

電力ネットワークの 形成及び負担の在り方について

2019年5月

資源エネルギー庁

本日の議論

- 本日は、第1回、第2回の本小委員会での委員等によるご意見と、電力広域機関からの提出資料を受けて、次世代の電力ネットワークへの転換に向けて、特に地域間連系線における「系統形成の在り方」、「費用負担の在り方」につき、ご議論をいただきたい。
- また、前回会合において、海外の託送制度の基本的枠組みについても報告させていただいたところ、今後の検討にあたって、制度や取組等につき、より詳細な内容をご報告させていただきたい。

1. 地域間連系線の増強及び費用負担の在り方

2. 系統形成における規律の在り方

3. 諸外国における託送改革

「地域間連系線の増強及び費用負担の在り方」に係る検討の進め方・論点（案）

- 地域間連系線の増強は、「安定供給の強化」につながるとともに、広域的取引の活性化を促進することで「再生可能エネルギーの広域的な活用」、「卸電力価格の低下」につながる。こうした効果は、本委員会の検討事項である再生可能エネルギーの大量導入、電力インフラのレジリエンスの向上を進めていく上でも重要。このため、費用対効果の認められる地域間連系線を増強していくことが必要。
- 東日本大震災後の地域間連系線の増強（FCの増強、北本の増強（60→90万kW））は「安定供給の強化」を主たる目的として実施されてきた。
- しかし、今後は再エネの大量導入により限界費用の低い電源が増加することで、広域的取引の活性化による「再生可能エネルギーの広域的な活用」・「卸電力価格の低下」も連系線増強の主たる目的となることが見込まれる。こうした新たな目的に応じた「連系線増強の在り方」、及び「連系線費用負担の在り方」について、本日ご議論をいただきたい。
- こうした仕組みについては、現在その増強・費用負担が決定していない北本連系線の更なる増強、東北東京間連系線の特定負担者の離脱を踏まえた対応に適用するとともに、今後連系線増強の基本的な考え方として適用していくこととしてはどうか。
- その際、国民負担を最大限圧縮するための手段として、JEPX（日本卸電力取引所）の市場間値差収益の活用を合わせて検討してはどうか。

基本的な考え方

- 「脱炭素化社会」と「安定供給強化」を「発電+NWのトータルコスト最小化」で実現し、「国民負担を抑制」
- これまでのシステム改革の流れやグローバルな潮流、テクノロジーの進展も踏まえ、NWを取り巻く構造的変化に対応した方向性を追求
- 市場の機能を最大限活用し、各プレイヤーが必要とされる役割と規律をもって参画するNWシステムを構築

構造的変化

①再エネ主力電源化

⇒C&Mとともに系統増強も必要
⇒地域偏在性の高まり

②レジリエンス強化

⇒送電広域化
⇒災害からの早期復旧

③設備の老朽化

⇒更新投資の必要性

④デジタル化の進展

⇒配電：分散リソースの制御
⇒電気の流れが双方向化

⑤需要見通しが不透明化

⇒投資の予見可能性低下

+

システム改革（発送電分離）

NWの事業特性

今後の方向性（案）

①NW形成・運用の考え方の転換

分散リソース含め、発電・需要双方でプレイヤーが多様化
⇒プレイヤー特性に応じた「プッシュ型」での計画的NW形成
⇒国民負担や安定供給とバランスを取るため一定の規律も必要
⇒需要側のリソース活用も視野に入れたNW形成

②NW形成のための投資環境の整備

投資の予見可能性が低下する一方、再エネ主力電源化、レジリエンス、老朽化、デジタル化等、様々なニーズへの対応が必要
⇒国民負担の抑制とNW投資促進を両立する制度の構築
⇒再エネ対応等の負担の地域偏在性に対応したシステムへ転換

③NW事業の「価値」等が次世代型への転換

分散リソースが普及し、電気の流れが双方向化
：NW事業の「価値」が「kWh」から「kW」や「ΔkW」に転換
：「広域化する送電網」と「分散化する配電網」の機能分化
：外部リソースをNWに取り込むことで更なるコスト低減が可能
⇒これらのデジタル化による変革と親和的な制度へと転換

本小委での主要論点

①NW形成の在り方

- ・新たなNW形成ルールの検討
- ・北本等の個別の連系線
- ・需要側リソースの活用も視野に入れたNW形成

②費用負担の在り方

- ・系統形成のための費用負担ルール
- ・北本等の個別の連系線の費用負担

③託送制度の在り方

- ・国民負担の抑制とNW投資促進を両立する託送制度

④次世代型への転換に対応した制度の在り方

- ・デジタル化や機能分化といった変革に対応した制度・システム

⑤災害対応の在り方

- ・災害時の役割分担
- ・その他レジリエンスWGでの議論事項

(参考)「系統形成の在り方」に係る検討の進め方・論点

(出所) 第2回脱炭素化社会に向けた電力レジリエンス小委員会
(平成31年3月26日) 資料1 一部加工

- 再生可能エネルギーの大量導入、レジリエンスの強化、老朽化等に対応して、**「次世代型の系統形成」を進展**させることが必要。この際、これまで取組を進めてきた**「コネクト&マネージ等の系統活用の手法を適用**させることで、系統に対する**「投資の費用対効果を最大化**させることも重要。
- 「次世代型の系統形成」を検討にあたっては、例えば下記の論点についても念頭に置くことが必要。
 - ✓ **洋上風力発電のように立地制約がある**ため計画・開発の初期段階では事業化の予見性を担保しにくい電源の**「計画的な導入**
 - ✓ 老朽化対策を行う際に、**「無電柱化といった災害に強いインフラへの転換を推進**
 - ✓ EV普及に伴う**「急速充電ステーションの設置**や大規模な電力需要を持つ**「データセンターの設置等、新たな電力需要への対応**
 - ✓ 住宅用太陽光の普及等に伴い、**「電気の流れの双方向化にも対応した系統形成**
- **「接続されるプレーヤーや系統形成ニーズの多様化が進展する中、これらのニーズに対応しつつ効率的な系統投資を行うための「系統形成ルールの在り方を検討すべきではないか。この際、国民負担や安定供給とバランスを取るための「規律の在り方についても検討が必要ではないか。**
- こういった一般的なルールの在り方に加えて、**「北本連系線の増強について、電力広域機関での技術的検討を踏まえ、本小委員会において方向性を御議論いただきたい。**

(参考) 地域間連系線の増強計画

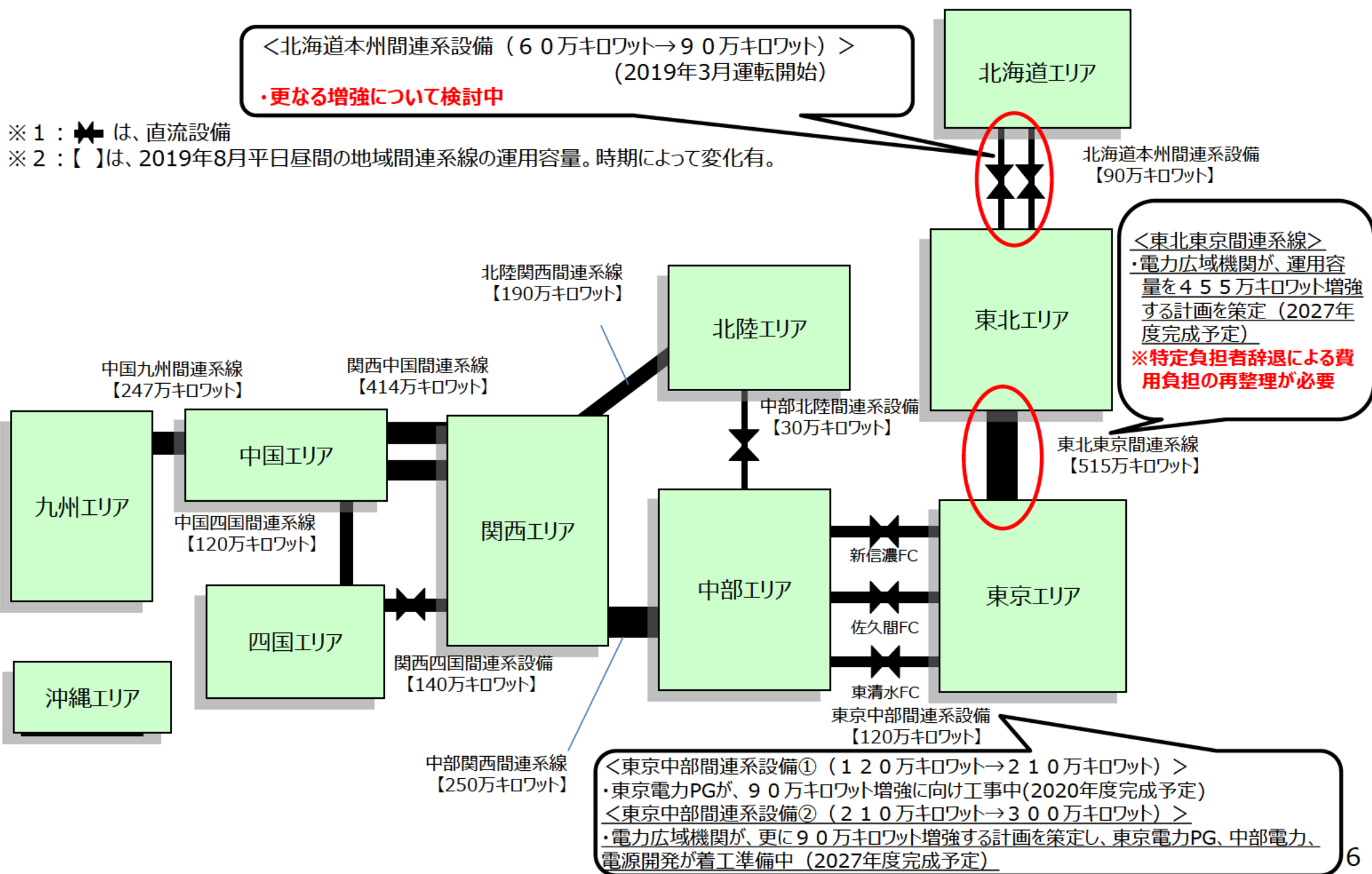
(出所) 第2回脱炭素化社会に向けた電力レジリエンス小委員会
(平成31年3月26日) 資料1 一部加工

