

# 約款上の送電ロスの取扱いについて

## 第40回 制度設計専門会合 事務局提出資料

令和元年7月31日（水）



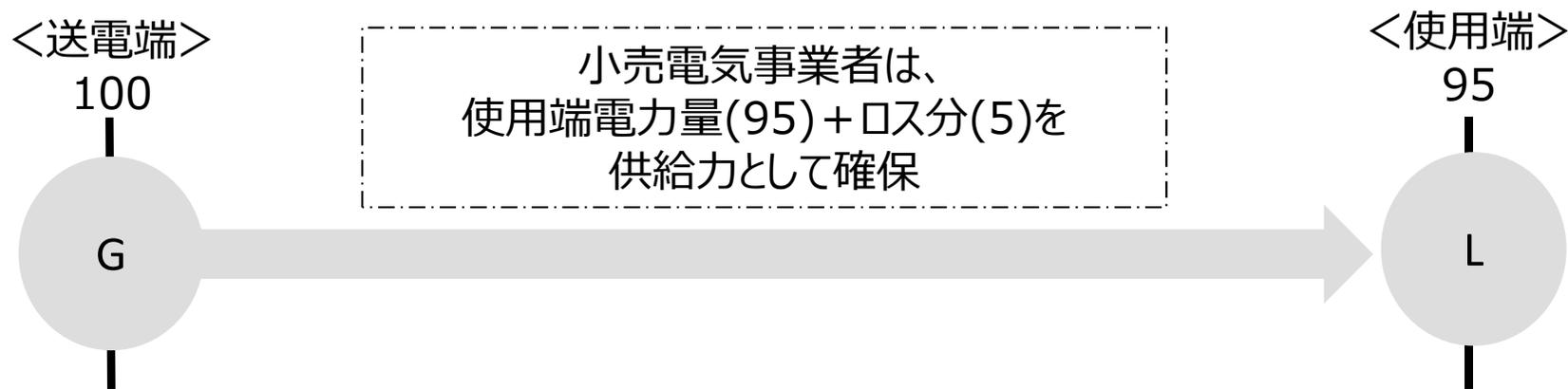
## 本日御議論いただきたい点

- 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であるところ、送配電網の維持・運用費用の負担の在り方検討WG中間とりまとめ(2018年6月)においては、「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」とした上で、その具体策として、一般送配電事業者に情報の公表を求め、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」とこととされている。
- これを受け、電圧別にみた送電ロスの発生状況(実績値)を確認したところ、約款上のロス率との乖離がみられたことから、本日はその実績を報告するとともに、それを踏まえた対応の方向性について御議論いただきたい。

## (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。

※送電ロス率が5%の場合のイメージ



**約款に定められている送電ロス率** (= (送電端電力量－使用端電力量) ÷ (送電端電力量) ×100)

	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

※小売が調達する電力量 (供給力) = 使用端電力量 ÷ (1 - 約款上の送電ロス率)

