経済産業省

別紙２

第52回料金制度専門会合
資料４（2024年1月10日）

託送供給等約款の変更認可申請の審査について

第52回　料金制度専門会合
事務局提出資料

2024年1月10日

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

本日の議論内容

- 前回の専門会合において御審議いただいた以下の審査項目を踏まえ、事業者ヒアリング等を通じて事務局が行った検証内容について御報告させていただくとともに、これについて御意見をいただきたい。

第51回料金制度専門会合
資料３（2023年12月20日）
一部修正

発電側課金

- 料金算定規則に基づき、発電側課金で回収する額が適切に算定されていることについて検証を行う。
- 料金算定規則に基づき、発電側課金の課金単価が適切に算定されていることについて検証を行う。
- 発電側課金の割引単価及び割引エリアが適切に設定されていることについて検証を行う。

需要側託送料金

- 料金算定規則に基づき、各整理段階において、需要側の電圧別の託送原価が適切に費用の配分が行われていることについて検証を行う。
- 料金メニュー設定の妥当性（電気の供給を受ける者が託送供給等を受けることを著しく困難にするおそれがないこと等）について検証を行う。

共通・その他

- 2023年11月24日付けで経済産業大臣により承認された「収入の見通し」を超えない額の収入を基礎として算定されていることについて検証を行う（電気事業法第十八条第三項第一号関係）。
- 工事に関する費用の負担の方法等について、託送供給等約款に適正かつ明確に定められていることについて確認する。※

※一般規定に関するものであることから、その他の一般規定と同様に本委員会にて審議済。

託送供給等約款の変更認可申請に係る補正について（沖縄電力）①

- 前回の専門会合で指摘した沖縄電力の託送供給等約款の変更認可申請に係る書類の不備については、昨年12月22日の第481回電力・ガス取引監視等委員会での審議の結果、同日付けで経済産業大臣に意見の一次回答を行い、その後、当該回答を踏まえ、大臣から沖縄電力に対し申請内容の補正の求めがなされた。
- 沖縄電力からは、同25日付けで大臣宛てに、変更認可申請を補正した書類の提出がなされ、その後、同26日付けで大臣から本委員会に意見の求めがあったことから、本年１月５日の第482回電力・ガス取引監視等委員会において、提出された書類の内容の確認を実施し、大臣への意見の一次回答で**補正を行うことが適切であると指摘した３箇所全てについて、不備が解消**されていることについて確認を行った。加えて、**補正の内容を踏まえまずは料金制度専門会合にて審査を厳格に実施すべきと整理された**ところ。

【参考】前回の専門会合における指摘事項

第51回料金制度専門会合
資料３（2023年12月20日）

５．各一般送配電事業者の申請内容
③沖縄電力の申請内容について（概要）

- 今回意見聴取がなされた内容のうち、沖縄電力の変更認可申請に係る書類を精査したところ、以下の不備が発見された。

  (a) 約款別表に記載の割引対象変電所等について、割引対象基準に用いることとなっていない配電塔・変電塔が含まれている

  (b) 様式第６に記載の低圧需要及び合計の「口数」の値について、本来と異なる数字が記入されている

  (c) 様式第８に記載の「販売電力量又は発受電等量」の値について、本来と異なる数字が記入されている

- 上記の不備は、いずれも託送料金の算定プロセスに影響を及ぼす可能性があることから、沖縄電力の変更認可申請に係る書類の審査を実施するにあたっては、まずは**沖縄電力において、不備解消のため申請書類の補正を行っていただく必要があるのではないか**。また、発電側課金の導入スケジュールに鑑み、本件については**電力・ガス取引監視等委員会に速やかに報告し、意見回答について検討・審議いただくことが望ましいのではないか**。

沖縄電力の補正の内容ー不備（a）

第482回電力・ガス取引監視等委員会
資料　別添２（2024年１月５日）

- 託送供給等約款別表の「２　系統設備効率化割引の対象変電所等」について、割引対象基準に用いることとなっていない**配電塔・変電塔を対象から除外**し、**不備は解消**。

2023年12月１日付け変更認可申請

割引区分	割引対象変電所等
A－1	友寄変電所，西那覇変電所，北那覇変電所，牧港第一変電所
A－2	西原変電所
A－3	－
B－1	友寄変電所，高安変電所，小禄変電所，那覇変電所，東町変電所，壺川変電所，松尾変電所，古波蔵変電所，真玉橋変電所，上間変電所，与那原変電所，繁多川変電所，牧志変電所，久茂地変電所，西那覇変電所，泊変電所，曙変電所，勢理客変電所，宮城変電所，城間変電所，北那覇変電所，安室変電所，小那覇変電所，前田変電所，南上原変電所，安谷屋変電所，渡口変電所，瑞慶覧変電所，桑江変電所，北谷変電所，島袋変電所，中の町変電所，高原変電所，知花変電所，天願変電所，座喜味変電所，伊良皆第一変電所，屋良変電所，伊波変電所，新金武変電所，新名護変電所，伊平変電所
B－2	糸満変電所，阿波根変電所，与根変電所，南風原変電所，大名変電所，浦添変電所，牧港第一変電所，大山変電所，普天間変電所，美里変電所，中城湾変電所，喜仲変電所，与勝変電所，仲石変電所，石川変電所，冨着変電所，恩納変電所，安富祖変電所，喜瀬変電所，名護変電所，久松配電塔，石垣配電塔，登野城配電塔，名蔵配電塔，石垣第二発電所，竹富配電塔，小浜配電塔，西表東変電所，上原配電塔，伊原間変電塔

2023年12月25日付け補正

割引区分	割引対象変電所等
A－1	友寄変電所，西那覇変電所，北那覇変電所，牧港第一変電所
A－2	西原変電所
A－3	－
B－1	友寄変電所，高安変電所，小禄変電所，那覇変電所，東町変電所，壺川変電所，松尾変電所，古波蔵変電所，真玉橋変電所，上間変電所，与那原変電所，繁多川変電所，牧志変電所，久茂地変電所，西那覇変電所，泊変電所，曙変電所，勢理客変電所，宮城変電所，城間変電所，北那覇変電所，安室変電所，小那覇変電所，前田変電所，南上原変電所，安谷屋変電所，渡口変電所，瑞慶覧変電所，桑江変電所，北谷変電所，島袋変電所，中の町変電所，高原変電所，知花変電所，天願変電所，座喜味変電所，伊良皆第一変電所，屋良変電所，伊波変電所，新金武変電所，新名護変電所，伊平変電所
B－2	糸満変電所，阿波根変電所，与根変電所，南風原変電所，大名変電所，浦添変電所，牧港第一変電所，大山変電所，普天間変電所，美里変電所，中城湾変電所，喜仲変電所，与勝変電所，仲石変電所，石川変電所，冨着変電所，恩納変電所，安富祖変電所，喜瀬変電所，名護変電所，石垣第二発電所，西表東変電所

沖縄電力の補正の内容ー不備（b）

第482回電力・ガス取引監視等委員会
資料　別添２（2024年１月５日）

- 様式第６における低圧需要及び合計の「口数」の値について、**本来あるべき値**（現行の託送供給等約款の前提となっている値）**を記入**し、**不備は解消**。

2023年12月１日付け変更認可申請

様式第6（第12条関係）

送配電関連需要明細表

	最大電力 (10^3kW)	延契約電力 (10^3kW)	尖頭時責任電力 (10^3kW) 夏期	尖頭時責任電力 (10^3kW) 冬期	発受電等量 (10^3kWh)	口数（口）	販売電力量 (10^3kWh)
特別高圧需要	227	－	223	141	1,472,354	1,368	1,462,048
高圧需要	700	11,609	678	315	3,010,512	83,999	2,935,250
低圧需要	833	44,128	681	599	3,867,448	12,332,328	3,631,532
合計	1,760	55,737	1,582	1,055	8,350,314	12,417,695	8,028,830

（注）　上記はいずれも原価算定期間における各年度の平均値。なお，販売電力量について，原価算定期間の合計値は，特別高圧需要 7,310,238千kWh，高圧需要 14,676,248千kWh，低圧需要 18,157,665千kWh。

2023年12月25日付け補正

様式第6（第12条関係）

送配電関連需要明細表

	最大電力 (10^3kW)	延契約電力 (10^3kW)	尖頭時責任電力 (10^3kW) 夏期	尖頭時責任電力 (10^3kW) 冬期	発受電等量 (10^3kWh)	口数（口）	販売電力量 (10^3kWh)
特別高圧需要	227	－	223	141	1,472,354	1,368	1,462,048
高圧需要	700	11,609	678	315	3,010,512	83,999	2,935,250
低圧需要	833	44,128	681	599	3,867,448	12,332,382	3,631,532
合計	1,760	55,737	1,582	1,055	8,350,314	12,417,749	8,028,830

（注）　上記はいずれも原価算定期間における各年度の平均値。なお，販売電力量について，原価算定期間の合計値は，特別高圧需要 7,310,238千kWh，高圧需要 14,676,248千kWh，低圧需要 18,157,665千kWh。

低圧需要口数の下２桁の数字を補正

沖縄電力の補正の内容ー不備（c）

第482回電力・ガス取引監視等委員会
資料　別添２（2024年１月５日）

- 様式第８における「販売電力量又は発受電等量」の値について、本来あるべき値（現行の託送供給等約款の前提となっている値）となるよう**単位を修正**し、**不備は解消**。

2023年12月１日
付け変更認可申請

様式第8（第25条関連）

単位：10の６乗kWh

送配電関連需要種別原価等と需要側託送供給料金収入の比較表
及び発電側送配電関連原価等と発電側託送供給料金収入の比較表

（単位：千円）

需要種別等		固定費	可変費	需要家費	合計	販売電力量又は発受電等量（10⁶kWh）	単価（円/kWh）	想定料金収入
需要側	特別高圧需要	9,404,768	19,767,919	106,554	29,279,241	7,310,238	4.005	29,320,921
	高圧需要	53,583,951	40,457,831	711,256	94,753,038	14,676,248	6.456	94,647,679
	低圧需要	116,128,344	51,775,692	42,729,012	210,633,048	18,157,665	11.600	210,583,591
発電側		11,663,474			11,663,474	26,990,101	0.432	11,768,838

（記載注意）
様式第3の注1及び2と同様とすること。
（注）上記の三需要種別ごとの単価は、いずれも2023年度から2027年度の送配電関連需要種別原価等と販売電力量をもとに算定している。
なお、2024年度から2027年度の送配電関連需要種別原価等と販売電力量をもとに算定した三需要種別ごとの単価は、特別高圧需要分が3.954円/kWh、高圧需要分が6.387円/kWh、低圧需要分が11.530円/kWh。

2023年12月25日
付け補正

様式第8（第25条関連）

単位：10の**３乗**kWhに補正

送配電関連需要種別原価等と需要側託送供給料金収入の比較表
及び発電側送配電関連原価等と発電側託送供給料金収入の比較表

（単位：千円）

需要種別等		固定費	可変費	需要家費	合計	販売電力量又は発受電等量（10³kWh）	単価（円/kWh）	想定料金収入
需要側	特別高圧需要	9,404,768	19,767,919	106,554	29,279,241	7,310,238	4.005	29,320,921
	高圧需要	53,583,951	40,457,831	711,256	94,753,038	14,676,248	6.456	94,647,679
	低圧需要	116,128,344	51,775,692	42,729,012	210,633,048	18,157,665	11.600	210,583,591
発電側		11,663,474			11,663,474	26,990,101	0.432	11,768,838

（記載注意）
様式第3の注1及び2と同様とすること。
（注）上記の三需要種別ごとの単価は、いずれも2023年度から2027年度の送配電関連需要種別原価等と販売電力量をもとに算定している。
なお、2024年度から2027年度の送配電関連需要種別原価等と販売電力量をもとに算定した三需要種別ごとの単価は、特別高圧需要分が3.954円/kWh、高圧需要分が6.387円/kWh、低圧需要分が11.530円/kWh。

託送供給等約款の変更認可申請に係る補正について（沖縄電力）②

- 沖縄電力から提出された補正の内容について、託送料金の算定プロセスへの影響を確認したところ、**発電側及び需要側への費用配賦の結果や託送供給等約款に記載される発電側の課金単価等及び需要側託送料金の各料金単価への影響はなかった**。
  ※不備（a）に係る補正を踏まえた再計算の結果については、割引相当額付加単価（申請書類上は当該付加単価を加味したkW課金単価が記載されている）の小数点以下第４位以下の数字が変動したものの、四捨五入の結果、計算上用いる小数点以下第３位までの値に変動はなかった。
  ※不備（b）及び（c）については、バックデータから様式への数値の転記ミスによるものであるところ、各単価等の計算は正しいバックデータを用いて行われていたため、補正による影響はない。

【報告事項】一般規定の変更内容等の本委員会での審査結果について

- 前回の専門会合において御報告した**一般規定の変更内容等**については、昨年12月22日の第481回電力・ガス取引監視等委員会において審査を行い、**問題がないと整理**された。

第481回電力・ガス取引監視等委員会
資料３（2023年12月22日）

一般規定の変更内容に係る審査について

- 一般規定の変更内容については、電気事業法第１８条第３項各号に照らし、**適合していると認められるのではないか**。
  （１）発電側課金の導入に係る規定の追加
  （２）需要側託送料金における制限・中止時の割引の廃止（2024年度末）
  （３）一次調整力の機能のみを提供する電源の取り扱い（沖縄電力を除く）
  （４）需要計画、発電計画、需要抑制計画等各種計画に係る「翌々日計画」の追加
  （５）系統連系技術要件（約款別冊）の変更
  （６）損失率の定期変更（中国電力NW、沖縄電力）

【事務局案】

1号	料金が第十七条の二第一項の承認を受けた収入の見通しを超えない額の収入をその算定の基礎とするものであること。	－（今回の一般規定の変更内容のうち、本号に基づいて審査すべき事項はない）
2号	第一項の認可の申請に係る託送供給等約款により電気の供給を受ける者が託送供給等を受けることを著しく困難にするおそれがないこと。	今般の変更認可申請により追加・変更されている規定は、託送供給等を受けることを妨げるような不当に厳しい供給条件を設定するものではないことから、電気の供給を受けようとする者が託送供給等を受けることを著しく困難にするおそれはないと認められる。
3号	料金の額の算出方法が適正かつ明確に定められていること。	今般の変更認可申請により追加されている発電側課金の導入に係る規定は、料金表等において料金率、計算式、参照すべき指標等が定められており、料金の額の算出方法が適正かつ明確に定められていると認められる。
4号	一般送配電事業者及び第一項の認可の申請に係る託送供給等約款により電気の供給を受ける者の責任に関する事項並びに電気計器及び工事に関する費用の負担の方法が適正かつ明確に定められていること。	今般の変更認可申請により追加されている発電側課金の導入に係る規定、需要計画等各種計画に係る翌々日計画及び系統連携技術要件の変更は、電気の供給を受ける者の責任および電気計器等に関する費用負担について、適正かつ明確に定められていると認められる。
5号	特定の者に対して不当な差別的取扱いをするものでないこと。	今般の変更認可申請により追加・変更されている規定は、需要家の電気の使用形態（電圧別や契約別）等に基づき料金等を設定しているが、正当な理由に基づく取扱いであり、特定の者に対して不当な差別的な取扱いをするものではないと認められる。
6号	前各号に掲げるもののほか、公共の利益の増進に支障がないこと。	今般の変更認可申請により追加・変更されている規定は、公共の利益の増進に支障がないと認められる。

【参考】前回の専門会合での報告内容

７．【報告事項①】一般規定の変更内容（本委員会審議事項）　1/2

- 各一般送配電事業者より変更認可申請がなされた託送供給等約款のうち、本委員会で審議するその他の変更内容については、以下のとおり。

（１）発電側課金の導入に係る規定の追加

発電側課金の導入に係り、規定の追加を行う。主な内容は以下のとおり。

- 発電側課金の一般送配電事業者への支払いに関して、**発電者と発電契約者が同一の者でない場合**は、**発電契約者が一般送配電事業者を代理して発電者から発電側課金相当額を回収**し、一般送配電事業者に対して支払う。**発電者と発電契約者が同一の場合**は、**直接、一般送配電事業者に対して発電側課金を支払う**。
- 料金が支払い期日を経過してもなお支払われない場合や、発電契約者と一般送配電事業者が、発電者の料金等の支払いに関する期日をあらかじめ定めた場合で、**あらかじめ定めた支払いに関する期日を経過しても、なお発電者から支払いがなされていない時、一般送配電事業者は系統連系受電契約（発電側課金に関する契約）及びその前提となる発電量調整供給契約を解約することがある**。
- **緊急時の作業停止や設備故障時における出力制御など、送配電設備起因かつ出力制御の予見性がない場合において割引**（発電側課金における制限・中止割引）**を設定**する。
  ※　（需要側）託送料金の制限・中止割引に関しては2024年度末をもって廃止することとしており、発電側課金における同割引の扱いに関しては、今後、論点になり得る。
- **発電者が同時最大受電電力※を超えて発電または放電した場合**には、一般送配電事業者は、**超過電力にkW課金単価を乗じて得た金額の1.5倍に相当する額を契約超過金として請求することを規定**。
  ※　発電者の電気設備と一般送配電事業者の供給設備との接続点における最大電力（kW）で、発電契約者または発電者と一般送配電事業者との協議により発電場所ごとにあらかじめ定めた値。
- **不使用月については発電側課金（kW課金）を半額とする**。不使用月の判定は逆潮実績の有無で判断する。

【参考】前回の専門会合での報告内容

７．【報告事項①】一般規定の変更内容（本委員会審議事項）　２/２

（２）需要側託送料金における制限･中止時の割引の廃止（2024年度末）

- 自然災害に伴う送配電設備の故障や設備保全工事等による停電など、一般送配電事業者が需要者の電気の使用を制限または中止した場合は、（需要側）託送料金の基本料金の割引を行っているが、**2024年度末をもって当該割引を廃止することを規定**。

※　１．割引率：低圧及び高圧500kW未満は延べ日数１日ごとに４%、高圧500kW以上及び特別高圧は延べ時間1時間ごとに0.2%

（３）一次調整力の機能のみを提供する電源の取り扱い（沖縄電力を除く）

- **一次調整力を単一調整力として落札した場合については、託送約款上の調整電源または調整負荷として扱わない**旨を追加。

（４）需要計画、発電計画、需要抑制計画等各種計画に係る「翌々日計画」の追加

- **需要計画、発電計画、需要抑制計画等各種計画に係る「翌々日計画」について、通知の内容及び期限を追加**。

（５）系統連系技術要件（託送供給等約款別冊）の変更

- **自家用電気工作物へのサイバーセキュリティ対策に係る要件の追加及び電圧変動対策の追加等**。

（６）損失率の定期変更（中国電力NW、沖縄電力）

- **電圧別の損失率を、2019年度から2021年度までの実績の平均値から、2020年度から2022年度までの実績の平均値に変更**。

※　２．損失率は、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（送電ロス）の比率をいう。

※　３．第65回制度設計専門会合（2021年10月）において、スマートメーター設置完了以降の年度は、直近改定値を残りの規制期間に用いることと整理されたところ、中国電力NW及び沖縄電力を除く８事業者については、既に設置が完了済みまたは完了見込みであるため、今回損失率の変更は実施しない（期中の乖離により発生する変動分については、レベニューキャップ制度上で事後検証を行った上で必要に応じて翌期に調整を実施する）。

需要側託送料金の電圧別平均単価の概要

第51回料金制度専門会合
資料３（2023年12月20日）
一部修正

- 変更認可申請がなされた需要側託送料金の電圧別の平均単価は、以下のとおり。
- 発電側課金の導入影響により、需要側託送料金における改定率は、特別高圧で▲6%～▲19%、高圧で▲5%～▲13%、低圧で▲3%～▲6%となっている。いずれの事業者においても高位電圧の方が改定率の減少幅が大きいのは、高位電圧ほど上位系統に係る費用の占める割合が大きいためである。

	（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	億円※1	81	378	1,533	741	152	855	345	99	479	58
	円/kWh※1	2.54	1.89	2.05	1.76	1.97	2.03	1.81	1.97	2.32	3.95
	改定率※2 (うち発電側課金影響※3)	▲10.5% (▲12.9%)	▲18.5% (▲18.5%)	▲14.6% (▲14.2%)	▲15.0% (▲14.5%)	▲16.2% (▲17.0%)	▲14.7% (▲16.4%)	▲12.5% (▲12.0%)	▲17.6% (▲18.7%)	▲11.5% (▲12.6%)	▲6.2% (▲6.9%)
高圧	億円※1	571	1,296	3,576	1,633	428	1,907	810	421	1,224	187
	円/kWh※1	4.42	4.24	3.78	3.49	4.02	4.34	4.39	4.20	4.19	6.39
	改定率※2 (うち発電側課金影響※3)	▲8.1% (▲10.0%)	▲12.2% (▲12.4%)	▲10.8% (▲10.4%)	▲10.7% (▲10.7%)	▲12.0% (▲12.7%)	▲10.5% (▲11.8%)	▲7.7% (▲7.6%)	▲12.6% (▲13.5%)	▲8.9% (▲10.0%)	▲5.1% (▲5.6%)
低圧	億円※1	1,228	2,700	8,485	3,469	755	3,836	1,813	909	2,981	419
	円/kWh※1	9.65	10.18	8.58	9.13	8.43	7.82	9.28	9.22	9.34	11.53
	改定率※2 (うち発電側課金影響※3)	▲3.7% (▲5.0%)	▲5.3% (▲5.6%)	▲4.9% (▲4.9%)	▲4.0% (▲4.2%)	▲6.1% (▲6.9%)	▲4.6% (▲5.9%)	▲3.6% (▲3.7%)	▲5.1% (▲5.5%)	▲3.5% (▲4.6%)	▲2.9% (▲3.2%)
合計	億円※1	1,881	4,374	13,594	5,843	1,336	6,597	2,968	1,429	4,684	664
	円/kWh※1	6.52	5.67	5.06	4.60	4.89	4.88	5.20	5.73	5.73	8.27
	改定率※2 (うち発電側課金影響※3)	▲5.4% (▲6.9%)	▲8.7% (▲8.9%)	▲7.8% (▲7.5%)	▲7.6% (▲7.6%)	▲9.3% (▲10.0%)	▲7.9% (▲9.1%)	▲5.9% (▲5.8%)	▲8.4% (▲9.0%)	▲5.9% (▲6.9%)	▲3.8% (▲4.2%)

※１　2024～2027年度平均。kWhあたり単価は、電圧別の託送原価を想定kWhで除することにより算定。
※２　現行のkWhあたり単価（2023～2027年度平均。算定方法は※1と同様）からの改定率。
※３　発電側負担原価を2:1:1比率で需要側の電圧別に配分したと仮定して算定した、電圧別平均単価の減少影響をもとに、改定率の内数を算定。

発電側課金の課金単価等の概要

第51回料金制度専門会合
資料３（2023年12月20日）

- 申請された発電側課金の課金単価等は、以下のとおり。

申請された発電側課金の課金単価等

	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	全国平均
kW課金単価（円/kW･月）	**110.00**	**93.04**	**87.01**	**80.42**	**93.47**	**97.98**	**85.02**	**92.73**	**85.10**	**69.95**	**89.47**
kW課金単価（特別高圧系統のある離島）（円/kW･月）	-	80.83	-	-	-	-	76.98	-	79.57	67.60	-
kW課金単価（特別高圧系統のない離島）（円/kW･月）	102.30	80.80	79.85	-	88.68	-	76.93	-	79.53	67.58	-
割引A-1（円/kW･月）	**59.40**	**34.02**	**30.86**	**42.25**	**27.73**	**32.19**	**37.24**	**46.92**	**38.56**	**16.50**	**36.57**
割引A-2（円/kW･月）	**19.80**	**13.73**	**11.44**	**17.60**	**9.82**	**11.55**	**13.56**	**14.66**	**15.86**	**8.51**	**13.65**
基幹系統接続電源	9.90	6.86	5.72	8.80	4.92	5.78	6.79	7.34	7.93	4.26	6.83
割引A-3（円/kW･月）	**9.90**	**6.86**	**5.72**	**8.80**	**4.92**	**5.78**	**6.79**	**7.34**	**7.93**	**4.26**	**6.83**
基幹系統接続電源	4.95	3.43	2.86	4.40	2.45	2.89	3.39	3.66	3.97	2.13	3.41
割引B-1（円/kW･月）	**42.90**	**46.77**	**48.99**	**33.36**	**60.95**	**60.35**	**39.69**	**39.97**	**39.74**	**51.07**	**46.38**
割引B-2（円/kW･月）	**13.20**	**18.92**	**17.80**	**13.66**	**21.54**	**21.92**	**14.47**	**10.40**	**16.36**	**26.19**	**17.45**
kWh課金単価（円/kWh）	**0.35**	**0.29**	**0.28**	**0.26**	**0.28**	**0.32**	**0.28**	**0.25**	**0.23**	**0.24**	**0.28**

※１　託送供給等約款においては、発電側課金の料金は系統連系受電サービス料金として記載されている。
※２　kW課金単価は、割引相当額付加単価込みの値。
※３　離島等供給約款適用地域のうち、基幹系統及び特別高圧系統が存在しない離島については、割引制度の適用除外地域とし、その他の割引制度適用地域における電源への割引の実施に伴う割引相当額付加単価を上乗せしないkW課金単価を適用する。基幹系統は存在しないものの、特別高圧系統が存在する地域は、割引Aの適用除外地域とし、その他の割引A適用地域における電源への割引Aの実施に伴う単価を上乗せしないkW課金単価を適用。
※４　需要地近接性評価割引制度と同様、基幹系統接続電源の割引単価は、特別高圧系統接続電源の割引単価の1/2とするため（割引A-1を除く）、基幹系統接続電源の割引A-2、A-3については、その他電源の同割引単価の半額適用となる（基幹系統以外の接続電源は、A-2、A-3についても全額適用となる）。
※５　需要地近接性評価割引制度の適用を受けていた電源（暫定措置のものは除く）については、経過措置として、引き続き割引対象とする。経過措置の期間は、その次の割引対象地域の見直し時までとし、当該期間中は、割引A-2･B-2を適用する（経過措置対象電源のうち、発電側課金の割引単価がA-2･B-2を下回る電源に対して、当該単価を適用）。

