▲0.3%)	(0.8%)	(0.3%)	(▲0.2%)	(▲0.3%)	(0.3%)
	委託検針費	(0.0%)	(▲0.6%)	(▲0.5%)	(0.0%)	(▲0.5%)	(0.0%)	(▲0.3%)	(▲0.2%)	(▲0.5%)	(0.0%)
	委託集金費	(0.0%)	(▲0.0%)	(▲0.3%)	(0.0%)	(▲0.0%)	(▲0.2%)	(▲0.5%)	(▲0.0%)	(▲0.1%)	(0.0%)
	雑給	(▲0.0%)	(0.4%)	(▲0.0%)	(0.0%)	(0.6%)	(0.2%)	(0.2%)	(0.0%)	(0.0%)	(0.0%)
	委託費	(5.0%)	(1.6%)	(▲5.2%)	(▲1.1%)	(2.6%)	(▲0.9%)	(0.1%)	(▲5.7%)	(1.8%)	(▲2.4%)

※ 各社の増減率のうち10%以上増減したものは色付きでハイライトし、ハイライトされた増減率に対して最も大きい寄与度が大きいものを色つき・太字で記載
(出典)H28、H29実績費用は各社提供データより作成

⑤実績費用の経年変化

前年度と比較した設備関連費の増減要因

- 「設備関連費」について見ると、前年度に比べ、北海道、東京、中部、北陸、中国の5社が減少。特に「修繕費」が減少に寄与。

増減率が＋10%以上
増減率が▲10%以上

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
H29実績とH28実績の増減率(増減額(億円))		▲2.2% (▲21)	0.4% (11)	▲1.8% (▲125)	▲3.8% (▲116)	▲0.1% (▲0)	1.9% (64)	▲4.7% (▲66)	0.7% (5)	3.0% (60)	0.8% (2)
（寄与度）	修繕費	(▲2.6%)	(▲2.4%)	(▲3.0%)	(▲5.1%)	(▲0.2%)	(3.8%)	(▲4.9%)	(1.4%)	(2.9%)	(1.4%)
	賃借料	(0.0%)	(0.1%)	(▲0.2%)	(0.0%)	(0.3%)	(▲0.4%)	(0.2%)	(0.1%)	(0.1%)	(▲0.1%)
	固定資産税	(▲0.1%)	(0.3%)	(2.2%)	(0.0%)	(0.0%)	(▲0.1%)	(▲0.0%)	(▲0.0%)	(0.2%)	(0.2%)
	減価償却費	(▲0.6%)	(1.1%)	(▲1.1%)	(▲0.2%)	(▲0.5%)	(▲1.1%)	(0.0%)	(▲0.7%)	(▲1.2%)	(▲0.6%)
	固定資産除却費	(1.0%)	(1.3%)	(0.2%)	(1.5%)	(0.3%)	(▲0.3%)	(▲0.0%)	(▲0.2%)	(1.0%)	(▲0.1%)
	その他※1	(0.0%)	(▲0.0%)	(▲0.0%)	(▲0.0%)	(0.0%)	(▲0.0%)	(0.0%)	(▲0.0%)	(▲0.1%)	(ー)

※1 その他は、共有設備費等分担額、共有設備費等分担額(貸方)及び建設分担関連費振替額(貸方)の合算値
※2 各社の増減率のうち10%以上増減したものは色付きでハイライトし、ハイライトされた増減率に対して最も大きい寄与度が大きいものを色つき・太字で記載
(出典)H28、H29実績費用は各社提供データより作成

⑤実績費用の経年変化

前年度と比較した送変配電別に見た設備関連費の増減要因

- 「設備関連費」が減少した5社の修繕費について見ると、特に配電費が減少に寄与。

増減率が＋10%以上
増減率が▲10%以上

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
修繕費の増減率※1（増減額(億円)）		▲5.6%（▲24）	▲5.8%（▲69）	▲10.1%（▲203）	▲12.7%（▲156）	▲0.4%（▲1）	12.6%（126）	▲12.6%（▲69）	3.3%（11）	9.7%（59）	3.9%（4）
（寄与度）	うち送電費	(▲0.2%)	(▲2.2%)	(▲2.5%)	(▲0.7%)	(0.7%)	(4.3%)	(▲1.2%)	(▲0.5%)	(4.4%)	(▲0.3%)
	うち変電費	(▲0.2%)	(▲0.6%)	(▲1.1%)	(▲3.4%)	(▲0.2%)	(▲1.9%)	(▲1.5%)	(▲0.5%)	(2.6%)	(▲0.3%)
	うち配電費	(▲5.8%)	(▲3.1%)	**(▲6.3%)**	**(▲6.5%)**	(▲1.4%)	**(10.3%)**	**(▲9.7%)**	(4.3%)	(2.2%)	(3.6%)
減価償却費の増減率※1（増減額(億円)）		▲1.7%（▲6）	2.9%（31）	▲2.5%（▲72）	▲0.4%（▲5）	▲1.4%（▲3）	▲2.6%（▲35）	0.1%（0）	▲1.9%（▲5）	▲2.6%（▲24）	▲1.4%（▲2）
（寄与度）	うち送電費	(▲1.2%)	(▲0.1%)	(▲1.7%)	(▲0.8%)	(▲0.4%)	(▲2.3%)	(▲0.2%)	(▲0.9%)	(▲0.9%)	(0.2%)
	うち変電費	(▲0.3%)	(▲0.1%)	(▲0.5%)	(0.8%)	(▲0.7%)	(0.8%)	(▲0.3%)	(▲0.7%)	(▲0.6%)	(▲0.9%)
	うち配電費	(0.1%)	(2.4%)	(0.2%)	(▲0.6%)	(0.3%)	(▲0.7%)	(0.8%)	(▲0.4%)	(0.1%)	(0.4%)
固定資産除却費の増減率※1（増減額(億円)）		17.6%（9）	20.5%（38）	2.9%（14）	25.4%（45）	4.5%（2）	▲5.3%（▲10）	▲0.5%（▲1）	▲3.2%（▲1）	19.5%（21）	▲3.3%（▲0）
（寄与度）	うち送電費	**(11.5%)**	**(7.6%)**	(▲1.8%)	(5.4%)	(4.5%)	(▲3.0%)	(3.0%)	(▲4.8%)	**(23.0%)**	(▲0.2%)
	うち変電費	(4.6%)	(2.4%)	(▲1.8%)	(7.7%)	(▲1.6%)	(▲4.0%)	(2.0%)	(▲1.2%)	(▲2.5%)	(▲3.2%)
	うち配電費	(2.1%)	(4.1%)	(7.1%)	**(13.4%)**	(1.8%)	(1.9%)	(▲4.8%)	(4.0%)	(▲0.0%)	(▲6.3%)

※1 修繕費、減価償却費、固定資産除去費には送電費、変電費、配電費の他に、水力発電費、火力発電費、新エネ等発電費等がある
※2 各社の増減率のうち10%以上増減したものは色付きでハイライトし、ハイライトされた増減率に対して最も大きい寄与度が大きいものを色つき・太字で記載
(出典)H28、H29実績費用は各社提供データより作成

⑥実績単価の経年変化

前年度と比較した平成29(2017)年度実績単価の増減額と増減率

- 実績単価(実績費用を実績需要量(kWh)で除したもの)について見ると、前年度に比べ、東北、中部、北陸、中国、四国、沖縄の6社で減少。

(単位: 円/kWh)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
原価算定期間(年度)	H25-27	H25-27	H24-26	H26-28	H28-30	H25-27	H28-30	H25-27	H25-27	H28-30
①想定単価※1	5.99	5.73	5.02	4.74	4.59	4.75	4.69	5.40	5.25	6.87
②H28実績単価※2,3	6.29	6.05	4.96	4.79	4.64	4.79	5.02	6.04	5.13	7.45
③H29実績単価※2,3	6.46	6.01	5.16	4.68	4.58	4.85	4.83	5.58	5.21	7.07
④実績単価の増減額(増減率) (④＝③-②)	0.17 (2.7%)	▲0.04 (▲0.7%)	0.20 (4.0%)	▲0.10 (▲2.1%)	▲0.06 (▲1.2%)	0.06 (1.3%)	▲0.18 (▲3.7%)	▲0.46 (▲7.6%)	0.08 (1.6%)	▲0.38 (▲5.1%)
⑤実績需要量(kWh)の増減率※4	▲0.6%	1.5%	1.9%	2.5%	2.9%	1.6%	▲0.1%	1.7%	2.5%	▲0.3%

※1 想定単価はH28改定原価にて算定した単価
※2 H28、H29の実績単価は、H28、H29の実績費用をH28、H29の実績需要量で除したもの
※3 実績単価の算出に用いたH28、H29の実績費用及び実績需要量は、いずれの年度についても気温補正を行っていない
※4 実績需要量の増減率は、H29実績需要量をH28実績需要量で除したもの
(出典)各社提供データより作成

⑥実績単価の経年変化

前年度と比較した「人件費・委託費等」及び「設備関連費」の実績単価の増減額と増減率

- 実績単価が減少した6社のうち、四国、沖縄の2社では「人件費・委託費等」の減少が「設備関連費」よりも大きく寄与する一方、東北、中部、北陸、中国の4社では「設備関連費」の減少が大きく寄与。

(単位: 円/kWh)

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
人件費・委託費等	H28実績単価※1,2	1.60	1.35	1.16	1.29	1.16	1.06	1.41	1.87	1.35	1.76
	H29実績単価※1,2	1.70	1.39	1.06	1.28	1.13	1.08	1.43	1.41	1.33	1.74
	実績単価の増減額 (増減率)	0.10 (6.4%)	0.03 (2.5%)	▲0.11 (▲9.3%)	▲0.01 (▲1.1%)	▲0.03 (▲3.0%)	0.02 (2.2%)	0.02 (1.1%)	▲0.46 (▲24.5%)	▲0.02 (▲1.7%)	▲0.02 (▲1.2%)
設備関連費	H28実績単価※1,2	3.09	3.61	2.49	2.39	2.35	2.41	2.38	2.79	2.42	3.46
	H29実績単価※1,2	3.04	3.57	2.40	2.24	2.29	2.42	2.27	2.76	2.43	3.50
	実績単価の増減額 (増減率)	▲0.05 (▲1.6%)	▲0.04 (▲1.1%)	▲0.09 (▲3.7%)	▲0.15 (▲6.2%)	▲0.07 (▲2.9%)	0.01 (0.3%)	▲0.11 (▲4.6%)	▲0.03 (▲1.0%)	0.01 (0.5%)	0.04 (1.1%)

※1 H28、H29実績単価は、H28、H29実績費用をH28 、H29実績需要量で除したもの
※2 実績単価の算出に用いたH28、H29の実績費用及び実績需要量は、いずれの年度についても気温補正を行っていない
(出典)各社提供データより作成

(参考)実績需要量(kWh)の経年変化

原価算定期間 (単位:億kWh)	原価 算定期間	想定 需要量※1	H20	H21	H22	H23	H24	H25	H26	H27	H28	H29
北海道	H25-27	319	317 (-)	314 (▲0.8%)	323 (2.9%)	322 (▲0.3%)	313 (▲2.9%)	307 (▲1.7%)	300 (▲2.4%)	295 (▲1.7%)	300 (1.7%)	298 (▲0.6%)
東北	H25-27	800	811 (-)	792 (▲2.4%)	832 (5.1%)	759 (▲8.7%)	783 (3.2%)	779 (▲0.5%)	772 (▲0.8%)	762 (▲1.4%)	779 (2.2%)	790 (1.5%)
東京	H24-26	2,899	2,974 (-)	2,893 (▲2.7%)	3,050 (5.4%)	2,787 (▲8.6%)	2,802 (0.5%)	2,807 (0.2%)	2,737 (▲2.5%)	2,699 (▲1.4%)	2,724 (0.9%)	2,776 (1.9%)
中部	H26-28	1,283	1,303 (-)	1,235 (▲5.2%)	1,320 (6.8%)	1,292 (▲2.1%)	1,277 (▲1.1%)	1,284 (0.5%)	1,260 (▲1.9%)	1,242 (▲1.4%)	1,272 (2.4%)	1,304 (2.5%)
北陸	H28-30	284	281 (-)	271 (▲3.5%)	295 (8.7%)	289 (▲2.2%)	280 (▲2.8%)	280 (0.0%)	279 (▲0.7%)	275 (▲1.2%)	284 (3.1%)	292 (2.9%)
関西	H25-27	1,486	1,496 (-)	1,452 (▲3.0%)	1,554 (7.1%)	1,505 (▲3.2%)	1,457 (▲3.2%)	1,447 (▲0.7%)	1,400 (▲3.2%)	1,361 (▲2.8%)	1,385 (1.8%)	1,407 (1.6%)
中国	H28-30	602	615 (-)	582 (▲5.4%)	629 (8.1%)	607 (▲3.5%)	591 (▲2.6%)	594 (0.5%)	584 (▲1.8%)	574 (▲1.6%)	592 (3.2%)	592 (▲0.1%)
四国	H25-27	278	287 (-)	275 (▲4.2%)	291 (5.8%)	284 (▲2.2%)	274 (▲3.6%)	272 (▲0.6%)	265 (▲2.7%)	260 (▲2.0%)	265 (2.0%)	269 (1.7%)
九州	H25-27	857	859 (-)	836 (▲2.8%)	879 (5.2%)	858 (▲2.4%)	841 (▲2.0%)	850 (1.1%)	827 (▲2.7%)	818 (▲1.0%)	838 (2.4%)	859 (2.5%)
沖縄	H28-30	78	75 (-)	75 (0.0%)	75 (0.5%)	74 (▲1.1%)	73 (▲1.8%)	75 (3.4%)	75 (▲0.3%)	76 (1.6%)	80 (4.1%)	79 (▲0.3%)

※1 想定需要量は、各社の原価算定期間における想定需要量の年平均値
※2 カッコ内は対前年増減率
※3 原価算定期間の実績需要量を色付きでハイライト
(出典)各社提供データより事務局作成

(参考)実績需要kW（契約kW）の経年変化

第33回料金審査専門会合
（2018.10.25）資料6抜粋

(単位:万kW)	H20	H21	H22	H23	H24	H25	H26	H27	H28※	H29
北海道	19,853 (-)	19,933 (0.4%)	20,220 (1.4%)	20,425 (1.0%)	20,540 (0.6%)	20,523 (▲0.1%)	20,710 (0.9%)	20,792 (0.4%)	19,209 (▲7.6%)	20,441 (6.4%)
東北	51,131 (-)	50,849 (▲0.6%)	51,235 (0.8%)	50,406 (▲1.6%)	51,058 (1.3%)	51,494 (0.9%)	52,108 (1.2%)	52,655 (1.1%)	48,314 (▲8.2%)	50,706 (5.0%)
東京	197,423 (-)	196,944 (▲0.2%)	198,654 (0.9%)	197,639 (▲0.5%)	196,483 (▲0.6%)	196,971 (0.2%)	198,068 (0.6%)	198,886 (0.4%)	184,032 (▲7.5%)	190,894 (3.7%)
中部	83,380 (-)	82,026 (▲1.6%)	82,798 (0.9%)	83,337 (0.7%)	83,246 (▲0.1%)	83,563 (0.4%)	83,937 (0.4%)	84,346 (0.5%)	77,648 (▲7.9%)	81,032 (4.4%)
北陸	17,225 (-)	17,039 (▲1.1%)	17,368 (1.9%)	17,592 (1.3%)	17,531 (▲0.3%)	17,646 (0.7%)	17,818 (1.0%)	18,102 (1.6%)	16,825 (▲7.1%)	17,414 (3.5%)
関西	88,642 (-)	88,240 (▲0.5%)	88,899 (0.7%)	89,147 (0.3%)	88,401 (▲0.8%)	87,987 (▲0.5%)	87,719 (▲0.3%)	87,406 (▲0.4%)	78,300 (▲10.4%)	81,053 (3.5%)
中国	36,502 (-)	36,323 (▲0.5%)	36,571 (0.7%)	36,682 (0.3%)	36,572 (▲0.3%)	36,679 (0.3%)	36,958 (0.8%)	36,916 (▲0.1%)	33,374 (▲9.6%)	34,705 (4.0%)
四国	18,668 (-)	18,530 (▲0.7%)	18,653 (0.7%)	18,681 (0.1%)	18,543 (▲0.7%)	18,516 (▲0.1%)	18,512 (▲0.0%)	18,530 (0.1%)	16,885 (▲8.9%)	17,452 (3.4%)
九州	57,506 (-)	57,559 (0.1%)	58,173 (1.1%)	58,714 (0.9%)	58,877 (0.3%)	59,274 (0.7%)	59,636 (0.6%)	59,967 (0.6%)	52,857 (▲11.9%)	56,248 (6.4%)
沖縄	4,672 (-)	4,737 (1.4%)	4,811 (1.6%)	4,874 (1.3%)	4,945 (1.5%)	5,021 (1.5%)	5,122 (2.0%)	5,217 (1.8%)	4,897 (▲6.1%)	5,266 (7.5%)

カッコ内は対前年増減率
※ H27からH28における実績需要kWの減少は、平成28年度制度変更によって低圧託送契約に実量契約が導入され、負荷設備契約の一部が実量契約に切り替わったことが要因の一つ(第9回制度設計WG)
(出典)各社提供データより事務局作成

資料の構成

1. 事後評価の概要及び進め方
2. 今回の事後評価における評価の視点
3. 各評価項目における確認結果
   （１）託送収支の状況
   （２）経営効率化の実施状況
   （３）安定供給等適切なサービスレベルの確保
   （４）その他
4. ヒアリング対象事業者の収支状況等の個別評価
5. 委員からの主な御意見・確認事項
6. 開催経緯・委員名簿

①経営効率化の実施状況

効率化に向けた取組の公表状況について

第34回料金審査専門会合
（2018.12.12）資料5抜粋

- 平成30年11月末、各社は経営効率化の取組状況をホームページで公表。この内容を整理したところ、概ね以下のとおり。

✓ 北陸、中国、沖縄以外は、経営効率化を推進する体制について紹介。

✓ 前回の事後評価で紹介された各社の代表的な取組（全122事例）など、他社の優れた取組を自社に取り込もうと検討を進めている姿勢がうかがえる。

✓ 沖縄以外では、新たな取組が2～3事例提示されている。

✓ 一部の社を除き、個別取組にかかる効率化額等の定量的な説明がなされている。

今回提示された新たな取組のうち、定量的な効果が記載されているものについて、効果が大きいものを抽出すると以下のとおり。

■効率化額が大きいもの

・中部：送電線の巡視回数の見直し
（▲1.6億円程度/年）

・東北：自動電圧調整器の修理・改造による調達費用削減（▲1億円程度/年）

・北海道：地中管路の再利用（▲0.8億円/年）

■削減率が大きいもの

・東京：階段用運搬工具の開発（作業時間:▲87%）

・中部：配電用変電所用配電盤の開発・導入
（資材代:最大▲40%程度）

・北海道：ケーブル工事における区分発注の採用（コスト:▲5～10%）

・東京：鉄塔塗装工事の検査業務の省略化（作業時間:▲4%）

（出所）各社公表資料を基に事務局作成

①経営効率化の実施状況

効率化に向けた取組の公表状況（①概要）(1/2)

第34回料金審査専門会合
（2018.12.12）資料5抜粋

		北海道	東北	東京	中部	北陸
公表概要	公表日	平成30年11月30日	平成30年11月30日	平成30年11月30日	平成30年11月30日	平成30年11月30日
	公表場所（媒体）	ホームページ（電子ファイル）	ホームページ（電子ファイル）	ホームページ（電子ファイル）	ホームページ（電子ファイル）	ホームページ（電子ファイル）
	公表内容	○経営効率化体制 ○他社事例の取組状況 ○新規取組（3件） -工事の区分発注 -コーペル板の保全方策 -地中管路の再利用	○経営効率化の取組状況 ○経営効率化体制 ○他社事例の取組状況 ○新規取組（3件） -調達費用削減 -点検周期見直し -ｽﾏｰﾄｸﾞﾗｽｼｽﾃﾑの採用	○他社事例の取組状況 ○経営効率化体制 ○カイゼンサイクル ○カイゼン活動の展開 ○新規取組（3件） -耐震工事の工期短縮 -検査業務の省略化 -階段用運搬工具の開発	○経営効率化体制 ○他社事例の取組状況 ○新規取組（3件） -設備の合理化 -配電盤の開発・導入 -巡視回数の見直し	○他社事例の取組状況 ○新規取組（3件） -高耐食性ボルトの採用 -被覆カムラーの導入 -試験の地元業者活用
定量指標の有無		有（個別取組の効率化額・効率化割合）	有（個別取組の効率化額）	有（個別取組の効率化額・効率化割合）	有（個別取組の効率化額・効率化割合）	有（個別取組の効率化割合）
その他		特になし	特になし	カイゼン活動の取組について記載あり	特になし	特になし

※本資料は事業者公表資料を基に、事務局がとりまとめたものであり、これ以外の取組が行われていないことを示すものではない。

(出所)各社公表資料を基に事務局作成

①経営効率化の実施状況

効率化に向けた取組の公表状況（①概要）(2/2)

第34回料金審査専門会合
（2018.12.12）資料5抜粋

		関西	中国	四国	九州	沖縄
公表概要	公表日	平成30年11月30日	平成30年11月30日	平成30年11月30日	平成30年11月30日	平成30年11月30日
	公表場所（媒体）	ホームページ（電子ファイル）	ホームページ（電子ファイル）	ホームページ（電子ファイル）	ホームページ（電子ファイル）	ホームページ（電子ファイル）
	公表内容	○経営効率化体制 ○他社事例の取組状況 ○新規取組（3件） -標識塗装箇所の見直し -測定周期の見直し -長期全廃期間の見直し	○他社事例の取組状況 ○新規取組（2件） -SVRの再利用 -母線点検方法の見直し	○経営効率化体制 ○他社事例の取組状況 ○新規取組（3件） -ﾚﾄﾛﾌｨｯﾄ更新工法 -業務の拠点集約化 -一括発注・共同調達	○経営効率化体制 ○他社事例の取組状況 ○新規取組（3件） -ﾄﾞﾛｰﾝによる鉄塔点検 -ﾎﾟﾘﾏｰ製ﾌﾞｯｼﾝｸﾞの採用 -22kVﾎﾟﾘﾏｰ碍子の導入	○他社事例の取組状況
定量指標の有無		有（個別取組の効率化割合）	無	有（個別取組の効率化額）	有（個別取組の効率化額）	無
その他		特になし	特になし	特になし	特になし	特になし

※本資料は事業者公表資料を基に、事務局がとりまとめたものであり、これ以外の取組が行われていないことを示すものではない。

(出所)各社公表資料を基に事務局作成

効率化に向けた取組の公表状況（②取組状況）(1/2)

第34回料金審査専門会合
（2018.12.12）資料5抜粋

	他社事例に係る取組・検討状況	新規の取組事項（検討事項含む）
北海道	• 16事例中、保護継電装置におけるユニット交換工法の採用など6事例は自社でも同様の取組を行っていることを確認 • 2本継コンクリート柱への仕様変更など10事例は自社でも類似取組を実施	• ケーブル工事における区分発注の採用（コスト:▲5～10%） • 断路器積層薄銅板（コーペル板）の保全方策（▲2百万円/年） • 地中管路の再利用（▲80百万円/年）
東北	• 他社取組の詳細を調査した結果、14事例中、狭根開き鉄柱の採用など4事例は自社でも同様の取組を行っていることを確認 • 超狭根開き鉄塔の採用など2事例は順次実施予定 • スマートメーターの共同調達など8事例は社内検討中の状況であり、今年度以降に採否を判断予定	• 自動電圧調整器の修理・改造による調達費用削減（▲1億円程度/年） • 特別高圧計量装置の点検周期見直し（▲0.3億円程度/年） • 変電所の運転・保修業務への「スマートグラスシステム」の採用（定量効果不明）
東京	• 3事例中、保護継電装置のバックアップ機能の簡略化は自社でも導入済であることを確認 • 人孔寸法の見直し（縮小化）及び耐塩コンクリート柱の採用については同様の取組を実施する方向で検討中	• 500kV気中断路器耐震対策工事の工期短縮（▲2百万円） • 鉄塔塗装工事の検査業務の省略化（作業時間:▲4%） • 階段用運搬工具の開発（作業時間:▲87%）
中部	• 他社に具体的内容等を聞き取って確認した結果、10事例中、柱上変圧器取替工事の効率化など3事例は自社に導入することを決定 • ダイナミックレイティング活用など3事例は目下検討中 • 分路リアクトルにおける真空スイッチの採用など4事例については効率化効果や必要性等に鑑み、導入を見送っている	• 需要減少に合わせた設備の合理化（▲0.3億円程度/年） • 配電用変電所用配電盤の開発・導入（資材代:最大▲40%程度） • 送電線の巡視回数の見直し（▲1.6億円程度/年）
北陸	• 他社から取組内容を聞き取った結果、26事例中、アーム補強金物の開発など17事例は自社でも同様の取組を行っていることを確認 • ケーブル張替工法の見直しなど2事例は今後導入予定。 • 2本継コンクリート柱への仕様変更など4事例は社内で引き続き検討中 • 残り3事例は適用可能な工事がないため採用せず	• 高耐食性ボルトの採用（定量効果不明） • 電線離隔器の被覆カムラーの導入（同上） • ディジタル型保護リレー現地受入試験の地元業者活用（労務費▲２日分、宿泊費▲６日分など）

※本資料は事業者公表資料を基に、事務局がとりまとめたものであり、これ以外の取組が行われていないことを示すものではない。

（出所）各社公表資料を基に事務局作成

①経営効率化の実施状況

効率化に向けた取組の公表状況（②取組状況）(2/2)

第34回料金審査専門会合
（2018.12.12）資料5抜粋

	他社事例に係る取組・検討状況	新規の取組事項（検討事項含む）
関西	• 取組の方向性を検討した結果、12事例中、66kV空気遮断器点検の改善など6事例は自社でも同様の取組を行っていることを確認 • 支社組織統廃合の検討等による人員数削減など6事例については自社でも類似取組により同等の効果を得ていることを確認	• 鉄塔回線標識塗装箇所の見直し（作業時間：▲１時間） • 変圧器等の油中ガス分析における測定周期の見直し（点検回数：46→32回） • 長期全廃期間の見直し（取替期間：6年→3年）
中国	• 10事例中、人孔寸法の見直しについては自社でも同様の取組を行っていることを確認 • 自動電圧調整器の仕様見直しなど2事例については今後採用予定 • 超狭根開き鉄塔の開発など7事例は導入是非を検討中	• 自動電圧調整器（SVR）の再利用（定量効果不明） • 変電所の母線点検方法の見直し（同上）
四国	• 12事例中、変電所の統廃合など4事例は自社でも同様の取組を行っている（保全業務委託は一部実施）ことを確認 • 配電系統図表示システムの採用など7事例は翌年度以降に順次実施予定 • 耐塩コンクリート柱の採用は必要性に鑑み採用見送り	• 「レトロフィット更新工法」の適用範囲拡大（▲50百万円） • 低圧新増設申込の契約受付・内線審査業務の拠点集約化（定量効果不明） • 共同調達の拡大（▲0.3億円/年）
九州	• 8事例中、高耐食メッキの導入など5事例は自社でも同様もしくは類似の取組を行っていることを確認 • 自動電圧調整器の仕様見直しについては、今後導入予定 • 鉄塔建替基数削減（低地上高対策）は鉄塔建替で、耐塩コンクリート柱の採用（塩害対策）は限度見本を活用した巡視と現地補修により対応することとしている	• ドローンを活用した鉄塔点検の実施（▲60百万円/年） • ポリマー製ブッシングの採用（▲60百万円/年） • 22kVポリマーがいしの導入（▲15百万円/年）
沖縄	• 取組状況を確認した結果、30事例中、クランプカバーの形状改良など5事例は同様もしくは類似の取組を実施していることを確認 • スマートメーターの共同調達など20事例は採否を引き続き検討中 • 変圧器の構内移動工法など4事例はコスト等を勘案し導入せず、また、超高圧母線保護リレー装置は対象設備がないため採用せず	• 特になし