# 電圧別にみた送電ロス率(直近2年分の実績値)

- 大部分のエリア・電圧において、約款上の送電ロス率は、過去2年分の実績値を上回っていた。

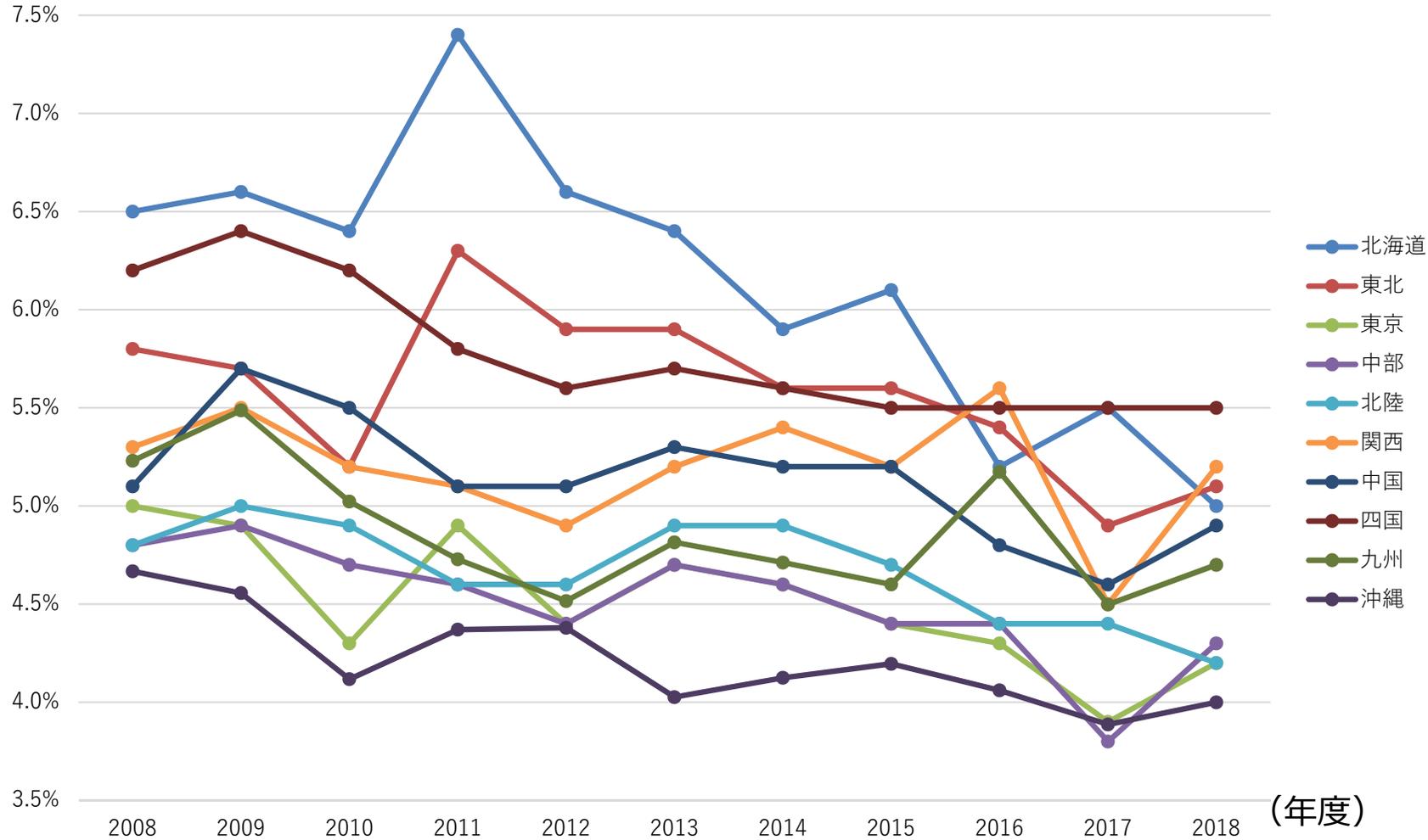
		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
特高	約款上のロス率	2.2%	2.1%	2.9%	2.2%	2.2%	2.9%	1.7%	2.0%	1.2%	1.0%
	2016年度実績 (約款との乖離幅※)	1.6% (▲0.6%pt)	2.1% (0.0%pt)	1.5% (▲1.4%pt)	2.2% (0.0%pt)	1.5% (▲0.7%pt)	2.8% (▲0.1%pt)	1.7% (0.0%pt)	1.3% (▲0.7%pt)	1.3% (0.1%pt)	0.3% (▲0.7%pt)
	2017年度実績 (約款との乖離幅※)	1.7% (▲0.5%pt)	1.6% (▲0.5%pt)	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%
	2016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)
	2017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%
	2016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)
	2017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 = 2016年度(2017年度)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。