＜北海道本州間連系設備（60万キロワット→90万キロワット）＞
(2019年3月運転開始)

・更なる増強について検討中

※1：✕ は、直流設備

※2：【 】は、2019年8月平日昼間の地域間連系線の運用容量。時期によって変化有。



(参考) 我が国における連系線の費用負担①これまでの変遷

(出所) 第2回脱炭素化社会に向けた電力レジリエンス
小委員会 (平成31年3月26日) 資料1 一部加工

<震災以前の費用負担決定方法>

- 東日本大震災後に各種制度整備がなされるまでは、建設目的・利用度合等を勘案して受益する電力会社間の協議により費用の負担割合を決定（電力系統利用協議会（ESCJ）設立後は、費用負担割合の決定方法について一定のルールを策定したが、詳細は協議で決定）。

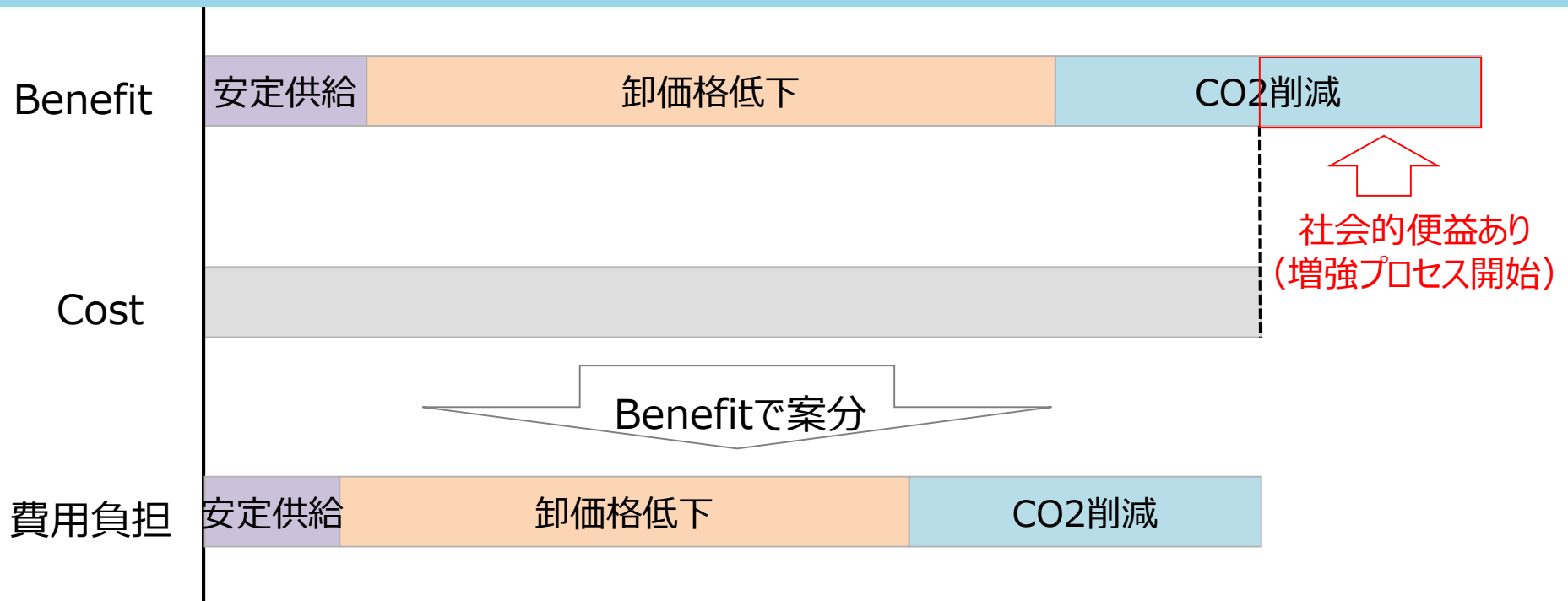
<震災以後の費用負担決定方法>

- 下記4つのプロセスが進展。後者2つは、費用負担ガイドラインの策定、電事法改正等に基づく連系線増強プロセスの整備（国、電力広域機関、事業者からの3つの提起パターンと電力広域機関による広域系統整備計画の策定等）を踏まえて負担割合を決定。

連系線(万kW)	費用負担者	負担の考え方
新北本増強 (60⇒90)	一般負担 (北海道)	ESCJの下、電力会社間の協議。主に <u>北海道エリアの安定供給確保の観点</u> から、北海道電力が全額負担。
FC増強① (120⇒210)	9社の一般負担	ESCJの下、電力会社間の協議。 <u>安定供給確保、取引活性化等の観点</u> から9社負担とし、受益に応じて負担割合を決定。
FC増強② (210⇒300)	9社の一般負担	広域系統整備計画において、 <u>広域的な安定供給確保の観点</u> から、9エリアの受益に応じて負担割合を決定。
東京東北間増強	特定負担と一般負担 (東北、東京)	広域系統整備計画において、費用負担ガイドライン及び送配電等業務指針を基に受益者を確定（発電事業者からの提起であることを踏まえ、特定負担と一般負担を整理）し、 <u>受益に応じて負担割合</u> を決定。 特定負担者の離脱を受けて、費用負担の再整理が必要。

連系線増強・費用負担の考え方

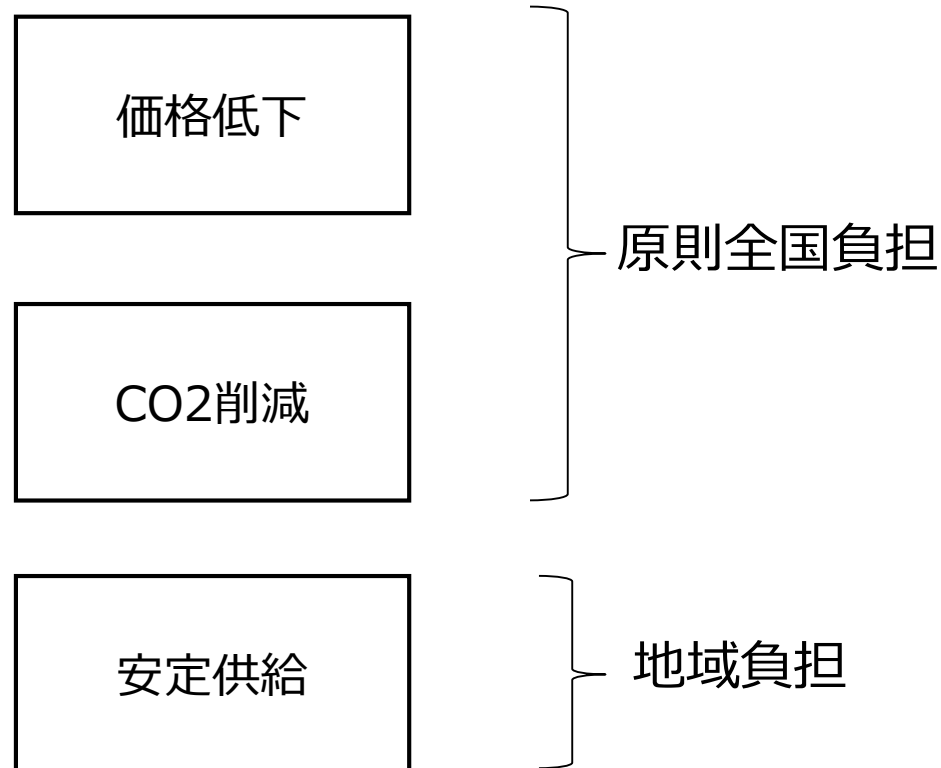
- 第2回事務局資料で提示した、**系統形成によって生まれる効果**（安定供給強化、取引活性化、再エネ導入への寄与）**を踏まえた費用負担関係を整理**する。
- このため、電力広域機関における地域間連系線の費用対便益評価において、連系線増強による**3Eの便益（安定供給強化、価格低下、CO2削減）を定量化**。
 - ✓ 安定供給強化：安定供給への寄与（停電量の低減等）
 - ✓ 価格低下&CO2削減：広域メルिटオーダーに基づく各電源の稼働状況の変化
- **便益が費用を上回った場合は、電力広域機関における増強プロセスを開始。**



今後の地域間連系線の費用負担ルール（案）

- 連系線増強に伴う3Eの便益のうち、広域メリットオーダーによりもたらされる便益分については、原則全国負担としてはどうか。その際、再エネ由来の効果分（価格低下及びCO₂削減）に対応した負担については、FIT賦課金方式の活用も選択肢として検討してはどうか。
- 安定供給強化の便益分については、受益する各地域の電力会社（一般送配電事業者）負担としてはどうか。