※本資料は事業者公表資料を基に、事務局がとりまとめたものであり、これ以外の取組が行われていないことを示すものではない。

（出所）各社公表資料を基に事務局作成

効率化に向けた取組の公表状況（③URLアドレス）

第34回料金審査専門会合
（2018.12.12）資料5抜粋

会社名	資料名・公表先アドレス
北海道電力	送配電部門における効率化の取組状況 http://www.hepco.co.jp/corporate/con_service/calcu_index.html
東北電力	送配電部門における経営効率化の取組み http://www.tohoku-epco.co.jp/jiyuka/setsuzoku/9-1.htm
東京電力PG	経営効率化の実施状況について http://www.tepco.co.jp/pg/consignment/retailservice/shushi-j.html
中部電力	送配電部門における効率化の取組状況 http://www.chuden.co.jp/corporate/study/free/fre_pricelist/index.html
北陸電力	送配電部門における経営効率化の取組 http://www.rikuden.co.jp/soden/keieikoritsu.html
関西電力	送配電部門における効率化に向けた取組み状況について https://www.kepco.co.jp/souhaiden/untiring/efficiency.html
中国電力	送配電部門における効率化の取組状況 http://www.energia.co.jp/elec/free/publication.html
四国電力	効率化の実施状況について -平成28年度託送収支の事後評価を受けて- http://www.yonden.co.jp/business/jiyuuka/retail/syuushi/index.html
九州電力	送配電部門における効率化の取組状況 http://www.kyuden.co.jp/wheeling_efficiency.html
沖縄電力	送配電部門の効率化の取組状況について http://www.okiden.co.jp/business-support/service/accounting/

仕様の統一化に向けた取組の進捗状況（鉄塔）

第34回料金審査専門会合
（2018.12.12）資料5抜粋

- 耐震設計に係る2020年度の規格改定（JEC-127）に向けて全10社で検討作業を継続しているほか、地域特性も踏まえて近隣他社と共同調達の可能性について検討するなど、前回各社が掲げた取組について進捗がみられた。

	現状の課題（2018年3月時点）	取組の進捗状況（2018年11月時点）
鉄塔	• JIS（日本工業規格）等の規格に準拠した全国的な仕様が存在し、これを採用しており、設計についても、電気設備の技術基準と送電用支持物設計標準（JEC-127）の標準設計を基に各社実施しているが、耐震設計は統一化が図られていない • 地域特性（風・雪・雷・塩害など）を踏まえた設計を基に、部材、ボルト・ナット等の最適な組合せやサイズを各社ごとに決定しているが、他社との設計の共有化まで至っておらず、更なる仕様統一や、共同調達について検討する余地がある • 調達に関する取組としては、これまでは取引先拡大と件名ごとの競争発注を実施していたが、更なる競争効果拡大の余地がある	**①全10社による取組** • 送電用支持物設計標準特別委員会及びJEC-127本改正作業会を設置し、2020年度の規格改定に向けて、全電力で検討を進めている **②複数社による取組※注** • 他電力との共同調達の実現性について検討を進めている（東北・中国） **③自社内における取組** • 近隣他社と地域特性（耐雪性・耐雷性・耐風性等）を比較したが、特性が異なることを確認したので、地域特性の協調は見送り（中国） • 塩害対策仕様として、鉄塔製作時の工場塗装を取り入れ、現地塗装のランニングコストを抑える取組を行う（沖縄） • 2017年度より３ヵ年分をまとめて早期発注を実施しており、メーカーの生産性向上・受注意欲向上および当社とメーカーでの共同改善によるコスト削減を実施（東京）

※注：事業者名は、提出資料ベースで記載しているところ、各社資料には協議の相手側の記載はされていない。このため、同じ項目に記載されている事業者同士が協議しているとは限らない点に留意する必要がある。

（出所）各社提出資料を基に事務局作成

仕様の統一化に向けた取組の進捗状況（架空送電線）

第34回料金審査専門会合
（2018.12.12）資料5抜粋

- 全10社でACSR/ACに仕様を統一する動きが新たにみられた。
- 東北における線種集約の検討具体化など、前回各社が掲げた取組についても進捗がみられた。

	現状の課題（2018年3月時点）	取組の進捗状況（2018年11月時点）
架空送電線	• 他電力とのACSR/ACの共同調達は、物量の多い一部のサイズに限定されている • 既存設備において標準外の電線を使用している線路があり、鉄塔設計上、電線張替や補修時に既存の標準外電線を継続使用せざるを得えない場合がある • 電線の仕様はJIS等の規格により統一化されているが、架線金具など付帯的な部分の仕様については仕様統一の検討余地がある • 購入数量が少ない線種の取止めなど線種集約化の余地がある	**①全10社による取組** • 全電力で、ACSR、ACSR/ACをACSR/ACに集約する方向で検討を進めている • 超高圧送電線（500kV）の付属品（架線金具）について、各社仕様の現状把握を行い、全国大で仕様の集約を検討中 **②複数社による取組※注** • 共同調達の実施に向け他電力と調整中（共同調達先や調達量の拡大可能性等も検討）（東北・東京・中国） **③自社内における取組** • 鉄塔の設備更新時に標準電線を採用することで、順次統一化を進めている（北海道・関西） • 購入数量が少ない線種として(T)ACSR240（約1,700km、全設備量に占める割合7%）を抽出し、設備更新にあわせた他サイズへの集約可否を検討中（東北）

※注：事業者名は、提出資料ベースで記載しているところ、各社資料には協議の相手側の記載はされていない。このため、同じ項目に記載されている事業者同士が協議しているとは限らない点に留意する必要がある。

（出所）各社提出資料を基に事務局作成

仕様の統一化に向けた取組の進捗状況（地中ケーブル）

第34回料金審査専門会合
（2018.12.12）資料5抜粋

- 154kVのCVケーブルは今年度中に標準規格化される見通し。また、地域特性に基づくオプションの統合に向けた検討の動きなど、前回各社が掲げた取組について進捗がみられた。

	現状の課題（2018年3月時点）	取組の進捗状況（2018年11月時点）
地中ケーブル	• 154kV及び275kVケーブルの仕様統一化が図られておらず、共同調達によるコスト削減余地がある • 132kV及び187kVケーブルについては、標準規格化されていないため、他電圧階級の仕様適用など調達コスト低減に向けた検討余地がある • 人孔や管路材など付帯的な部分の仕様について、統一化の検討余地がある	**①全10社による取組** • 154kV CVケーブル本体の標準規格案が完成し、全国大で最終調整中 **②複数社による取組※注** • 他電力と共同調達の可能性検討に係る協議を開始（東北・東京） • 近隣他社とＣＶケーブルの地域特性に基づくオプションの協調について検討中（中国・九州） **③自社内における取組** • 早期発注の実施に繋げるべく、年間工事計画の早期策定および確度向上に向けた取組を進めている（北海道） • 187kVケーブルについて、他電圧階級の仕様適用について調査中（北海道） • 275kV CVケーブルの仕様について、他電力の仕様調査を行い、適用評価を検討中（関西） • 132kVケーブルにおいても、引き続き154kVケーブル規格の適用に向け検討中（沖縄）

※注：事業者名は、提出資料ベースで記載しているところ、各社資料には協議の相手側の記載はされていない。このため、同じ項目に記載されている事業者同士が協議しているとは限らない点に留意する必要がある。

（出所）各社提出資料を基に事務局作成

仕様の統一化に向けた取組の進捗状況（変圧器）

第34回料金審査専門会合
（2018.12.12）資料5抜粋

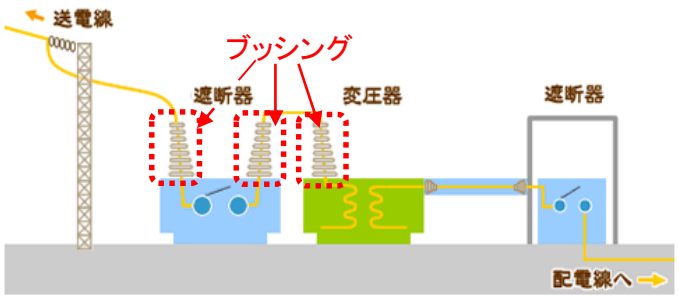
- ブッシングについて、2019年度の規格改定（JEC-5202）に向けて全10社で検討作業を継続中。加えて、それ以外の構成部品や材料の仕様統一の可否判断に向けた検討も実施中。また、北海道の寒冷地仕様の要件緩和決定など、前回各社が掲げた取組について進捗がみられた。

変圧器

現状の課題（2018年3月時点）

- 基本的仕様はJEC等の規格により統一されているが、付属品（ブッシング等）等の構成部品・材料の仕様統一の検討余地がある
- また、設置環境に応じて一部の仕様（冠雪・積雪対策、耐雷対策）を追加している場合があるため、それらの仕様統一に向けては、同様の課題を抱える他社等も含めた検討が必要

（変電所におけるブッシング適用箇所）



※上記の図は九州電力資料から引用

取組の進捗状況（2018年11月時点）

①全10社による取組

- ブッシングについて、他社と共通の仕様にすることとし、JEC改正（2019年予定）に向けて作業を実施中
- その他の構成部品・材料について、各社仕様の現状把握を行い、仕様統一の可否検討を実施中

②複数社による取組※注

- 設置環境に応じた一部の仕様等（冠雪・積雪対策、耐雷対策等）について各社仕様の現状把握を行い、仕様統一の可否を検討中（東北・北陸）
- その他の構成部品・材料について、近隣他社等とも協議を行い、仕様統一の可否を検討中（中国・九州）

③自社内における取組

- 道南地域における超高圧変電所の新設工事では、屋外周囲温度の仕様下限の緩和の余地があることから、寒冷地仕様の要件緩和（マイナス35℃→マイナス25℃）を決定（北海道）
- 110kV以下の変圧器に導入していた真空バルブ式負荷時タップ切換装置の適用を拡大し、187kV連絡用変圧器の取替工事において、当該装置を納入（北海道）

※注：事業者名は、提出資料ベースで記載しているところ、各社資料には協議の相手側の記載はされていない。
このため、同じ項目に記載されている事業者同士が協議しているとは限らない点に留意する必要がある。

（出所）各社提出資料を基に事務局作成

仕様の統一化に向けた取組の進捗状況（コンクリート柱）

第34回料金審査専門会合
（2018.12.12）資料5抜粋

- 全10社で仕様統一化に向けた検討を行うべく、配電機材仕様作業会を立ち上げるといった新たな動きがみられた。
- 東京の分割式複合柱を導入による仕様削減、東北・北陸の2本継コンクリート柱の導入による作業省力化など、前回各社が掲げた取組についても進捗がみられた。

	現状の課題（2018年3月時点）	取組の進捗状況（2018年11月時点）
コンクリート柱	• 長尺・重量物のコンクリート柱は、狭隘道路における運搬が困難であり、電線接触を回避するための吊上げ作業を要するため、作業効率が低下することや、運搬時に誘導車を配置する必要があり、運搬コストが増加する • 分割式複合柱（コンクリート台柱と鋼管部の組合せ）や2本継コンクリート柱については、採用する事業者が限定的であり、共同調達の余地が乏しい • NTT柱と仕様統一することで更に効率化する余地がある • 更なるコスト低減に向けて、構造面などで仕様の簡素化の余地がある • 使用頻度が少ない品目の丈尺・耐荷重等を上位スペックへ統一することについて検討する余地がある	**①全10社による取組** • 全電力で配電機材仕様作業会を立ち上げ、コンクリート柱にとどまらず、各社仕様の現状把握を行い、仕様統一の可否を検討中 **②複数社による取組※注** • 特になし **③自社内における取組** • 他社で採用している分割柱について、作業性・運用方法を検討（北海道） • 使用実績、電柱の長さやコスト比較等を勘案し、既設コンクリート柱の仕様統廃合について引き続き検討中（北海道・東北・中国） • 2本継コンクリート柱の導入により、狭隘箇所等での作業が可能となり設備スリム化が見込めることから、2019年度以降の導入に向けて検討中（東北・北陸） • 2018年度より分割式複合柱を4品目導入するが、コンクリート柱を６品目削減（東京） • 足場ボルトの取付位置等をNTT柱と統一（四国）

※注：事業者名は、提出資料ベースで記載しているところ、各社資料には協議の相手側の記載はされていない。このため、同じ項目に記載されている事業者同士が協議しているとは限らない点に留意する必要がある。

（出所）各社提出資料を基に事務局作成

(参考)再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会中間整理（第２次）（2019.1.28）抜粋

Ⅲ．再生可能エネルギーの大量導入を支える次世代ネットワークの構築
Ⅲ－１．系統制約の克服　６．再エネ大量導入時代におけるNWコスト改革

（１）既存NWコスト等の徹底的なコスト削減

①　仕様統一化

既存NWコストの低減と、再生可能エネルギー電源の接続費用の低減を目指すため、まずは、調達額が大きく、新規の電源アクセスの際にも使用される以下3品目について、仕様統一化に取り組むべきである。その際、2018年度中に各社にて統一化に向けたロードマップを作成し、2019年度以降の料金審査専門会合において、各社の達成状況を報告するべきである。また、仕様統一に当たっては、IEC等への準拠も当該プロセスにおいて検討していくべきである。

- 架空送電線（ACSR/AC）：仕様数2 → 全国大で統一
- ガス遮断器（66・77kV）：10社個別仕様 → 全国大で統一
- 地中ケーブル（6kVCVT）：10社個別仕様 → 全国大で統一

②　取組状況の定期的なプレッジ＆レビュー

各社ロードマップの作成に当たっては、統一化された仕様への準拠等についてベンチマーク（今後の評価項目。例えば、「各品目調達総量における統一化品の割合」、「調達コストの削減率」等）を設定し、進捗状況について報告を求め、未達の場合は個別に事情説明を求めるべきである。
また、各事業者の仕様統一化品の導入や調達方法に係る進捗状況を比較し、優良事例の各社間共有を図るとともに、調達方法の工夫も併せて行い、共同調達など可能な限りの取組を実施するべきである。

【アクションプラン】

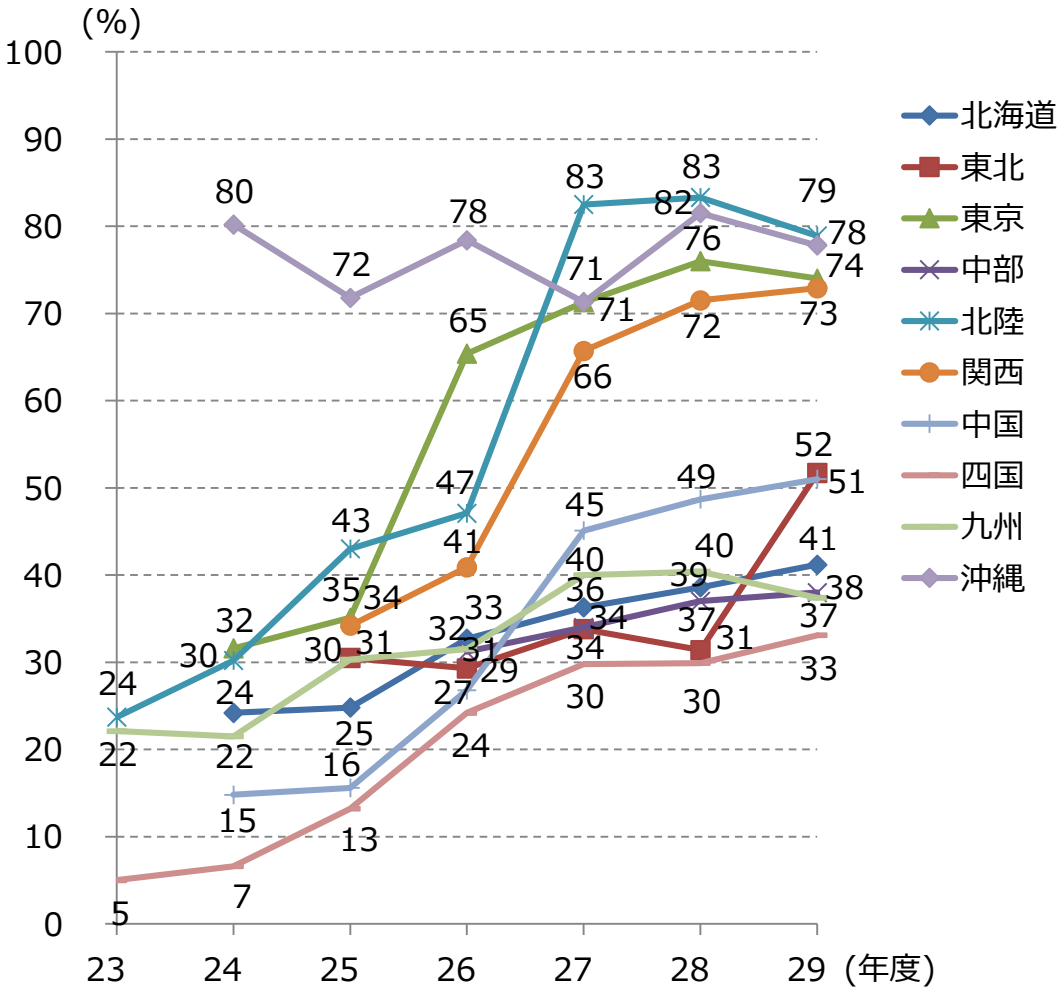
- 2018年度中にベンチマークを設定のうえ、各社ロードマップを作成する。
【➡一般送配電事業者（2018年度中）】
- また、対象品目について、IEC等各種規格への準拠を検討しつつ、2019年度中に標準仕様を策定する。
【➡一般送配電事業者（2019年度中）】
- 各社の設定したベンチマークについて、2019年度以降の料金審査専門会合において進捗状況の報告を求め、各社の徹底的なコスト削減を促すとともに、優良事例を共有する。
- 上記について効果を確認しつつ、コスト削減に向けた更なる方策について検討する。
【➡資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会（2019年度以降）】

②調達合理化に向けた取組の状況（競争発注比率）

送配電部門における競争発注比率の推移

- 全体として競争発注比率は上昇基調。直近では70%超のグループと30～50%程度のグループに大別される。

送配電部門(全体)の競争発注比率※(金額ベース)



送変配別の競争発注比率※(%)

		H23	H24	H25	H26	H27	H28	H29
北海道	送電	-	5.5	23.9	34.3	50.8	66.0	70.1
	変電	-	37.3	35.8	58.9	61.7	60.4	70.6
	配電	-	28.5	23.7	28.8	31.1	29.7	30.3
東北	送電	-	-	20.9	28.4	35.4	35.6	30.0
	変電	-	-	44.2	39.1	43.5	36.8	39.2
	配電	-	-	28.4	26.2	28.2	27.6	70.6
東京	送変電	-	32.9	46.0	50.6	53.1	66.5	66.0
	配電	-	30.9	25.9	83.7	86.4	86.4	82.9
中部	送電	-	-	-	25.9	25.6	31.6	32.5
	変電	-	-	-	35.3	38.3	47.4	43.0
	配電	-	-	-	23.1	32.4	30.9	29.8
北陸	送電	24.9	35.8	61.2	68.1	84.8	85.0	81.3
	変電	41.8	47.0	59.4	61.1	68.6	60.4	57.6
	配電	15.5	19.0	24.9	26.3	86.7	90.8	86.7
関西	送電	-	-	44.8	58.8	60.6	69.0	63.7
	変電	-	-	送電に含む	52.0	62.7	51.0	61.5
	配電	-	-	22.2	32.8	70.0	80.2	81.2
中国	送電	-	17.5	17.3	27.9	40.9	46.6	54.1
	変電	-	27.7	33.4	41.7	46.1	54.7	65.7
	配電	-	7.7	11.2	22.9	45.0	47.4	46.1
四国	送電	16.1	24.1	57.6	59.7	76.1	71.3	75.9
	変電	9.1	15.1	20.6	31.8	30.2	29.9	35.8
	配電	1.9	1.4	1.7	12.3	18.0	20.1	20.2
九州	送変電	21.9	21.4	39.1	36.3	49.8	48.8	45.1
	配電	22.3	21.6	24.5	26.8	33.8	34.5	31.3
沖縄	送変電	-	78.2	61.1	83.0	68.6	84.9	79.2
	配電	-	83.3	81.9	67.9	82.4	72.3	74.5

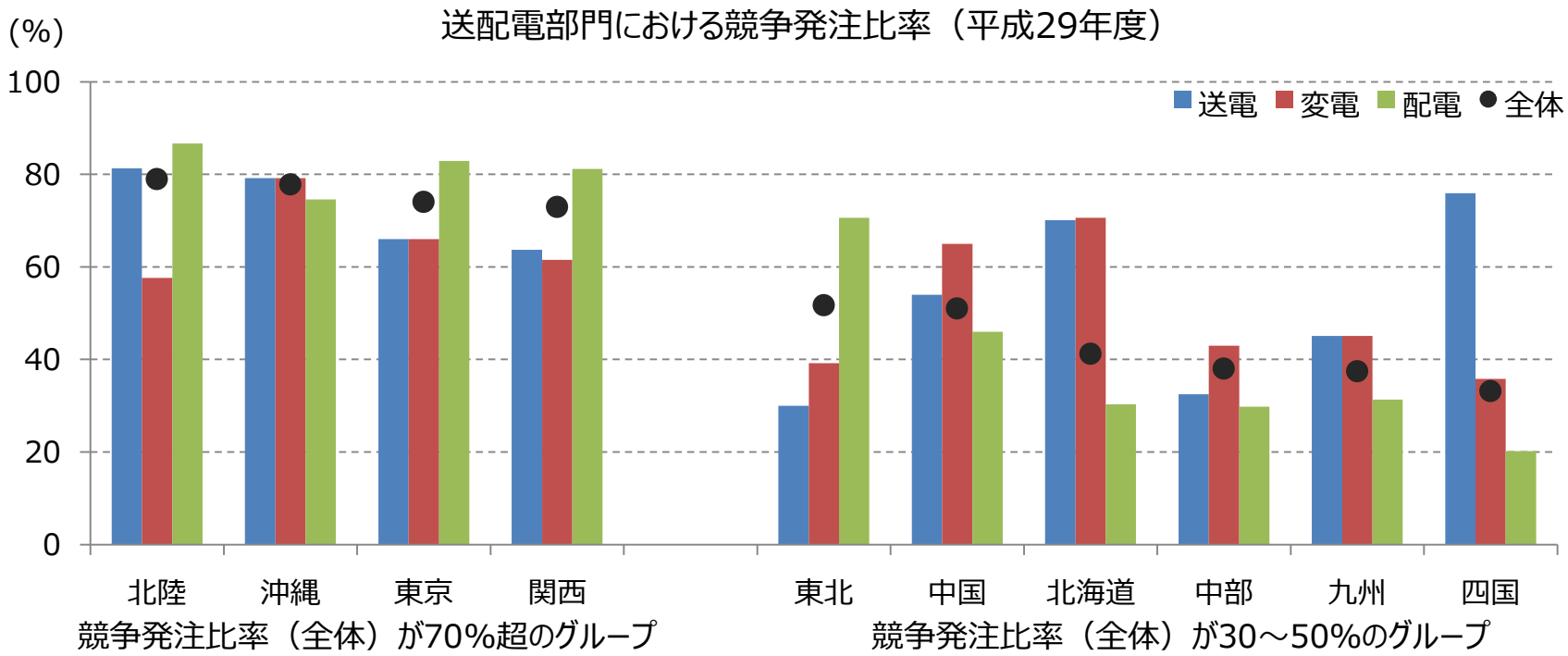
※(当該年度における競争発注による契約金額)/(当該年度における競争発注＋特命発注による契約実績額)により算出。一者応札を含む。(ただし、東京電力PGのH24～H27は一者応札含まず)
(出所)各社提供資料を基に事務局作成

②調達合理化に向けた取組の状況（競争発注比率）

競争発注比率が低い事業者の特徴①

- 競争発注比率が相対的に低い事業者についてみると、東北を除き、配電部門の競争発注比率が低くなっている。
- 配電部門の競争発注比率が高い事業者にその理由を確認したところ、競争入札対象物品の範囲拡大や工量制工事単価の競争入札（※）の導入が背景として挙げられた。

（※）一定期間に生じる工事について、競争入札により、工事単価と施工物量を予め決めるもの。
施工会社が提示する単価・物量・技術力等を勘案して所要の施工力を確保できる。



※(当該年度における競争発注による契約金額)/(当該年度における競争発注＋特命発注による契約実績額)により算出。一者応札を含む。(ただし、東京電力PGのH24～H27は一者応札含まず)
なお、送電と変電の区別がなく、送変電で管理している者については、送電と変電の両方に送配電の数字を入力してグラフを作成。
(出所)各社提供資料を基に事務局作成

競争発注比率が低い事業者の特徴②

第34回料金審査専門会合
（2018.12.12）資料5抜粋

- 配電部門の競争発注比率が低い5社についてみると、配電部門のうち工事にかかる競争発注比率が特に低くなっていることがうかがえる。

工事・物品別にみた競争発注比率（平成28・29年度）

凡例：上側　平成29年度
　　下側(括弧内)　平成28年度

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
送配電全体	うち工事	30% (32%)	50% (14%)	75% (77%)	24% (22%)	89% (89%)	72% (73%)	38% (35%)	29% (24%)	24% (25%)	83% (83%)
	うち物品	61% (55%)	54% (57%)	73% (76%)	63% (62%)	65% (74%)	75% (69%)	76% (73%)	47% (51%)	62% (66%)	70% (79%)
送変電	うち工事	—	—	78% (75%)	—	—	—	—	—	43% (46%)	86% (86%)
	うち物品	—	—	45% (52%)	—	—	—	—	—	49% (54%)	67% (84%)
送電	うち工事	80% (73%)	26% (30%)	—	32% (34%)	88% (89%)	63% (71%)	50% (41%)	91% (88%)	—	—
	うち物品	39% (39%)	60% (60%)	—	50% (41%)	63% (74%)	68% (62%)	63% (60%)	48% (56%)	—	—
変電	うち工事	80% (77%)	18% (13%)	—	18% (27%)	67% (66%)	55% (53%)	52% (37%)	2% (1%)	—	—
	うち物品	64% (50%)	51% (49%)	—	54% (57%)	52% (55%)	65% (50%)	74% (64%)	50% (46%)	—	—
配電	うち工事	5% (5%)	76% (5%)	80% (84%)	8% (8%)	97% (97%)	80% (78%)	31% (31%)	14% (14%)	9% (10%)	74% (78%)
	うち物品	67% (64%)	62% (61%)	89% (90%)	78% (73%)	73% (83%)	83% (83%)	82% (82%)	44% (51%)	72% (73%)	75% (54%)
競争発注比率の目標値（目標年度）		50% (H32)	50% (H30)	60% (H28)	50% (H32)	50% (H29)	30% (H27)	30% (H27)	70% (H33)	60% (H31)	－% (－)

※　一者応札を含む比率。なお、事業者の管理状況によって送変電もしくは送電・変電のどちらかに区分して集計
(出所)各社提供資料を基に事務局作成

第35回料金審査専門会合
（2019.1.15）資料3抜粋

競争発注比率が低い事業者の特徴③

- 競争発注比率が低い事業者においては、総じて、随意契約でグループ会社（※）に発注する割合が高い傾向にある。ただし、配電部門(特に配電工事)に関しては、競争発注比率の高低による差は大きくはない。

（※）ここでは連結子会社及び持分法適用会社を言う。なお、連結子会社及び持分法適用会社であれば、ほとんどの場合で役職員の兼任・転籍・出向等の人的関係を有する。

競争発注比率が相対的に低い事業者におけるグループ会社への発注状況（平成29年度）

競争発注比率

	送配電	配電	うち、工事
四国	33%	20%	14%
九州	37%	31%	9%
中部	38%	30%	8%
北海道	41%	30%	5%
中国	51%	46%	31%
東北	52%	71%	76%
(参考)東京	74%	83%	80%

随意契約におけるグループ会社への発注割合

	送配電	配電	うち、工事
四国	80%	89%	98%
九州	61%	78%	86%
中部	66%	82%	88%
北海道	65%	74%	86%
中国	59%	70%	73%
東北	55%	69%	75%
(参考)東京	46%	71%	92%

(参考)競争発注におけるグループ会社への発注割合

	送配電	配電	うち、工事
四国	35%	58%	99%
九州	29%	35%	72%
中部	27%	43%	92%
北海道	27%	19%	18%
中国	32%	35%	44%
東北	48%	61%	74%
(参考)東京	29%	40%	55%

（注1）連結子会社の定義は以下のとおり。ただし、重要性の乏しい会社は除く。
・議決権比率50%超の会社
・議決権比率40%以上50%以下、又は、「緊密な者」及び「同意している者」と合わせて議決権の50%超を保有しており、①役員もしくは使用人、又はこれらであった者（財務、営業、事業の方針の決定に関して影響を与えることができる者）が取締役会の構成員の過半数を占めている場合、②重要な経営方針の決定を拘束する契約が存在する場合、③資金調達額の50%超について融資、債務保証等を行っている場合、④その他意思決定機関を支配していることが推測される事実がある場合、⑤「緊密な者」及び「同意している者」と合わせて議決権の50%超を保有している場合のいずれかの要件を満たした会社（ただし、後者は⑤を除く）