総ロス率・実績値  
(%)



注1：総ロス率とは、「{送電端電力量－使用端電力量} ÷ 送電端電力量 × 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電ロス率 { (送電端電力量－需要端電力量) ÷ 送電端電力量 × 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・変圧器の抵抗損失や変電所内の消費電力等が原因で生じるものであり、その量については、これらの性能に加え、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も影響を受ける。

### (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  
(潮流に応じて発生するロス)

$$(\text{電流})^2 \times (\text{抵抗})$$



② 変電所内の消費電力  
(潮流によらず発生するロス)

(変電所内の消費電力)

### (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
- 需要が大きくなるほど、送電ロス量は大きくなる傾向にある。

#### ③ 送配電設備の性能

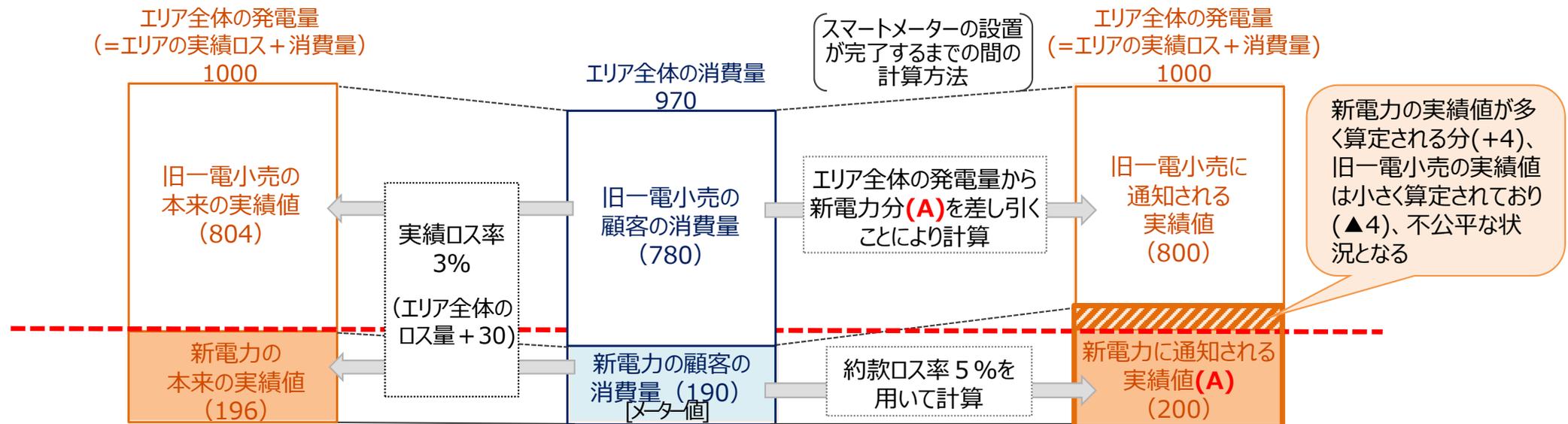
- ✓ 低ロス設備の導入
- ✓ 送配電設備の新設・スリム化
- 低ロス設備が導入されるほど、送電ロス量は小さくなる傾向にある。
- 送配電設備がスリム化されるほど、送電ロス量は大きくなる傾向にある。

# 約款ロスと実績ロスとの乖離が与える影響（スマートメーター設置完了前）

- BGの需要インバランスは、一般送配電事業者から通知される需要量の実績値と計画値の差分から算定されるところ、スマートメーターの設置が完了するまでの間は、新電力と旧一電小売との間で実績値の計算方法が異なっている（詳細は次頁参照）。
- 新電力の需要量の実績値は、顧客の消費量(メーター値)と約款ロス率を用いて計算されているが、約款ロス率が実績ロス率を上回っている場合には、以下のように、新電力が損をして旧一電小売が得をするという状況が生じる。