便益（3E）



費用負担

- ✓ 徴収方法は全国託送方式
- ✓ 再エネ由来の効果分については、FIT賦課金方式も選択肢として検討

- ✓ 各地域の電力会社負担
(地域の託送料金)

地域間連系線の費用負担に関する考え方（案）

- 現状は、地域間連系線の増強費用は当該連系線の両側の一般送配電事業者によって実際の受益を考慮し負担されることが原則。しかし、FIT賦課金は全国負担だが、系統費用は地域毎の負担のため、今後、再エネの地域偏在性によって地域間での過度な負担格差が生じる懸念があることに対応することが必要な状況。
- 今後の地域間連系線の増強については、広域メルिटオーダーが働くことによって、沖縄を除く9エリアの卸電力価格の低下につながることが想定される。そのため、一定程度実際の電気の流れや電源の立地状況を反映しつつ、原則全国での負担（沖縄を除く）とすることが適当ではないか。
- また、地域間連系線の増強は、短期的には既存の再エネの稼働率を高め、その最大限の活用を促す効果がある。こうした効果については、電力広域機関における費用便益分析においても評価されている。
- 加えて、中長期的には、より安価なコストの再エネ導入が進み、同じkW・kWhを達成するための再生可能エネルギー支援策に係るコストを低減させる可能性もある。
- 従って、受益者負担の観点から、特に再エネ効果由来の効果分については、FIT賦課金が沖縄を含む全国で電気の使用量に応じた負担となっていることにも鑑み、全国負担とし、FIT賦課金方式を選択肢の一つとして検討していくことが適当ではないか。

＜今後検討すべき論点（案）＞

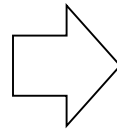
- 再生可能エネルギー政策については、これまでの固定価格・買取義務に依拠して「量」を増やすことを最優先とした電源政策から転換を図り、競争力ある電源として電力市場・NWに統合していくことに主眼を置いた政策へと比重を移していくべきではないか。
- 具体的には、地域間連系線の増強など、再生可能エネルギーの適地偏在性を克服し大量導入を効率的に実現するための計画的な系統形成について、具体的な仕組みはどうあるべきか。
- その際、再生可能エネルギーの導入拡大に資する系統増強費用の負担について、全国大で回収する仕組みを選択肢の1つとして検討してはどうか。その際の条件はどうあるべきか。
- また、自由化する電力市場の中で、大量の再生可能エネルギーを受け入れる柔軟かつ高度な電力システムの運用を実現するため、適切な調整機能の具備をはじめ、再生可能エネルギー発電事業自身が必要な役割を果たしていくための具体策はどうあるべきか。

広域メルिटオーダーの効果（イメージ）

- 連系線が増強されることにより限界費用の安い電源への差し替えが発生し、それに伴って市場価格やCO₂排出量が変化する。
- 1 単位当たりの電気の差し替えによる 3 E の効果分は再エネ電源が大きい。ただし、FIT 電源については、FIT 制度によって賦課金相当分の負担が別途発生していることに留意。

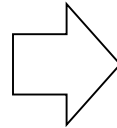
<電源の差し替え>

火力
(石炭、LNG)



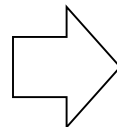
再エネ

火力
(LNG)



火力
(石炭)

火力
(LNG)



火力
(高効率LNG)

<社会便益の増加>

価格低下：＋
CO₂削減：＋＋

価格低下：＋
CO₂削減：－

価格低下：＋
CO₂削減：＋

※1 発電コスト検証WG（平成27年5月）における各電源の限界コストで比較。

※2 優先給電ルールによって最後に抑制される長期固定電源（水力、原子力、地熱）は、連系線増強によって稼働状況は変化しない。

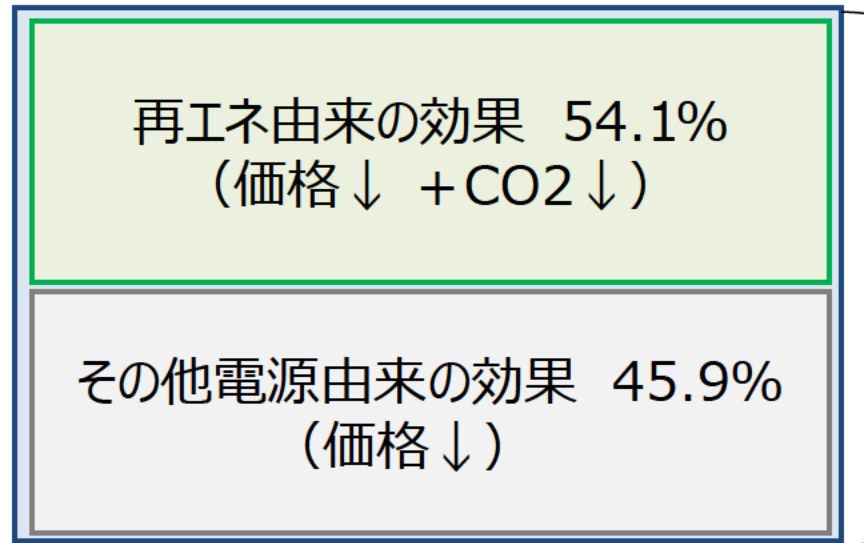
※3 火力発電の稼働によるCO₂増加については、別途、省エネ法や高度化法などでエネルギーミックスの水準を実現するための措置を導入している。

北本連系線の増強における費用負担（案）

- 北本連系線の増強（+30万kW）については、電力広域機関による分析の結果、**費用の1.57倍の便益がある**と確認され、その内、**再エネによる便益分は54.1%**であった。先述の一般ルール（p.9）によると、下図の費用負担関係となる。
- また、機械的な試算では、**本増強により+120万kWの再エネ導入可能量が増加**(※1)する。

便益（3E）

費用負担(※3)



原則全国の需要家による負担

総額（概算工事費約430億円＋共通設備）

- ✓ 再エネ由来の効果分についてはFIT賦課金方式を選択肢として検討
- ✓ その他電源由来の効果分については、回収の確実性を高める観点から、9社が固定的に負担（減価償却相当費を支払い）する部分と両端の事業者が負担する部分（事業者間精算での変動的な回収＋発電側基本料金での回収※4）を1：1としてはどうか。

安定供給

〔 費用負担のベースとなる試算の外数（※2） 〕

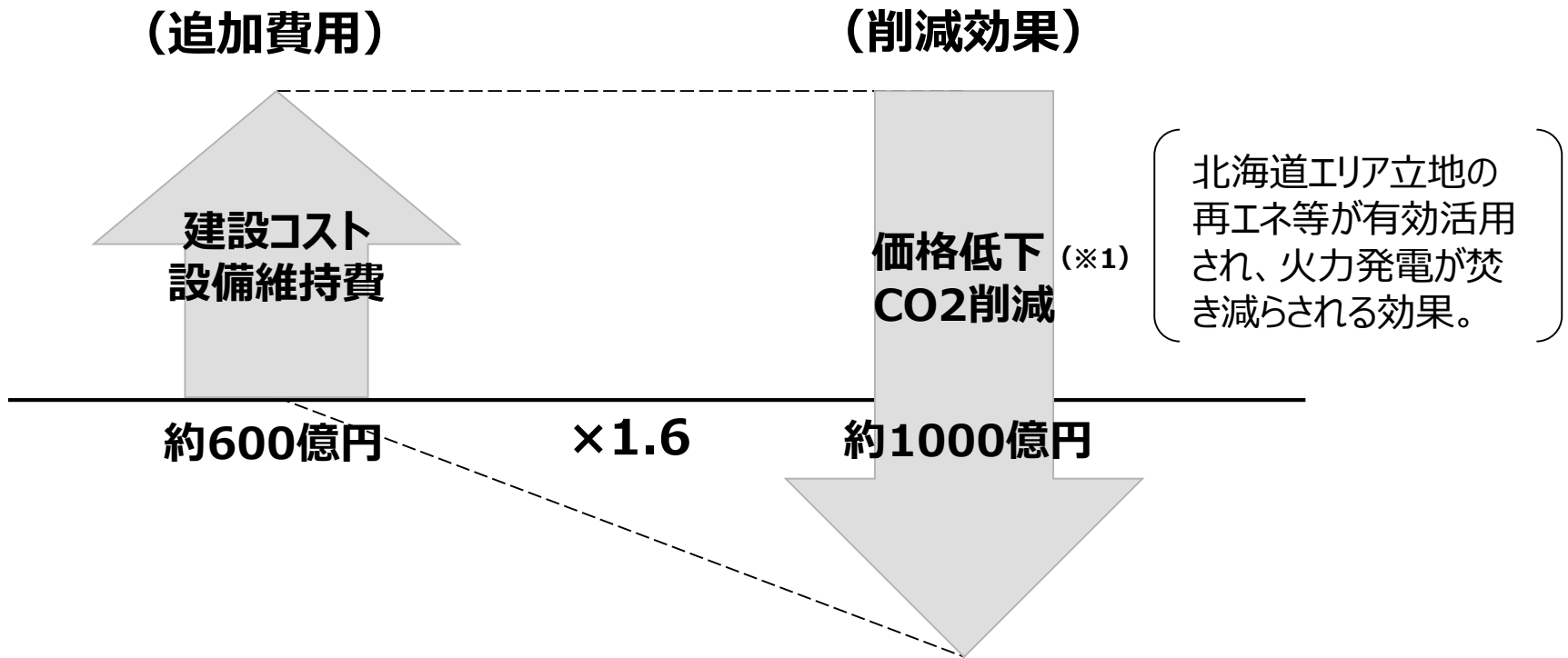
※1 同一の出力制御率（8%）まで再エネ導入が進むと仮定した場合の再エネ導入拡大量。（電力広域機関試算）別途、地内系統の増強等も必要となるケースがあるため、単純に本増強のみで導入が進むわけではない。

