

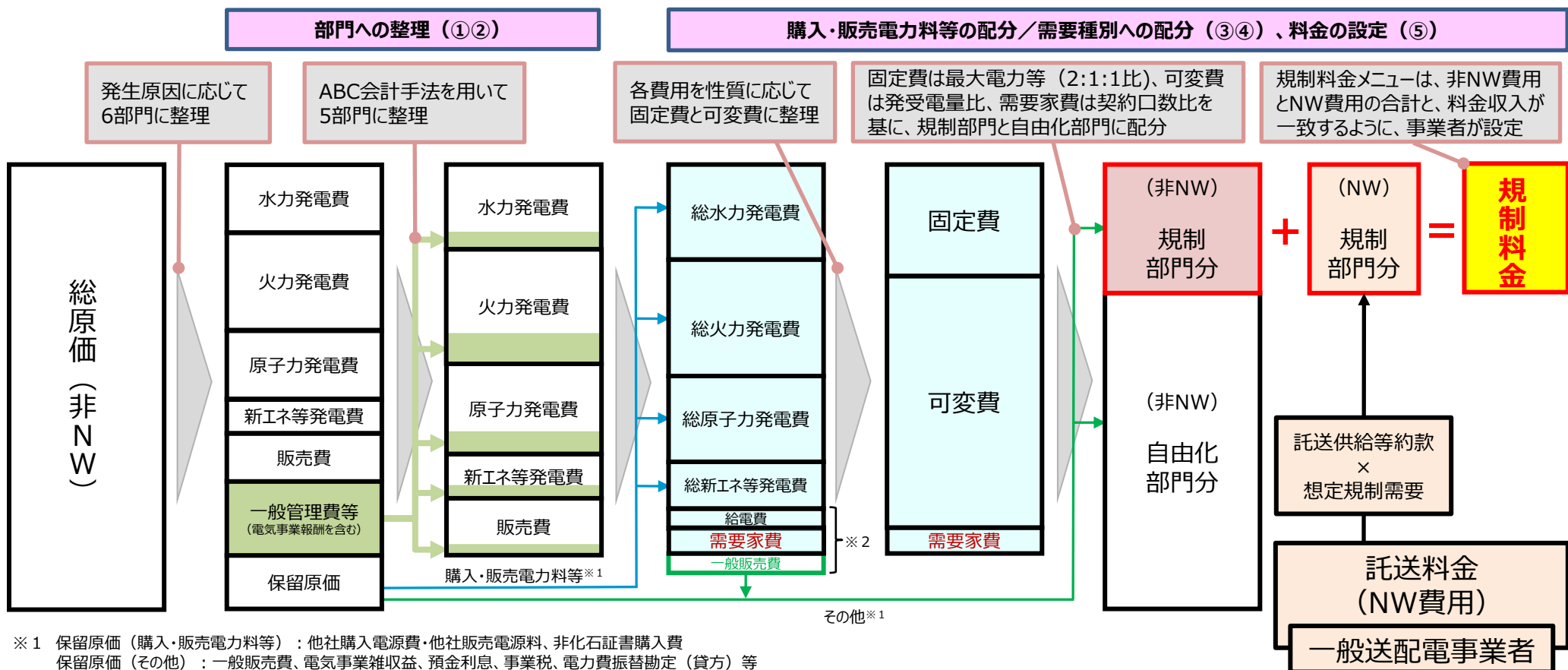
1. はじめに
2. 特定小売供給約款料金（規制料金）の位置づけ
3. 規制料金の改定申請の概要
4. 規制料金の審査の概要
5. 査定方針案の概要
- 6. 査定方針案の各論**
 - 6-1. 需要想定・供給力
 - 6-2. 経営効率化
 - 6-3. 燃料費
 - 6-4. 購入・販売電力料
 - 6-5. 原子力バックエンド費用
 - 6-6. 人員計画・人件費
 - 6-7. 修繕費
 - 6-8. 設備投資（減価償却費・固定資産除却費）
 - 6-9. 事業報酬
 - 6-10. その他経費
 - 6-11. 公租公課
 - 6-12. 控除収益
 - 6-13. 費用の配賦**
 - 6-14. レートメイク・約款

7. 参考資料

費用の配賦の概要

- みなし小売電気事業者（※）は、総原価（非ネットワーク（非NW）費用に限る）を**6部門へ整理（①）**した上で、**一般管理費等を他部門へ配分（②）**することで、5部門の費用に整理する。
- その上で、5部門の費用に対して、**購入・販売電力料等を配分（③）**する。さらに、各費用をその性質に応じて**固定費・可変費に整理した上で、規制部門と自由化部門の2需要種別に配分（④）**する。
- これらのプロセスを経て算定された規制部門分の非NW費用に、規制部門分のNW費用を加算した上で、電気の使用条件の差などを考慮して、**契約種別ごとの規制料金を設定（⑤）**する。

（※）沖縄電力は送配電部門との一体会社であり、NWを含む総原価から算定するなど、算定フローが一部異なることに留意。



※ 1 保留原価（購入・販売電力料等）：他社購入電源費・他社販売電源料、非化石証書購入費
 保留原価（その他）：一般販売費、電気事業雑収益、預金利息、事業税、電力費振替勘定（貸方）等
 ※ 2 給電費：給電設備に係る費用
 需要家費：調定及び集金に係る費用
 一般販売費：その他販売に係る費用

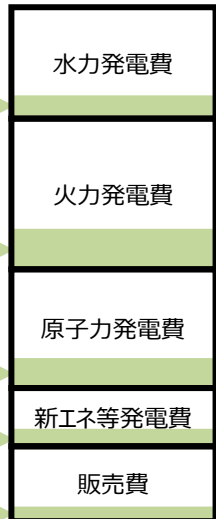
【参考】ABC会計手法 (Activity-Based Costing : 活動基準原価計算) による整理

- **ABC会計手法は**、複数の部門に関連する一般管理費等を、以下の**3段階で各部門に整理する手法**である。
 - **直課**：特定の部門に紐付けることが可能な費用について、当該部門に直接配分すること。
 - **帰属**：直課できない費用について、客観的かつ合理的な基準（コストドライバー）を設定し、それに従って各部門に配分すること。
 - **配賦**：直課や帰属では整理できない費用を、代理的な比率を用いて各部門に配分すること。
- 帰属・配賦の基準は料金算定規則に定められているが、各事業者が経済産業大臣に届け出ることによって、事業者の実情に応じた基準を設定することも可能である。

ABC会計手法による整理 (イメージ)

費用の配賦
(イメージ図より抜粋)

ABC会計手法を用いて
5部門に整理



一般管理費等

一般管理費等
...
修繕費 (20億円)
...
研究費 (20億円)
...
電気事業報酬 (450億円)
合計 (1,000億円)

料金算定規則
別表第2第2表 (抜粋)

一般管理費等	一般管理費等	
	活動帰属基準	配賦基準
...
修繕費	各部門業務用建物 床面積比	
...
研究費		直課された研究費比
...
電気事業報酬	電気事業報酬	内容ごとに各部門 設備別帳簿価額比

水力発電費への配分*

	水力発電費		
	直課	帰属	配賦
...
修繕費	-	5億円	-
...
研究費	1億円	-	1億円
...
電気事業報酬	-	-	50億円
合計	150億円		

※その他の部門（火力発電費・原子力発電費・新エネルギー等発電費・販売費）への配分も同様。

【参考】固定費と可変費の整理（イメージ）

- 整理された各費用（需要家費及び一般販売費を除く）を、販売電力量に応じて変動する費用（可変費）と、販売電力量にかかわらず必要な費用（固定費）に配分して整理する。

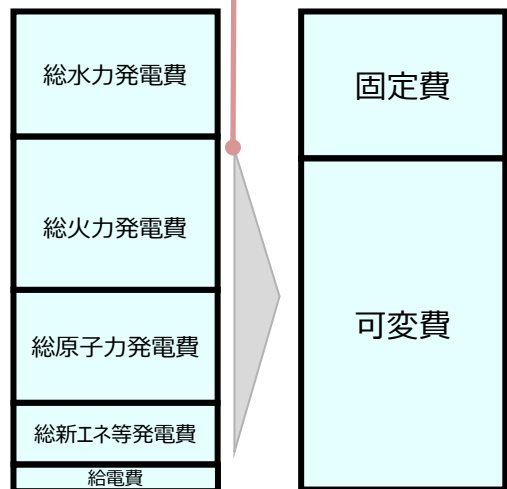
固定費と可変費の整理

費用の配賦
(イメージ図より抜粋)

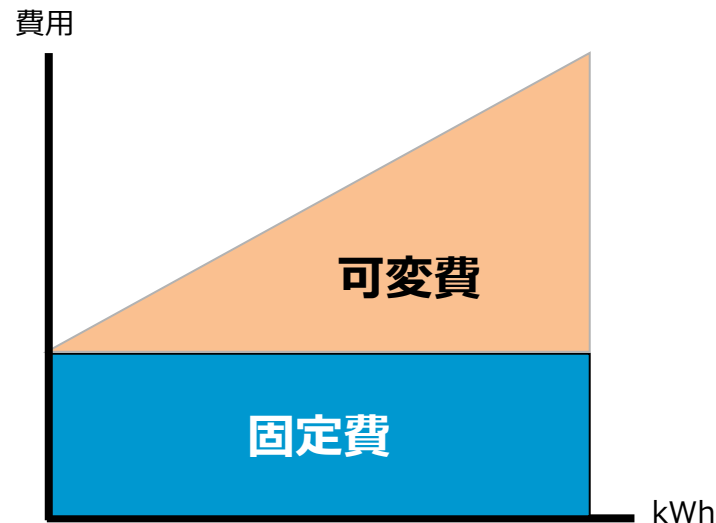
固定費・可変費の具体例

固定費・可変費のイメージ

各費用を性質に応じて
固定費と可変費に整理



可変費	販売電力量に応じて変動する費用 【具体例】 ・燃料費 ・他社購入電源費のうち、電力量料金 など
固定費	販売電力量にかかわらず必要な費用 【具体例】 ・人件費 ・減価償却費 ・他社購入電源費のうち、基本料金 など



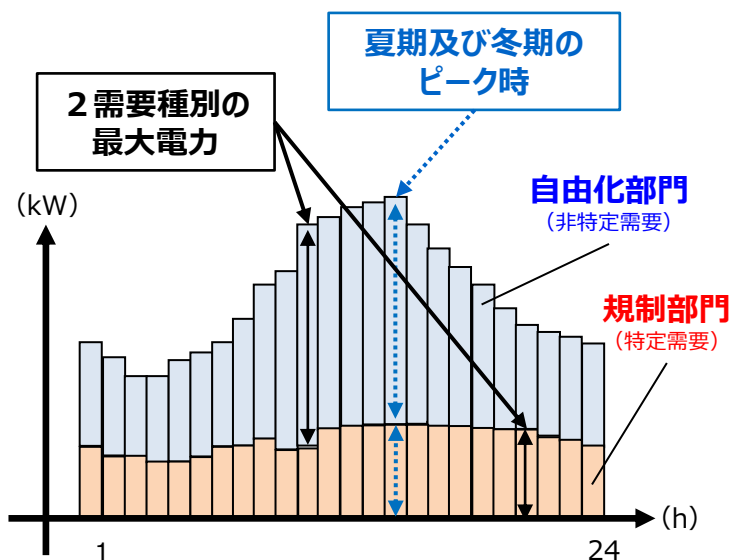
【参考】固定費の配分方法（2：1：1法）

- **固定費**（販売電力量にかかわらず必要な費用であり、概ねkWに比例する原価が対象）を**需要種別に配分**する際には、料金算定規則に基づき、以下に示す「**2：1：1法**」が用いられる。
- 「**2：1：1法**」は、以下の①～③を合成した比率を用いて、**固定費***1を**2需要種別***2（自由化部門（特別高圧・高圧・低圧自由の合成）と規制部門（低圧規制））に**配分する方法**である。
 - ①各需要種別の最大電力（kW）の比率に、「2」のウェイト。
 - ②夏期及び冬期のピーク時（尖頭時）における各需要種別の需要電力（kW）の比率に、「1」（夏期：0.5、冬期：0.5）のウェイト。
 - ③各需要種別の発受電量（kWh）の比率に、「1」のウェイト。

※1：水力発電費・火力発電費・原子力発電費・新エネルギー等発電費・給電費のうち、固定費に配分された費用。

※2：沖縄電力では、3需要種別（①自由化部門（特別高圧・高圧自由・低圧自由の合成）、②高圧規制及び③低圧規制）に配分。

【イメージ図】



固定費の2需要種別への配分イメージ

	最大電力 (kW)	ピーク時の需要電力 (kW) (尖頭時責任電力)		発受電量 (kWh)
		夏期	冬期	
自由化部門 (非特定需要)	460 (92.0%)	445 (92.7%)	437 (93.0%)	2,800 (93.3%)
規制部門 (特定需要)	40 (①8.0%)	35 (②7.3%)	33 (③7.0%)	200 (④6.7%)
合計	500 (100.0%)	480 (100.0%)	470 (100.0%)	3,000 (100.0%)



「2：1：1法」による計算結果

規制部門（特定需要）への固定費の配分比率（%）

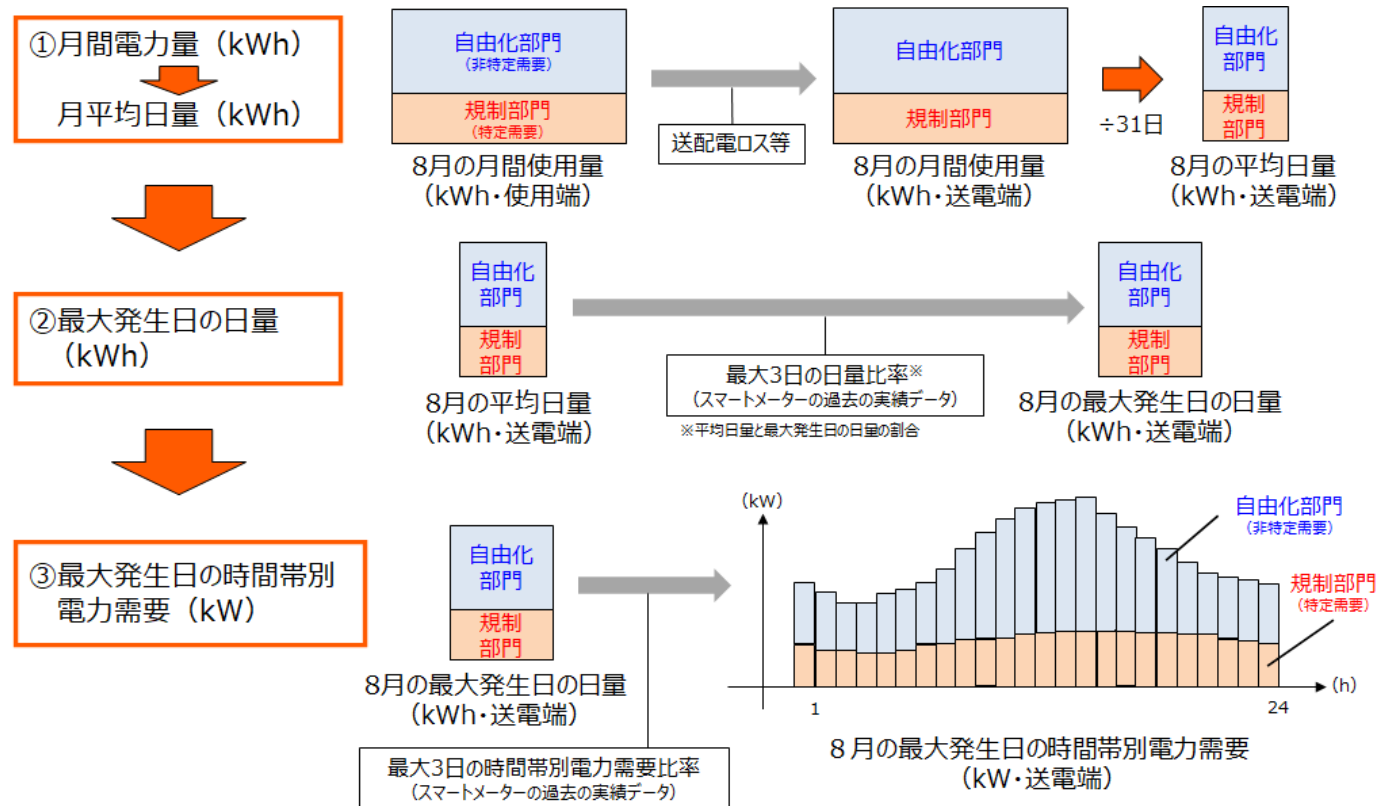
$$= (\text{①}8.0\% \times 2 + \text{②}7.3\% \times 0.5 + \text{③}7.0\% \times 0.5 + \text{④}6.7\% \times 1) \div 4 = \text{約}7.5\%$$