	新電力	旧一電小売
一般送配電事業者から通知される需要量の実績値の計算方法	$(\text{顧客の消費量}) \div (1 - \text{約款に定められたロス率}) = \mathbf{A}$ [メーター値]	$(\text{エリア全体発電量}) - \mathbf{A}$
約款ロス率が実績ロス率を上回っている場合の影響	新電力に通知される実績値は、本来の量（実績ロスを踏まえた量）よりも多めに算定される。	新電力に通知される実績値が本来の量よりも多めに算定される分、旧一電小売の実績値は少なめに算定されることとなる。

【約款ロス率が実績ロス率を上回っている場合のイメージ：スマートメーター設置完了前】（約款ロス率:5%、実績ロス率:3%の場合）



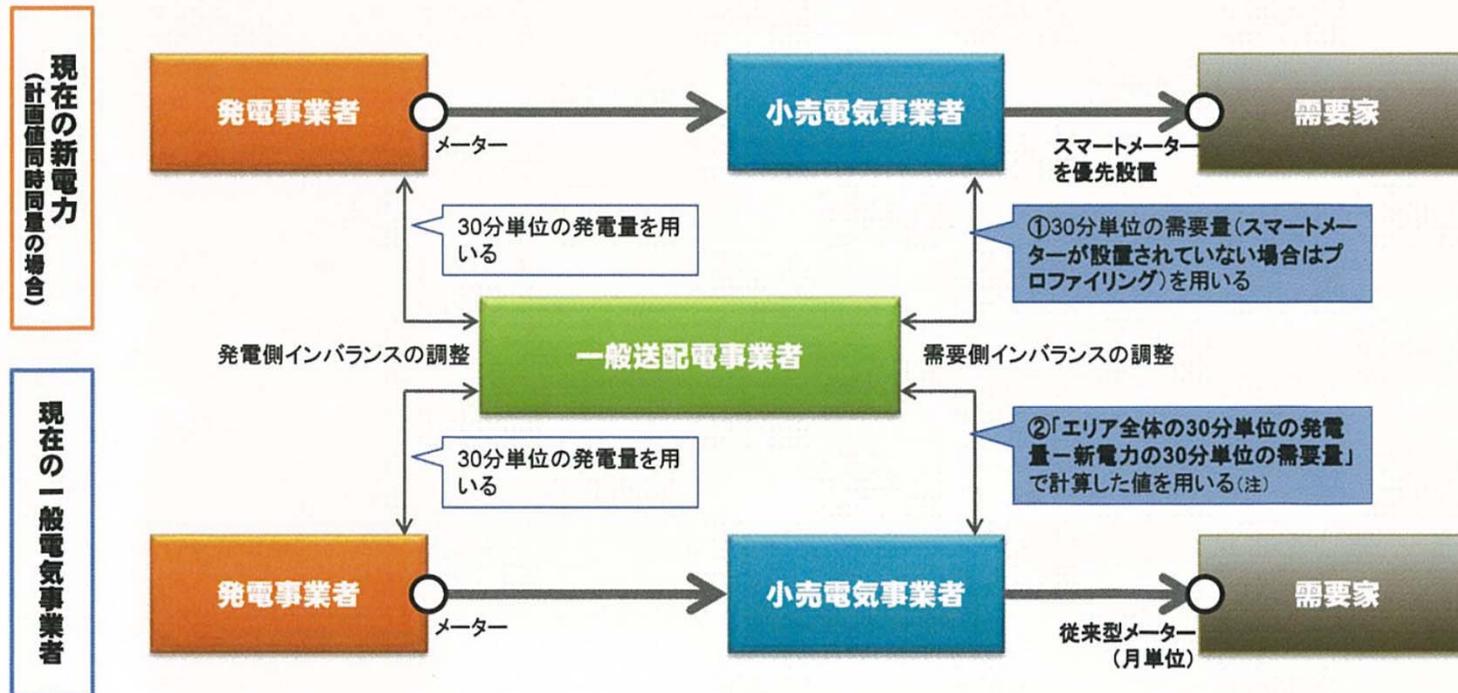
# (参考)スマートメーターの設置が完了するまでの間の需要インバランスの算定方法