１．発電側及び需要側への費用配賦
（１）費用配賦のプロセス
（２）発電側課金で回収する額の算定

２．発電側課金単価等の設定

３．需要側託送料金のレートメーク

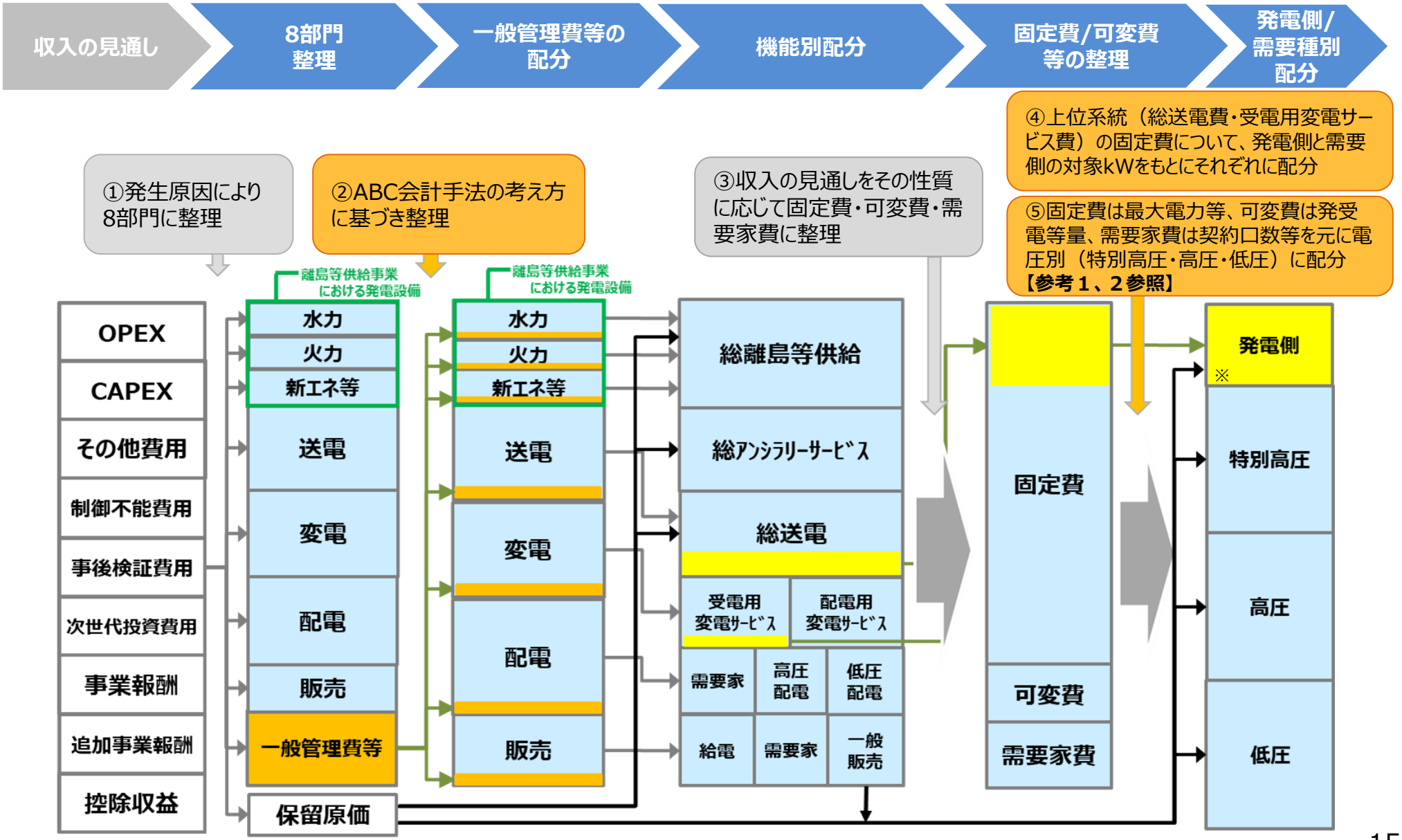
４．収入の見通しを上回らないことの確認

５．審査結果及び今後の対応方針

（１）費用配賦のプロセス

第51回料金制度専門会合
資料３（2023年12月20日）
一部修正

- 費用配賦の具体的なプロセスについては、以下のとおり。



※保留原価のうち、発電側へ配賦される原価は、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16条～18条により算定されたもののみであり、今回は該当なし。

【参考１】固定費・可変費・需要家費における需要種別配分について

- 固定費・可変費・需要家費における需要種別配分については以下のとおり。各一般送配電事業者は、固定費・可変費・需要家費について、一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則（以下、「料金算定規則」という。）に基づき、特別高圧・高圧・低圧への配分を行っている。

※発電側配賦後の数値

【参考２】固定費の配分方法について

（料金算定規則第12条第５項、第13条第２項第１号、第２号）

- 固定費（販売電力量の増減とは直接の関係がなく固定的に発生する費用であり、概ねkWに比例する費用が対象）の需要種別への配分方法として、 以下の２つの方法が採用されている。

（１）**「２：１：１法」**

以下の①～③項目の合成により、固定費※を３需要種別（特別高圧、高圧、低圧）に配分する方法。

※総離島等供給費、総アンシラリーサービス費、総送電費、受電用変電サービス費、給電費のうち、固定費に配分された費用

①各需要種別の最大電力（kW）の百分率に「２」のウェイト。

②夏期及び冬期の尖頭時（ピーク時）における各需要種別の需要電力（kW）の百分率に「１（夏期：0.5、冬期：0.5）」のウェイト。

③各需要種別の発受電等量（kWh）の百分率に「１」のウェイト。

（２）**「２：１法」**

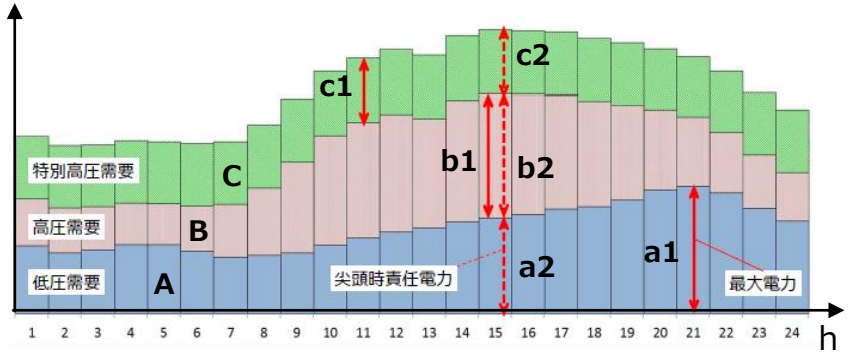
以下の①・②項目の合成により固定費※を２需要種別（高圧、低圧）に配分する方法。

※配電用変電サービス費、高圧配電費のうち、固定費に配分された費用

①各需要種別の延契約電力（kW）の百分率に「２」のウェイト。

②各需要種別の発受電等量（kWh）の百分率に「１」のウェイト。

２：１：１法のイメージ



	最大電力の比	尖頭時の需要電力の比	電力量の比
特別高圧	c1/(a1+b1+c1)	c2/(a2+b2+c2)	C/(A+B+C)
高圧	b1/(a1+b1+c1)	b2/(a2+b2+c2)	B/(A+B+C)
低圧	a1/(a1+b1+c1)	a2/(a2+b2+c2)	A/(A+B+C)

配分手法	説明
最大電力(kW)（延契約電力）	・契約電力で系統を利用する権利を確保している実態を把握。 ・各電圧ごとのピーク時の高さ（電圧ごとに時点が異なる）を反映可能。
発受電等量(kWh)	・使用電力量分だけ設備を利用している実態を把握。 ・１時点だけではなく、各電圧の時間帯別のウエイトの違いを反映可能。
尖頭時（ピーク時）における需要電力	・全体のピーク時の高さに耐えられるように設備形成している実態を把握。 ・夏期・冬期ピーク時における電圧別ウエイトを反映可能。

(1) 費用配賦のプロセス　－配分比率の検証結果－

- 固定費及び可変費の配分にあたっては、**各事業者とも現行の託送供給等約款における需要側託送料金の算定に用いたものと同一の比率を使用している**ことを申請様式等により確認した。

固定費の配分比率

2:1:1法	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	8.5%	20.1%	21.7%	26.8%	20.7%	25.2%	25.7%	15.9%	19.7%	14.3%
高圧	45.2%	42.9%	37.2%	41.3%	42.3%	38.7%	36.3%	46.3%	39.2%	38.0%
低圧	46.2%	37.0%	41.1%	31.9%	37.0%	36.1%	38.0%	37.8%	41.1%	47.7%

2:1法	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
高圧	33.1%	36.2%	29.8%	34.9%	36.1%	35.2%	36.7%	36.3%	29.1%	28.5%
低圧	66.9%	63.8%	70.2%	65.1%	63.9%	64.8%	63.3%	63.7%	70.9%	71.5%

可変費の配分比率

発受電等量比3需要種別	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	10.7%	25.0%	27.1%	32.6%	27.3%	30.5%	32.5%	19.4%	24.4%	17.6%
高圧	44.2%	39.5%	35.0%	36.7%	38.6%	32.2%	32.2%	39.8%	35.1%	36.1%
低圧	45.1%	35.5%	37.9%	30.7%	34.1%	37.4%	35.3%	40.8%	40.5%	46.3%

発受電等量比2需要種別	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
高圧	49.5%	52.7%	48.0%	54.4%	53.1%	46.3%	47.7%	49.4%	46.4%	43.8%
低圧	50.5%	47.3%	52.0%	45.6%	46.9%	53.7%	52.3%	50.6%	53.6%	56.2%

※資料上は小数点以下第１位までを参考値として記載しているため、実際の配分に用いた比率（小数点以下でより細かい数値を用いているケースがある）とは異なる場合がある。

【参考】各事業者における電圧別の最大電力、尖頭時責任電力、発受電等量

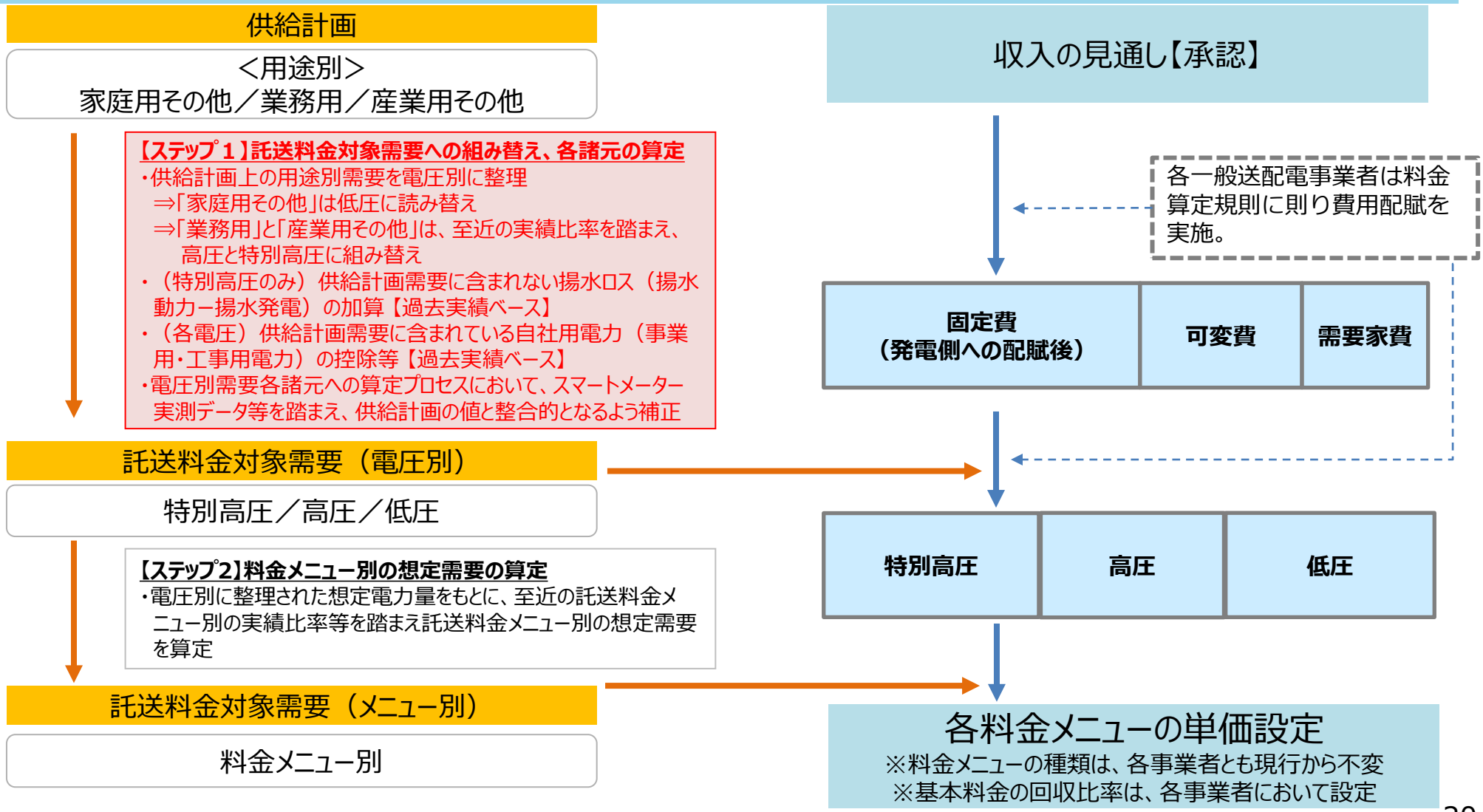
実数	電圧種別	北海道電力NW	東北電力NW	東京電力PG	中部電力PG	北陸電力送配電	関西電力送配電	中国電力NW	四国電力送配電	九州電力送配電	沖縄電力
年間最大電力（千kW）	特別高圧	455	2,835	11,706	6,599	1,028	6,763	2,636	741	3,015	227
	高圧	2,624	6,564	22,806	11,351	2,405	11,820	4,195	2,456	6,895	700
	低圧	3,056	6,265	25,604	9,364	2,389	10,457	4,905	1,944	6,469	833
尖頭時責任電力<夏期>（千kW）	特別高圧	415	2,523	11,526	6,599	1,020	6,644	2,803	738	2,903	223
	高圧	2,364	6,351	22,806	11,351	2,424	11,743	4,532	2,454	6,895	678
	低圧	1,383	4,058	19,184	6,693	1,478	8,784	3,192	1,668	5,534	681
尖頭時責任電力<冬期>（千kW）	特別高圧	364	2,528	9,352	6,039	1,023	5,785	2,581	675	2,317	141
	高圧	2,262	6,438	15,777	10,376	2,371	9,842	4,195	2,086	4,420	315
	低圧	2,350	4,588	22,288	6,803	1,725	9,317	3,806	1,483	7,847	599
発受電等量（百万kWh）	特別高圧	3,255	20,392	75,873	43,177	7,810	43,333	19,564	5,110	20,901	1,472
	高圧	13,514	32,216	98,209	48,647	11,036	45,764	19,389	10,479	30,115	3,011
	低圧	13,781	28,895	106,233	40,740	9,732	53,181	21,255	10,743	34,769	3,867

2:1:1法における各比率※	電圧種別	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
年間最大電力（kW）	特別高圧	7.4%	18.1%	19.5%	24.2%	17.7%	23.3%	22.5%	14.4%	18.4%	12.9%
	高圧	42.8%	41.9%	37.9%	41.6%	41.3%	40.7%	35.7%	47.8%	42.1%	39.8%
	低圧	49.8%	40.0%	42.6%	34.3%	41.0%	36.0%	41.8%	37.8%	39.5%	47.3%
尖頭時責任電力（kW）<夏期と冬期の平均>	特別高圧	8.7%	19.1%	20.6%	26.4%	20.4%	23.8%	25.5%	15.5%	17.4%	13.7%
	高圧	51.1%	48.3%	37.9%	45.4%	47.8%	41.3%	41.4%	49.9%	37.6%	36.4%
	低圧	40.2%	32.6%	41.4%	28.2%	31.9%	34.8%	33.1%	34.6%	44.9%	49.9%
発受電等量（kWh）	特別高圧	10.7%	25.0%	27.1%	32.6%	27.3%	30.5%	32.5%	19.4%	24.4%	17.6%
	高圧	44.2%	39.5%	35.0%	36.7%	38.6%	32.2%	32.2%	39.8%	35.1%	36.1%
	低圧	45.1%	35.5%	37.9%	30.7%	34.1%	37.4%	35.3%	40.8%	40.5%	46.3%

※資料上は小数点以下第１位までを参考値として記載しているため、実際の配分に用いた比率（小数点以下でより細かい数値を用いているケースがある）とは異なる場合がある。

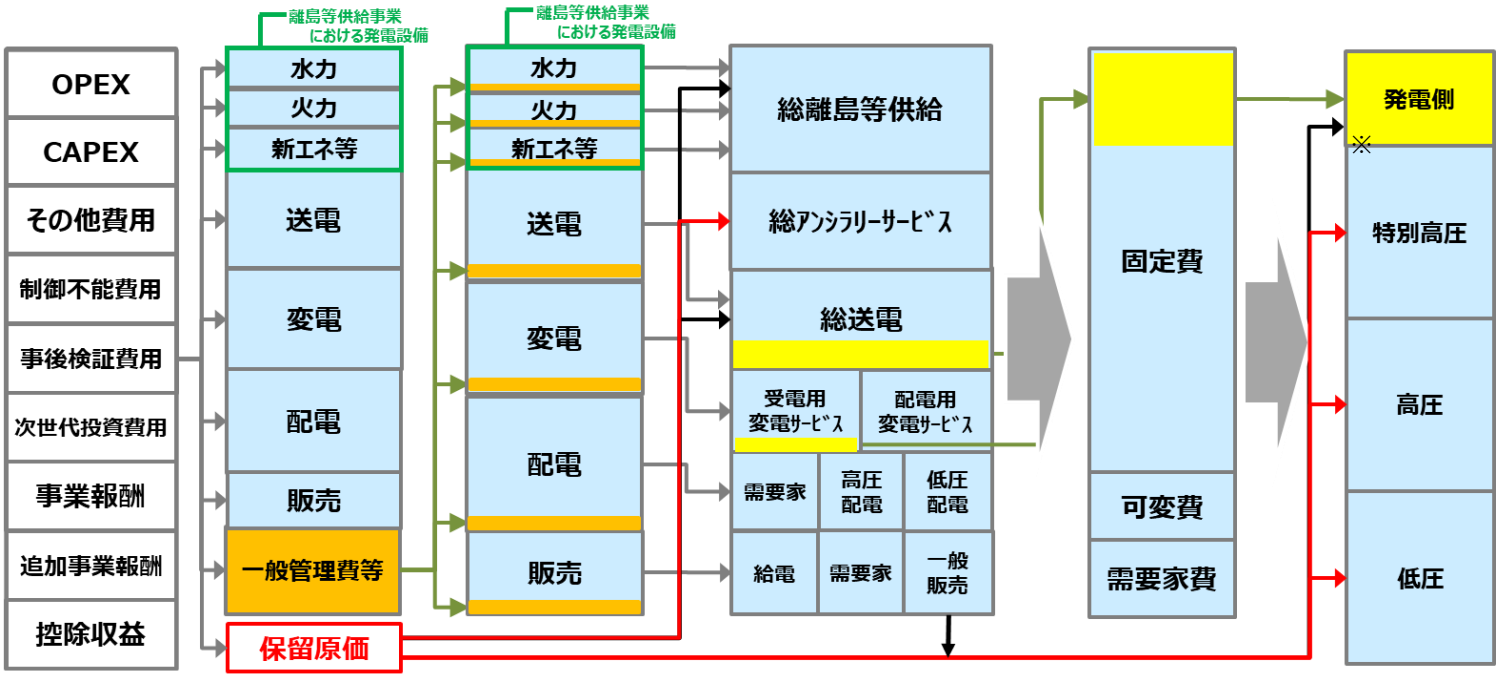
（１）費用配賦のプロセス　－需要や最大電力等の算定方法－

- 各需要種別の需要や最大電力等について、以下の【ステップ１】のとおり、各事業者とも供給計画及び過去実績等を踏まえ、託送料金対象需要への組み替え及び各諸元の算定を行っている。



（１）費用配賦のプロセス　－配賦計算（需要側）の検証結果－

- **収入の見通しから３需要種別への費用配賦**については、各事業者とも**料金算定規則に基づき各整理段階において適切に行っている**ことを申請様式等により確認した。
- なお、2023年11月24日付けで経済産業大臣により承認された収入の見通しにおける**期中調整額は、主に８部門とは別の「保留原価」に整理された上で、３需要種別へ配賦している**（今回の期中調整額のうち発電側へ配賦される原価はない）。
- 以上を踏まえ、各事業者とも**適切に費用配賦を実施している**と考えられる。



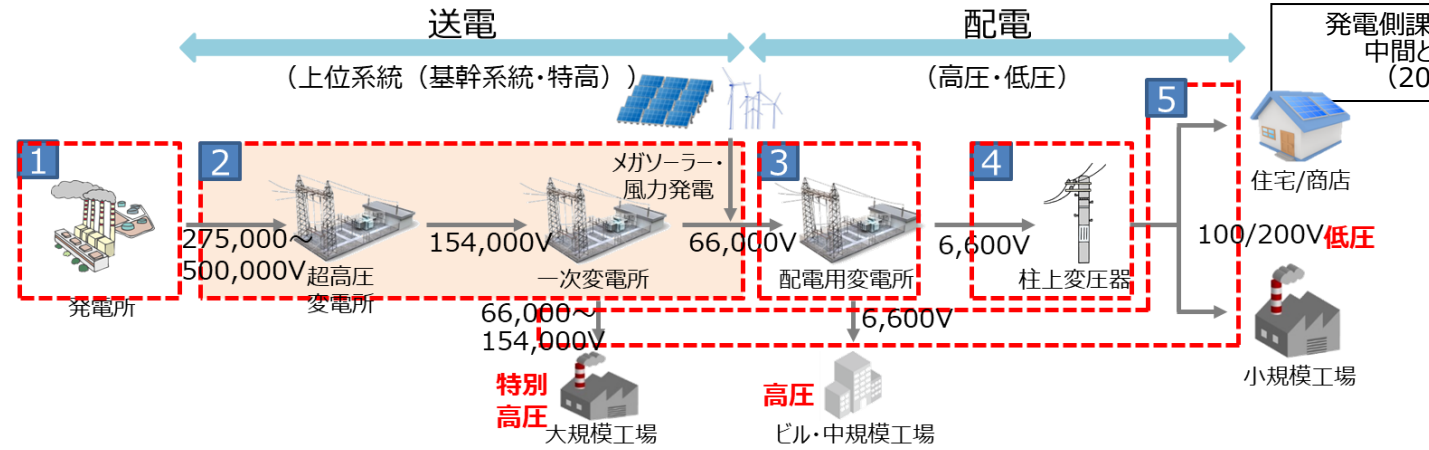
※今回の期中調整額は、保留原価に整理された上で、赤線で示したプロセスを経て３需要種別へ配賦されている。保留原価のうち、発電側へ配賦される原価は、一般送配電事業者による託送供給等に係る収入の見通しに関する省令第16～18条により算定されたもののみであり、今回は該当なし。

（２）発電側課金で回収する額の算定

- 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。

※１．調達期間等内の既認定FIT/FIPは、調達期間等が終了してから発電側課金の対象となるため、発電側の負担には含めない。

上位系統の固定費のイメージ

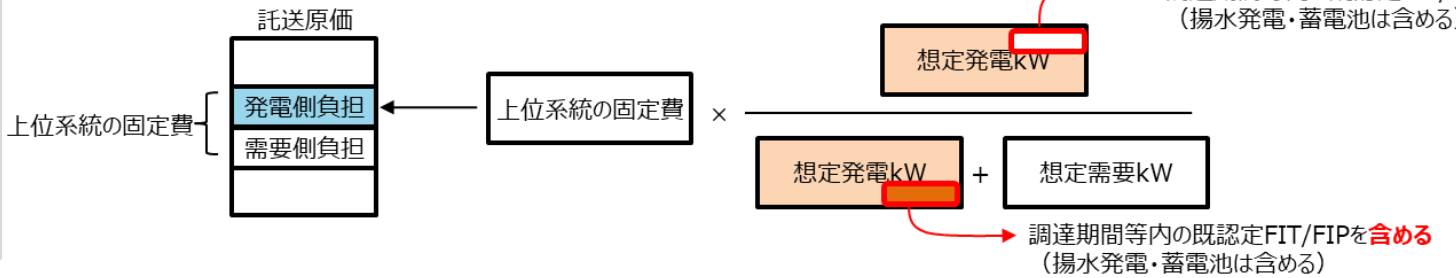


発電側課金の導入について
中間とりまとめ　概要
（2023年４月）

	離島供給費	給電費	ｱﾝｼﾗﾘｰｻｰﾋﾞｽ費	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	1 835	1,773	2 10,594	3,753	3 2,201	10,807	4 4,250	5 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）

発電側で回収する費用の算出方法



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）

※２．想定発電kWと想定需要kWは、いずれも契約電力kWの合計に関する想定値。需要側は発電側と比べて、同時に最大になる可能性が低いなどの理由から、想定発電kWと想定需要kWは異なる値となる。

（２）発電側課金で回収する費用の算定　－検証結果－

- 各事業者が発電側課金で回収する費用等については、以下のとおり。
- **発電側で負担する比率や発電側課金で回収する費用**については、**各事業者とも料金算定規則に基づき適切に算出している**ことを確認した。

	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
①上位系統の固定費（単位：億円）	555	1,385	4,017	1,572	442	2,051	737	430	1,384	106
②発電側で負担する比率	24.7%	30.8%	27.6%	30.5%	33.5%	31.5%	24.9%	32.7%	24.8%	27.5%
（ｉ）想定発電kW（単位：MW）（調達期間等内の既認定FIT/FIPを含めない）	90,908	298,059	823,962	390,907	103,453	391,958	138,117	95,906	245,660	24,300
（ii）想定発電kW（単位：MW）（調達期間等内の既認定FIT/FIPを含める）	127,912	434,015	1,019,264	502,410	124,694	473,291	230,279	135,643	393,275	28,228
（iii）想定需要kW（単位：MW）	240,233	532,349	1,963,288	780,576	184,395	769,665	323,998	157,513	598,004	60,113
③発電側課金で回収する費用（単位：億円）	137	427	1,109	479	148	647	184	141	343	29

※１　上記の表は、単年度（2024～2027年度の４年平均）の額を記載したもの。
※２　想定発電kWに関しては、制度設計専門会合で議論し、供給計画に基づき設定することと整理された。
※３　想定需要kWに関しては、各一般送配電事業者において、需要実績から人口推計等を活用して想定し、算出したものとなっていることを確認した。
※４　想定発電kWと想定需要kWは、いずれも契約電力kWの合計に関する想定値。想定発電kWと想定需要kWが異なる理由として、需要側は発電側と比べて、同時に最大になる可能性が低いなどの理由から、想定発電kWと想定需要kWは異なる値となる。