（注2）持分法適用会社の定義は以下のとおり。ただし、重要性の乏しい会社は除く。
・議決権比率20%以上50%以下の会社
・議決権比率15%以上20%未満、又は、「緊密な者」及び「同意している者」と合わせて議決権の20%以上50%以下を保有しており、①役員もしくは使用人、又はこれらであった者（財務、営業、事業の方針の決定に関して影響を与えることができる者）が代表取締役等に就任している場合、②重要な融資を行っている場合、③重要な技術提供をしている場合、④重要な販売、仕入その他営業上又は事業上の取引がある場合、⑤財務、営業、事業の方針の決定に対して重要な影響を与えることができることが推測される事実が存在する場合のいずれかの要件を満たした会社

(出所)各社提供資料を基に事務局作成

②調達合理化に向けた取組の状況（競争発注比率）

競争発注比率の目標値及び考え方

● 中部は、昨年度実績を踏まえて目標値と目標年度を更新している。

	H29実績 (H28実績)		目標値 (目標年度)	設定年度	目標設定・達成に向けた考え方
北海道	41% (39%)	<	50% (H32)	H29	競争発注実績及び配電部門における施策等を踏まえて中期目標を設定。配電工事は、災害時対応を含めた地域の施工力確保に留意しつつ、競争拡大の取組を進める。
東北	52% (31%)	>	50% (H30)	H28	今後、工事量が増加する見込みである一方、施工力不足の課題が深刻化しないように電力の安定供給の観点も十分に考慮しつつ、競争発注比率を高めていく。
東京	74% (76%)	>	60% (H28)	H24	今後、コスト削減に向けた施策の一つとして、活動の目的を共有・合意したうえで取引先と当社で協働しながら生産性向上と原価改善を実現する取組を行っていく。
中部	38% (37%)	<	**50%** (H32)	**H30**	社内上層部が関与する形で、競争発注比率拡大に向けた取組を加速し、さらなる競争環境の整備、それを踏まえた最適な発注方法を確立し、目標達成を目指す。
北陸	79% (83%)	>	50% (H29)	H28	過去実績を踏まえ、技術的制約が少なく、複数施工者が存在する送配電工事を原則全て競争発注することで、全部門で少なくとも50%を目指す。
関西	73% (72%)	>	30% (H27)	H24	東日本大震災以降、競争拡大を推進しており、従来目標は既に達成し、さらに競争発注比率を向上させてきた。今後は、現在の水準を維持しながら、効率化に繋がる発注に取り組む。
中国	51% (48%)	>	30% (H27)	H25	設定当時の水準と他社目標を勘案し、競争発注比率の目標を設定して競争拡大に取り組んできた。今後も、安定調達を前提に、競争発注の拡大に取り組み、コスト削減を図る。
四国	33% (30%)	<	70% (H33)	H29	送配電部門の工事のうち、特命発注しているものについては、新規取引先の開拓、発注方法の工夫等により、最大限競争発注を行うことで目標達成を目指す。
九州	37% (40%)	<	60% (H31)	H29	競争拡大の取組を更に加速することで、過去５年間の成果と同程度（+20%）の向上を目指して努力目標を設定。発注規模の大きい配電工事の競争拡大を進め、目標達成を目指す。
沖縄	78% (82%)		－% (－)	－	工事や物品の発注に際して、競争発注を原則とし調達コストの低減に努めているが、目標値は特段設定していない。

※青字：平成28年度事後評価からの変更点（中部はH28年度の競争発注比率目標35%に対して同実績が37%となっていた）

(出所)各社提供資料を基に事務局作成

②調達合理化に向けた取組の状況（発注方法の工夫・改善）

(参考)発注面における競争促進に向けた取組(東京電力PGの例)

- 取引先等へのヒアリングを通じて、発注方法を継続的に改善するなど、適正な競争環境の構築に努めている。

対象分野		取組内容
工事	架空送電線	• 地元工事会社の**技術力の再評価**や**工事規模・難易度による発注区分を細分化**により、競争環境を実現。 • **早期発注等による施工力の確保とコスト削減の両立**を目指しながら、**工事の特性・業界の状況に応じて最適な発注方法を選択**
	地中管路	• **他電力会社において実績のある工事会社**や**異業種(通信系等)**に**新規取引先を拡大** • 競争発注比率向上を図るべく、施工場所における職員の「現場常駐」という**入札要件を緩和**(国交省監理技術者マニュアルに準拠するかたちで配置基準を見直し)
	変電設備	• 技術的難易度の高い工事について、**中堅工事会社や地元工事会社へヒアリングを実施し、競争への参入を促す**ことで、段階的に競争範囲を拡大 • 特に高難度な領域についても、**図面整備等により標準化**を図ることで、競争化を実現
購買	変電用資機材	• 競争効果を高めるべく、**希望案件選択方式や複数年まとめ発注、新規取引先の拡大**を実施 • **仕様合理化**や**一体輸送型変圧器の採用**といった**仕様・設計面からの単価低減・合理化施策**も実施
	配電用資機材	• **国内外新規取引先の拡大**により競争環境を活性化 • 仕様の合理化や発注方法の検討等の取組により、コスト削減効果(震災前2010年度比)は、2017年度実績で▲27%のコスト削減を達成
	電子通信用資機材	• 保護リレー装置との通信インターフェースを**自社の個別仕様から汎用仕様へ変更**し、取引先を拡大 • 仕様の合理化や発注方法の検討等の取組により、コスト削減効果(震災前2010年度比) は、2017年度実績で▲38%のコスト削減を達成
取引先との協働原価改善		• メーカー側の**設計や製造工程まで詳細に把握し、製造原価を共有**したうえで**自社側の要求性能や発注方法の見直し・仕様統一**等を検討するなど、メーカーと協働しながら原価改善の実現に向けた取組を展開 • メーカーからの提案を促進するため、原価改善効果の最大50%をインセンティブとして還元

③調達単価（送電設備）

送電設備の単位当たりコストを比較する際の留意点と重回帰分析による確認

- 送電設備の単位当たりコストの比較に際しては、工事件数が少ないことに加え、工事費のウエイトも高いことから、集計された実績データを単純比較・分析すると、工事の個別性が反映されている可能性に留意する必要がある。
- 特に、立地場所、設備のスペック、年間調達量（年間工事量）等については、それが単位当たりコストに強く影響するとしても、事業者側で制御困難な要素であると考えられる。このため、それらの要素を考慮した単位当たりコストを比較すべく、重回帰分析により回帰式と実績値を比較し、傾向を確認した。

第34回料金審査専門会合（2018.12.12）資料5一部修正

物品	単位当たりコストに影響を与える要因 (例)					
鉄塔	山地割合	多回線比率	特殊鉄塔比率	複導体比率	基礎種類	工事方法など
架空送電線	山地割合	導体太さ	1件あたり回線延長	電線種類	工事方法など	
地中ケーブル	単芯比率	布設方法	1件あたり回線延長	接続箱の数や種類	工事時間帯ほか	
共通	人件費	資材費	年間調達量	調達プロセス（競争発注、共同発注、まとめ発注など）		

【重回帰分析の概要】

- 重回帰分析とは、１つの目的変数（例：調達単価）を複数の説明変数（例：物量、人件費、立地環境）を用いて、各係数を予測し、説明変数がどの程度、目的変数に寄与しているのかを数学的に表す分析手法の１つ（下式参照）。

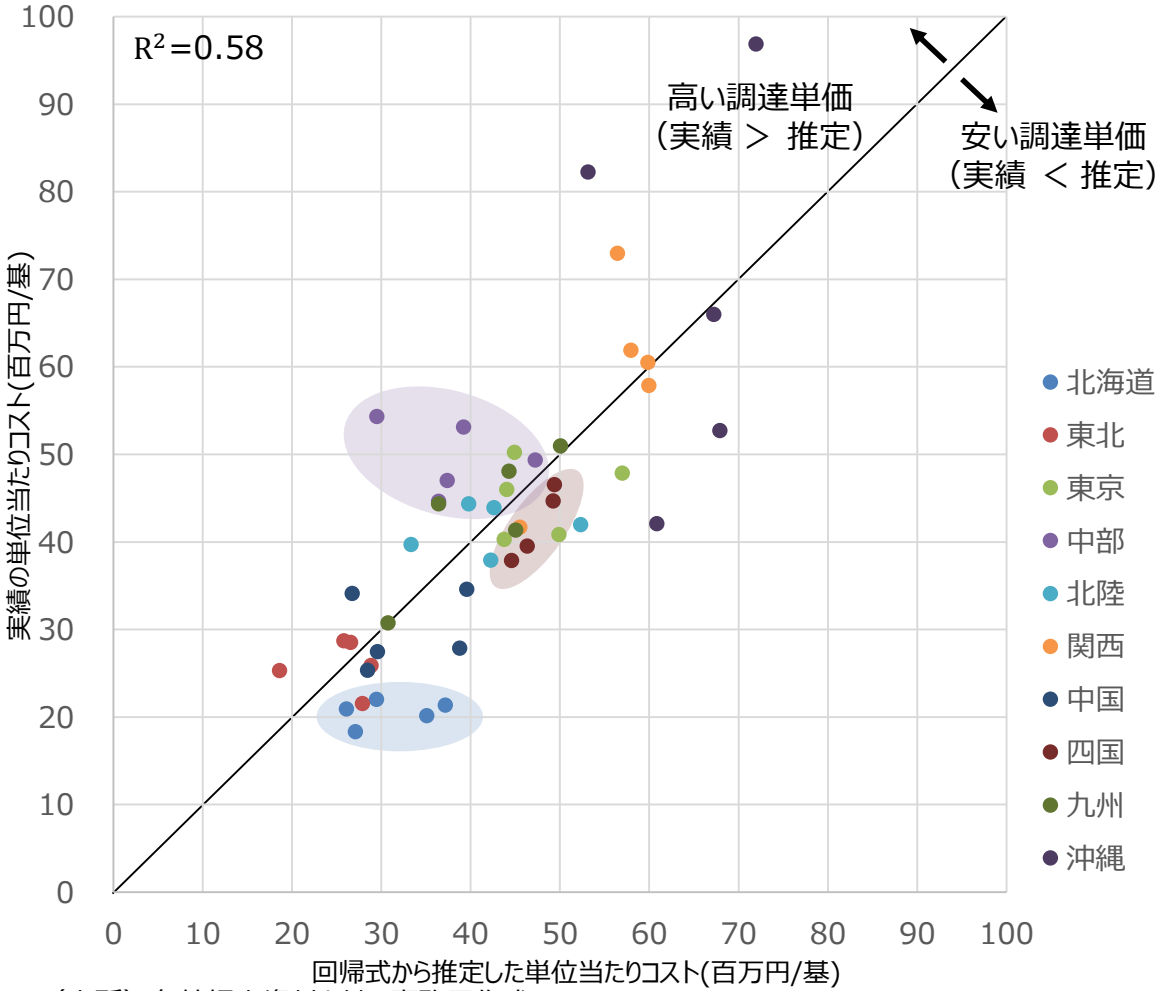
$$Y = a_1x_1 + a_2x_2 + a_3x_3 + a_4x_4 + \cdots + b$$

Y：目的変数、$x_1 \cdot x_2 \cdot x_3 \cdot x_4$：説明変数、$a_1 \cdot a_2 \cdot a_3 \cdot a_4$：予測された係数、b：切片

- 重回帰分析のうち、
  1. 重決定係数（R^2）は、重回帰式の精度を表し、値が１に近いほど、精度がよい。
  2. t値はそれぞれの説明変数が目的変数に与える影響の大きさを表し、値が大きいほど、回帰式に与える影響度が大きい。
  3. p値はそれぞれの説明変数の有意性を表し、p値が小さいほど、統計上有意な差がみられる可能性が高い。

③調達単価（送電設備）
重回帰分析による単位当たりコストの比較 ～鉄塔（66･77kV）

- 基礎の種類、調達数量(年間工事量)、回線数が単位当たりコストに与える影響が大きい可能性がある。
- 推定した単位当たりコスト（事業者により制御困難な要素(回帰式で用いた分析要素)を勘案したコスト）と比較すると、中部は高く、北海道・四国は低くなっている。



（出所）各社提出資料を基に事務局作成

分析要素	t 値	P-値
山地割合	1.43	0.16
多回線比率	2.31	0.01
特殊鉄塔比率	-0.33	0.74
複導体比率	-1.83	0.08
基礎種類	3.63	0.001
調達数量	-3.45	0.001

分析要素

山地割合　：山地に建設する鉄塔の割合
多回線比率　：架空線が2回線以上となっている割合
特殊鉄塔比率　：標準鉄塔以外のである分岐鉄塔、引留鉄塔、架空地中接続鉄塔等が用いられる割合
複導体比率　：1相あたりの電線の配列が2導体以上の割合
基礎種類　：逆Ｔ字基礎以外の基礎が用いられている割合
調達数量　：その年に建設した鉄塔の基数

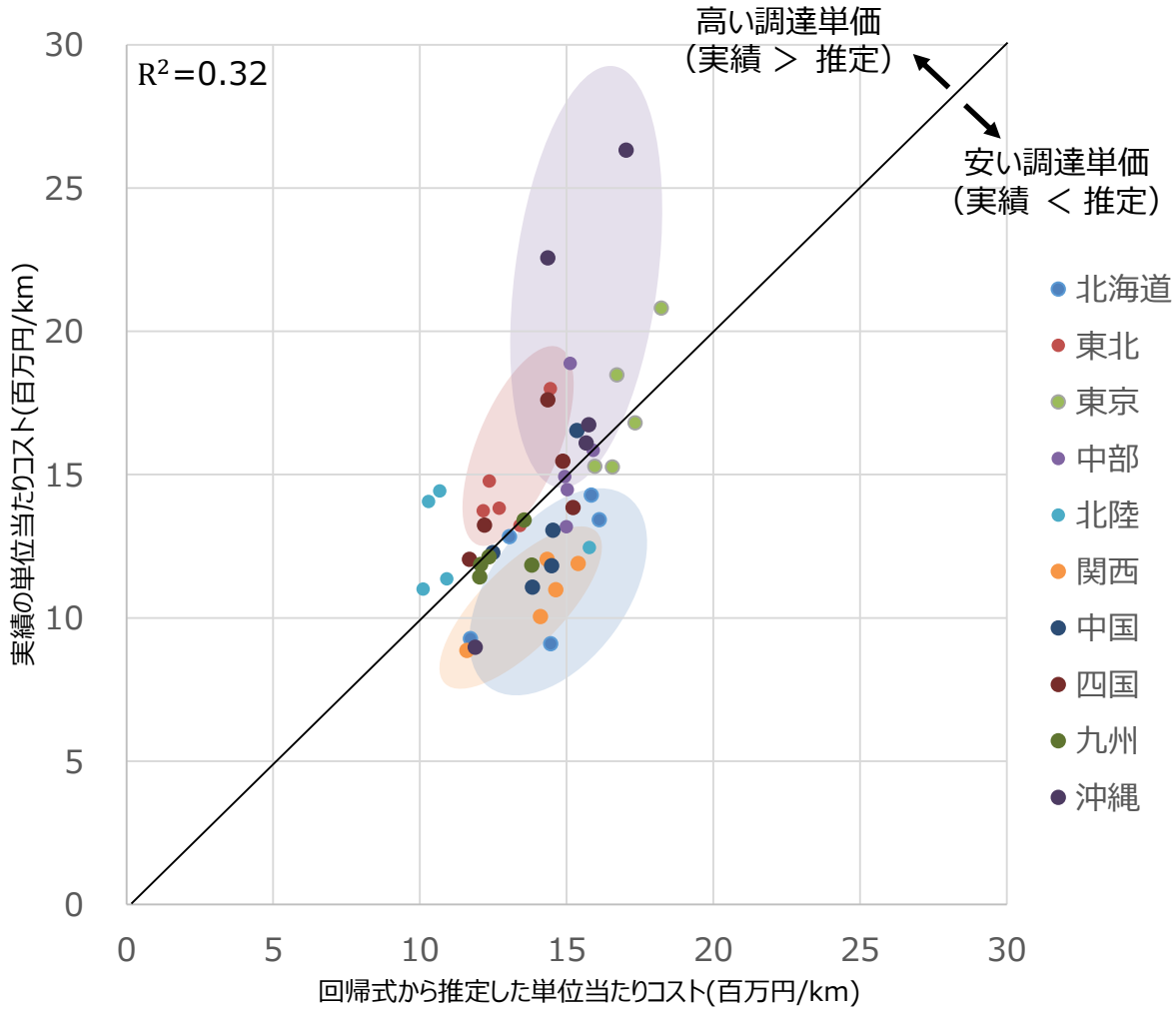
注：人件費・資材費については説明変数として考慮した分析を行ったものの、影響がみられなかった。

③調達単価（送電設備）

重回帰分析による単位当たりコストの比較 ～架空送電線（66･77kV）

第34回料金審査専門会合
（2018.12.12）資料5抜粋

- 工事１件あたり回線延長が単位当たりコストに与える影響が大きい可能性がある。
- 推定した単位当たりコスト（事業者により制御困難な要素(回帰式で用いた分析要素)を勘案したコスト）と比較すると、東北･沖縄は高く、北海道･関西は低くなっている。



分析要素	t 値	P-値
山地割合	0.26	0.80
導体太さ	1.60	0.11
複導体比率	-0.84	0.41
１件あたり回線延長	-3.79	0.000
調達数量	0.90	0.38

分析要素

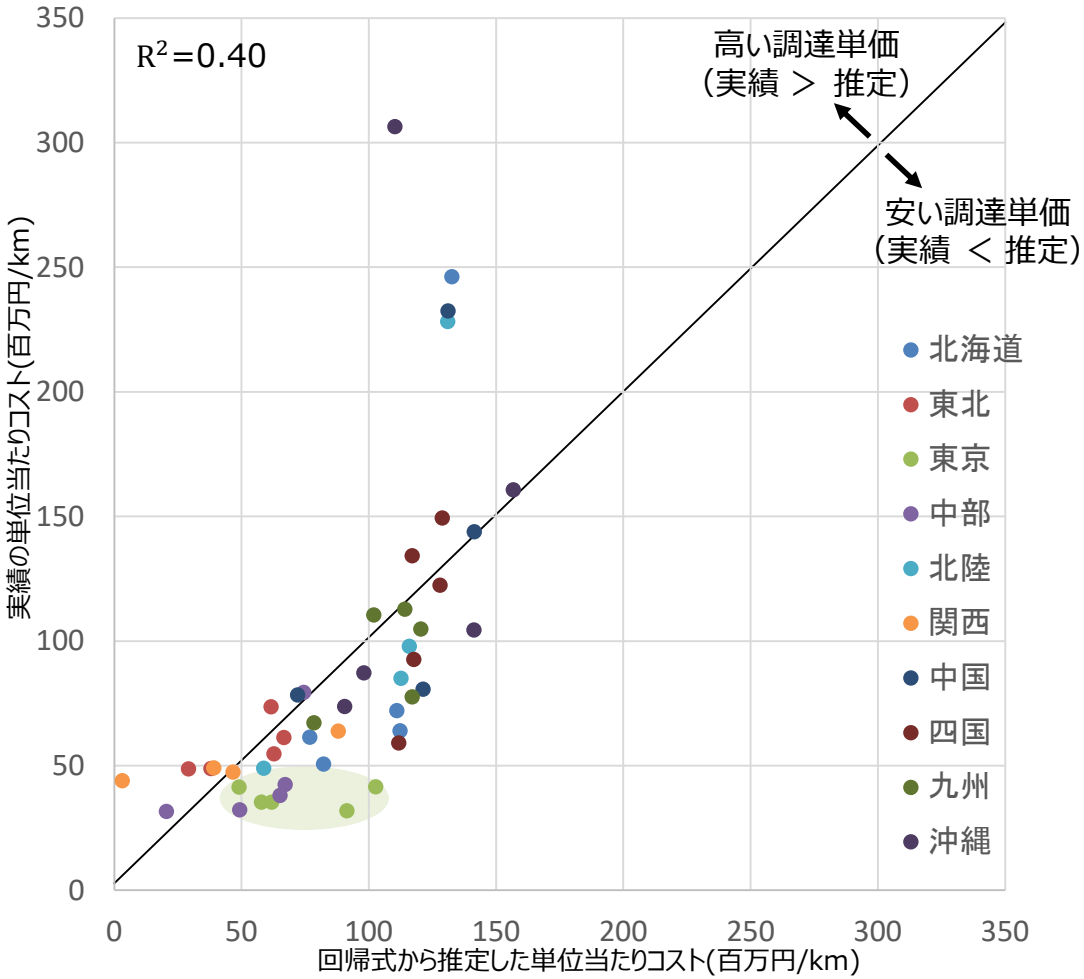
山地割合　：山地に建設する鉄塔の割合
導線太さ　：太さ410mm²以上の電線が用いられている割合
複導体比率　：１相あたりの電線の配列が2導体以上の割合
1件あたり回線延長　：工事１件当たりの回線延長
調達数量　：その年に建設した架空送電線の長さ（km）

注：人件費･資材費については説明変数として考慮した分析を行ったものの、影響がみられなかった。

（出所）各社提出資料を基に事務局作成

③調達単価（送電設備）
重回帰分析による単位当たりコストの比較 ～地中ケーブル（66･77kV）

- 調達数量(年間工事量)及び１件当たり回線延長が単位当たりコストに与える影響が大きい可能性がある。
- 推定した単位当たりコスト（事業者により制御困難な要素(回帰式で用いた分析要素)を勘案したコスト）と比較すると、東京は低くなっている。



（出所）各社提出資料を基に事務局作成

分析要素	t 値	P-値
単芯比率	1.30	0.2
１件当たり回線延長	-2.30	0.03
調達数量	-3.61	0.001

分析要素

単芯比率　：ケーブル内の電線が１本のみの割合
1件あたり回線延長　：工事１件当たりの回線延長
調達数量　：その年に建設した地中ケーブルの長さ（km）

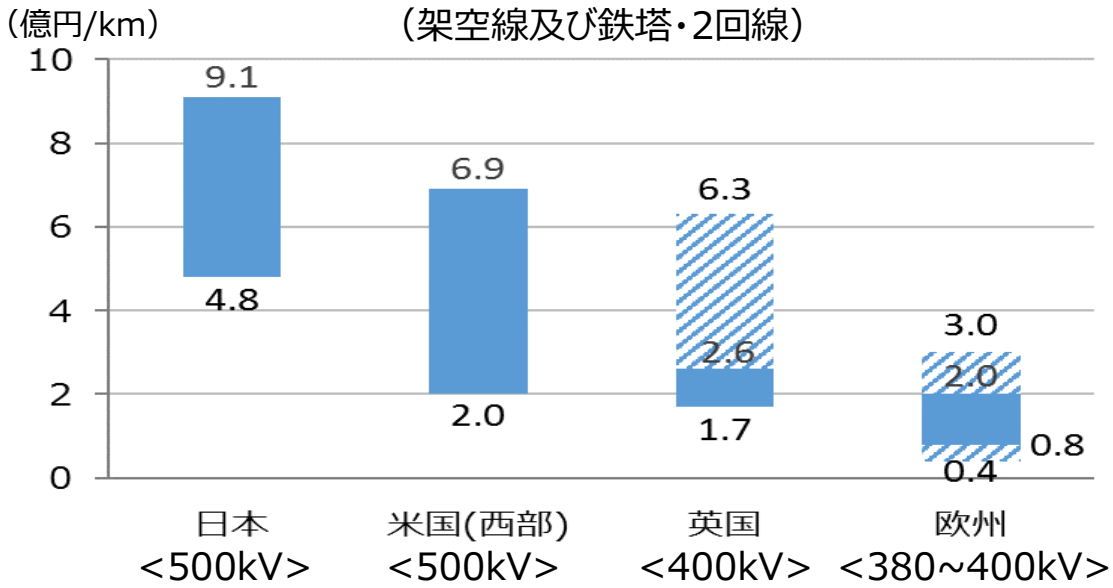
注：人件費･資材費については説明変数として考慮した分析を行ったものの、影響がみられなかった。

③調達単価（送電設備）

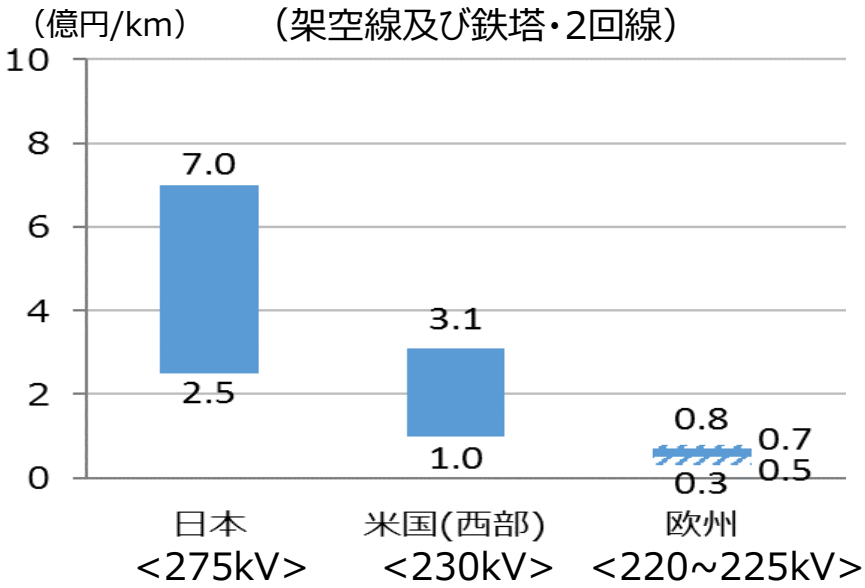
単位当たりコストの海外比較

- 各国間で法規制等が異なることから単純比較はできない点に留意する必要はあるものの、日本の送電線・鉄塔の単位当たりコストは、海外よりも高い可能性がある。

380～500kV級の単位当たりコスト
（架空線及び鉄塔・2回線）



220～275kV級の単位当たりコスト
（架空線及び鉄塔・2回線）



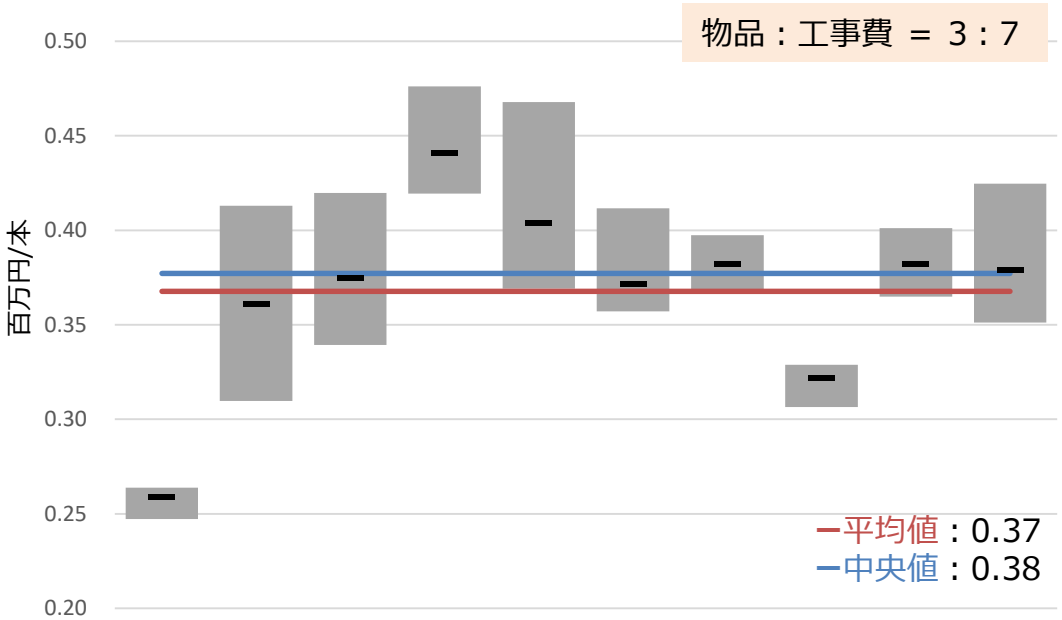
（注1）本資料は各国間で法規制、設備の設計条件など諸元等が異なることから、単純比較できない点に留意。
（注2）為替レートは出所資料の公表年における年間平均レートを採用（1$＝107円(2014年)、1￡＝128円(2012年)、1€＝140円(2014年)）
（注3）日本の数値は、一般送配電事業者が一般的に採用する設備仕様を対象として、一般送配電事業者10社が策定したもの。立地条件等の諸条件は明らかではない。
（注4）米国の数値の最小値は、電線仕様:ACSR、鉄塔:Lattice tower、敷設距離10マイル以上、新設、立地場所:ほぼ平坦な場所(Scrub/Flat)、最大値は、電線仕様:ACSR、鉄塔:Lattice tower、敷設距離3マイル未満、新設、立地場所:森林(Forested)を前提として算出されたもの。
（注5）英国の数値の最小値は、敷設距離75km、容量3190MVA、塗りつぶし部分の最大値は、敷設距離3km、容量6930MVAを前提として算出されたもの。いずれも、電線素材:アルミ、立地場所:ほぼ平坦な場所が前提。斜線部分の最大値は、立地条件が大きな川を横断したり構造物をまたぐような場合は+60～100%コスト増、軟弱地盤の場合は＋24～48%コスト増との資料中の記載内容をもとに、塗りつぶし部分の最大値に+148%上乗せした値。
（注6）欧州の数値は、ACERが各国TSO等から収集した過去10年内の工事事例に基づくものであり、最小値及び最大値はこれらの事例の四分位範囲(上位25%,下位25%を除いたもの)。斜線部分の最小値・最大値は、コストの高い上位・下位25%を考慮した値だが、正確な数値情報は資料に掲載されておらず、グラフから読み取った大凡の値である点に留意。
（出所）日本：電力広域的運営推進機関「送変電設備の標準的な単価の公表について」(2016年3月）、米国：WECC「Capital Costs for Transmission and Substation」(2014年2月）、英国：IET「Electricity Transmission Costing Study」(2012年1月）、欧州：ACER「Report on Unit Investment Cost Indicators and Corresponding Reference Values for Electricity and Infrastructure」（2015年8月）

