

一般送配電事業者の収支状況等の事後評価

第36回 料金審査専門会合
事務局提出資料

2019年2月18日

資料の構成

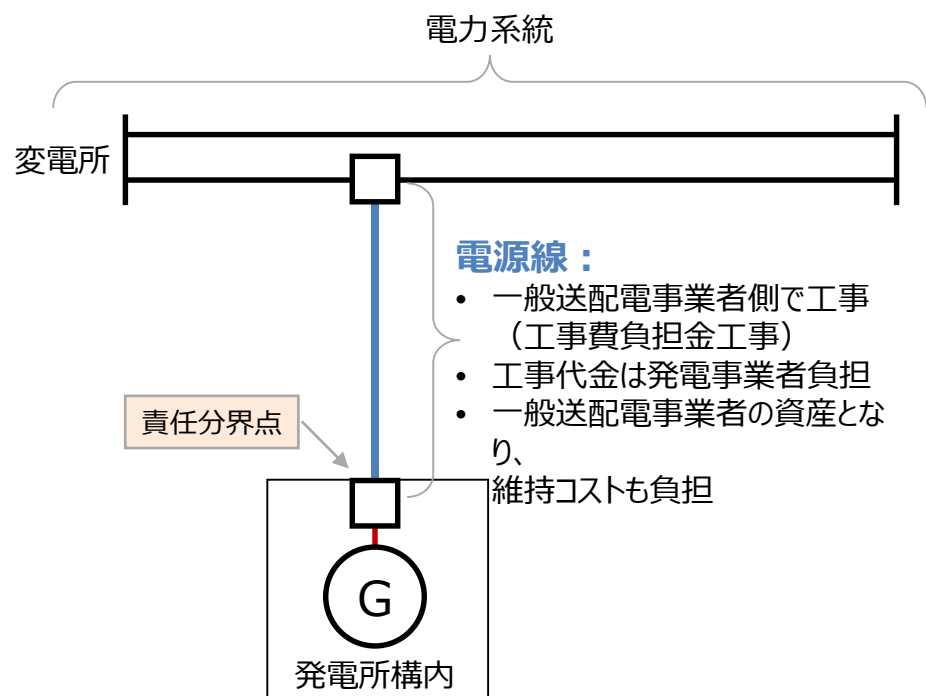
1. 工事費負担金工事に関する追加報告
～発電設備設置者自らが自営線を整備するという
選択肢

2. 送電ロス

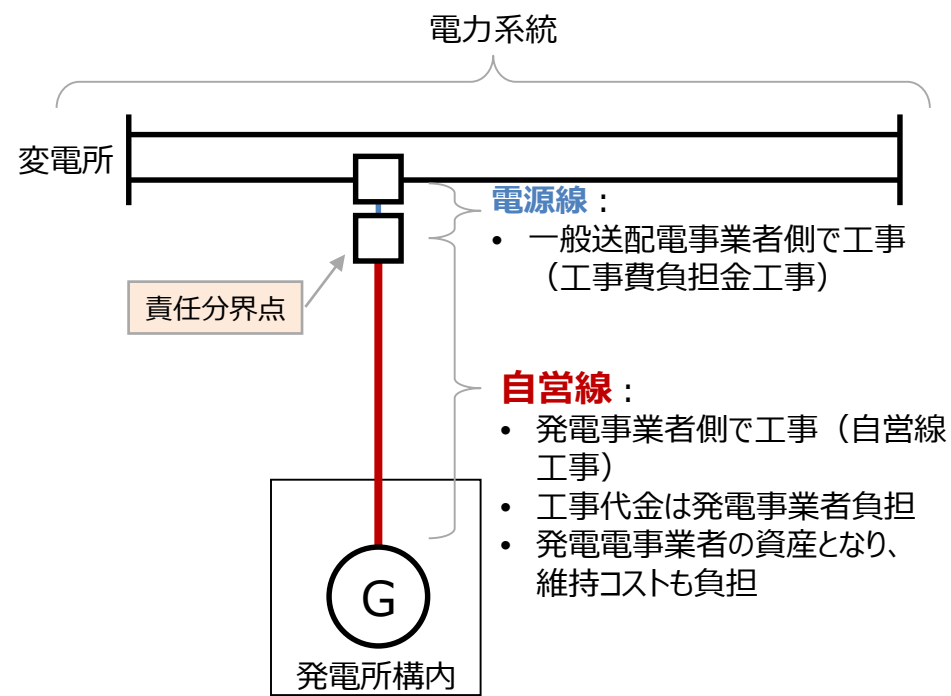
工事費負担金工事を自営線工事に切り替えた事例について

- 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）。
- 他方、工事費負担金工事を自営線工事(※)に切り替えた事例が存在することが、今回の調査分析の過程で判明した。
(※) 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。
- 本日は、自営線工事に切り替えた事業者にヒアリングした結果について報告する。