発電側及び３需要種別への配分結果の概要

- 変更認可申請がなされた発電側及び需要側の３需要種別へ配分された原価は、以下のとおり。

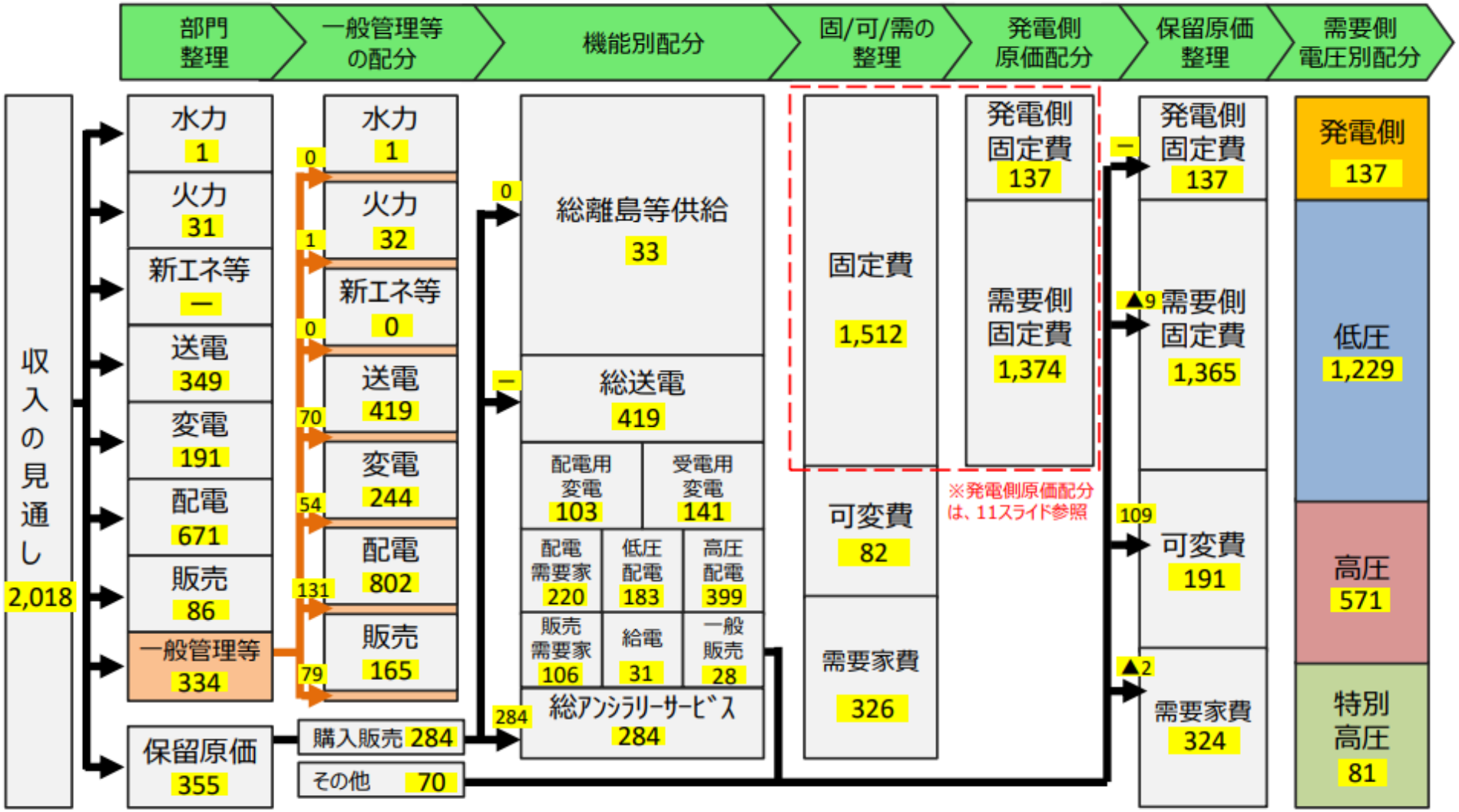
（単位：億円）	北海道電力NW	東北電力NW	東京電力PG	中部電力PG	北陸電力送配電	関西電力送配電	中国電力NW	四国電力送配電	九州電力送配電	沖縄電力
①需要側合計	1,881	4,374	13,594	5,843	1,336	6,597	2,968	1,429	4,684	664
特別高圧	81	378	1,533	741	152	855	345	99	479	58
高圧	571	1,296	3,576	1,633	428	1,907	810	421	1,224	187
低圧	1,229	2,700	8,485	3,469	755	3,836	1,813	909	2,981	419
②発電側合計	137	427	1,109	479	148	647	184	141	343	29
収入の見通し（＝①＋②）	2,018	4,801	14,703	6,322	1,483	7,244	3,152	1,570	5,027	693

※　上記の数値は全て2024～2027年度平均。端数処理の関係により、合計の数値が、内訳の数値の合計と一致しない場合がある。

【北海道電力NW】発電側及び３需要種別への配分フロー

第51回料金制度専門会合
資料３－１（2023年12月20日）

（億円／年）



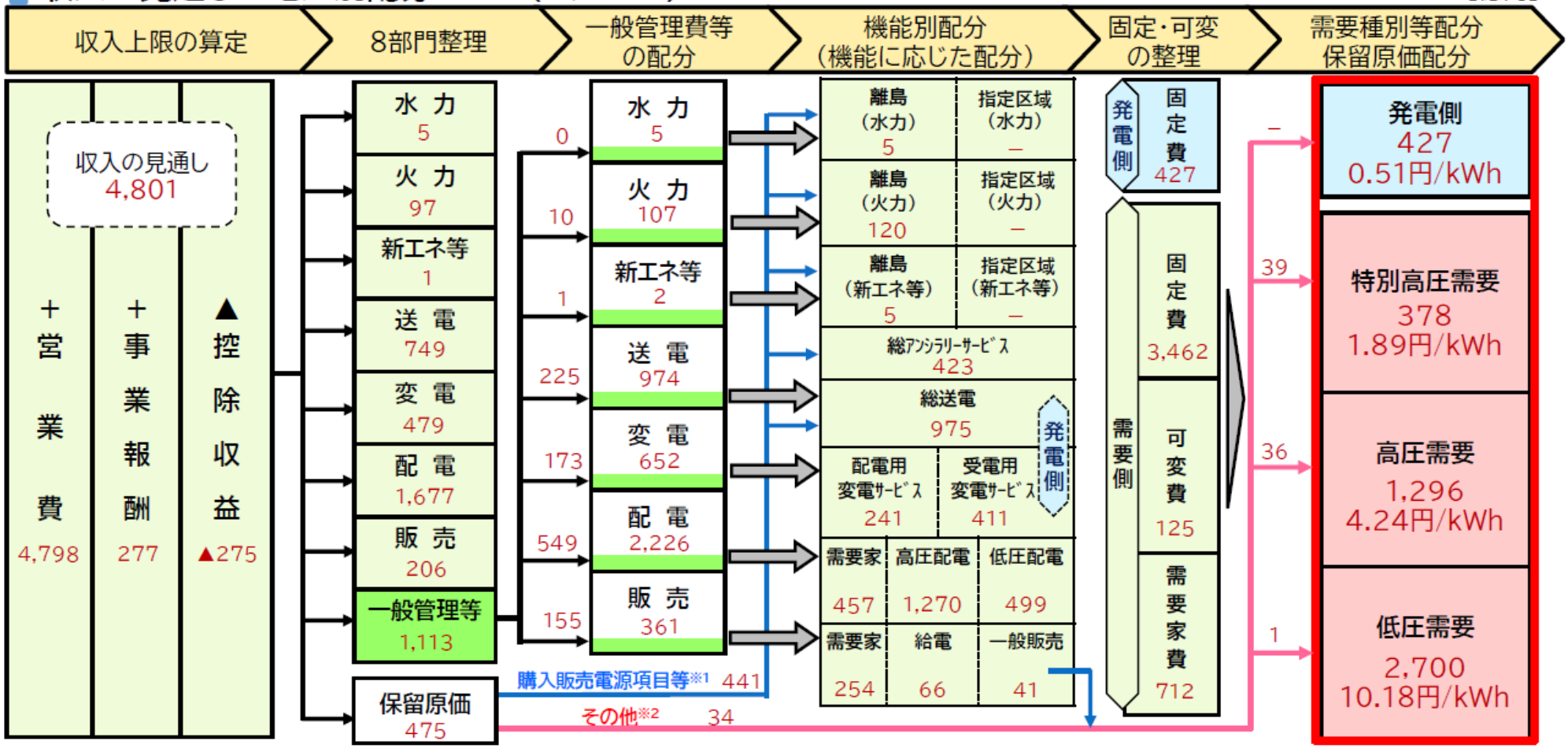
※端数処理の関係で合計等が一致しない場合がある。
※2023年４月の省令改正に伴い、蓄電池関連費用を変電費からアンシラリーサービス費（保留原価）に変更している。

【東北電力NW】発電側及び３需要種別への配分フロー

第51回料金制度専門会合
資料３－２（2023年12月20日）

収入の見通しの電圧別配分フロー（イメージ）

［億円］

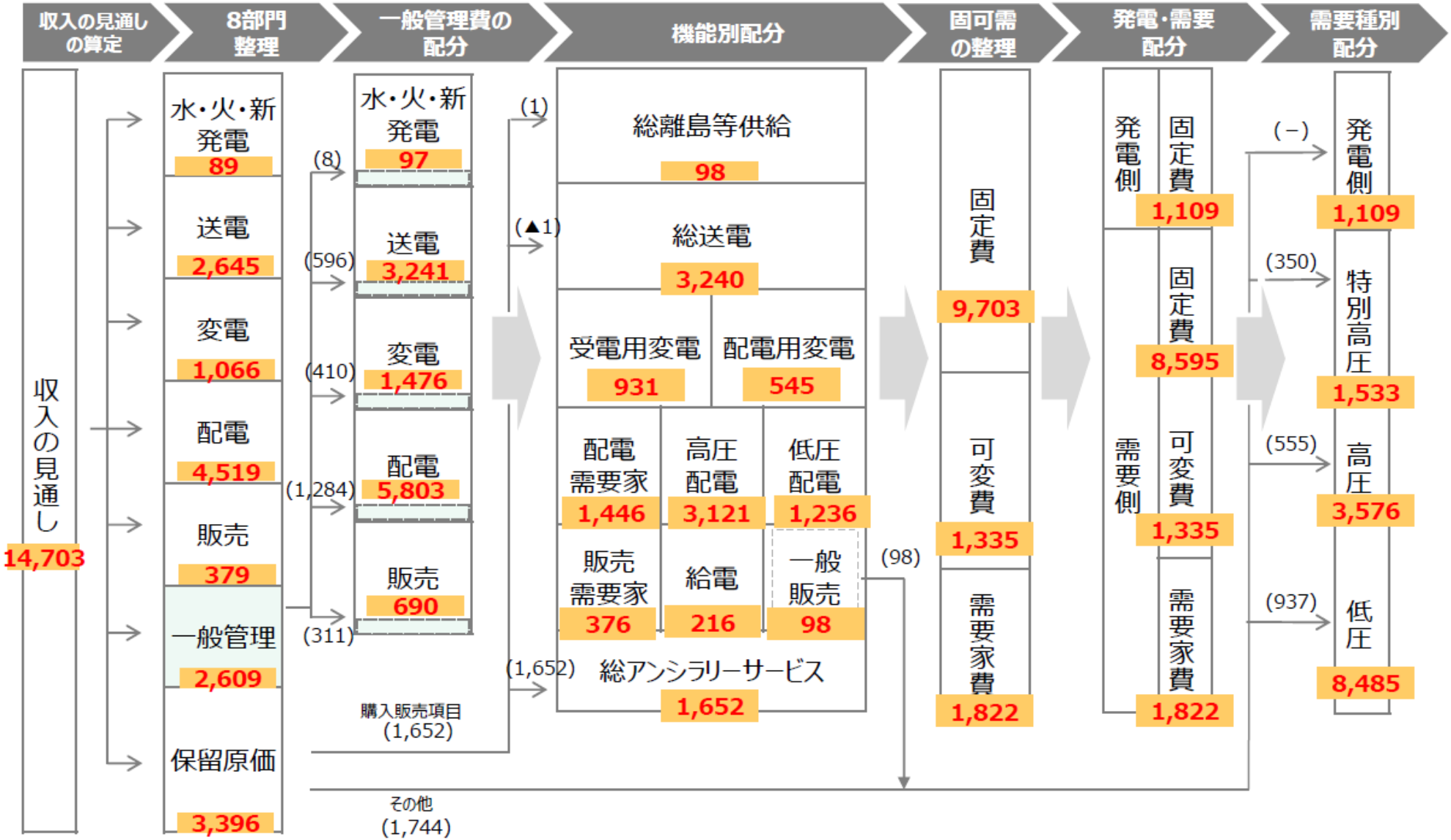


※1　他社購入電源費、非化石証書購入費、地帯間購入送電費、地帯間販売送電料、自社アンシラリーサービス費
※2　賠償負担金相当金、廃炉円滑化負担金相当金、振替損失調整額、電源開発促進税、事業税、電力費振替勘定（貸方）、追加事業報酬、託送収益、事業者間精算収益、電灯料、電力料、電気事業雑収益、預金利息、インバランス収支過不足
※3　金額は2024～2027年度の4年平均（税抜）
※4　省令改正（2023年4月1日施行）に伴い自社が所有する系統用蓄電池の費用項を変更のうえ算定

【東京電力PG】発電側及び３需要種別への配分フロー

第51回料金制度専門会合
資料３－３（2023年12月20日）

（単位：億円／年）



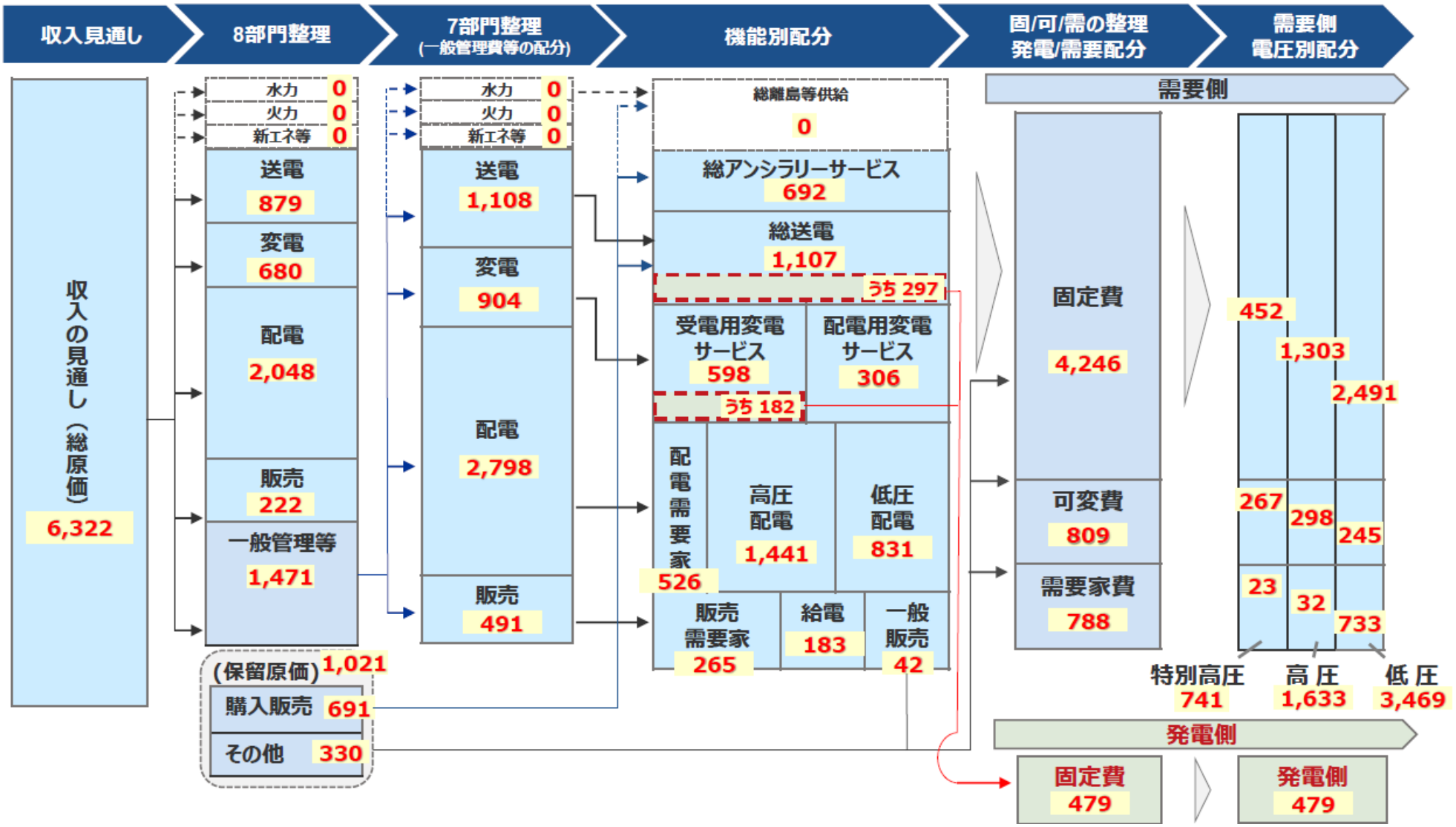
（注）数値は2024～2027年度平均

©TEPCO Power Grid, Inc. All Rights Reserved.