③調達単価（配電設備）
単位当たりコストの比較～コンクリート柱

- コンクリート柱について、過去5年間の平均コスト及び年平均コストの最大値・最小値を比較すると、全社平均に比べ、中部は高く、北海道、四国は低くなっている。

※　配電工事は、年間の工事件数も多いため、工事の個別性が単位当たりコストに与える影響は平準化される。

コンクリート柱の単位当たりコストの横比較



		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
最大		0.26	0.41	0.42	0.48	0.47	0.41	0.40	0.33	0.40	0.42
5年平均		0.26	0.36	0.38	0.44	0.40	0.37	0.38	0.32	0.38	0.38
最小		0.25	0.31	0.34	0.42	0.37	0.36	0.37	0.31	0.36	0.35
年度平均	H25平均	0.26	0.31	0.35	0.46	0.37	0.36	0.37	0.31	0.36	0.36
	H26平均	0.25	0.34	0.34	0.42	0.37	0.38	0.38	0.32	0.37	0.35
	H27平均	0.26	0.36	0.37	0.43	0.40	0.36	0.38	0.33	0.38	0.37
	H28平均	0.26	0.38	0.42	0.43	0.42	0.36	0.39	0.33	0.39	0.40
	H29平均	0.26	0.41	0.42	0.48	0.47	0.41	0.40	0.33	0.40	0.42

（出所）各社提出資料を基に事務局作成

コンクリート柱の単位当たりコストの変動要因（例）

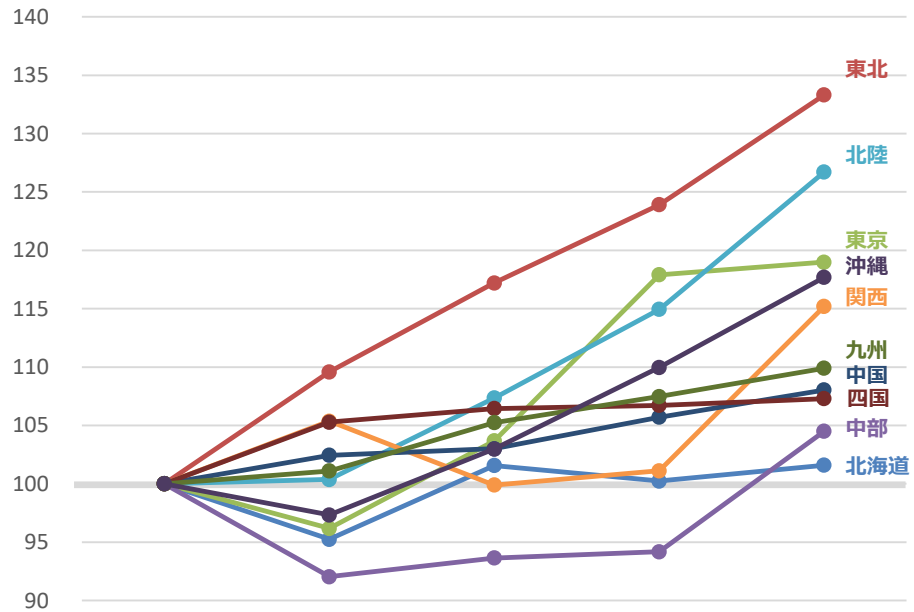
- 都市部における新設・建替工事の割合（工事費）
- 岩盤掘削等、特殊な工事の割合（工事費）
- 人件費や資材費の差異（物品費・工事費）

（出所）各社提出資料等より事務局作成

③調達単価（配電設備）
単位当たりコストの経年変化～コンクリート柱

- コンクリート柱の単位当たりコストは全社とも上昇傾向にある。

コンクリート柱の単位当たりコストの経年変化



	H25	H26	H27	H28	H29
北海道	100	95	102	100	102
東北	100	110	117	124	133
東京	100	96	104	118	119
中部	100	92	94	94	104
北陸	100	100	107	115	127
関西	100	105	100	101	115
中国	100	102	103	106	108
四国	100	105	106	107	107
九州	100	101	105	107	110
沖縄	100	97	103	110	118

注：各社の平成25年度における平均調達単価を100とした場合の各年度の平均調達単価を指標化したものである。

（出所）各社提出資料を基に事務局作成

コンクリート柱の単位当たりコストの上昇要因

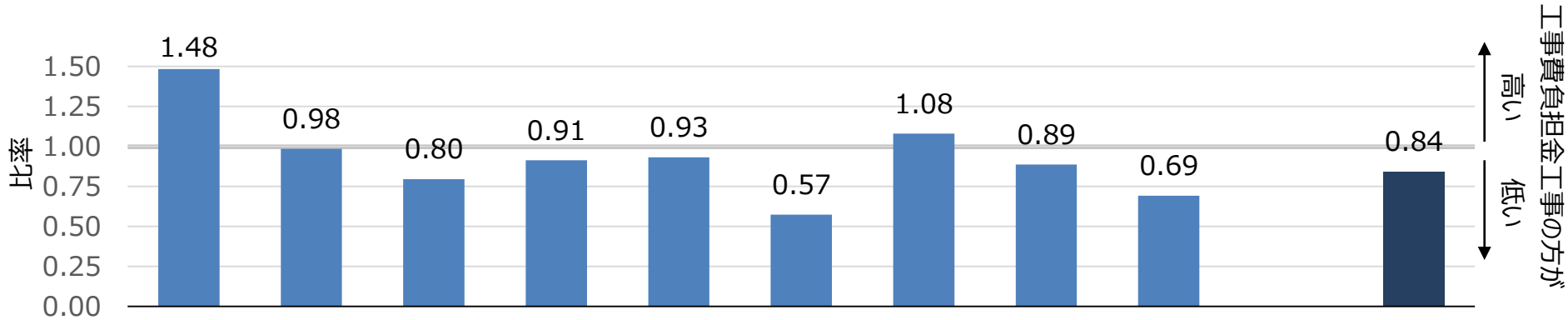
- 東日本大震災後、震災対応のため、調達先に比較的低水準で発注していた調達単価について、施工力確保の観点から、市況の水準にあわせて単価を引き上げたため（東北）
- 高経年化対策工事が増加し、都市部における工事が増加したため（北陸）

（出所）各社提出資料等より事務局作成

④工事費負担金（単位当たりコスト）

工事費負担金工事に係る単位当たりコストの状況（鉄塔）

- 工事費負担金工事について、物品費と工事費を含めた単位あたりコストをそれ以外の新規・拡充工事のコストと比較したところ、鉄塔については、北海道と中国を除き、工事費負担金工事の方が低くなっている。要因としては、１回線鉄塔の割合が高いことが考えられる。



（単位：万円／基）

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	10社平均※4
単位あたりコスト※1	全件―負担金※2	1,954	2,613	4,577	5,033	4,173	5,790	2,939	4,207	4,537	4,941	4,077
	負担金※3	2,898	2,572	3,640	4,596	3,886	3,324	3,174	3,730	3,138	―	3,440
比率		**1.48**	**0.98**	**0.80**	**0.91**	**0.93**	**0.57**	**1.08**	**0.89**	**0.69**	**―**	**0.84**

要因

- 系統連系時に敷設する電源線は通常１回線。１回線鉄塔の場合はコストが相対的に安くなる。
- 北海道の比率が１を上回る理由：工事費負担金工事の多くは分岐鉄塔の比率が大きく、分岐線の荷重により基礎が大型化するため
- 中国の比率が1を上回る理由：杭基礎や引留鉄塔の採用割合が高いため

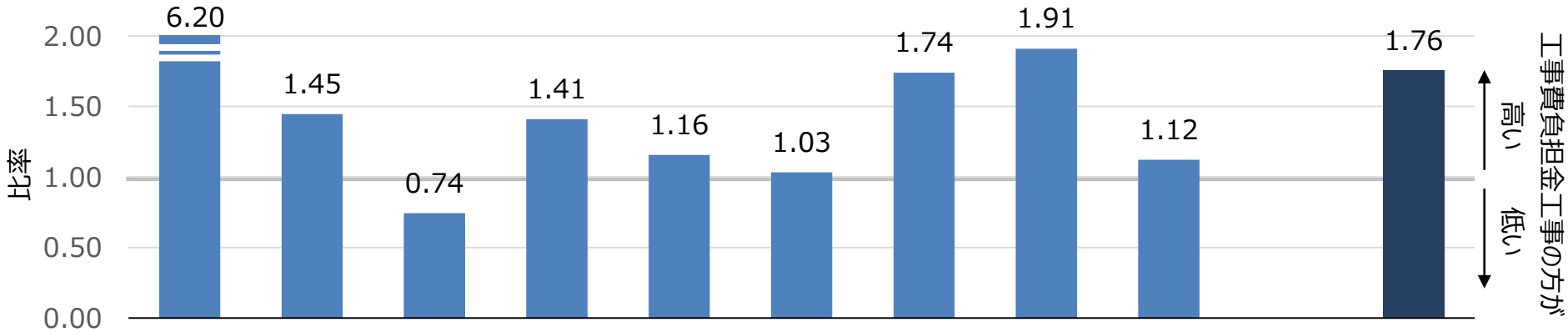
※1 単位あたりコストは、FY25-29の全期間における工事金額(物品費＋工事費) ÷鉄塔基数
※2「全件ー負担金」は、一般送配電事業者が行った全工事から工事費負担金工事分を除いた単位あたりコスト
※3「負担金」は、工事費負担金工事の単位あたりコスト
※4 10社平均は、各事業者の単位あたりコストを平均した値

（出所）各社提出資料を基に事務局作成

④工事費負担金（単位当たりコスト）

工事費負担金工事に係る単位当たりコストの状況（架空送電線）

- 同様に、架空送電線についてみると、東京を除き、工事費負担金工事の方がコストが高い傾向となっている。要因としては、工事１件当たりの回線延長が短いことが考えられる。



（単位：万円／km）

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	10社平均※4
単位あたりコスト※1	全件―負担金※2	1,081	1,407	1,697	1,473	1,268	1,054	1,210	1,302	1,198	1,325	1,302
	負担金※3	6,699	2,033	1,262	2,077	1,465	1,088	2,104	2,487	1,344	―	2,284
比率		**6.20**	**1.45**	**0.74**	**1.41**	**1.16**	**1.03**	**1.74**	**1.91**	**1.12**	**―**	**1.76**

要因

- 系統連系時に敷設する電源線は通常１回線。２回線以上の工事に比べると、工事１件当たりの回線延長は短くなり、単位当たりコストに対する固定費の影響が大きくなる（単位当たりコストが高くなる）傾向。
- 東京の比率が1を下回る理由：他エリアと異なり、工事１件あたりの回線延長が工事費負担金工事とそれ以外の工事とでは大きく変わらないため

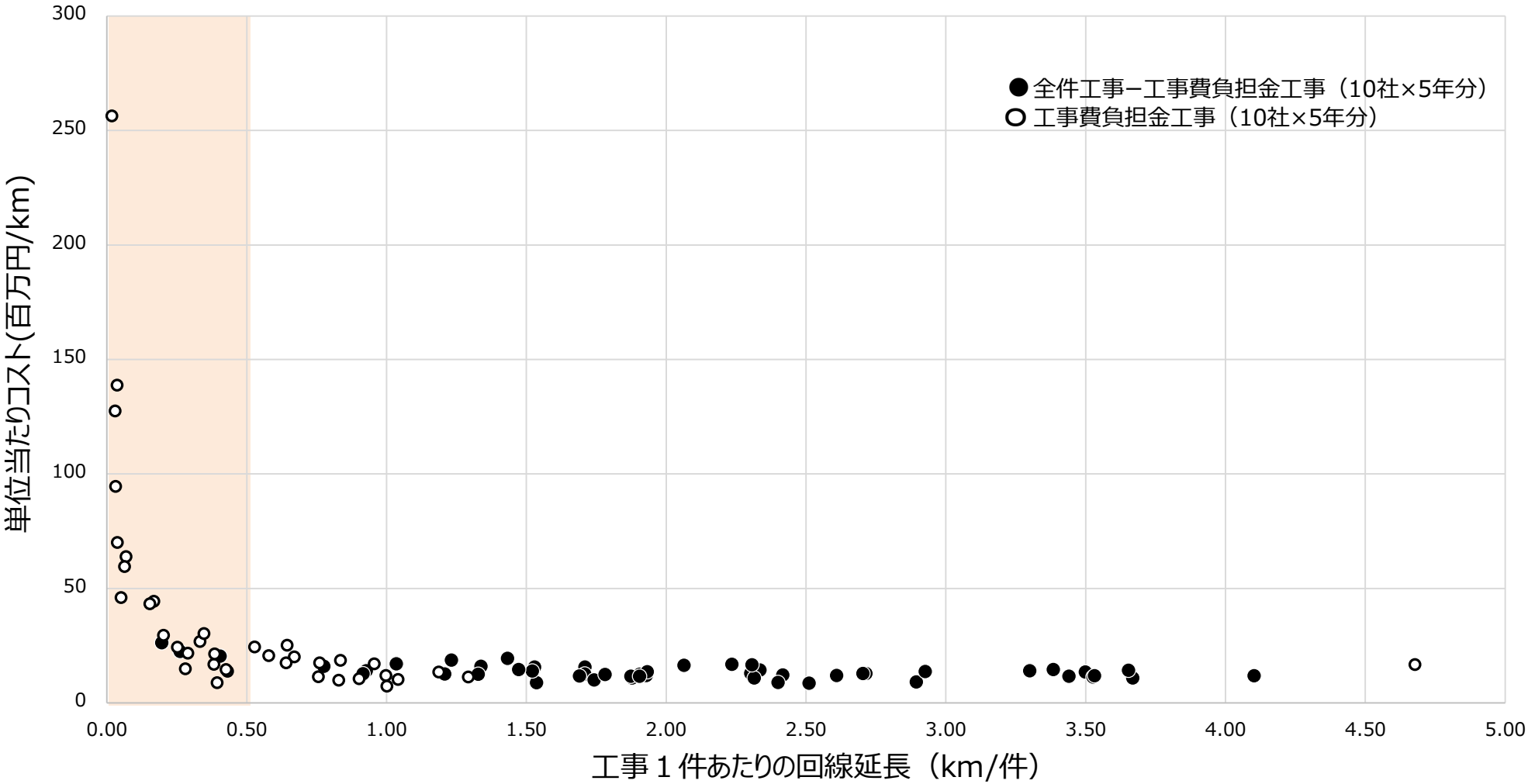
※1 単位あたりコストは、FY25-29の全期間における工事金額(物品費＋工事費) ÷架空送電線の回線延長
※2「全件ー負担金」は、一般送配電事業者が行った全工事から工事費負担金工事分を除いた単位あたりコスト
※3「負担金」は、工事費負担金工事の単位あたりコスト
※4 10社平均は、各事業者の単位あたりコストを平均した値

（出所）各社提出資料を基に事務局作成

④工事費負担金（単位当たりコスト）

工事1件当たりの回線延長と単位当たりコストとの関係（架空送電線）

- 工事１件あたりの回線延長が短いと、km当たりコストに占める固定費(例えば敷設時に必要となるエンジン場のコストなど)の割合が大きくなり、単位当たりコストが高くなる傾向がみられる。



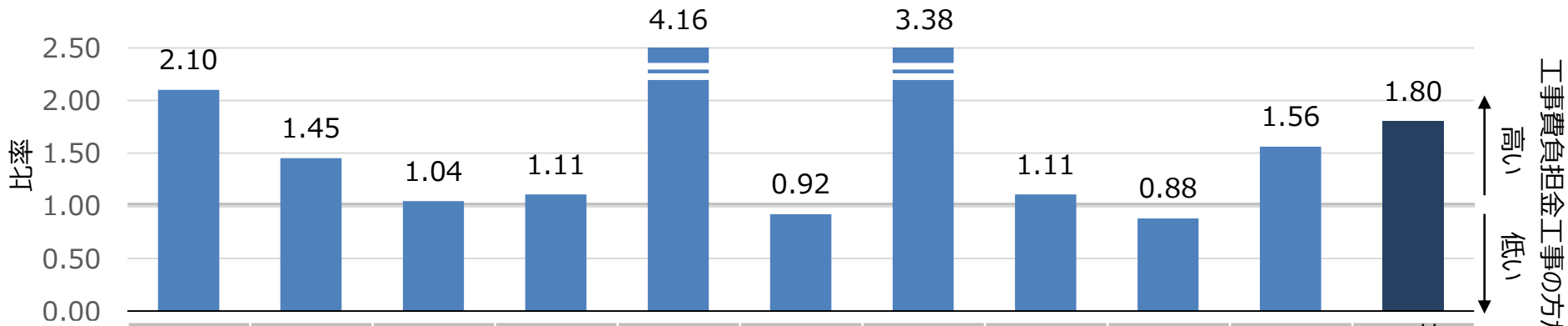
（出所）各社提出資料を基に事務局作成

④工事費負担金（単位当たりコスト）

工事費負担金工事に係る単位当たりコストの状況（地中ケーブル）

第34回料金審査専門会合
（2018.12.12）資料5抜粋

- 地中ケーブルについても、工事費負担金工事の方がコストが高い傾向となっている。架空送電線と同様に、工事１件当たりの回線延長が短いことが要因として考えられる。



（単位：万円／km）

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	10社平均※4
単位あたりコスト※1	全件―負担金※2	6,233	5,550	3,727	4,208	6,676	4,583	8,095	10,776	9,772	9,427	6,905
	負担金※3	13,104	8,059	3,893	4,658	27,795	4,224	27,358	11,933	8,591	14,732	12,435
比率		**2.10**	**1.45**	**1.04**	**1.11**	**4.16**	**0.92**	**3.38**	**1.11**	**0.88**	**1.56**	**1.80**

要因

- 架空送電線と同様に、系統連系時に敷設する電源線は通常１回線。２回線以上の工事に比べると、工事１件当たりの回線延長は短くなり、単位当たりコストに対する固定費の影響が大きくなる（単位当たりコストが高くなる）傾向。
- 関西の比率が1を下回る理由：工事１件あたり回線延長が工事費負担金工事とそれ以外とで大きく変わらないことなど
- 九州の比率が１を下回る理由：工事費負担金工事以外の工事では、大サイズの単芯ケーブル工事が多かったため
- 北海道、北陸、中国が２を上回る理由：工事費負担金工事の工事１件あたり回線延長はそれ以外の工事の5分の１未満であり、単位あたりコストに対する固定費の影響が大きい

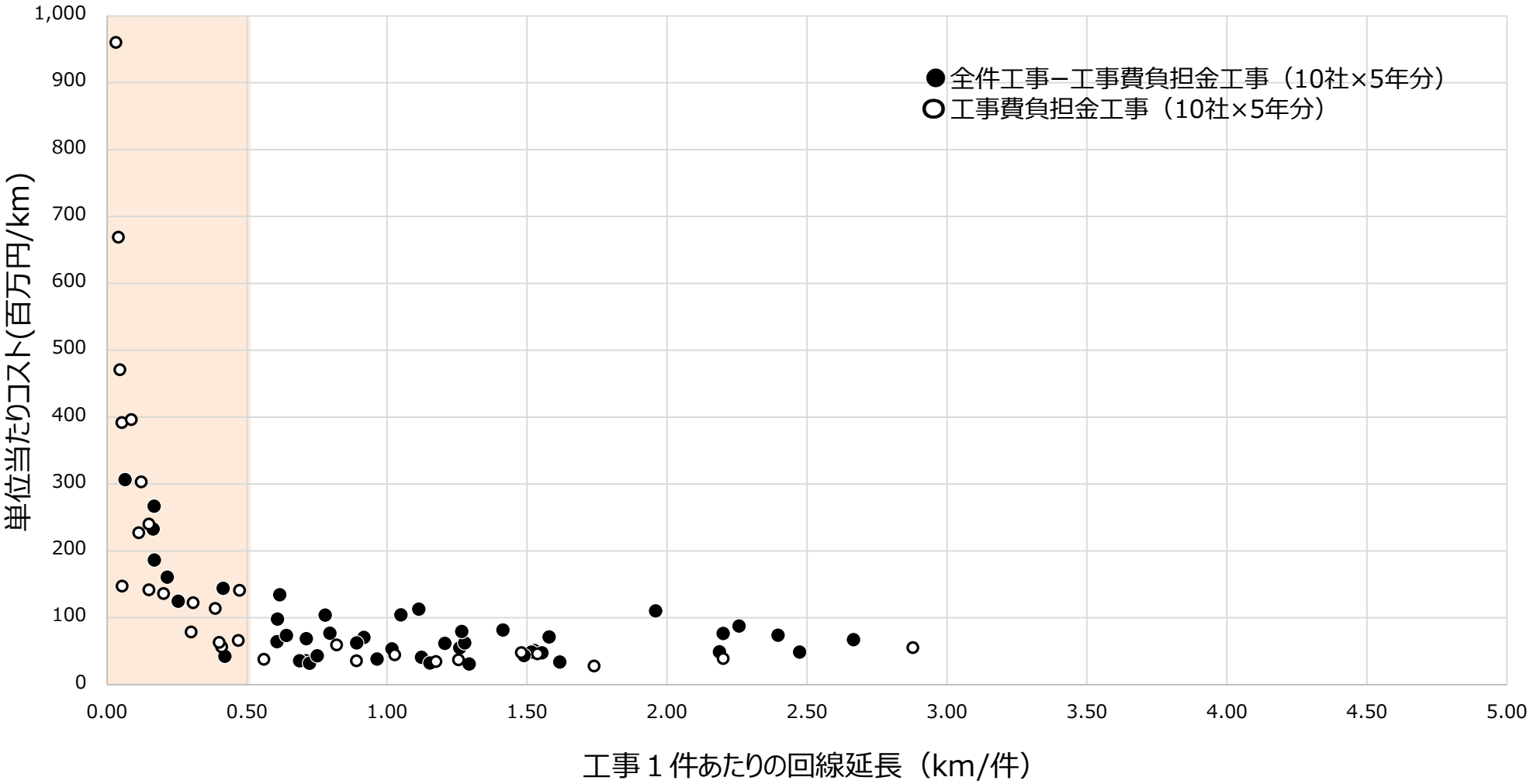
※1 単位あたりコストは、FY25-29の全期間における工事金額(物品費＋工事費) ÷地中ケーブルの回線延長
※2「全件ー負担金」は、一般送配電事業者が行った全工事から工事費負担金工事分を除いた単位あたりコスト
※3「負担金」は、工事費負担金工事の単位あたりコスト
※4 10社平均は、各事業者の単位あたりコストを平均した値

（出所）各社提出資料を基に事務局作成

④工事費負担金（単位当たりコスト）

工事1件当たりの回線延長と単位当たりコストとの関係（地中ケーブル）

- 工事１件あたりの回線延長が短いと、km当たりコストに占める固定費(例えば接続箱の設置コストなど）の割合が大きくなり、単位当たりコストが高くなる傾向がみられる。



（出所）各社提出資料を基に事務局作成

④工事費負担金（見積時及び精算時の費用の乖離）

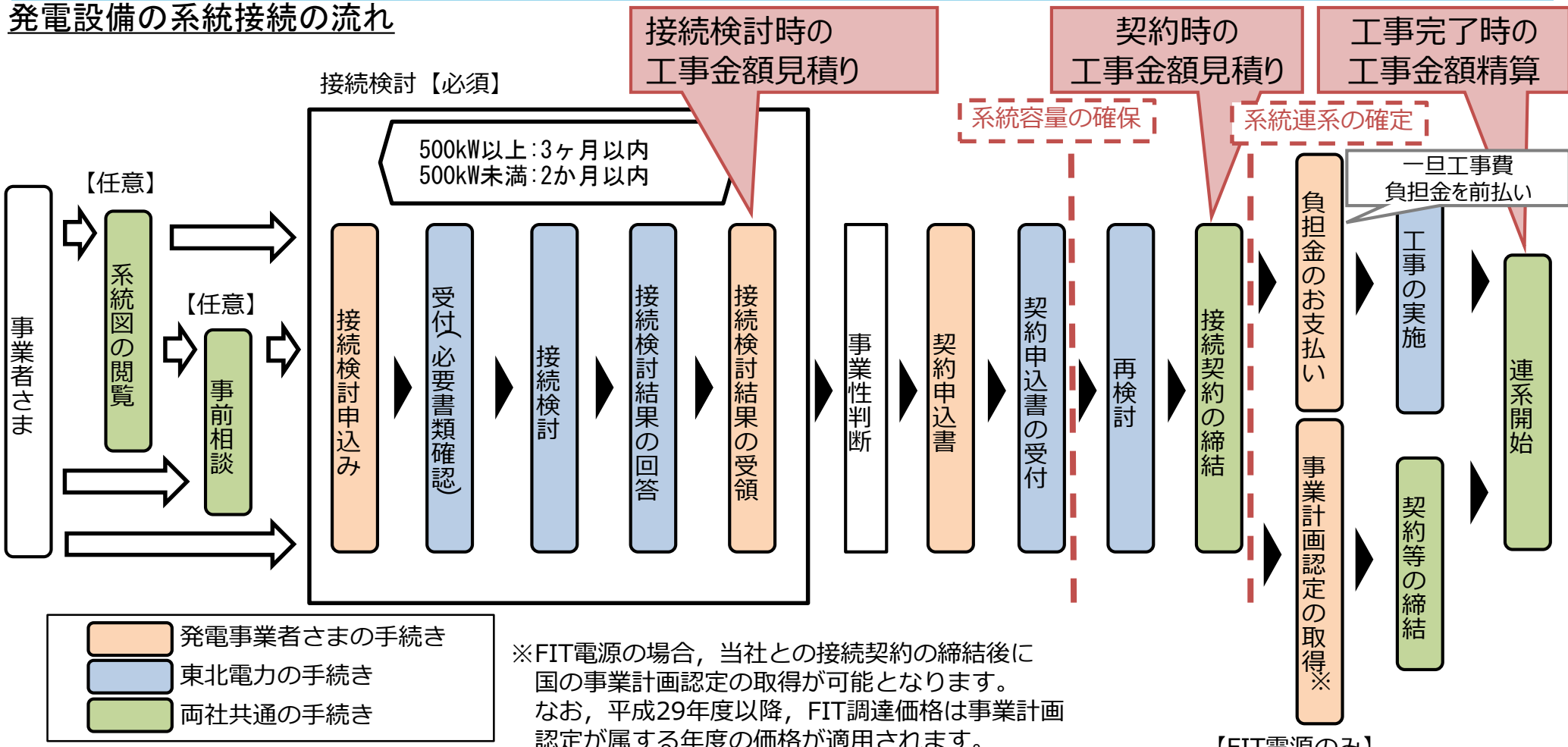
工事費負担金工事に係る接続検討時、契約時及び精算時の金額の乖離状況

- 系統接続時の工事費負担金工事に係る費用は、見積額が接続検討時と契約時に提示され、工事完了時に精算される。これらの金額の乖離が大きい場合、発電側の事業性判断に与える影響が大きいと考えられるところ、その現状について分析した。

※本分析では電源線コストのみを対象としており、変圧器など上位系統の増強に係る工事費用は含まれていない。

第34回料金審査専門会合（2018.12.12）資料5抜粋

発電設備の系統接続の流れ



※FIT電源の場合，当社との接続契約の締結後に国の事業計画認定の取得が可能となります。
なお，平成29年度以降，FIT調達価格は事業計画認定が属する年度の価格が適用されます。

(出所)東北電力HPを基に事務局にて一部加工

④工事費負担金（見積時及び精算時の費用の乖離）
乖離額及び乖離率が大きい案件における乖離要因

- 費用の乖離が特に大きい案件についてその要因を確認したところ、多くは発電場所変更に伴う工事内容の変更等、発電者起因によるものであった。
- 起因者が一般送配電事業者である場合は、用地交渉の影響や地盤対策工事（工事着工後に行う現地調査の結果で判明）が影響していた。