※2 本増強によって、1サイト脱落時、約30～60億円相当の停電緩和効果が想定される。他方、北本連系線（60万kW⇒90万kW）と石狩湾LNG（57万kW）の運転開始等によってブラックアウト再発防止策が実施されているところ、更に稀頻度で発生する大規模供給脱落事象の頻度は数値的に特定することが困難なため、費用対効果の試算上は数量的な効果として評価に含めていない。

※3 設備維持費についても、上記の負担関係を踏まえた検討が必要。

※4 連系線増強により発電kWの増加が見込まれるところ、発電kWの増加は、発電側基本料金及び需要側託送料金の単価減少にもつながりうると考えられる。

北本連系線について（費用対効果まとめ）



上記効果と併せ、

① 本増強（+30万kW）により、**+120万kWの再エネ導入可能量が増加**(※2)

② **1サイト脱落時、約30～60億円相当の停電緩和効果**が想定される。

⇒北本連系線（60万kW⇒90万kW）と石狩湾LNG(57万kW)の運転開始等によってブラックアウト再発防止策が実施されているところ、**更に稀頻度で発生する大規模供給脱落事象の頻度は数値的に特定することが困難**なため、費用対効果の**試算上は数量的な効果として評価に含めていない**。

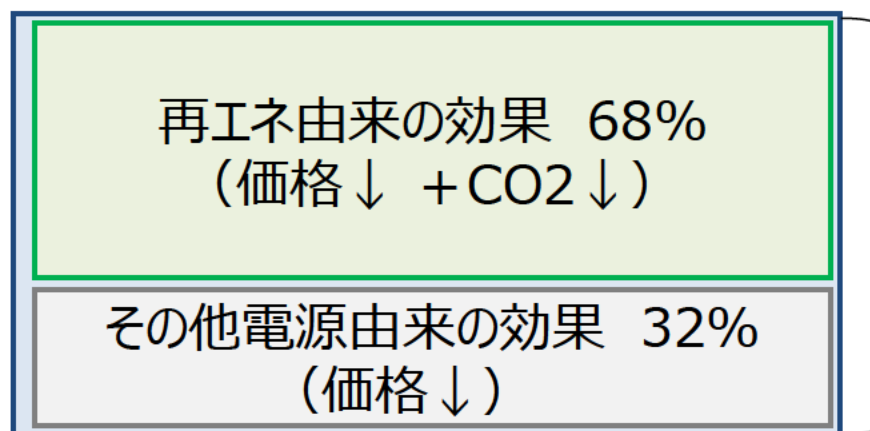
※1 シミュレーションによれば、総じて電気料金は下がるものの、特定の期間・需要家においては電気料金が上がる場合もありうる。

※2 同一の出力制御率（8%）まで再エネ導入が進むと仮定した場合の再エネ導入拡大量。（電力広域機関試算）別途、地内系統の増強等も必要となるケースがあるため、単純に本増強のみで導入が進むわけではない。

東北東京間連系線の増強における費用負担（案）

- 東北東京間連系線の増強規模維持については、電力広域機関による再エネ拡大ケースの分析を行った結果、**費用の1.6倍の便益がある**と確認され、うち、価格低下及びCO₂削減に係る**再エネによる便益分は68%**であった。先述の一般ルール（p.9）によると、下図の費用負担関係となる。
- また、機械的な試算では、**本増強により+980万kWの再エネ導入可能量が増加（※1）**する。

便益（3E）



費用負担

原則全国の需要家による負担

総額（354億円）

- ✓ 再エネ由来の効果分についてはFIT賦課金方式を選択肢として検討
- ✓ その他電源由来の効果分については、回収の確実性を高める観点から、9社が固定的に負担（減価償却相当費を支払い）する部分と両端の事業者が負担する部分（事業者間精算での変動的な回収+発電側基本料金での回収※2）を1：1としてはどうか。

安定供給等

（既に電力広域機関において整理済み）

個別一般送配電事業者負担（※3）
（地域の託送料金）

総額（1176億円）

※1 同一の出力制御率（8%）まで再エネ導入が進むと仮定した場合の再エネ導入拡大量。（電力広域機関試算）別途、地内系統の増強等も必要となるケースがあるため、単純に本増強のみで導入が進むわけではない。

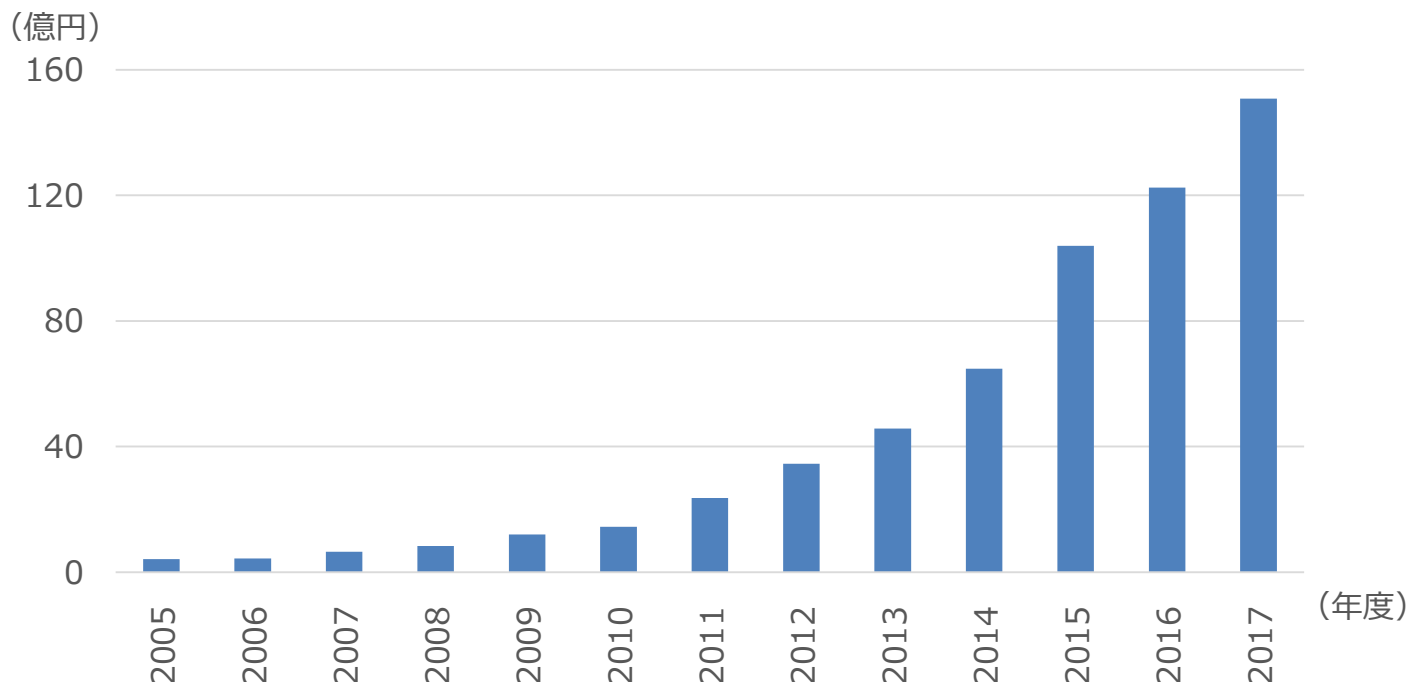
※2 連系線増強により発電kWの増加が見込まれるところ、発電kWの増加は、発電側基本料金及び需要側託送料金の単価減少にもつながりうると考えられる。

※3 一部連系線特定負担者による支払いを含む。

連系線の値差収益を活用した託送料金の抑制

- JEPXにおける市場間値差収益(※1)として、**2005年の取引開始以来、2017年度末までに、累計約150億円程度**が発生している。また、2018年度以降は、間接オークションが導入されたことにより、年間の市場間値差収益の発生は大幅に増加する見通し。
- 我が国においても欧州諸国と同様に**国民負担軽減**のため、値差収益の**連系線費用への活用を検討**してはどうか。なお、仮に値差収入を需要家に還元しても、連系線増強の負担が発生している場合には、還元した費用を再度託送料金として回収することになるため、**総じてみれば連系線費用への活用と需要家への還元は同義**ともいえるのではないか。

各年度末時点における市場間値差収益の累積利益計上額（概算）



※1市場間値差収益には間接送電権の売上を含む

(参考) 市場間値差収益について

14

◇市場分断が生じた場合には、エリア間で約定代金異なること、及び連系線容量に応じて託送可能分が存在することにより、取引所に市場間約定代金差額の収入が発生する。

(参考) 現状で発生している市場間約定代金差額の規模

2014年度: 約19億円 (JEPXの事業収益全体の約69%)

2013年度: 約11億円 (JEPXの事業収益全体の約47%)

◇これは、市場分断の発生時に構造的要因により発生する収入であるが、取引所のサービスの対価であるとは言えないものであるため、取り扱いについては議論の余地がある。

◇海外では当該収入をTSO(系統運用者)に帰属させ、託送料金の抑制や連系線投資に用いられている例もあり、こうした海外の例も参考にしつつ、今後取扱いを検討することが必要。

