

# 託送料金制度（レベニューキャップ制度） 期中調整と発電側課金の導入について

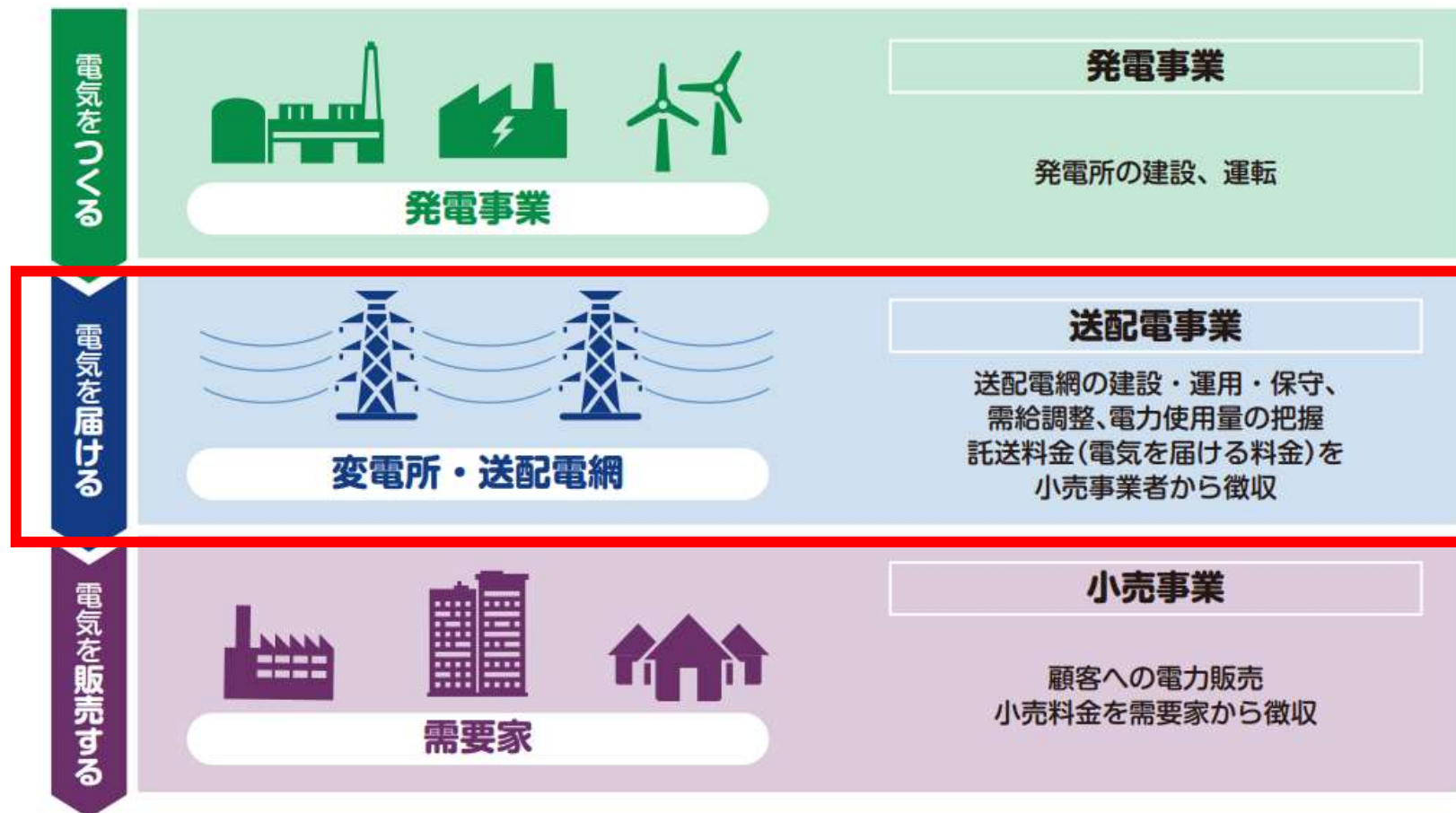
2023年11月



- 1. 託送料金制度（レベニューキャップ制度）の概要と  
前回の審査結果**
2. 今回の期中調整の概要
3. 発電側課金の導入
4. 今後のスケジュール

# 電力託送料金とは

- 電力託送料金は、変電所・送配電網などの建設・運用・保守や、需給調整、電力使用量の把握などに充てられる費用であり、電力コストの3割程度を占める。



※託送料金には、原子力関連費用（以前に作った原子力発電所を将来廃炉するための費用や賠償金のための積立金）も含まれます。

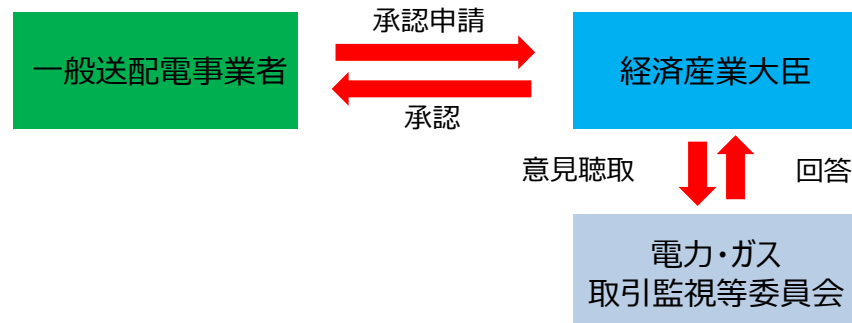
# 電力託送料金の決定方法

- 電力託送料金は、2023年度から新制度（レベニューキャップ制度）に移行。
- 新制度（レベニューキャップ制度）においては、各一般送配電事業者が、
  - （1）規制期間（5年間）の収入の見通しを申請し、経産大臣が承認。
  - （2）収入の見通しの範囲内で設定した託送料金単価を申請し、経産大臣が認可。
- 経産大臣の承認・認可に当たっては、電力・ガス取引監視等委員会に意見聴取。

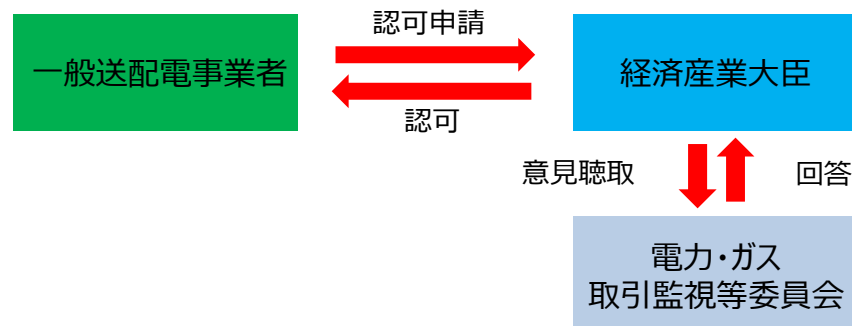


各供給エリアに一般送配電事業者が存在（全10事業者）

## ①収入の見通しの承認

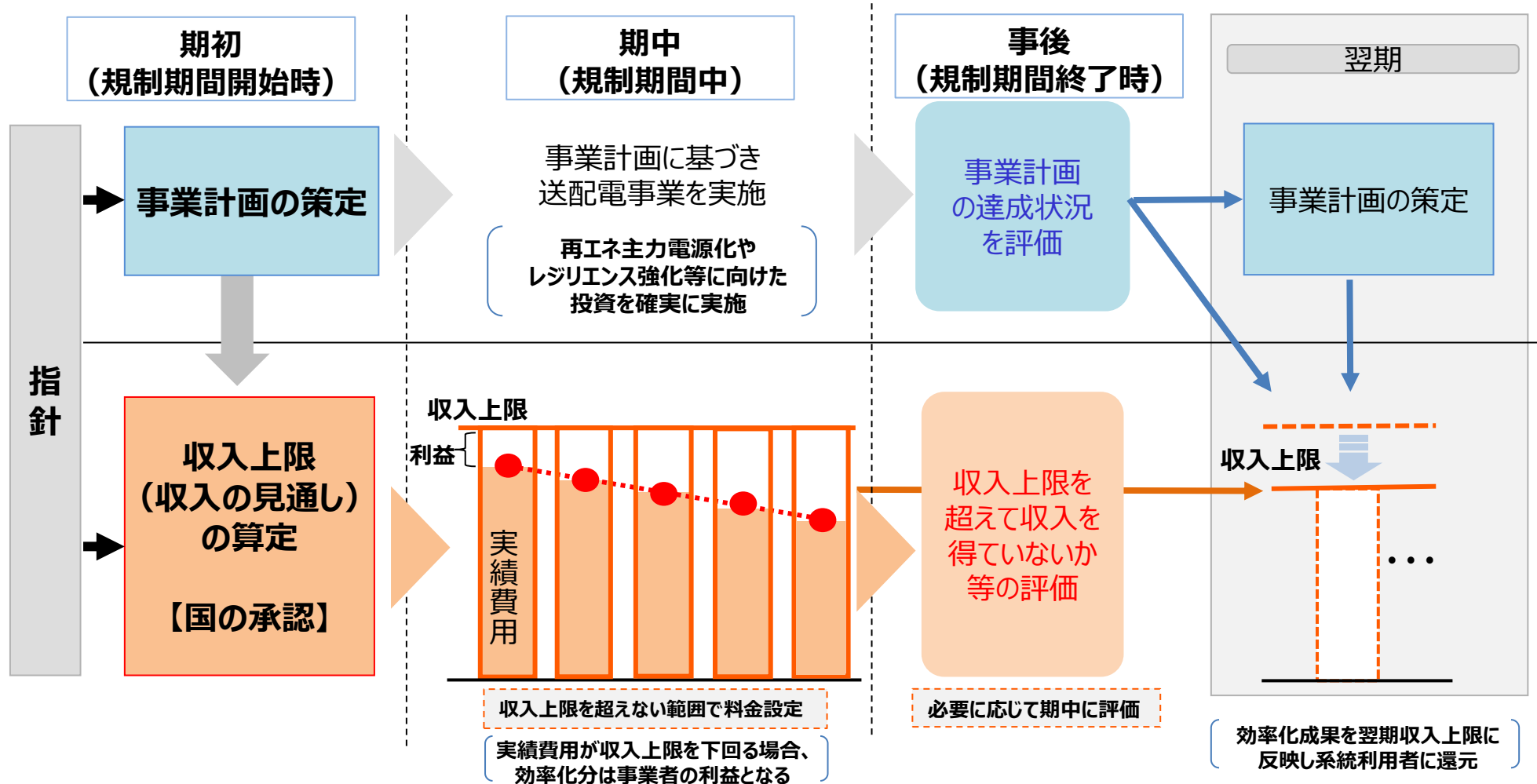


## ②託送料金約款の認可



# レベニューキャップ制度の全体像

- レベニューキャップ制度では、一般送配電事業者ごとに策定した事業計画（5年間）の実施に必要な費用をもとに収入の見通しを算定し、国の承認を受ける。
- 事業計画（5年間）の終了後、達成状況を評価し、収入の見通しよりも実績費用が下回る場合には、効率化成果の半分を次の規制期間において需要家に還元する。