	事業者	起因者	概要
接続検討時と契約時の比較			
乖離額が5千万円以上かつ 乖離率が50%以上	東北	発電事業者	発電事業者の工事内容変更による影響
	東北	発電事業者	発電場所変更に伴う工事内容の変更
	九州	発電事業者 一般送配電事業者	発電場所変更に伴う工事内容の変更 用地交渉の影響による工事内容の変更
	九州	発電事業者	発電場所変更に伴う工事内容の変更
	九州	その他発電事業者	他社発電設備の出力変更に伴い系統増強工事が必要に
乖離額が▲5千万円以上かつ 乖離率が▲50%以上	東北	発電事業者	系統増強費用を別工事に割振り（同一事業者内）
	関西	発電事業者	発電所への送電線引込形態の変更
	九州	その他発電事業者	他社発電設備の出力変更に伴い系統増強工事が不要に
	九州	発電事業者	事業者の早期連系希望による一部工事のみ着工
契約時と精算時の比較			
乖離額が5千万円以上かつ 乖離率が50%以上	東京	発電事業者	受電地点変更に伴う工事内容の変更
	中国	一般送配電事業者	軟弱地盤と判明し、鉄塔の地盤対策工事を実施
乖離額が▲5千万円以上かつ 乖離率が▲50%以上	中国	発電事業者	受電地点変更に伴う工事内容の変更
	九州	発電事業者	年度を跨いでの工事代金の分割精算

※ 自営線へ切替えたため工事費負担金工事の金額が減少した案件（10件）については、実際に要した費用総額の増減が不明であるため、上記表には含めていない。

（出所）各社提供資料を基に事務局作成

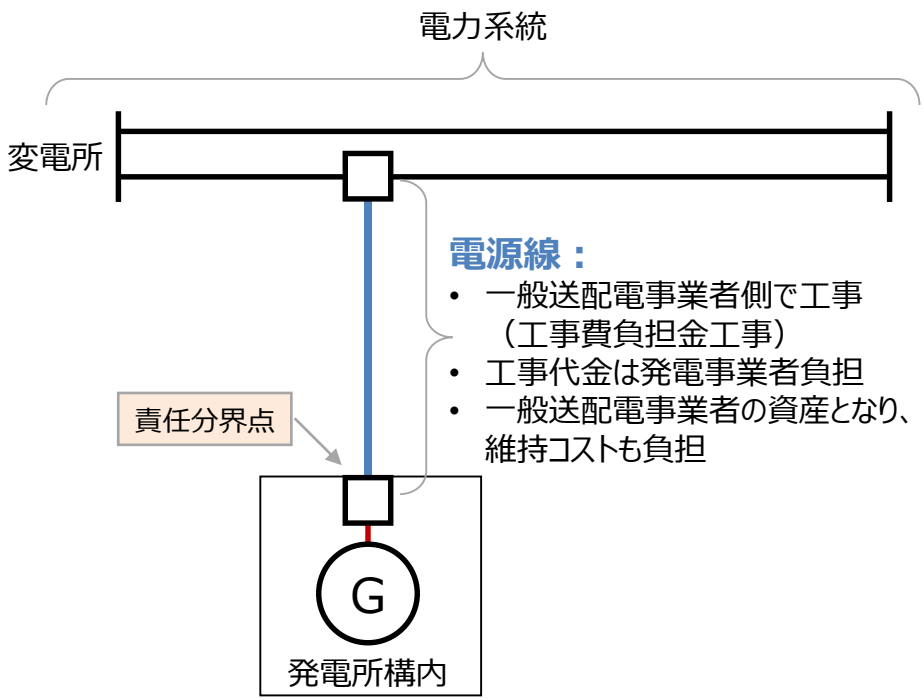
④工事費負担金（自営線工事）

工事費負担金工事を自営線工事に切り替えた事例について

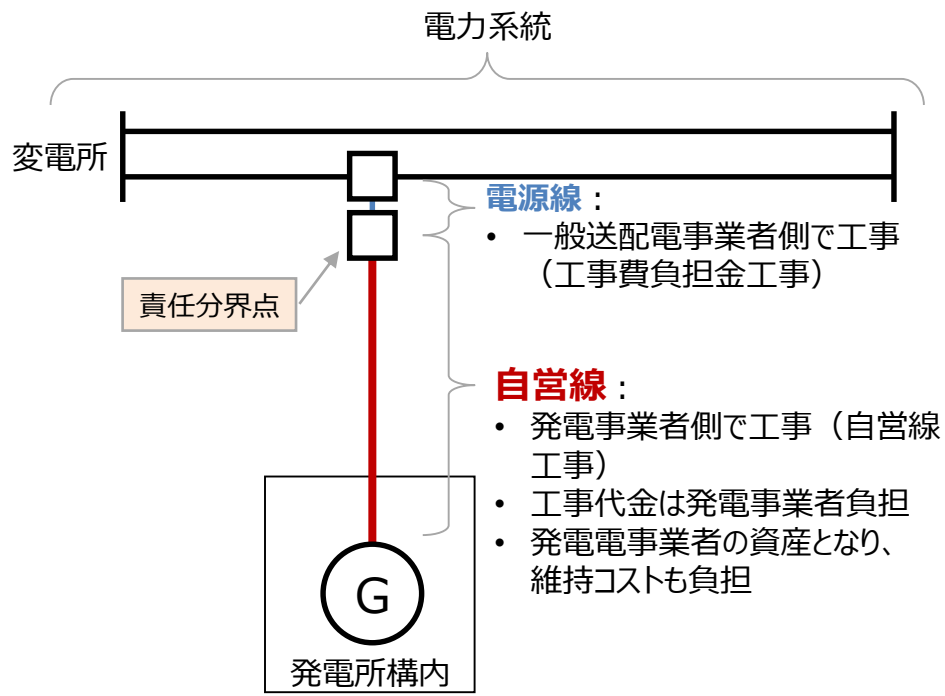
- 系統連系にあたっては、一般送配電事業者が電源線の工事を行い、発電設備設置者が当該費用を工事費負担金として負担することが一般的（工事費負担金工事）だが、工事費負担金工事を自営線工事(※)に切り替えた事例も存在。

（※）自営線工事とは、発電設備設置者自らが系統に接続するための電線(自営線)を敷設するもの。

工事費負担金工事（電源線部分）



自営線工事



④工事費負担金（自営線工事）
自営線工事に切り替えた事業者へのヒアリング結果

- 工事費負担金工事を自営線工事に切り替えた理由としては、工事金額及び工期が主なメリットとして挙げられた。中には、工事金額自体は大きくなったものの、工期短縮を選んだ事例もあった。
- 系統連系に当たっては、発電設備設置者自らが自営線を整備することも選択肢の一つになりうる。

全体	• 工事負担金工事から自営線工事へ切り替えた背景として、工事金額や工期を課題に掲げる事業者が多かった。 • 自営線で敷設した場合には、自営線の維持・運営コストを別途自ら負担することが必要となるものの、発電所のO&M契約に自営線も含めることなどで対応しており、特段大きな課題としては認識されていなかった。
工事金額	• 自営線を敷設する際に電圧階級を落とすことで、工事金額が半額になるケースがあった。架空線から地中線へと変更したケースでは、工事金額が増加した場合も減少した場合もあった。 • 確認可能な範囲で自営線で66kV地中ケーブルを敷設したケースの単位当たりコスト（円/km）を一般送配電事業者による工事の単位当たりコスト(年度平均)と比較したところ、５カ年でみた最大値及び最小値の範囲内であった。 • 自営線工事に切り替えることで、近隣で発電所建設を検討している他事業者との共同工事が実現し、工事金額を削減できた事例もあった。
工期	• 接続検討時の工期（見込み）と実績を比較すると、工期が9カ月～4年間短縮されるケースがあった。発電所の建設期間よりも工事費負担金工事の工期が長い場合、工期短縮のメリットは相応に大きいとの指摘があった（系統連系に係る工事金額自体は増加したものの、工期短縮による経済メリットの方が大きかったため、自営線へ切替えた事例もあった）。 • なお、工事費負担金工事による電源線の敷設は、架空送電線で行われることが多い。その場合、設置コストは低くても、鉄塔建設等のための用地交渉を地権者と行う必要があり、工期は長く、不確実となる傾向がある。一方で、地中ケーブルは道路下に敷設できる場合、道路管理者である自治体と協議することとなるため、工期の見通しが立てやすい場合がある。

資料の構成

1. 事後評価の概要及び進め方
2. 今回の事後評価における評価の視点
3. 各評価項目における確認結果
   （１）託送収支の状況
   （２）経営効率化の実施状況
   （３）安定供給等適切なサービスレベルの確保
   （４）その他
4. ヒアリング対象事業者の収支状況等の個別評価
5. 委員からの主な御意見・確認事項
6. 開催経緯・委員名簿

①高経年化対策

平成29年度の高経年化対策に係る設備更新計画と更新実績

第34回料金審査専門会合
（2018.12.12）資料5抜粋

- 北海道、東京、中部、関西、中国、九州、沖縄では、計画値と実績値に10%以上の乖離が生じているものがある。

	鉄塔 (単位：本)		架空送電線 (単位：km)		地中ケーブル (単位：km)		変圧器 (単位：台)		コンクリート柱 (単位：本)	
	計画値	実績値	計画値	実績値	計画値	実績値	計画値	実績値	計画値	実績値
北海道	52	57 (+5)	66	54 (-12)	0	0 (0)	9	9 (0)	2848	2775 (-73)
東北	149	141 (-8)	388	385 (-3)	25	25 (0)	30	28 (-2)	7612	7794 (+182)
東京	96	95 (-1)	117	117 (0)	55	59 (+4)	44	42 (-2)	11300	12684 (+1384)
中部	85	66 (-19)	214	108 (-106)	33	31 (-2)	28	29 (+1)	1000	1000 (0)
北陸	36	35 (-1)	104	102 (-2)	0	0 (0)	12	12 (0)	1005	1061 (+56)
関西	105	91 (-14)	121	146 (+23)	100	96 (-4)	51	50 (-1)	2820	2876 (+56)
中国	100	85 (-15)	105	105 (0)	23	19 (-4)	10	11 (+1)	5215	2824 (-2391)
四国	12	12 (0)	41	41 (0)	12	12 (0)	9	9 (0)	7517	7617 (+100)
九州	43	39 (-4)	78	77 (-1)	8	8 (0)	17	15 (-2)	400	350 (-50)
沖縄	0	0 (0)	0	0 (0)	2.3	2.3 (0)	1	1 (0)	1155	814 (-341)
平均乖離率（注２）		7.7%		9.2%		3.4%		3.9%		11.4%

(出所)各社提供資料を基に事務局作成

注１：青ハイライトは10%以上下振れ、赤ハイライトは10%以上上振れ、注２：平均乖離率は各社の乖離率を単純平均したものである

①高経年化対策

平成29年度の高経年化対策に係る設備更新計画と更新実績（乖離要因）

第34回料金審査専門会合（2018.12.12）資料5抜粋

- 計画値との差異が生じた理由を確認したところ、巡視・点検結果による建替工事件数の変更、停電・台風による工期の変更に加え、収支状況を踏まえた工事時期の見直し等が挙げられた。

	設備（乖離率）	計画値と実績値が10%以上乖離している理由
北海道	架空送電線（-18%）	・台風影響等による工期の変更（架空送電線）
東京	コンクリート柱（+12%）	・点検により、2017年度内に新たに建替工事が必要となった物量が想定に比べ上振れ。拡充工事等が想定に比べ減少したことを踏まえ、将来の更新物量の均平化の観点から、高経年化対策の前倒しを実施
中部	鉄塔（-22%） 架空送電線（-50%）	・昨年度は工事着手件名を集計していたところ、今年度は工事完了件名を集計する方法に変更したため(鉄塔、架空送電線)
関西	鉄塔（-13%） 架空送電線（+19%）	・線路停止の調整等による計画と実績の差異及設備スリム化の実施(鉄塔) ・線路停止の調整等による計画と実績の差異(架空送電線)
中国	鉄塔（-15%） 地中ケーブル（-17%） コンクリート柱（-46%）	・停電都合に伴う工期変更等（鉄塔） ・設備スリム化（構成変更）（地中ケーブル） ・託送収支の状況を踏まえ、設備状況に応じた工事実施時期の見直しを行ったため（コンクリート柱）
九州	変圧器（-12%） コンクリート柱（-13%）	・ＰＣＢ課電洗浄回数増に伴う工程変更（変圧器） ・現地補修による建替延伸化や用地交渉調整等による差異（コンクリート柱）
沖縄	コンクリート柱（-30%）	・顧客申出の建替の減少（不良取替工事以外）と線路巡視結果による建替の減少（不良取替工事）

(出所)各社提供資料を基に事務局作成

①高経年化対策
設備更新計画の見直し状況（鉄塔）

- 鉄塔についてみると、①工事量の平準化（東京）、②設備劣化状況・優先度の再精査(北海道、九州)、③再エネ連系工事等の増加(東北、中国)といった要因により、設備更新計画の見直しが行われている。

設備更新計画の主な変更内容とその要因（前回との比較）

北海道	・2022年度の計画値及び長期的水準(年130基程度)を新たに提示 ・設備劣化状態等から工事の優先度を再評価し計画を見直した結果、今後５年間の計画平均値は５基減少(85→80基)。20～21年度の計画値が特に減少
東北	・2022年度の計画値を新たに提示 ・今後５年間の計画平均値に変更はないが、19・20年度は,増加する再エネ連系工事等の供給工事を優先対応する必要があるため、設備更新の一部を後年度に実施する計画としている
東京	・2027年度の計画値を新たに提示 ・対策時期の最適化により今後10年間の計画値を年200基数前後へとさらに平準化
中部	・計上方法を着工ベースから竣工ベースに変更したことに伴う計画値の変更あり ・アセットマネジメントシステムの2022年度運用開始を目指し、システム仕様検討中
北陸	・2027年度の計画値を新たに提示 ・上記を除き、大きな変更はみられない
関西	・2027年度の計画値を新たに提示 ・上記を除き、大きな変更はみられない
中国	・2020年度の計画値を新たに提示 ・再エネ連系工事の増加により18・19年度の計画値を下方修正
四国	・2020年度の計画値を新たに提示 ・上記を除き、大きな変更はみられない
九州	・2022年度の計画値を新たに提示 ・今後５年間の計画平均値に変化はないが、最新の設備劣化状況等を踏まえ、18・19年度の計画値は増加、後年度の計画値は下方修正
沖縄	・2022年度の計画値を新たに提示(高経年化対策なし) ・上記を除き、大きな変更はみられない

(出所)各社提供資料等を基に事務局作成

①高経年化対策
設備更新計画の見直し状況（架空送電線）

- 架空送電線についてみると、①工事量の平準化（東京）、②設備劣化状況・優先度の再精査(北海道、九州)といった要因により、設備更新計画の見直しが行われている。また、沖縄は、新たに設備更新計画を策定している。

設備更新計画の主な変更内容とその要因（前回との比較）

北海道	・2022年度の計画値及び長期的水準（90km程度/年）を新たに提示 ・設備劣化状態の再評価により、後年度の支持物更新との一体工事に計画を見直した結果、今後５年間の計画平均値は25km減少(65→40km)
東北	・2022年度の計画値を新たに提示 ・計画期間の更新に伴い、今後５年間の計画平均値は20km減少　（250→230km）
東京	・2027年度の計画値を新たに提示 ・対策時期の最適化により今後10年間の計画値を年120km前後へとさらに平準化・抑制
中部	・計上方法を着工ベースから竣工ベースに変更したことに伴う計画値の変更あり ・アセットマネジメントシステムの2022年度運用開始を目指し、システム仕様検討中
北陸	・2027年度の計画値を新たに提示 ・上記を除き、大きな変更はみられない
関西	・2027年度の計画値を新たに提示 ・上記を除き、大きな変更はみられない
中国	・2020年度の計画値を新たに提示(計画は50万V電線のみを対象としており、20年度の更新予定はない) ・上記を除き、大きな変更はみられない
四国	・2020年度の計画値を新たに提示 ・顧客との設備停止時期の調整により、19年度の計画値は下方修正
九州	・2022年度の計画値を新たに提示 ・最新の設備劣化状況等を踏まえ、今後５年間の計画平均値は10km増加(100→110km)。18・19年度の計画値は増加、20・21年度の計画値は同水準
沖縄	・劣化調査の結果、張替の必要な線路は確認されてはいないが、長期的な工事量の平準化を図るため、新たに2020年度からの張替計画を策定、2027年度までの計画値を新たに提示

(出所)各社提供資料等を基に事務局作成

①高経年化対策
設備更新計画の見直し状況（地中ケーブル）

- 地中ケーブルについてみると、①工事量の平準化(東京、東北)、②設備劣化状況・優先度の再精査(北海道、東北、中国、九州)といった要因により、設備更新計画の見直しが行われている。

設備更新計画の主な変更内容とその要因（前回との比較）

北海道	・2022年度の計画値及び長期的水準(7km程度/年)を新たに提示 ・設備劣化状態等から工事の優先度を再評価し、計画を見直した結果、今後５年間の計画平均値は0.5km減少(4.5→4.0km)。19年度の計画値が特に減少。
東北	・2022年度の計画値を新たに提示 ・劣化診断結果等を踏まえた設備更新の前倒しや後年度での実施等により、今後５年間の工事量を平準化。今後5年間の計画平均値は5km減少（25→20km）
東京	・2027年度の計画値を新たに提示 ・対策時期の最適化により今後10年間の計画値を年60km前後へとさらに平準化・抑制
中部	・計上方法の変更により、今後の更新物量の計画値は増加(起因によらず劣化張替分をすべて計上する方向で修正) ・アセットマネジメントシステムの2022年度運用開始を目指し、システム仕様検討中
北陸	・2027年度の計画値を新たに提示 ・上記を除き、大きな変更はみられない
関西	・2027年度の計画値を新たに提示 ・更新物量の目標値は10km減少（110→100km/年）
中国	・2020年度の計画値を新たに提示 ・18年度の計画値はやや減、19年度は増加
四国	・2020年度の計画値及び長期的水準を新たに提示 ・上記を除き、大きな変更はみられない
九州	・2022年度の計画値を新たに提示 ・今後５年間の計画平均値に変化はないが、最新の設備劣化状況等を踏まえ、18・19・21年度は計画値を下方修正、20年度は上方修正
沖縄	・2027年度の計画値を新たに提示 ・個別件名の具体化に伴う計画値の変更あり ・CVケーブルの更新計画を新たに策定

(出所)各社提供資料等を基に事務局作成

①高経年化対策
設備更新計画の見直し状況（変圧器）

- 変圧器についてみると、①工事量の平準化(東京、九州)、②更新時期の再評価(東北)といった要因により、設備更新計画の見直しが行われている。

設備更新計画の主な変更内容とその要因（前回との比較）

北海道	・2022年度の計画値及び長期的水準(19台程度/年)を新たに提示 ・高経年のピーク物量が更新時期を迎えているところ、計画期間の更新等により、今後５年間の計画平均値は２台増加（15→17台）
東北	・2020～2022年度の計画値及び今後５年間の計画平均値（20台/年）を新たに提示 ・更新時期目安を再評価した結果、長期的水準は7台減少（32→25台/年程度） ・18・19年度の計画値を下方修正
東京	・2027年度の計画値を新たに提示 ・対策時期の最適化により今後10年間の計画値を年50台前後へとさらに平準化
中部	・計上方法の変更により、今後の更新物量の計画値は減少(拡充工事物量を含まない数値に修正) ・アセットマネジメントシステムの2022年度運用開始を目指し、システム仕様検討中
北陸	・2027年度の計画値を新たに提示 ・上記を除き、大きな変更はみられない
関西	・2027年度の計画値を新たに提示 ・更新物量の目標値は５台増加（70→75台/年）
中国	・2020年度の計画値を新たに提示 ・長期的水準は３台減少（20→17台） ・18年・19年度の計画値は下方修正
四国	・2020年度の計画値を新たに提示 ・上記を除き、大きな変更はみられない
九州	・2022年度の計画値を新たに提示 ・今後5年間の計画平均値は１台増加（17→18台） ・今後5年間の更新物量は、平均値前後で平準化
沖縄	・2027年度の計画値を新たに提示 ・個別件名の具体化に伴う計画値の変更あり

(出所)各社提供資料等を基に事務局作成

①高経年化対策
設備更新計画の見直し状況（コンクリート柱）

- コンクリート柱についてみると、①工事量の平準化(東京)、②更新時期・数量の再検討（北海道、中部、四国）、③収支状況を踏まえた工事時期の見直し（中国）といった要因により、設備更新計画の見直しが行われている。

設備更新計画の主な変更内容とその要因（前回との比較）

北海道	・2022年度の計画値を新たに提示 ・劣化状況等を再評価し計画を見直した結果、５年間の計画平均値は400本減少(3500本→3100本)
東北	・経年分布から仮定して推計を行った結果、直近５年間の計画平均値（12000本/年）や長期的水準（25000本/年）を新たに提示
東京	・2027年度の計画値を新たに提示 ・対策時期の最適化により今後10年間の計画値をさらに平準化。昨年度と比べて、2022年度以降の計画値は年25000本前後へと増加
中部	・研究等の知見を活かした更新物量の見直しや施工力を勘案し、建替対象を見極めた結果、今後の更新物量の計画値は年5000本程度へと減少 ・送変電部門に先行して、アセットマネジメントシステムを2020年7月に運用開始することを目指し、本年７月にシステム開発に着手
北陸	・2027年度の計画値を新たに提示 ・上記を除き、大きな変更はみられない
関西	・現在の知見に基づく中長期的な計画値に代わって、今後10年間の計画値及び計画平均値（2.6万本/年）を新たに提示
中国	・2020年度の計画値を新たに提示 ・託送収支の状況を踏まえ、設備状況に応じた工事実施時期の見直しを行ったため、18・19年度の計画値は年2万本前後から1万本弱へと下方修正
四国	・2020年度の計画値を新たに提示 ・長期的水準は、昨年時点では至近年実績と同水準で推移する見通しとしていたところ、建替の進捗により減少する見通しへと変更
九州	・2022年度の計画値を新たに提示 ・上記を除き、大きな変更はみられない
沖縄	・2027年度の計画値を新たに提示(現時点では高経年化対策としての対応は必要ではない状況) ・上記を除き、大きな変更はみられない

(出所)各社提供資料等を基に事務局作成

①高経年化対策

アセットマネジメントシステムの導入状況①（中部電力）

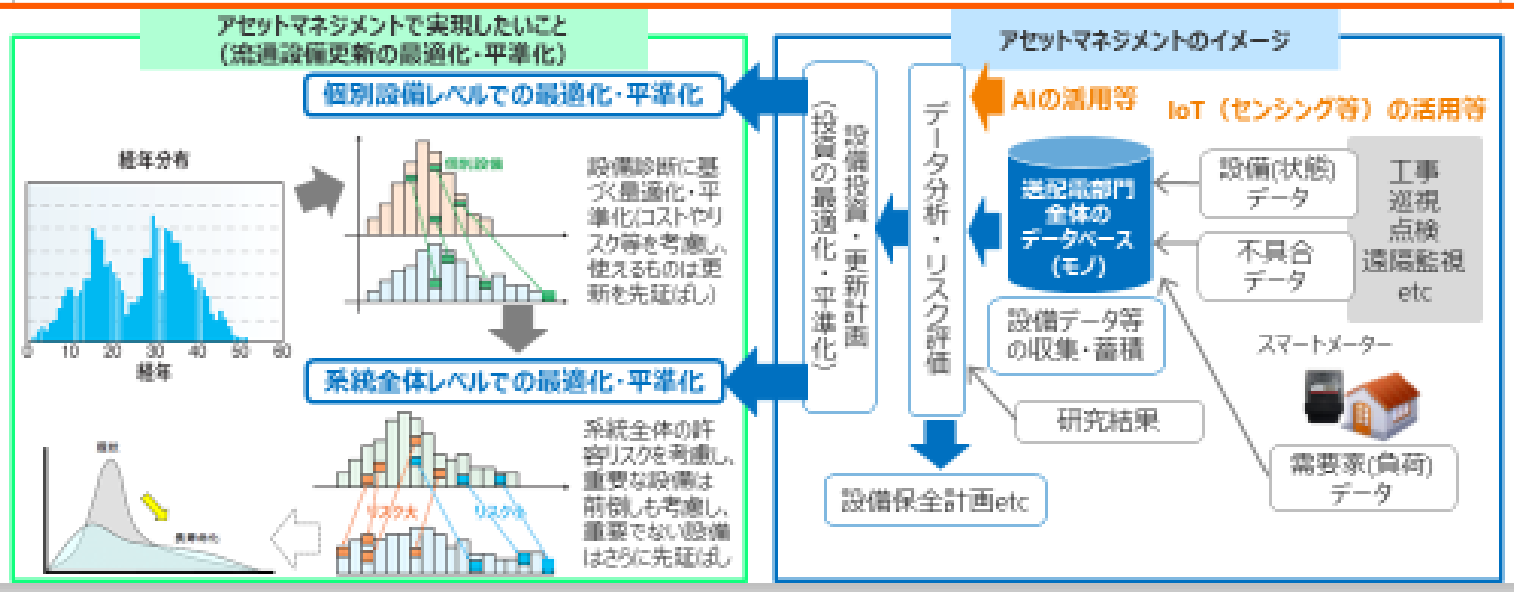
第34回料金審査専門会合
（2018.12.12）資料5抜粋

- 中部電力は、アセットマネジメントシステムの導入時期等を具体化。配電部門については、2020年７月運用開始を目指し、本年7月よりシステム開発に着手。送変電・通信・建築部門については、2022年４月運用開始を目指し、仕様を検討中。

中部電力提出資料
（参考資料１ p.319参照）

C 設備更新の考え方、課題への対応状況の進捗

- 将来の大量更新物量を抑制するため、毎年の適切な劣化更新を行っていくとともに、**高経年を迎えた設備の適切な更新タイミングを見極め、まだ使える設備を無理なく無駄なく使い続けていくこと**、必要性を精査し、代替可能な設備がある場合には廃止していくことが必要と考えております。
- 現在開発を進めておりますアセットマネジメントシステムでは、様々な状況下で使用される全社の設備データを集約・管理・分析した結果を基に、**個々の設備に対して劣化状況や寿命を推定することにより、設備個別の点検周期や取替時期の延伸判断を支援すること等を目的**としています。
- アセットマネジメントシステムの導入については、**配電部門が先行して本年7月よりシステム開発に着手し、2020年7月運用開始**を目指しております。送変電・通信・建築部門については2022年4月運用開始を目指し、仕様検討中です。



Copyright © CHUBU Electric Power Co.,Inc. All Right Reserved.