工事費負担金工事（電源線部分）



自営線工事



(1)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

本日の報告内容

※ 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。
これらの案件については、発電側の事業者の協力も得つつ、別途分析を行う予定。

(出所) 各社提供資料を基に事務局作成

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で行う必要があり、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. 工事費負担金工事に関する追加報告
～発電設備設置者自らが電源線を整備するという
選択肢

2. 送電ロス

- 送配電網の維持・運用費用の負担の在り方検討WGの中間とりまとめ（平成30(2018)年6月公表）を踏まえ、まずは電圧別にみた送電ロス率（実績）を確認することとしてはどうか。

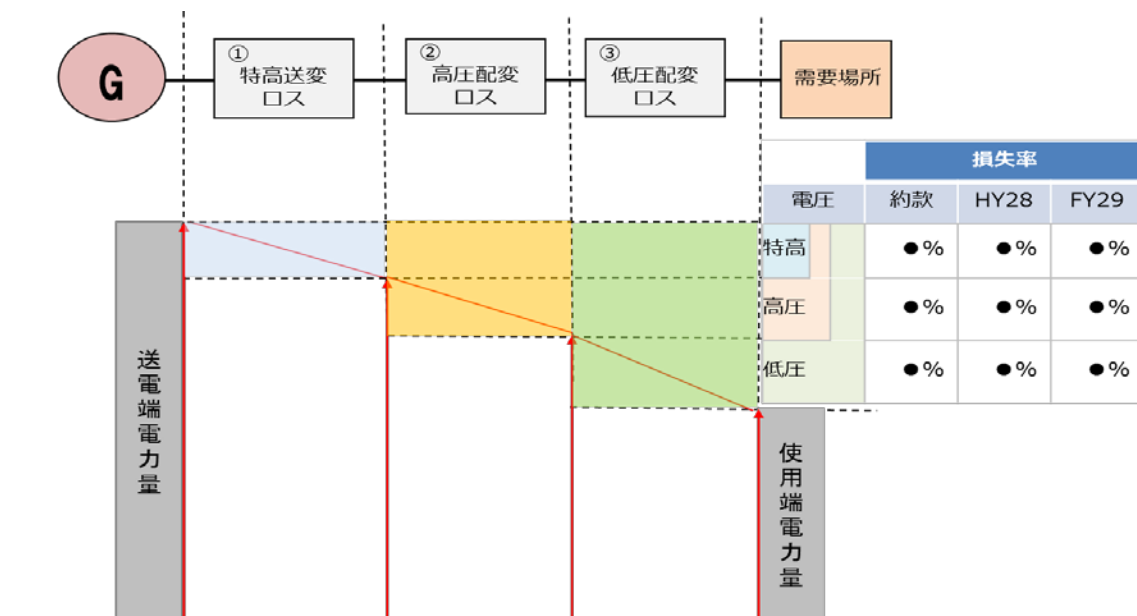
送配電WG「中間とりまとめ」概要

- 送電ロスの削減は、電力に係る全体コストの抑制につながる重要な取組。
- 現行制度では、送電ロスは各エリアの一般送配電事業者が設定する託送供給等約款に定められた一定のロス率を踏まえて小売電気事業者が補填することとなっているため、発電側、小売側はもちろん、一般送配電事業者においても、送電ロスを削減するインセンティブが働きにくい。
- 送電ロスの削減に向け、電圧別等の送電ロスの発生状況等を詳細に把握・公表し、透明性の向上を図る。
- 具体的には、一般送配電事業者に情報の公表を求める。また、託送収支の事後評価を通じて、送電ロスの削減に向けた取り組みを促すとともに、託送供給等約款上のロス率との乖離が大きい場合等にロス率の見直しを求めることとする。

具体的な確認内容（例）

- 電圧別（特高・高圧・低圧）にみた送電ロス率（実績）について、託送供給等約款上のロス率との乖離状況を確認する。
- 託送供給等約款上のロス率との乖離が大きい場合には、ロス率の見直しを求めることを検討する。