【参考】固定費の配分（2：1：1法）における最大電力等の算定方法

● 固定費の配分（2：1：1法）における「最大電力（kW）」と「夏期及び冬期のピーク時の総需要（尖頭時責任電力）（kW）」の算定方法は、概ね以下のとおり。

- 前提条件である需要想定等に基づき、夏期及び冬期のピーク時の2需要種別（※）（自由化部門（特別高圧・高圧・低圧自由）と規制部門（低圧規制））の合計需要を、スマートメーターの実績データ等を基に、各時間帯に展開する。（※沖縄電力は3需要種別に展開すること留意。）
- 規制部門の需要が最大となる時間の需要を、「最大電力（kW）」とする。
- 2需要種別の合計需要が最大となる時間の需要を、「夏期及び冬期のピーク時の総需要（kW）」とする。

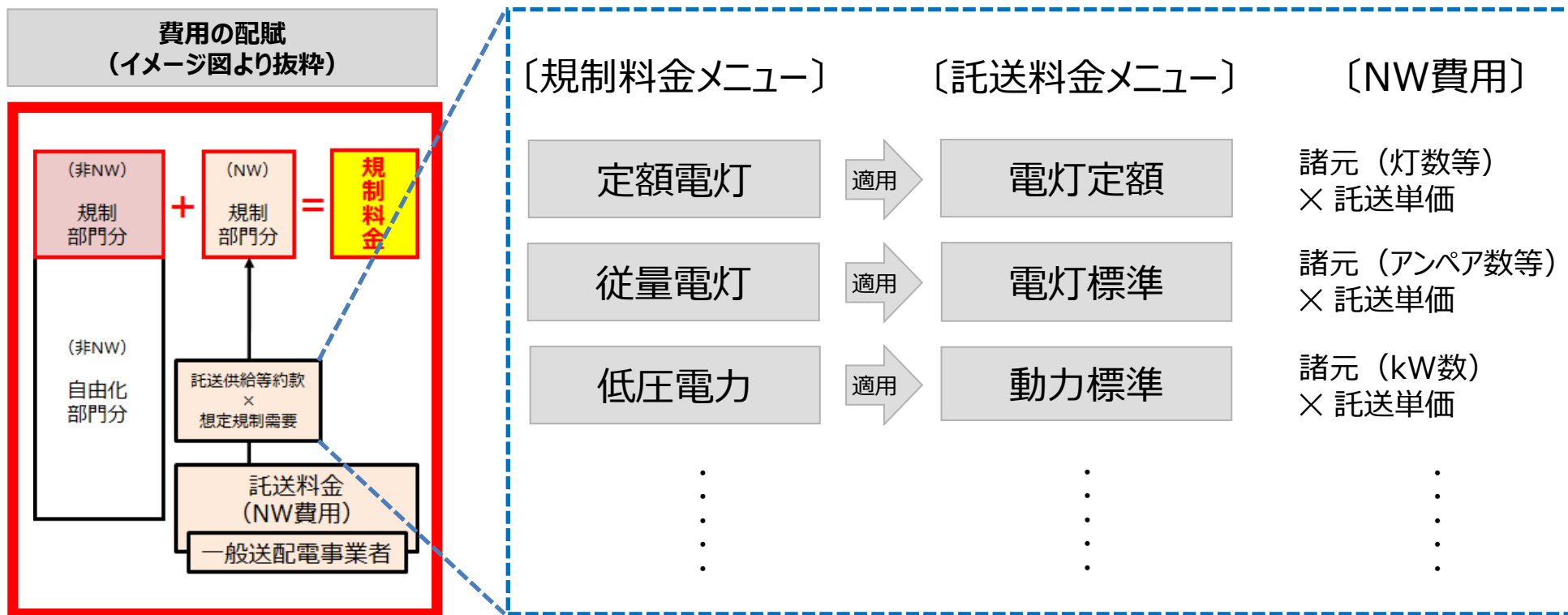
最大電力等の算定イメージ（夏期の場合）



【参考】規制需要に係るネットワーク（NW）費用の算定方法

- 規制需要に係るNW費用は、各エリアの一般送配電事業者が定める「託送供給等約款」と想定規制需要に基づいて算定する。
- 具体的には、規制料金メニューごと（契約種別）に適用する託送料金メニューを決定し、規制料金メニューごとの諸元（アンペア、kW、kWh等）に対応した託送料金メニュー単価を乗じることなどにより、基本料金・電力量料金相当を算定する。
- なお、自社の事業用電力等（営業所等電力等）に係る費用についても、規制需要に応ずるものを特定し、規制需要に係るNW費用に含めて算定する必要がある。

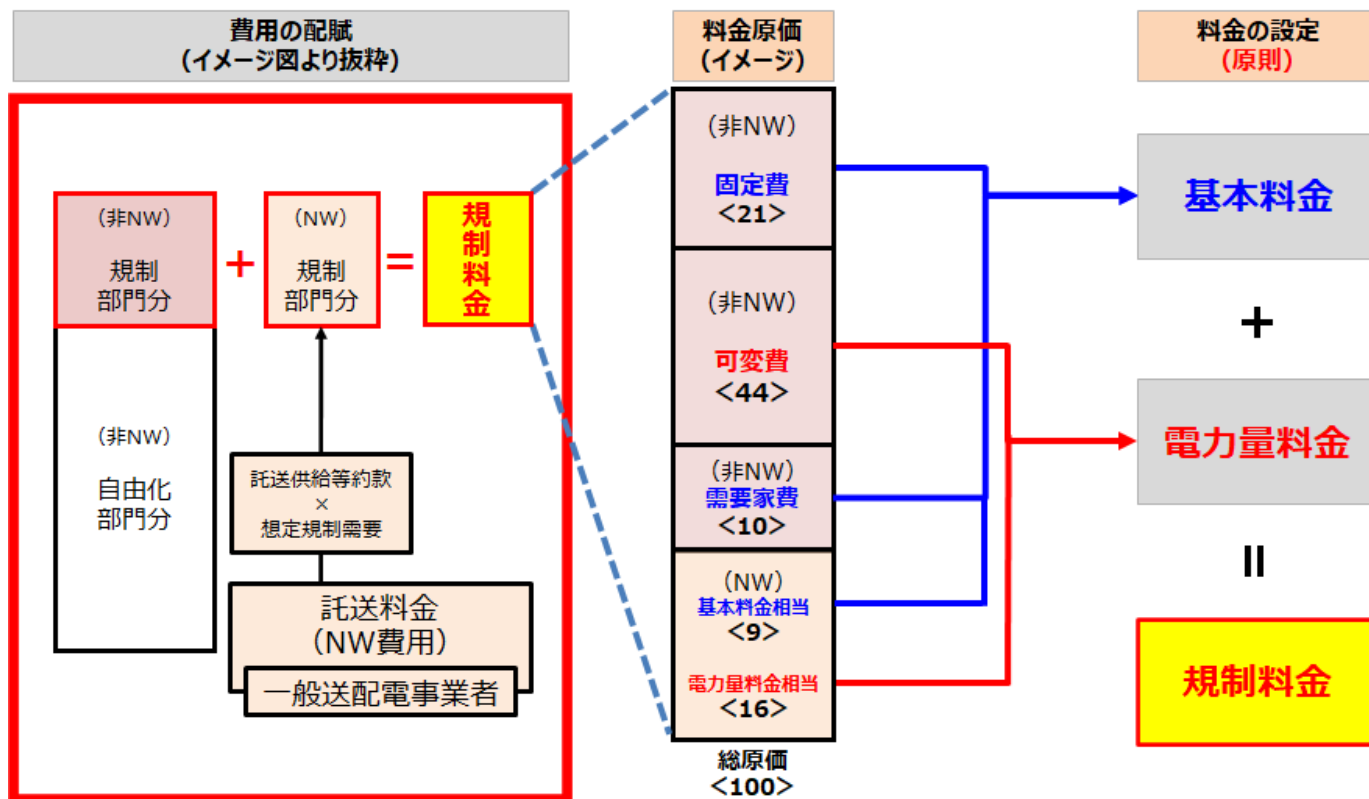
規制需要に係るNW費用の算定イメージ



【参考】料金の設定方法

- 契約種別ごとの料金を設定する際は、料金算定規則において、「販売電力量にかかわらず支払を受けるべき料金及び販売電力量に応じて支払を受けるべき料金の組合せにより、当該料金を設定しなければならない」とされている。
- 料金算定規則では、基本料金で回収する固定費の割合などの規定は無いため、各事業者が実情を踏まえて料金設定を行っている。その上で、固定費を基本料金で回収できていないのが現状であるところ、各事業者にその背景を確認した結果、「基本料金が高くなると、使用電力量が少ない需要家の負担感が増すこと等を踏まえ、固定費の一部を電力量料金で回収する料金設定を行ってきた」といった回答があった。

料金の設定方法（イメージ）



関係法令における規定①（費用の配賦）

- 費用の配賦については、以下に掲げる料金算定規則及び料金審査要領に従い、算定及び審査を行うこととなっている。

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（料金算定規則）（抜粋）

（原価等の整理）

第六条 事業者（中略）は、第三条第一項に規定する**営業費項目**、第四条第一項に規定する**電気事業報酬**及び前条第一項に規定する**控除収益項目**（中略）のうち、（中略）基礎原価等項目ごとに、次の各号に掲げる部門に、**発生の主な原因を勘案して、配分することにより整理**しなければならない。

- 一 水力発電費
- 二 火力発電費（以下略）
- 三 原子力発電費
- 四 新エネルギー等発電費
- 五 販売費
- 六 一般管理費等（以下略）

2 事業者は、前項の規定により**同項第六号に掲げる部門に整理された基礎原価等項目を**、別表第二第一表及び第二表に掲げる基準により、**同項第一号から第五号までに掲げる部門にそれぞれ配分**することにより整理しなければならない。

3 事業者は、第一次整理原価として、第一項の規定により同項第一号から第五号までに掲げる部門に整理された基礎原価等項目及び前項又は第五項の規定により第一項第一号から第五号までに掲げる部門に整理された、同項第六号に整理された基礎原価等項目を合計することにより、様式第三により部門整理表を作成しなければならない。

4 事業者は、前項の規定により各部門に整理された第一次整理原価について、販売費の部門の第一次整理原価を、基礎原価等項目ごとに、（中略）給電設備に係る第一次整理原価（以下「**給電費**」という。）、調定及び集金に係る第一次整理原価（以下「**需要家費**」という。）並びにその他販売費（以下「**一般販売費**」という。）に配分することにより整理し、様式第四により販売費整理表を作成しなければならない。

5 （略）

6 事業者は、期間原価等項目のうち、**購入販売電源項目（他社購入電源費（中略）、非化石証書購入費及び他社販売電源料（中略）として、第三条又は前条の規定により算定された額を、発生の主な原因及び発電原動力の種別を勘案して、水力発電費、火力発電費、新エネルギー等発電費及び原子力発電費に配分することにより整理し、第二次整理原価として、水力発電費、火力発電費、新エネルギー等発電費及び原子力発電費に整理される額に、それぞれ、第三項の規定により水力発電費、火力発電費、新エネルギー等発電費及びに整理された第一次整理原価を加えて得た額を、基礎原価等項目及び購入販売電源項目ごとに、総水力発電費、総火力発電費、総新エネルギー等発電費及び総原子力発電費に整理**しなければならない。

第七条 （略）

第八条 事業者は、前条の規定により整理された送配電非関連費（需要家費及び一般販売費を除く。（中略））を、基礎原価等項目及び購入販売電源項目ごとに、次の各号に掲げる基準により、**販売電力量にかかわらず必要な送配電非関連費（以下「送配電非関連固定費」という。）及び販売電力量によって変動する送配電非関連可変費**（以下「**送配電非関連可変費**」という。）に配分することにより整理（中略）しなければならない。（以下略）

一～三 （略）

2・3 （略）

（注）沖縄電力は、送配電部門との一体会社であることなどの理由により、根拠条文が異なるが、上記抜粋では省略。

関係法令における規定②（費用の配賦）

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（料金算定規則）（抜粋）

（需要等の算定）

第九条 事業者は、送配電非関連需要（中略）について、原価算定期間における次の各号に掲げる値を、非特定需要（特別高圧需要、高圧需要及び低圧需要（特定需要を除く。））を合成した需要をいう。（中略））及び特定需要ごとに、供給計画等を基に算定しなければならない。

- 一 最重負荷日の最大需要電力の平均値（以下「最大電力」という。）
- 二 四月一日から九月末日までの期間の最重負荷日の最大尖頭負荷時における需要電力の平均値（以下「夏期尖頭時責任電力」という。）
- 三 十月一日から翌年三月末日までの期間の最重負荷日の最大尖頭負荷時における需要電力の平均値（以下「冬期尖頭時責任電力」という。）
- 四 その電気を供給する事業の用に供するために事業者が発電する電気の量及び他の者から受電する電気の量を合計して得た値から当該事業者がその小売電気事業等（小売電気事業及び発電事業（その小売電気事業の用に供するための電気を発電するものに限る。））をいう。（中略））を行うために使用する電気の量を控除して得た値の平均値（以下「発受電量」という。）
- 五 月ごとの契約口数を合計して得た値（以下「口数」という。）

2・3（略）

4 事業者は、送配電非関連需要について、第一項又は第二項の規定により算定された値を基に、次の各号に掲げる割合を算定しなければならない。

- 一 非特定需要及び特定需要の最大電力を合計した値のうち非特定需要及び特定需要ごとの最大電力の占める割合
- 二 非特定需要及び特定需要の夏期尖頭時責任電力を合計した値のうち非特定需要及び特定需要ごとの夏期尖頭時責任電力の占める割合
- 三 非特定需要及び特定需要の冬期尖頭時責任電力を合計した値のうち非特定需要及び特定需要ごとの冬期尖頭時責任電力の占める割合
- 四 非特定需要及び特定需要の発受電量を合計した値のうち非特定需要及び特定需要ごとの発受電量の占める割合

5 事業者は、送配電非関連需要について、前項各号の規定により算定された割合を基に、非特定需要及び特定需要ごとに、同項第一号の割合に二を、同項第二号の割合に〇、五を、同項第三号の割合に〇、五を、同項第四号の割合に一を乗じて得た値の合計の値を、四で除して得た値を算定しなければならない。

6 事業者は、送配電非関連需要について、第一項第五号又は第二項の規定により算定された値を基に、非特定需要及び特定需要の口数を合計した値のうち非特定需要及び特定需要ごとの口数の占める割合を算定しなければならない。

（需要種別への配分等）

第十条 事業者は、第七条の規定により整理された需要家費の合計額、第八条第一項又は第三項の規定により整理された送配電非関連費ごとの送配電非関連固定費の合計額及び送配電非関連可変費の合計額を、それぞれ、次項に定めるところにより、非特定需要及び特定需要ごとに、配分することにより整理しなければならない。

2 事業者は、次の表の上欄に掲げる送配電非関連費を、同表の中欄に掲げる割合及び値により算定し、同表の下欄に掲げる区分に整理しなければならない。

一 第八条第一項又は第三項の規定により整理された総水力発電費、総火力発電費、総新エネルギー等発電費、総原子力発電費及び給電費ごとの送配電非関連固定費のそれぞれの合計額	前条第五項の規定により算定された値	固有固定費
二 第八条第一項又は第三項の規定により整理された総水力発電費、総火力発電費、総新エネルギー等発電費、総原子力発電費及び給電費ごとの送配電非関連可変費のそれぞれの合計額	前条第四項第四号の規定により算定された割合	固有可変費
三 第七条の規定により整理された需要家費の合計額	前条第六項の規定により算定された割合	固有需要家費

（注）沖縄電力は、送配電部門との一体会社であることなどの理由により、根拠条文が異なるが、上記抜粋では省略。

関係法令における規定③（費用の配賦）

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（料金算定規則）（抜粋）

第十六条 事業者は、次の各号に掲げる費用を、それぞれ当該各号に定める費用に整理し、特定需要について、様式第七により送配電非関連費及び送配電関連費等計算表を作成しなければならない。