今後の対応の選択肢

下記のような選択肢が考えられるが、いずれも検討が必要な論点があり、今後検討を進める。

なお、いずれの選択肢も更に検討が必要であることから、当面は、市場間値差収益を区分経理することとする(なお、現在のJEPXは一般社団法人であり、配当などの形での利益処分はできない)。

【選択肢1】託送料金の抑制等の原資とすることによる還元

- ・市場間約定代金差額は、連系線容量が十分でないことによって発生するものであることに着目し、託送料金の抑制や連系線の増強等の原資として利用すべきという考え方
- ・制度面の対応方針について検討が必要

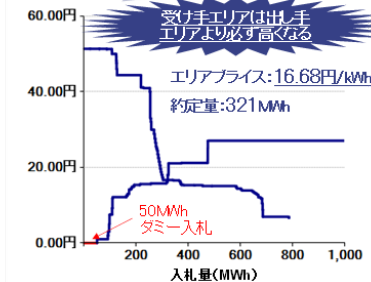
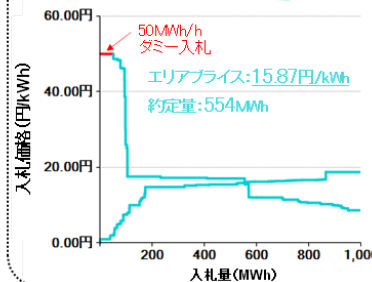
【選択肢2】市場参加者全体への還元

- ・手数料の値下げ等による市場参加者への還元を行う。(それ以上に収入が存在する場合は、マイナスの手数料として還元することも考え得る)
- ・取引所利用のインセンティブとはなるが、市場をゆがめるおそれ

(参考) 市場分断時の約定処理



- 入札を東エリア・西エリアに分け、エリア毎に再度約定処理を行う。
- この際、出し手のエリア(この場合は西)では、ダミーの買入札、受け手のエリア(東)ではダミーの売入札を、必ず約定する価格で入れ、託送可能分の電力を処理する

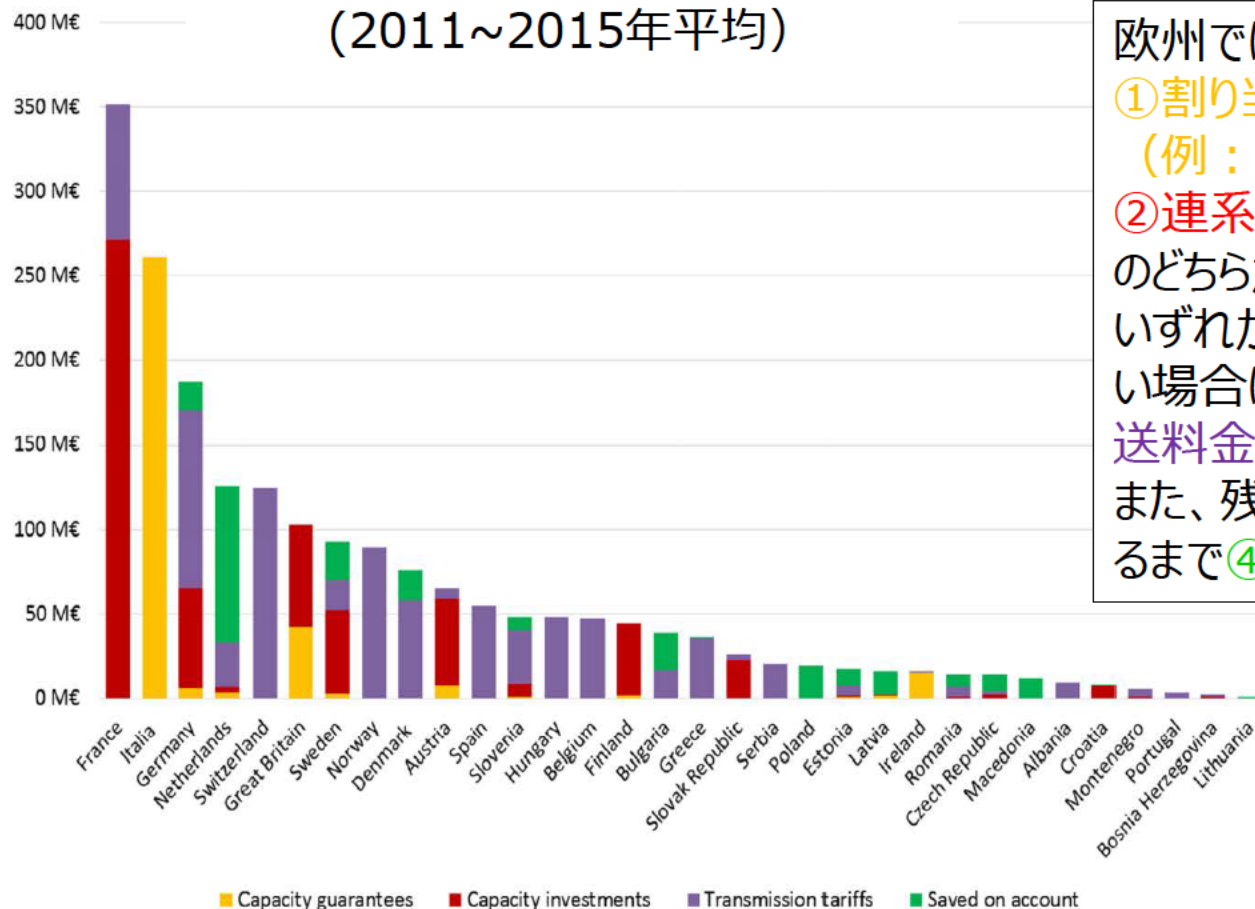


(参考) 欧州における国際連系線の値差収入の活用方法

(出所) 第2回脱炭素化社会に向けた電力レジリエンス小委員会
(平成31年3月26日) 資料1

- 欧州の各TSOが受領する国際連系線の値差収入は、EU規則により、連系線への投資や維持管理等に用いることが可能となっている。

＜海外の値差収入の使用用途＞ (2011~2015年平均)



欧州では混雑収入は

①割り当てられた容量分の稼働保証

(例：再給電やカウンタートレードの原資)

②連系線への投資 (メンテナンス・増強等)

のどちらかに活用することを原則としている。

いずれかの目的に活用することが効率的ではない場合には、規制機関の承認を受けて、③託送料金の値下げに活用可能。

また、残った収益は①、②に活用できるようになるまで④留保することが可能。

(出所) REGULATION(EC)No 714/2009 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL
Study supporting the Impact Assessment concerning Transmission Tariffs and Congestion Income Policies
地域間連系線の利用ルール等に関する調査最終報告書

1. 地域間連系線の増強及び費用負担の在り方
2. **系統形成における規律の在り方**
3. 諸外国における託送改革

系統形成の在り方（合理的な設備形成に向けた規律）

- 前回の本小委員会において、系統形成ルールの在り方の検討に際しては、**国民負担や安定供給とバランスを取るための規律**についての検討の必要性について御指摘をいただいた。
- 一般送配電事業者は、電気事業法に定められている接続義務により、空き容量が不足する系統において発電事業者から接続を求められた場合には、接続のための増強工事を行う必要がある。このうち、基幹系統の工事については、広範囲にわたり便益が想定されるため原則一般負担で行うこととなっている。
- 基幹系統を含め増強ニーズが高まっている状況を踏まえ、**現在、電力広域機関において、接続義務により増強を行うと、結果的に非効率な設備形成につながる可能性がある点**、また、まずは電気事業法の接続義務の範囲内で、**増強の必要性を判断することについて議論が開始されたところ**。
- 今後、電力広域機関による詳細な検討の結果を踏まえつつ、また、次世代投資を考える中でも、**基幹系統の増強について合理的な設備形成となるよう、例えば、電力広域機関の専門的知見を用いた費用対効果や工事の実現可能性等を踏まえて増強の必要性を判断するといった、一定の規律のもと系統増強を検討する必要がある**のではないかと。

＜電気事業法における接続義務（抜粋）＞

（託送供給義務等）

第十七条

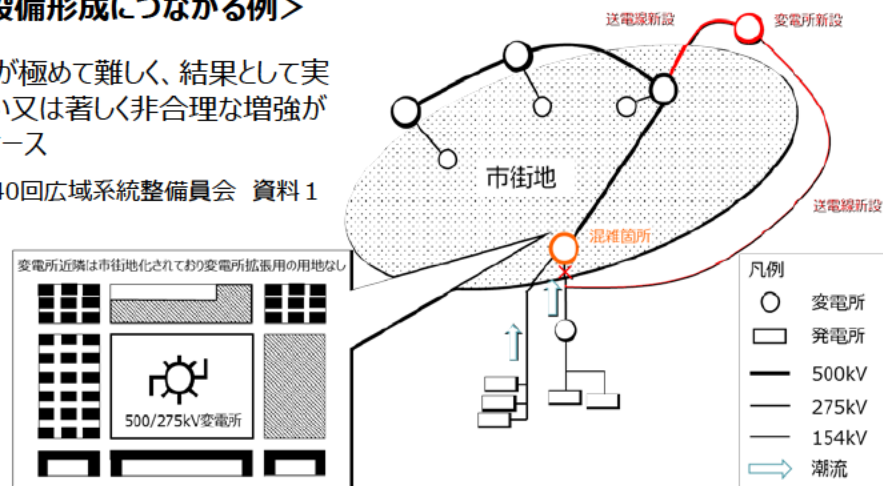
1～3（略）

4 一般送配電事業者は、発電用の電気工作物を維持し、及び運用し、又は維持し、及び運用しようとする者から、当該発電用の電気工作物と当該一般送配電事業者が維持し、及び運用する電線路とを電氣的に接続することを求められたときは、当該発電用の電気工作物が当該電線路の機能に電氣的又は磁氣的な障害を与えるおそれがあるとき**その他正当な理由がなければ、当該接続を拒んではならない。**