# 第1 規制期間における「収入の見通し」の検証内容（概要）

- 各区分費用ごとに統計査定及び個別検証を組み合わせることで丁寧な検証を実施。



効率化係数の設定の検証

# 「収入の見通し」の検証に当たって重視すべき事項

- 指針、審査要領及び委員・オブザーバーのご意見を踏まえ、今回の「収入の見通し」の検証作業を行うに当たり重視した事項としては以下のとおり。

## 1) 再エネ主力電源化・レジリエンス強化などに必要な投資量の確保

- 設定された投資量と将来の再エネ連系量やリスク量との整合性を検証
- 工事件名ごとの投資目的、投資時期、投資量の妥当性を検証
- 規制期間に加え、中長期的な投資計画遂行にあたり施工力確保の見通しが立っているかを検証 など

## 2) 送配電ネットワークの次世代化に向けた取組効果

- 次世代投資の各プロジェクト（研究開発、投資）における、費用便益効果を検証
- 次世代投資に係る中長期プロジェクトの妥当性・実現可能性を検証 など

## 3) 電力の安定供給に向けた対応費用

- 需給調整市場を通じて調達する調整力関連費用などの適切性を検証 など

## 4) コストの徹底的な効率化

- 10社横比較及びトップランナー的補正の実施
- 規制期間の見積り諸元となるデータ（過去実績等）を検証  
※必要に応じて、一部費用については、分社後データと参照期間データの比較等を実施
- 効率化係数の対象費用を検証 など

# 収入の見通しの検証結果及び申請内容

第29回料金制度専門会合  
資料4 (2022年12月19日)

- 7月に各一般送配電事業者から提出された収入の見通しは、現行原価比で平均+6.5%。
- 料金制度専門会合において、厳正な検証作業を実施。10社の規制期間合計で5,175億円(1,034億円/年)の減額査定(現行原価比での増額分のうち35%の圧縮)となった。(現行原価比で平均+4.2%)
- 12月8日付けの各社からの申請について、料金制度専門会合のこれまでの検証結果を適切に反映したものとなっていることを確認。
- なお、承認申請にあたり、各一般送配電事業者(沖縄電力を除く)にて最終保障供給に係る過去収支実績が追加算入された結果、現行原価比で平均+4.5%となっていることを確認。

(単位：億円)	北海道 電力NW	東北電力 NW	東京電力 PG	中部電力 PG	北陸電力 送配電	関西電力 送配電	中国電力 NW	四国電力 送配電	九州電力 送配電	沖縄電力	合計
現行原価/年	1,913	4,587	14,541	6,085	1,305	7,055	2,820	1,501	4,494	535	44,835
7月提出収入見通し/年 (対現行託送原価比)	2,015 (+5.3%)	4,855 (+5.8%)	15,076 (+3.7%)	6,395 (+5.1%)	1,496 (+14.7%)	7,289 (+3.3%)	3,230 (+14.5%)	1,601 (+6.6%)	5,073 (+12.9%)	714 (+33.5%)	47,743 (+6.5%)
査定額/年 (対現行託送原価比)	▲28 (▲1.5%)	▲81 (▲1.8%)	▲398 (▲2.7%)	▲107 (▲1.8%)	▲27 (▲2.1%)	▲147 (▲2.1%)	▲82 (▲2.9%)	▲42 (▲2.8%)	▲98 (▲2.2%)	▲23 (▲4.3%)	▲1,034 (▲2.3%)
検証後収入見通し/年 (対現行託送原価比)	1,987 (+3.9%)	4,774 (+4.1%)	14,677 (+0.9%)	6,288 (+3.3%)	1,469 (+12.6%)	7,143 (+1.2%)	3,148 (+11.6%)	1,559 (+3.8%)	4,974 (+10.7%)	691 (+29.1%)	46,709 (+4.2%)
<b>&lt;上記の検証後、最終保障供給に係る過去収支実績を追加算入&gt;</b>											
追加算入額/年	1	15	59	30	3	12	6	1	1	-	127
今回申請収入見通し/年 (対現行託送原価比)	1,988 (+3.9%)	4,789 (+4.4%)	14,736 (+1.3%)	6,319 (+3.8%)	1,472 (+12.9%)	7,154 (+1.4%)	3,153 (+11.8%)	1,560 (+3.9%)	4,975 (+10.7%)	691 (+29.1%)	46,836 (+4.5%)

※1 現行原価は令和2年10月の変分改定影響を除く。

※2 7月提出額には、提出後に各社から自主的に報告があった修正額を含む。



# 認可された託送料金単価

- 最終的に認可された託送料金の電圧別のkWhあたり平均単価は、沖縄電力を除く9社においては、概ね、**特別高圧2円台、高圧4円台、低圧8～10円台**となっている。

	(単位)	北海道 電力NW	東北電力 NW	東京電力 PG	中部電力 PG	北陸電力 送配電	関西電力 送配電	中国電力 NW	四国電力 送配電	九州電力 送配電	沖縄電力
特別高圧	円/kWh	2.83	2.32	2.40	2.07	2.35	2.38	2.07	2.38	2.62	4.21
	改定率※	+4.7%	+2.7%	+6.0%	+7.8%	+20.5%	+3.4%	+11.8%	+3.9%	+7.8%	+15.0%
高圧	円/kWh	4.81	4.83	4.24	3.91	4.57	4.85	4.75	4.81	4.60	6.73
	改定率※	+14.1%	+3.6%	+8.4%	+12.7%	+17.2%	+17.2%	+17.5%	+13.2%	+15.3%	+16.8%
低圧	円/kWh	10.02	10.75	9.02	9.51	8.98	8.20	9.63	9.72	9.68	11.88
	改定率※	+8.3%	+10.1%	+2.2%	+4.6%	+14.4%	+3.5%	+16.2%	+10.6%	+10.8%	+13.3%
合計	円/kWh	6.89	6.21	5.49	4.98	5.39	5.30	5.53	6.26	6.09	8.60
	改定率※	+9.9%	+7.3%	+4.3%	+7.6%	+15.9%	+7.2%	+16.0%	+10.8%	+11.7%	+14.4%

※改定前の収入単価からの改定率。

# 送配電効率化・計画進捗確認ワーキンググループにおける検証

- 令和5年度からレベニューキャップ制度が開始されるにあたり、一般送配電事業者各社は効率化計画を含め、事業計画を着実に実施していくことが求められるため、料金制度専門会合の下部に「送配電効率化・計画進捗確認WG」を設置。
- 検証にあたっては、1月31日付けで河野消費者担当大臣から西村経済産業大臣に対し提出された「託送料金の妥当性について（再意見）」における指摘事項を踏まえ、マクロ視点からの分析のみならず、関係企業ヒアリングや実査等を行うなど、ミクロ視点からの検証も実施。

## 【開催実績】

第1回 2023年5月25日

1. 送配電効率化・計画進捗確認 WGの進め方について
2. 関係企業等からのヒアリングについて（三菱電機・日本ガス協会）
3. 広域機関からのヒアリングについて

※資料：[https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc\\_optimize/0001\\_haifu.html](https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_optimize/0001_haifu.html)

第2回 2023年8月2日

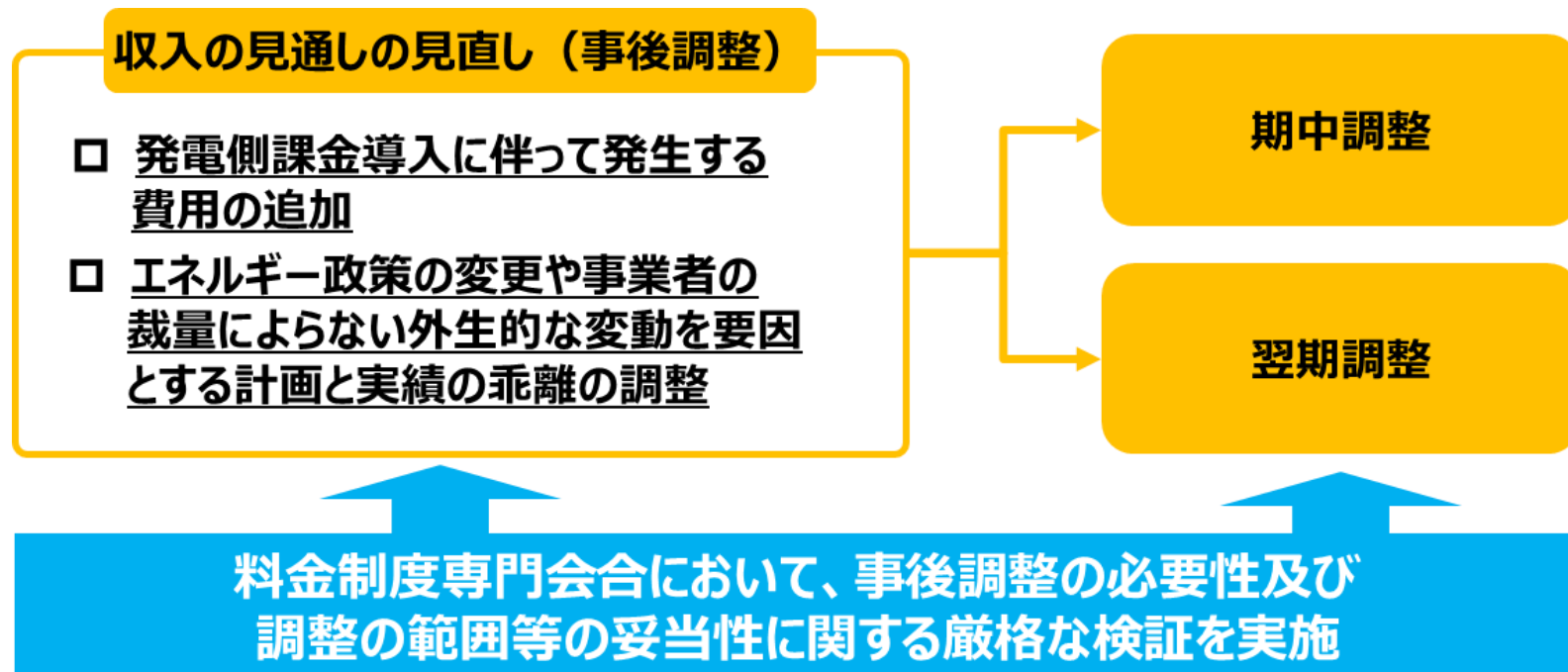
1. 第1回 WGの振り返りについて
2. マクロ的検証の結果（変圧器・遮断機）及び関係企業からのヒアリング（明電舎）について
3. ミクロ的検証の報告について