- 一 第十条の規定により整理された固有固定費、固有可変費及び固有需要家費並びに前条の規定により整理された総追加固定費、総追加可変費及び総追加需要家費 送配電非関連費
- 二 特定需要に応ずる電気の供給に係る託送供給に要する費用に相当する額（その小売電気事業等を行うために当該事業者が使用する電気（特定需要に応ずるものに限る。）に係る託送供給に要する費用に相当する額を含む。（中略））として、特別関係事業者（一般送配電事業者であるものに限る。）が法第十八条第一項の認可の申請をした託送供給等約款又は特別関係事業者（一般送配電事業者であるものに限る。）が同項の認可を受けた託送供給等約款（同条第五項若しくは第八項の規定による変更の届出があったとき、又は法第十九条第二項の規定による変更があったときは、その変更後のもの）に基づき算定した額 送配電関連費
- 三 （略）

（供給区域別料金の決定等）

第十八条 料金は、特定需要の前条の規定により整理された総固定費、総可変費、総需要家費及び総送配電関連費の合計額（以下「特定需要原価等」という。）と原価算定期間における特定需要の料金収入が一致するように設定されなければならない。

2～4 （略）

5 事業者は、第二項の規定により契約種別ごとの料金を設定する場合には、販売電力量にかかわらず支払を受けるべき料金及び販売電力量に応じて支払を受けるべき料金の組合せにより、当該料金を設定しなければならない。ただし、販売電力量が極めて少ないと見込まれる需要に対する料金の設定の場合は、この限りでない。

6・7 （略）

（注）沖縄電力は、送配電部門との一体会社であることなどの理由により、根拠条文が異なるが、上記抜粋では省略。

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金審査要領（料金審査要領）（抜粋）

第2章「原価等の算定」に関する審査

第5節 送配電関連費等

算定規則第16条第2号及び第3号に基づいて申請事業者が算定した送配電関連費等については、認可の申請がされた特定小売供給約款上の契約種別と託送供給等約款上の契約種別との対応関係等を踏まえた適切な算定方法により算定した額であるか否かにつき審査するものとする。

審査における論点（費用の配賦）

- 費用の配賦の各段階で、料金算定規則に則って適切に算定されているか。費用の配賦に関する主な確認事項は以下のとおり。
 - 【論点1】補正後総原価の各部門への配分の適切性
 - 【論点2】固定費の配分（2：1：1法）における規制需要の最大電力等の推計の適切性
 - 【論点3】規制需要に係るネットワーク（NW）費用の算定の適切性
 - 【論点4】規制部門と自由化部門への原価配分の適切性
 - 【論点5】規制部門と自由化部門への事業報酬の配分の適切性
- なお、本資料では、7事業者（北海道・東北・東京・北陸・中国・四国・沖縄）の申請内容に、①直近の燃料価格などを踏まえた補正に伴う変動分を反映した非ネットワーク費用（以下「燃料補正後非NW費用」という。）及び②レベニューキャップ制度の導入に伴う変動分を反映したネットワーク費用※（以下「RC補正後NW費用」という。）を加えて再算定した総原価（以下「補正後総原価」という。）を基に、費用の配賦について、まとめてお示ししている。

（※）北海道電力は、今回の料金改定申請において、レベニューキャップ制度の導入に伴って認可された託送供給等約款に基づいたネットワーク費用を用いて算定している。

審査の結果①（費用の配賦）

【論点1】補正後総原価の各部門への配分の適切性

- 東京電力EPを除く6事業者は、補正後総原価（固有費及び一般管理費に限る）の90%超が固有費及び直課により配分されていることを確認した。一方、東京電力EPは、補正後総原価の59%が固有費及び直課により配分されているが、配分する部門が「販売費」のみであることから、ABC会計手法の趣旨を踏まえ、一般管理費の100%を直課により配分すべきである。

【論点2】固定費の配分（2：1：1法）における規制需要の最大電力等の推計の適切性

- 算定誤りのあった沖縄電力を除く6事業者は、規制部門への固定費の配分比率が明らかに過大とは言えないと考えられる。また、沖縄電力は、料金算定規則に則って適切に算定するよう、料金原価の補正を求めることとする。

【論点3】規制需要に係るネットワーク（NW）費用の算定の適切性

- 沖縄電力を除く6事業者は、規制需要に係るNW費用について、料金算定規則に則って、規制需要に係る料金メニューと、託送料金メニュー（レベニューキャップ制度の導入に伴って認可された託送供給等約款）との対応関係を踏まえ、適切に算定していることを確認した。沖縄電力は、料金算定規則に則って、自社事業用電力等（自社で使用する営業所等電力等）に係るNW費用（高圧規制・低圧規制分）も含めて算定するよう、料金原価の補正を求めることとする。
- その他、直近の燃料価格などを踏まえた補正に伴って、供給力の変動による自社事業用電力等が変動する場合など、これらを基に算定しているNW費用については、その変動分を反映する。

審査の結果②（費用の配賦）

【論点4】規制部門と自由化部門への原価配分の適切性

- 各事業者とも、「部門間で電気の使用形態が異なる」などの理由から料金原価に差が生じているものの、料金算定規則に則って算定されていることを確認した。

【論点5】規制部門と自由化部門への事業報酬の配分の適切性

- 各事業者とも、料金算定規則に則って算定しており、規制部門と自由化部門の補正後総原価に含まれる事業報酬の割合は、概ね「規制部門で3～5%、自由化部門で3～4%程度」であった。

【論点1】補正後総原価の各部門への配分の適切性①

- 電気料金の公正な設定にあたっては、各部門への合理的な費用配分が必要であり、特定の部門に紐付けることが可能な費用については、当該部門に直接配分することが望ましい。
- こうした観点から、過去（2012～2014年）の料金値上げの審査では、「**総原価の90%超が固有費及び直課により配分されていること**」を目安として、**各部門への配分の適正性を確認**してきた。
- 各事業者の固有費及び直課比率は以下のとおりであり、東京電力EPを除く**6事業者は、補正後総原価（固有費及び一般管理費に限る）の90%超が固有費及び直課により配分されていることを確認**した。一方、**東京電力EPは、補正後総原価の59%となっているが、配分する部門が「販売費」のみ**であることから、**ABC会計手法の趣旨を踏まえ、一般管理費の100%を直課により配分すべき**である。

＜北海道電力＞

(単位：億円)

区分	水力	火力	原子力	新工ネ等	販売	合計
固有費	228 (64.2%)	3,826 (94.8%)	544 (68.1%)	25 (81.6%)	166 (64.5%)	4,789 (87.5%)
一般管理費	直課	73 (20.7%)	102 (2.5%)	150 (18.7%)	4 (12.3%)	5 (6.1%)
	帰属	25 (6.9%)	36 (0.9%)	50 (6.2%)	1 (2.4%)	43 (2.8%)
	配賦	29 (8.2%)	69 (1.7%)	55 (6.9%)	1 (3.7%)	43 (3.6%)
	127 (35.8%)	208 (5.2%)	255 (31.9%)	6 (18.4%)	91 (35.5%)	687 (12.5%)
合計	355 (100.0%)	4,035 (100.0%)	800 (100.0%)	30 (100.0%)	257 (100.0%)	5,476 (100.0%)

94%

＜東北電力＞

(単位：億円)

区分	水力	火力	原子力	新工ネ等	販売	合計
固有費	382 (74.9%)	12,364 (96.7%)	1,378 (77.8%)	93 (78.1%)	257 (47.0%)	14,474 (92.0%)
一般管理費	直課	52 (10.2%)	158 (1.2%)	259 (14.6%)	5 (4.0%)	2 (0.4%)
	帰属	38 (7.5%)	119 (0.9%)	58 (3.3%)	10 (8.6%)	127 (23.3%)
	配賦	38 (7.5%)	150 (1.2%)	76 (4.3%)	11 (9.2%)	161 (29.4%)
	128 (25.1%)	427 (3.3%)	392 (22.2%)	26 (21.9%)	290 (53.0%)	1,263 (8.0%)
合計	510 (100.0%)	12,791 (100.0%)	1,770 (100.0%)	119 (100.0%)	547 (100.0%)	15,737 (100.0%)

95%

＜東京電力EP＞

(単位：億円)

区分	水力	火力	原子力	新工ネ等	販売	合計
固有費	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	1,043 (57.9%)	1,043 (57.9%)
一般管理費	直課	- (-)	- (-)	- (-)	15 (0.8%)	15 (0.8%)
	帰属	- (-)	- (-)	- (-)	172 (9.5%)	172 (9.5%)
	配賦	- (-)	- (-)	- (-)	573 (31.8%)	573 (31.8%)
	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	759 (42.1%)	759 (42.1%)
合計	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	1,802 (100.0%)	1,802 (100.0%)

59%

＜北陸電力＞

(単位：億円)

区分	水力	火力	原子力	新工ネ等	販売	合計
固有費	226 (73.9%)	4,333 (96.4%)	488 (75.6%)	3 (37.9%)	95 (40.8%)	5,145 (90.4%)
一般管理費	直課	0 (0.1%)	18 (0.4%)	45 (6.9%)	0 (0.1%)	1 (0.2%)
	帰属	33 (10.7%)	55 (1.2%)	32 (4.9%)	2 (23.9%)	45 (19.5%)
	配賦	47 (15.2%)	91 (2.0%)	81 (12.6%)	3 (38.1%)	91 (39.4%)
	80 (26.1%)	164 (3.6%)	158 (24.4%)	5 (62.1%)	137 (59.2%)	544 (9.6%)
合計	306 (100.0%)	4,497 (100.0%)	646 (100.0%)	9 (100.0%)	232 (100.0%)	5,689 (100.0%)

92%

【論点1】補正後総原価の各部門への配分の適切性②

＜中国電力＞

(単位：億円)

区分	水力	火力	原子力	新工法等	販売	合計
固有費	205 (68.3%)	6,306 (95.1%)	882 (65.5%)	16 (60.6%)	144 (50.9%)	7,552 (88.0%)
一般管理費	直課	33 (10.9%)	148 (2.2%)	294 (21.8%)	5 (20.9%)	21 (5.8%)
	帰属	41 (13.7%)	72 (1.1%)	82 (6.1%)	3 (9.9%)	93 (3.4%)
	配賦	21 (7.1%)	106 (1.6%)	89 (6.6%)	2 (8.6%)	24 (2.8%)
		95 (31.7%)	326 (4.9%)	465 (34.5%)	10 (39.4%)	139 (49.1%)
合計	300 (100.0%)	6,632 (100.0%)	1,346 (100.0%)	26 (100.0%)	283 (100.0%)	8,587 (100.0%)

94%

＜四国電力＞

(単位：億円)

区分	水力	火力	原子力	新工法等	販売	合計
固有費	126 (69.8%)	2,747 (95.8%)	744 (82.2%)	3 (58.2%)	139 (57.0%)	3,759 (89.5%)
一般管理費	直課	24 (13.3%)	64 (2.2%)	124 (13.8%)	0 (6.6%)	1 (0.5%)
	帰属	15 (8.4%)	26 (0.9%)	17 (1.9%)	1 (18.3%)	54 (21.9%)
	配賦	15 (8.5%)	30 (1.0%)	19 (2.1%)	1 (16.9%)	51 (20.7%)
		54 (30.2%)	119 (4.2%)	161 (17.8%)	2 (41.8%)	105 (43.0%)
合計	180 (100.0%)	2,867 (100.0%)	905 (100.0%)	5 (100.0%)	245 (100.0%)	4,202 (100.0%)

95%

＜沖縄電力＞

(単位：億円)

区分	水力	火力	原子力	新工法等	販売	合計
固有費	0 (0.0%)	1,497 (93.7%)	0 (0.0%)	1 (61.1%)	58 (56.4%)	1,556 (91.4%)
一般管理費	直課	0 (100.0%)	58 (3.6%)	0 (0.0%)	1 (34.4%)	7 (6.5%)
	帰属	0 (0.0%)	25 (1.6%)	0 (0.0%)	0 (0.0%)	29 (28.4%)
	配賦	0 (0.0%)	17 (1.1%)	0 (0.0%)	0 (4.6%)	9 (8.7%)
		0 (100.0%)	101 (6.3%)	0 (0.0%)	1 (38.9%)	45 (43.6%)
合計	0 (100.0%)	1,597 (100.0%)	0 (0.0%)	2 (100.0%)	103 (100.0%)	1,702 (100.0%)

95%

【参考】過去の査定方針（H25年／東北電力・四国電力・北海道電力）

（1）個別原価計算

個別原価計算においては、算定規則に基づき各費用の配分計算が適切に行われていることを確認した。（中略）

総原価の90%超（東北電力：約93%、四国電力：92%、北海道電力：92%）が固有費及び直課により配分されていることは妥当であると考えられる。

（出典）東北電力株式会社、四国電力株式会社及び北海道電力株式会社の供給約款変更認可申請に係る査定方針（平成25年8月経済産業省）

【論点2】固定費の配分における規制需要の最大電力等の推計の適切性①

- 固定費の自由化部門と規制部門への配分は、料金算定規則に則って「2：1：1法」で行われ、各事業者の規制部門への固定費の配分比率の算定結果は以下のとおり。
- 仮に、規制部門への固定費の配分比率が過大になると、規制部門の需要家の負担が過大となる。そのため、事務局で、各事業者に規制部門の需要の最大電力（kW）等の算定方法を確認した結果、「スマートメーターの過去の実績データに基づく推計値が用いられている」との説明があった。
- そのため、算定誤りのあった沖縄電力（※詳細は後述）を除き、規制部門への固定費の配分比率が明らかに過大になっているとは言えないと考えられる。

【北海道電力】

	最大電力 (10 ³ kW)	尖頭時責任電力 (10 ³ kW)		発受電電力量 (10 ⁶ kWh)
		夏期	冬期	
自由化部門 (非特定需要)	3,371 (77.306%)	2,754 (84.255%)	3,107 (78.630%)	20,434 (82.337%)
規制部門 (特定需要)	990 (①22.694%)	515(②15.745%)	844(③21.370%)	4,384(④17.663%)
合計	4,361	3,269	3,951	24,818

・規制部門への固定費の配分比率 (%)

$$= (①22.694\% \times 2 + ②15.745\% \times 0.5 + ③21.370\% \times 0.5 + ④17.663\% \times 1) \div 4 = \mathbf{20.402\%}$$

【東北電力】

	最大電力 (10 ³ kW)	尖頭時責任電力 (10 ³ kW)		発受電電力量 (10 ⁶ kWh)
		夏期	冬期	
自由化部門 (非特定需要)	10,326 (84.632%)	9,895 (85.641%)	10,326 (86.526%)	62,920 (86.701%)
規制部門 (特定需要)	1,875 (①15.368%)	1,659 (②14.359%)	1,608 (③13.474%)	9,651 (④13.299%)
合計	12,201	11,554	11,934	72,571

・規制部門への固定費の配分比率 (%)

$$= (①15.368\% \times 2 + ②14.359\% \times 0.5 + ③13.474\% \times 0.5 + ④13.299\% \times 1) \div 4 = \mathbf{14.488\%}$$

【論点2】固定費の配分における規制需要の最大電力等の推計の適切性②

【東京電力EP】

	最大電力 (10 ³ kW)	尖頭時責任電力 (10 ³ kW)		発受電電力量 (10 ⁶ kWh)
		夏期	冬期	
自由化部門 (非特定需要)	30,657 (78.94%)	30,657 (81.99%)	27,506 (77.69%)	163,808 (82.63%)
規制部門 (特定需要)	8,177 (①21.06%)	6,732(②18.01%)	7,900(③22.31%)	34,438 (④17.37%)
合計	38,834	37,389	35,406	198,246

・規制部門への固定費の配分比率 (%)

$$= (①21.06\% \times 2 + ②18.01\% \times 0.5 + ③22.31\% \times 0.5 + ④17.37\% \times 1) \div 4 = \mathbf{19.91\%}$$

【北陸電力】

	最大電力 (10 ³ kW)	尖頭時責任電力 (10 ³ kW)		発受電電力量 (10 ⁶ kWh)
		夏期	冬期	
自由化部門 (非特定需要)	4,393.8 (92.579%)	4,393.8 (92.771%)	4,290.8 (92.828%)	25,431.7 (93.466%)
規制部門 (特定需要)	352.2 (①7.421%)	342.4 (②7.229%)	331.5 (③7.172%)	1,778.0 (④6.534%)
合計	4,746.0	4,736.2	4,622.3	27,209.7