＜非効率な設備形成につながる例＞

工事の完工が極めて難しく、結果として実現性の乏しい又は著しく非合理的な増強が必要となるケース

（出所）第40回広域系統整備委員会 資料1



(参考)「系統形成の在り方」に係る検討の進め方・論点 (案)

(出所) 第2回脱炭素化社会に向けた電力レジリエンス小委員会(平成31年3月26日) 資料1

- 再生可能エネルギーの大量導入、レジリエンスの強化、老朽化等に対応して、**「次世代型の系統形成」を進展**させることが必要。この際、これまで取組を進めてきた**コネクト&マネージ等の系統活用**の手法を適用させることで、系統に対する**投資の費用対効果を最大化**させることも重要。
- 「次世代型の系統形成」を検討にあたっては、例えば下記の論点についても念頭に置くことが必要。
 - ✓ **洋上風力発電のように立地制約がある**ため計画・開発の初期段階では事業化の予見性を担保しにくい電源の**計画的な導入**
 - ✓ 老朽化対策を行う際に、**無電柱化**といった災害に強い**インフラへの転換を推進**
 - ✓ EV普及に伴う**急速充電ステーションの設置**や大規模な電力需要を持つ**データセンターの設置等、新たな電力需要への対応**
 - ✓ 住宅用太陽光の普及等に伴い、**電気の流れの双方向化にも対応**した系統形成
- **接続されるプレーヤーや系統形成ニーズの多様化**が進展する中、これらのニーズに対応しつつ効率的な系統投資を行うための**系統形成ルールの在り方を検討すべきではないか**。この際、国民負担や安定供給とバランスを取るための**規律の在り方についても検討が必要ではないか**。
- こういった一般的なルールの在り方に加えて、**北本連系線の増強について**、電力広域機関での技術的検討を踏まえ、**本小委員会において方向性を御議論いただきたい**。

(参考) 増強困難系統の検討について

- 電力広域機関において、①増強工事費用や工事の実現可能性などを総合的に勘案し評価した結果、設備増強を行うことが適切でないと判断した系統を「増強困難系統」とすること、②「増強困難系統」と判断された系統については、試行的にノンファーム型接続を導入していくこと、について検討されている。

(出所) 第40回広域系統整備委員会
(平成31年4月19日) 資料 1

4. 基幹系統の設備形成の在り方について

- 一般送配電事業者は、電気事業法により接続義務が課されており※、「その他正当な理由」がない限りは発電事業者の系統接続の申し出を拒んではならない。このため、基幹系統に限らず全ての系統において、空容量が不足する場合には、接続させるための増強工事を行う必要がある。
- 基幹系統において、N-1電制の先行適用を始めとするコネクト&マネージ導入に伴う再エネ拡大等により空容量が不足し、増強ニーズが高まっているが、現状の費用負担の在り方の中で接続義務により増強を行うと、結果的に非効率な設備形成に繋がる可能性がある。
- 例えば、電源接続に伴い以下のケースのような増強を行うと、非効率な設備形成に繋がると考えられるのではないかな。
 - 将来に亘り費用対効果が見込めないと判断できるケース
 - 工事の完工が極めて難しく、結果として実現性の乏しい又は著しく非合理的な増強が必要となるケース(P9)
 - 実施可能な増強を行ったとしても、安定供給やレジリエンスの観点から問題と考えられるケース(P10)
- このため、電気事業法の定める接続義務の範囲内で、費用対効果や対策工事の実現可能性といった観点などを総合的に勘案して、適切に増強の必要性を判断していくことが必要ではないか。

※ 電気事業法第17条第4項

一般送配電事業者は、発電用の電気工作物を維持し、及び運用し、又は維持し、及び運用しようとする者から、当該発電用の電気工作物と当該一般送配電事業者が維持し、及び運用する電線路とを電氣的に接続することを求められたときは、当該発電用の電気工作物が当該電線路の機能に電氣的又は磁氣的な障害を与えるおそれがあるときその他正当な理由がなければ、当該接続を拒んではならない。

13. まとめと今後の対応

23

- 増強工事費用や工事の実現可能性などを総合的に勘案し評価した結果、設備増強を行うことが適切でないと判断した系統を「増強困難系統」とすることとし、その具体的な判断基準等については、本委員会では詳細な議論※を行った上で、国に確認していくこととしたい。
- また、「増強困難系統」を判断する上での地内基幹系統への費用対便益評価の導入などについて、今後、設備形成の在り方の検討の中で別途整理していく。
- 「増強困難系統」と判断された系統については、試行的にノンファーム型接続を導入していくとともに、一般送配電事業者が過去から行っていた独自の取り組み(P19, P20)に対しても、原則、既に導入を検討した系統に限定し、同様の考えを適用していくものとする。
- 試行的ノンファームの形で接続する電源が、制度の移行によって受ける不利益については、ノンファーム型接続の制度設計の中で今後整理を行っていく。
- なお、「増強困難系統」の具体的な判断基準等の議論には時間を要する可能性もあるため、「増強困難系統」に該当する可能性の高い系統において、至近に系統混雑が生じるおそれがある場合は、広域機関と一般送配電事業者が協議の上当面の対応を検討していく。

※ 基幹系統の費用負担(一般負担)との関係性も含めて議論

1. 地域間連系線の増強及び費用負担の在り方
2. 系統形成における規律の在り方
3. 諸外国における託送改革（各制度の詳細）

「託送制度の在り方」に係る検討の進め方・論点

- 次世代型のネットワークに転換していくため、「効率化の徹底」と「必要な投資促進」を両立させる託送制度の在り方について検討していくことが必要ではないか。
- この際、電力システム改革を推進し、さらには再エネ大量導入等の課題に対応した託送制度の改革を先行して進めている欧米の先進事例を参考にしてはどうか。
- ただし、欧米の先進事例を参考に制度設計を検討するにあたって、我が国のこれまでの制度設計・運用等からの移行可能性等を踏まえつつ、課題・論点ごとに制度のメリット・デメリットを精緻に分析した上で、全体としての整合性が確保された制度を検討すべきではないか。
- 本日（第2回）の議論では、総括原価とプライス/レベニューキャップといった基本設計の差異（及びそれらが相対化されつつある現状）含め、日本・イギリス・ドイツの制度変遷及び現状の制度の比較を行いながら、「託送制度の在り方」を検討するにあたっての基本的な考え方を整理し、次回以降の具体的な制度の方向性に係る議論に繋げてはどうか。
- また、「託送制度の在り方」を検討する中で、併せて、災害からの早期復旧を促す災害対応の費用回収スキームの在り方や送配電事業者が確保する供給力・供給予備力・調整力の費用回収の在り方についても検討してはどうか。

託送料金（規制料金）の基本設計

（出所）第2回脱炭素化社会に向けた電力レジリエンス
小委員会（2019年3月26日） 資料1 一部加工

- 公益事業の規制料金の基本設計には、大別して①「総括原価方式」、②「インセンティブ規制方式」が存在。後者は、「レベニューキャップ制度」と「プライスカップ制度」に分かれる。
- 各国は、基本設計上のデメリットや他の政策課題への対応を図るため、各種措置を追加しており、結果として両者（総括原価方式及びインセンティブ規制方式）の差異は相対化しつつある。

（収支相償型） 総括原価方式

＜総括原価＝料金収入＞

- 総括原価と料金収入が一致（収支相償）するように料金単価を設定させる制度
（⇒総括原価/想定需要＝料金単価）
- 費用が削減されれば、応分の料金値下げを求めることが基本的な制度思想

＜総括原価＞

＝事業費用※1＋事業報酬※2（－控除収益）

- ※1）原価算定期間に予想される事業費用の総額
- ※2）公正報酬率規制方式で算定した事業報酬額

＜総括原価方式の特徴＞

- 原価を反映した料金になり、また必要な費用を回収できることから、原理的には投資を促すことが可能な制度。
- 他方で、設備投資過剰になる可能性あり。
（コスト削減するインセンティブが低い）

インセンティブ規制方式

＜総括原価≠料金収入＞

- 費用削減分を事業者の利益とすることを認め、コスト効率的な事業運営を行うインセンティブを付与する制度

プライスカップ方式

＜総括原価/想定需要≥料金単価＞

＜プライスカップの設定＞

- 物価上昇率、生産性向上率、費用情報等に基づいて上限価格を設定

＜プライスカップの特徴＞

- 費用削減分を料金単価に反映せず、事業者利益とできることから、費用削減インセンティブが働く
- 他方で、過剰なコスト削減による品質・イノベーションが低下するおそれ
- 規制期間内において、需要変動に伴う収入増減をならす仕組みがない

レベニューキャップ方式

＜総括原価≥料金収入＞

＜レベニューキャップの設定＞

- 総括原価ベースでの設定（イギリス）やプライスカップと同様の方式での設定（ドイツ）双方あり

＜レベニューキャップの特徴＞

- 上限収入の範囲で利益最大化するため、費用削減インセンティブが働く
- 他方で、過剰なコスト削減による品質・イノベーションが低下するおそれ
- 規制期間内において、需要変動に伴う収入増減をならす仕組みあり