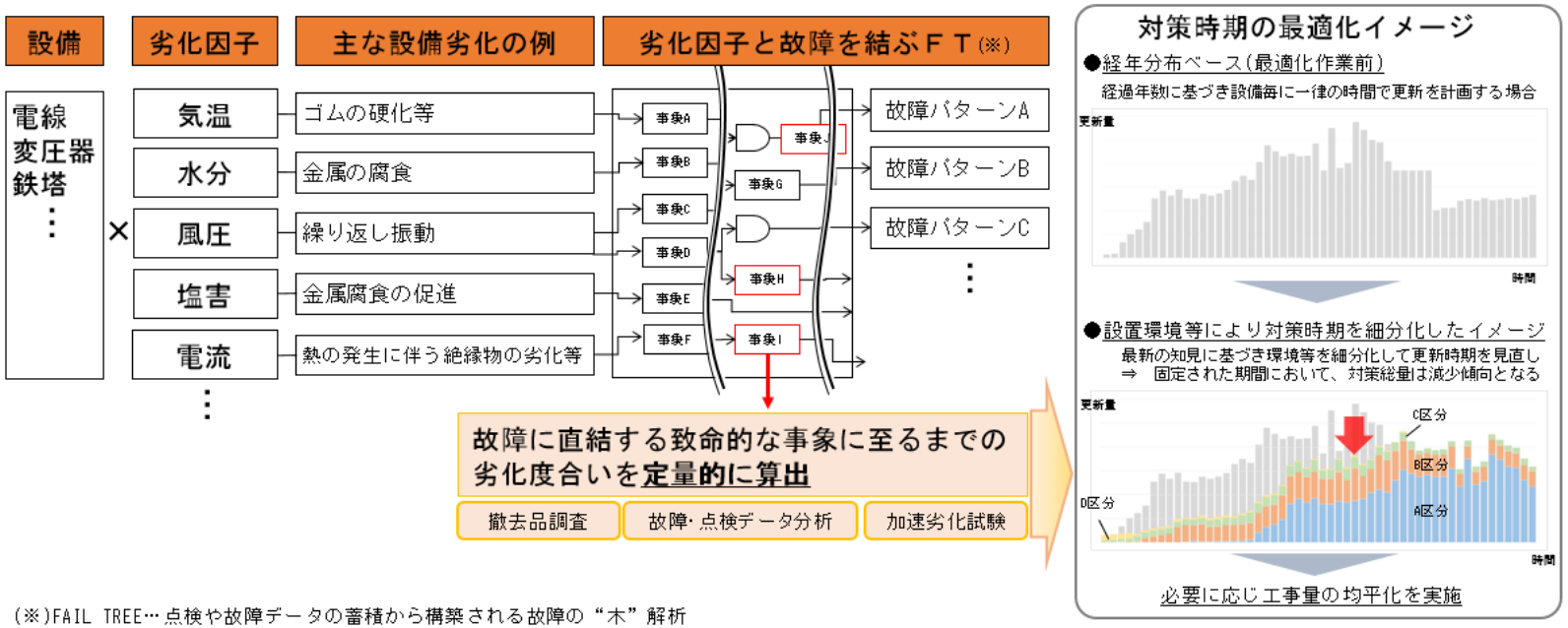
①高経年化対策
アセットマネジメントシステムの導入状況②（東京電力PG）

- 東京電力PGは、主要設備の劣化予測の精緻化や設置環境等による細分化作業を進めており、今後更に長期的な更新計画の精度を向上させることを目指している。

東京電力PG提出資料
（資料5-1 p.30参照）

Ｃ－１．高経年化対策（対策時期の最適化へ向けた取組）

- 当社は、高経年化対策の一環として、**主要設備の劣化予測の精緻化**ならびに**設置環境等による細分化作業**を進めております。
- これは、過去の点検データ、故障データ、撤去品の調査を基に、各設備のどの部位が、どのような要因によりどのように劣化していくのかを分析するものです。
- 設備の中には、比較的新しいが故に劣化データが不足しているものや、設置環境等の条件を整備している段階のものもあり、現時点では道半ばとなりますが、これらを継続していくことで、今後更に**長期的な更新計画の精度を向上**させることを目指しております。



(※)FAIL TREE…点検や故障データの蓄積から構築される故障の“木”解析

①高経年化対策

アセットマネジメントシステムの導入状況③（九州電力）

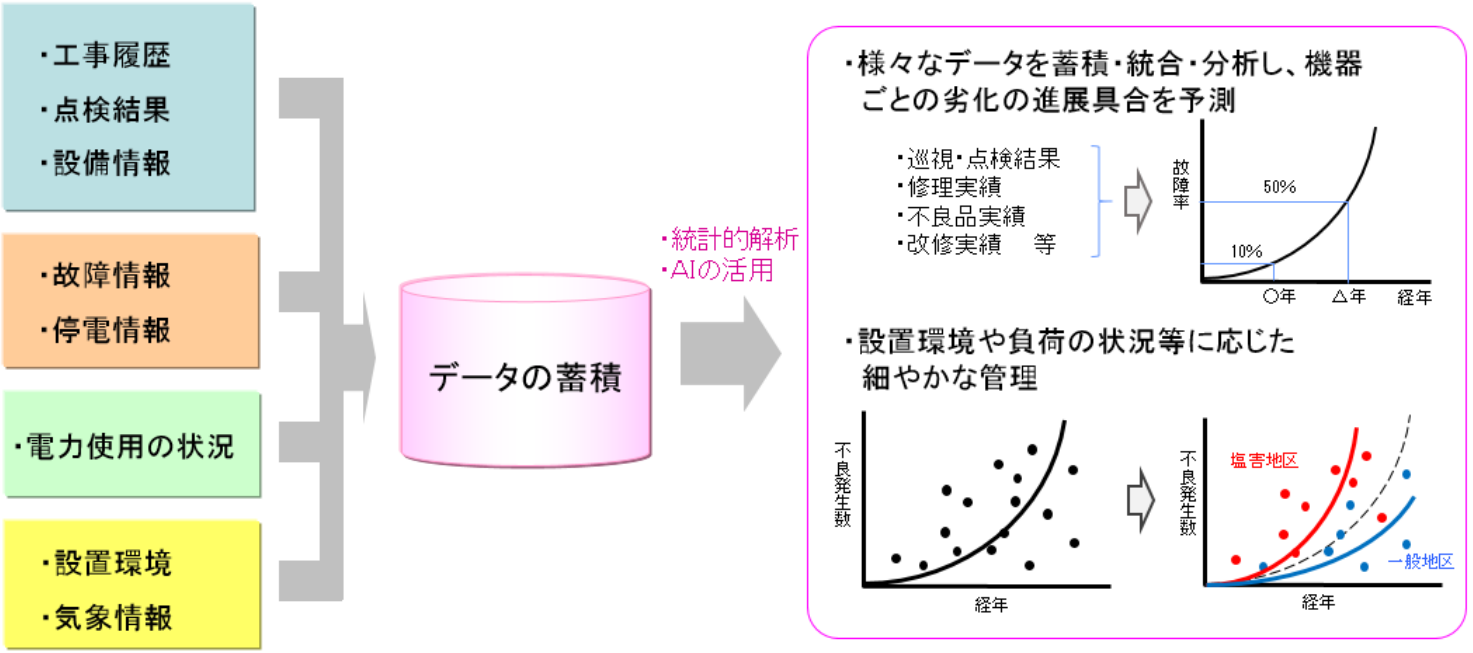
- 九州電力は、設備保全に関わるデータを蓄積し、統計的解析やAIの活用によって設備更新時期の最適化や設備点検サイクルの延伸化等を図る保全管理システムを開発中。

C－1　高経年化対策（課題への取組状況：設備更新時期の最適化）

九州電力提出資料
（資料7　p.24参照）

〔アセットマネジメントへの取組み〕

○　設備点検結果、設備情報や設置環境など、設備保全に関わるデータを蓄積し、統計的解析やAIの活用により設備の不良発生予測を行い、設備更新時期の最適化や設備点検サイクルの延伸化等を図る保全管理システムを開発中。



①高経年化対策

アセットマネジメントシステムの導入状況④（関西電力）

- 関西電力は、IoTやAI等のアセットマネジメントの知見を踏まえ、より効率的な運用計画となるよう、更新計画を見直していく方針を提示。

関西電力提出資料
（参考資料１　p.331参照）

高経年化対策 － 設備更新計画

○高度経済成長期に建設した流通設備が、今後高経年化を迎えることから、更新物量の増加が見込まれており、増加する設備更新物量に対して、劣化診断による設備寿命の延伸化や設備スリム化等の平準化に向けた取組を実施しております。

○一方で、取組には、施工力や作業における設備停止等の制限があり、設備によっては将来に向けた課題を抱えております。

○今後のIoTやAI等の最新のアセットマネジメントの知見を踏まえ、取組の進展により更なる効率化・延伸化を視野に入れることができた場合に、計画の見直しを実施して目標水準もより効率的な運用計画となるようにしていきたいと考えています。

主要設備	状況（課題）	今後の取組
鉄塔	・現状と将来の施工水準にはギャップがあり、現行の施工水準を継続していくだけでは、設備更新が手遅れになる懸念があります。 ・特殊技能を必要とする送電工事の施工力確保が課題です。今後の工事物量の増加に対応すべく、長期的な「人材育成」「技術継承」を図る必要があります。	・防錆塗装等や腐食マップの活用により、適切な改修時期の見極めを行うと共に、工事情報の事前公表や、パンフレット作成による広報活動等により、工事施工力を向上できるよう取り組んでおります。
架空電線	・電線腐食マップの精度向上に努め、改修物量を精査するともに、鉄塔建替工事と同調し、効率的な更新計画を策定しています。	・引き続き、設備寿命の見極めを行いつつ、現状の設備更新物量を維持することで、長期的に対応可能と考えております。
地中ケーブル	・全国的なケーブルメーカーの施工力逼迫、改修物量の増加により、今後の設備更新における施工力確保が課題です。 ・なお、一部のケーブル工事を技術移譲し、電気工事会社での施工を可能となるよう取り組んでおります。	
変圧器	・施工力や停電制約により更新物量に限度がありますが、H18年頃より高経年化により設備更新物量が増加しており、各機器の劣化状況をふまえた計画的な更新に取り組んできました。	
コンクリート柱	・撤去品調査や高精度巡視による知見で、設備更新の延伸化を図っておりますが、今後のデータ分析による見極めによっては、改修ピークが変動する可能性があります。 ・また、現在ではH52年付近から現状の水準を超えた施工量が見込まれ、施工力の確保が課題となります。	・撤去品調査等から得られた知見を踏まえ、鉄筋の破断本数や剥離の幅等、強度低下に繋がる兆候が確認されたものの改修を進めています。また、高精度巡視により取得した劣化状況の詳細データを蓄積し、更新の抑制・平準化も踏まえながら、中長期的な改修計画を更新していきます。 ・適切な時期に対応できるよう、施工力の確保を図ります。

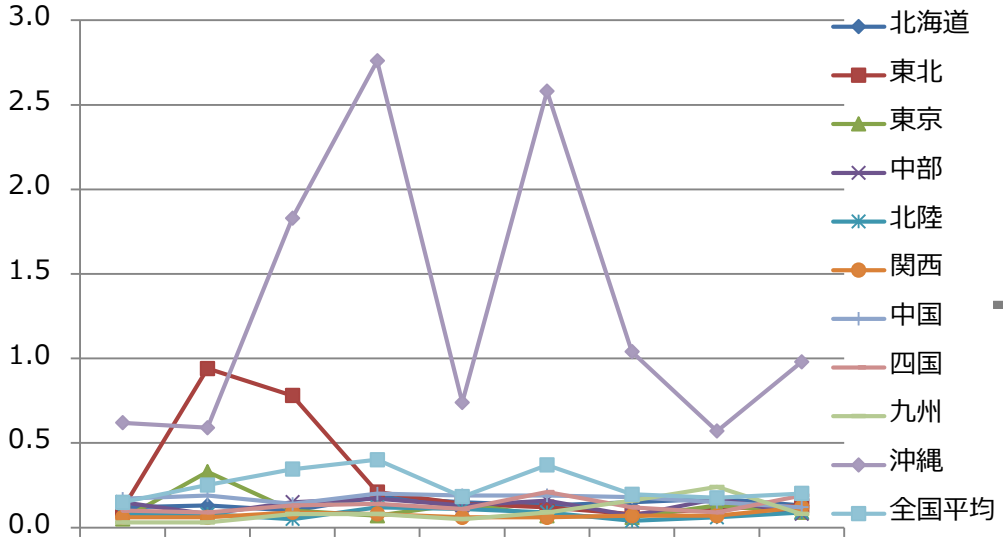
The Kansai Electric Power Co., Inc.

②安定供給、接続。計量（安定供給）

一需要家当たりの停電回数の経年変化

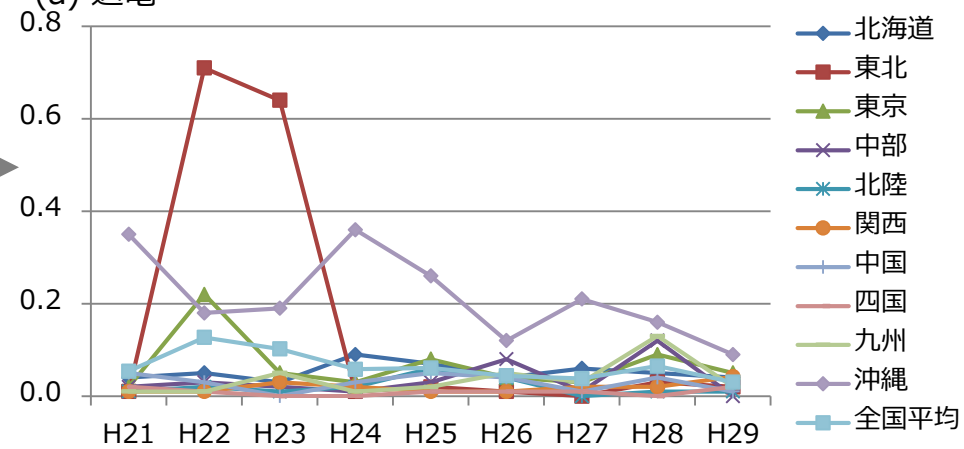
- 一需要家当たりの停電回数は、自然災害を除くと、各社とも大きな変動は見られない。

一需要家当たりの停電回数（回/戸・年）

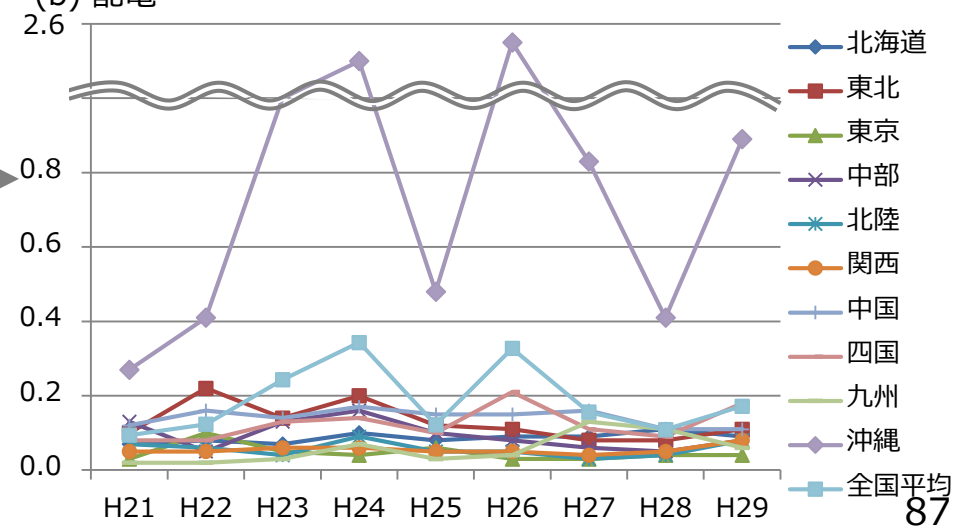


(年度)	H21	H22	H23	H24	H25	H26	H27	H28	H29
北海道	0.12	0.13	0.10	0.18	0.15	0.13	0.15	0.17	0.13
東北	0.11	0.94	0.78	0.21	0.14	0.12	0.08	0.11	0.13
東京	0.05	0.33	0.10	0.07	0.14	0.07	0.06	0.13	0.09
中部	0.15	0.08	0.15	0.17	0.13	0.16	0.07	0.17	0.08
北陸	0.08	0.08	0.05	0.12	0.11	0.09	0.04	0.06	0.09
関西	0.06	0.06	0.09	0.08	0.06	0.06	0.07	0.07	0.12
中国	0.17	0.19	0.14	0.20	0.19	0.19	0.18	0.15	0.12
四国	0.10	0.09	0.13	0.14	0.11	0.21	0.12	0.09	0.19
九州	0.03	0.03	0.08	0.08	0.05	0.09	0.16	0.24	0.08
沖縄	0.62	0.59	1.83	2.76	0.74	2.58	1.04	0.57	0.98
全国平均	0.15	0.25	0.35	0.40	0.18	0.37	0.20	0.18	0.20

(a) 送電



(b) 配電



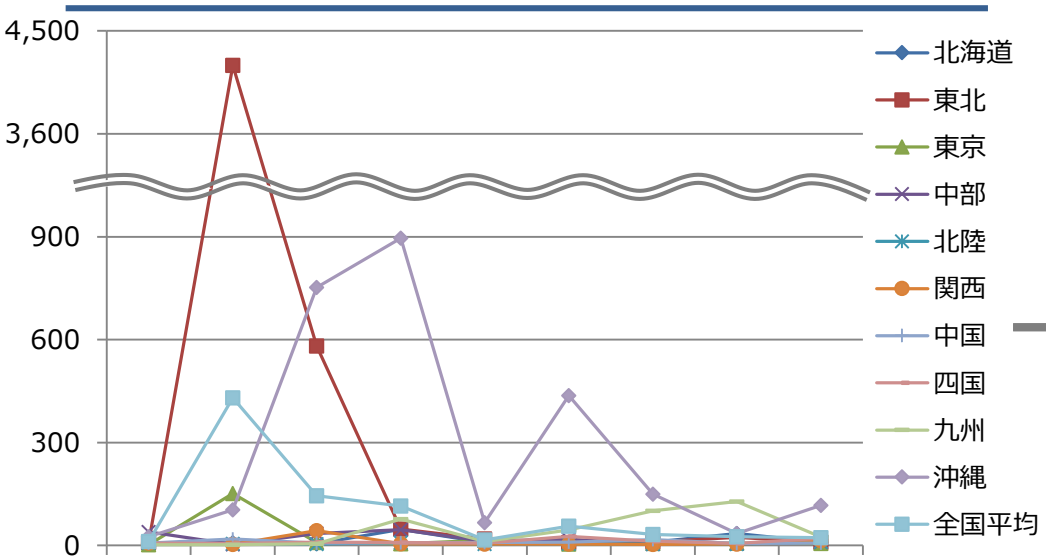
(出所) 各社提供資料を基に事務局作成

②安定供給、接続、計量（安定供給）

一需要家当たりの停電時間の経年変化

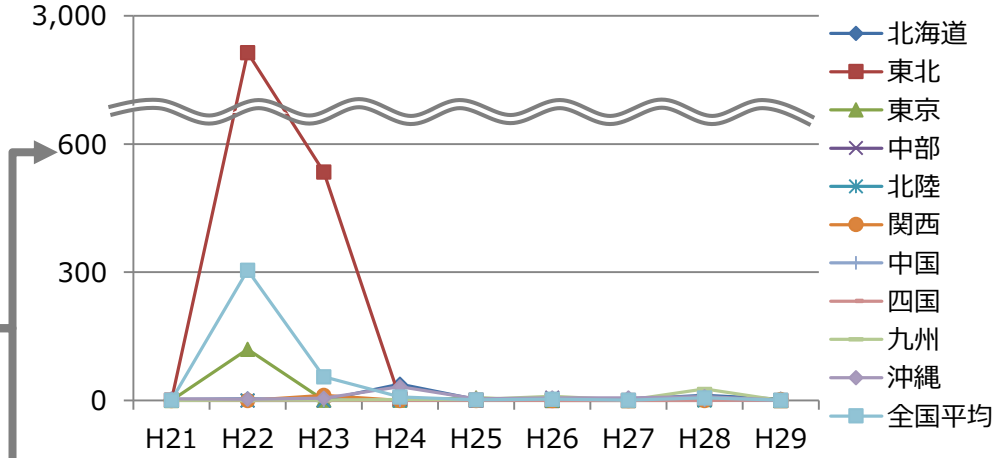
- 一需要家当たりの停電時間は、自然災害を除くと、各社とも大きな変動は見られない。

一需要家当たりの停電時間（分/戸・年）

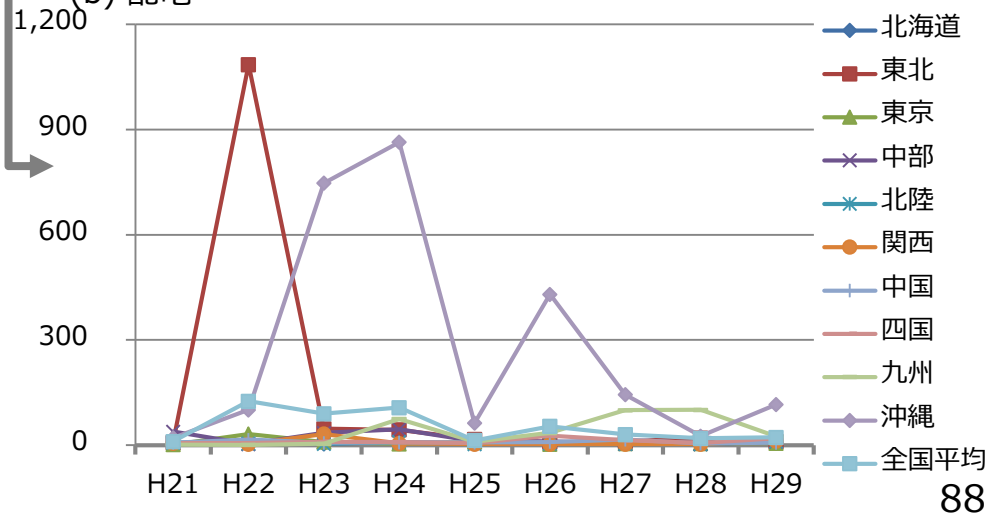


（年度）	H21	H22	H23	H24	H25	H26	H27	H28	H29
北海道	6	8	5	47	9	8	10	35	10
東北	9	3,998	582	48	19	9	11	24	10
東京	2	152	9	5	15	4	6	7	6
中部	40	3	35	46	13	18	4	5	10
北陸	8	5	4	9	4	5	4	4	11
関西	7	3	43	5	4	4	3	4	14
中国	7	19	7	8	9	10	17	6	7
四国	7	6	10	9	7	27	13	6	21
九州	2	2	5	77	12	45	101	128	25
沖縄	26	104	752	896	67	437	150	35	117
全国平均	11	430	145	115	16	57	32	25	23

(a) 送電



(b) 配電



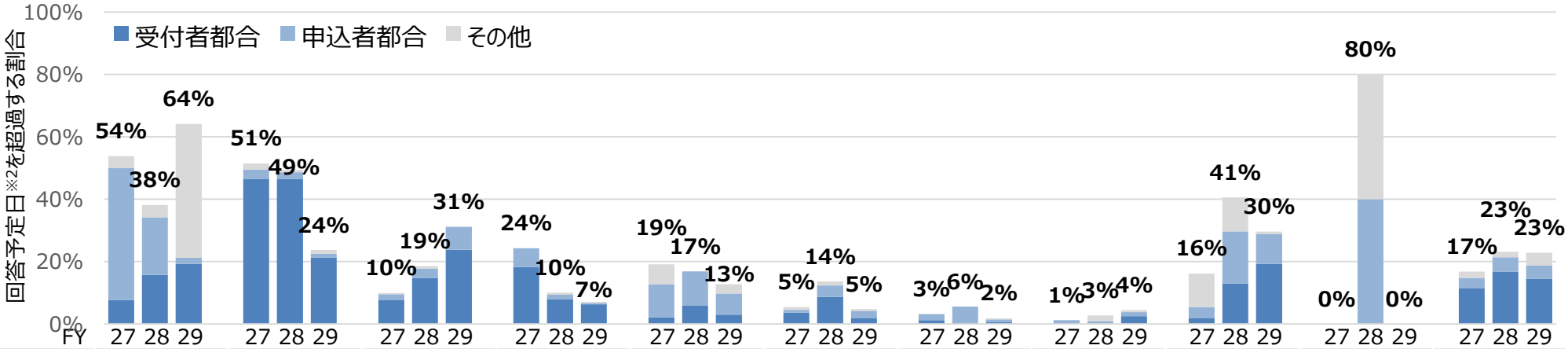
(出所) 各社提供資料を基に事務局作成

②安定供給、接続、計量（接続）

接続検討申込に対する回答遅延の状況

第34回料金審査専門会合
（2018.12.12）資料5抜粋

- 接続検討の申込みに対する回答は、申込日から原則2カ月または3カ月以内に行うこととされている。
- 平成29年度に回答予定日を超過した割合は、全社ベースでは23%と、昨年度と同水準。
- 平成29年度における受付者都合による回答遅延についてみると、全社ベースでは15%と、昨年度よりやや低下。全社ベースより割合が高かったのは、東京(23.8%)、東北(21.3%)、北海道(19.3%)、九州(19.3%) の4社。東北を除く3社においては、年々割合が増加傾向。



受付者都合の遅延割合※1	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	全10社
27年度	7.7%	46.6%	7.8%	18.2%	2.1%	3.6%	1.3%	0.0%	2.0%	0.0%	11.4%
28年度	15.8%	46.5%	14.8%	8.0%	6.0%	8.8%	0.5%	0.0%	13.0%	0.0%	16.7%
29年度	19.3%	21.3%	23.8%	6.3%	3.0%	2.0%	0.6%	2.5%	19.3%	0.0%	14.6%
全件※3(件)											
年度27年度	26	204	501	214	47	221	157	79	204	1	1,685
年度28年度	76	419	744	460	83	308	216	108	239	5	2,753
年度29年度	301	422	1,084	461	133	355	330	158	280	3	3,580

：全社ベースの割合以上のもの(各年度毎)

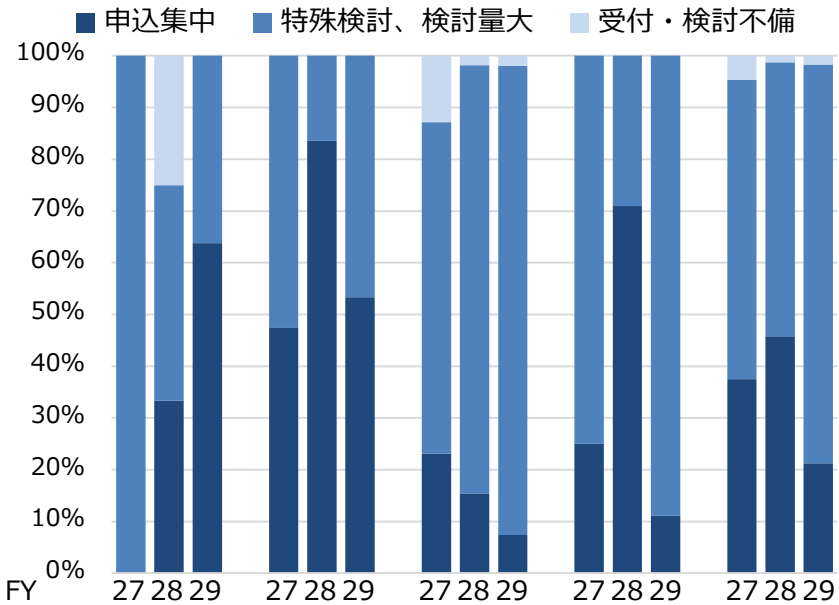
※1　全件のうち、受付者都合により回答予定日を超過した割合
※2　回答予定日は、広域の送配電業務指針第86条（接続検討の回答期間）で定められた期間内で一般送配電事業者が定めた日。回答期間は原則として、①高圧の送電系統への発電設備等の連系等を希望する場合は、申込み受付日から2カ月、②そうでない場合は、申込み受付日から3カ月の期間内で設定される日をいう。
※3　対象となる案件は、各年度で回答を行った案件のうち最大受電電力500kW以上の発電設備等に係る接続検討申込み
(出所)電力広域的運営推進機関「発電設備等系統アクセス業務に係る情報の取りまとめ」を基に事務局作成

接続検討申込に対する回答遅延～受付者都合による回答遅延の要因

第34回料金審査専門会合
（2018.12.12）資料5抜粋

- 受付者都合による回答遅延割合が高かった4社について、その要因を確認したところ、北海道は申込集中、東京・九州は特殊検討・検討量大の案件増加が主な要因として挙げられた。
- 東北は、申込集中及び特殊検討案件増加により遅延が生じているが、人員配置や業務見直し等により対策を講じている。

受付者都合による回答予定日超過の要因別割合



回答遅延割合・件数※1	北海道	東北	東京	九州	全10社
年度27年度	7.7% 2件	46.6% 90件	7.8% 39件	2.0% 4件	11.4% 192件
年度28年度	15.8% 12件	46.5% 195件	14.8% 110件	13.0% 31件	16.7% 461件
年度29年度	19.3% 58件	21.3% 90件	23.8% 258件	19.3% 54件	14.6% 522件

※1　受付者都合により回答予定日を超過した割合及び件数。
(出所)電力広域的運営推進機関（発電設備等系統アクセス業務に係る情報の取りまとめ）を基に事務局作成

受付者都合による回答遅延の要因

北海道
- 接続検討申込件数の増加に伴い申込集中の割合が増加したことが主な要因
- 特殊検討・検討量大の案件では、上位系統制約に関する検討やバンク逆潮流対策に関する検討に時間を要したため、遅延が生じている

東北
- 過去の申込実績等を踏まえて人員を配置しているが、申込みの集中に伴う増強工事の検討、特殊検討等が増加したため遅延が生じている
- 系統アクセス業務が輻輳する場合には、事業所内において業務分担の見直しを行い、業務平準化を行う対策を講じている

東京
- 特殊検討・検討量大の案件が多いことが要因。具体的には、①想定潮流の合理化に伴う非稼働電源の見極めに時間を要したこと、②アクセス線の検討規模が大きく工事費用の算定に時間を要したことが挙げられる
- これらに加え、接続検討数が一部エリアに集中したため遅延が生じている

九州
- 平成29年度においては、特殊検討・検討量大の案件が増加したことが主な要因。具体的には、①離島特有の検討が必要であったこと、②長距離送電線の多数の鉄塔建替が必要となり、工事費・負担金算定などに時間を要したことなどが挙げられる