・規制部門への固定費の配分比率 (%)

$$= (①7.421\% \times 2 + ②7.229\% \times 0.5 + ③7.172\% \times 0.5 + ④6.534\% \times 1) \div 4 = \mathbf{7.144\%}$$

【論点2】固定費の配分における規制需要の最大電力等の推計の適切性③

【中国電力】

	最大電力 (10 ³ kW)	尖頭時責任電力 (10 ³ kW)		発電電力量 (10 ⁶ kWh)
		夏期	冬期	
自由化部門 (非特定需要)	7,619.4 (88.528%)	7,619.4 (89.184%)	7,400.3 (89.291%)	45,234 (91.667%)
規制部門 (特定需要)	987.4 (①11.472%)	924.1 (②10.816%)	887.5 (③10.709%)	4,112 (④8.333%)
合計	8,606.8	8,543.5	8,287.8	49,346

・規制部門への固定費の配分比率 (%)

$$= (①11.472\% \times 2 + ②10.816\% \times 0.5 + ③10.709\% \times 0.5 + ④8.333\% \times 1) / 4 = \mathbf{10.510\%}$$

【四国電力】

	最大電力 (10 ³ kW)	尖頭時責任電力 (10 ³ kW)		発電電力量 (10 ⁶ kWh)
		夏期	冬期	
自由化部門 (非特定需要)	3,780 (87.017%)	3,780 (87.318%)	3,528 (88.510%)	21,211.7 (89.980%)
規制部門 (特定需要)	564 (①12.983%)	549 (②12.682%)	458 (③11.490%)	2,362.1 (④10.020%)
合計	4,344	4,329	3,986	23,573.8

・規制部門への固定費の配分比率 (%)

$$= (①12.983\% \times 2 + ②12.682\% \times 0.5 + ③11.490\% \times 0.5 + ④10.020\% \times 1) / 4 = \mathbf{12.018\%}$$

【論点2】固定費の配分における規制需要の最大電力等の推計の適切性④

- 沖縄電力の規制部門（高圧規制及び低圧規制）への固定費の配分比率の算定結果は以下のとおり。
- 固定費の3需要種別（①自由化部門、②高圧規制、③低圧規制）への配分にあたって、高圧規制と低圧規制の最大電力（kW）を算定するため、スマートメーターの過去の実績データに基づく推計値が用いられているが、**自由化部門は「特別高圧・高圧自由・低圧自由の合成需要」であるべきところ、沖縄電力は、それぞれの最大電力の値を用いて算定していることが確認された。その結果、最大電力に係る規制部門（高圧規制と低圧規制）の割合が過少に算定されていた。**
- 以上を踏まえ、**料金算定規則に則って適切に算定するよう、料金原価の補正を求めることとする。**

【沖縄電力】

	最大電力 (10 ³ kW)	尖頭時責任電力 (10 ³ kW)		発電電力量 (10 ⁶ kWh)
		夏期	冬期	
自由化部門 (非特定需要)	753 (56.027%)	658 (54.880%)	480 (59.926%)	4,068 (64.913%)
規制部門 (高圧規制)	219 (①16.295%)	219 (②18.265%)	98 (③12.235%)	799 (④12.751%)
規制部門 (低圧規制)	372 (⑤27.678%)	322 (⑥26.855%)	223 (⑦27.839%)	1,400 (⑧22.336%)
合計	1,344	1,199	801	6,267

・規制部門への固定費の配分比率 (%)

高圧規制：(① %×2 + ② %×0.5 + ③ %×0.5 + ④ %×1) / 4 = **15.148%**

低圧規制：(⑤ %×2 + ⑥ %×0.5 + ⑦ %×0.5 + ⑧ %×1) / 4 = **26.260%**

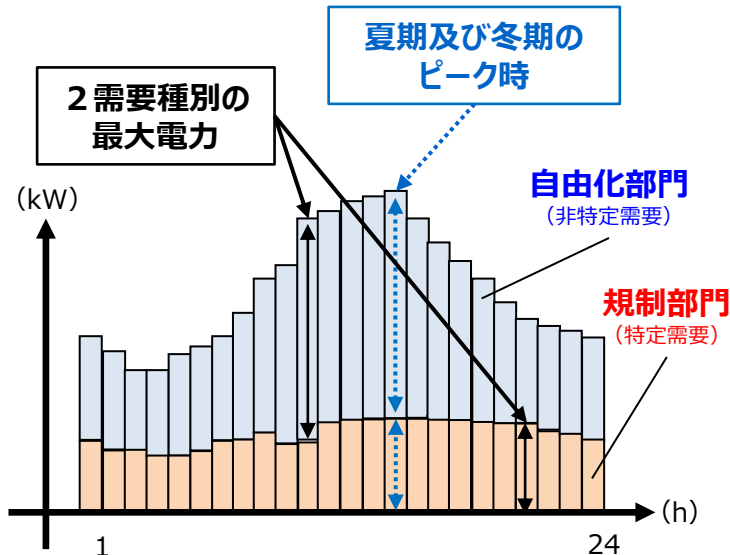
【参考】固定費の配分方法（2：1：1法） <再掲>

- **固定費**（販売電力量にかかわらず必要な費用であり、概ねkWに比例する原価が対象）を**需要種別に配分**する際には、料金算定規則に基づき、以下に示す「**2：1：1法**」が用いられる。
- 「**2：1：1法**」は、以下の①～③を合成した比率を用いて、**固定費**※1を**2需要種別**※2（自由化部門（特別高圧・高圧・低圧自由の合成）と規制部門（低圧規制））に**配分する方法**である。
 - ①各需要種別の最大電力（kW）の比率に、「2」のウェイト。
 - ②夏期及び冬期のピーク時（尖頭時）における各需要種別の需要電力（kW）の比率に、「1」（夏期：0.5、冬期：0.5）のウェイト。
 - ③各需要種別の発受電量（kWh）の比率に、「1」のウェイト。

※1：水力発電費・火力発電費・原子力発電費・新エネルギー等発電費・給電費のうち、固定費に配分された費用。

※2：沖縄電力では、3需要種別（①自由化部門（特別高圧・高圧自由・低圧自由の合成）、②高圧規制及び③低圧規制）に配分。

【イメージ図】



固定費の2需要種別への配分イメージ

	最大電力 (kW)	ピーク時の需要電力 (kW) (尖頭時責任電力)		発受電量 (kWh)
		夏期	冬期	
自由化部門 (非特定需要)	460 (92.0%)	445 (92.7%)	437 (93.0%)	2,800 (93.3%)
規制部門 (特定需要)	40 (①8.0%)	35 (②7.3%)	33 (③7.0%)	200 (④6.7%)
合計	500 (100.0%)	480 (100.0%)	470 (100.0%)	3,000 (100.0%)



「2：1：1法」による計算結果

規制部門（特定需要）への固定費の配分比率（%）

$$= (\text{①}8.0\% \times 2 + \text{②}7.3\% \times 0.5 + \text{③}7.0\% \times 0.5 + \text{④}6.7\% \times 1) \div 4 = \text{約}7.5\%$$

【参考】低圧規制需要の最大電力（kW）等の推計①

- 北海道電力及び東北電力の2需要種別の時間帯需要の推計は以下のとおり。

＜北海道電力＞

※表は2023～2025年度平均冬期最重負荷日の例示

(単位:千kW)


時間	規制部門	自由化部門	合計
1	475	3,069	3,544
2	483	3,242	3,725
3	505	3,302	3,807
4	488	3,234	3,722
5	398	3,270	3,668
6	432	3,167	3,599
7	480	3,249	3,729
8	497	3,157	3,654
9	490	3,273	3,763
10	476	3,300	3,776
11	477	3,294	3,771
12	469	3,254	3,723
13	460	3,081	3,541
14	479	3,260	3,739
15	497	3,371	3,868
16	556	3,322	3,878
17	697	3,246	3,943
18	844	3,107	3,951
19	987	2,870	3,857
20	990	2,651	3,641
21	929	2,643	3,572
22	769	2,629	3,398
23	596	2,716	3,312
24	498	3,133	3,631
計	13,972	74,840	88,812
尖頭	844	3,107	3,951
個別	990	3,371	4,361


＜東北電力＞

※表は2023～2025年度平均冬期最重負荷日の例示

(単位:千kW)

時間	規制部門	自由化部門	合計
1	1,187	8,454	9,641
2	1,108	8,847	9,955
3	1,076	9,200	10,276
4	1,091	9,376	10,467
5	1,168	9,412	10,580
6	1,366	9,454	10,820
7	1,645	9,558	11,203
8	1,674	9,427	11,101
9	1,671	10,082	11,753
10	1,608	10,326	11,934
11	1,539	10,217	11,756
12	1,511	10,069	11,580
13	1,505	9,855	11,360
14	1,478	10,058	11,536
15	1,477	9,965	11,442
16	1,516	10,064	11,580
17	1,711	9,859	11,570
18	1,847	9,892	11,739
19	1,868	9,697	11,565
20	1,875	9,575	11,450
21	1,830	9,227	11,057
22	1,727	8,868	10,595
23	1,551	8,489	10,040
24	1,374	8,684	10,058
計	36,403	228,655	265,058
尖頭	1,608	10,326	11,934
個別	1,875	10,326	12,201

 冬期尖頭時責任電力（規制部門）

 冬期尖頭時責任電力（合計）

 最大電力

【参考】低圧規制需要の最大電力（kW）等の推計②

- 東京電力EP及び北陸電力の2需要種別の時間帯需要の推計は以下のとおり。

<東京電力EP>

※表は2023～2025年度平均冬期最重負荷日の例示

(単位:千kW)

時間	規制部門	自由化部門	合計
1	4,850	19,105	23,955
2	4,297	19,048	23,344
3	4,018	19,142	23,160
4	3,971	19,024	22,995
5	4,211	18,888	23,100
6	4,976	19,232	24,208
7	6,197	20,938	27,135
8	6,787	23,039	29,826
9	6,601	26,072	32,673
10	6,316	27,774	34,090
11	6,016	27,815	33,831
12	5,999	27,646	33,646
13	5,998	26,599	32,597
14	6,013	27,502	33,516
15	6,090	27,576	33,666
16	6,367	27,542	33,909
17	7,037	27,897	34,934
18	7,900	27,506	35,406
19	8,167	26,548	34,715
20	8,177	25,224	33,401
21	8,105	23,944	32,049
22	7,757	22,642	30,399
23	7,067	21,667	28,734
24	6,127	21,141	27,268
計	149,045	573,511	722,557
尖頭	7,900	27,506	35,406
個別	8,177	27,897	36,074

<北陸電力>

※表は2023～2025年度平均夏期最重負荷日の例示

(単位:千kW)

時間	規制部門	自由化部門	合計
1	208.7	2,795.7	3,004.4
2	189.0	2,737.5	2,926.6
3	175.2	2,803.7	2,978.9
4	167.6	2,888.4	3,056.0
5	166.2	2,882.0	3,048.1
6	168.7	2,837.4	3,006.0
7	200.4	2,895.6	3,095.9
8	236.0	3,186.3	3,422.3
9	271.6	3,740.7	4,012.4
10	297.4	4,141.5	4,438.9
11	312.4	4,288.8	4,601.2
12	330.6	4,382.3	4,712.9
13	342.2	4,293.5	4,635.7
14	342.7	4,385.5	4,728.2
15	342.4	4,393.8	4,736.2
16	342.1	4,337.5	4,679.5
17	344.4	4,287.7	4,632.1
18	341.9	4,062.5	4,404.4
19	342.4	3,897.9	4,240.3
20	352.2	3,706.0	4,058.2
21	333.5	3,518.5	3,852.0
22	306.7	3,349.0	3,655.7
23	271.8	3,199.2	3,471.0
24	239.1	3,029.0	3,268.1
計	6,625.0	86,040.0	92,665.0
尖頭	342.4	4,393.8	4,736.2
個別	352.2	4,393.8	4,746.0

夏期又は冬期尖頭時責任電力（規制部門）

夏期又は冬期尖頭時責任電力（合計）

最大電力

【参考】低圧規制需要の最大電力（kW）等の推計③

- 中国電力及び四国電力の2需要種別の時間帯需要の推計は以下のとおり。

<中国電力>

※表は2023～2025年度平均夏期最重負荷日の例示

(単位:千kW)


時間	規制部門	自由化部門	合計
1	422.9	4,900.2	5,323.0
2	384.4	4,690.8	5,075.2
3	367.9	4,672.8	5,040.7
4	350.4	4,862.4	5,212.8
5	340.3	4,924.7	5,264.9
6	356.6	4,911.6	5,268.1
7	425.8	4,977.5	5,403.4
8	511.3	5,336.4	5,847.6
9	614.1	6,179.0	6,793.1
10	705.1	6,765.7	7,470.8
11	772.6	6,974.2	7,746.8
12	844.2	7,143.7	7,987.9
13	882.6	7,095.8	7,978.4
14	909.0	7,556.6	8,465.6
15	924.1	7,619.4	8,543.5
16	972.5	7,489.5	8,462.0
17	987.4	7,421.0	8,408.4
18	954.3	7,029.8	7,984.1
19	914.8	6,757.7	7,672.5
20	901.7	6,466.4	7,368.1
21	807.9	6,216.6	7,024.5
22	706.5	5,956.5	6,663.1
23	621.1	5,614.0	6,235.1
24	478.4	5,426.8	5,905.2
計	16,155.7	146,989.2	163,144.9
尖頭	924.1	7,619.4	8,543.5
個別	987.4	7,619.4	8,606.8


<四国電力>

※表は2023～2025年度平均夏期最重負荷日の例示

(単位:千kW)

時間	規制部門	自由化部門	合計
1	334	2,210	2,544
2	299	2,077	2,376
3	276	2,093	2,369
4	262	2,192	2,454
5	257	2,308	2,565
6	270	2,388	2,658
7	309	2,333	2,642
8	358	2,513	2,871
9	411	3,113	3,524
10	450	3,470	3,920
11	476	3,607	4,083
12	508	3,691	4,199
13	534	3,611	4,145
14	543	3,771	4,314
15	549	3,780	4,329
16	550	3,732	4,282
17	555	3,679	4,234
18	555	3,496	4,051
19	563	3,369	3,932
20	564	3,197	3,761
21	534	2,993	3,527
22	492	2,775	3,267
23	440	2,561	3,001
24	386	2,460	2,846
計	10,475	71,419	81,894
尖頭	549	3,780	4,329
個別	564	3,780	4,344

 夏期尖頭時責任電力（規制部門）

 夏期尖頭時責任電力（合計）

 最大電力

【参考】低圧規制需要の最大電力（kW）等の推計④


- 沖縄電力の3需要種別の時間帯需要の推計は以下のとおり。


＜沖縄電力＞

※表は2023～2025年度平均夏期最重負荷日の例示

(単位:千kW)

時間	低圧規制	高圧規制	自由化部門				合計
			低圧	高圧	特高	計	
1	267	92	228	147	170	545	904
2	244	87	217	139	166	522	853
3	227	85	247	134	164	545	857
4	215	83	254	134	162	550	848
5	212	83	239	134	161	534	829
6	219	88	221	139	165	525	832
7	231	98	202	158	177	537	866
8	256	116	190	186	178	554	926
9	274	157	188	219	190	597	1,028
10	290	195	183	254	198	635	1,120
11	299	208	182	258	202	642	1,149
12	304	211	183	258	203	644	1,159
13	308	199	188	247	201	636	1,143
14	312	207	188	252	199	639	1,158
15	313	215	189	255	200	644	1,172
16	322	219	198	262	198	658	1,199
17	326	205	212	255	195	662	1,193
18	344	182	235	239	192	666	1,192
19	359	159	268	220	187	675	1,193
20	372	144	288	204	187	679	1,195
21	363	130	286	192	182	660	1,153
22	352	120	276	181	177	634	1,106
23	330	109	267	170	171	608	1,047
24	304	103	254	160	161	575	982
計	7,043	3,495	5,383	4,797	4,386	14,566	25,104
尖頭	322	219	198	262	198	658	1,199
個別	372	219	288	262	203	753	1,344

 夏期尖頭時責任電力（規制部門）

 夏期尖頭時責任電力（合計）

 最大電力

【参考】沖縄電力の2：1：1法における最大電力等の算定方法（1）

- 沖縄電力は、最大電力等の各需要種別の推計（2：1：1法）において、最大電力（kW）を算定する際、料金算定規則では、**自由化部門は「特別高圧・高圧自由・低圧自由の合成需要」であるべきところ、沖縄電力は、それぞれの最大電力の値を用いて算定していた。**