※資料：[https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc\\_optimize/0002\\_haifu.html](https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_optimize/0002_haifu.html)

1. 託送料金制度（レベニューキャップ制度）の概要と  
前回の審査結果
2. **今回の期中調整の概要**
3. 発電側課金の導入
4. 今後のスケジュール

# 収入の見通しの事後調整について

- レベニューキャップ制度では、期初において各社の事業計画を基に設定した「収入の見通し」と規制期間における費用実績との乖離額について、エネルギー政策の変更や、一般送配電事業者の裁量によらない外生的な費用の変動を要因とする場合、省令上、事後調整（規制期間中における収入の見通しの調整（期中調整）、翌規制期間における収入の見通しの調整（翌期調整））の仕組みが設けられている。
- 2023年9月29日、各一般送配電事業者は経済産業大臣に対し、第一規制期間の「収入の見通し」の変更申請を行った。



# 期中調整の各項目の概要説明

第48回 料金制度専門会合  
資料4 (2023年10月17日)

- 各一般送配電事業者は、下記の項目について、**①省令により事後調整の対象の費用であると規定されていること、②前回承認時からの状況変化による実績の確定等により見積の差異が生じていること等として、託送料金の平準化や受益と負担の公平性の観点から、期中調整の申請を行ったと説明している。**

項目	概要	各一般送配電事業者からの申請理由に関する説明
追加kW・kWh公募費用	2022年度における夏季・冬季の追加供給力の確保に係る費用	<b>資源エネルギー庁の審議会における議論により、レベニューキャップ制度開始前の費用の算入が認められているが、前回承認時は見積困難として反映していなかった。今回、<u>2022年度の実績が確定した。</u></b>
インバランス収支過不足 (追加kW・kWh公募を除く)	2022年度におけるインバランス収支額（追加kW・kWh公募費用を除く）	
最終保障供給対応	2022年度における最終保障供給契約を締結している需要家への電力供給に関する収支額（前回承認時に算入済のものを除く）	
容量拠出金 (稀頻度リスク相当 2025～27年度)	容量拠出金の負担見直し内容の反映	<b>資源エネルギー庁の審議会における議論の結果、前回承認時の想定値との乖離が生じている。</b>
容量拠出金 (オークション結果反映)	・2026年度向け容量市場メインオークション約定結果の反映	<b>オークションや公募の結果が公表されたことにより、前回承認時の想定値との乖離が生じている。</b>
ブラックスタート公募費用 (オークション結果反映)	・2023年度及び2026年度向けブラックスタート機能公募の結果の反映	
電源 I・I' 公募費用 (公募結果反映)	・2023年度向け電源 I・I' 公募の結果の反映	

# 各社の期中調整の申請額（変更額のみ）内訳

- 各一般送配電事業者の収入の見通しの期中調整に係る申請額（前回承認額との差額のみ）の内訳は以下のとおり。

※事業計画についても申請額に沿って金額の変更が行われている。

第48回 料金制度専門会合 資料3（2023年10月17日） 一部修正・追記

単位：億円	査定区分	北海道 NW	東北 NW	東京 PG	中部 PG	北陸 送配電	関西 送配電	中国 NW	四国 送配電	九州 送配電	沖縄 電力	合計
追加kW・kWh公募費用	制御不能 費用	29	129	462	156	34	169	71	32	100	-	1,183
インバランス収支過不足 (追加kW・kWh公募を除く)		99	▲9	▲148	3	9	131	▲20	▲9	80	9	144
最終保障供給対応		▲26	▲32	▲404	▲109	▲8	13	▲73	▲1	▲13	-	▲654
容量拠出金 (稀頻度リスク相当 2025~27年度)		12	25	100	46	10	51	19	9	37	-	308
容量拠出金 (オークション結果反映)		▲2	▲34	▲134	▲61	▲13	▲68	▲26	▲12	▲7	-	▲356
ブラックスタート公募費用 (公募結果反映)		0	0	22	9	0	47	14	18	▲5	-	106
電源 I・I' 公募費用 (公募結果反映)	事後検証 費用	10	▲29	▲31	▲32	12	15	8	3	17	1	▲25
<b>期中調整額の合計</b>		<b>122</b>	<b>50</b>	<b>▲133</b>	<b>13</b>	<b>44</b>	<b>358</b>	<b>▲7</b>	<b>40</b>	<b>209</b>	<b>10</b>	<b>707</b>
期中調整額の合計（変更が反映される2024~ 27年度（4年間）における年平均）		30	13	▲33	3	11	90	▲2	10	52	2	177
【参考】現行の収入の見通し (5年平均、2022年12月承認)		1,988	4,789	14,736	6,319	1,472	7,154	3,153	1,560	4,975	691	46,836

# 【参考】2022年度冬季の電力需給見通し

第51回電力・ガス基本政策小委員会  
(2022年6月30日) 資料3-1 一部修正

- 3月の福島沖地震で被災した新地火力1号が年内に復旧する見通しとなり、マイナスだった東京の予備率は1%台半ばに改善。しかしながら、北海道と沖縄を除く全国8エリアで、依然として安定供給に必要な予備率3%を確保できていない状況。
- このため、冬季に向けて供給力を最大限確保するべく、予備率3%に不足する分に加え、予備率1%に相当する電源を、公募により追加的に確保する予定（募集量：東北・東京エリア170万kW、中西6エリア190万kW）。

<5月時点>

10年に一度の厳寒を想定した需要に対する予備率

<現時点>

	12月	1月	2月	3月
北海道	12.6%	6.0%	6.1%	10.0%
東北	7.8%	3.2%	3.4%	9.4%
東京		▲0.6%	▲0.5%	
中部	4.3%	1.3%	2.8%	
北陸				
関西				
中国				
四国				
九州				
沖縄	45.4%	39.1%	40.8%	65.3%



	12月	1月	2月	3月	
北海道	12.6%	6.0%	6.1%	12.3%	
東北	7.8%	1.5%	1.6%		
東京		(103)	(95)		
中部	5.5%	1.9%	3.4%	10.1%	
北陸					
関西					
中国					
四国					
九州					
沖縄	45.4%	39.1%	40.8%		65.3%

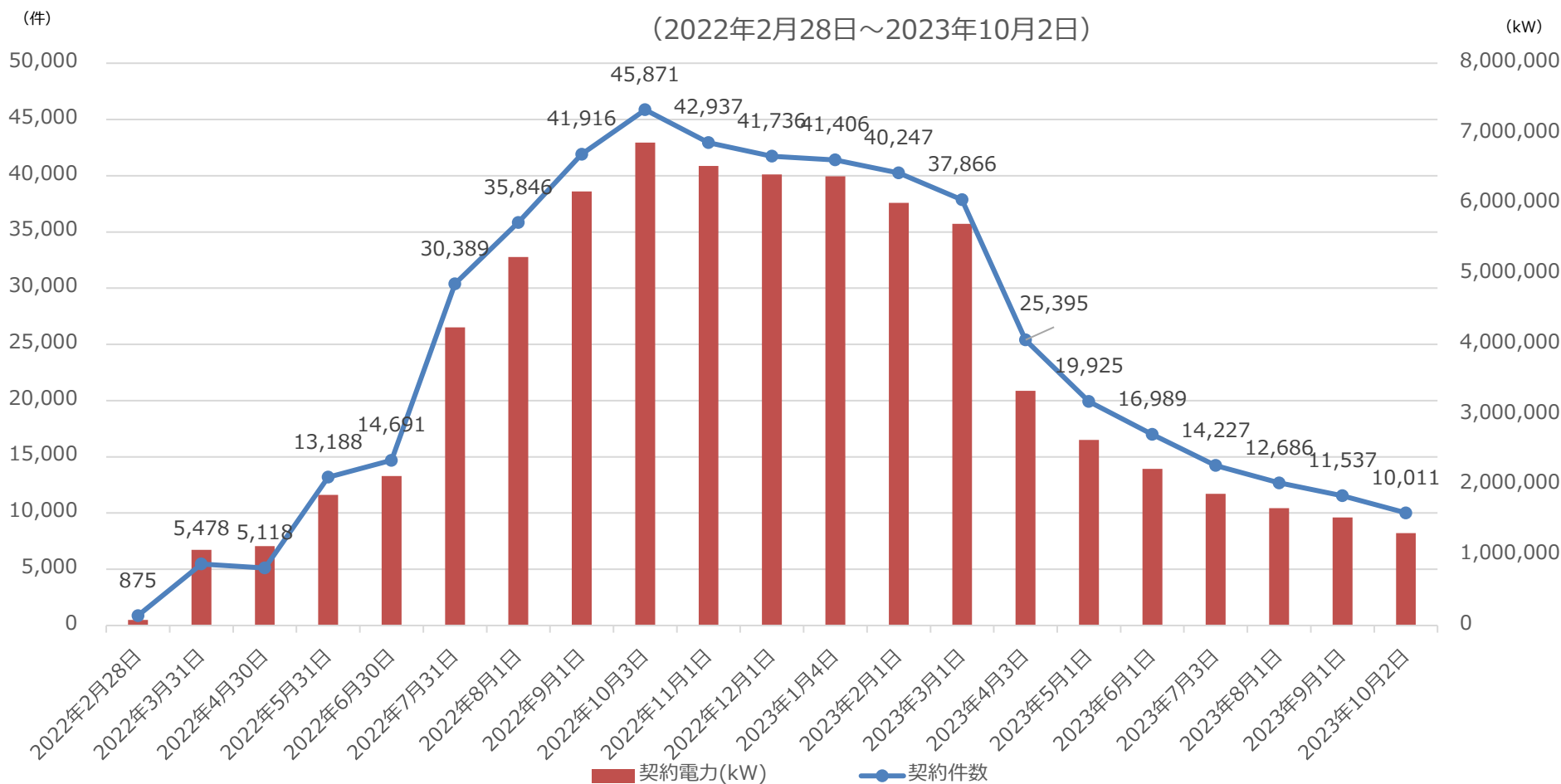
(出典) 電力広域的運営推進機関

※()内は3%に対する不足量 単位:【万kW】

# 【参考】最終保障供給の契約電力及び件数の推移

- 最終保障供給の契約電力及び件数は、本年10月2日時点では昨年時点と比べて、いずれも減少。他方、急増する前の2022年3月末の水準は引き続き上回っている。

最終保障供給の契約電力及び件数  
(2022年2月28日～2023年10月2日)