【中部電力PG】発電側及び３需要種別への配分フロー

第51回料金制度専門会合
資料３－４（2023年12月20日）

（億円・2024-2027平均）

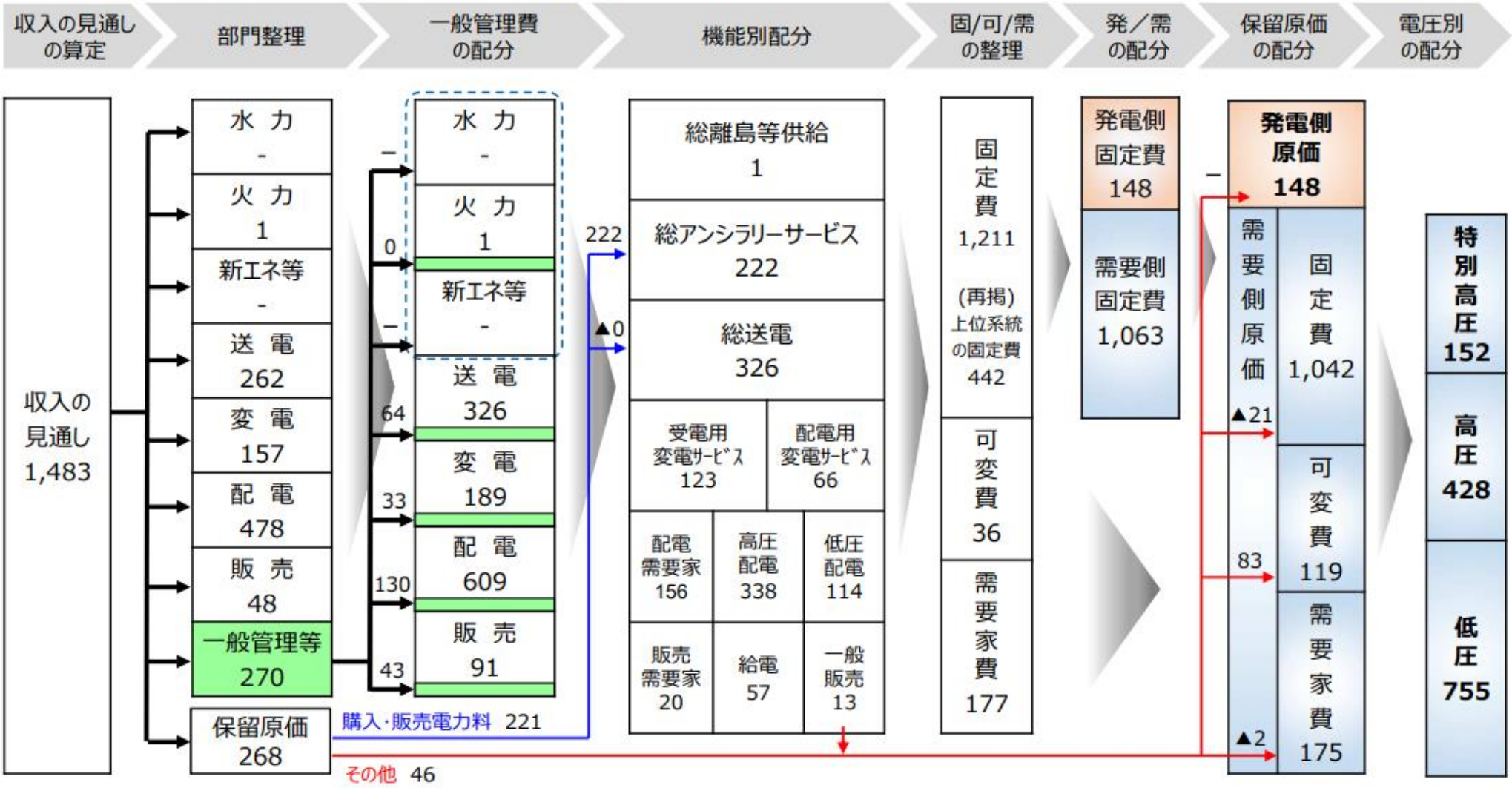


【北陸電力送配電】発電側及び３需要種別への配分フロー

第51回料金制度専門会合
資料３－５（2023年12月20日）

■ 規制期間（2024年度～2027年度）の4年平均

（億円／年）

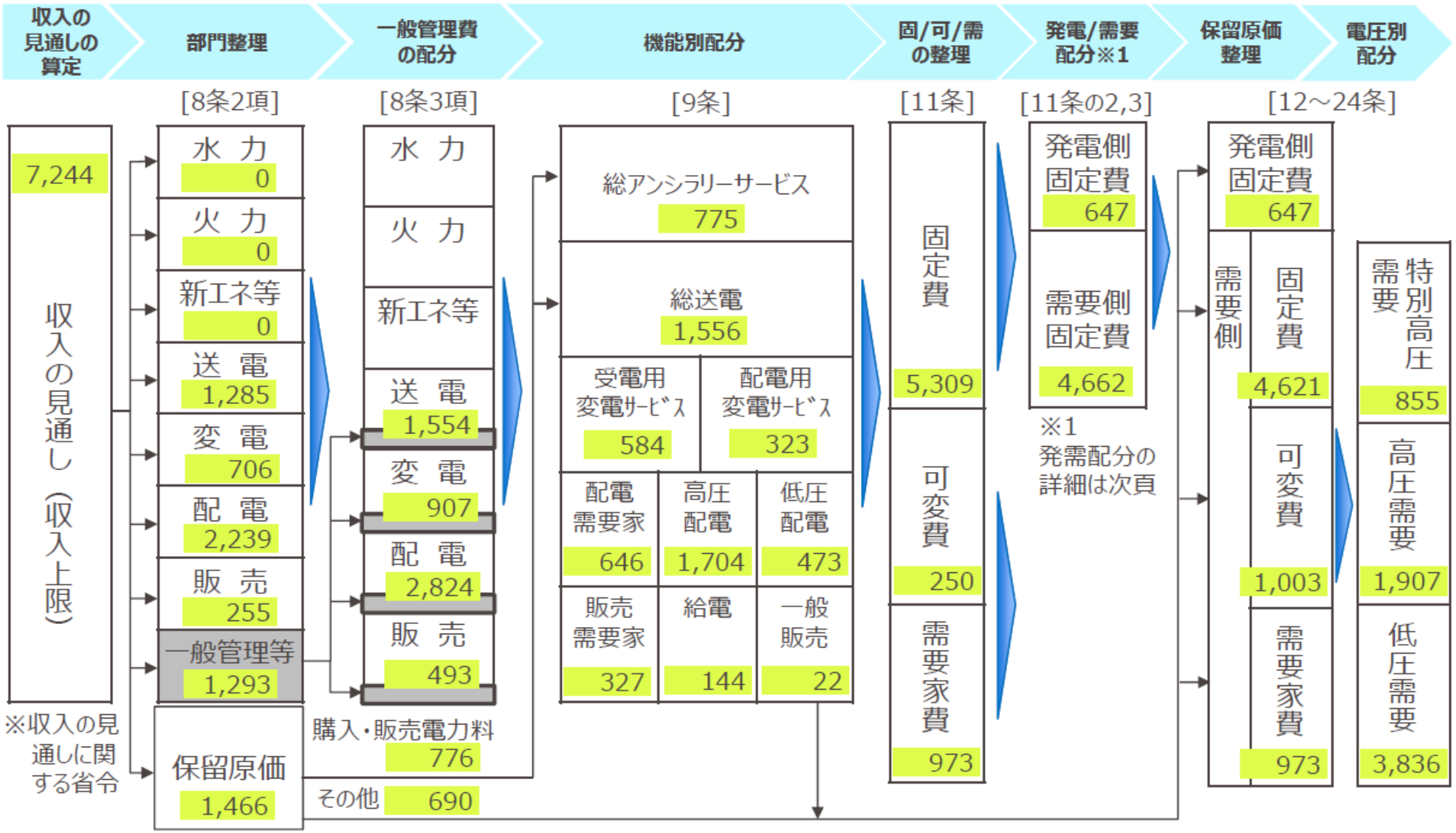


注）端数処理の関係で合計が一致しない場合がある。

【関西電力送配電】発電側及び３需要種別への配分フロー

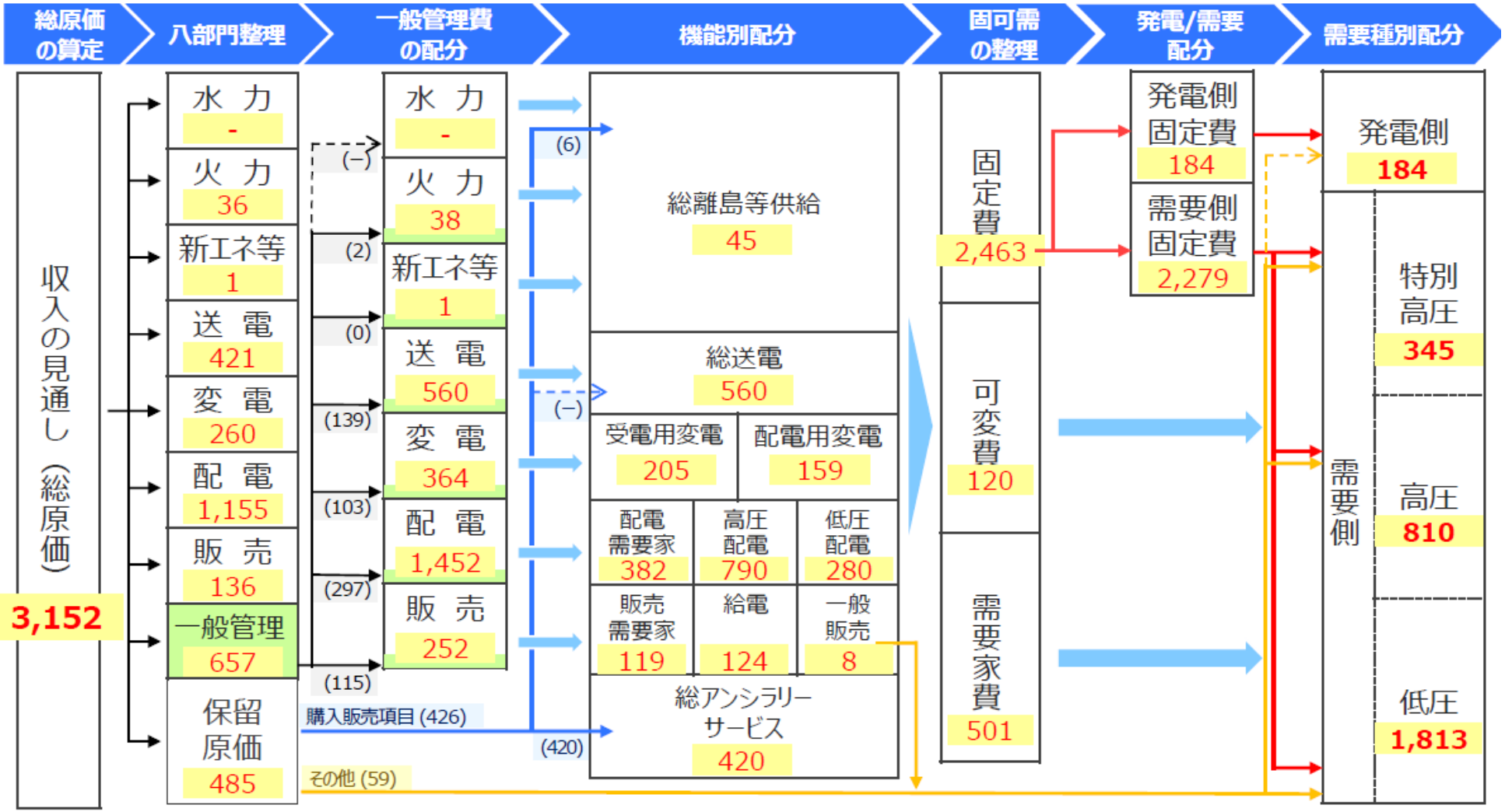
第51回料金制度専門会合
資料３－６（2023年12月20日）

※単位は億円、規制期間のうち、2024~2027年度の4年平均、端数処理の関係で合計等が一致しない場合がある。



【中国電力NW】発電側及び３需要種別への配分フロー

第51回料金制度専門会合
資料３－７（2023年12月20日）



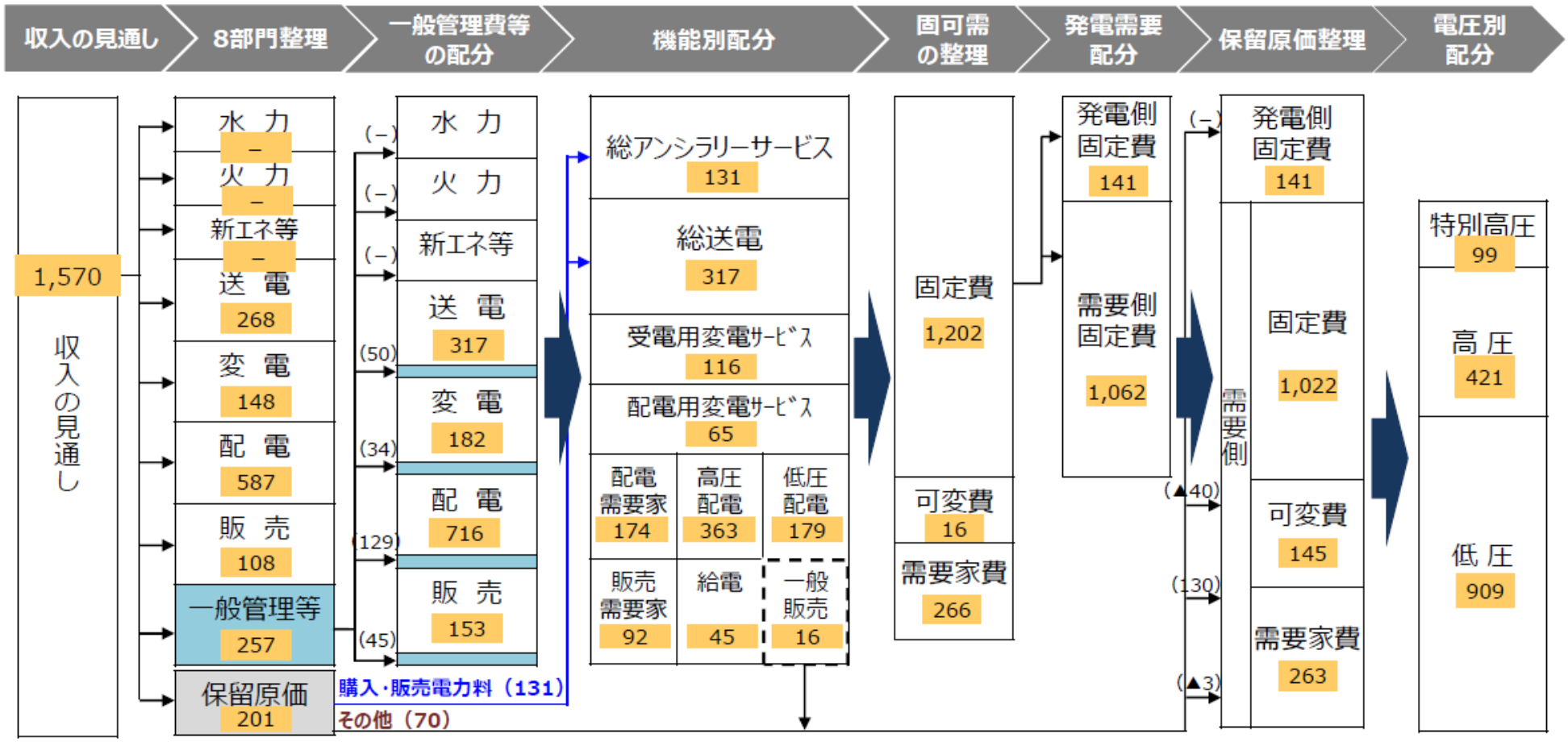
※ フロー図中の値は2024～2027年度の原価の年平均値（億円･税抜）。 ※ 端数処理（四捨五入）の関係上、合計額と内訳が一致しない場合がある。
※ 電気事業会計規則の改正に伴う会計整理の変更を踏まえ、費用配賦上、離島に設置された蓄電池に係る費用の扱いを期初から変更している（「変電費」→「新エネルギー等発電等費」）。

【四国電力送配電】発電側及び３需要種別への配分フロー

第51回料金制度専門会合
資料３－８（2023年12月20日）

【個別原価計算フロー】

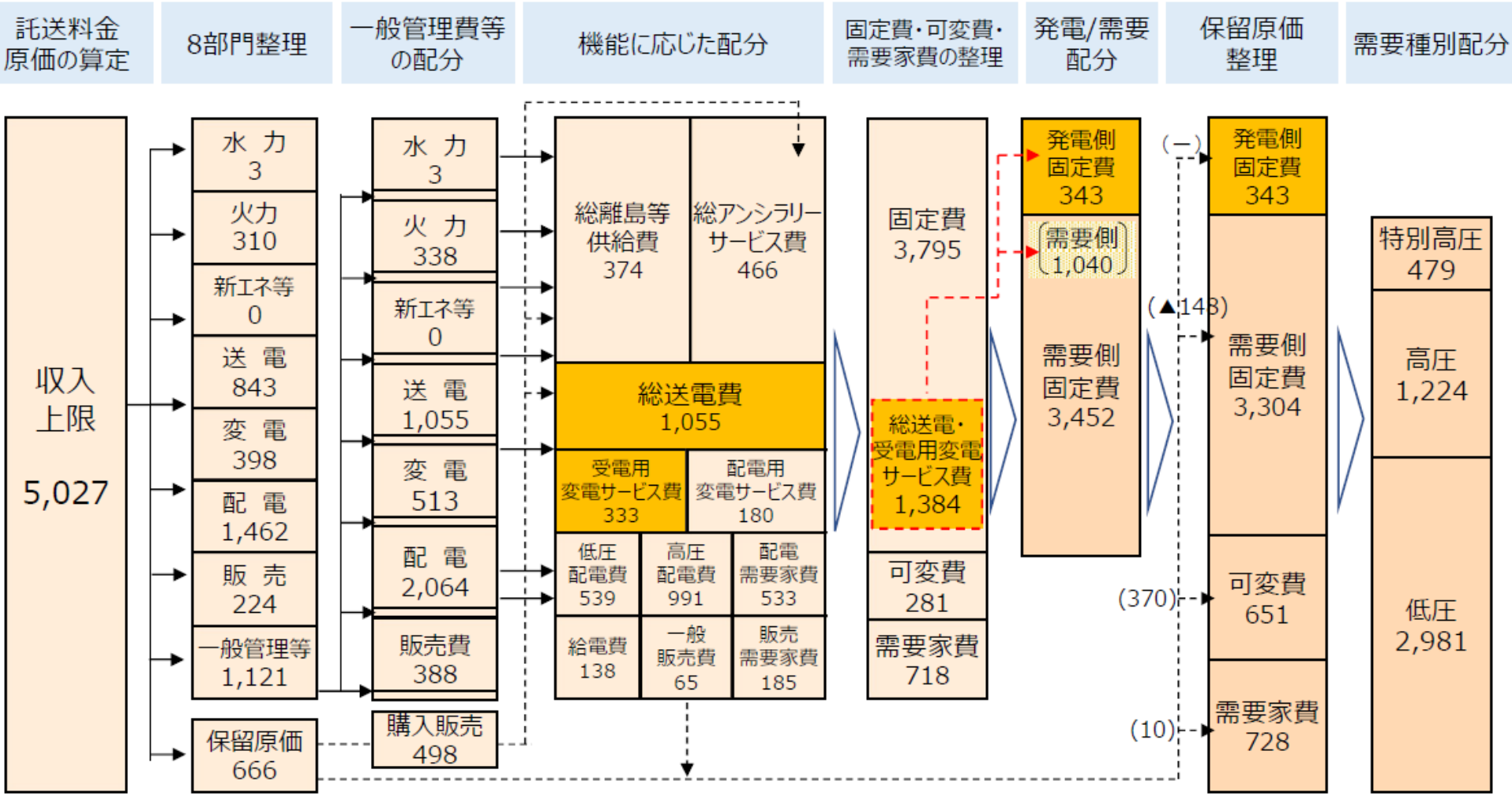
［億円／年］



※ 端数処理（四捨五入）の関係で合計等が一致しない場合があります。
※ 2024～2027年度の４年平均値を記載しています。
※ 当社の場合、離島等供給を行っていないため、総離島等供給費について記載を省略しています。（以下同様）

【九州電力送配電】発電側及び３需要種別への配分フロー

第51回料金制度専門会合
資料３－９（2023年12月20日）

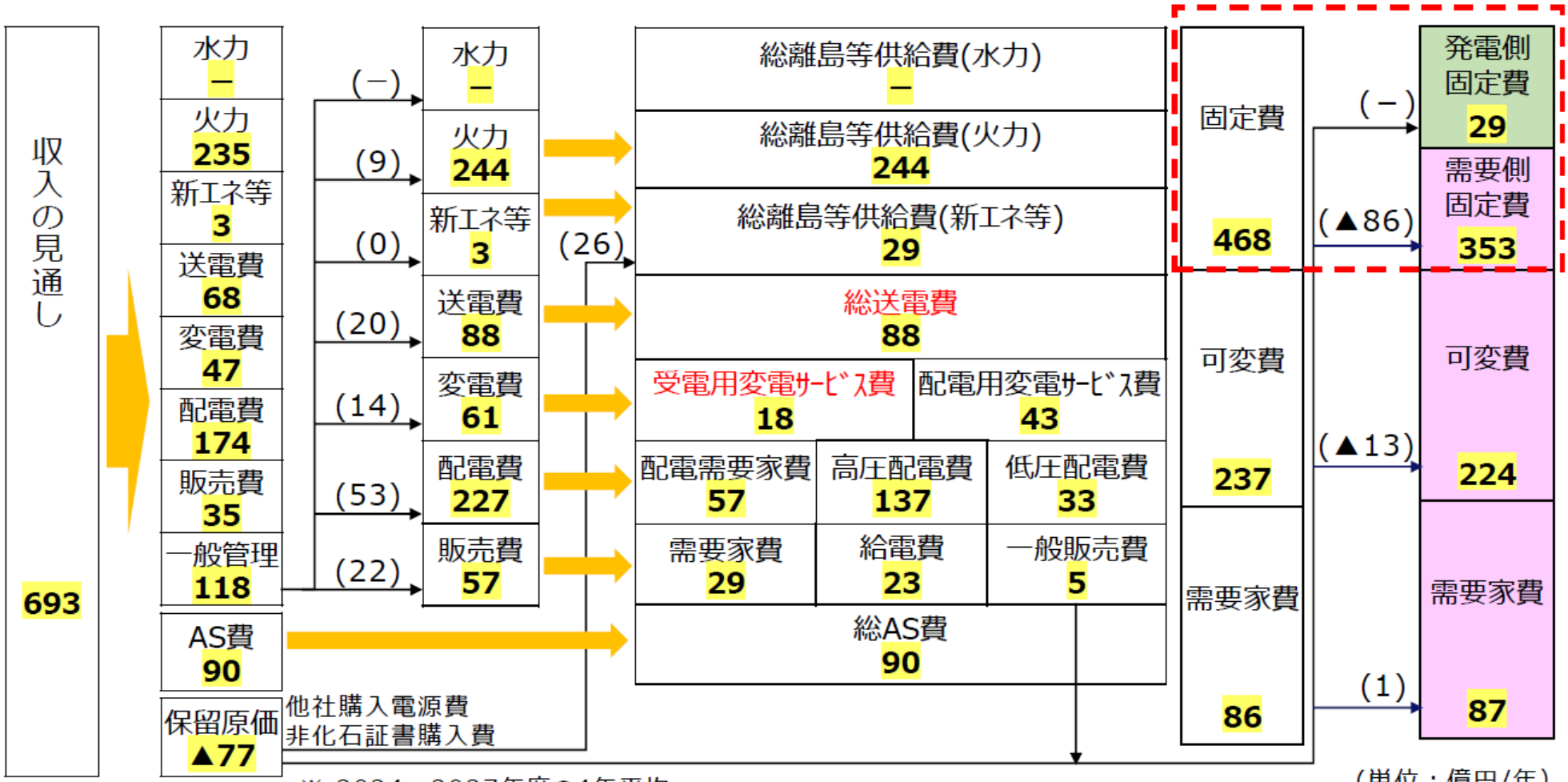


※ 2023年４月の電気事業会計規則改正により、蓄電池の費用項が「変電費」から「新エネ等発電等費」に変更されていることを踏まえ、算定しています。

※ 単位は億円、規制期間（2024~27年度）の4年平均、端数処理の関係で合計等が一致しない場合があります。

【沖縄電力】発電側及び３需要種別への配分フロー

第51回料金制度専門会合
資料３－10（2023年12月20日）



※ 2024～2027年度の4年平均
※ 端数処理の関係で合計が一致しない場合がある
※ 省令改正により、期初時点で変電費に整理していた「蓄電池の費用」を、AS費、新エネ等に変更している。

１．発電側及び需要側への費用配賦

２．発電側課金単価等の設定

(1) 発電側課金単価の算定

(2) 発電側課金の割引エリア及び割引単価の設定

３．需要側託送料金のレートメーク

４．収入の見通しを上回らないことの確認

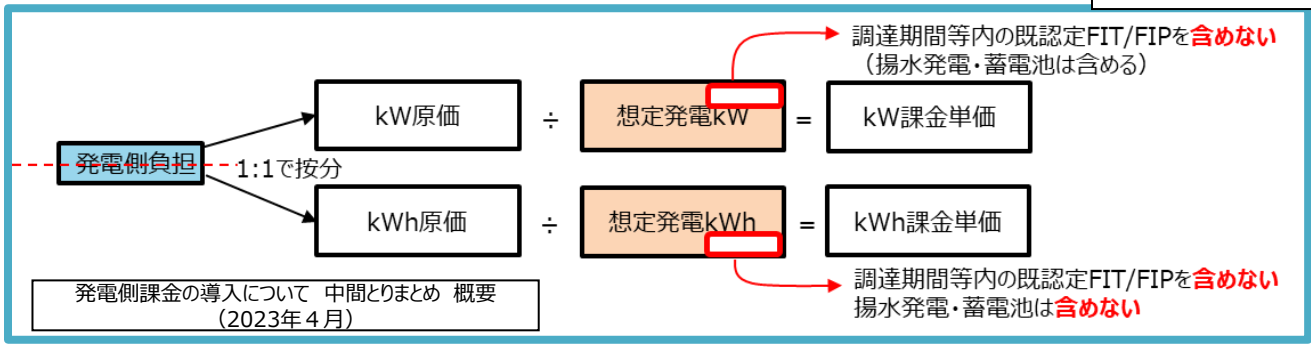
５．審査結果及び今後の対応方針

（１）発電側課金単価の算定　－算定方法－

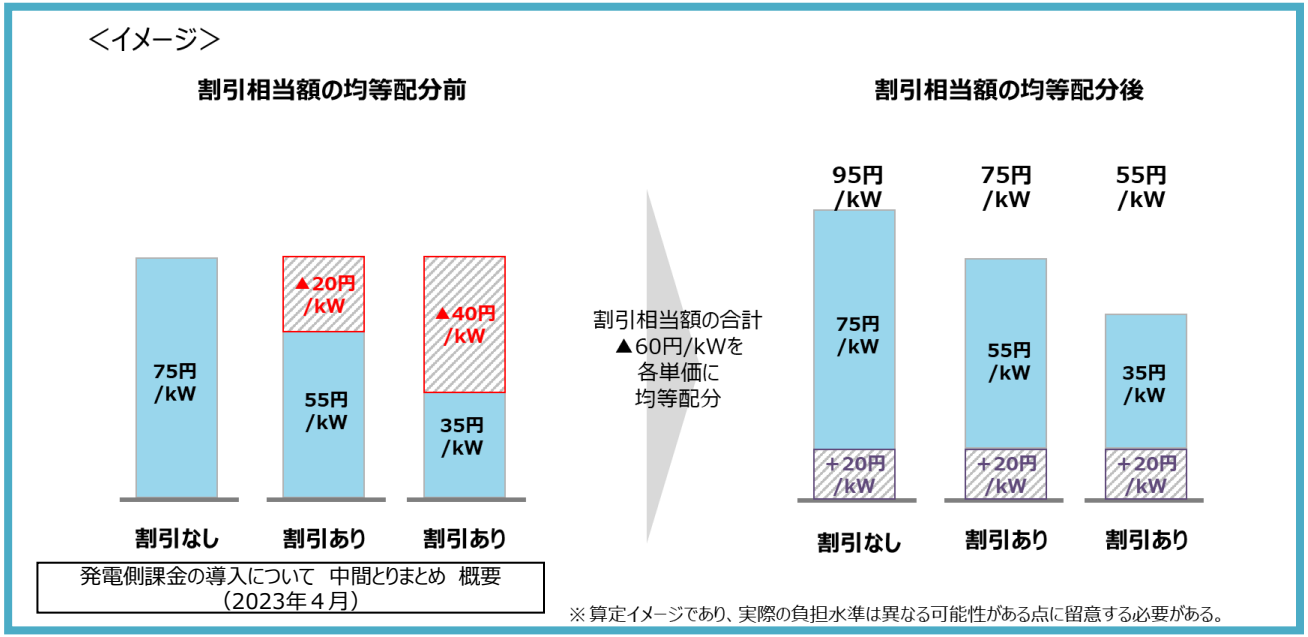
- 発電側課金の課金単価に関しては、**発電側負担原価をkWとkWhの１：１で按分**する。その上で、**kW課金は、割引相当額（エリア全体での割引額の合計）を合算した上で、各kW課金に均等配分することでkW課金単価を算定**する。

第51回料金制度専門会合
資料３（2023年12月20日）

課金単価の算定



割引相当額の配分



（１）発電側課金単価の算定　－検証結果－

- **<u>発電側課金の課金単価</u>**については、**<u>各事業者とも料金算定規則等に基づき適切に算出している</u>**ことを確認した。
- また、特別高圧系統のある離島に関しては、基幹系統に与える影響に着目した割引Aが存在しないため、その割引の原資となる割引相当額付加単価については計上していないことを、また、特別高圧系統のない離島に関しては、割引A及び割引Bが存在しないため、それらの割引の原資となる割引相当額付加単価については計上していないことを確認した。

申請された発電側課金の課金単価

（税込）

	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	全国平均
kW課金単価（円/kW･月）	**110.00**	**93.04**	**87.01**	**80.42**	**93.47**	**97.98**	**85.02**	**92.73**	**85.10**	**69.95**	**89.47**
kW課金単価（特別高圧系統のある離島）（円/kW･月）	-	80.83	-	-	-	-	76.98	-	79.57	67.60	-
kW課金単価（特別高圧系統のない離島）（円/kW･月）	102.30	80.80	79.85	-	88.68	-	76.93	-	79.53	67.58	-
kWh課金単価（円/kWh）	**0.35**	**0.29**	**0.28**	**0.26**	**0.28**	**0.32**	**0.28**	**0.25**	**0.23**	**0.24**	**0.28**

割引相当額付加単価

（税込）

	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
割引相当額付加単価（円/kW･月）	**7.70**	**12.24**	**7.16**	**5.21**	**4.79**	**6.37**	**8.09**	**5.83**	**5.57**	**2.37**

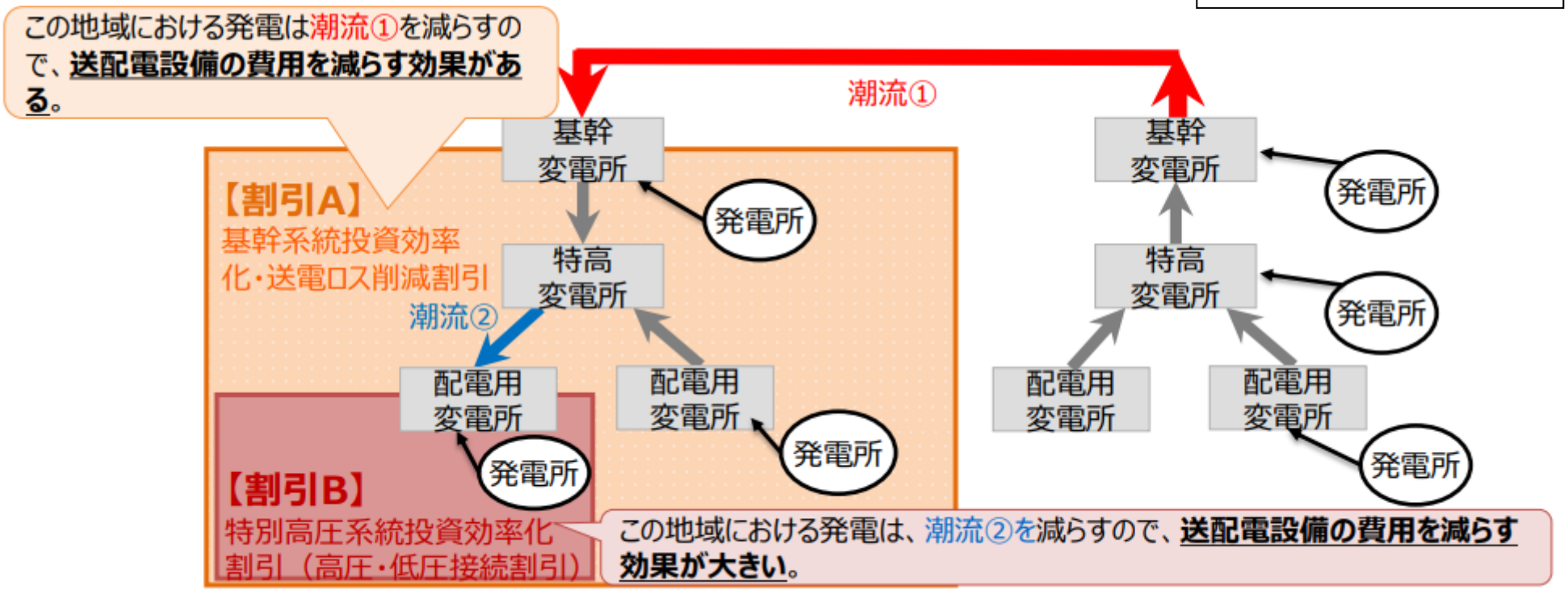
※１　kW課金単価は、割引相当額付加単価込みの値。
※２　離島等供給約款適用地域のうち、基幹系統及び特別高圧系統が存在しない離島については、割引制度の適用除外地域とし、その他の割引制度適用地域における電源への割引の実施に伴う割引相当額付加単価を上乗せしないkW課金単価を適用する。基幹系統は存在しないものの、特別高圧系統が存在する地域は、割引Aの適用除外地域とし、その他の割引A適用地域における電源への割引Aの実施に伴う割引相当額付加単価を上乗せしないkW課金単価を適用する。

（２）発電側課金の割引エリア及び割引単価の設定

第51回料金制度専門会合
資料３（2023年12月20日）

- 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。
- 各一般送配電事業者において、割引区分ごとに対象となる変電所等を算定し、割引単価を含めて託送供給等約款に記載する。

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）

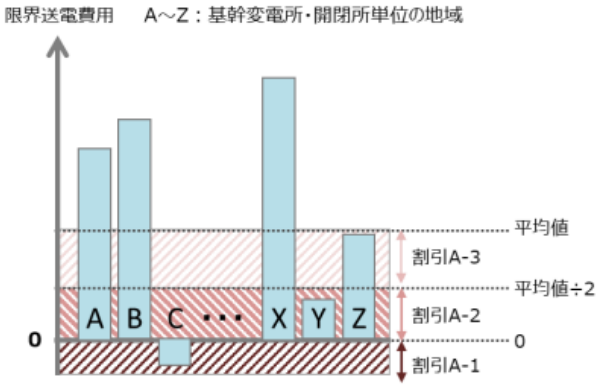


※割引Bの対象地域は、割引Ａの対象地域内に限定しない。

（２）発電側課金の割引エリアの設定（割引A）　－検証結果－

- **割引Aに関しては、基幹系統の将来的な投資を効率化し、送電ロスを削減する効果のある電源について、発電側課金（kW課金）を割り引く**。当該効果は、以下の２つの算定値をベースとして評価することとしており、２つの評価の合計値を「限界送電費用」とし、この限界送電費用を基に割引対象地域を設定する。
  - 「基幹系統の投資効率化効果」は、各基幹変電所・開閉所に電源容量（kW）を仮に限界的に追加した場合に想定される各供給エリアの基幹系統の潮流がどの程度変化し、仮に潮流混雑を解消する場合に標準的にどの程度費用がかかるかを算定したもので評価する。
  - 「送電ロスの削減効果」は、各基幹変電所・開閉所に電源容量（kW）を仮に限界的に追加した場合に想定される各供給エリアの基幹系統の潮流変化が、送電ロスをどのように変化させるか、それを調達する場合に標準的にどの程度費用がかかるかを算定したもので評価する。
- **各事業者とも審議会で整理された条件に基づき割引エリアを適切に設定している**ことを確認した。