託送料金制度の基本フレームワーク（日本、欧州の比較）

（出所）第2回脱炭素化社会に向けた
電力レジリエンス小委員会（2019年3
月26日） 資料1 一部加工

		日本	欧州（英、独）
コスト 効率化	基本設計	<u><総括原価方式とインセンティブ規制とのハイブリッド></u> ○超過利潤が一定額を超えるまで費用削減分を事業者の利益とすることを認めることで、コスト効率化のインセンティブを付与する制度（定期洗替無し）^{注1} ○値上げは認可制であるが、値下げは届出制（但し、料金改定時には収支相償を求める）。	<u><インセンティブ規制（レベニューキャップ）></u> ○費用削減分を事業者の利益とすることを認めることで、コスト効率化のインセンティブを付与する制度（定期洗替あり） ○一般に機動性のある消費者還元を可能とするため、基準料金の範囲内で、事業者による料金設定が可能。
	原価等 算定方法	<u><基本スキーム></u> ○<u>将来の事業計画を基にforward-lookingで原価を算定する方式（英、日）</u> ○<u>過去実績をベースに原価を算定する方式（独）</u> <u><効率化スキーム></u> ○<u>X-factor制度（独）</u>：生産性向上見込み率を設定し、制御可能コストに見込み率を掛けた値をレベニューキャップから削減。 ○<u>ヤードスティック方式（日）、効率化スコア（独）</u>：複数の事業者のコスト効率化の度合いを比較・評価し、託送料金に反映。 ○<u>Slow Money制度（英）</u> ：OPEX・CAPEXを合算した総支出(TOTEX)に資本性係数をかけた“Slow Money”を事業報酬の対象とする	
投資促進		<u><投資促進スキーム></u> ○<u>事業報酬率の設定方法（日）</u>：地域間連系線について、通常の1.5倍の事業報酬率を設定。 ○<u>Network Innovation Competition(NIC)等(英)</u>：低炭素化等に資する研究開発の別枠での料金算入制度。	
	投資に係る 期中調整	○特段の期中調整スキームは存在しない。	○レベニューキャップ設定時に想定し得なかった支出増分（新規電源接続に係る設備新增設等）を期中で託送料金に反映するスキームを構築（英・独）
外部要因 対応		○<u>電促税、消費税、賠償負担金、廃炉円滑化負担金</u>の変分改定	○<u>需要変動</u>や<u>調整力の変動分</u>を調整するスキームの構築（英・独）

注1:前頁の整理に基づいて整理した場合、日本は総括原価方式とインセンティブ規制とのハイブリッドとして整理される。

- レベニューキャップをベースとしつつ、コスト効率追求、投資促進、外生的コスト増要因対応の主に3つを目的に追加的措置を講じている。

コスト 効率化	基本設計	<u><インセンティブ規制 (レベニューキャップ制度) ></u> ○費用削減分を事業者の利益とすることを認めることで、コスト効率化のインセンティブを付与する制度 (定期洗替あり)
	原価等 算定方法	<u><基本スキーム></u> ※レベニューキャップ算定期間は8年 (次期算定期間は5年) ○将来の事業計画を基に<u>forward-looking</u>で<u>原価を算定</u>し、当該原価に基づきレベニューキャップを設定する方式。 <u><効率化スキームの例></u> ○<u>TOTEX incentive mechanism (TIM)</u> ✓ CAPEX, OPEXの区別無く、認可費用 (Allowed TOTEX) と実費用 (Actual TOTEX)の差を託送事業者分と期中料金反映分に分ける制度。例えば、実費用 > 認可費用の場合、差分にSharing Factorを乗じた分は翌々年の託送料金に上乗せ、残りは事業者負担となり、事業者への費用抑制インセンティブとなる。 ○<u>Slow Money制度</u> ✓ OPEXも含む総支出(TOTEX)に資本性係数をかけた“Slow Money”を事業報酬対象とする。
投資 促進	投資に係る 期中調整	<u><投資促進スキームの例></u> ○ <u>Network Innovation Competition(NIC)</u>等 ✓ 低炭素化等のための研究開発分を別枠で料金算入を認める制度。再エネ普及拡大時に必要な投資を促進。 ○<u>Uncertainty Mechanism (UM)</u> ✓ レベニューキャップ設定時には想定し得なかった必要支出等*を規制期間中に料金反映する制度。 *再エネ接続に係る設備新增設、需要変動等 ○<u>Output Incentive Mechanism (OIM)</u> ✓ アウトプット指標による評価結果でレベニューキャップを上下させる制度。
外部 要因 対応		○<u>Correction Factor</u> ✓ 需要による想定外の収入変動を翌期のレベニューキャップにて調整する制度。 ○<u>Pass-through Items</u> ✓ 事業者にとって制御できないコストの変動要因 (固定資産税等) として、パススルー調整が認められている項目。 ○<u>調整力の変動分の調整スキーム (BSIS)</u> ○<u>Uncertainty Mechanism(UM)</u> ※再掲

- レベニューキャップをベースとしつつ、コスト効率追求、投資促進、外生的コスト増要因対応の主に3つを目的に追加的措置を講じている。

コスト 効率化	基本設計	<u><インセンティブ規制 (レベニューキャップ制度) ></u> ○費用削減分を事業者の利益とすることを認めることで、コスト効率化のインセンティブを付与する制度 (定期洗替あり) ○機動性のある消費者還元を可能とするため、基準料金の範囲内で、事業者による料金設定が可能。
	原価等 算定方法	<u><基本スキーム></u> ※レベニューキャップ算定期間は5年 ○過去実績 (前規制期間の基準年) をベースに原価を算定し、当該原価に基づきレベニューキャップを設定する方式。 <u><効率化スキームの例></u> <u>○X-Factor制度</u> 送電・配電は独占事業であり、競争市場にある産業よりも生産性向上インセンティブが乏しいため、生産性向上見込み率 (X-Factor) を設定の上、制御可能コストにX-Factorを掛けた値を、レベニューキャップから毎年削減する仕組み。 <u>○効率スコア制度</u> 非効率分と“算出された価額” (非効率コスト*) について、規制期間中にレベニューキャップから毎年漸減させ、5年後にはレベニューキャップに反映されている非効率コストをゼロにする。
投資 促進	投資に係る 期中調整	<u><投資促進スキームの例></u> <u>○Investment Budget</u> 事業者の「制御不能コスト」について、期中での事業者からのコスト申請に基づき、期中でレベニューキャップを増減させる制度。系統増強等の投資に係る費用や税金、需給調整に必要な電力調達コストなどがこれに該当する。 <u>○イノベーション促進</u> 選定プロジェクトに対する補助金制度やイノベーション開発費用の内、補助金を除いた金額の50%までをレベニューキャップに期中で反映。
外部 要因 対応		<u>○Regulatory Account(RA)</u> ✓ 需要による想定外の収入変動を翌翌年から3年間のレベニューキャップに配分して調整する制度。事業者がもらい過ぎた場合はレベニューキャップを下げ、逆の場合は上げることで、小売や需要家、事業者にとっての予見可能性を高める。 <u>○Investment Budget</u> ※再掲

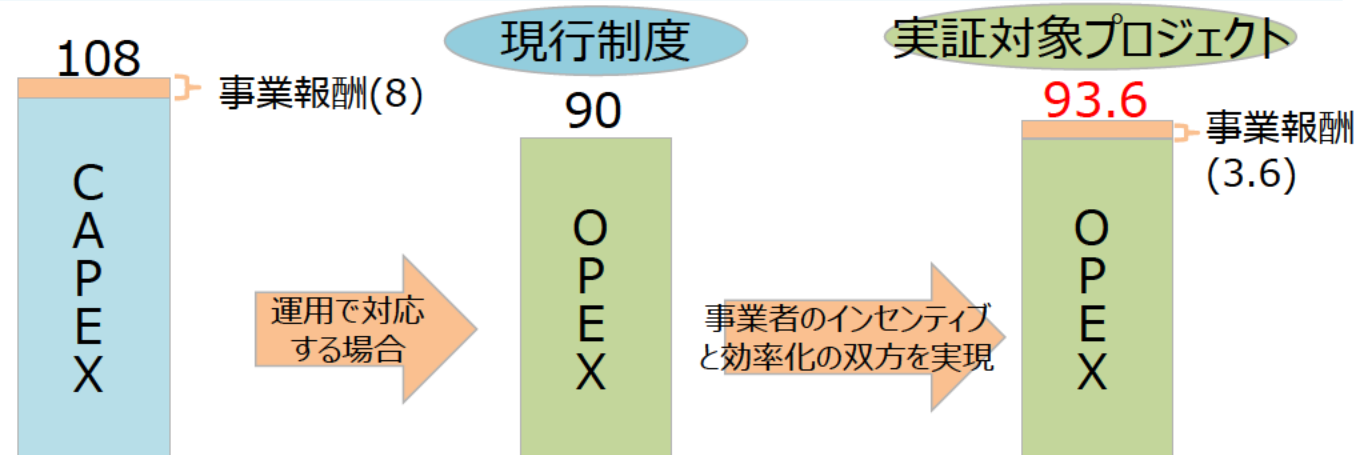
コスト効率化①：OPEXに対する事業報酬率の設定



- カリフォルニア州では、設備投資を行う場合と設備投資をせずに運用で対応する場合を比較して、運用で対策する場合の方が社会コストを低減できる案件について、事業報酬を特別に認めることにより、**先進的なサービス活用の促進と社会コストの最小化を図る制度が実証段階にある。**
- 蓄電池制御やEVによる需給調整の際に生ずる運用費用等、**4つのプロジェクトを実施中**であり、**今後、本格的な導入について議論**される予定。