※ 2023年10月2日時点。各一般送配電事業者に聴取した契約済件数を基に電力・ガス取引監視等委員会が作成。現在契約手続き中の申込みにおける遡り契約の状況等により、変動することもありえる。



## 【参考】最終保障供給料金への卸市場価格の反映

- 最終保障供給料金への卸市場価格の反映については、制度設計専門会合及び資源エネルギー庁の審議会で議論・整理がなされた後、沖縄電力を除く一般送配電事業者9社から最終保障供給約款変更の届出があり、2022年9月1日から導入された。

### 卸市場価格の反映方法について

第73回 制度設計専門会合  
資料7 (2022年5月31日)

- 現行の最終保障供給料金の料金体系をベースに、卸市場価格（エリアプライス、ロス率、消費税込み） + 託送従量料金単価<sup>(注1)</sup> と最終保障供給の従量料金単価（燃調込み）<sup>(注2)</sup> との差額を補正項として反映することとしてはどうか。
- なお、基本料金は現行の最終保障供給料金の水準を維持することとしてはどうか。

<イメージ>



※従量料金は調整する一方で、基本料金については現行の最終保障供給料金の水準を維持することとすると、卸市場価格に託送料金を足したものよりも割高になっているとも考えられるが、他方で、最終保障供給料金の基本料金を現状よりも安くしてしまうと、低負荷率の需要家が最終保障供給に流入してしまうおそれがある。また、実際の自由料金には卸市場価格に託送料金を足したものに加え、事務費なども加わっていることも考えると、卸市場価格に託送料金を足したものよりも割高になっていること自体は不合理なものではないと考えられる。

(注1) 離島ユニバーサルサービス調整を実施する一般送配電事業者については、離島ユニバーサル調整込み。以降についても同様。

(注2) 離島ユニバーサルサービス調整を実施し、かつ、離島ユニバーサルサービス調整が反映された旧一般電気事業者の標準料金メニューをもとに最終保障供給料金を設定している一般送配電事業者については、離島ユニバーサルサービス調整込み。以降についても同様。

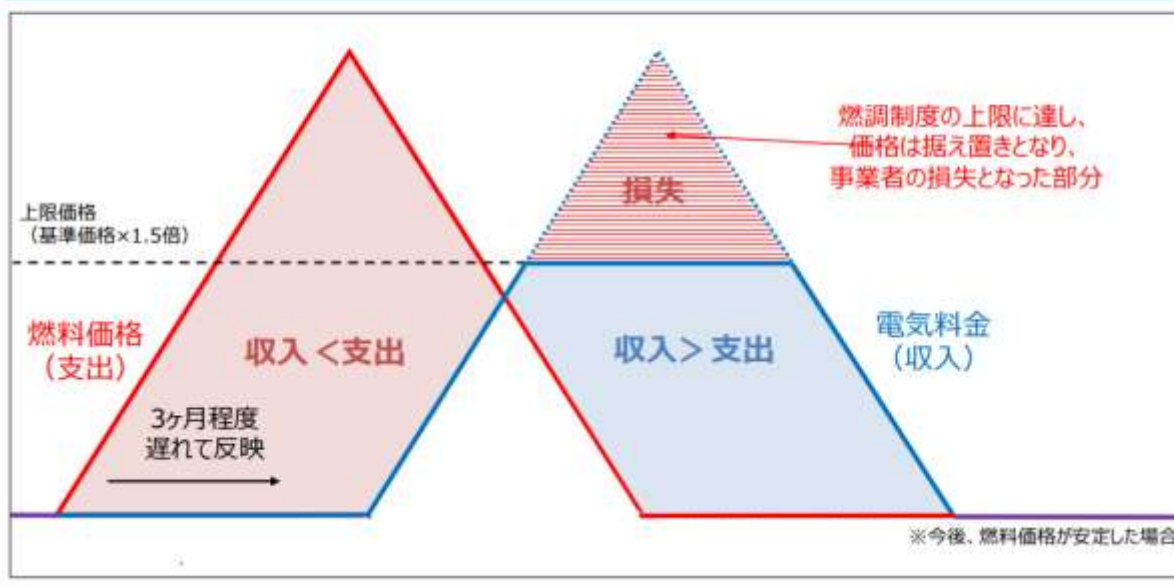
# 【参考】燃料制度（最終保障供給料金）と期ずれの関係について

- 小売料金同様に、最終保障供給料金にも燃料費調整制度が組み込まれており、燃料価格の上昇局面では赤字が、下降局面では黒字が発生する。
- なお、最終保障供給料金については、2022年9月1日から卸市場価格の価格水準を反映するための補正項が導入され、卸市場価格が従量料金単価（燃調込み）を上回る場合は、補正項により料金を比較的速やかに調整。（2ヶ月遅れで反映）

第64回電力・ガス基本政策小委員会  
(2023年8月8日) 資料4

## (参考) 燃料価格と電気料金の関係 (イメージ)

- 燃料費調整制度による収入と支出は、それぞれ発生タイミングが異なり、3ヶ月間のタイムラグがある。そのため、長い期間で見れば、収入と支出は一致する。
- ただし、規制料金では、上限価格が存在するため、ウクライナ侵略に伴う燃料価格の高騰に伴い、支出が収入を上回る状況 (= 損失)となった。



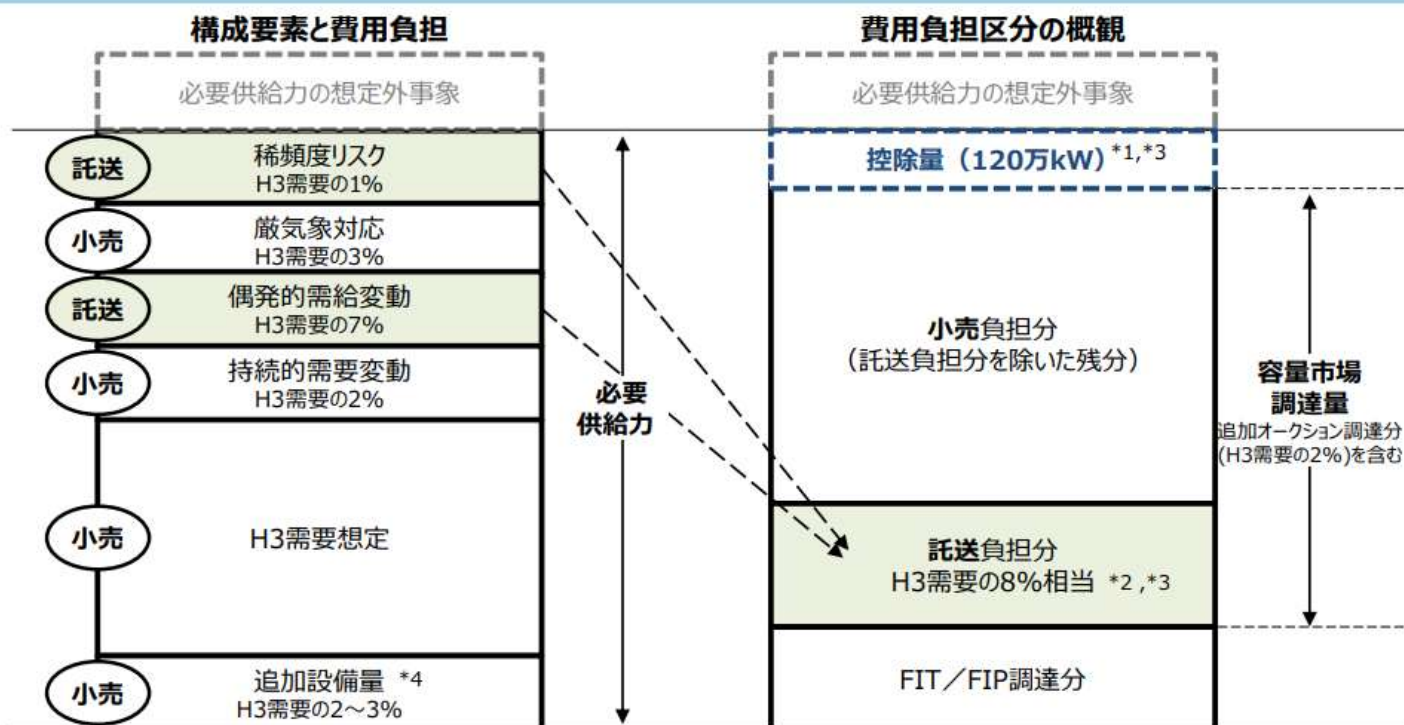
※左図は、小売経過料金の燃料費調整制度を説明したもの。上述のとおり、最終保障供給料金においては、卸市場価格が従量料金単価（燃調込み）を上回れば、補正項が加算される。（燃調上限価格に達しているときも同様。）また、最終保障供給料金については、一般的な高圧料金メニュー同様、燃調上限価格は設定されていない。

# 【参考】容量拠出金の負担イメージ (稀頻度リスク相当)

## 必要供給力と費用負担の全体像

第81回電力・ガス基本政策小委員会  
制度検討作業部会 資料4 (2023年6月21日)

- これまでの議論を踏まえ、2027年度実需給向けの容量市場メインオークションより必要供給力から控除量(120万kW)を考慮した調達を実施され\*1、費用負担についても2027年度実需給分からH3需要の8%相当が託送負担分\*2となる。
- なお、2025年度及び2026年度の実需給分はメインオークションを開催済みである。これまでの議論を踏襲したうえで、今後必要に応じて具体的な取扱いを明確にすることとしてはどうか。



\*1: 必要供給力からの控除量は、FIT電源等の期待容量や追加オークション調達分と同様に約定処理において供給曲線に織り込むことを想定。

\*2: エリアの約定価格×エリアのH3需要に8%を乗じた金額について、エリア毎の一般送配電事業者・配電事業者の負担総額が算定される(マルチプライスが生じた場合は、エリアの約定価格に加味される)。

\*3: 控除量の裏付けとなる供給力は、容量市場外であっても小売事業者の負担により固定費を回収していると考えられる。また、託送負担分はH3需要に対する割合として整理されている。そのため、控除量の費用負担は小売負担分の減少として整理することを想定。

\*4: 計画停止可能量を確保するために必要な供給力である「追加設備量」の一部には、必要供給力の見直しに伴う春秋の厳気象対応分と稀頻度リスク対応分が含まれる。

# 1. 期中調整の必要性（申請理由）について

- 電気事業法※<sup>1</sup>においては、「エネルギー政策の変更その他のエネルギーをめぐる諸情勢の変化」等を目的とした申請であって、「外生的要因によって「収入の見通しの算定にあたり予見できない費用の増減が規制期間において生じ」るなど、算定省令※<sup>2</sup>及び算定指針※<sup>3</sup>に沿った申請である場合には、期中調整が認められている。