（参考） 2：1：1比の算定結果



$$\text{○ } 2:1:1 \text{ 比 } (\%) = (\text{最大電力ウエイト} \times 2 + \text{夏季尖頭時責任電力ウエイト} \times 0.5 + \text{冬季尖頭時責任電力} \times \text{ウエイト} 0.5 + \text{発受電} \\ \text{量ウエイト} \times 1) \div 4$$

【2:1:1比の諸元イメージ】



【送配電非関連固定費の配分比率】

	最大電力 (10 ³ kW)	尖頭時責任電力(10 ³ kW)		発受電量 (10 ⁶ kWh)	口数 (千口)	固定費 配分比率
		夏季	冬季			
非特定需要	753 (56.027%)	658 (54.880%)	480 (59.926%)	4,068 (64.913%)	3,204 (34.096%)	58.592%
特定高圧需要	219 (16.295%)	219 (18.265%)	98 (12.235%)	799 (12.751%)	36 (0.383%)	15.148%
特定低圧需要	372 (27.678%)	322 (26.855%)	223 (27.839%)	1,400 (22.336%)	6,157 (65.521%)	26.260%
合計	1,344 (100%)	1,199 (100%)	801 (100%)	6,267 (100%)	9,397 (100%)	100%

【参考】沖縄電力の2：1：1法における最大電力等の算定方法（2）

- 沖縄電力の自由化部門に係る最大電力（kW）等の算定において、料金算定規則に則って、自由化部門を特別高圧・高圧自由・低圧自由の合成需要で再算定した場合、規制部門（高圧規制及び低圧規制）への固定費の配分比率の算定結果は以下のとおり。

【申請ベース】

	最大電力 (10 ³ kW)	尖頭時責任電力 (10 ³ kW)		発受電電力量 (10 ⁶ kWh)
		夏期	冬期	
自由化部門	753(56.027%)	658(54.880%)	480(59.926%)	4,068(64.913%)
高圧規制	219(①16.295%)	219(②18.265%)	98(③12.235%)	799(④12.751%)
低圧規制	372(⑤27.678%)	322(⑥26.855%)	223(⑦27.839%)	1,400(⑧22.336%)
合計	1,344	1,199	801	6,267

・規制部門への固定費の配分比率（%）

$$\text{高圧規制：} (\text{①} \% \times 2 + \text{②} \% \times 0.5 + \text{③} \% \times 0.5 + \text{④} \% \times 1) / 4 = \mathbf{15.148 \%}$$

$$\text{低圧規制：} (\text{⑤} \% \times 2 + \text{⑥} \% \times 0.5 + \text{⑦} \% \times 0.5 + \text{⑧} \% \times 1) / 4 = \mathbf{26.260 \%}$$

【2：1：1再算定後】

	最大電力 (10 ³ kW)	尖頭時責任電力 (10 ³ kW)		発受電電力量 (10 ⁶ kWh)
		夏期	冬期	
自由化部門	679(53.465%)	658(54.879%)	480(59.925%)	4,068(64.913%)
高圧規制	219(①17.244%)	219(②18.265%)	98(③12.235%)	799(④12.751%)
低圧規制	372(⑤29.291%)	322(⑥26.856%)	223(⑦27.840%)	1,400(⑧22.336%)
合計	1,270	1,199	801	6,267

・規制部門への固定費の配分比率（%）

$$\text{高圧規制：} (\text{①} \% \times 2 + \text{②} \% \times 0.5 + \text{③} \% \times 0.5 + \text{④} \% \times 1) / 4 = \mathbf{15.622 \%}$$

$$\text{低圧規制：} (\text{⑤} \% \times 2 + \text{⑥} \% \times 0.5 + \text{⑦} \% \times 0.5 + \text{⑧} \% \times 1) / 4 = \mathbf{27.067 \%}$$

（出典）沖縄電力（株）説明資料（一部編集）

【参考】沖縄電力の2：1：1法における最大電力等の算定方法（3）

- 沖縄電力の自由化部門に係る最大電力（kW）等の算定において、料金算定規則に則って、**自由化部門を特別高圧・高圧自由・低圧自由の合成需要で再算定した場合**、規制部門（高圧規制及び低圧規制）の**燃料補正後非NW費用（送配電非関連費）の算定結果**は以下のとおり。

【送配電非関連費の比較】

（単位：百万円、百万kWh、円/kWh）

		燃料補正後非NW費用			2：1：1再算定後			差異		
		原価	需要	単価	原価	需要	単価	原価	需要	単価
自由	特高・高圧・低圧	106,341	3,943	26.97	105,857	3,943	26.84	▲484	0	▲0.13
規制	高圧	22,148	780	28.41	22,327	780	28.64	179	0	0.23
	低圧	39,868	1,319	30.22	40,173	1,319	30.45	305	0	0.23
計		168,357	6,042	27.87	168,357	6,042	27.87	0	0	0.00

（出典）沖縄電力（株）説明資料（抜粋）

【参考】関係法令における規定（費用の配賦・沖縄電力）

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（料金算定規則）（抜粋）

（需要等の算定）

第二十三条 沖縄電力は、送配電非関連需要（沖縄電力が小売供給を行う場合の需要をいう。以下同じ。）について、**原価算定期間における次の各号に掲げる値を、非特定需要（特別高圧需要、高圧需要(特定需要を除く。)及び低圧需要(特定需要を除く。))を合成した需要をいう。）、特定高圧需要（高圧需要である特定需要をいう。以下この項及び第三十条において同じ。）及び特定低圧需要（低圧需要である特定需要をいう。以下この項及び第三十条において同じ。）**（以下この款において「**三需要種別**」という。）ごとに、供給計画等を基に算定しなければならない。

- 一 最大電力
- 二 夏期尖頭時責任電力
- 三 冬期尖頭時責任電力
- 四 発受電量
- 五 口数

2・3 （略）

4 沖縄電力は、送配電非関連需要について、第一項又は第二項の規定により算定された値を基に、次の各号に掲げる割合を算定しなければならない。

- 一 三需要種別の最大電力を合計した値のうちに三需要種別ごとの最大電力の占める割合
- 二 三需要種別の夏期尖頭時責任電力を合計した値のうちに三需要種別ごとの夏期尖頭時責任電力の占める割合
- 三 三需要種別の冬期尖頭時責任電力を合計した値のうちに三需要種別ごとの冬期尖頭時責任電力の占める割合
- 四 三需要種別の発受電量を合計した値のうちに三需要種別ごとの発受電量の占める割合

5 沖縄電力は、送配電非関連需要について、前項各号の規定により算定された割合を基に、三需要種別ごとに、前項第一号の割合に二を、同項第二号の割合に〇・五を、同項第三号の割合に〇・五を、同項第四号の割合に一を乗じて得た値の合計の値を、四で除して得た値を算定しなければならない。

6 沖縄電力は、送配電非関連需要について、第一項第五号又は第二項の規定により算定された値を基に、三需要種別の口数を合計した値のうちに三需要種別ごとの口数の占める割合を算定しなければならない。

【論点3】規制需要に係るネットワーク（NW）費用の算定の適切性

- 沖縄電力を除く6事業者は、規制需要に係るNW費用について、料金算定規則に則って、規制需要に係る料金メニューと託送料金メニュー（レベニューキャップ制度の導入に伴って認可された託送供給等約款）との対応関係を踏まえ適切に算定していることを確認した。
- 一方、沖縄電力は、料金算定規則上、自社事業用電力等（自社で使用する営業所等電力等）に係るNW費用（高圧規制・低圧規制分）も含めて算定すべきところ、これらを含めて算定していなかった。
- このため、料金算定規則に則って、当該費用も含めて算定するよう、料金原価の補正を求めることとする。

自社事業用電力等に係るNW費用等の扱い

	北海道電力	東北電力	東京電力EP	北陸電力	中国電力	四国電力	沖縄電力
①営業所等電力	○	○	○	○	○	○	×
②発電所の停止中所内電力	○	○	○	○	○	○	×
③揚水口スに係る電力	○	○	○	○	○	○	—
④その他（近接性評価割引の適用）	○	○	○	○	○	○	×

（注）含めている：○、含めていない：×、該当なし：—

【参考】沖縄電力の自社事業用電力に係るNW費用の算定

- 沖縄電力の自社事業用電力に係るNW費用（送配電関連費）について、料金算定規則に則って、**規制部門（高圧規制及び低圧規制）のRC補正後NW費用を再算定した結果は、以下のとおり。**

【送配電関連費の比較】

（単位：百万円、百万kWh、円/kWh）

		RC補正後NW費用			再算定後			差異		
		原価	需要	単価	原価	需要	単価	原価	需要	単価
自由	特高・高圧・低圧	29,354	3,943	7.45	29,589	3,943	7.50	235	0	0.06
規制	高圧	5,529	780	7.09	5,578	780	7.15	49	0	0.06
	低圧	16,545	1,319	12.54	16,634	1,319	12.61	88	0	0.07
計		51,428	6,042	8.51	51,801	6,042	8.57	373	0	0.06

（出典）沖縄電力（株）説明資料（抜粋）

【参考】関係法令における規定（費用の配賦・沖縄電力）

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（料金算定規則）（抜粋）

第十六条 事業者は、次の各号に掲げる費用を、それぞれ当該各号に定める費用に整理し、特定需要について、様式第七により送配電非関連費及び送配電関連費等計算表を作成しなければならない。

- 一 第十条の規定により整理された固有固定費、固有可変費及び固有需要家費並びに前条の規定により整理された総追加固定費、総追加可変費及び総追加需要家費
送配電非関連費
- 二 特定需要に応ずる電気の供給に係る託送供給に要する費用に相当する額（その小売電気事業等を行うために当該事業者が使用する電気（特定需要に応ずるものに限る。）に係る託送供給に要する費用に相当する額を含む。（中略））として、特別関係事業者（一般送配電事業者であるものに限る。）が法第十八条第一項の認可の申請をした託送供給等約款又は特別関係事業者（一般送配電事業者であるものに限る。）が同項の認可を受けた託送供給等約款（同条第五項若しくは第八項の規定による変更の届出があったとき、又は法第十九条第二項の規定による変更があったときは、その変更後のもの）に基づき算定した額 送配電関連費
- 三 （略）

第三十条 沖縄電力は、次の各号に掲げる費用を、それぞれ当該各号に定める費用に整理し、二需要種別（特定高圧需要及び特定低圧需要をいう。以下この款において同じ。）について、様式第七の二により送配電非関連費及び送配電関連費等計算表を作成しなければならない。

- 一 第二十四条の規定により整理された固有固定費、固有可変費及び固有非ネットワーク需要家費並びに前条の規定により整理された総追加固定費、総追加可変費及び総追加非ネットワーク需要家費 送配電非関連費
- 二 特定需要に応ずる電気の供給に係る託送供給に要する費用に相当する額（その小売電気事業等を行うために沖縄電力が使用する電気（特定需要に応ずるものに限る。）に係る託送供給に要する費用に相当する額を含む。以下同じ。）を、沖縄電力が法第十八条第一項の認可の申請をした託送供給等約款又は沖縄電力が同項の認可を受けた託送供給等約款（同条第五項若しくは第八項の規定による変更の届出があったとき、又は法第十九条第二項の規定による変更があったときは、その変更後のもの）に基づき算定した額 送配電関連費
- 三 （略）

【論点4】規制部門と自由化部門への原価配分の適切性

【論点5】規制部門と自由化部門への事業報酬の配分の適切性

- 非NW費用については、料金算定規則に則って、固定費は「2：1：1」法、可変費は発受電量比率、需要家費は契約口数比率等を用い、規制部門と自由化部門に原価配分することとなっている。
- 補正後総原価に係る規制部門と自由化部門の原価配分を確認したところ、各事業者とも、部門間で電気の使用形態が異なるなどの理由から料金原価に差が生じているものの、料金算定規則に則って算定されていることを確認した。
- また、補正後総原価に係る規制部門と自由化部門への事業報酬の配分も確認したところ、料金算定規則に則って算定されており、各事業者とも、規制部門と自由化部門の補正後総原価に含まれる事業報酬の割合は、概ね「規制部門で3～5%、自由化部門で3～4%程度」であった。

【北海道電力】

単位：億円、カッコ内は単価（円/kWh）

	補正後総原価	補正後			補正後 NW費用 (託送費用)
		非NW費用 (電源費用等)	うち電源費用	うち需要家費	
規制部門	1,672 (41.40)	1,249 (30.93)	1,117 (27.66)	132 (3.27)	423 (10.47)
自由化部門	6,148 (31.77)	5,012 (25.90)	4,939 (25.53)	72 (0.37)	1,136 (5.87)

規制部門
 最大電力：990MW
 電力量：4,037GWh
 口数：24,099千口

自由化部門
 最大電力：3,371 MW
 電力量：19,348GWh
 口数：13,214千口

【規制部門の単価が自由化部門より高い理由】

- ① ピークに合わせて形成される発電所等の設備に係る人件費・修繕費・減価償却費・事業報酬等の固定費については、電力量（kWh）だけではなく、ピーク電力（kW）等も勘案して配分。規制部門の需要家は、自由化部門の需要家よりも、需要変動が大きい（負荷率が低い）ため、規制部門に配分される割合が大きくなる。
- ② 集金や調定に係る需要家費は、契約口数比で配分されるため、これに係る人件費等は規制部門に配分される割合が大きくなる。

【参考】規制部門と自由化部門の原価配分①（補正後総原価ベース）

- 北海道電力及び東北電力における規制部門と自由化部門の原価配分は以下のとおり。

【北海道電力】

単位：億円、カッコ内は単価（円/kWh）

	補正後総原価	補正後 非NW費用 (電源費用等)			補正後 NW費用 (託送費用)
		うち電源費用	うち需要家費		
規制部門	1,672 (41.40)	1,249 (30.93)	1,117 (27.66)	132 (3.27)	423 (10.47)
自由化部門	6,148 (31.77)	5,012 (25.90)	4,939 (25.53)	72 (0.37)	1,136 (5.87)

規制部門

最大電力 : 990MW
電力量 : 4,037GWh
口数 : 24,099千口

自由化部門

最大電力 : 3,371 MW
電力量 : 19,348GWh
口数 : 13,214千口

【東北電力】

単位：億円、カッコ内は単価（円/kWh）

	補正後総原価	補正後 非NW費用 (電源費用等)			補正後 NW費用 (託送費用)
		うち電源費用	うち需要家費		
規制部門	3,369 (38.03)	2,332 (26.33)	2,176 (24.57)	156 (1.76)	1,036 (11.70)
自由化部門	16,947 (28.29)	13,920 (23.24)	13,856 (23.13)	64 (0.11)	3,027 (5.05)

規制部門

最大電力 : 1,875MW
電力量 : 8,858GWh
口数 : 53,775千口

自由化部門

最大電力 : 10,326 MW
電力量 : 59,904GWh
口数 : 22,010千口

【参考】規制部門と自由化部門の原価配分②（補正後総原価ベース）

- 東京電力EP及び北陸電力における規制部門と自由化部門の原価配分は以下のとおり。

【東京電力EP】

単位：億円、カッコ内は単価（円/kWh）

	補正後総原価	補正後 非NW費用 (電源費用等)			補正後 NW費用 (託送費用)
		うち電源費用	うち需要家費		
規制部門	11,865 (36.93)	8,862 (27.58)	8,209 (25.55)	653 (2.03)	3,002 (9.34)
自由化部門	44,922 (28.41)	37,941 (24.00)	37,650 (23.81)	291 (0.18)	6,981 (4.42)

規制部門

最大電力 : 8,177MW
電力量 : 32,131GWh
口数 : 174,635千口

自由化部門

最大電力 : 30,657MW
電力量 : 158,099GWh
口数 : 77,814千口

【北陸電力】

単位：億円、カッコ内は単価（円/kWh）

	補正後総原価	補正後 非NW費用 (電源費用等)			補正後 NW費用 (託送費用)
		うち電源費用	うち需要家費		
規制部門	611 (37.00)	442 (26.74)	382 (23.14)	59 (3.59)	169 (10.26)
自由化部門	6,535 (26.81)	5,360 (21.99)	5,308 (21.78)	52 (0.21)	1,175 (4.82)