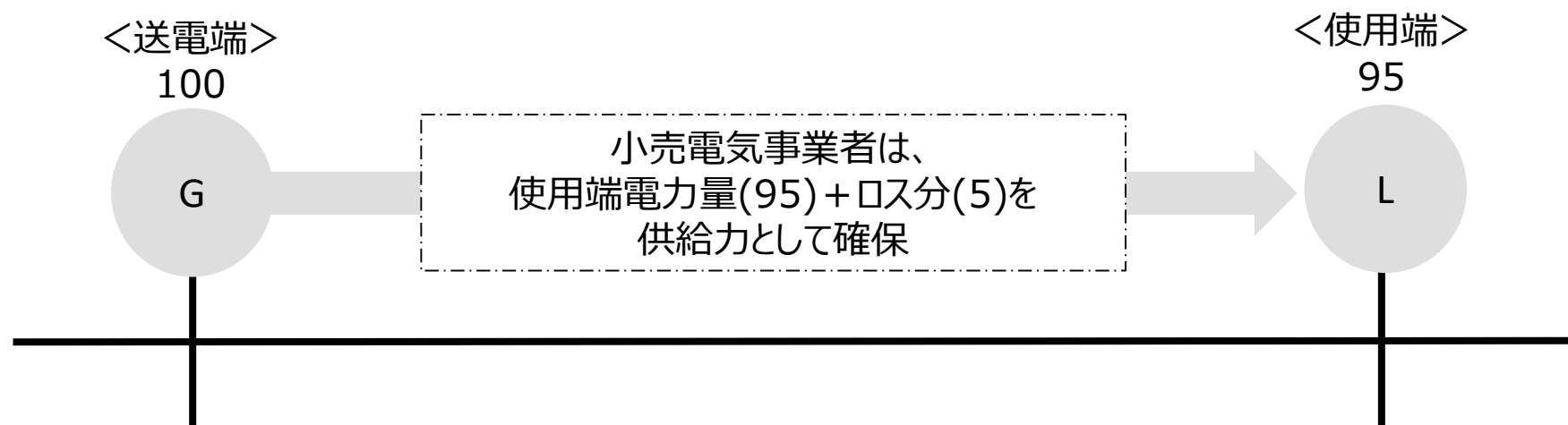
【イメージ図】



※変電所・変圧器のロスは、特別高圧・高圧・低圧にそれぞれ発生している

(参考) 送電ロスの約款上の取扱い

- 送電ロスとは、発電所で発電された電気が需要家に供給されるまでの間に失われる電力量をいう。
- 現行制度上、小売電気事業者は、需要地点の電圧に応じて、各エリアの一般送配電事業者が設定する託送供給等約款に定められた送電ロス率を踏まえて、電気を調達することとなっている。



約款に定められている送電ロス率

※送電ロス率が5 %の場合のイメージ

	北海道	東北	東京	北陸	中部	関西	中国	四国	九州	沖縄
特別高圧	2.2%	2.1%	2.9%	2.2%	2.2%	2.9%	1.7%	2.0%	1.2%	1.0%
高圧	5.1%	5.6%	4.2%	3.9%	3.8%	4.5%	4.7%	4.9%	3.3%	2.5%
低圧	8.7%	9.0%	7.1%	8.6%	8.0%	7.9%	9.0%	8.8%	8.6%	6.9%

※特別高圧、高圧、低圧の需要に供給する上で生じる上位系統を含めた送電ロスに基づき算定

電圧別にみた送電ロス率(直近2年分の実績値)