※1 電気事業法第17条の2第5項第1号イ及び同法施行規則第17条の5第6号

※2 一般送配電事業者による託送供給等に係る収入の見通しに関する省令

※3 一般送配電事業者による託送供給等に係る収入の見通しの適確な算定等に関する指針

- 今回の期中調整の申請理由を項目別に整理したところ、以下のとおり。

＜追加kW・kWh公募費用＞ ＜インバランス収支過不足＞ ＜最終保障供給対応＞  
エネルギー情勢の変化等によるものとして、第一規制期間の収入の見通しへの算入が認められていた費用であるところ、2022年度実績費用が確定したため

＜容量拠出金（稀頻度リスク相当）＞ ＜容量拠出金（オークション結果反映）＞ ＜ブラックスタート公募費用（2026年度向け）＞

資源エネルギー庁の第62回電力・ガス基本政策小委員会（2023年5月30日）において、容量拠出金に係る一般送配電事業者の費用負担の在り方が整理されたものであり、

また、2026年度向けの容量拠出金について、オークション等が終わり費用が確定したため

※ブラックスタート公募費用（2026年度向け）については、容量拠出金の額に応じて変動するもの

＜ブラックスタート公募費用（2023年度向け）＞ ＜電源I・I'公募費用＞  
公募結果が確定し、想定値と実績値の乖離値が確定したため

## 1 - 4. 期中調整に関するその他の観点及び検証結果について

- 項目ごとの期中調整の必要性・許容性に加えて、今回の期中調整の申請については、以下の観点についても考慮することが適当ではないか。
  - 2024年度からの発電側課金導入に伴う託送料金単価改定が行われるため、一般送配電事業者による料金改定に伴う周知や関係事業者における料金改定への対応が、期中調整の実施有無にかかわらず発生する状況であること。一般論としては規制期間中の料金は一定とすることで需要家側の予見可能性を確保する利点も認められるところ、こうした料金改定が予見される特殊な状況においては、早期に期中調整を行うことは、受益と負担の公平性や負担の平準化の観点からも望ましいこと
  - エネルギー政策の変更に伴う費用やエネルギー情勢の変化に伴う費用については、早期に期中調整を行い、一般送配電事業者のこれまでの支出・収入を一旦精算することで、今後発生する可能性のある安定供給上の政策課題について、一般送配電事業者における円滑な対応が期待されること
- 前スライドまでの項目ごとの確認結果及び上記の観点を踏まえると、今回の期中調整の必要性について、妥当と認められるのではないか。
- なお、期中調整の必要性については、申請があった場合に都度審査を行うものであり、今回の審査結果は、今後の審査方針を何ら拘束するものではない。

### 3. 期中調整の審査結果

- 各一般送配電事業者の期中調整の申請内容について、事務局の検証の結果、問題はないことが確認されたが、当専門会合として、このとおりに審査結果をとりまとめることとしてはどうか。
- なお、期中調整の申請内容を収入の見通しに反映した結果、2022年12月に承認された収入の見通し比で平均+0.4%（年平均）となる。
- 上記の審査結果については、今後、電力・ガス取引監視等委員会に報告することとしたい。  
※なお、当該申請の承認がなされた場合、各一般送配電事業者は、電気事業法第17条の2第6項に基づき、その収入の見通しを公表することとなる。  
その後、各一般送配電事業者は、電気事業法第18条第1項に基づき、経済産業大臣宛てに託送供給等約款の変更認可申請を行うこととなるが、その際には、2024年度から導入される発電側課金に係る単価等の変更を含め、経済産業大臣宛てに変更認可申請がなされる見込み。

単位：億円	北海道 NW	東北 NW	東京 PG	中部 PG	北陸 送配電	関西 送配電	中国 NW	四国 送配電	九州 送配電	沖縄 電力	合計
①期中調整額合計 (5年計)	122	50	▲133	13	44	358	▲7	40	209	10	707
②期中調整額合計 (変更が反映される2024~27年度 (4年間)における年平均)	30	13	▲33	3	11	90	▲2	10	52	2	177
③2022/12承認の収入の見通し (年平均)	1,988	4,789	14,736	6,319	1,472	7,154	3,153	1,560	4,975	691	46,836
④今回申請の収入の見通し (年平均) (=②+③)、(対③比)	2,018 (+1.5%)	4,801 (+0.3%)	14,703 (▲0.2%)	6,322 (+0.0%)	1,483 (+0.8%)	7,244 (+1.3%)	3,152 (▲0.1%)	1,570 (+0.6%)	5,027 (+1.1%)	693 (+0.4%)	47,013 (+0.4%)

(出典) 各社の2022/12承認時及び今回申請の申請様式より事務局作成、億円未満を四捨五入

# 期中調整に関する欧州の状況

- レベニューキャップ制度を導入している英国、独国等においても、期中調整を認めている。

第6回次世代技術を活用した新たな電力プラットフォームの在り方研究会資料  
(2019年3月4日)

- 各国の期中調整制度は、期初に設定したRCに対し、送配電事業者にとっての外生的な費用増要因につき、事業者の適時・適切な費用回収を図るため、期中でRCを調整する制度であり、該当項目は、その調整の在り方から①**自動調整**、②**規制当局へ届出**の上で調整、③**規制当局の審査・認可**の上で調整 の3分類に整理される。
- さらに、②届出、③認可項目は、実コスト発生との関係において、事前・事後で整理される。

※例示列挙		英*1	独*1	参考：米（カリフォルニア州）*2
1	自動調整	○ ● インフレ率 ● 税金のうち事業用固定資産税 ● 需要変動対応	○ ● インフレ率 ● 需要変動対応	○ ● インフレ率 ● 需要変動対応
	2	届出		
事前		×	×	○ ● 需給調整費用（翌期の予測）
	事後	○ ● 新規接続に係る費用 ● 系統連系に係る費用 ● 地中線化(景観保護)に係る費用	×	○ ● 需給調整費用（実績値）
3	認可			
	事前	○ <事前/事後どちらも可> ● 設備の物理的防護の強化の費用 ● インベション展開の費用	○ ● 系統増強等の投資にかかる費用 ● 上位系統の使用料金 ● 再生事業者が回避するとみなされる上位系統料金の還付金	○ ● 外生的要因によるコスト（Z-factor等）
	事後		○ ● 税金 ● 法定の会社及び社員の議会・委員会活動費 ● 需給調整に必要な電力調達コスト	○ ● 外生的要因によるコスト（非常事態宣言に該当する災害等）

\*1：各国の期中調整項目は例示列挙 \*2：米国（カリフォルニア州）は、総収入の設定である点等に鑑みれば、英国・独国のRC制度に近いものの、制度としては総括原価方式のため参考として記載。

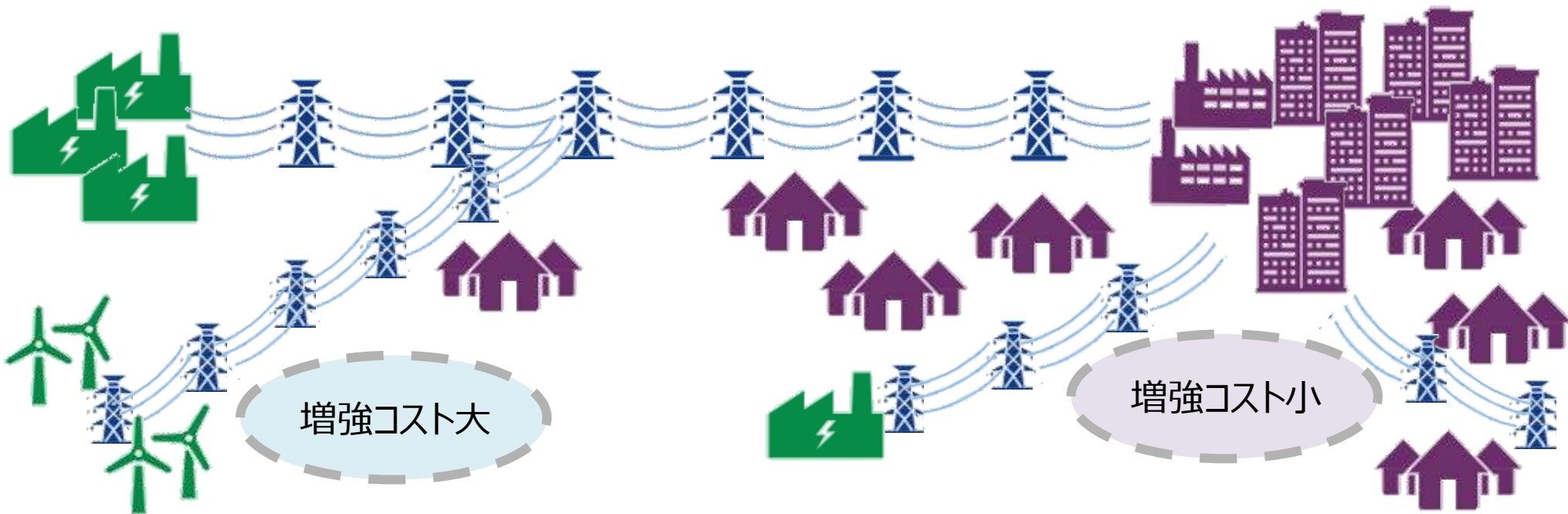
出所：Ofgem"Decision on strategy for the next transmission and gas distribution price controls - RIIO-T1 and GD1 Uncertainty mechanisms"(2011)、Ofgem"Strategy decision for the RIIO-ED1 electricity distribution price control Uncertainty mechanisms"(2013)、Ofgem"RIIO-T1 Final Proposals for National Grid Electricity Transmission and National Grid Gas - Overview"(2012)、Ofgem"RIIO-T1 Final Proposals for National Grid Electricity Transmission and National Grid Gas - Cost and uncertainty supporting document"(2012)、Ofgem"RIIO-T1 Final Proposals for National Grid Electricity Transmission and National Grid Gas - Finance supporting document"(2012)、ARegV §4, 5、CPUC公表資料等に基づきPwC作成

1. 託送料金制度（レベニューキャップ制度）の概要と  
前回の審査結果
2. 今回の期中調整の概要
3. **発電側課金の導入**
4. 今後のスケジュール



# 発電所立地と送電線増強費用

- 発電所新設に伴う送電線増強費用は、大需要地からの送電距離や、既存の送電線の空き状況などによって変わりうる。
- 電力コストの低減を図る上では、発電コストを低減させるのみならず、発電コストと送電コストを合計した総合コストの低減を図っていく必要があり、発電側課金の導入と立地に応じた割引制度によって、総合コストの低い地域への電源立地誘導を図る。