規制部門

最大電力 : 352.2MW
電力量 : 1,652GWh
口数 : 12,896千口

自由化部門

最大電力 : 4,393.8 MW
電力量 : 24,377GWh
口数 : 11,353千口

【参考】規制部門と自由化部門の原価配分③（補正後総原価ベース）

- 中国電力及び四国電力における規制部門と自由化部門の原価配分は以下のとおり。

【中国電力】

単位：億円、カッコ内は単価（円/kWh）

	補正後総原価	補正後 非NW費用 (電源費用等)	補正後		補正後 NW費用 (託送費用)
			うち電源費用	うち需要家費	
規制部門	1,418 (37.48)	1,014 (26.79)	962 (25.43)	51 (1.36)	404 (10.68)
自由化部門	12,042 (27.98)	9,910 (23.03)	9,852 (22.90)	58 (0.13)	2,131 (4.95)

規制部門

最大電力 : 987.4 MW
電力量 : 3,783 GWh
口数 : 26,058 千口

自由化部門

最大電力 : 7,619.4 MW
電力量 : 43,031 GWh
口数 : 29,330 千口

【四国電力】

単位：億円、カッコ内は単価（円/kWh）

	補正後総原価	補正後 非NW費用 (電源費用等)	補正後		補正後 NW費用 (託送費用)
			うち電源費用	うち需要家費	
規制部門	796 (36.64)	555 (25.54)	506 (23.26)	50 (2.28)	241 (11.09)
自由化部門	5,355 (26.45)	4,268 (21.08)	4,230 (20.89)	39 (0.19)	1,087 (5.37)

規制部門

最大電力 : 564MW
電力量 : 2,173GWh
口数 : 16,142千口

自由化部門

最大電力 : 3,780 MW
電力量 : 20,247GWh
口数 : 12,540千口

【参考】規制部門と自由化部門の原価配分④（補正後総原価ベース）

- 沖縄電力における規制部門と自由化部門の原価配分は以下のとおり。

【沖縄電力】

単位：億円、カッコ内は単価（円/kWh）

	補正後総原価	補正後 非NW費用 (電源費用等)			補正後 NW費用 (託送費用)
		うち電源費用	うち需要家費		
規制部門 (低圧規制)	564 (42.76)	399 (30.22)	387 (29.32)	12 (0.90)	165 (12.54)
規制部門 (高圧規制)	277 (35.50)	221 (28.41)	221 (28.40)	0 (0.01)	55 (7.09)
自由化部門	1,357 (34.42)	1,063 (26.97)	1,057 (26.81)	6 (0.16)	294 (7.45)

低圧規制部門

最大電力 : 372MW
電力量 : 1,319GWh
口数 : 6,157千口

高圧規制部門

最大電力 : 219MW
電力量 : 780GWh
口数 : 36千口

自由化部門

最大電力 : 753MW
電力量 : 3,943GWh
口数 : 3,204千口

【参考】規制部門と自由化部門の原価配分比較①（補正後総原価ベース）

- 各事業者の規制部門と自由化部門の原価配分比較は以下のとおり。

(単位：億円、円/kWh)

北海道電力	固定費		可変費		需要家費		送配電関連費		合計	
	金額	単価	金額	単価	金額	単価	金額	単価	金額	単価
規制部門	349	8.65	768	19.01	132	3.27	423	10.47	1,672	41.40
自由部門	1,362	7.04	3,577	18.49	72	0.37	1,136	5.87	6,148	31.77
合計	1,711	7.32	4,344	18.58	204	0.87	1,559	6.67	7,819	33.44

東北電力	固定費		可変費		需要家費		送配電関連費		合計	
	金額	単価	金額	単価	金額	単価	金額	単価	金額	単価
規制部門	538	6.07	1,639	18.50	156	1.76	1,036	11.70	3,369	38.03
自由部門	3,174	5.30	10,682	17.83	64	0.11	3,027	5.05	16,947	28.29
合計	3,712	5.40	12,321	17.92	220	0.32	4,064	5.91	20,316	29.55

東京電力EP	固定費		可変費		需要家費		送配電関連費		合計	
	金額	単価	金額	単価	金額	単価	金額	単価	金額	単価
規制部門	1,906	5.93	6,303	19.62	653	2.03	3,002	9.34	11,865	36.93
自由部門	7,669	4.85	29,982	18.96	291	0.18	6,981	4.42	44,922	28.41
合計	9,575	5.03	36,284	19.07	945	0.50	9,983	5.25	56,787	29.85

北陸電力	固定費		可変費		需要家費		送配電関連費		合計	
	金額	単価	金額	単価	金額	単価	金額	単価	金額	単価
規制部門	123	7.47	259	15.68	59	3.59	169	10.26	611	37.00
自由部門	1,604	6.58	3,704	15.20	52	0.21	1,175	4.82	6,535	26.81
合計	1,727	6.64	3,963	15.23	112	0.43	1,344	5.17	7,147	27.46

中国電力	固定費		可変費		需要家費		送配電関連費		合計	
	金額	単価	金額	単価	金額	単価	金額	単価	金額	単価
規制部門	294	7.76	669	17.67	51	1.36	404	10.68	1,418	37.48
自由部門	2,500	5.81	7,352	17.09	58	0.13	2,131	4.95	12,042	27.98
合計	2,793	5.97	8,021	17.13	109	0.23	2,536	5.42	13,459	28.75

【参考】規制部門と自由化部門の原価配分比較②（補正後総原価ベース）

- 各事業者の規制部門と自由化部門の原価配分比較は以下のとおり。

(単位：億円、円/kWh)

四国電力	固定費		可変費		需要家費		送配電関連費		合計	
	金額	単価	金額	単価	金額	単価	金額	単価	金額	単価
規制部門	187	8.60	319	14.66	50	2.28	241	11.09	796	36.64
自由部門	1,368	6.76	2,862	14.13	39	0.19	1,087	5.37	5,355	26.45
合計	1,555	6.94	3,180	14.18	88	0.39	1,328	5.92	6,151	27.44

沖縄電力	固定費		可変費		需要家費		送配電関連費		合計	
	金額	単価	金額	単価	金額	単価	金額	単価	金額	単価
規制部門（低圧）	99	7.52	288	21.80	12	0.90	165	12.54	564	42.76
規制部門（高圧）	57	7.34	164	21.06	0	0.01	55	7.09	277	35.50
自由部門	221	5.61	836	21.20	6	0.16	294	7.45	1,357	34.42
合計	378	6.25	1,288	21.32	18	0.30	514	8.51	2,198	36.38

【参考】規制部門と自由化部門における事業利益率の推移等

- 各事業者の規制部門と自由化部門における事業利益率（実績）の推移と、前回の料金改定時及び今回の補正後総原価に対する事業報酬の割合（原価）は以下のとおり。

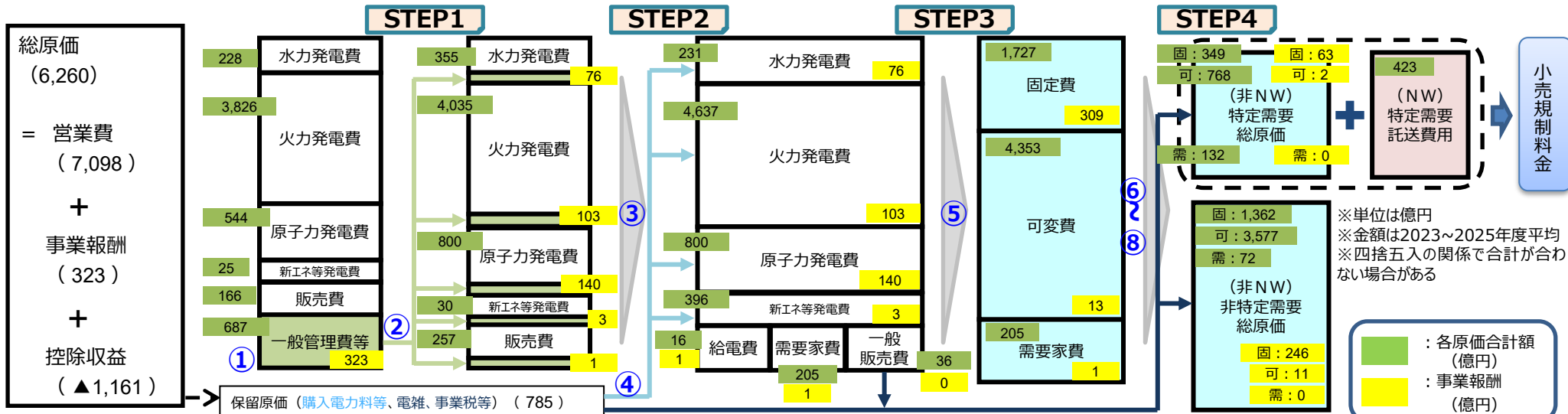
（単位：％）

		北海道電力		東北電力		東京電力EP		北陸電力		中国電力		四国電力		沖縄電力	
		規制部門	自由化部門	規制部門	自由化部門	規制部門	自由化部門	規制部門	自由化部門	規制部門	自由化部門	規制部門	自由化部門	規制部門	自由化部門
原価	前回改定時の総原価に対する事業報酬の割合※	6.1	5.2	6.4	5.2	5.6	4.1	6.8	7.2	6.6	5.5	6.2	5.4	6.1	5.0
実績	2017年度の事業利益率	0.4	4.0	2.6	6.2	2.5	2.6	0.2	▲0.8	1.4	2.9	2.6	3.5	4.8	2.5
実績	2018年度の事業利益率	1.4	6.8	2.4	4.1	2.2	1.1	▲3.9	1.6	1.4	0.4	▲1.0	3.9	0.6	2.7
実績	2019年度の事業利益率	2.5	6.6	5.7	6.4	3.0	0.2	▲2.6	5.5	2.7	4.5	▲1.3	5.6	2.8	6.5
実績	2020年度の事業利益率	11.6	7.3	8.6	▲3.5	4.9	▲2.3	3.5	▲3.6	6.6	▲3.7	0.0	▲7.7	5.8	7.4
実績	2021年度の事業利益率	7.1	1.5	2.6	▲10.8	3.0	▲4.3	▲2.8	▲9.3	1.6	▲12.1	▲0.5	▲10.1	0.1	0.1
原価	今回の補正後総原価に対する事業報酬の割合※	3.9 (5.3)	4.2 (5.1)	3.4 (5.0)	3.2 (3.9)	1.0 (1.3)	0.4 (0.5)	4.9 (6.7)	3.4 (4.2)	3.9 (5.4)	3.9 (4.8)	3.2 (4.6)	3.4 (4.3)	3.0 (4.1)	2.6 (3.4)

※総原価に対する事業報酬の割合は、前回改定時（現在の規制部門と自由化部門の範囲に組替後）又は今回の補正後における想定値（今回の補正後の括弧書きは、総原価のうち非NW費用に対する事業報酬の割合）。

各年度の事業利益率は、部門別収支計算書から、電気事業収益に対する電気事業利益の割合（実績値）を算定。

【参考】北海道電力の事業報酬に係る個別原価計算フロー（補正後総原価ベース）



STEP 1 5部門への整理

- ① 電気事業報酬は「一般管理費等」に整理（規則第6条第1項第六号）
- ② 一般管理費等に整理された電気事業報酬は、水力発電、火力発電、原子力発電等各部門の資産割合等に応じて配分（規則第6条第2項）。

STEP 2 送配電非関連費の整理

- ③ 販売費の整理（規則第6条第4項）
給電、需要家（調定及び集金）、一般販売にかかる建物の床面積比等による整理
- ④ 購入販売電源項目の整理（規則第6条第6項）
発生的主要原因及び発電原動力の種別を勘案して、水力発電費、火力発電費、新工ネ等発電費及び原子力発電費に配分

STEP 3 固定費・可変費への整理

- ⑤ 送配電非関連費（需要家費・一般販売費を除く）を、販売電力量に関わらず必要な固定費及び販売電力量によって変動する可変費に配分することにより整理（規則第8条第1項）

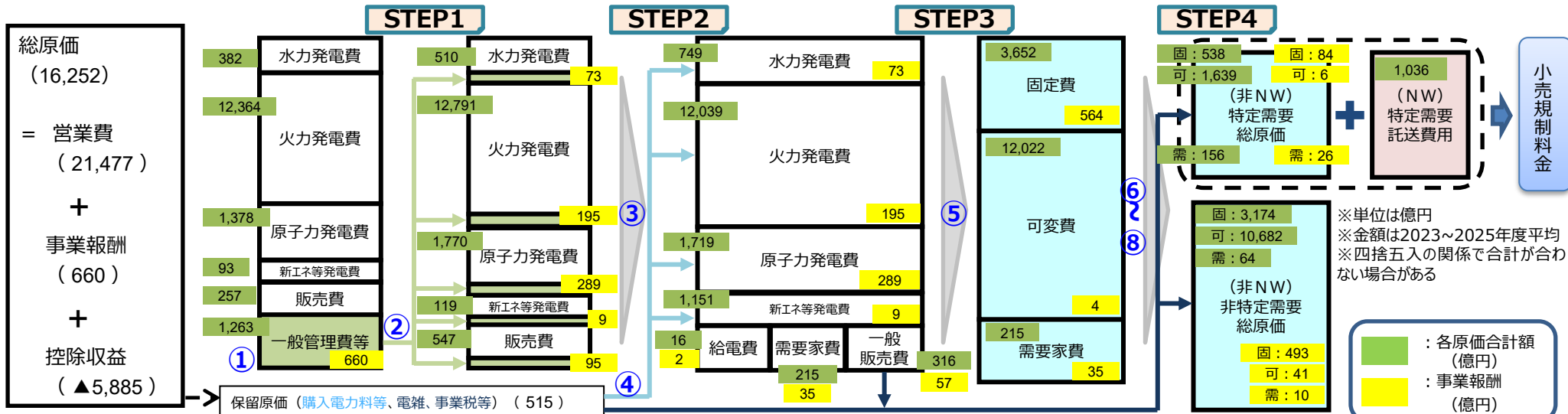
STEP 4 需要種別への整理

- ⑥ 固定費は、最大電力、尖頭時責任電力、発受電量に基づく配分比率（特定：20.402%，非特定：79.598%）により各需要に整理。可変費は、発受電量に基づく配分比率（特定：17.663%，非特定：82.337%）により整理。需要家費は、口数に基づく配分比率（特定：64.585%，非特定：35.415%）により整理（規則第9条、第10条）。
- ⑦ 一般販売費は、上記⑥により整理された固定費・可変費・需要家費のそれぞれの合計額に占める割合等により整理（規則第12条）。
- ⑧ 保留原価（購入販売電源項目除く）は、上記⑥及び⑦により整理された固定費・可変費・需要家費のそれぞれの合計額に占める割合等により整理（規則第13条、14条）。

	事業報酬計 (億円)			補正後総原価 (億円)	補正後総原価に対する事業報酬の割合
	固定費	可変費	需要家費		
規制部門 (特定需要)	63	2	0	66	3.9%
自由化部門 (非特定需要)	246	11	0	257	4.2%
合計	309	13	1	323	4.1%

※2023~2025年度平均
 ※補正後総原価には託送費用を含む
 ※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

【参考】東北電力の事業報酬に係る個別原価計算フロー（補正後総原価ベース）



STEP 1 5部門への整理

- ① 電気事業報酬は「一般管理費等」に整理（規則第6条第1項第六号）
- ② 一般管理費等に整理された電気事業報酬は、水力発電、火力発電、原子力発電等各部門の資産割合等に応じて配分（規則第6条第2項）。

STEP 2 送配電非関連費の整理

- ③ 販売費の整理（規則第6条第4項）
給電、需要家（調定及び集金）、一般販売にかかる建物の床面積比等による整理
- ④ 購入販売電源項目の整理（規則第6条第6項）
発生の主な原因及び発電原動力の種別を勘案して、水力発電費、火力発電費、新工ネ等発電費及び原子力発電費に配分

STEP 3 固定費・可変費への整理

- ⑤ 送配電非関連費（需要家費・一般販売費を除く）を、販売電力量に関わらず必要な固定費及び販売電力量によって変動する可変費に配分することにより整理（規則第8条第1項）