- 旧一電小売の需要インバランスの算定に用いる実績値については、スマートメーターの設置が完了するまでの間、「エリア全体の30分単位の発電量(実績値)－新電力の30分単位の需要量(約款ロス率を用いて計算した実績値)」で計算した値を用いることとなっている。

## [その他の論点②] 需要側のインバランスの測定方法について

第8回制度設計WG  
(2014.9.18) 資料5－3 抜粋

- 新電力については、スマートメーターを優先的に設置することとしているが、間に合わない場合にはプロファイリングの値を用いて同時同量を実施(下記①)。(←前回WGで提示)
- 一般電気事業者については、スマートメーターの設置が進むまでの間は従来型メーターが多く存在するため、スマートメーターの設置が完了するまでの間は、「エリア全体の30分単位の発電量－新電力の30分単位の需要量」で計算した値を用いて同時同量を実施することとしてはどうか(下記②)。



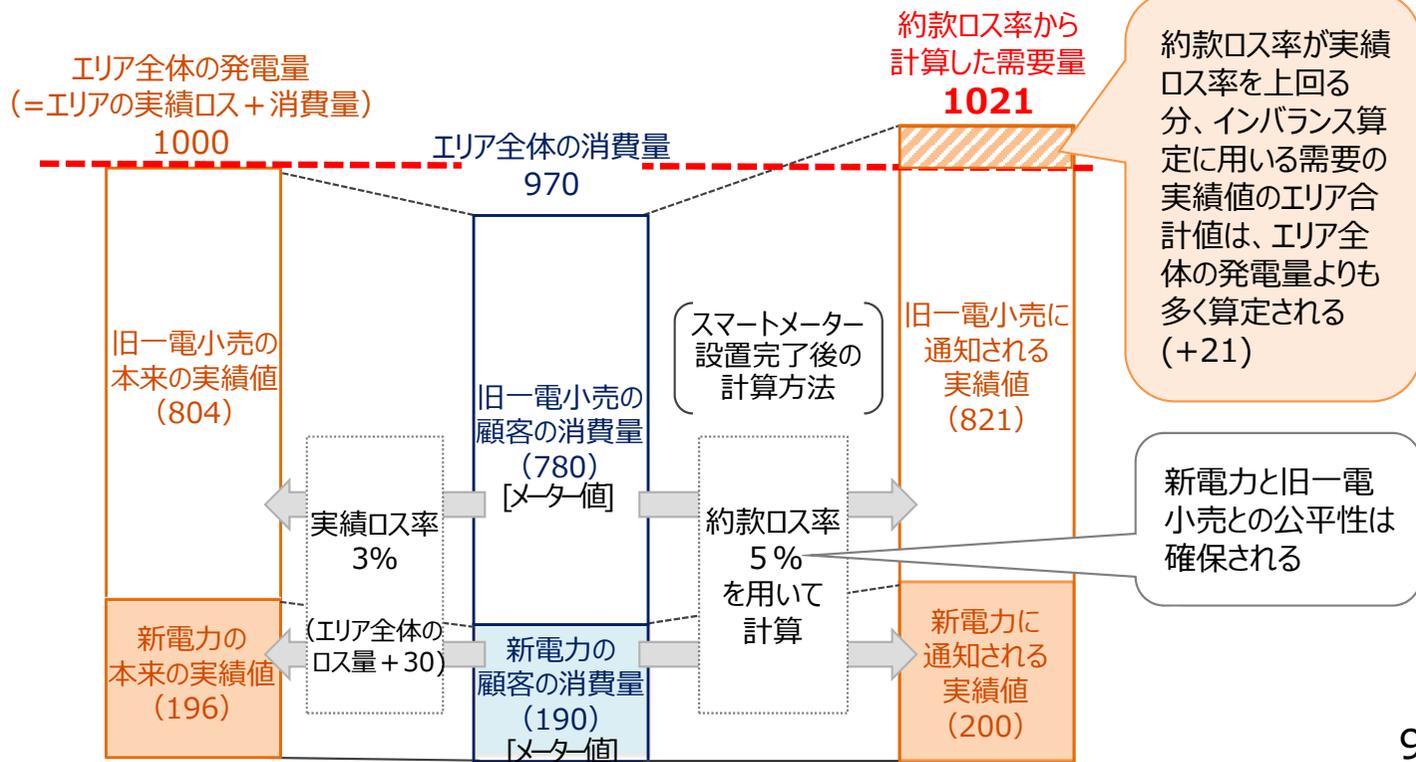
(注) その他、取引所販売購入電力量、地帯間販売購入電力量及び他社受電電力量等の加減が必要。