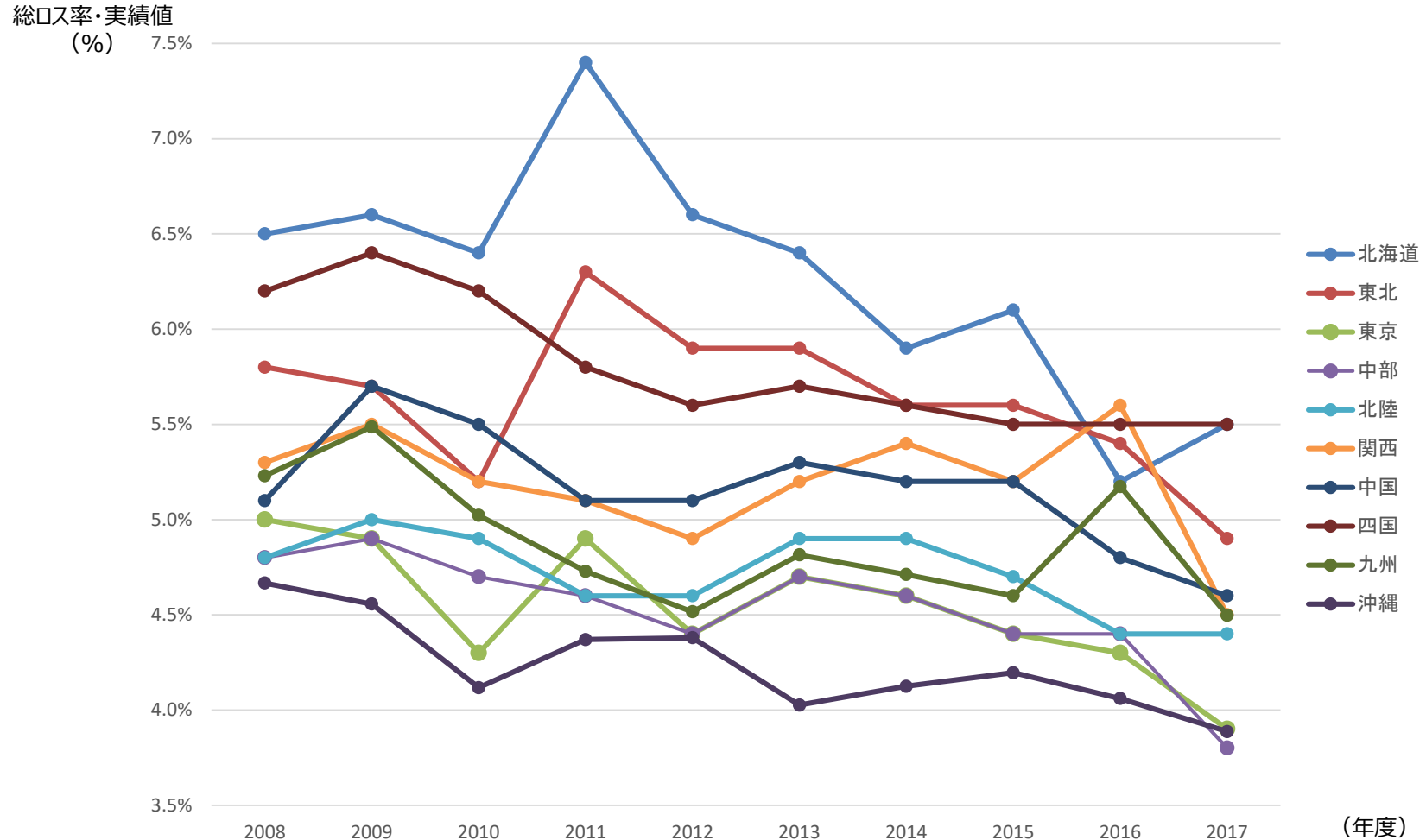
- 送電ロス率の直近2年分の実績値は、大部分のエリア・電圧において、約款上のロス率を下回っていた。

		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)
高压	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)
低压	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

(参考) 送電ロスに影響を及ぼす要素

- 送電ロスは、送配電線・変圧器等の抵抗損失や変電所の所内電力等が原因で生じている。
- また、送電ロスの変動は、低ロス設備の導入など、送配電設備の更新や増減設に加え、発電や需要の動向等、送配電事業者ではコントロールできない要因によって生じている。

(1) 送電ロスの発生イメージ

① 送配電線・変圧器等の抵抗損失
(主に潮流に応じて発生するロス)

$$(\text{電流})^2 \times (\text{抵抗})$$



② 変電所の所内電力等
(主に潮流によらず発生するロス)

(変電所の所内電力等)

(2) 送電ロスの変動要因

① 発電の動向

- ✓ 大規模電源や分散型電源の立地状況、発電量の増減
- 需要地に遠い場所での発電量が多くなるほど、送電ロス量は大きくなる傾向にある。

② 需要の動向

- ✓ 需要変動
- 需要地に遠い場所での需要が多くなるほど、送電ロス量は大きくなる傾向にある。

③ 送配電設備の更新や増減設

- ✓ 低ロス設備の導入
- ✓ 送配電設備の新設・スリム化
- 低ロス設備が導入されるほど、送電ロス量は小さくなる傾向にある。
- 送配電設備がスリム化されると、投資は減少するものの、送電ロス量は大きくなることもある。

今後の対応の方向性（案）

- 送配電網の維持・運用費用の負担の在り方検討WGの中間とりまとめにおいて「電圧別等の送電ロスの発生状況等を詳細に把握・公表し、透明性の向上を図る」とされていたことを踏まえ、電圧別にみた送電ロス率の実績値（直近2年分）を確認した。
- その結果、送電ロス率の実績値は、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。
- 他方、総ロス率の実績値の推移をみると、おおむね低下傾向にあるものの、年度によって大きく上下する動きもみられる。
- 今後、送電ロスの変動要因や影響などについてさらに分析し、それを踏まえた対応については、しかるべき場において、議論していくこととしたい。