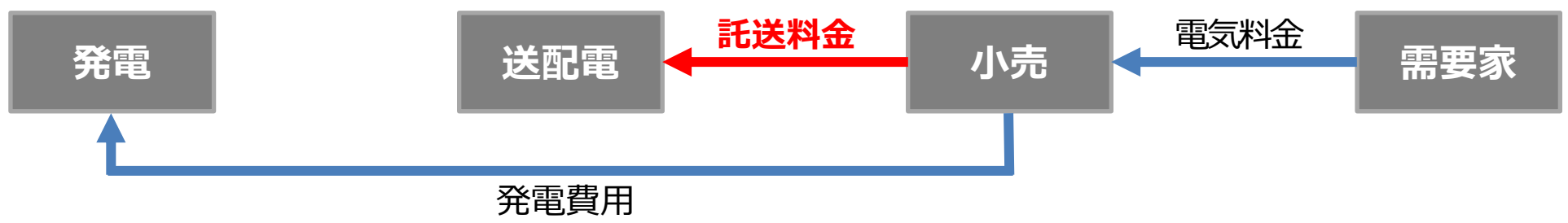


# 発電側課金について

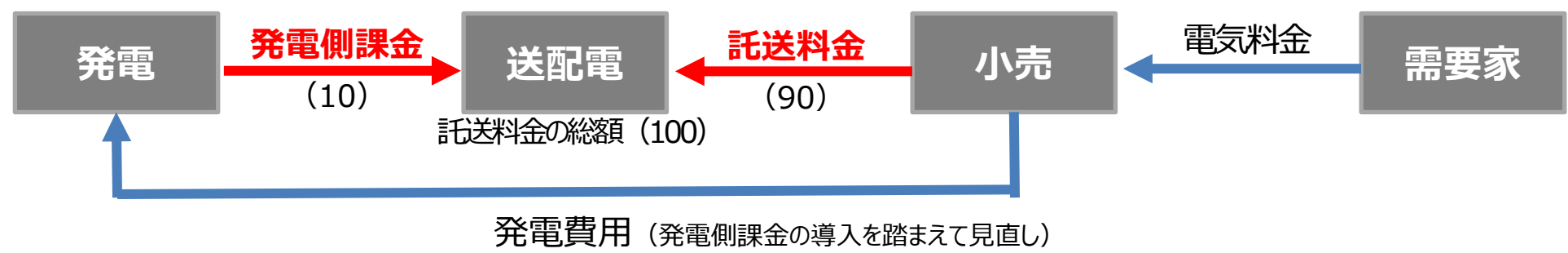
- 現在、小売事業者が全て負担している送配電設備の維持・拡充に必要な費用について、**2024年度以降、需要家とともに系統利用者である発電事業者の一部の負担を求め、より公平な費用負担**とすることを旨とする。

## <現行の託送料金制度>

小売事業者（需要側）に100%課金



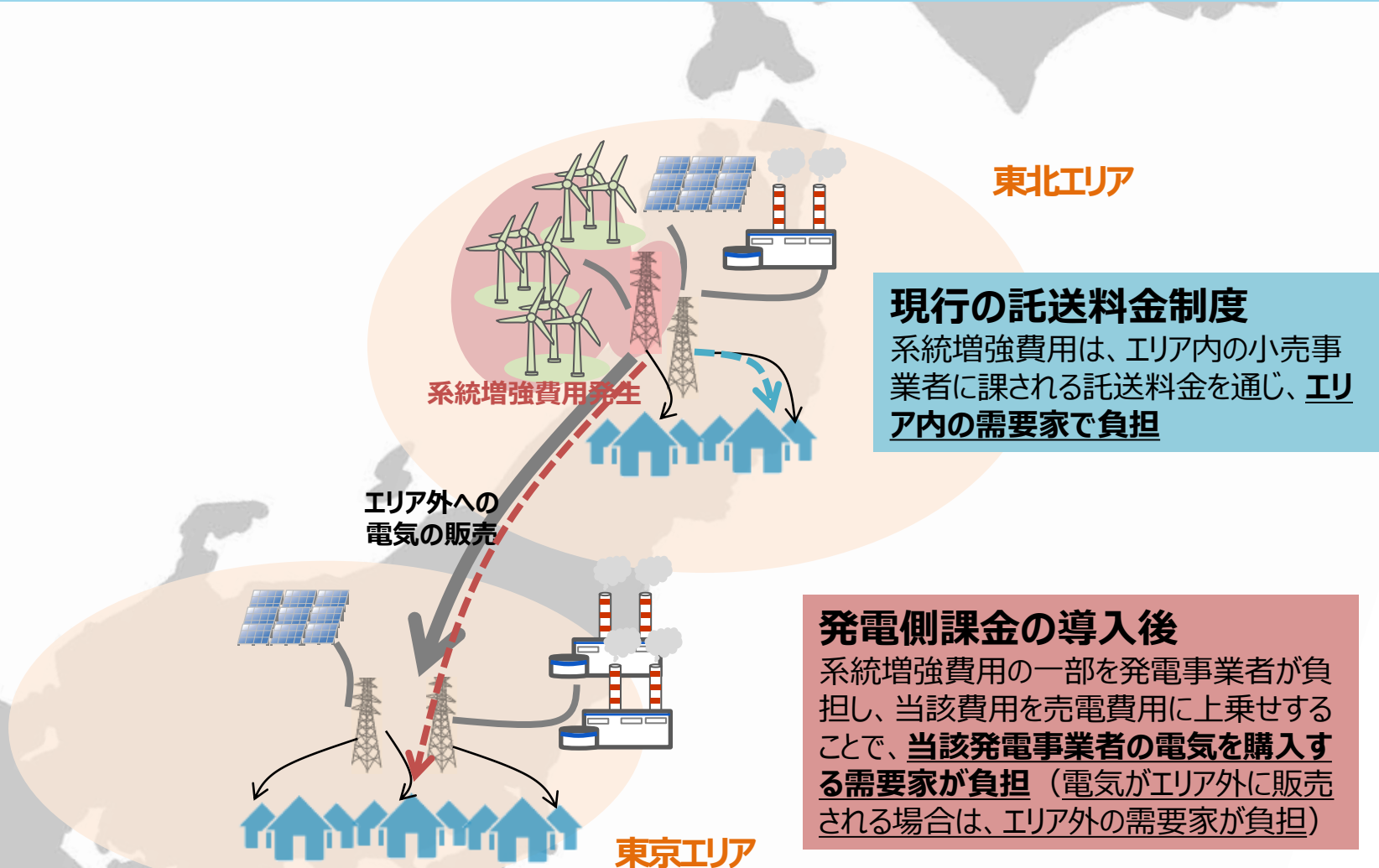
## <発電側課金の導入後（イメージ）>



※託送料金を電気料金の3割程度としたときに、発電側課金は託送料金の1割程度であるので、電気料金に占める発電側課金の割合は単純計算で3%程度と試算される。ただし、小売電気事業者が契約している発電事業者などによって、電気料金への影響は異なる。

# 地内系統増強費用のエリア間負担

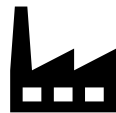
- 現行の託送料金制度では、再エネ電源の導入などに伴う地内系統増強費用は、当該エリア内で負担することになる。一方、発電側課金の導入後は、価格転嫁を通じ、当該エリアの電気を利用する他エリアの需要家も系統増強費用を負担することとなる。



# 課金対象

- 発電側課金については、**系統に接続し、かつ、系統側に逆潮させている電源全てを課金対象とすることを基本**とする。ただし、系統側への逆潮が10kW未満と小規模な場合は、当分の間、課金対象外とする。
- 発電側課金の導入が再エネの最大限の導入を妨げないよう、FIT電源等の取扱いについて、資源エネルギー庁の審議会において整理がなされた。**既認定FIT/FIPについては、調達期間等が終了してから発電側課金の対象**にすること、また、新規FIT/FIPについては、調達価格等の算定において考慮し、非FIT/卒FITについては、事業者の創意工夫（相対契約等）の促進及び円滑な転嫁の徹底を行うこととされた。

## 発電側課金の対象に関する基本的な考え方

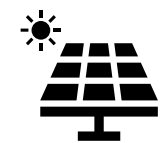


系統に接続し、かつ、系統側に逆潮させている電源全てを課金対象とする

## ただし、以下については課金対象外



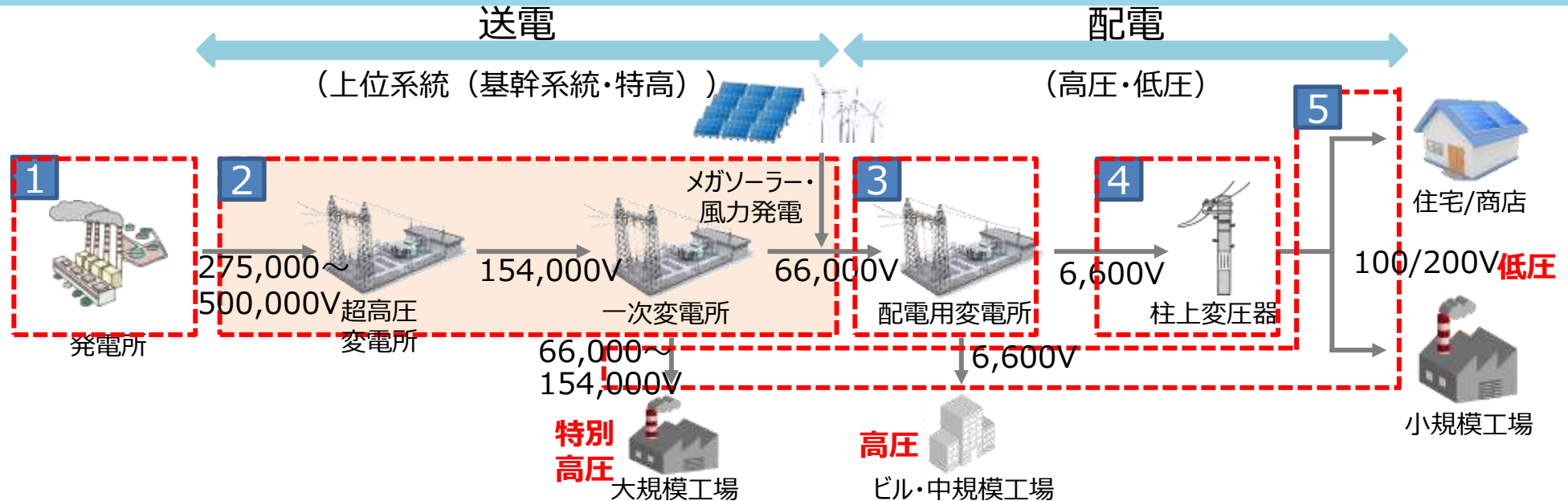
系統側への逆潮が10kW未満の電源



調達期間等内の既認定FIT/FIP

# 課金単価の設定方法（対象費用のイメージ）

- 発電側・需要側の両方で等しく受益していると考えられる上位系統（基幹系統及び特別高圧系統）に係る固定費の一部（発電側と需要側の課金対象kWで按分したもの）を発電側課金で回収することとしている。