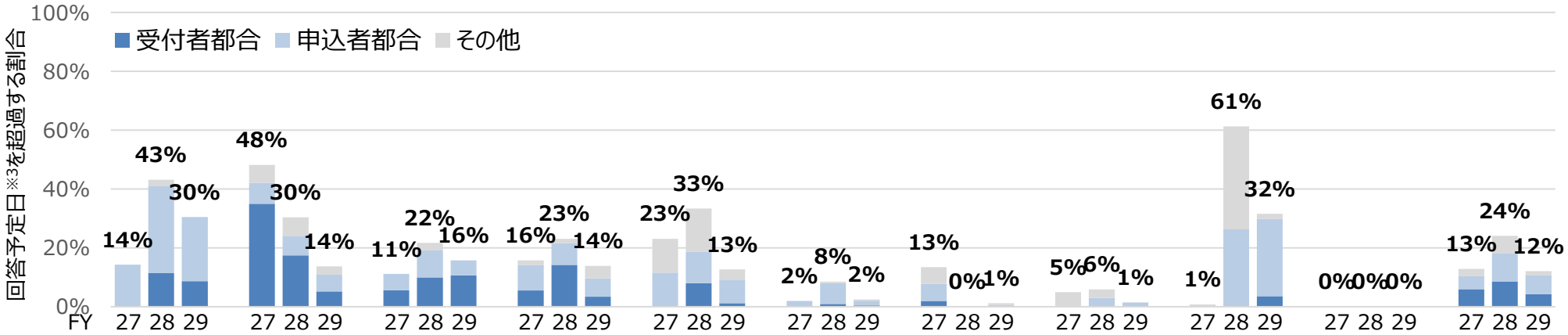
(出所)各社提供資料を基に事務局作成

②安定供給、接続、計量（接続）

契約申込に対する回答遅延の状況

第34回料金審査専門会合
（2018.12.12）資料5抜粋

- 契約申込※1に対する回答は、申込日から原則6カ月または9カ月以内に行うこととされている。
- 平成29年度に回答予定日を超過した割合は、全社ベースでは12%と、昨年度より低下。
- 平成29年度における受付者都合による回答遅延についてみると、全体ベースでは4%と、昨年度よりも低下。全社ベースよりも割合が高かったのは、東京(10.6%)、北海道(8.7%)、東北(5.1%)の3社。



受付者都合の遅延割合※2	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	全10社
年度27年度	0.0%	34.9%	5.6%	5.5%	0.0%	0.0%	1.9%	0.0%	0.0%	0.0%	6.0%
年度28年度	11.4%	17.4%	9.9%	14.2%	8.0%	0.9%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	8.6%
年度29年度	8.7%	5.1%	10.6%	3.3%	1.1%	0.4%	0.0%	0.0%	3.5%	0.0%	4.3%
全件※4(件)											
年度27年度	7	83	18	127	26	154	52	41	128	1	637
年度28年度	44	247	424	338	75	213	128	68	160	3	1,700
年度29年度	46	175	349	209	87	245	177	71	114	5	1,478

：全社ベースの割合以上のもの(各年度毎)

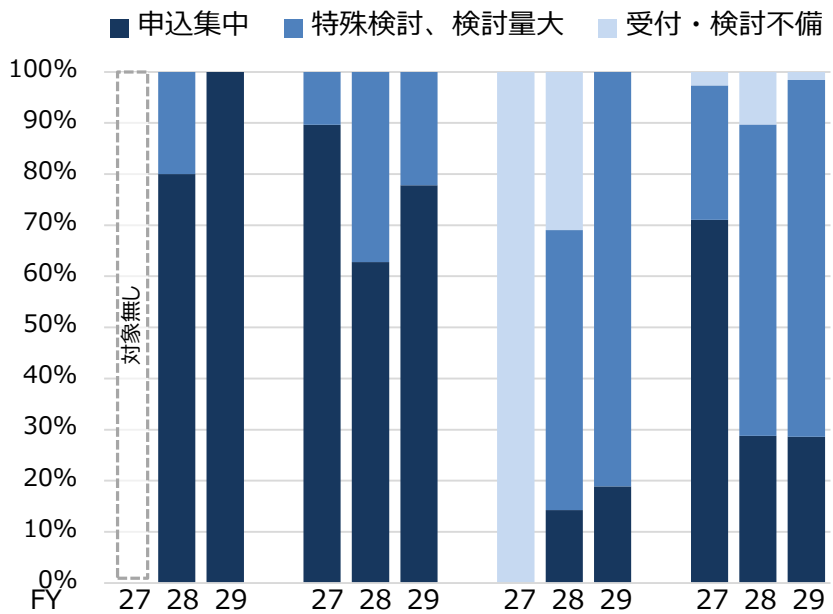
※1　契約申込みには、通常申込みと同時申込みがある。同時申込みは、FIT法に定める認定発電設備の場合で接続検討の申込みと同時、或いは接続検討の回答受領前に契約申込みを行うことができる申込方法。
※2　割合は、全件のうち、受付者都合により回答予定日を超過した割合
※3　回答予定日は、電力広域的推進機関の送配電等業務指針第98条および第100条で定められた期間内で一般送配電事業者が定めた日。回答期間は原則として、①通常申込みは、申込み受付日から6カ月又は連系希望者と合意した期間、②同時申込みは、申込受付日から9カ月又は連系希望者と合意した期間内で設定される日をいう。
※4　対象案件は、各年度で回答を行った案件のうち最大受電電力500kW以上の発電設備等に係る契約申込
(出所)電力広域的運営推進機関（発電設備等系統アクセス業務に係る情報の取りまとめ）を基に事務局作成

契約申込に対する回答遅延～受付者都合による回答遅延の要因

第34回料金審査専門会合
（2018.12.12）資料5抜粋

- 受付者都合による回答遅延割合が高かった３社について、その要因を確認したところ、北海道、東北は申込集中、東京は特殊検討・検討量大の案件増加が主な要因として挙げられた。
- 東北は、人員配置や業務見直し等により対策を講じ、回答遅延の減少に努めている。

受付者都合による回答予定日超過の要因別割合



回答遅延割合・件数※1	北海道	東北	東京	全10社
年度27年度	ー% 0件	34.9% 29件	5.6% 1件	6.0% 38件
年度28年度	11.4% 5件	17.4% 43件	9.9% 42件	8.6% 146件
年度29年度	8.7% 4件	5.1% 9件	10.6% 37件	4.3% 63件

受付者都合による回答遅延の要因

北海道

- 契約申込数の増加に伴い申込集中の割合が増加したことが主な要因。具体的には、先行案件の検討結果が当該案件の検討に影響を与える案件において先行案件の検討に時間を要したこと、 先行案件の回答が遅れたことにより当該案件の検討着手に時間を要したことが挙げられる。

東北

- 契約申込数の増加に伴い申込集中の割合が増加したことが主な要因。
- 過去の申込実績等を踏まえて人員を配置し、回答遅延の割合自体は減少傾向。
- 系統アクセス業務が輻輳する場合には、事業所内において業務分担の見直しを行い、業務平準化を行う対策を講じている。

東京

- 特殊検討・検討量大の案件が多いことが要因。 具体的には、①想定潮流の合理化に伴う非稼働電源の見極めに時間を要したこと、②アクセス線の検討規模が大きく工事費用の算定に時間を要していることが考えられる。
- これらに加え、契約申込件数が一部のエリアに集中したため遅延が生じている

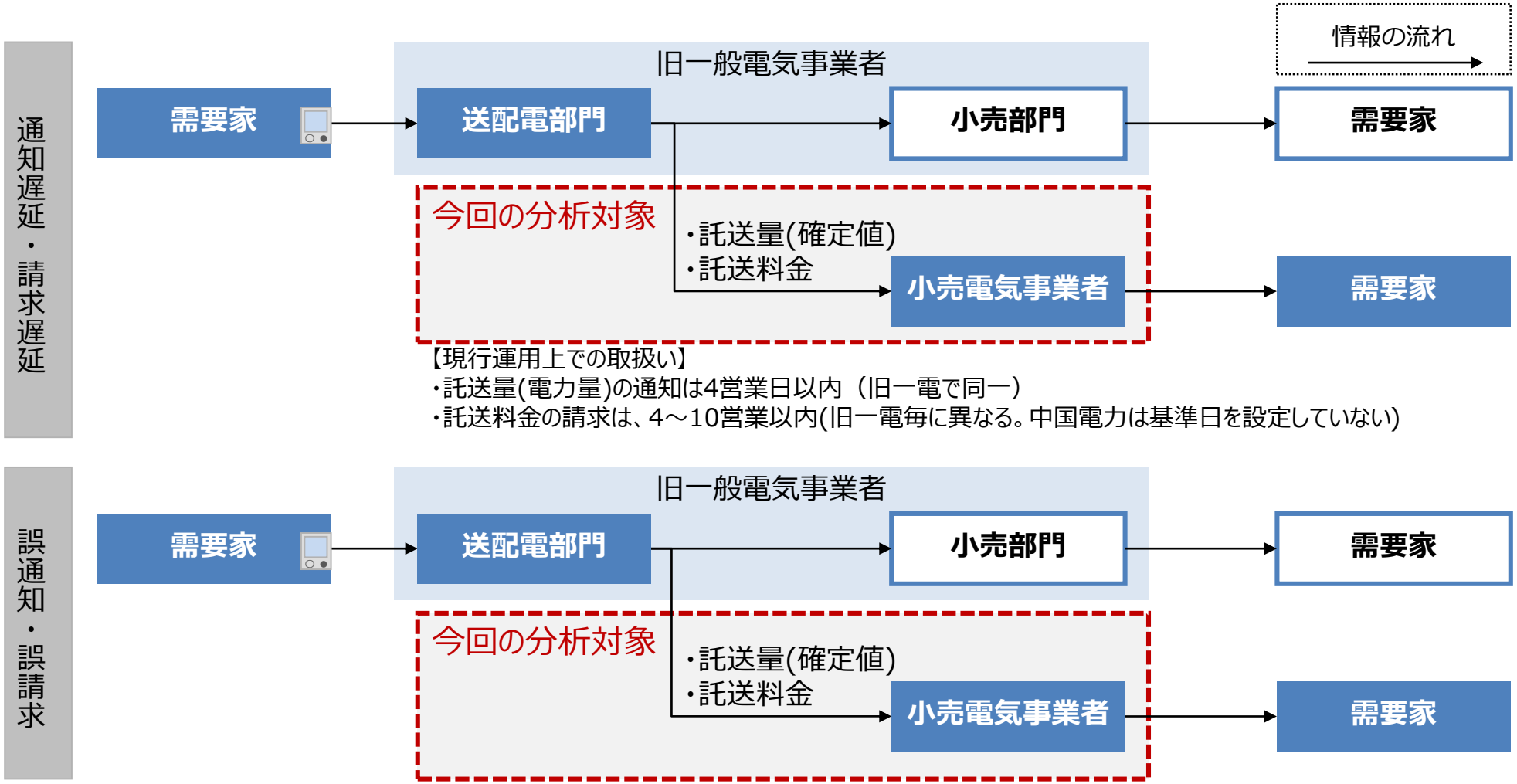
※1　受付者都合により回答予定日を超過した割合及び件数
(出所)電力広域的運営推進機関「発電設備等系統アクセス業務に係る情報の取りまとめ」を基に事務局作成　(出所)各社提供資料を基に事務局作成

②安定供給、接続、計量（計量）

計量に関する分析対象の範囲

- 需要家向けの託送量(電力量)と託送料金に関する誤通知・誤請求及び通知遅延・請求遅延の発生割合とその要因を確認。

※　今回の分析対象には、旧一般電気事業者の小売部門に対する通知・請求は含まれていない。



②安定供給、接続、計量（計量）

託送量の通知遅延及び託送料金の請求遅延の状況

第35回料金審査専門会合
（2019.1.15）資料3抜粋

託送量の通知遅延（割合）※1

：全社ベースの割合以上のもの(各年度毎)

		北海道	東北	東京	中部※5	北陸	関西	中国	四国	九州※5	沖縄	全社計※6
通知遅延割合※3	平成28年度	0.09%	データ無し	データ無し	0.10%	0.00%	0.05%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.05%
	平成29年度	0.00%	0.01%	0.02%	0.03%	0.00%	0.01%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.02%
通知遅延件数	平成28年度	978	データ無し	データ無し	1,573	0	2,143	9	3	0	0	4,706
	平成29年度	52	153	7,185	1,311	0	1,350	0	0	0	0	10,051

託送料金の請求遅延（割合）※2

		北海道	東北	東京	中部※5	北陸	関西	中国※7	四国	九州	沖縄	全社計※6
請求遅延割合※4	平成28年度	0.33%	0.00%	50.75%	0.10%	0.00%	2.16%	—	0.00%	1.59%	0.00%	29.00%
	平成29年度	1.46%	0.00%	5.01%	0.03%	0.00%	0.00%	—	0.00%	0.02%	0.00%	2.74%
請求遅延件数	平成28年度	3,420	0	6,025,861	1,573	0	94,687	—	3	19,684	0	6,145,228
	平成29年度	39,267	0	1,580,892	1,311	0	504	—	0	826	0	1,622,800

通知遅延・請求遅延の主な発生理由とその後の改善策

【北海道】 一過性の業務繁忙により、通知遅延、請求遅延が発生。これを受け、システム措置を実施し、処理時間の短縮・精度向上を図っている。
【東　京】 異動登録によるデータ不整合やシステム内外の連系不具合、サーバー高負荷状態の継続などにより通知遅延、請求遅延が発生。 料金算定スケジュールの見直し等の改善策を措置。
【中　部】 システムへの登録誤りや処理遅延、データ補完作業の遅延や処理誤りなどの人的要因により通知遅延、請求遅延が発生。これを受け、システム登録の簡素化等の措置を検討。
【関　西】 部分供給関連帳票のシステムトラブルによる通知遅延や料金算定システムトラブルによる請求遅延が発生（一過性のもの）。これを受け、システム改修等の改善策を措置。
【九　州】 平成28年度はシステムトラブル等により請求遅延が発生（一過性のもの）。これを受け、システム改修等の改善策を措置。

※1：託送量(電力量)の通知は4営業日以内(旧一電で同一)
※2：託送料金の請求は、4～10営業日以内(旧一電で異なる。中国電力は基準日を設定していない)
※3：通知遅延件数÷総通知件数
※4：請求遅延件数÷総請求件数
※5：6月から年度末迄の件数を集計
※6：全社計は10社の総件数に対する割合。ただし、データ無しや基準値を設定していない会社のデータは集計に含めない。
※7：基準日の設定なし
出所：各社提供資料を基に事務局作成

②安定供給、接続、計量（計量）

託送量の誤通知及び託送料金の誤請求の状況

第35回料金審査専門会合
（2019.1.15）資料3抜粋

託送量の誤通知

：全社ベースの割合以上のもの(各年度毎)

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	全社計※3
誤通知割合※1	平成28年度	0.02%	0.00%	0.06%	0.01%	0.05%	0.03%	0.02%	0.03%	0.02%	0.00%	0.04%
	平成29年度	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.01%	0.00%	0.00%	1.17%	0.00%	0.00%	0.02%
誤通知件数	平成28年度	259	31	6,964	120	53	1,364	44	56	188	0	9,079
	平成29年度	120	59	292	184	29	81	22	8,801	1	0	9,589

託送料金の誤請求※4

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	全社計※3
誤請求割合※2	平成28年度	0.05%	0.02%	0.03%	0.02%	0.16%	0.07%	0.07%	0.04%	0.29%	0.00%	0.06%
	平成29年度	0.01%	0.00%	0.00%	0.00%	0.02%	0.00%	0.01%	1.18%	0.47%	0.00%	0.05%
誤請求件数	平成28年度	537	117	4,070	360	173	2,870	172	73	3,641	0	12,013
	平成29年度	253	14	147	223	62	267	60	8,899	19,113	0	29,038

誤通知・誤請求の主な発生理由とその後の改善策

【北海道】 処理誤り等による誤通知・誤請求が発生（一過性のもの）。ツールの開発、情報共有等により防止対策実施済。
【東　京】 サーバー処理能力超過により一過性のもの誤通知が発生（一過性のもの）。これを受け、システム負荷がサーバー処理能力を超過しない範囲で調整するようシステム改修を実施。また、サーバー処理能力を超え、処理が中断された合は、処理途中のデータを通知対象外とするシステム改修を実施。更に2020.4~に向けても同様な事象が発生しないようシステムを開発中。
【北　陸】 システム処理能力超過やシステム設定誤りにより誤通知・誤請求が発生（一過性のもの）。これを受け、システム処理能力の向上、システム間データ連携によるシステム設定の自動化やチェック体制の強化等を措置。
【関　西】 システムの仕様不備により誤通知・誤請求が発生（一過性のもの）。対象事案については翌月・翌々月に精算を実施するとともに、システム改修により再発を防止している。
【中　国】 処理誤りにより誤請求が発生（一過性のもの）。システム化などの再発防止策を実施済み。
【四　国】 料金算定時のシステムプログラム誤り（一過性）により、誤通知・誤請求が発生。関係する小売事業者に説明の上、精算済み。また、システムプログラム誤りは改修したため、同一事象は発生しない。
【九　州】 料金算定時のシステムプログラム誤りやシステム設定漏れ等により誤請求が発生。システム改修、及び審査体制の見直し等により対応済。

※1：誤通知件数÷総通知件数　※２：誤請求件数÷総請求件数　※3：全社計は10社の総件数に対する割合
※4：平成28年度の誤請求割合について、東京と全社計は前回報告資料（2018年12月12日時点）のものより修正されている
出所：各社提供資料を基に事務局作成

資料の構成

1. 事後評価の概要及び進め方
2. 今回の事後評価における評価の視点
3. 各評価項目における確認結果
   （１）託送収支の状況
   （２）経営効率化の実施状況
   （３）安定供給等適切なサービスレベルの確保
   （４）その他
4. ヒアリング対象事業者の収支状況等の個別評価
5. 委員からの主な御意見・確認事項
6. 開催経緯・委員名簿

電圧別にみた送電ロス率(直近2年分の実績値)

第36回料金審査専門会合
（2019.2.18）資料5抜粋

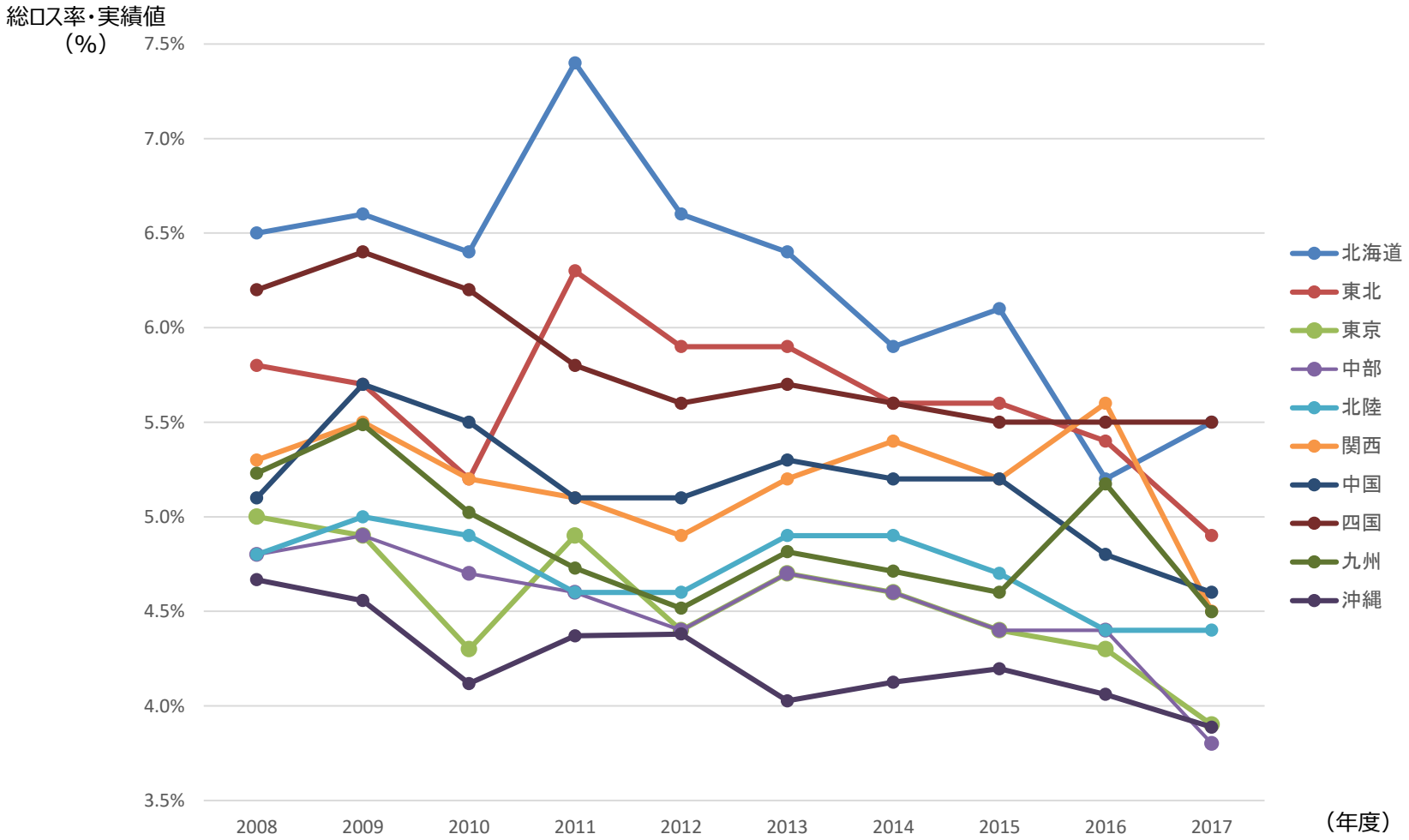
- 送電ロス率の直近２年分の実績値は、大部分のエリア・電圧において、約款上のロス率を下回っていた。

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
特高	約款上のロス率	2.2%	2.1%	2.9%	2.2%	2.2%	2.9%	1.7%	2.0%	1.2%	1.0%
	H28年度実績（約款との乖離幅※）	1.6% (▲0.6%pt)	2.1% (0.0%pt)	1.5% (▲1.4%pt)	2.2% (0.0%pt)	1.5% (▲0.7%pt)	2.8% (▲0.1%pt)	1.7% (0.0%pt)	1.3% (▲0.7%pt)	1.3% (0.1%pt)	0.3% (▲0.7%pt)
	H29年度実績（約款との乖離幅※）	1.7% (▲0.5%pt)	1.6% (▲0.5%pt)	1.4% (▲1.5%pt)	1.7% (▲0.5%pt)	0.9% (▲1.3%pt)	2.6% (▲0.3%pt)	1.8% (0.1%pt)	1.5% (▲0.5%pt)	1.3% (0.1%pt)	0.6% (▲0.4%pt)
高圧	約款上のロス率	5.1%	5.6%	4.2%	3.8%	3.9%	4.5%	4.7%	4.9%	3.3%	2.5%
	H28年度実績（約款との乖離幅※）	4.0% (▲1.1%pt)	4.9% (▲0.7%pt)	4.0% (▲0.2%pt)	3.6% (▲0.2%pt)	3.3% (▲0.6%pt)	4.4% (▲0.1%pt)	4.4% (▲0.3%pt)	4.3% (▲0.6%pt)	3.1% (▲0.2%pt)	2.3% (▲0.2%pt)
	H29年度実績（約款との乖離幅※）	4.2% (▲0.9%pt)	4.5% (▲1.1%pt)	3.8% (▲0.4%pt)	2.9% (▲0.9%pt)	3.4% (▲0.5%pt)	3.7% (▲0.8%pt)	4.1% (▲0.6%pt)	4.4% (▲0.5%pt)	2.7% (▲0.6%pt)	2.7% (0.2%pt)
低圧	約款上のロス率	8.7%	9.0%	7.1%	8.0%	8.6%	7.9%	9.0%	8.8%	8.6%	6.9%
	H28年度実績（約款との乖離幅※）	7.2% (▲1.5%pt)	8.0% (▲1.0%pt)	6.5% (▲0.6%pt)	7.6% (▲0.4%pt)	7.9% (▲0.7%pt)	8.7% (0.8%pt)	8.0% (▲1.0%pt)	8.4% (▲0.4%pt)	9.0% (0.4%pt)	5.9% (▲1.0%pt)
	H29年度実績（約款との乖離幅※）	7.5% (▲1.2%pt)	7.6% (▲1.4%pt)	5.9% (▲1.2%pt)	6.8% (▲1.2%pt)	7.9% (▲0.7%pt)	6.6% (▲1.3%pt)	7.2% (▲1.8%pt)	8.2% (▲0.6%pt)	7.7% (▲0.9%pt)	5.3% (▲1.6%pt)

※ 約款との乖離幅 ＝ H28年度(H29)実績 － 約款上のロス率
(出所)各社提供データより事務局で作成

総ロス率（実績値）の経年変化

- より長期でみたトレンドを確認するため、総ロス率(実績値)の推移をみると、おおむね低下傾向にある。ただし、年度によって大きく上下する動きもみられる。



注１：総ロス率とは、「｛送電端―使用端｝÷送電端×100」で算定したロス率をいう。
注２：総ロス率は、一般に公開されている送配ロス率｛（送電端―需要端）÷送電端×100｝とは異なり、変電所の所内電力量を送電ロスに含む。
（出所）各社提供データを基に事務局作成

資料の構成

1. 事後評価の概要及び進め方
2. 今回の事後評価における評価の視点
3. 各評価項目における確認結果
4. ヒアリング対象事業者の収支状況等の個別評価
5. 委員からの主な御意見・確認事項
6. 開催経緯・委員名簿

東北電力の収支状況等の確認結果（概要）

平成29(2017)年度　託送収支の状況

(単位:億円)	① 想定原価	② 2016FY 実績	③ 2017FY 実績	③－① 想定原価 との乖離	③－② 対前年差
収入	4,587	4,550	4,582	▲5 [▲0.1%]	32 [0.7%]
費用計	4,587	4,712	4,748	161 [3.5%]	36 [0.8%]
人件費・委託費等	910	1,054	1,096	186 [20.4%]	42 [4.0%]
設備関連費	2,711	2,735	2,752	41 [1.5%]	17 [0.6%]
当期超過利潤	－	▲162	▲165	－	－
単価（円/kWh）	5.73	6.05	6.01	0.28 [4.9%]	▲0.04 [▲0.7%]

※上表における設備関連費の内数である減価償却費は、原価と平仄を合わせるため、北部系統に係る減価償却費相当額を控除した値を記載しているため、本頁以前の設備関連費実績と異なっている

- 当期純利益は23億円(前年度は17億円)
- 当期超過利潤累積額、想定原価と実績単価の乖離率ともに、託送約款の変更認可申請命令(値下げ命令)の発動基準を超過していない
- 節電定着等により実績収入は減少
- 賞与水準の引き上げや退職給与金の数理計算上の差異償却額の増加等による人件費の増加、配電設備の取替工事の増加等による固定資産除却費の増加等により、実績費用は想定原価を上回っている
- 実績単価は10社平均(5.44円/kWh)を0.57円/kWh上回っている

経営効率化やサービスレベル確保に向けた主な取組状況

経営効率化の実施状況
- 昨年紹介された他社事例のうち、2事例は今後実施、8事例は今年度以降に採否を判断予定。
- 新規取組として3事例公表。中でも自動電圧調整器の修理・改造による調達費用削減(▲1億円程度/年)は相対的に効率化額が大きい取組。

調達の状況

仕様の統一化
- 2019年度から標準仕様の高圧計器を導入予定。またアルミ電線を導入する方向で検討中。
- 購入数量が少ない線種の他サイズへの集約可否、使用頻度の低い電柱の調達仕様からの除外等について検討中。

競争発注比率
- 送配電部門全体の競争発注比率は、配電工事の競争化等により前年度(31%)から大きく向上し52%(全10社中5番目の水準)。2018年度50%との目標を前倒しで達成。

調達単価
- 重回帰分析の結果、架空送電線(66・77kV)の単位当たりコストが他社よりも割高となっている可能性が示唆された。

高経年化対策
- 5年程度の更新計画を策定し、設備の経年・劣化状況を見極めつつ、高経年化対策を実施。
- 再エネ連系工事等の増加に伴い、足元の設備更新計画を後年度に実施する動きもみられる。

安定供給
- 2017年度、需要家当たりの年間停電回数は0.13回、需要家当たりの年間停電時間は10分。東日本大震災以降は低位で推移。

接続・計量
- 2017年度の接続検討申込に対する回答遅延は、申込集中や特殊検討等の増加により10社平均を上回る24%であったが、業務平準化等の対策により前年度実績(49%)から大きく改善。
- 2017年度、託送量の通知遅延割合は0.01%、誤通知割合は0.00%、託送料金の請求遅延割合、誤請求割合はともに0.00%と、いずれも10社平均を下回っている。