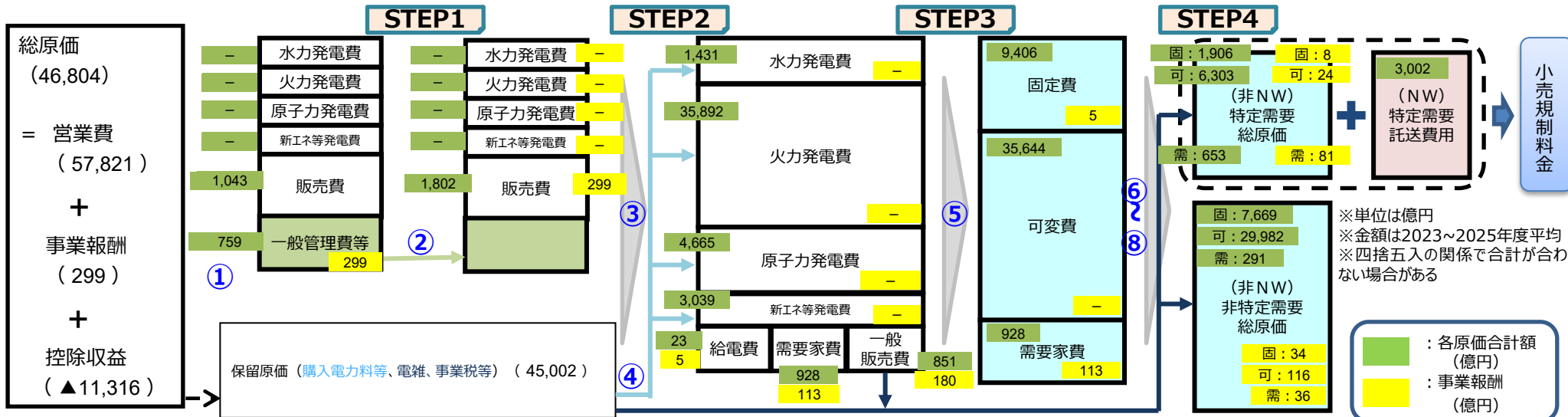
STEP 4 需要種別への整理

- ⑥ 固定費は、最大電力、尖頭時責任電力、発受電量に基づく配分比率（特定：14.488%，非特定：85.512%）により各需要に整理。可変費は、発受電量に基づく配分比率（特定：13.299%，非特定：86.701%）により整理。需要家費は、口数に基づく配分比率（特定：70.957%，非特定：29.043%）により整理（規則第9条、第10条）。
- ⑦ 一般販売費は、上記⑥により整理された固定費・可変費・需要家費のそれぞれの合計額に占める割合等により整理（規則第12条）。
- ⑧ 保留原価（購入販売電源項目除く）は、上記⑥及び⑦により整理された固定費・可変費・需要家費のそれぞれの合計額に占める割合等により整理（規則第13条、14条）。

	事業報酬計 (億円)			補正後総原価 (億円)	補正後総原価に対する事業報酬の割合	
	固定費	可変費	需要家費			
規制部門 (特定需要)	84	6	26	115	3,369	3.4%
自由化部門 (非特定需要)	493	41	10	545	16,947	3.2%
合計	577	47	36	660	20,316	3.2%

※2023~2025年度平均
 ※補正後総原価には託送費用を含む
 ※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

【参考】東京電力EPの事業報酬に係る個別原価計算フロー（補正後総原価ベース）



STEP 1 5部門への整理

- ① 電気事業報酬は「一般管理費等」に整理（規則第6条第1項第六号）
- ② 一般管理費等に整理された電気事業報酬は、各部門の人員数に応じて配分（規則第6条第2項及び第5項）。

STEP 2 送配電非関連費の整理

- ③ 販売費の整理（規則第6条第4項及び第5項）
 給電、需要家（調定及び集金）、一般販売にかかる人員数比等による整理
- ④ 購入販売電源項目の整理（規則第6条第6項）
 発生の主な原因及び発電原動力の種別を勘案して、水力発電費、火力発電費、新工ネ等発電費及び原子力発電費に配分

STEP 3 固定費・可変費への整理

- ⑤ 送配電非関連費（需要家費・一般販売費を除く）を、販売電力量に関わらず必要な固定費及び販売電力量によって変動する可変費に配分することにより整理（規則第8条第1項）

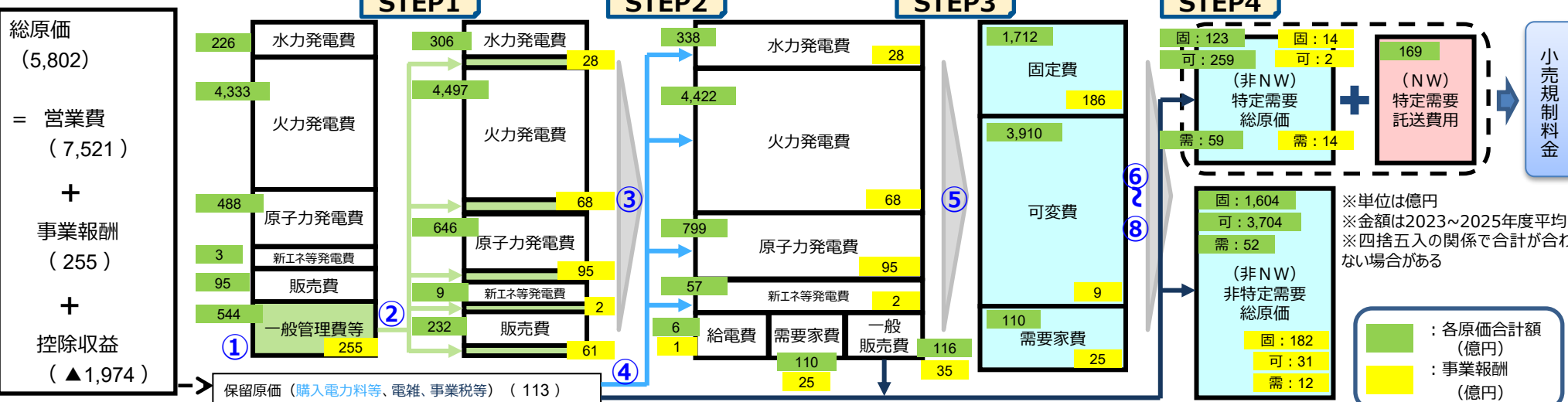
STEP 4 需要種別への整理

- ⑥ 固定費は、最大電力、尖頭時責任電力、発受電量に基づく配分比率（特定：19.91%，非特定：80.09%）により各需要に整理。可変費は、発受電量に基づく配分比率（特定：17.37%，非特定：82.63%）により整理。需要家費は、口数に基づく配分比率（特定：69.18%，非特定：30.82%）により整理（規則第9条、第10条）。
- ⑦ 一般販売費は、上記⑥により整理された固定費・可変費・需要家費のそれぞれの合計額に占める割合等により整理（規則第12条）。
- ⑧ 保留原価（購入販売電源項目除く）は、上記⑥及び⑦により整理された固定費・可変費・需要家費のそれぞれの合計額に占める割合等により整理（規則第13条、14条）。

	事業報酬計 (億円)			補正後総原価 (億円)	補正後総原価に対する事業報酬の割合	
	固定費	可変費	需要家費			
規制部門（特定需要）	8	24	81	113	11,865	1.0%
自由化部門（非特定需要）	34	116	36	185	44,922	0.4%
合計	42	140	117	299	56,787	0.5%

※2023~2025年度平均
 ※補正後総原価には託送費用を含む
 ※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

【参考】北陸電力の事業報酬に係る個別原価計算フロー（補正後総原価ベース）



STEP 1 5部門への整理

- ① 電気事業報酬は「一般管理費等」に整理（規則第6条第1項第六号）
- ② 一般管理費等に整理された電気事業報酬は、水力発電、火力発電、原子力発電等各部門の資産割合等に応じて配分（規則第6条第2項）。

STEP 2 送配電非関連費の整理

- ③ 販売費の整理（規則第6条第4項）
給電、需要家（調定及び集金）、一般販売にかかる建物の床面積比等による整理
- ④ 購入販売電源項目の整理（規則第6条第6項）
発生の主な原因及び発電原動力の種別を勘案して、水力発電費、火力発電費、新工法等発電費及び原子力発電費に配分

STEP 3 固定費・可変費への整理

- ⑤ 送配電非関連費（需要家費・一般販売費を除く）を、販売電力量に関わらず必要な固定費及び販売電力量によって変動する可変費に配分することにより整理（規則第8条第1項）

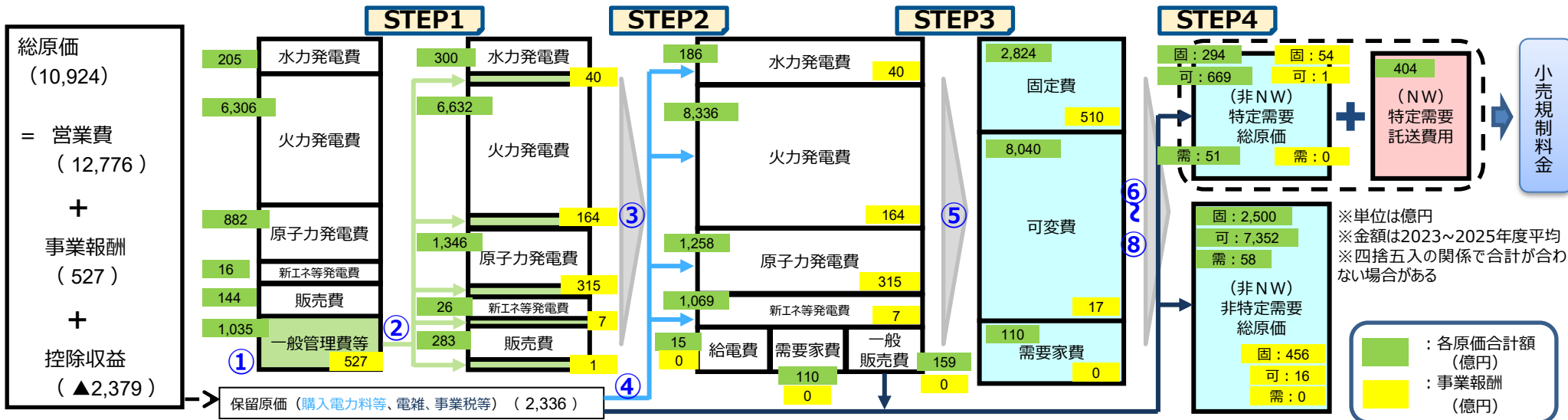
STEP 4 需要種別への整理

- ⑥ 固定費は、最大電力、尖頭時責任電力、発電電量に基づく配分比率（特定：7.144%，非特定：92.856%）により各需要に整理。可変費は、発電電量に基づく配分比率（特定：6.534%，非特定：93.466%）により整理。需要家費は、口数に基づく配分比率（特定：53.182%，非特定：46.818%）により整理（規則第9条、第10条）。
- ⑦ 一般販売費は、上記⑥により整理された固定費・可変費・需要家費のそれぞれの合計額に占める割合等により整理（規則第12条）。
- ⑧ 保留原価（購入販売電源項目除く）は、上記⑥及び⑦により整理された固定費・可変費・需要家費のそれぞれの合計額に占める割合等により整理（規則第13条、14条）。

	事業報酬計 (億円)			補正後総原価 (億円)	補正後総原価に対する事業報酬の割合	
	固定費	可変費	需要家費			
規制部門 (特定需要)	14	2	14	30	611	4.9%
自由化部門 (非特定需要)	182	31	12	225	6,535	3.4%
合計	196	33	26	255	7,147	3.6%

※2023~2025年度平均
 ※補正後総原価には託送費用を含む
 ※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

【参考】中国電力の事業報酬に係る個別原価計算フロー（補正後総原価ベース）



STEP 1 5部門への整理

- ① 電気事業報酬は「一般管理費等」に整理（規則第6条第1項第六号）
- ② 一般管理費等に整理された電気事業報酬は、水力発電、火力発電、原子力発電等各部門の資産割合等に応じて配分（規則第6条第2項）。

STEP 2 送配電非関連費の整理

- ③ 販売費の整理（規則第6条第4項）
給電、需要家（調定及び集金）、一般販売にかかる建物の床面積比等による整理
- ④ 購入販売電源項目の整理（規則第6条第6項）
発生の主な原因及び発電原動力の種別を勘案して、水力発電費、火力発電費、新工ネ等発電費及び原子力発電費に配分

STEP 3 固定費・可変費への整理

- ⑤ 送配電非関連費（需要家費・一般販売費を除く）を、販売電力量に関わらず必要な固定費及び販売電力量によって変動する可変費に配分することにより整理（規則第8条第1項）

STEP 4 需要種別への整理

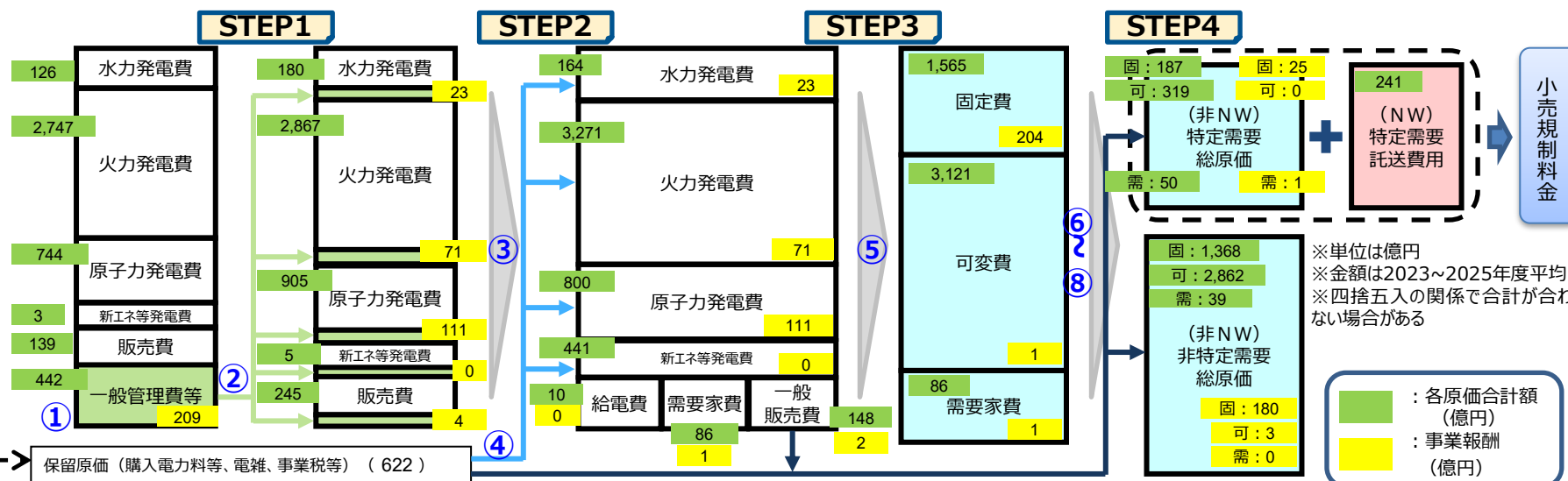
- ⑥ 固定費は、最大電力、尖頭時責任電力、発受電量に基づく配分比率（特定：10.510%，非特定：89.490%）により各需要に整理。可変費は、発受電量に基づく配分比率（特定：8.333%，非特定：91.667%等）により整理。需要家費は、口数に基づく配分比率（特定：47.046%，非特定：52.954%）により整理（規則第9条、第10条）。
- ⑦ 一般販売費は、上記⑥により整理された固定費・可変費・需要家費のそれぞれの合計額に占める割合等により整理（規則第12条）。
- ⑧ 保留原価（購入販売電源項目除く）は、上記⑥及び⑦により整理された固定費・可変費・需要家費のそれぞれの合計額に占める割合等により整理（規則第13条、14条）。

	事業報酬計 (億円)			補正後総原価 (億円)	補正後総原価に対する事業報酬の割合
	固定費	可変費	需要家費		
規制部門 (特定需要)	54	1	0	55	3.9%
自由化部門 (非特定需要)	456	16	0	472	3.9%
合計	510	17	0	527	3.9%

※2023~2025年度平均
 ※補正後総原価には託送費用を含む
 ※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

【参考】四国電力の事業報酬に係る個別原価計算フロー（補正後総原価ベース）

総原価
(4,823)
= 営業費
(6,221)
+ 事業報酬
(209)
+ 控除収益
(▲1,606)



STEP 1 5部門への整理

- ① 電気事業報酬は「一般管理費等」に整理（規則第6条第1項第六号）
- ② 一般管理費等に整理された電気事業報酬は、水力発電、火力発電、原子力発電等各部門の資産割合等に応じて配分（規則第6条第2項）。