# 約款ロスと実績ロスとの乖離が与える影響（スマートメーター設置完了後）

- なお、スマートメーターの設置が完了した後は、新電力と旧一電小売での実績値の計算方法が統一される。その場合、すべての小売電気事業者が、顧客の消費量(メーター値)と約款ロス率を用いて計算した実績値を基にインバランス量を算定することとなるため、新電力と旧一電小売との公平性は確保される。
- また、約款ロス率の実績ロス率を上回っている場合において、仮にすべての小売電気事業者がインバランスを出さないよう電気を調達すると、約款ロス率と実績ロス率の差分だけ多めに電気を調達することとなる。その場合、系統全体では電気が余り、下げ調整指令が増加するため、一般送配電事業者の収入が増加することとなる。

	スマートメーター設置完了 (低圧)
北海道	2023年度末
東北	2023年度末
東京PG	2020年度末
中部	2022年度末
北陸	2023年度末
関西	2022年度末
中国	2023年度末
四国	2023年度末
九州	2023年度末
沖縄	2024年度末

【約款ロス率の実績ロス率を上回っている場合のイメージ：スマートメーター設置完了後】  
(約款ロス率:5%、実績ロス率:3%の場合)



## 対応の方向性（案）

- 現状、大部分のエリア・電圧において、約款上の送電ロス率の実績ロス率を上回っており、新電力と旧一電小売との公平性が阻害されている。こうした状況を改善すべく、できるだけ速やかに約款ロス率を実績に近づけることが望ましい。
- 送電ロス率の実績値は年度によって大きく上下する動きも見られることから、スマートメーターの設置が完了するまでの間は、過去3年分の実績値の平均値を用いて、約款上のロス率を毎年改定（一般送配電事業者が毎年約款改定を申請）することとしてはどうか。（注1）
- なお、スマートメーターの設置が完了した後の対応については、別途検討していく。

（注1） 初回改定は、2016～2018年度の送電ロス率の実績値の平均を用いることとなる。

なお、電圧別にみた送電ロス率の実績値(2018年度分)の算定には一定期間を要する見込みであることも踏まえ、遅くとも来年4月1日までに実施できるよう、一般送配電事業者が約款改定を申請することとしてはどうか。

また、小売電気事業者の予見性等の観点から、毎年同じ時期に約款改定を申請することとしてはどうか。

（注2） 今回の託送供給等約款上の送電ロス率の改定(認可又は届出)は、託送供給等約款に定める「料金その他供給条件」のうち、その他供給条件たる送電ロス率のみを変更するものである。また、現行の託送料金や経過措置料金の適正性は事後評価において確認されており、原価の適正性は担保されている。このため、電気事業法第18条第1項に基づく託送供給等約款の認可申請に際し、託送料金及び経過措置料金の原価の洗い替えを行う必要はない。