発電側課金の導入について
中間とりまとめ
（2023年４月）

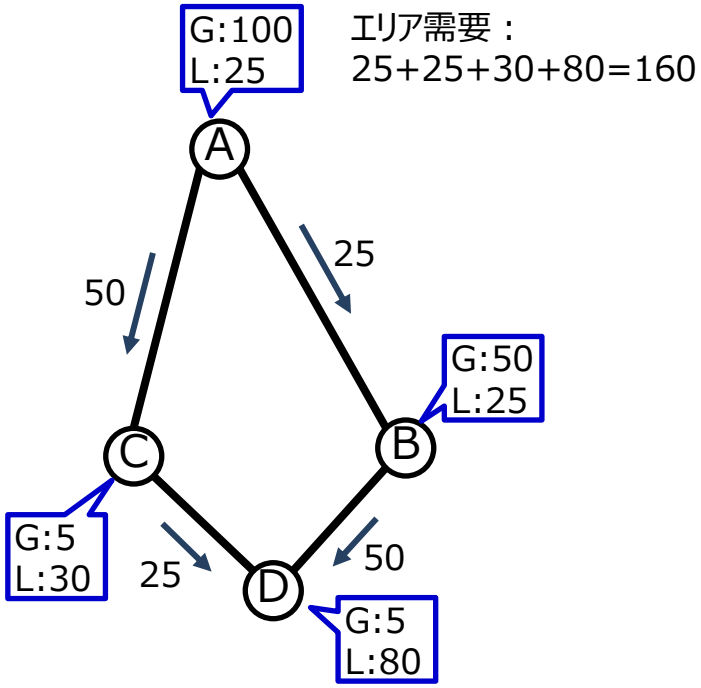


割引区分	限界送電費用の条件	kW負担額のイメージ		kW当たりの割引単価
		割引前	割引後	
割引A-1	0以下	75円/kW・月	37.5円/kW・月	kW課金における基幹系統分の費用負担が0 ⇒発電側課金で回収する基幹系統の固定費の半額（kW:kWh=1:1のため）を、発電側の課金対象kWで除した金額
割引A-2	平均値÷2～0		60円/kW・月	⇒発電側課金で回収する基幹系統の減価償却費及び事業報酬の半額（kW:kWh=1:1のため）を、発電側の課金対象kWで除した金額
割引A-3	平均値～平均値÷2		67.5円/kW・月	⇒割引A-2の半額

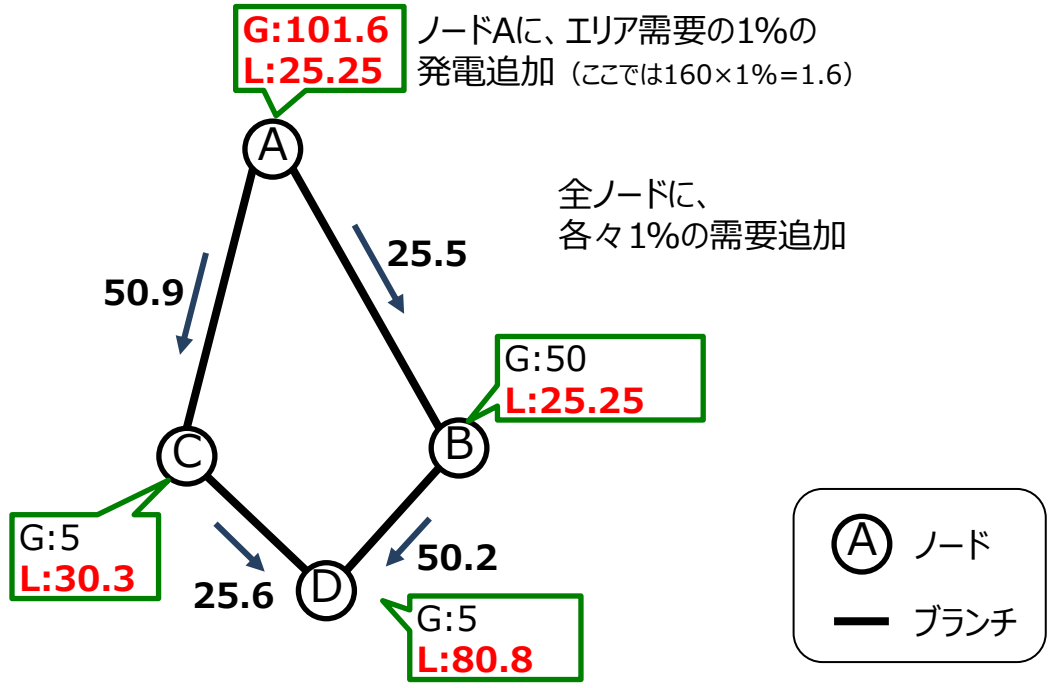
【参考】基幹系統投資抑制効果の計算イメージ

送配電網協議会作成資料

1．潮流図作成



2．エリア需要の1%を追加



3．基幹系統の投資抑制効果の計算

注入ノード / 送電線	A変電所		B変電所		C変電所		D変電所	
	潮流変化 [万kW]	投資抑制効果 [円/年]	潮流変化 [万kW]	投資抑制効果 [円/年]	潮流変化 [万kW]	投資抑制効果 [円/年]	潮流変化 [万kW]	投資抑制効果 [円/年]
A-B線	+0.5	570	+0.0	0	+0.0	0	+0.0	0
A-C線	+0.9	342	▲0.2	▲76	▲0.2	▲76	▲0.2	▲76
B-D線	+0.2	720	+1.3	4,680	▲0.3	▲1,080	▲0.3	▲1,080
C-D線	+0.6	246	▲0.5	▲205	+1.1	451	▲0.5	▲205
合 計		1,878		4,399		▲705		▲1,361

(投資抑制効果のイメージ)
A変電所、B変電所は電源の方が多く、電源を追加することにより流出する潮流が増加し、コストが増

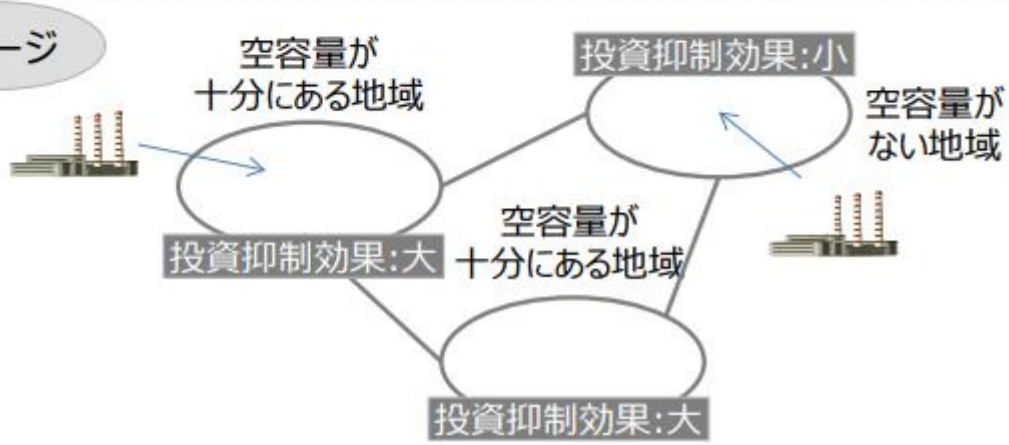
C変電所、D変電所は需要の方が多く、電源を追加することにより流入する潮流が減少し、コストが減

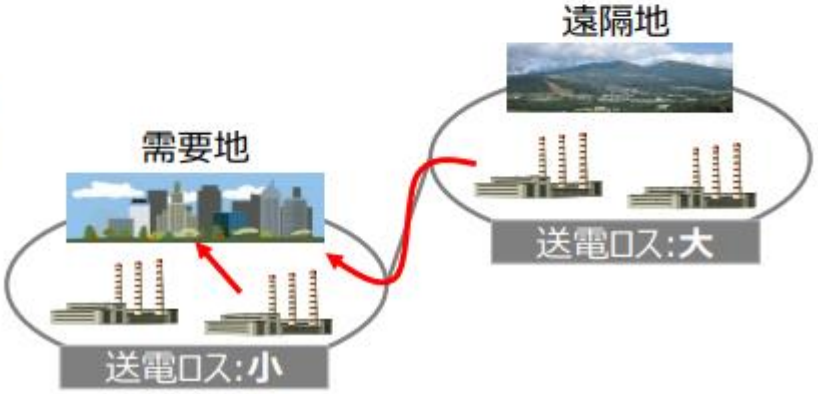
【参考】割引Aの基本的な考え方

第８回送配電網の維持・運用費用の負担の在り方検討ワーキング・グループ
資料３（2017年10月11日）

	基幹系統の投資抑制に資する電源	送電ロスの削減に資する電源
基本的な考え方	・基幹変電所・開閉所単位で見て、電源容量の追加が各供給エリアの将来的な基幹系統投資を抑制する効果を総合的に評価する(以下は例) – 需要地近接電源のように支配的な潮流と逆の潮流を生み出し運用容量制約を緩和する電源 ⇒ プラス評価 – 空き容量の少ない送電線の運用容量制約をより逼迫させる電源 ⇒ マイナス評価 – 一般的に単価の高い地中送電線の運用容量制約を逼迫させる電源 ⇒ マイナス評価	・基幹変電所・開閉所単位で見て、電源容量の追加が各供給エリアの基幹系統における送電ロスを削減する効果を総合的に評価する(以下は例) – 需要地近接電源のように支配的な潮流と逆の潮流を生み出し総送電量を減らして送電ロスを削減する電源 ⇒ プラス評価 – 遠隔地からの送電により距離の長い送電線の送電量を増やす電源 ⇒ マイナス評価

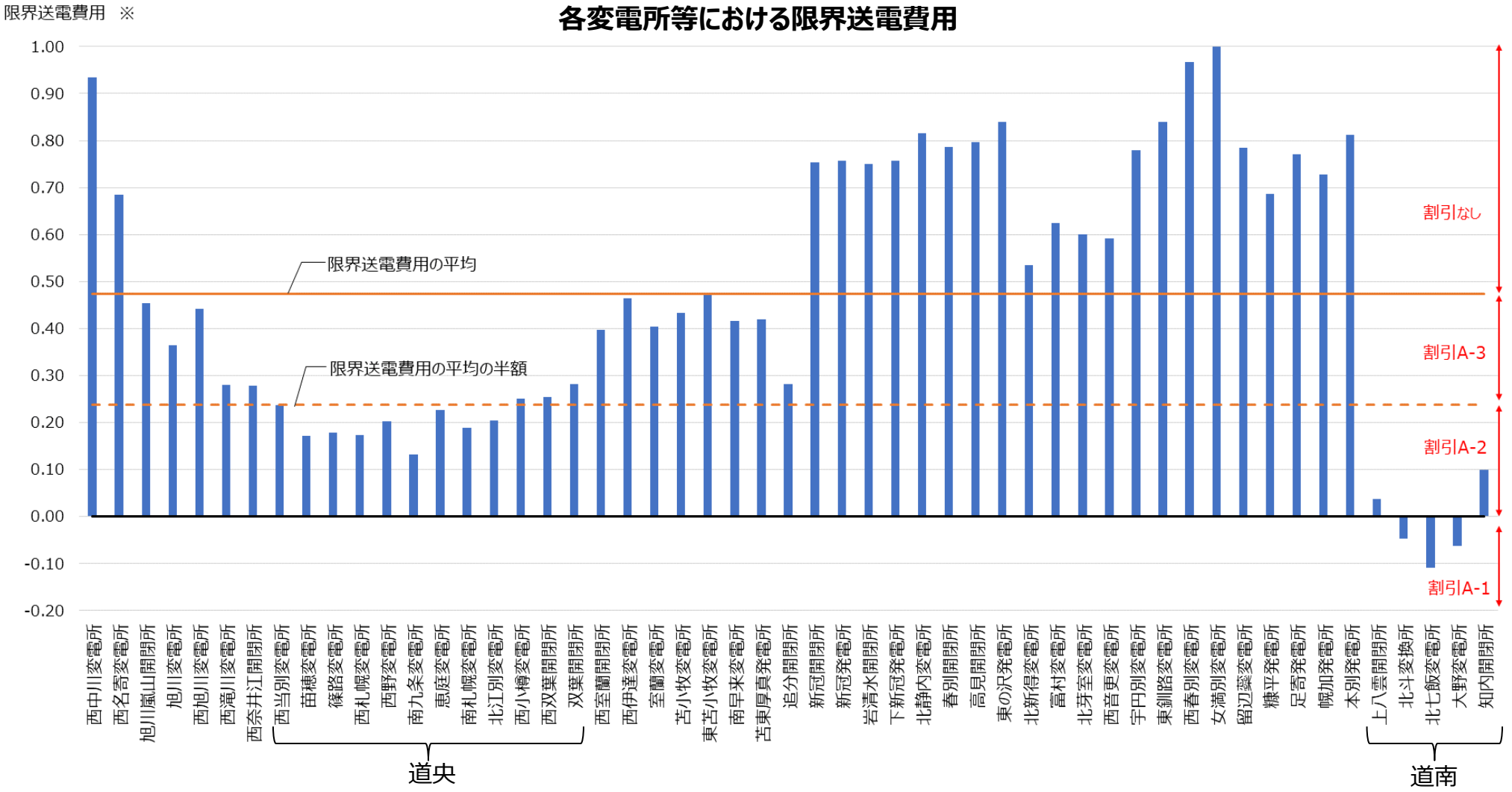
イメージ





【参考】発電側課金の割引Aエリア（北海道電力NW）

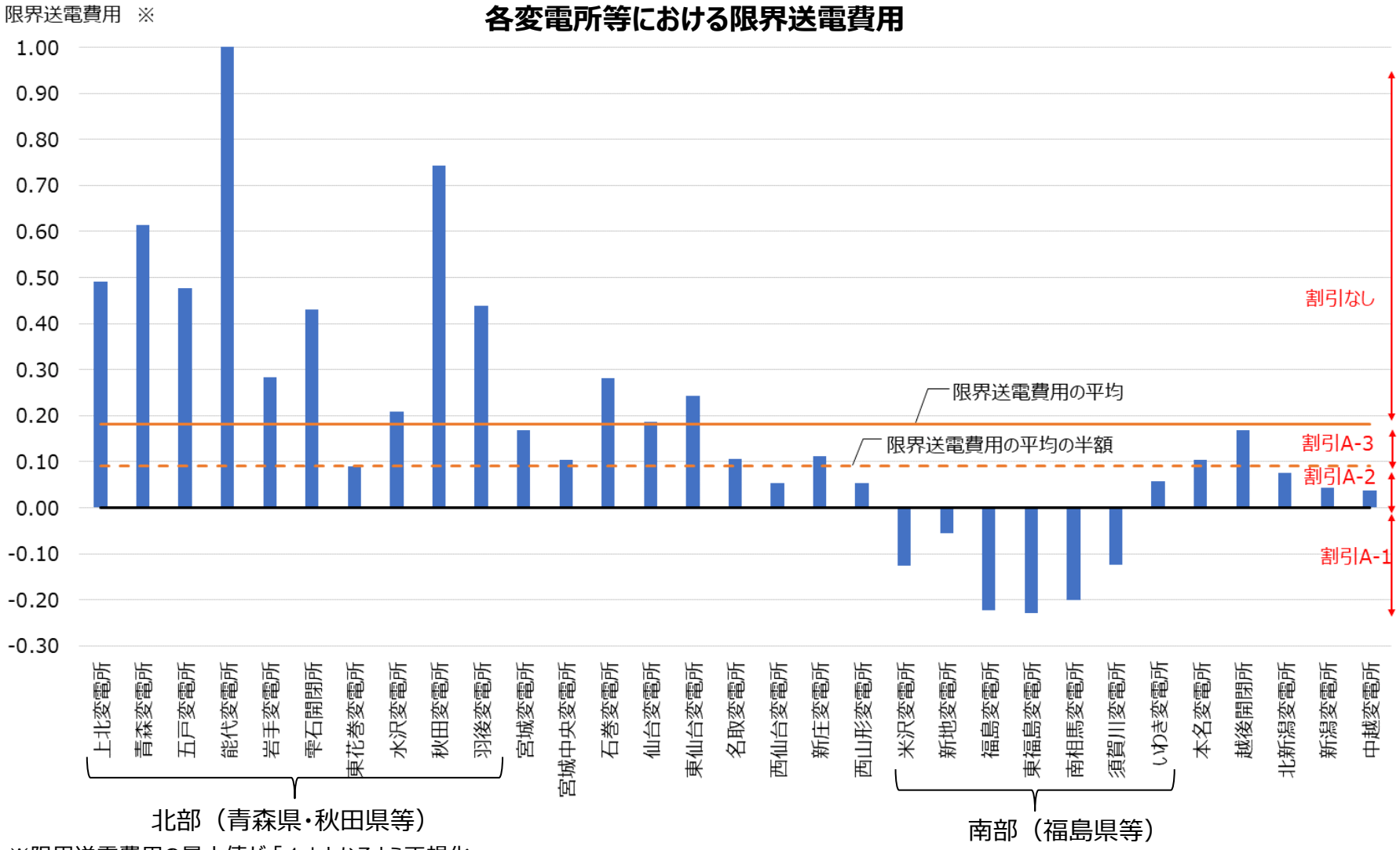
- 北海道エリアにおいては、東北・東京方面へ潮流が流れる傾向にあるため、**道南（函館周辺）で割引区分が高くなっており、また、道央（札幌周辺）は需要地であるため、割引対象が多くなっている**。



※限界送電費用の最大値が「１」となるよう正規化。

【参考】発電側課金の割引Aエリア（東北電力NW）

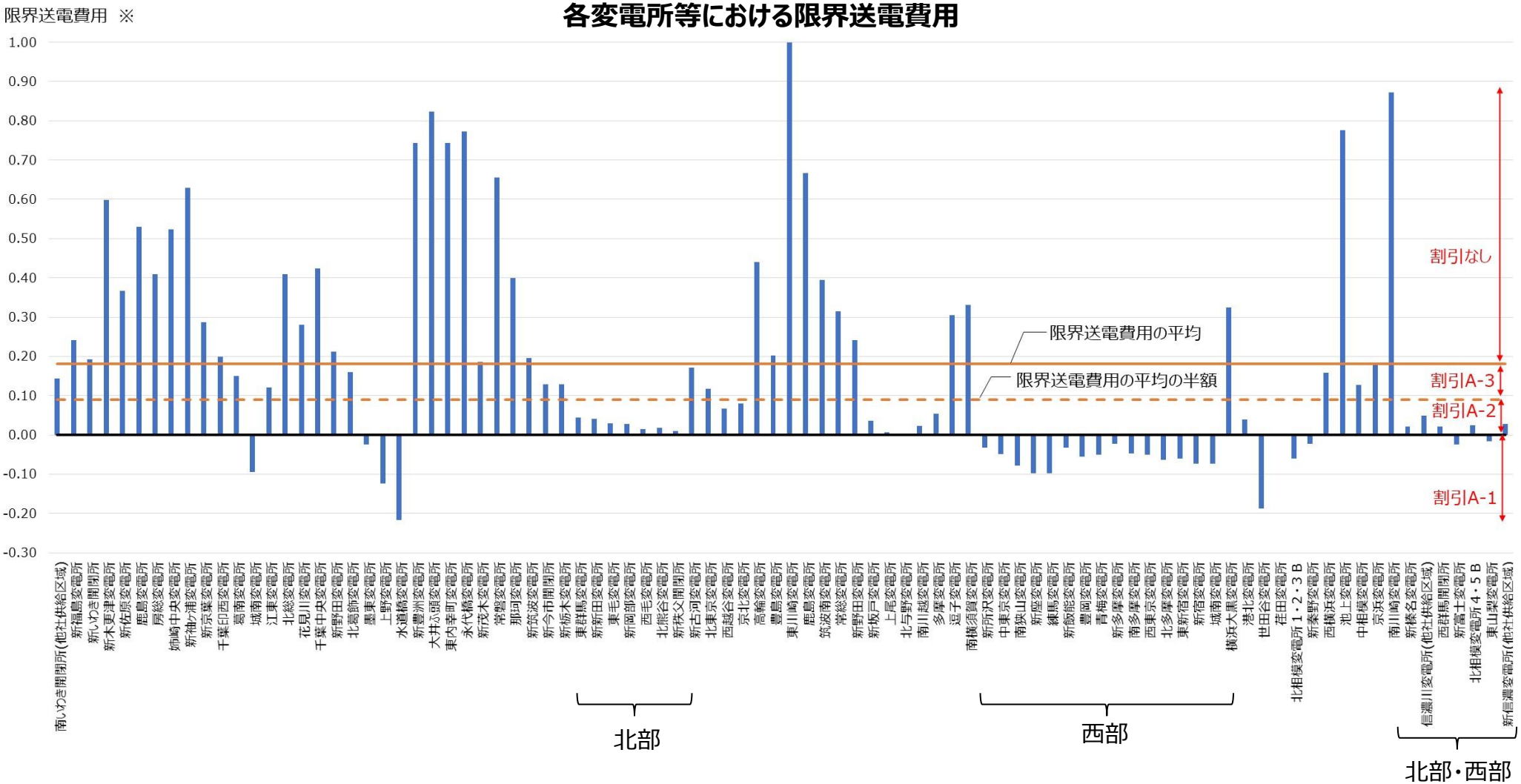
- 東北エリアにおいては、北部（青森県・秋田県等）を中心に風力連系が多く、東京方面へ潮流が流れる傾向にあるため、**南部（福島県等）で割引対象が多くなっている**。



※限界送電費用の最大値が「１」となるよう正規化。

【参考】発電側課金の割引Aエリア（東京電力PG）

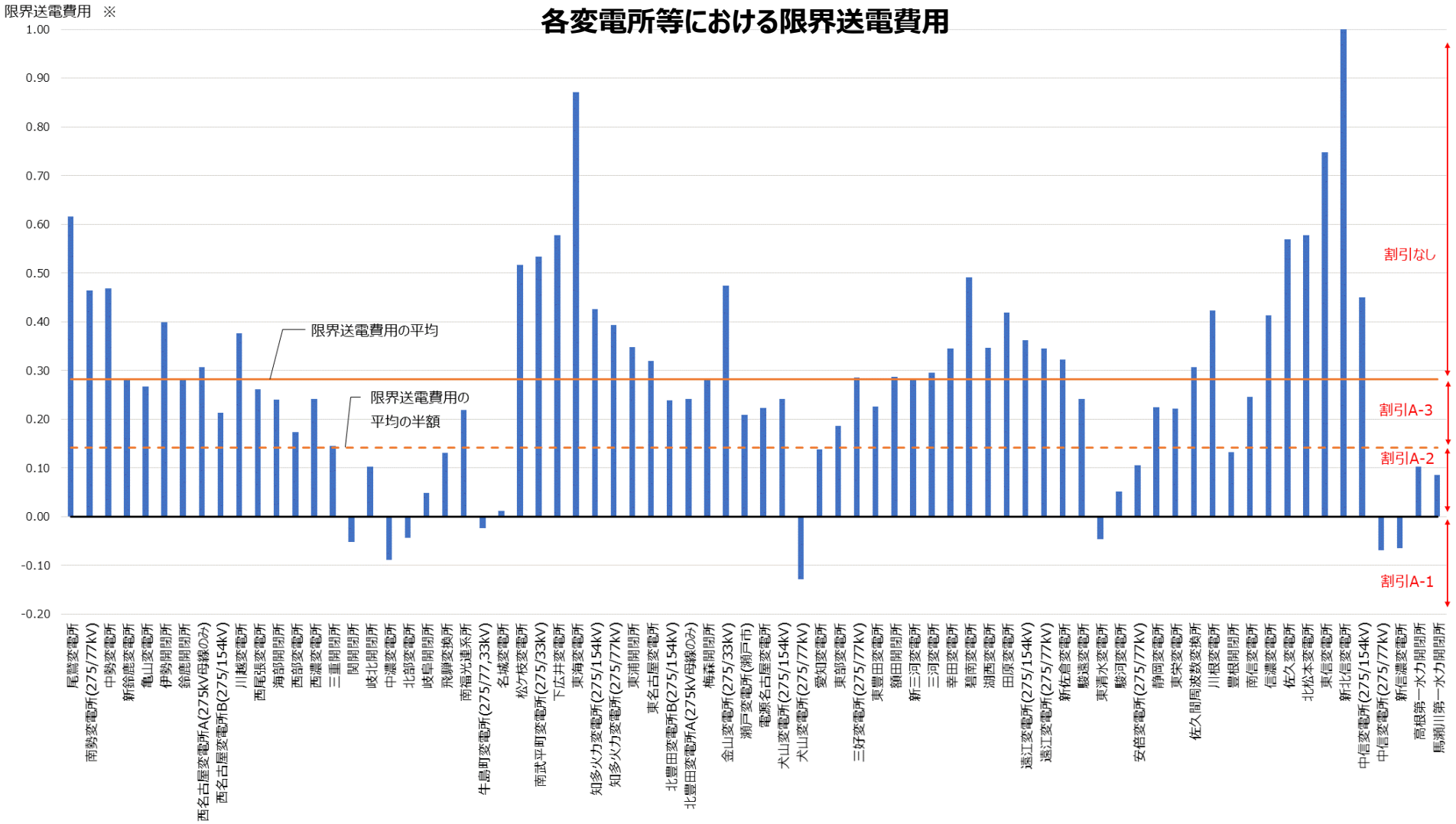
- 東京エリアにおいては、大規模電源の立地が少なく空き容量が比較的ある**<u>北部や西部で割引対象が多くなっている</u>**。



※限界送電費用の最大値が「１」となるよう正規化。

【参考】発電側課金の割引Aエリア（中部電力PG）

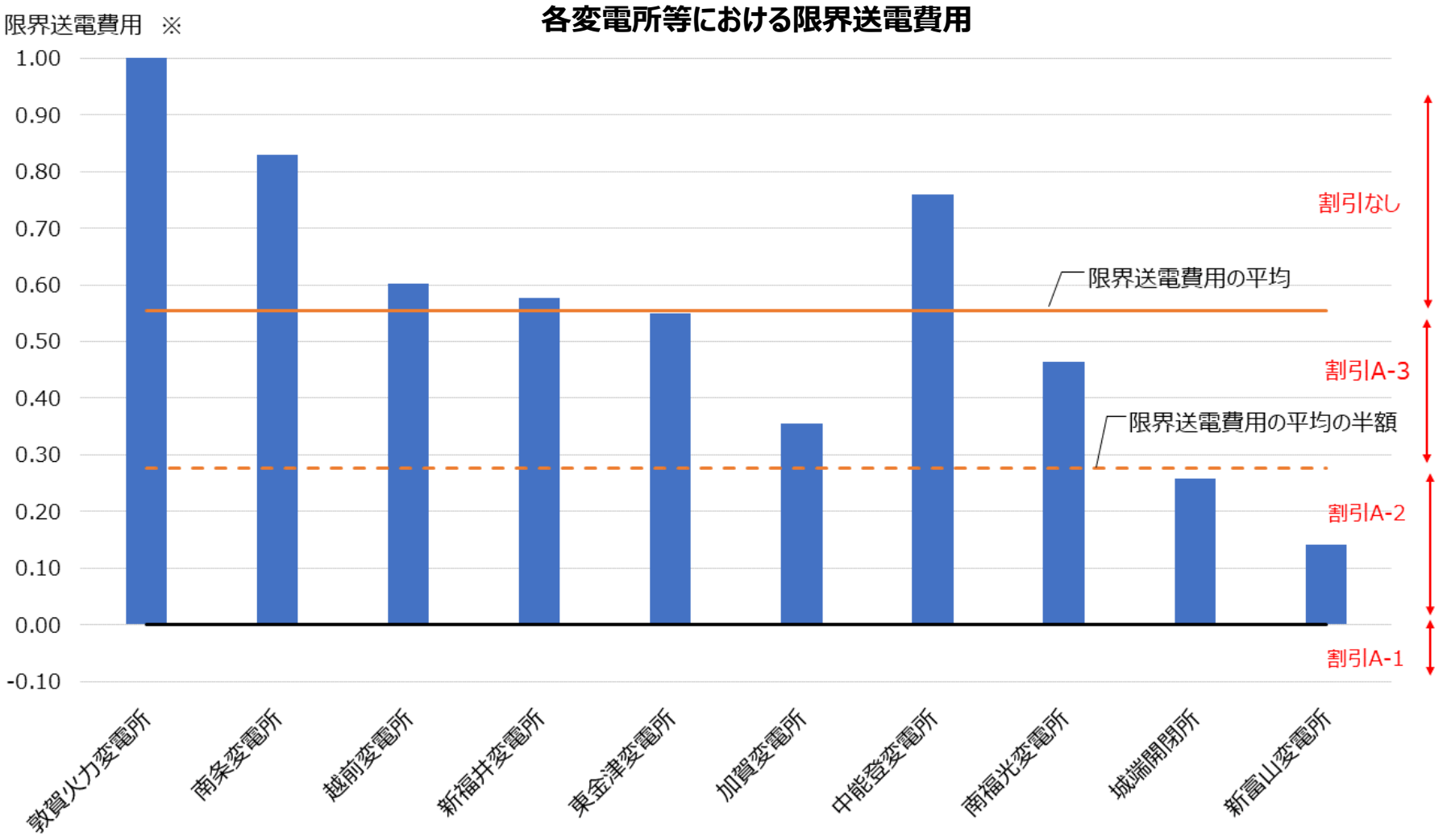
- 中部エリアにおいては、大規模電源が立地する沿岸部から需要地である中心部へ潮流が流れる傾向にあるため、**<u>中心部ほど割引区分が高くなっている</u>**。