STEP 2 送配電非関連費の整理

- ③ 販売費の整理（規則第6条第4項）
給電、需要家（調定及び集金）、一般販売にかかる建物の床面積比等による整理
- ④ 購入販売電源項目の整理（規則第6条第6項）
発生の主な原因及び発電原動力の種別を勘案して、水力発電費、火力発電費、新工ネ等発電費及び原子力発電費に配分

STEP 3 固定費・可変費への整理

- ⑤ 送配電非関連費（需要家費・一般販売費を除く）を、販売電力量に関わらず必要な固定費及び販売電力量によって変動する可変費に配分することにより整理（規則第8条第1項）

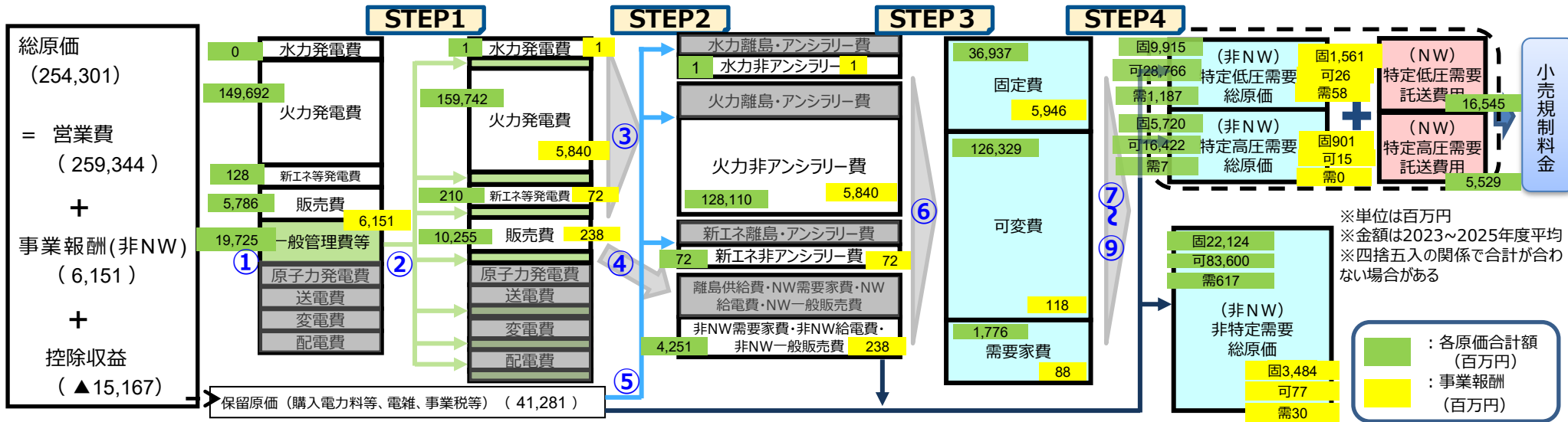
STEP 4 需要種別への整理

- ⑥ 固定費は、最大電力、尖頭時責任電力、発受電量に基づく配分比率（特定：12.018%，非特定：87.982%）により各需要に整理。可変費は、発受電量に基づく配分比率（特定：10.020%，非特定：89.980%）により整理。需要家費は、口数に基づく配分比率（特定：56.279%，非特定：43.721%）により整理（規則第9条、第10条）。
- ⑦ 一般販売費は、上記⑥により整理された固定費・可変費・需要家費のそれぞれの合計額に占める割合等により整理（規則第12条）。
- ⑧ 保留原価（購入販売電源項目除く）は、上記⑥及び⑦により整理された固定費・可変費・需要家費のそれぞれの合計額に占める割合等により整理（規則第13条、14条）。

	事業報酬計 (億円)			補正後総原価 (億円)	補正後総原価に対する事業報酬の割合	
	固定費	可変費	需要家費			
規制部門 (特定需要)	25	0	1	25	796	3.2%
自由化部門 (非特定需要)	180	3	0	183	5,355	3.4%
合計	205	3	1	209	6,151	3.4%

※2023~2025年度平均
※補正後総原価には託送費用を含む
※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

【参考】沖縄電力の事業報酬に係る個別原価計算フロー（補正後総原価ベース）



STEP 1 8部門への整理

- ① 電気事業報酬は「一般管理費等」に整理（規則第20条第1項第九号）
- ② 一般管理費等に整理された電気事業報酬を、水力発電、火力発電、新工ネ等発電等、各部門の資産割合等に応じて配分（規則第20条第2項）。

STEP 2 送配電非関連費の整理

- ③ 水力発電費、火力発電費、新工ネ等発電費から非離島等供給費を抽出し、非離島等供給費から非アンシラリーサービス費用を抽出（規則第20条第4項第一号）
- ④ 販売費から非離島等供給費を抽出し、非離島等供給費から非NW需要家費、非NW給電費、非NW一般販売費を抽出（規則第20条第4項第二号～第五号）
- ⑤ 購入販売電源項目の整理（規則第20条第6項）
 発生の主な原因及び発電原動力の種別を勘案して、水力発電費、火力発電費及び新工ネ等発電費に配分

STEP 3 固定費・可変費への整理

- ⑥ 送配電非関連費（需要家費・一般販売費を除く）を、販売電力量に関わらず必要な固定費及び販売電力量によって変動する可変費に配分することにより整理（規則第22条第1項）

STEP 4 需要種別への整理

- ⑦ 固定費は、最大電力、尖頭時責任電力、発受電量に基づく配分比率（特定低圧：26.260%，特定高圧：15.148%、非特定：58.592%）により各需要に整理。可変費は、発受電量に基づく配分比率（特定低圧：22.336%，特定高圧：12.751%、非特定：64.913%）により整理。需要家費は、口数に基づく配分比率（特定低圧：65.521%，特定高圧：0.383%、非特定：34.096%）により整理（規則第23条、第24条）。
- ⑧ 一般販売費は、上記⑦により整理された固定費・可変費・需要家費のそれぞれの合計額に占める割合等により整理（規則第25条）。
- ⑨ 保留原価（購入販売電源項目除く）は、上記⑦及び⑧により整理された固定費・可変費・需要家費のそれぞれの合計額に占める割合等により整理（規則第27条、28条）。

	事業報酬額計 (百万円)			補正後総原価 (百万円)	補正後総原価に対する事業報酬額の割合	
	固定費	可変費	需要家費			
規制部門						
高圧	901	15	0	916	27,677	3.3%
低圧	1,561	26	58	1,645	56,413	2.9%
計	2,462	41	58	2,561	84,091	3.0%
自由化部門	3,484	77	30	3,590	135,695	2.6%
合計	5,946	118	88	6,151	219,785	2.8%

※2023~2025年度平均
 ※補正後総原価には託送費用を含む
 ※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

【参考】過去の査定方針（2014年・中部電力）

（1）個別原価計算

個別原価計算においては、算定規則に基づき各費用の配分計算が適切に行われていることを確認した。また、事業者が独自に設定した基準についても、計器等の費用を口数比ではなく直接各需要に整理している等、より実態に即した費用配分となっている。総原価の95%が固有費及び直課により配分されていることは妥当であると考えられる。

固定費の各需要種別への配分方法は「2：1：1法※」等が算定規則により規定されているが、その際、低圧需要の最大電力は、サンプル調査（1,429件のデータを取得）に基づく推計値が用いられており、過大推計されていないことが確認された。

※ 最大電力に2、夏期・冬期尖頭時責任電力に1、発受電量に1の割合で合成された値により固定費を配分する方法。

また、規制部門、自由化部門毎の総原価に対する事業報酬の割合については、前回改定時以降の燃料費の増加等に伴う収益構造が改善され、規制部門が5.2%、自由化部門が4.1%となっており、それぞれの部門における固定費の割合を適切に反映したものであることが確認された。

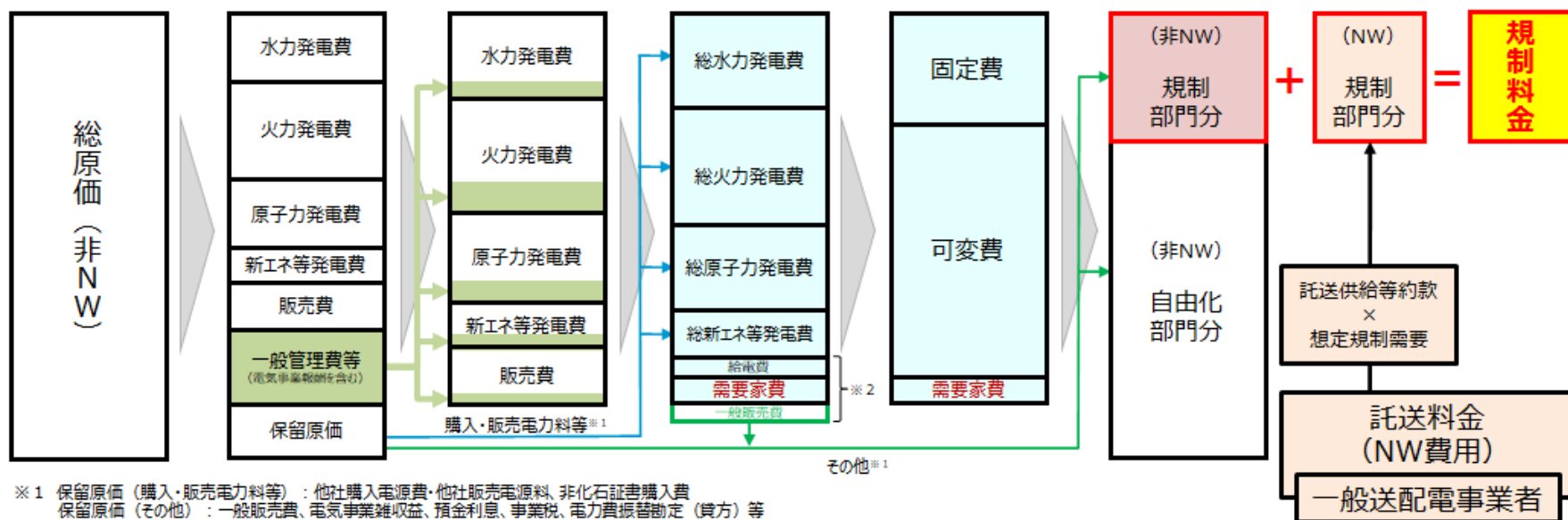
なお、今回改定以降の収益構造の変化については、事後評価において部門別収支が毎年公表され、原価算定期間終了後には原価と実績の部門別評価を実施することとなっているが、経済産業省は、料金認可申請命令の発動基準に基づき、収益構造のゆがみが著しく、また、構造的なものと認められる場合には、事業者がこれに応じない場合には、料金認可申請命令の発動を検討する。

（出典）中部電力株式会社の供給約款変更認可申請に係る査定方針（2014年4月経済産業省）

【参考 1】送配電分離会社と沖縄電力の「費用の配賦」の相違点①

- 料金算定規則上、**送配電分離会社**について、**総原価（非NW費用に限る）**を、非NW費用に係る固定費・可変費・需要家費に整理した上で、**自由化部門（特別高圧・高圧・低圧自由）と規制部門（低圧規制）の2需要種別に配分**する。その上で、規制需要に係る**非NW費用に、規制需要に係るNW費用を加算**することで、契約種別毎の**規制料金を設定**する。
- 一方、**送配電一体会社である沖縄電力**については、**総原価（非NW費用及びNW費用の合計）**を基に、非NW費用に係る固定費・可変費・需要家費を抽出・整理した上で、**自由化部門（特別高圧・高圧自由・低圧自由）と規制部門（①高圧規制・②低圧規制）の3需要種別に配分**する。その上で、規制需要に係る**非NW費用に、規制需要に係るNW費用を加算**することで、契約種別毎の**規制料金を設定**する。
- これらを踏まえると、**費用の配賦を行う総原価の対象費用や、規制部門の範囲に差はあるものの**、規制需要に係る非NW費用を整理し、これに規制需要に係るNW費用を加算した上で、契約種別毎の規制料金を設定するという手法は同じであり、**両者の「費用の配賦」に大きな違いはない**。

送配電分離会社の「費用の配賦」

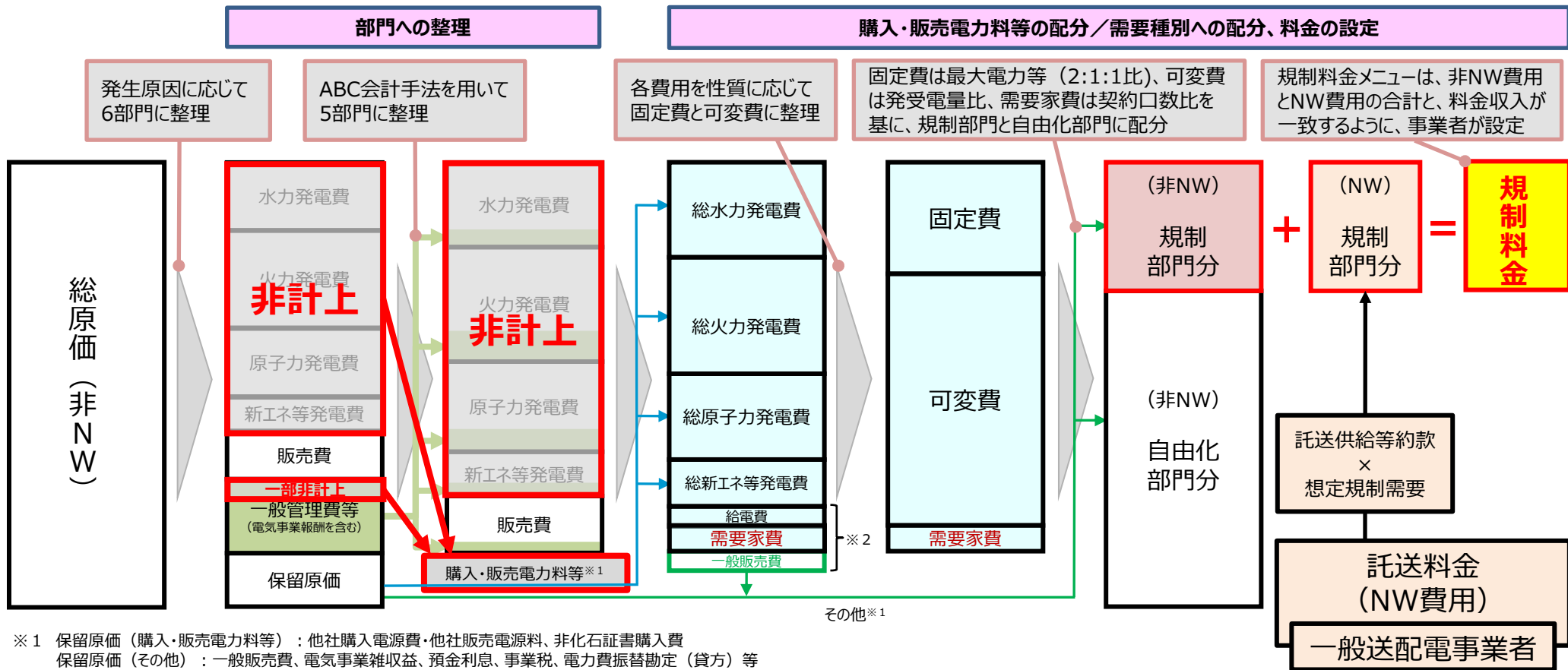


※1 保留原価（購入・販売電力料等）：他社購入電源費・他社販売電源料、非化石証書購入費
 保留原価（その他）：一般販売費、電気事業雑収益、預金利息、事業税、電力費振替勘定（貸方）等
 ※2 給電費：給電設備に係る費用
 需要家費：調定及び集金に係る費用
 一般販売費：その他販売に係る費用

【参考2】発販一体会社と発販分離会社の「費用の配賦」の相違点

- 発電部門が分離した東電EPに対して、費用の配賦の方法を確認した結果、「発販一体会社において自社の火力発電費等として計上される費用（燃料費等）が他社購入電源費として計上されているが、それ以外の費用の配賦の方法は同じである」との説明があった。
- 具体的には下図のとおりであり、発販一体会社と発販分離会社で、費用の配賦の方法に大きな違いはない。

発販分離会社（東電EP）の「費用の配賦」



※1 保留原価（購入・販売電力料等）：他社購入電源費・他社販売電源料、非化石証書購入費
 保留原価（その他）：一般販売費、電気事業雑収益、預金利息、事業税、電力費振替勘定（貸方）等
 ※2 給電費：給電設備に係る費用
 需要家費：調定及び集金に係る費用
 一般販売費：その他販売に係る費用