	離島供給費	給電費	アンソラーサービス費	送電費	受電用変電費	高圧配電費	配電用変電費	低圧配電費	需要家費	保留原価等	合計
託送原価(億円)	656	835	1,773	10,594	3,753	2,201	10,807	4,250	6,076	3,883	44,835

(注) 上記原価は2015年度実績でいずれも可変費を含む（発電側課金の課金対象原価は、上記 2 のうち固定費のみ）

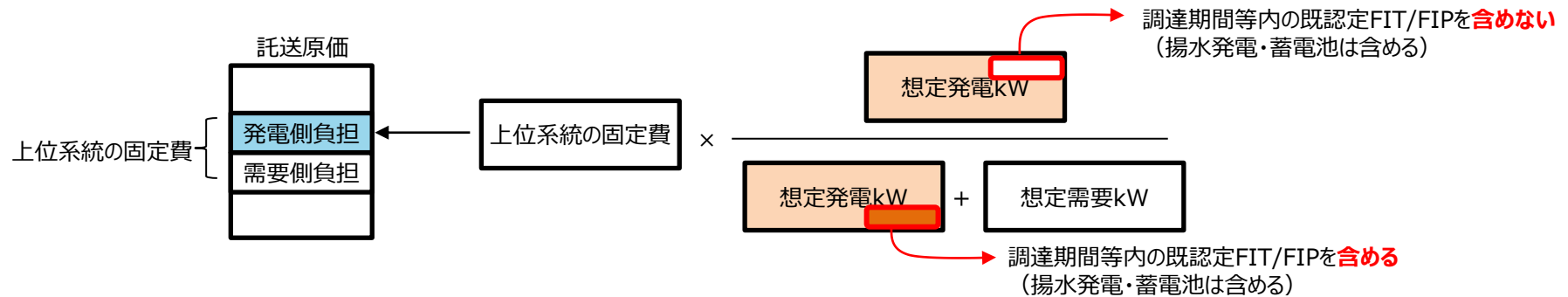
現状の費用負担	小売電気事業者	
発電側課金導入後	小売電気事業者	小売(小売負担比率分) 発電(発電負担比率分)

# (参考) 課金単価の設定方法（基本的な考え方）

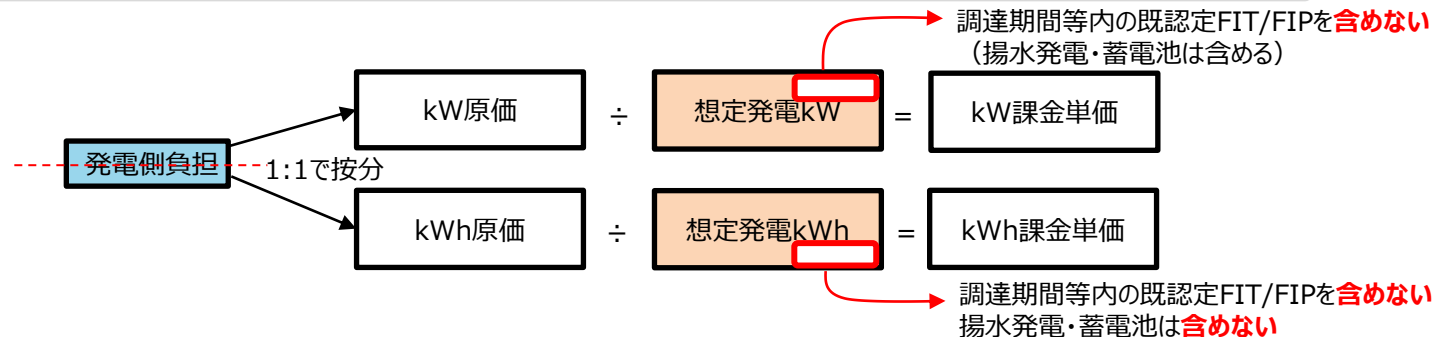
- 上位システムの固定費のうち、発電側の負担割合を定める際には、発電側と需要側の課金対象kWで按分する。その後、kW課金とkWh課金を1：1で算定する。
- 調達期間等内の既認定FIT/FIPに対しては調達期間が終了してから課金対象となることや、揚水発電・蓄電池についてはkWh課金が免除と整理されたことから、課金単価の設定方法としては、以下の図のとおりとする。

※ 発電側課金における規制期間とレベニューキャップ制度の規制期間は同じ期間とする（発電側課金の単価は5年で見直す。ただし、レベニューキャップ制度の第1規制期間（2023年度～2027年度）を踏まえ、発電側課金における第1期間は、2024年度～2027年度とする）。

## ステップ1：上位システムの固定費のうち、発電側負担の原価の割合を以下により算出



## ステップ2：発電側負担原価をkWとkWhの1：1で按分し、単価を算出



- 各一般送配電事業者から受領した諸元に基づく試算※によれば、上位系統の固定費（発電側負担）は、全国大で3,856億円※となり、託送料金の根幹となる「収入の見通し（総原価）」の8%程度と算出しており、当該費用分については、現行の需要側託送料金から控除されると考えられる。

※一般送配電事業者各社が2023年9月29日付けで提出した収入見通しの変更承認申請の金額は、反映していない。

※課金単価の算定に必要なデータが現時点ではそろっておらず、現時点での仮定等を踏まえた試算となっている。

※単年度ベース。需要側が負担する上位系統の固定費は、全国大で8,855億円。

## 一般送配電事業者が発電側課金で回収する費用額（試算値※、単年度ベース）

（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	計
発電側が負担する上位系統の固定費	145	427	1,193	491	156	669	232	138	374	31	3,856
需要側が負担する上位系統の固定費	412	960	2,824	1,080	286	1,382	534	291	1,011	75	8,855
収入の見通し	1,988	4,789	14,736	6,319	1,472	7,154	3,153	1,560	4,975	691	46,836

※一般送配電事業者各社が2023年9月29日付けで提出した収入見通しの変更承認申請の金額は、反映していない。

※発電側課金単価と同様に、発電側が負担する固定費の算定に必要なデータが現時点ではそろっておらず、現時点での仮定等を踏まえた試算となっている。

# 発電側課金の課金単価に関する試算

- 一般送配電事業者から受領した諸元に基づく試算によれば、発電側課金の課金単価（試算値）は、以下の表のとおり。
- なお、本試算値に関しては、以下の点に関して留意が必要。
  - 課金単価の算定に必要なデータが現時点ではそろっておらず、仮定等を踏まえた試算となっていること。
  - 実際に発電事業者に一般送配電事業者が課金する際には、課金単価に加えて、割引相当額が付加されること。

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	全国平均
<b>kW課金単価</b> (円/kW・月) <small>(割引単価・割引相当額付加単価は別途計算される)</small>	99.66	71.18	70.91	69.83	79.91	81.84	71.31	73.76	72.42	60.47	75.13
<b>kWh課金単価</b> (円/kWh)	0.30	0.24	0.28	0.22	0.27	0.26	0.29	0.22	0.27	0.23	0.26

※上記は現時点での試算値。発電事業者に一般送配電事業者が課金する際には、課金単価を割引額や割引相当額によって補正することとなる。



# 発電側課金の割引単価等に関する試算

- 一般送配電事業者から受領した諸元に基づく試算によれば、発電側課金の割引単価や割引相当額付加単価（いずれも試算値）は、以下の表のとおり。
- なお、本試算値に関しては、以下の点に関して留意が必要。
  - 算定に必要なデータが現時点ではそろっておらず、仮定等を踏まえた試算となっていること（課金単価の試算値を公表した際の諸元と同一のものを使用しており、期中調整の申請額は反映していない。）。
  - 割引エリア（案）に関しては、一般送配電事業者が各社ホームページにおいて公表済み。

(円/kW・月)

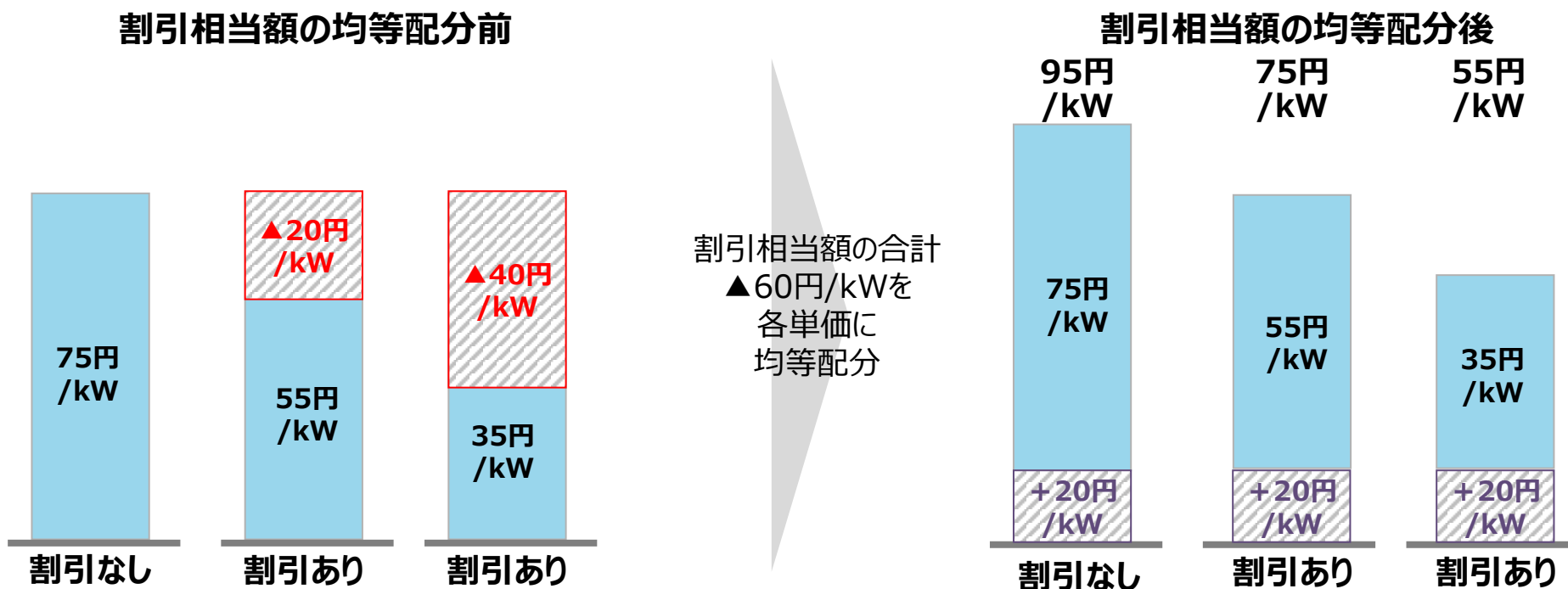
		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
割引単価	割引A-1	57.82	29.98	27.40	39.03	24.99	28.47	34.32	39.82	35.65	14.79
	割引A-2	19.72	12.09	10.16	16.24	8.84	10.21	12.13	12.46	14.66	7.62
	割引A-3	9.86	6.04	5.08	8.12	4.42	5.10	6.07	6.23	7.33	3.81
	割引B-1	41.84	41.20	43.51	30.81	54.92	53.37	36.99	33.94	36.77	45.68
	割引B-2	12.92	16.65	15.80	12.60	19.40	19.36	12.91	8.83	15.13	23.64
割引相当額付加単価		7.69	13.09	6.21	4.48	4.30	5.64	7.40	4.89	5.48	1.95