※限界送電費用の最大値が「１」となるよう正規化。

【参考】発電側課金の割引Aエリア（北陸電力送配電）

- 北陸エリアにおいては、**電源が各県に分散し、発電設備の立地による効果が表れにくいこと等から、割引A-1は設定がない**。

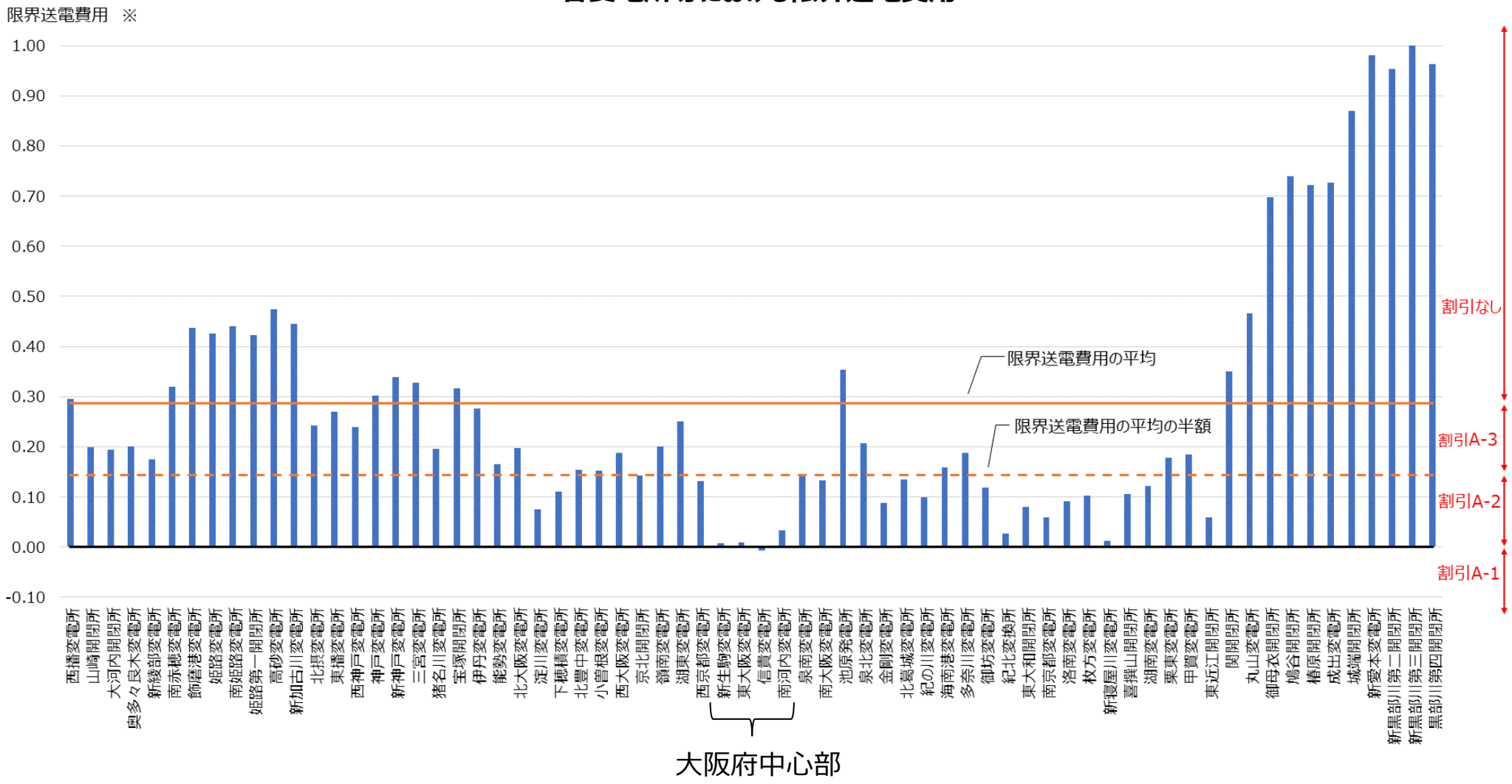


※限界送電費用の最大値が「１」となるよう正規化。

【参考】発電側課金の割引Aエリア（関西電力送配電）

- 関西エリアにおいては、**<u>需要地である大阪府中心部等において割引区分が高くなっている</u>**。

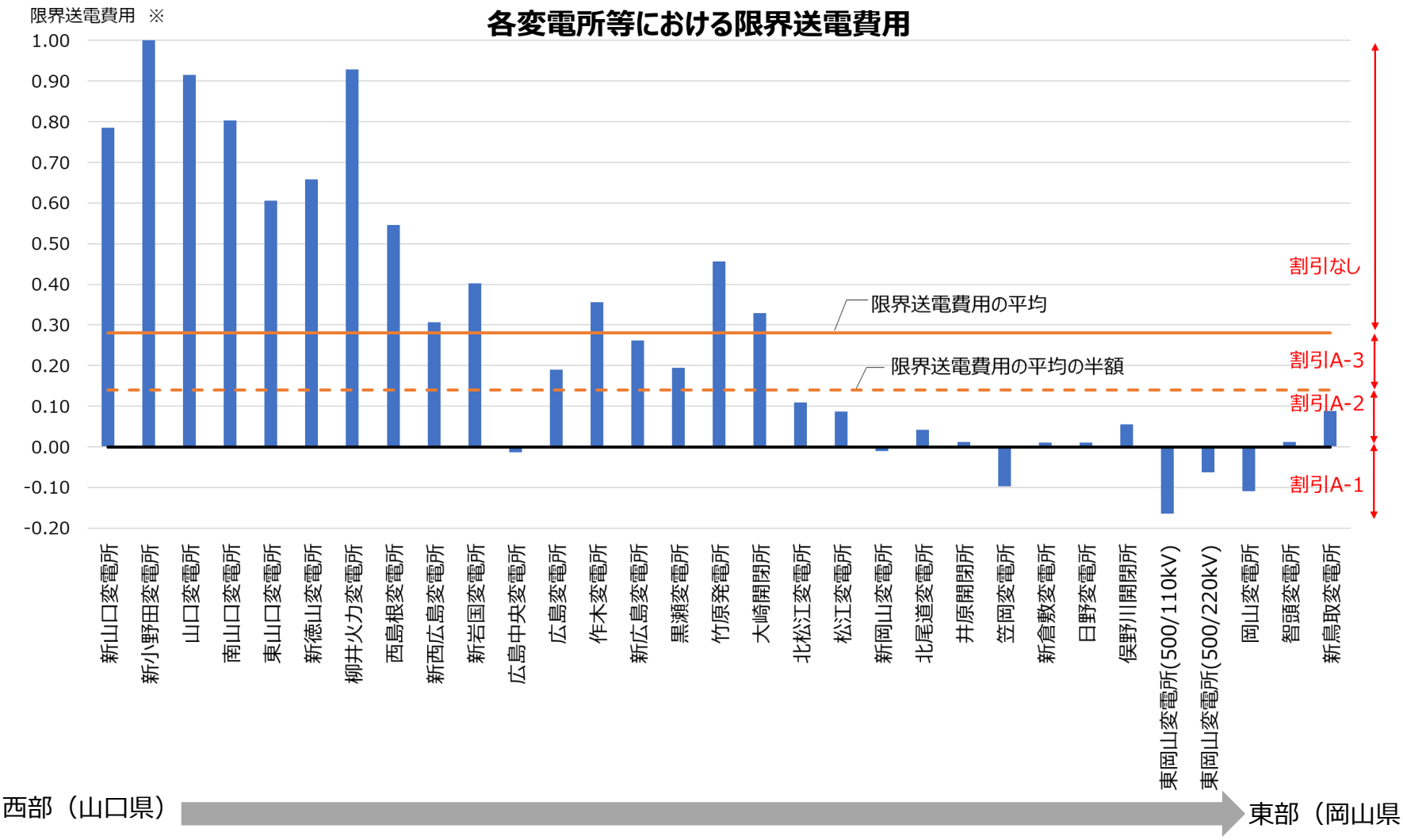
各変電所等における限界送電費用



※限界送電費用の最大値が「１」となるよう正規化。

【参考】発電側課金の割引Aエリア（中国電力NW）

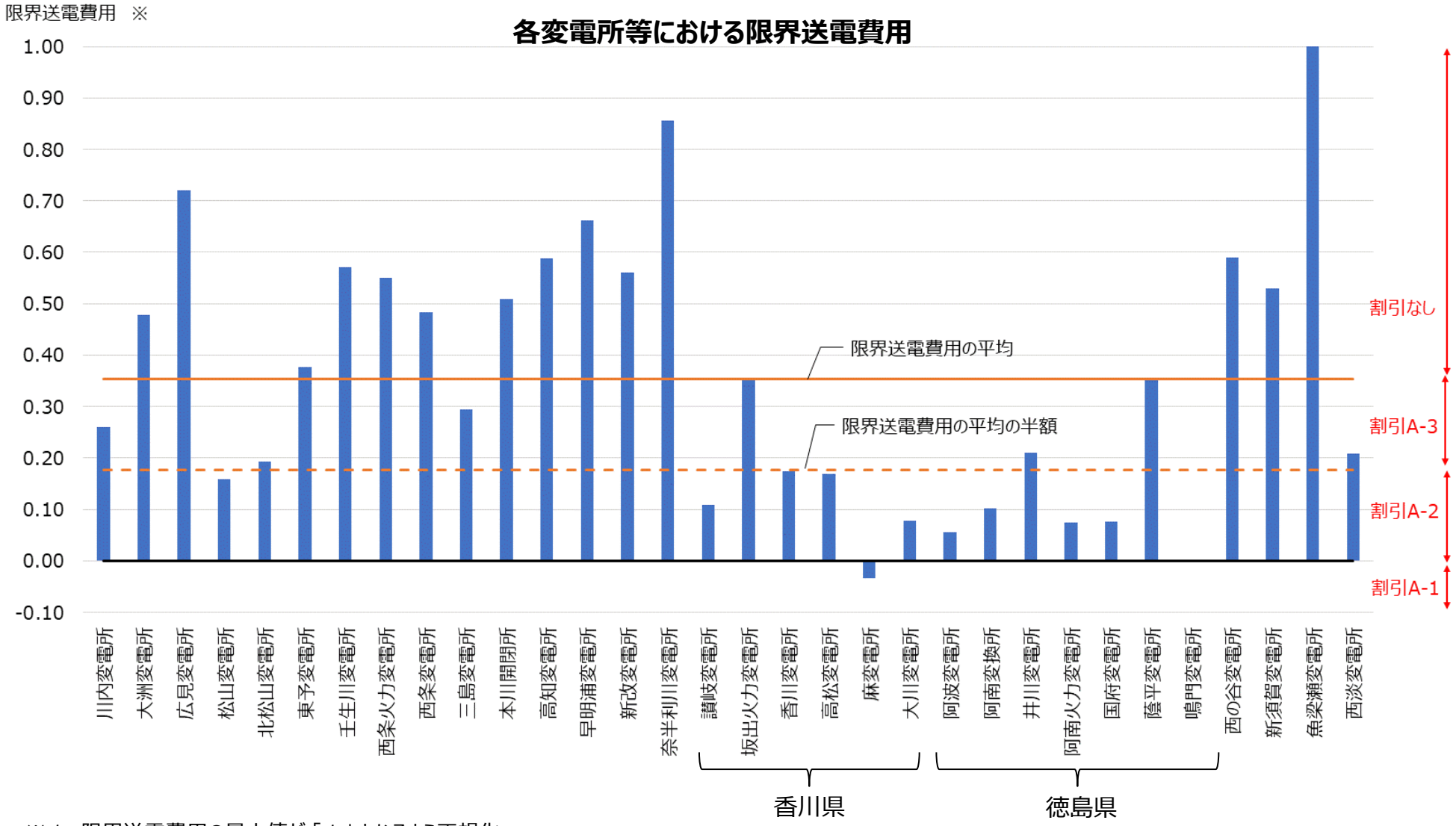
- 中国エリアにおいては、西部から関西方面に潮流が流れる傾向にあるため、**東部で割引区分が高くなっている**。



※１　限界送電費用の最大値が「１」となるよう正規化。
※２　（補足:グラフからは視認することが難しい変電所の割引）新岡山変電所：割引A-1、新倉敷変電所：割引A-2、日野変電所：割引A-2

【参考】発電側課金の割引Aエリア（四国電力送配電）

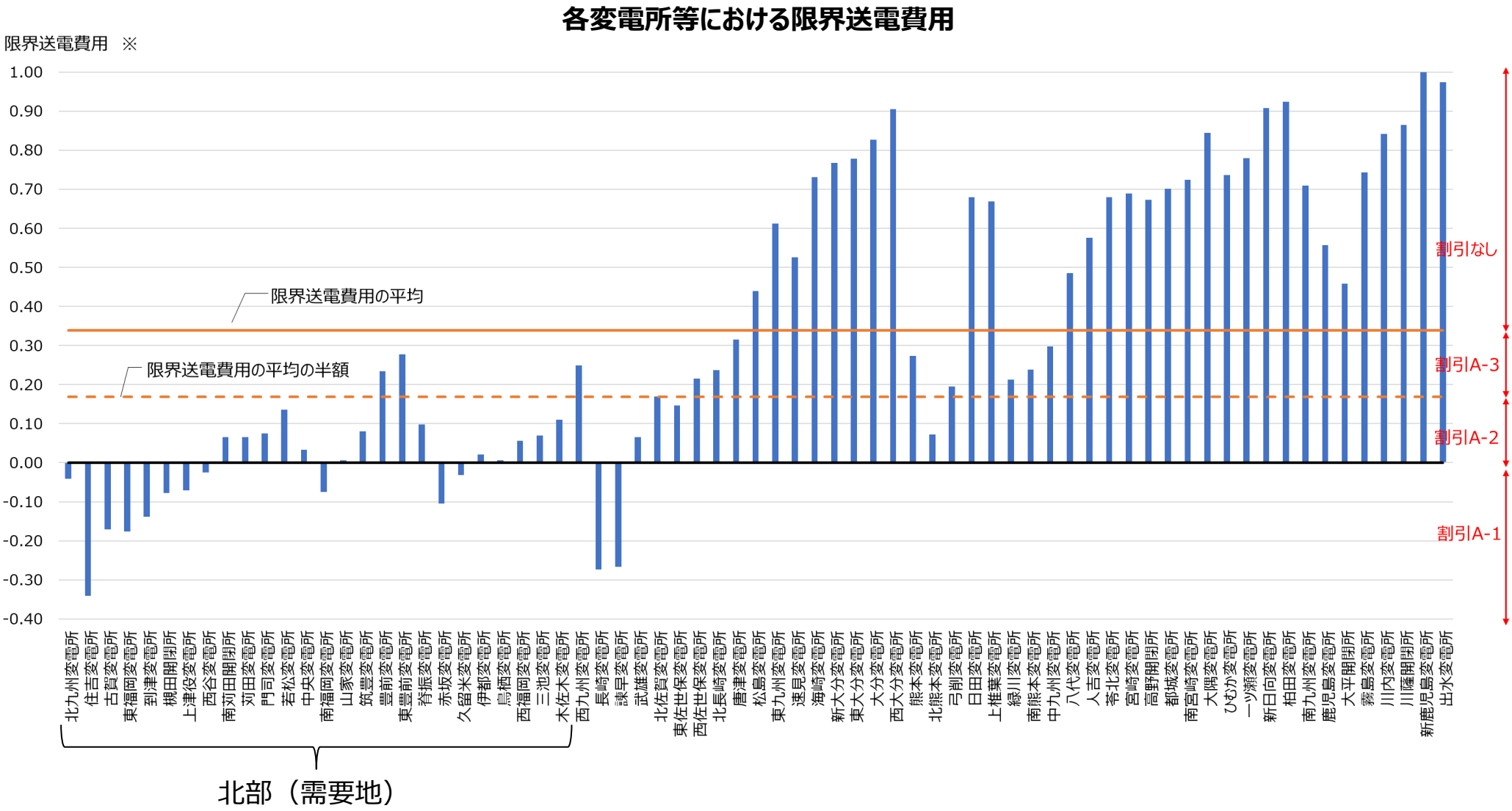
- 四国エリアにおいては、需要地がある**香川県・徳島県で割引区分が高くなっている**。



※１　限界送電費用の最大値が「１」となるよう正規化。
※２　（補足）鳴門変電所はグラフでは視認することが難しいが、割引A-2の対象。

【参考】発電側課金の割引Aエリア（九州電力送配電）

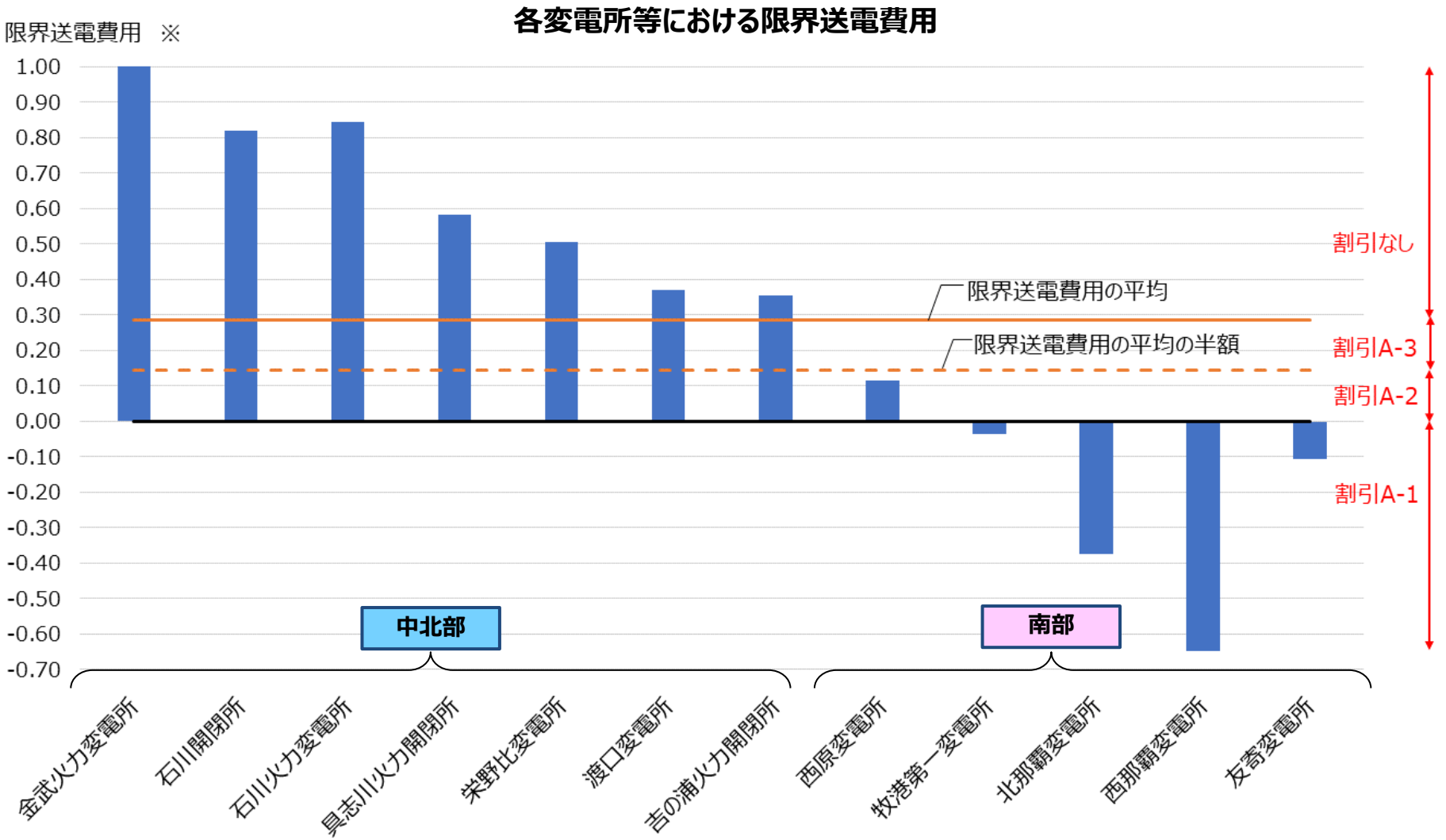
- 九州エリアにおいては、北九州市や福岡市などの需要地がある**北部で割引区分が高くなっている**。



※限界送電費用の最大値が「１」となるよう正規化。

【参考】発電側課金の割引Aエリア（沖縄電力）

- 沖縄エリアにおいては、電源が多い中北部から需要地である南部へ潮流が流れる傾向にあるため、**南部で割引区分が高くなっている**。なお、割引A-3は設定がない。

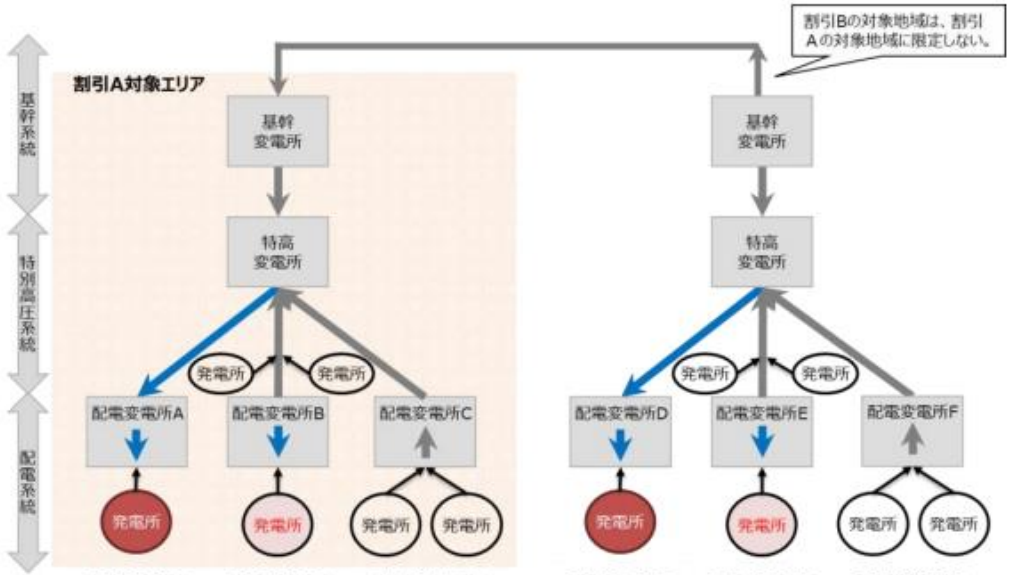


※限界送電費用の最大値が「１」となるよう正規化。

（２）発電側課金の割引エリアの設定（割引B）　－検証結果－

- **<u>割引Bに関しては、特別高圧系統の将来的な投資を効率化する効果のある電源について、発電側課金（kW課金）を割り引く</u>**。
- **<u>各事業者とも審議会で整理された条件に基づき割引エリアを適切に設定している</u>**ことを確認した。