東京電力PGの収支状況等の確認結果（概要）

平成29(2017)年度　託送収支の状況

(単位:億円)	① 想定原価	② 2016FY 実績	③ 2017FY 実績	③－① 想定原価 との乖離	③－② 対前年差
収入	14,541	14,073	14,300	▲241 [▲1.7%]	227 [1.6%]
費用計	14,541	13,512	14,319	▲222 [▲1.5%]	807 [6.0%]
人件費・委託費等	3,008	3,173	2,933	▲75 [▲2.5%]	▲241 [▲7.6%]
設備関連費	8,070	6 ,795	6,670	▲1,400 [▲17.3%]	▲125 [▲1.8%]
当期超過利潤	－	561	▲19	－	－
単価（円/kWh）	5.02	4.96	5.16	0.14 [2.8%]	0.20 [4.0%]

- 当期純利益は492億円(前年度は748億円)
- 廃炉等負担金を踏まえ厳格な値下げ基準(託送約款の変更認可申請命令の発動基準)が適用されるところ、当期超過利潤累積額、想定原価と実績単価の乖離率、その他基準のいずれも当該基準に達していない
- 需要減により実績収入は減少
- 人員数の減少や設備投資にかかるコスト削減等により実績費用は1,500億円程度減少したが、当該合理化分を原資として廃炉等負担金を計上
- 実績単価は10社平均(5.44円/kWh)を0.28円/kWh下回っている

経営効率化やサービスレベル確保に向けた主な取組状況

経営効率化の実施状況		• 昨年紹介された他社事例のうち、人孔寸法の見直し(縮小化) 等2事例は同様の取組を行う方向で検討中。 • 新規取組として3事例公表。中でも階段用運搬工具の開発(作業時間:▲87%)は相対的に効果が大きい取組。
調達の状況	仕様の統一化	• 2018年度からは分割式複合柱を4品目導入する一方、コンクリート柱を6品目削減することで仕様数を集約(16品目→14品目)。 • 分割式複合柱については、共同調達の可能性も検討中。
調達の状況	競争発注比率	• 送配電部門全体の競争発注比率は74%(全10社中3番目の水準)。2016年度までに60%以上との目標を2年前倒しで達成済。
調達の状況	調達単価	• 重回帰分析の結果、地中ケーブル(66・77kV)の単位当たりコストが他社よりも割安となっている可能性が示唆された。
高経年化対策		• 長期的な工事量の見通しを踏まえつつ10年程度の更新計画を策定。対策時期の最適化等により工事量の平準化に努めている。 • 主要設備の劣化予測の精緻化等により長期的な更新計画の精度向上を追求しつつ、調達改革等による単価抑制に努めている。
安定供給		• 2017年度、需要家当たりの年間停電回数は0.09回、需要家当たりの年間停電時間は6分。東日本大震災以降は低位で推移。
接続・計量		• 2017年度の接続検討申込に対する回答遅延は、申込集中や特殊検討等の増加により10社平均を上回る31%(前年比+12%ポイント増)となった。 • 2017年度、託送量の通知遅延割合は0.02%、誤通知割合は0.00%、託送料金の誤請求割合は0.00%と、いずれも10社平均を下回っているが、託送料金の請求遅延割合は5.01%と10社平均を上回っている。

四国電力の収支状況等の確認結果（概要）

平成29(2017)年度　託送収支の状況

(単位:億円)	① 想定原価	② 2016FY 実績	③ 2017FY 実績	③－① 想定原価との乖離	③－② 対前年差
収入	1,501	1,456	1,486	▲16 [▲1.0%]	30 [2.1%]
費用計	1,501	1,598	1,501	0 [0.0%]	▲96 [▲6.0%]
人件費・委託費等	327	495	380	53 [16.2%]	▲115 [▲23.3%]
設備関連費	771	738	742	▲29 [▲3.7%]	5 [0.7%]
当期超過利潤	－	▲142	▲16	－	－
単価（円/kWh）	5.40	6.04	5.58	0.18 [3.3%]	▲0.46 [▲7.6%]

- 当期純利益は40億円(前年度は▲85億円)
- 当期超過利潤累積額、想定原価と実績単価の乖離率ともに、託送約款の変更認可申請命令(値下げ命令)の発動基準を超過していない
- 節電の進展等により実績収入は減少
- 工事の厳選実施等により設備関連費は減少したものの、経営効率化の一層の深掘りを進めるべく、従業員のモチベーションの維持・向上に向けて、給与水準を引き上げるとともに、システム改革等に伴うシステム開発・改修費用が増加した結果として、実績費用は想定原価並みとなっている
- 実績単価は10社平均(5.44円/kWh)を0.14円/kWh上回っている

経営効率化やサービスレベル確保に向けた主な取組状況

経営効率化の実施状況		• 昨年紹介された他社事例のうち、配電系統図表示システムの採用等、7事例は翌年度以降に順次実施予定。 • 新規取組として3事例公表(レトロフィット更新工法の適用範囲拡大(▲50百万円)や共同調達の対象物品拡大(▲27百万円/年)等)。
調達の状況	仕様の統一化	• コンクリート柱の足場ボルト取付位置等をNTT柱と統一。
	競争発注比率	• 送配電部門全体の競争発注比率は33%と全10社中最も低くなっているが、配電工事を中心に新規取引先の拡大に向けて取り組んだ結果、2018年度は50%程度まで上昇する見込み。2021年度目標は70%。
	調達単価	• 重回帰分析の結果、鉄塔(66・77kV)の単位当たりコストが他社よりも割安である可能性が示唆された。 • コンクリート柱について、過去5年間の平均コスト及び年平均コストの最大値・最小値を比較すると、他社よりも割安である可能性が示唆された。
高経年化対策		• 3年程度の更新計画を作成し、高経年化対策に取り組んでいる。前年度に比べて当該計画に特段大きな変更は見られなかった。
安定供給		• 2017年度、台風などの影響により需要家当たりの年間停電回数は0.19回、需要家当たりの年間停電時間は21分と、例年の水準よりも増加。
接続・計量		• 2017年度の接続検討申込に対する回答遅延は4%と10社平均を大きく下回っている。 • 2017年度、託送量の通知遅延割合は0.00%、託送料金の請求遅延割合は0.00%と、いずれも10社平均を下回っているが、託送量の誤通知割合が1.17%、託送料金の誤請求割合が1.18%と、いずれも10社平均を上回っている。

九州電力の収支状況等の確認結果（概要）

平成29(2017)年度　託送収支の状況

(単位:億円)	① 想定原価	② 2016FY 実績	③ 2017FY 実績	③－① 想定原価 との乖離	③－② 対前年差
収入	4,494	4,432	4,537	43 [1.0%]	105 [2.3%]
費用計	4,494	4,303	4,479	▲15 [▲0.3%]	176 [4.1%]
人件費・委託費等	994	1,136	1,144	150 [15.1%]	8 [0.7%]
設備関連費	2,375	2,032	2,092	▲283 [▲11.9%]	60 [3.0%]
当期超過利潤	－	127	58	－	－
単価（円/kWh）	5.25	5.13	5.21	▲0.04 [▲0.8%]	0.08 [1.6%]

- 当期純利益は169億円(前年度は229億円)
- 当期超過利潤累積額、想定原価と実績単価の乖離率ともに、託送約款の変更認可申請命令(値下げ命令)の発動基準を超過していない
- 猛暑・厳冬による需要増等により実績収入は増加
- 賞与水準の引き上げや時間外労働の増加等により人件費の実績は原価を上回ったものの、修繕工事の繰り延べや各種効率化の取組等により設備関連費の実績は原価を下回った結果、実績費用は想定原価を下回っている
- 実績単価は10社平均(5.44円/kWh)を0.23円/kWh下回っている

経営効率化やサービスレベル確保に向けた主な取組状況

経営効率化の実施状況		• 昨年紹介された他社事例のうち、自動電圧調整器の仕様見直しは今後導入予定。 • 新規取組として3事例公表(ドローンを活用した鉄塔点検の実施(▲60百万円/年)やポリマー製ブッシングの採用(▲60百万円/年)等)。
調達の状況	仕様の統一化	• 防蟻ケーブルの仕様統一に向けて近隣他社と協議中。 • 変圧器の構成部品・材料について近隣他社等と協議して仕様統一化を検討中。
調達の状況	競争発注比率	• 送配電部門全体の競争発注比率は37%と全10社中2番目に低い水準だが、配電工事の競争拡大等に向けた取組を進めており、2019年度60%以上との目標の達成は可能な見込み。
調達の状況	調達単価	• 重回帰分析の結果、鉄塔(66・77kV)の単位当たりコストは平均的もしくはやや割高、架空送電線(66・77kV)の同コストは平均的もしくは割安である可能性がうかがえた。
高経年化対策		• 10年程度を見据えた必要工事量の見通しを踏まえつつ、5年程度の更新計画を作成し、高経年化対策に取り組んでいる。 • 設備更新時期の最適化や点検サイクルの延伸化を図るべく、AI等を活用したシステムを開発中。
安定供給		• 2017年度、需要家当たりの年間停電回数は0.08回、需要家当たりの年間停電時間は25分。九州北部豪雨や台風の影響あり。
接続・計量		• 2017年度の接続検討申込に対する回答遅延は、特殊検討・検討量大の案件の増加により、10社平均を上回る30%となった。 • 2017年度、託送量の通知遅延割合、誤通知割合はともに0.00%、託送料金の請求遅延割合は0.02%と、いずれも10社平均を下回っているが、託送料金の誤請求割合は0.47%と10社平均を上回っている。

資料の構成

1. 事後評価の概要及び進め方
2. 今回の事後評価における評価の視点
3. 各評価項目における確認結果
4. ヒアリング対象事業者の収支状況等の個別評価
5. 委員からの主な御意見・確認事項
6. 開催経緯・委員名簿

料金審査専門会合での主な御意見・確認事項(1/7)

収支状況	• 想定原価と実績費用の差異説明も、給与水準の差と記載するだけでは理解できないため、読み手に配慮した資料作成をお願いしたい • 九州電力が修繕工事の繰り延べを実施したのは、単に工事時期を後ろ倒しただけなのか、リスク診断の最新結果を反映したものなのか、詳しく教えて欲しい 　➢ 昨年度と同様に、財務基盤の回復に向けた収支計画を立て、送電鉄塔の防錆塗装等、安定供給に直接影響しないものを一時的に繰り延べたもの。他方、前回の事後評価でのご指摘を踏まえ、必要な時期に修繕を行うという方針に変更したが、年度後半のため方向転換が間に合わなかった(九州電力) • 修繕工事の一時的な繰り延べはどの程度の時期まで可能なのか 　➢ 安定供給に影響を与えないよう対応しているが、例えば防錆塗装の場合は１～３年程度かと考えている(九州電力)
経営効率化の実施状況	• 各社によって効率化の意気込みを感じられるところと感じられないところの温度差を感じる。東京電力PGは2025年までの長期計画があり、また、具体的な託送原価削減の目標額もホームページで公表されており、わかりやすい。各社も具体的に検討している長期計画があれば、事後評価の場で説明していただきたい • ホームページへの掲載場所など、国民から見たわかりやすさの観点で公表の仕方に再考の余地があるのではないか • 他社の取組を取り入れないと整理したものについて一層丁寧な説明が必要 • 国際競争している需要家に負けないくらいコスト削減していることをアピールしてほしい • 一般送配電事業者は、何を経営管理指標としているのか。どういう経営努力をして、どういう時間軸でゴールに辿り着くかについて説明すべき • 例えば、IoT技術やAI活用等、ナレッジの共有が可能となるITインフラ構築など、原価改善に向けた新規の取組や横展開の状況について教えてほしい • 効率化の取組効果が発現するまで相応の時間がかかることも踏まえ、高経年化対策と同様に、今後の取組計画を確認するなどワンクッションおいて見ていく必要があるのではないか • 経営効率化の取組は重要であるが、経営効率化とサービスレベルの確保は相反関係にあることも事実であり、費用対効果の視点が重要

料金審査専門会合での主な御意見・確認事項(2/7)

効率化目標	• 再エネの大量導入等で不確実性が高まっているのは事実。しかし、事業環境が不透明だから効率化目標を提示できないというのは、経営者としての職務を放棄しており、不安を覚える。需要家は送配電事業者を選べないという点をよく考えてほしい。変動要因がどの程度のインパクトがあるのか、どのレベルまでは自分たちで合理化が達成できるのかを示さなければ、消費者としてのステークホルダーは納得できないだろう。達成することのコミットを求めるわけではないので、来年度以降の料金審査専門会合でのプレゼンテーションに期待したい ➢ 効率化に向けた目標については、現時点では一体会社であるため、全社として現時点の原価に織り込んでいる効率化目標を深掘りしていくことが前提。他方、一般送配電事業者としては、料金収入が減る一方、系統増強費用が増える見通しの中で、全体的な収支をどうみるかはパラメーターによって大きく振れるため、現時点で数字は出せない。今後、法的分離を控えるため、経営環境、中期的な収支見通し等を踏まえながら、どういった目標が作れるのか検討したい(東北電力) • 不確実性があるからこそ、経営者は道しるべとなる目標を示すべきである。目先の合理化だけでなく、高経年化対策など、いろいろ努力はしていても、急に託送料金が上がるということでは困るので、中長期的な観点から、取組のインパクトや効果を見続けていくことが必要。言ったことを100%実現するという必達目標を掲げてほしいとは言っていない。不確実性がある中でどうできるのか、具体的に示してほしいということ。東北電力は、分社化後に検討したいということではあったが、来年度以降のこの場でのプレゼンに期待したい • 各社が目標を持って更なるコスト削減を進めることが重要。見通しが不確実な中であっても目標は作れるのではないか。ベンチマークを設定することによって、各社の取組がより具体化していく面もあることから、各社には、コスト削減目標を自発的に決めて、定量的に説明してもらえると有難い • 東京電力PGが世界水準の託送原価を目指すという目標を掲げていることは大事なポイントであり、とりまとめにも記載すべき。当社の説明がわかりやすかったのは、具体的な目標があって、その目標を達成するためには、数量を抑制するだけでは困難であり、単価も下げるべく色々知恵を出して取り組む必要がある、といったストーリーがしっかりしていたため。また、取組は緒に就いたばかりというコメントもあったと理解しており、経営者としてのコミットや熱意も伝わる内容であった。他社も自分たちの目標設定の在り方を見つめ直して欲しい

料金審査専門会合での主な御意見・確認事項(3/7)

仕様統一化	• 仕様統一化の取組が全社ベースに広がっていることは歓迎したい。この方向で進めてほしい • JIS規格に基づく基本仕様に上乗せする関連仕様が各社各様でコストが下がらない状況こそが課題であり、そうしたオプションの仕様統一化こそ評価すべき • 取組の進捗について、調整中や検討中という言葉だけでは適正な評価が行えない • 仕様統一化の必要性は何十年も前から指摘されていること。十分に合理的な理由がない仕様は原則なくすべき
競争発注比率	• 競争発注比率が高ければ良いという話ではないが、比率が低い事業者においては、まずはその比率を上げる方向で努力することが必要。その上で、競争発注が馴染まない部分も含め、発注方法の在り方を具体的に考えていくことが重要であり、VE提案やメーカーとの協働など、Win-Winな関係の構築といった例にあるように、それらの取組の効果まで確認していく必要があろう。Win-Winなコスト削減を志向することは、特に地域の中小・中堅企業育てることにも繋がり、長い目で見たコスト削減に資するもので極めて重要。とりまとめにもそういった視点を盛り込んでもらいたい • 今の議論は、競争入札がほぼ行われていないという状況からまずは抜け出そうという途上段階のもの。各社の競争発注比率は、まだまだ低過ぎる • 四国電力や九州電力は、足元では目標よりも低い競争発注比率となっているが、目標達成に向けてどのように取り組もうとしているのか ➢ 契約金額の半分を占める配電工事について、入札を希望する事業者を対象に試行的に特命発注で工事を依頼し、技術力や施工力を確認した上で、競争化を進めつつある(四国電力) ➢ 来年度からは配電工事を競争発注する予定(九州電力) • 東北電力は競争発注比率の目標を既に達成しているが、今後の目標があれば教えてほしい ➢ 今後の目標値は現在検討中。今後も競争発注比率はなるべく高めるようにしたい(東北電力) • 競争比率の目標達成に向けた取組について、口頭説明だけではなく、資料にも丁寧に記載してもらいたい • 競争発注比率が低い事業者で、かつ、随意契約がグループ会社ばかりの場合は、グループ会社を守るために随意契約しているのではないかと疑われても仕方がないだろう。一方、例えば、四国電力が現状では3割程度の競争発注比率を3年後に70%まで引き上げると表明していることを踏まえ、まずは、その取組に期待したい • 対応可能な工事会社が1社しかないため競争発注できないとの指摘については、他エリアにも工事会社は存在するし、災害に際して、他エリアからスムーズに応援に入ってもらえる方が安定供給上もメリットがあるのではないか • 競争発注比率については、前回との比較で数字をみるだけなく、競争発注等の取組の効果(託送料金の低減効果等)を示してほしい。成果が表れていない事業者には、より踏み込んだ説明責任を求めていくべきではないか • 競争発注比率については、送配電事業は装置産業であり、短期的な損得だけで判断できない点にも留意が必要

料金審査専門会合での主な御意見・確認事項(4/7)

調達単価 ・ 工事費負担金	• 送電或いは配電の調達コストの国際比較を是非やってもらいたい。国内の一般送配電事業者間のコスト確認だけでは、国際水準と比べて著しく高い水準での比較になってしまうおそれがあり、それでは意味がない。一般送配電事業者も託送料金や接続料金が国際水準と比して遜色ないことを示していくべきであろう • 調達単価の事業者間比較は充実しており、高く評価したい。また、調達単価の国際比較もファーストステップとして評価したい。単純比較できないことは承知しているが、再エネコストを国際的に遜色ない水準にしていこうとする中で、送配電コストだけ例外扱いしてはいけない • 内外価格差を仮に地震・台風対応等の日本の特殊性で説明できたとしても不十分。国際競争に負けないように託送料金を低減するのが最終ゴールであり、各社にはそのために何をするのかを真剣に考えて示して欲しい • 重回帰分析によりコストが高いと評価された送配電会社にヒアリングすべきではないか。また、国際比較も、単価差について各社がどう思っているかを率直に聞いてみたい • 重回帰分析の結果、架空送電線の単位当たりコストが相対的に高いとされた東北電力の見解如何 　➢ コストの年平均の値で分析されているが、その平均値の中身を個別にみると、工事1件あたりの回線延長が非常に短い工事が多く含まれている。それが影響してコストが高めになっているのではないかと考えている(東北電力) • 調達単価が高いことを特定の要因だけで説明するだけでは納得できない。また、各社から、日本と海外のコスト差も踏まえてコスト削減に向けて取りくみたいとの説明もあった。日本と海外とのコスト差について、日本のコストが高いのはやむを得ないとする要因を見出す努力は非建設的。調達コストを下げる要因を分析する方向で努力をすべき。調達単価が国際的に遜色ない水準に収斂することは難しいかもしれないが、今後、調達単価が下がる期待とセットでこれ以上の指摘は控えたい • 事業者間比較は相応に難しい側面があるが、継続的にみていく意味はある。各社の状況をモニタリングする使い方もあれば、単価が高い社にはそれを安くしていくような強制力を働かせるようなやり方もある中で、どういう使い方をしていくかの検討が必要 • 調達単価・工事費負担金を比較する際には、全体への影響を見ていく必要がある。例えば、ある費目を10%減らした場合、全体ではどれほど減るかのインパクトも確認すべき

料金審査専門会合での主な御意見・確認事項(5/7)

調達単価 ・ 工事費負担金	• 国際調達の実績について教えていただきたい ➢ 2017年度の海外調達実績は25億円であり、全体の1.2%と割合はまだまだ小さいが、決してディフェンシブに取り組んでいる訳ではない。安い海外製品があれば、その導入により国内市場の価格低減に寄与することが可能と考えている。海外製品の調達にあたっては、品質や技術評価をしっかりできるかがひとつのポイントではあるが、インテグレートが進んだものは評価が困難である一方で、部材に近いものはIEC等の標準規格に合致するかを製造ライン等で確認できるため、評価しやすい。また、通信などメーカー側での標準化・汎用化が進んでいる領域では、ユーザーである我々が如何に使いこなせるかを考えていくことが重要。今後、海外製品の調達拡大に向けて、ある程度場所や使用範囲を限定した中で実証試験をやっていかなければならない(東京電力PG) ➢ 配電メーターは国際調達の実績があるが、アフターメンテナンスや運搬に関する問題もある。調達価格低減のひとつの手段とは認識しており、引き続き検討したい(四国電力) ➢ 国際調達は数億円レベルと非常に小さく、今後の課題と捉えている。ただし、以前ケーブルを輸入した際に、傷だらけだったり、ドラムが壊れていたりといった経験があり、そういうところもしっかり考えていかなければならない(九州電力)
高経年化 対策	• 高経年化対策に関する各社資料は、前回の単なるリバイスとなってしまっている。昨年時点からの変化をちゃんと記載し、事業者ヒアリングでもそれを意識した説明をお願いしたい • 東京電力PGは、工事物量のみならず、施工力も加味した上で、10か年の設備投資計画を策定しているが、他の電力は施工力も加味した上で計画をたてているのか ➢ 5か年の計画は、施工力を確認して立てている。その後の10か年程度については、各施工業者等の状況を含めて検討している(九州電力) ➢ 工事物量は10カ年でも把握はしており、施工力も詳細ではないものの一定程度チェックしている(四国電力) • 送配電事業における投資はリスクを減らすことが一番の目的。英国のように、リスクを定量的に把握することで、アウトプットと費用対効果をモニタリングしていくことも将来的に必要ではないか • 高経年化対策について、設備の延伸化やリスクの定量化は、長期的視点でみれば大きな効果があるものであり、他電力も取り組む必要があるのではないか • 再エネ連系工事は、送配電事業者起因ではないため、将来工事の予測が上下し得るもの。高経年化対策と同じ投資回収の枠組みではなく、海外に倣って議論を切り離していくことも一案

料金審査専門会合での主な御意見・確認事項(6/7)

安定供給
接続
計量

- サービスレベルの評価項目として、今回は接続と計量を選択しているが、その理由を教えて欲しい。指標として重要と考えているのか、それともデータとして入手が容易だからか
  - 接続は、送配電が担っているサービスの典型例であることに加え、昨今接続検討期間が長いとの声もあることも踏まえて採用しており、計量は、スマートメーターの普及状況も鑑み、採用。送配電が担っているサービスにはそれ以外もあるだろうが、今回はまずこれらの項目を確認するから始めたい(事務局)
- 遅延や誤請求はあってはならない。実際の誤請求の件数も教えてほしい
- 誤通知の割合が0.02%と僅少であっても、需要家への影響は一定程度あるだろう。とりまとめにおいてはその影響の有無について言及して欲しい
- 全発電事業者が自営線を敷設できる能力を有している訳ではないことを認識する必要がある。むしろ、一定の能力を持つ発電事業者が自営線を引いた結果、早く接続できたというのは、プロである一般送配電事業者にとって恥ずべきこととも捉え得る話であり、問題ではないのか。また、工事期間の見積が難しいことは重々承知しているが、工事期間を長く言われてしまうと諦めてしまう事業者も出る可能性があるのではないかと懸念する。一般送配電事業者はもう一度この結果を踏まえてより正確な見積もりを出すべく考えていただきたい
  - 一般送配電事業者による工事の場合は工事期間が長くなるということでは必ずしもない。見積段階において、一般送配電事業者は架空送電線の最短ルートで接続検討することが多い一方で、自営線に切り替える場合は、工事金額は高くなるものの道路下を地中ケーブルで通すなど、見積時とは工事内容を変更することで工期を短縮していたというもの。まずはこうした事実を公表し、関係者間で共有することで、今後より良い方向に進むのではないかと期待している(事務局)
- 接続申込への回答については、迅速に回答していただくようになることで、送配電と発電とのWin-Winの関係を構築できるようになると良い
- サービスレベルを評価する手法については、自由化が先行する欧州に学ぶところが多くある。英国はアウトプットベースで効率化の努力を評価し、更なる効率化を促していく仕組みと認識。そのあたりを調査・整理し、日本に取り込むにはどうしたらよいかを検討すべき

料金審査専門会合での主な御意見・確認事項(7/7)

今後の方向性	• 本とりまとめの内容は、不確実性がある中で安定的に投資できる事業環境整備や、コストを下げたことが報われるインセンティブ制度設計等、今後、どういう託送制度が望ましいのかを検討していく上で役に立つものだと思う • インセンティブをどうやって仕組みの中に組み込むか大事な視点。どういう項目を評価し、インセンティブを与え、効率化原資をどのようにステークホルダーと分け合うのか、法的分離後のガバナンスを考えるときにそうした制度設計を考えることは重要 • 一般送配電事業者のガバナンスというのは重い言葉。法的分離により更なる中立化が求められる中、その観点からはいままで疑われるような事実はなかったと認識しているが、それに加えて、更なる効率化等、系統利用者や国民が望んでいることは何か、それをどう反映していくのか、政府の監視やルールの在り方を含めて継続的に議論していくことが重要 • 全国民の公共財を供給しているのが一般送配電事業者。その観点から一般送配電事業者10社合わせたコストをどのように下げられるかという視点が重要であり、これをベースに今後の取組事項を考えるべき。例えば、自発的に各社の優良事例を取り組むことは重要だが、調達の協働等でノウハウを蓄積した社が各社の支援をした場合に一定のコンサルフィーを得るといったインセンティブスキームを入れれば、全社ベースでみた効率化に対する貢献度に応じて利益が得られるし、全社で託送原価が下がるため、全国民からみても良いと整理できるのではないか • 料金制度の在り方という観点からみると、コスト削減額が設備投資やR&Dに対する原資とできるのであればインセンティブになると思う • 安定供給に必要な投資が適切になされていることをどう評価するかが課題。高経年化等、将来的に投資の増大が予想される中、キャッシュベースで確認すればよいのか、どういった評価の観点が必要なのか、事業者がどのように投資計画を立てているかをみていきながら、適切な評価方法を検討していきたい。また、安定供給のための必要な投資を行うインセンティブ設計も併せて今後の課題として検討していくべき • 送配電事業における投資はリスクを減らすことが一番の目的。英国のように、リスクを定量的に把握することで、アウトプットと費用対効果をモニタリングしていくことも将来的に必要ではないか(再掲) • 再エネ連系工事は、送配電事業者起因ではないため、将来工事の予測が上下し得るもの。高経年化対策と同じ投資回収の枠組みではなく、海外に倣って議論を切り離していくことも一案(再掲) • サービスレベルを評価する手法については、自由化が先行する欧州に学ぶところが多くある。英国はアウトプットベースで効率化の努力を評価し、更なる効率化を促していく仕組みと認識。そのあたりを調査・整理し、日本に取り込むにはどうしたらよいかを検討すべき(再掲)

資料の構成

1. 事後評価の概要及び進め方
2. 今回の事後評価における評価の視点
3. 各評価項目における確認結果
4. ヒアリング対象事業者の収支状況等の個別評価
5. 委員からの主な御意見・確認事項
6. 開催経緯・委員名簿

料金審査専門会合 開催実績・委員等名簿

開催実績

第１回（平成30(2018)/10/25）

事務局説明①（評価の視点、収支状況等）

第２回（平成30(2018)/12/12）

事務局説明②（10社の状況把握）

第３回（平成31(2019)/１/15）

事業者説明①（東北、東電PG、四国、九州）

第４回（平成31(2019)/２/18）

・事後評価とりまとめ(素案)等の検討

・事業者説明②（東電PG）

第５回（平成31(2019)/３/15）

事後評価とりまとめ(案)の検討

委員等名簿(敬称略)

（平成31(2019)年３月時点）

（座長）

山内 弘隆	一橋大学大学院商学研究科 教授

（委員）

北本 佳永子	EY新日本有限責任監査法人 シニアパートナー　公認会計士
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

（専門委員）

男澤 江利子	有限責任監査法人トーマツ　パートナー
梶川 融	太陽有限責任監査法人 代表社員 会長
辰巳 菊子	公益社団法人 日本消費生活アドバイザー・コンサルタント・相談員協会 常任顧問
東條 吉純	立教大学法学部 教授
華表 良介	ボストン コンサルティンググループシニア・パートナー＆マネージング・ディレクター
松村 敏弘	東京大学社会科学研究所 教授
南 賢一	西村あさひ法律事務所 パートナー 弁護士

（オブザーバー）

河野 康子	全国消費者団体連絡会 前事務局長
大内 博	日本商工会議所 産業政策第二部 主席調査役
太田 哲生	消費者庁 消費者調査課長
下村 貴裕	資源エネルギー庁 電力・ガス事業部政策課 電力産業・市場室長