# (参考) 割引制度に関して

- 発電側課金における割引制度は、電源が送配電設備の整備費用に与える影響を課金額に反映させるもの。基幹系統に与える影響に着目した割引A、配電系統に接続する電源を対象とし、特別高圧系統に与える影響に着目した割引Bを設定する。
- 発電側課金のkW課金は、以下の図のとおり、エリア全体での割引相当額を合算した上で、各kW課金に均等配分することでkW課金単価を算定する。したがって、エリア全体で見た割引相当額の総額が大きくなれば、各単価に均等配分される金額も大きくなる。

<イメージ>

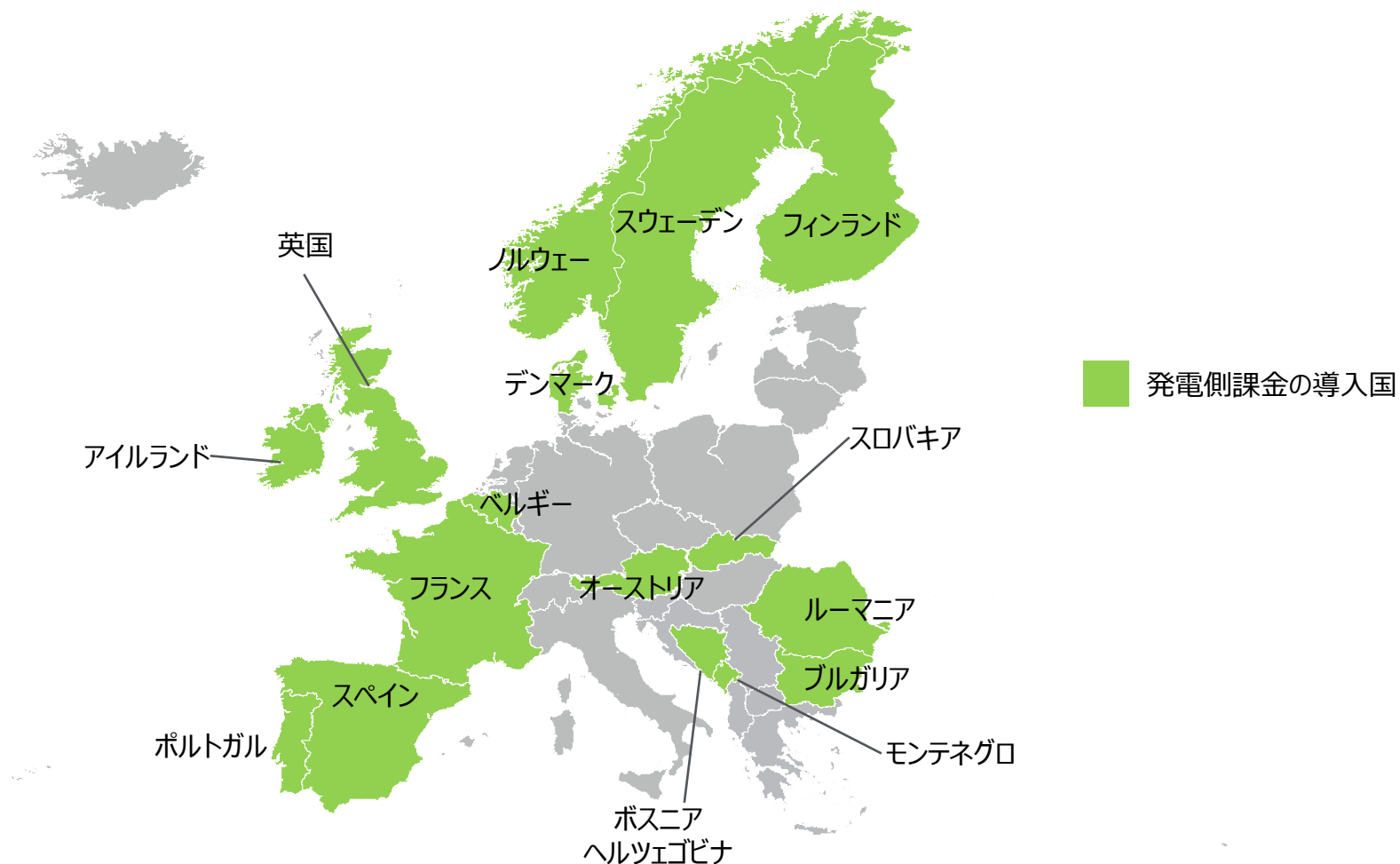
「発電側課金の導入について 中間とりまとめ概要」  
(2023年4月)



※ 算定イメージであり、実際の負担水準は異なる可能性がある点に留意する必要がある。

# 発電側課金に関する欧州の状況

- 欧州においては、発電側課金の導入が進んでいる。
- 発電側課金の導入国の1つである英国では、発電側課金の地域間料金差を設定することで、電源の立地誘導効果を図っている。

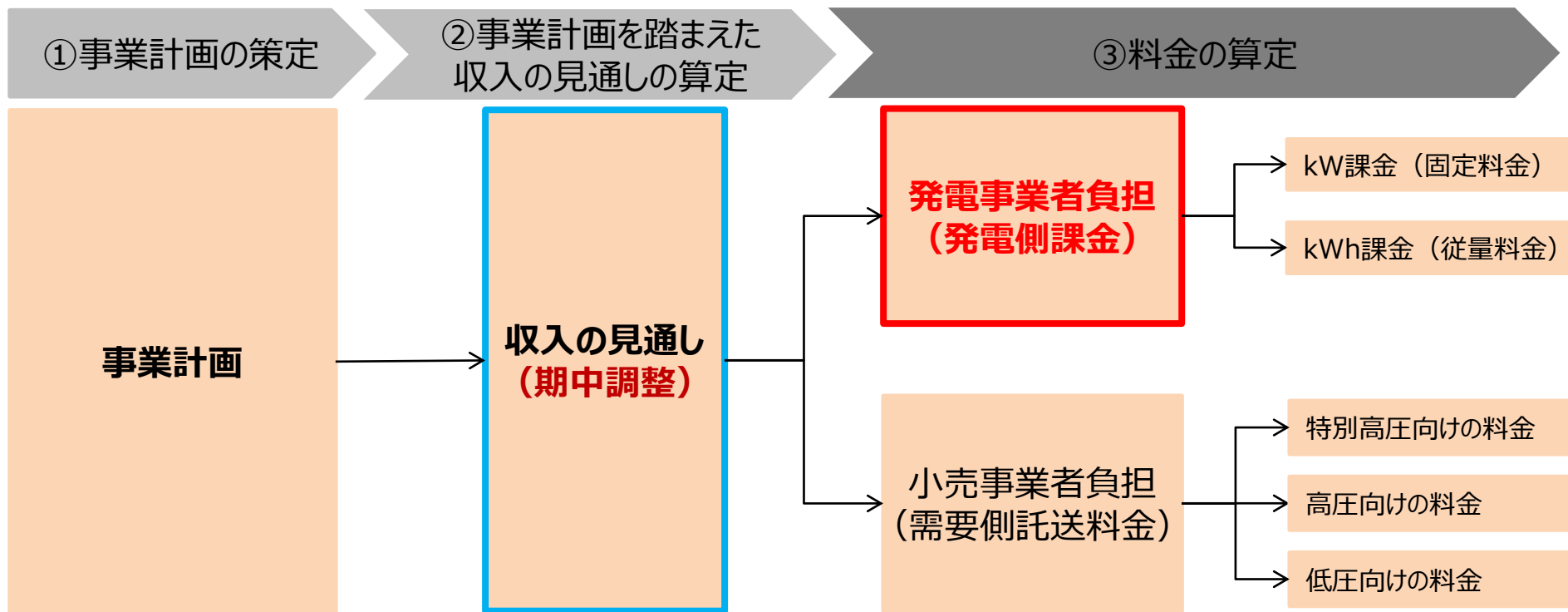


1. 託送料金制度（レベニューキャップ制度）の概要と  
前回の審査結果
2. 今回の期中調整の概要
3. 発電側課金の導入
4. 今後のスケジュール

# 期中調整と発電側課金との関係

- 2023年度から導入されたレベニューキャップ制度の収入の見通しについて、現在、期中調整（2024年度～2027年度）の申請が出されているところ。
- 期中調整が行われたあとの収入の見通しの範囲内で、原価を発電側課金と需要側託送料金に割り振り、それぞれ託送料金単価を設定し、2024年度から発電側課金を導入※。 ※導入にあたっては、収入の見通しの期中調整の承認、託送料金約款の認可が行われることが前提。

<イメージ>



計画に必要な費用の見積

料金×想定需要等(例：kW,kWh)が収入の見通しを超えない範囲で料金を設定

# 託送料金改定に向けたスケジュール

- 9月29日付けで各一般送配電事業者から収入の見通しの変更承認申請（期中調整申請）が経済産業大臣宛てになされたことを受けて、**電力・ガス取引監視等委員会において審査中**。
- 収入の見通しの期中調整の承認後、**料金単価の認可申請**（発電側課金の導入、期中調整の反映）**を受け、審査結果を踏まえて認可予定**。
- 周知期間を経て、**4月から新託送料金を適用する予定**。