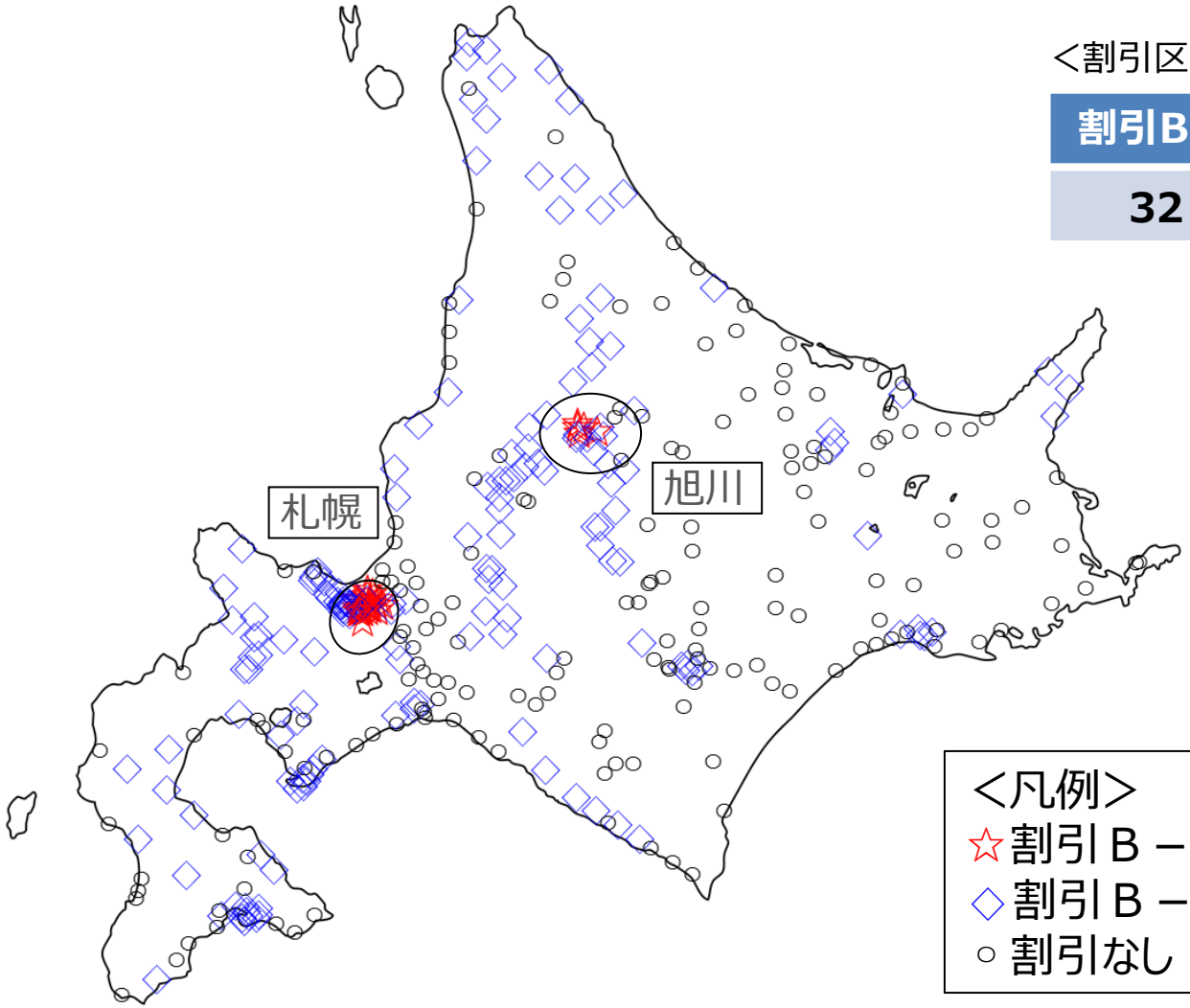
発電側課金の導入について
中間とりまとめ
（2023年４月）



割引区分	条件	kW負担額のイメージ		kW当たりの割引単価
		割引前	割引後	
割引B-1	代表的な断面で特別高圧系統に対して逆潮流していないこと	75円/kW・月	37.5円/kW・月	kW課金における特別高圧系統分の費用負担が0 ⇒発電側課金で回収する特別高圧系統の固定費の半額（kW:kWh=1:1のため）を、発電側の課金対象kWで除した金額
割引B-2	代表的な断面で配電変電所でアップ潮流が生じていないこと		60円/kW・月	⇒発電側課金で回収する特別高圧系統の減価償却費及び事業報酬の半額（kW:kWh=1:1のため）を、発電側の課金対象kWで除した金額

【参考】発電側課金の割引Bエリア（北海道電力NW）

- 北海道エリアにおいては、**割引B-1はエリア内の大規模需要地である札幌・旭川市内の変電所、割引B-2はその他の需要地の変電所が中心となっている**。



<割引区分毎の変電所数>　[箇所]

割引B-1	割引B-2	割引Bなし	合計
32	169	174	375

【参考】発電側課金の割引Bエリア（東北電力NW）

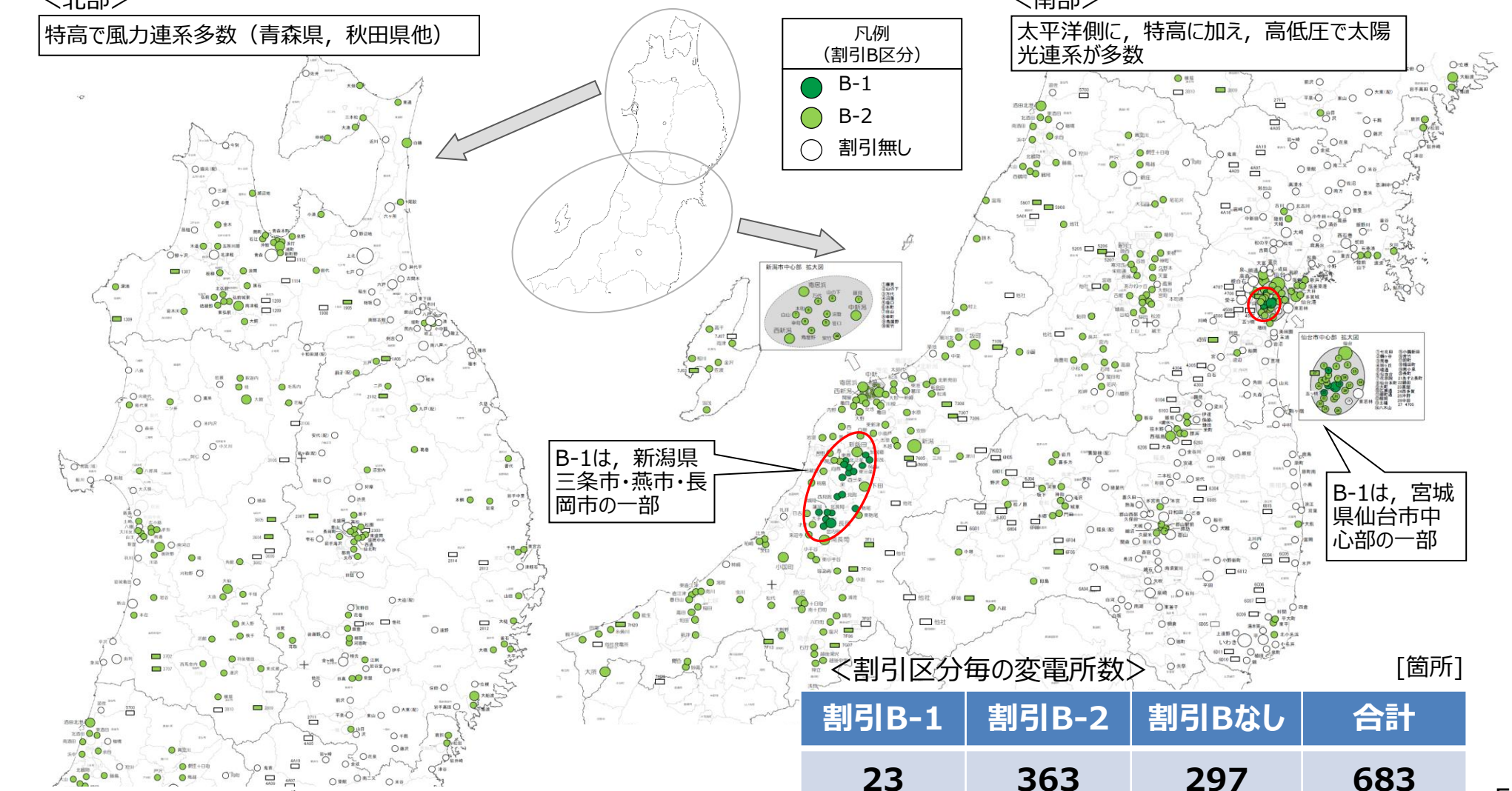
- 東北エリアにおいては、青森県・秋田県などで特高系統に連系する風力が多く、福島県・宮城県などの太平洋側で特高・高低圧に連系する太陽光が多いことから、**宮城県・新潟県の需要地の一部に割引B-1の対象が限定されている**。

<北部>

特高で風力連系多数（青森県，秋田県他）

<南部>

太平洋側に，特高に加え，高低圧で太陽光連系が多数



<割引区分毎の変電所数>

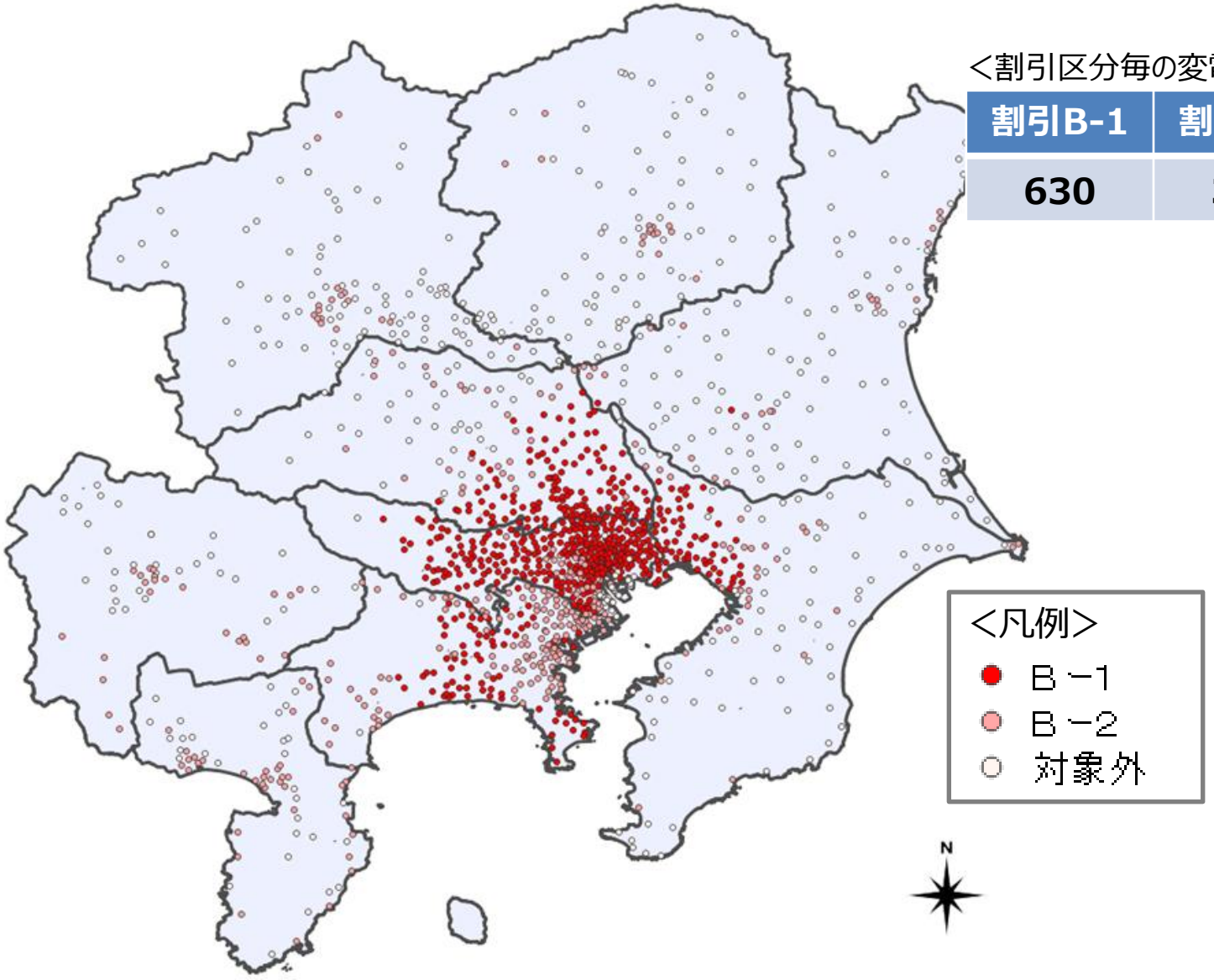
[箇所]

割引B-1	割引B-2	割引Bなし	合計
23	363	297	683

地図の出展：国土地理院ウェブサイト（https://maps.gsi.go.jp）

【参考】発電側課金の割引Bエリア（東京電力PG）

- 東京エリアにおいては、**都心部を中心とした大規模需要地で割引B-1の対象が多くなっている**。

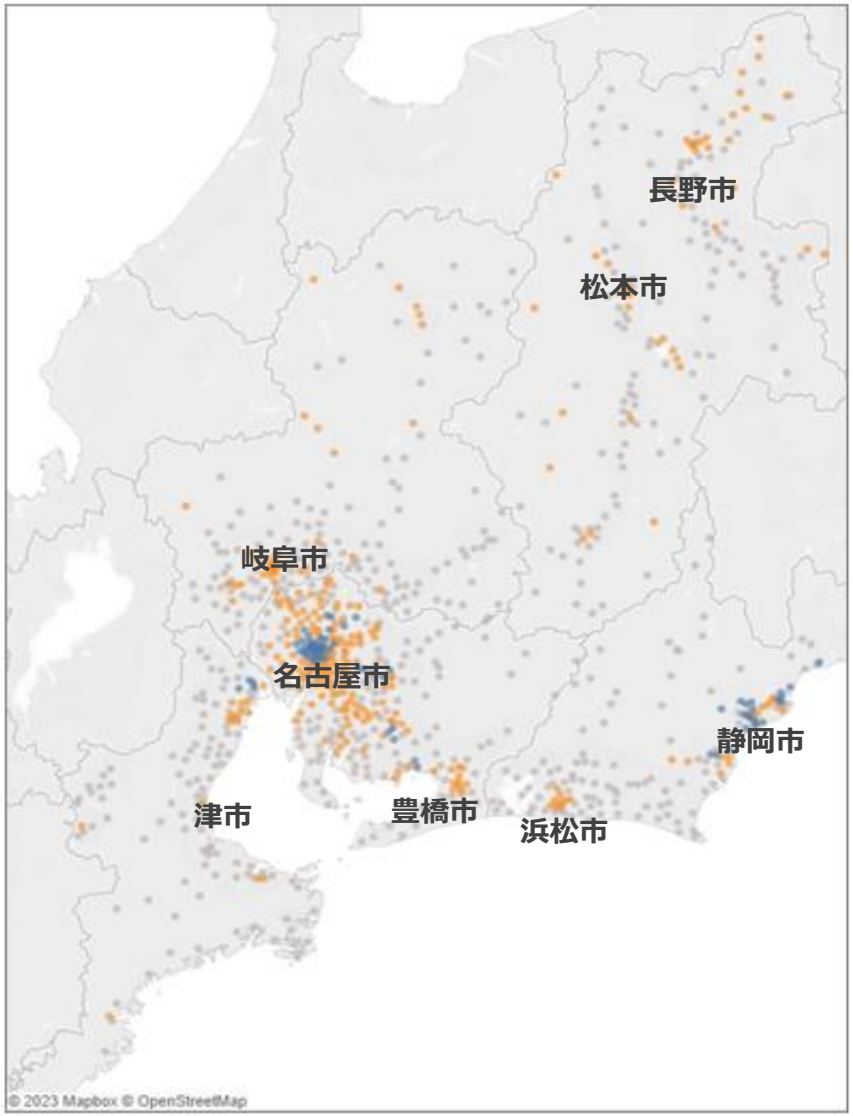


＜割引区分毎の変電所数＞ [箇所]

割引B-1	割引B-2	割引Bなし	合計
630	363	419	1,412

【参考】発電側課金の割引Bエリア（中部電力PG）

- 中部エリアにおいては、**大規模需要地である大都市部（特に名古屋市・静岡市）で割引B-1、その他の都市部で割引B-2の対象が多くなっている**。



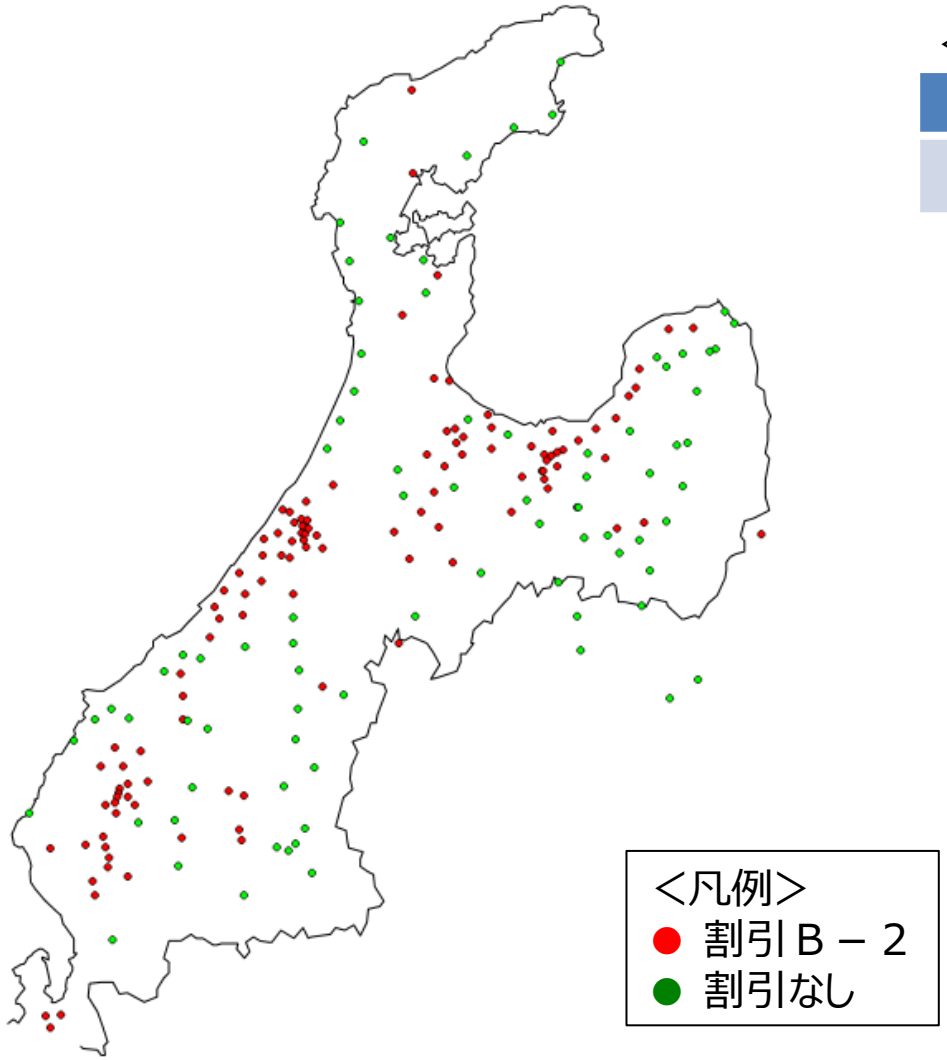
<割引区分毎の変電所数>　[箇所]

割引B-1	割引B-2	割引Bなし	合計
79	269	575	923

<凡例>
- 割引Ｂ－１
- 割引Ｂ－２
- 割引なし

【参考】発電側課金の割引Bエリア（北陸電力送配電）

- 北陸エリアにおいては、**<u>各県の需要地で割引B-2の対象が多くなっている</u>**。なお、割引Bを算定する断面において、ほとんどの特高系統で逆潮流となっているため、割引B-1は設定がない。

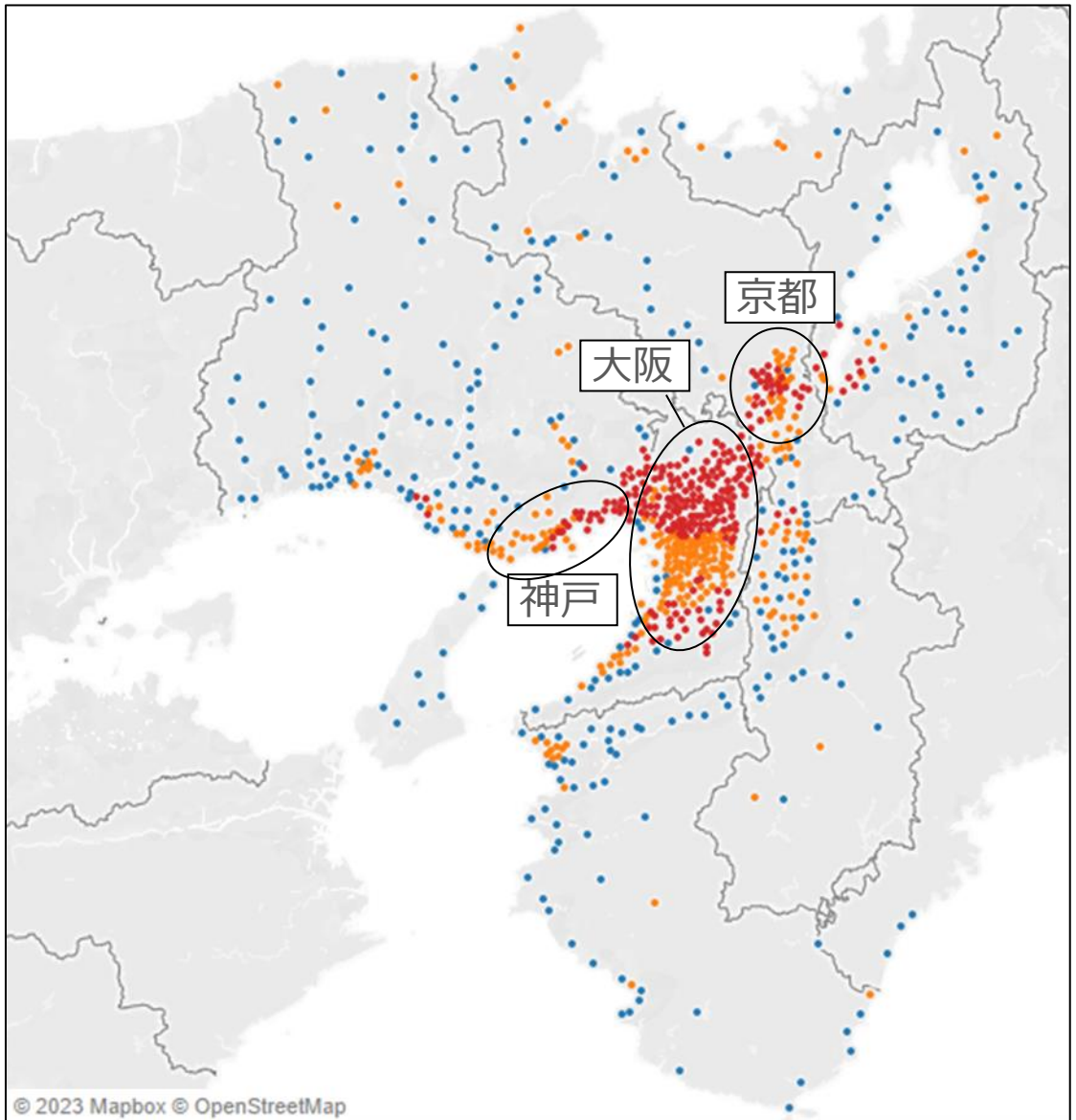


<割引区分毎の変電所数>　[箇所]

割引B-1	割引B-2	割引Bなし	合計
0	114	83	197

【参考】発電側課金の割引Bエリア（関西電力送配電）

- 関西エリアにおいては、**大阪・京都・神戸等の需要地で割引Bの対象が多くなっている**。



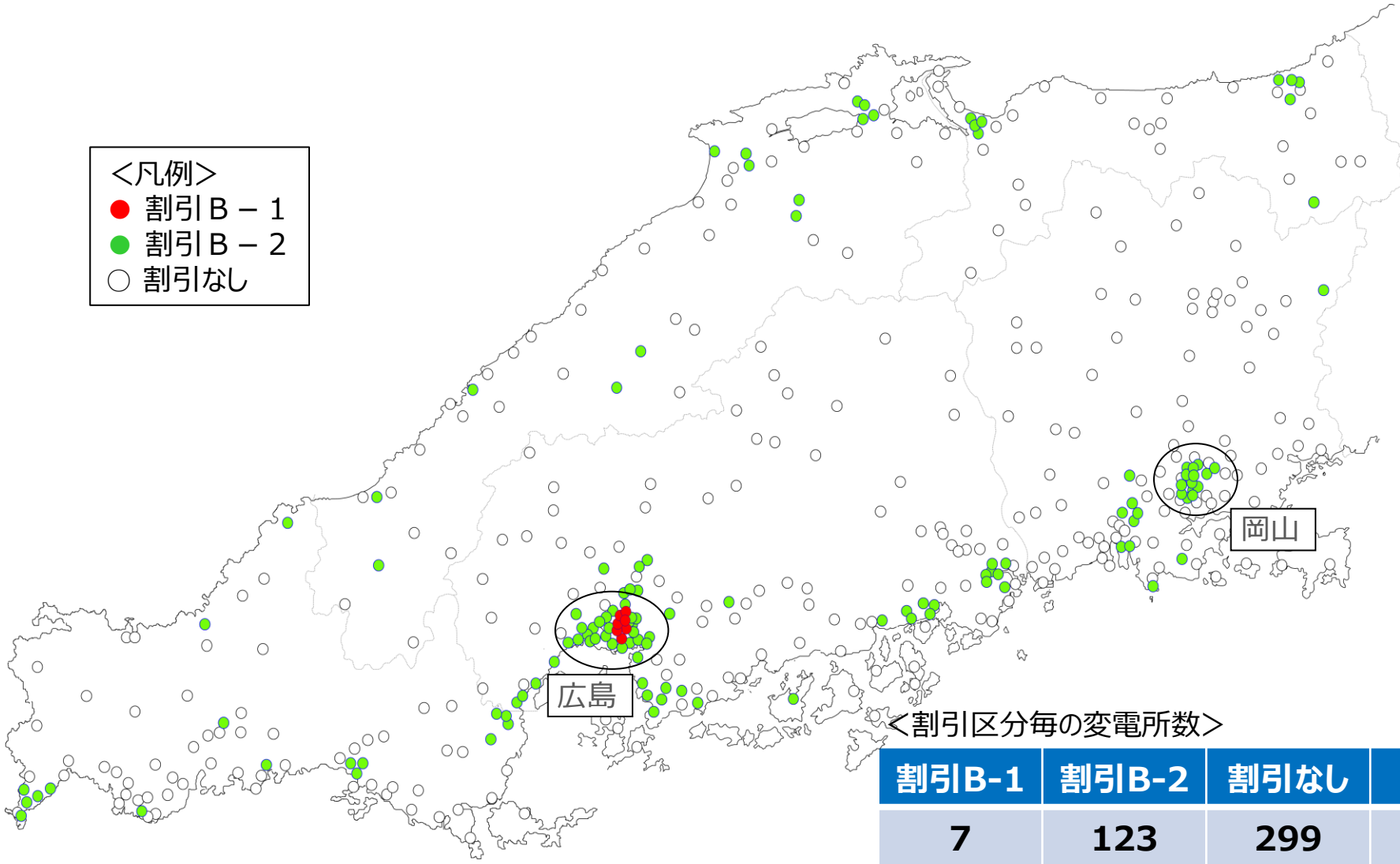
<割引区分毎の変電所数>　[箇所]

割引B-1	割引B-2	割引Bなし	合計
265	285	308	858

<凡例>
- 割引Ｂ－１
- 割引Ｂ－２
- 割引なし

【参考】発電側課金の割引Bエリア（中国電力NW）

- 中国エリアにおいては、**広島・岡山等の需要地で割引Bの対象が多くなっている**。

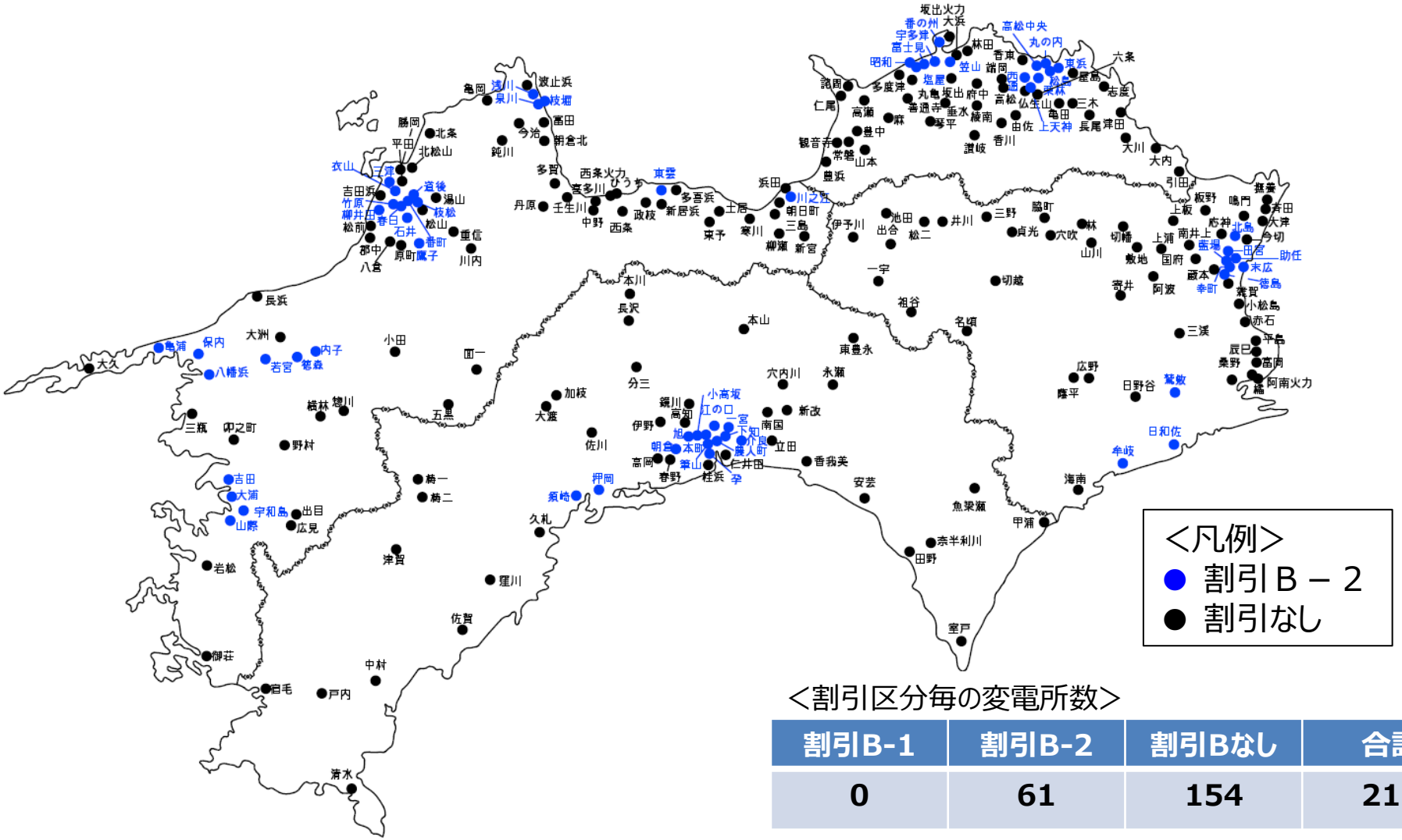


＜割引区分毎の変電所数＞ [箇所]

割引B-1	割引B-2	割引なし	合計
7	123	299	429

【参考】発電側課金の割引Bエリア（四国電力送配電）

- 四国エリアにおいては、各県の**<u>需要地で割引B-2の対象が多くなっている</u>**。なお、割引Bを算定する断面において、ほとんどの特高系統で逆潮流となっているため、割引B-1の設定がない。



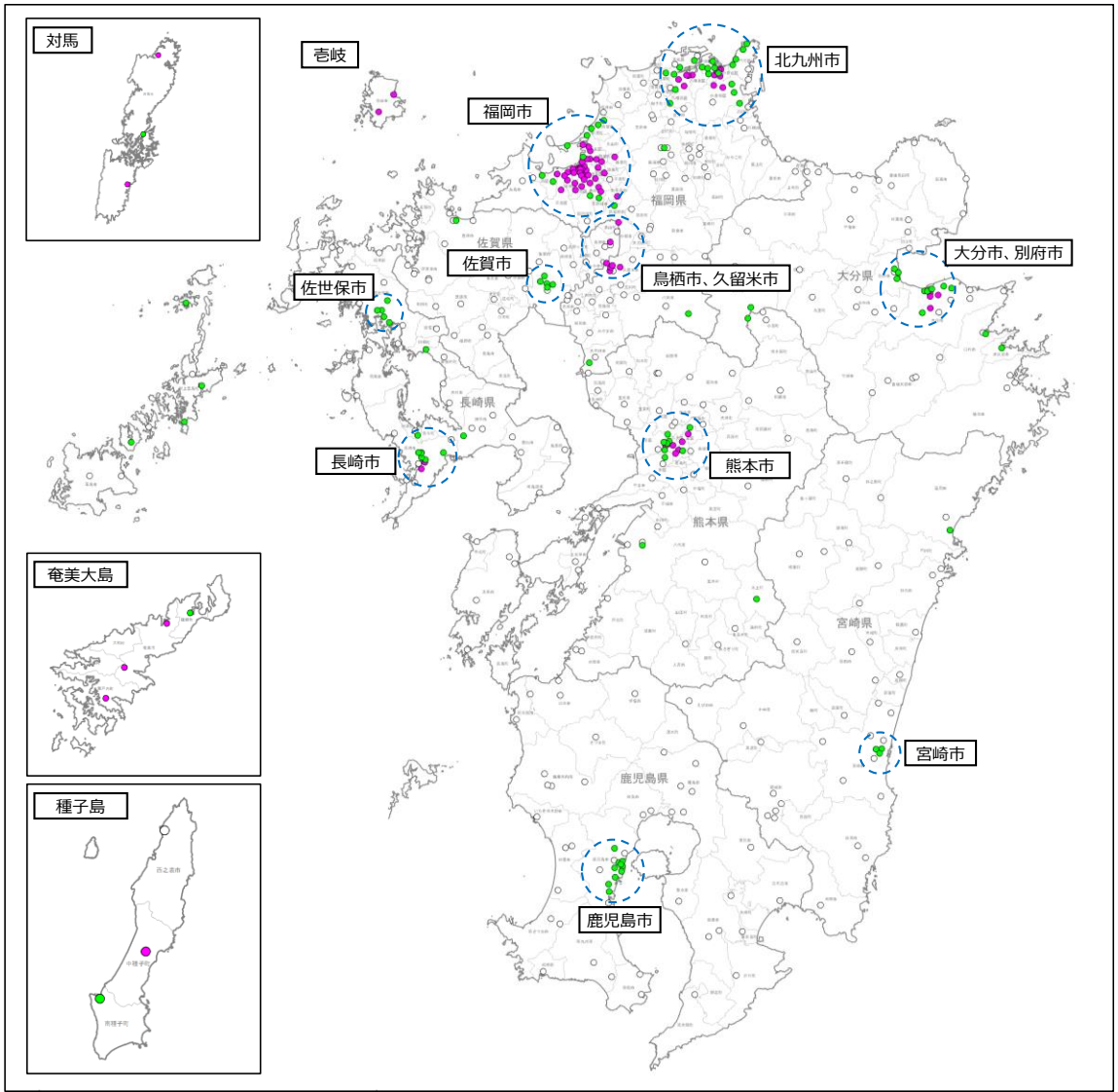
<凡例>
- 割引Ｂ－２
- 割引なし

<割引区分毎の変電所数>　[箇所]

割引B-1	割引B-2	割引Bなし	合計
0	61	154	215

【参考】発電側課金の割引Bエリア（九州電力送配電）

- 九州エリアにおいては、**需要地（都市部の中心）で割引B-1、その周辺部では特高連系の電源の影響により割引B-2の対象が多くなっている**。



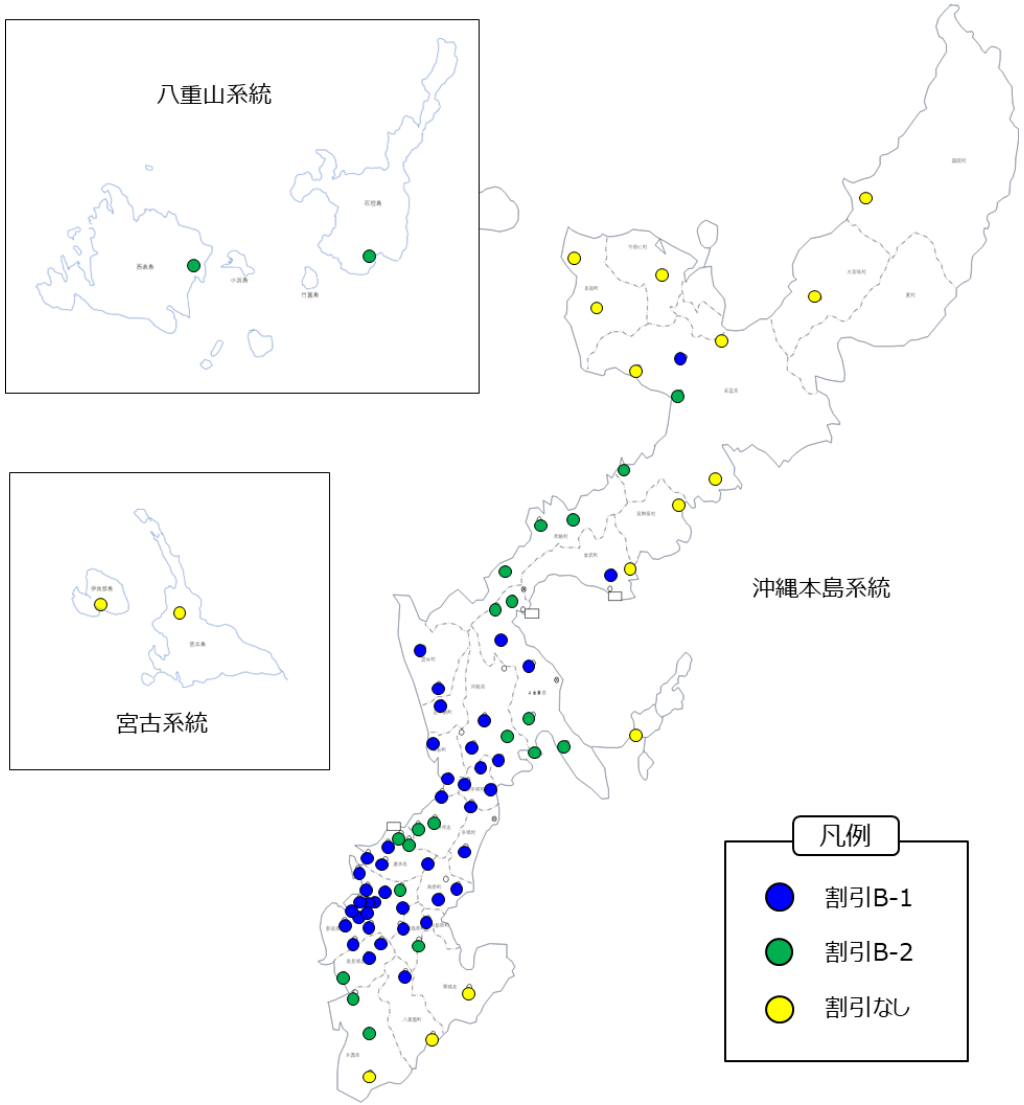
<割引区分毎の変電所数>　（箇所）

割引B-1	割引B-2	割引Bなし	合計
81	98	306	485

<凡例>
- 割引B-1
- 割引B-2
- ○ 割引なし

【参考】発電側課金の割引Bエリア（沖縄電力）

- 沖縄エリアにおいては、**需要地（都市部）で割引B-1、その周辺部では特高連系の電源による逆潮流のため、割引B-2が多くなっている**。



＜割引区分毎の変電所数＞ （箇所）

割引B-1	割引B-2	割引Bなし	合計
42	22	16	80

（２）発電側課金の割引区分ごとの割引単価の設定　－検証結果－

- **割引区分ごとの割引単価**については、各事業者とも審議会で整理されたとおり、**発電側課金で回収する固定費に基づく値を課金対象kWで除して算出し、適切な割引額を託送供給等約款に記載している**ことを確認した。

申請された発電側課金の割引単価

（税込）

	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	全国平均
割引A-1（円/kW･月）	**59.40**	**34.02**	**30.86**	**42.25**	**27.73**	**32.19**	**37.24**	**46.92**	**38.56**	**16.50**	**36.57**
割引A-2（円/kW･月）	**19.80**	**13.73**	**11.44**	**17.60**	**9.82**	**11.55**	**13.56**	**14.66**	**15.86**	**8.51**	**13.65**
基幹系統接続電源	9.90	6.86	5.72	8.80	4.92	5.78	6.79	7.34	7.93	4.26	6.83
割引A-3（円/kW･月）	**9.90**	**6.86**	**5.72**	**8.80**	**4.92**	**5.78**	**6.79**	**7.34**	**7.93**	**4.26**	**6.83**
基幹系統接続電源	4.95	3.43	2.86	4.40	2.45	2.89	3.39	3.66	3.97	2.13	3.41
割引B-1（円/kW･月）	**42.90**	**46.77**	**48.99**	**33.36**	**60.95**	**60.35**	**39.69**	**39.97**	**39.74**	**51.07**	**46.38**
割引B-2（円/kW･月）	**13.20**	**18.92**	**17.80**	**13.66**	**21.54**	**21.92**	**14.47**	**10.40**	**16.36**	**26.19**	**17.45**

※１　先述のとおり、割引A-1の単価は発電側課金で回収する基幹系統の固定費の半額（kW:kWh＝1:1のため）を発電側の課金対象kWで除した金額、割引A-2の単価は発電側課金で回収する基幹系統の減価償却費及び事業報酬の半額（kW:kWh＝1:1のため）を、発電側の課金対象kWで除した金額、割引A-3の単価は割引A-2の単価の半額として設定することとなっている。
※２　先述のとおり、割引B-1の単価は発電側課金で回収する特別高圧系統の固定費の半額（kW:kWh=1:1のため）を発電側の課金対象kWで除した金額、割引B-2の単価は発電側課金で回収する特別高圧系統の減価償却費及び事業報酬の半額（kW:kWh＝1:1）を、発電側の課金対象kWで除した金額として設定することとなっている。
※３　需要地近接性評価割引制度と同様、基幹系統接続電源の割引単価は、特別高圧系統接続電源の割引単価の1/2とするため（割引A-1を除く）、基幹系統接続電源の割引A-2、A-3については、その他電源の同割引単価の半額適用となる（基幹系統以外の接続電源は、A-2、A-3についても全額適用となる）。
※４　需要地近接性評価割引制度の適用を受けていた電源（暫定措置のものは除く）については、経過措置として、引き続き割引対象とする。経過措置の期間は、その次の割引対象地域の見直し時までとし、当該期間中は、割引A-2･B-2を適用する（経過措置対象電源のうち、発電側課金の割引単価がA-2･B-2を下回る電源に対して、当該単価を適用）。

１．発電側及び需要側への費用配賦

２．発電側課金単価等の設定

３．需要側託送料金のレートメーク

４．収入の見通しを上回らないことの確認

５．審査結果及び今後の対応方針

3. 需要側託送料金のレートメーク　－想定需要の算定方法－

- 料金メニュー別の想定需要について、以下の【ステップ２】のとおり、電圧別に配分した需要及び至近の託送料金メニュー別の実績比率等を踏まえて算定を行っている。
- 基本料金の回収比率の水準については、料金算定規則上の規定はないため、各事業者において設定。

供給計画

＜用途別＞
家庭用その他／業務用／産業用その他

【ステップ１】託送料金対象需要への組み替え、各諸元の算定
・供給計画上の用途別需要を電圧別に整理
⇒「家庭用その他」は低圧に読み替え
⇒「業務用」と「産業用その他」は、至近の実績比率を踏まえ、高圧と特別高圧に組み替え
・（特別高圧のみ）供給計画需要に含まれない揚水ロス（揚水動力ー揚水発電）の加算【過去実績ベース】
・（各電圧）供給計画需要に含まれている自社用電力（事業用・工事用電力）の控除等【過去実績ベース】
・電圧別需要各諸元への算定プロセスにおいて、スマートメーター実測データ等を踏まえ、供給計画の値と整合的となるよう補正

託送料金対象需要（電圧別）

特別高圧／高圧／低圧

【ステップ2】料金メニュー別の想定需要の算定
・電圧別に整理された想定電力量をもとに、至近の託送料金メニュー別の実績比率等を踏まえ託送料金メニュー別の想定需要を算定

託送料金対象需要（メニュー別）

料金メニュー別

収入の見通し【承認】

各一般送配電事業者は料金算定規則に則り費用配賦を実施。

固定費（発電側への配賦後）	可変費	需要家費

特別高圧	高圧	低圧

各料金メニューの単価設定
※料金メニューの種類は、各事業者とも現行から不変
※基本料金の回収比率は、各事業者において設定

3. 需要側託送料金のレートメーク　－検証結果－

- 検証の結果、**<u>各事業者とも現行の託送供給等約款における需要側託送料金の算定に用いたものと同一の想定需要をもとに単価を設定している</u>**ことを確認した。
- なお、各単価の設定にあたっては、各事業者において、使用量による需要家間の負担の差異も考慮しつつ、安定供給や再エネ導入拡大等に資するため基本料金による回収比率を高めるように変更している。（回収比率の設定に関する具体的な考え方は前回会合にて各事業者より説明済）

【参考】基本料金による回収比率※1について

第51回料金制度専門会合
資料３（2023年12月20日）

＜①今回申請＞

	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
低圧	31.7%	25.3%	29.2%	25.0%	30.4%	16.2%	15.0%	17.9%	27.6%	13.4%
高圧	55.5%	55.3%	55.8%	42.5%	60.0%	52.2%	49.6%	56.4%	43.5%	34.7%
特別高圧	57.9%	53.9%	59.3%	54.5%	60.0%	57.4%	63.2%	55.8%	50.0%	24.5%

＜②現行＞

	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
低圧	30.2%	24.0%	27.8%	24.0%	28.6%	15.4%	14.5%	17.0%	26.5%	13.0%
高圧	50.0%	47.5%	49.7%	37.9%	52.8%	46.7%	45.8%	49.2%	39.3%	32.7%
特別高圧	50.4%	46.1%	50.5%	46.1%	50.4%	48.9%	55.1%	49.8%	43.8%	22.9%

＜①－②増減＞※2

	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
低圧	+1.5%	+1.3%	+1.4%	+1.0%	+1.8%	+0.7%	+0.5%	+0.9%	+1.1%	+0.4%
高圧	+5.5%	+7.8%	+6.1%	+4.6%	+7.3%	+5.5%	+3.8%	+7.2%	+4.2%	+2.0%
特別高圧	+7.5%	+7.8%	+8.7%	+8.4%	+9.6%	+8.5%	+8.0%	+6.0%	+6.2%	+1.6%

※1　2024～2027年度における想定料金収入に占める基本料金収入（定額料金及び予備送電サービスに係る料金等を含む）の比率。
　　比率の水準については料金算定規則上の規定はないため、各事業者において設定。
※2　端数処理の関係により、＜①－②増減＞の数値が、＜①今回申請＞－＜②現行＞の数値と一致しない場合がある。

１．発電側及び需要側への費用配賦

２．発電側課金単価等の設定

３．需要側託送料金のレートメーク

４．収入の見通しを上回らないことの確認

５．審査結果及び今後の対応方針

４．収入の見通しを上回らないことの確認

- 各事業者は、３需要種別への費用配賦結果及び料金メニュー別の想定需要等をもとに、料金メニュー別の単価を算定する。
- 検証の結果、**各事業者とも料金メニューごとの想定収入（＝申請単価×想定需要等）の合計（発電側課金含む）が、収入の見通しを上回っていない**ことを確認した。

＜検証方法のイメージ＞

料金メニュー				単　位	①申請単価 税抜	②想定需要等※	想定収入①×②
低圧（電灯）	定額接続送電サービス	電灯料金	●●Wまで	1 灯			
			●●Wをこえ●●Wまで	1 灯			
			●●Wをこえる●●Wまでごとに	1 灯			
		小型機器料金	●●VAまで	1機器			
			●●VAをこえ●●VAまで	1機器			
			●●VAをこえる●●VAまでごとに	1機器			
	標準接続送電サービス	基本料金	実量契約	1 kW			
			ＳＢ・主開閉器契約	1 kVA			
			ＳＢ契約：●●Ａ	1 契約			
		電力量料金		1 kWh			
	時間帯別接続送電サービス	基本料金	実量契約	1 kW			
			ＳＢ・主開閉器契約	1 kVA			
			ＳＢ契約：●●Ａ	1 契約			
		電力量料金	昼間時間	1 kWh			
			夜間時間	1 kWh			
	電灯従量接続送電サービス			1 kWh			
低圧（動力）	・			・	・	・	・
高圧	・			・	・	・	・
特別高圧	・			・	・	・	・
発電側課金	・			・	・	・	・
合計							○○億円

料金メニューごとの想定収入（＝申請単価×想定需要等）の合計額が、収入の見通しを上回っていないことを確認

収入の見通し	○○億円

※　契約種別に応じて需要や機器数を想定する。

4．収入の見通しを上回らないことの確認（各一般送配電事業者）1/2

- 各事業者の想定収入の合計が収入の見通しを上回らないことの確認結果※1は以下のとおり。

※1　いずれの数値も2024～2027年度の平均値であり、2023年度も含む想定収入合計でも５年間の収入の見通しを上回っていないことは確認している。

電圧等	料金種別	想定収入（億円/年）				
		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
低圧（電灯）	基本料金	287	483	1,767	583	165
	電力量料金	785	1,796	5,628	2,375	489
	定額料金	27	35	76	46	9
	小計	**1,100**	**2,314**	**7,471**	**3,004**	**664**
低圧（動力）	基本料金	75	163	635	238	55
	電力量料金	54	222	377	227	37
	定額料金	0	0	0	0	0
	小計	**129**	**385**	**1,013**	**465**	**92**
高圧	基本料金※2	317	715	1,997	694	257
	電力量料金	254	577	1,581	939	171
	小計	**571**	**1,292**	**3,578**	**1,633**	**428**
特別高圧	基本料金※2	47	205	907	404	91
	電力量料金	34	175	624	337	61
	小計	**81**	**380**	**1,531**	**741**	**152**
発電側課金	基本料金※3	68	214	554	238	74
	電力量料金	69	216	556	241	74
	小計（端数処理含む）	**137**	**430**	**1,111**	**479**	**148**
合計（端数処理含む）		**2,018**	**4,800**	**14,703**	**6,322**	**1,483**
収入の見通し（億円/年）		**2,018**	**4,801**	**14,703**	**6,322**	**1,483**

※2　予備送電サービスに係る料金及びピークシフト割引を含む。
※3　発電側課金の割引を含む。
※4　発電側課金の基本料金と電力量料金の各課金単価は端数処理して設定しているため、基本料金と電力量料金の収入は完全には一致しない。また、課金単価を設定する際に四捨五入等の端数処理を実施する関係上、発電側課金の収入が発電側課金で回収する費用を超える場合があるが、需要側託送料金を含めた想定収入の合計が収入の見通しを超えていないことを確認した。
※5　四捨五入の関係により、内訳の和と合計値は一致しないことがある。

4．収入の見通しを上回らないことの確認（各一般送配電事業者）2/2

- 各事業者の想定収入の合計が収入の見通しを上回らないことの確認結果※1は以下のとおり。

※1　いずれの数値も2024～2027年度の平均値であり、2023年度も含む想定収入合計でも５年間の収入の見通しを上回っていないことは確認している。

電圧等	料金種別	想定収入 (億円/年)				
		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
低圧（電灯）	基本料金	370	158	92	567	29
	電力量料金	3,022	1,449	692	1,958	334
	定額料金	35	16	9	27	3
	小計	**3,427**	**1,623**	**792**	**2,552**	**365**
低圧（動力）	基本料金	215	98	62	228	24
	電力量料金	194	93	55	201	29
	定額料金	0	0	0	1	－
	小計	**409**	**191**	**117**	**430**	**53**
高圧	基本料金※2	995	402	237	532	65
	電力量料金	912	408	184	691	122
	小計	**1,907**	**810**	**421**	**1,224**	**187**
特別高圧	基本料金※2	491	218	55	239	14
	電力量料金	364	127	44	239	44
	小計	**855**	**345**	**99**	**479**	**58**
発電側課金	基本料金※3	320	92	70	174	15
	電力量料金	327	92	70	169	15
	小計（端数処理含む）	**647**	**184**	**141**	**343**	**29**
合計（端数処理含む）		**7,244**	**3,152**	**1,570**	**5,027**	**693**
収入の見通し（億円/年）		**7,244**	**3,152**	**1,570**	**5,027**	**693**

※2　予備送電サービスに係る料金及びピークシフト割引を含む。
※3　発電側課金の割引を含む。
※4　発電側課金の基本料金と電力量料金の各課金単価は端数処理して設定しているため、基本料金と電力量料金の収入は完全には一致しない。また、課金単価を設定する際に四捨五入等の端数処理を実施する関係上、発電側課金の収入が発電側課金で回収する費用を超える場合があるが、需要側託送料金を含めた想定収入の合計が収入の見通しを超えていないことを確認した。
※5　四捨五入の関係により、内訳の和と合計値は一致しないことがある。

１．発電側及び需要側への費用配賦

２．発電側課金単価等の設定

３．需要側託送料金のレートメーク

４．収入の見通しを上回らないことの確認

５．審査結果及び今後の対応方針

5．審査結果及び今後の対応方針

- 各事業者より、経済産業大臣宛てに電気事業法第十八条第一項に基づく変更認可申請がなされた託送供給等約款のうち①発電側及び需要側への費用配賦、②発電側課金単価等の設定、③需要側託送料金のレートメーク（料金メニュー及び料金単価設定）について、**各事業者とも料金算定規則等を踏まえた対応が適切になされており、また、同第十八条第三項各号に照らし妥当であり、問題ない**ことが確認された。
- **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。

電気事業法（抜粋）

第十八条　一般送配電事業者は、その供給区域における託送供給等に係る料金その他の供給条件（以下この款において単に「供給条件」という。）について、経済産業省令で定める期間ごとに、経済産業省令で定めるところにより、託送供給等約款を定め、経済産業大臣の認可を受けなければならない。当該期間中において、これを変更しようとするときも、同様とする。

２　（略）

３　経済産業大臣は、第一項の認可の申請が次の各号のいずれにも適合していると認めるときは、同項の認可をしなければならない。

一　料金が第十七条の二第一項の承認を受けた収入の見通しを超えない額の収入をその算定の基礎とするものであること。

二　第一項の認可の申請に係る託送供給等約款により電気の供給を受ける者が託送供給等を受けることを著しく困難にするおそれがないこと。

三　料金の額の算出方法が適正かつ明確に定められていること。

四　一般送配電事業者及び第一項の認可の申請に係る託送供給等約款により電気の供給を受ける者の責任に関する事項並びに電気計器及び工事に関する費用の負担の方法が適正かつ明確に定められていること。

五　特定の者に対して不当な差別的取扱いをするものでないこと。

六　前各号に掲げるもののほか、公共の利益の増進に支障がないこと。

４～１２　（略）