<イメージ>

①設備投資（CAPEX）で対応
⇒総費用100億円
②運用（OPEX）で対応
⇒総費用90億円
のケース



送電事業者の視点

費用に加え、設備投資額
×事業報酬率分を回収可能。

費用回収できるが、
事業報酬が発生しない。

費用に加え、運用費用×事業報酬率
(本制度では4%)分を回収可能。

社会全体の視点

社会コストが最小
ではない可能性

社会コスト最小化

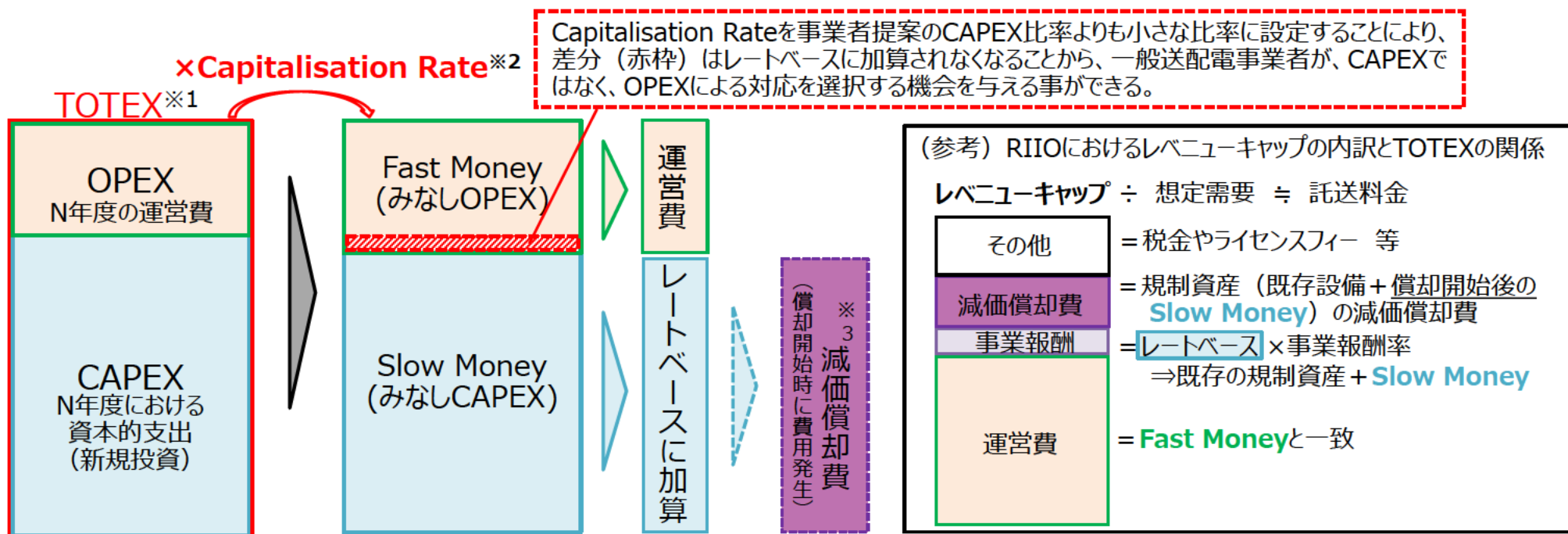
社会コスト最小化

コスト効率化②：TOTEX管理（CAPEXとOPEXの一括管理）



- 英国では、これまでは、事業報酬額は、「レートベース（≒CAPEX）×事業報酬率」で計算する仕組みとなっていた。このため、一般送配電事業者は、例えば、系統容量を超える新たな電源接続ニーズへの対応等において、（運用効率化（OPEX）ではなく、）より多くの事業報酬額を得るため、設備増強（CAPEX）を選択してきたと評価されている。
- RIIO制度導入に伴い、TOTEX管理へと転換することで、外部リソースの活用を通じた運用効率化等のOPEXによる対応を促進することにつながり得る。この結果、電力品質は維持しつつ、コスト効率化を推進することが可能と考えられる。

<TOTEX管理のイメージ（英国（RIIO制度）の例）>



※1 TOTEX（総支出）=CAPEX（資本的支出）+OPEX（運営費）であって、その他の原価等（ex.事業報酬額、減価償却費、税金等）を含む概念ではない。

※2 Capitalisation RateをTOTEXに掛けることで、CAPEXをSlow Money（みなしCAPEX）に、OPEXをFast Money（みなしOPEX）に新たに設定した上で、料金算定プロセスに移る。

※3 RIIOでは、Slow Moneyの減価償却期間は一律45年と設定されているため、費用負担平準化の側面もある。

コスト効率化③：効率化分の需要家還元（Sharing Factor）

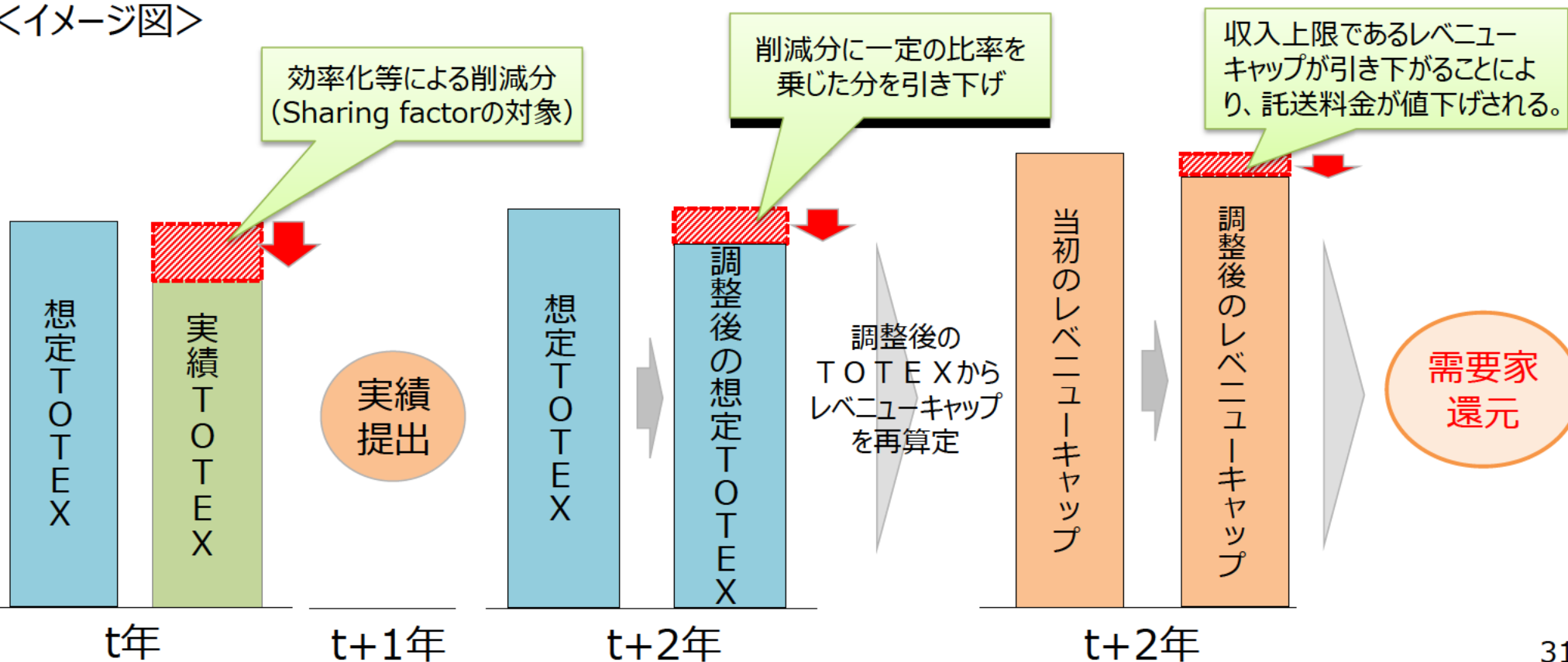


- イギリスでは、期初に設定されたその年に発生することが見込まれたTOTEX（想定TOTEX）と、事業者の**コスト効率化等により削減された実際のTOTEX（実績TOTEX）との差分に一定の比率（Sharing factor）を乗じた分を、翌々年度の想定TOTEXから引き下げる**ことを通じて、**託送料金を引き下げる（需要家還元）**制度が措置されている。

計算例（数値は仮定）

○期初に発生することが見込まれたTOTEX（想定TOTEX）＞実績TOTEXの場合

＜イメージ図＞



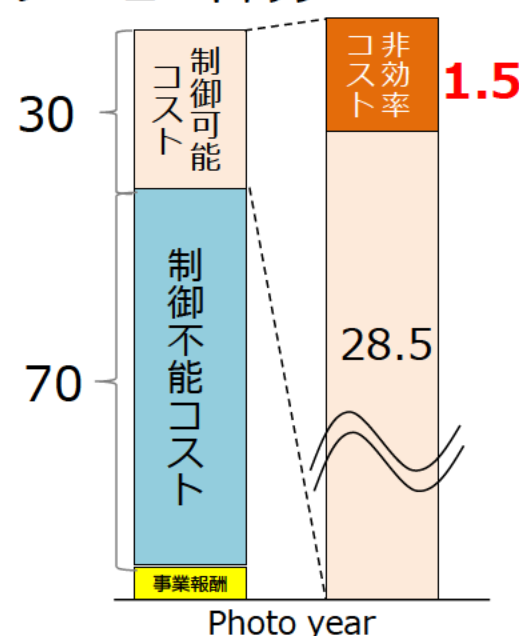
コスト効率化④：「効率スコア」による非効率なコストの削減



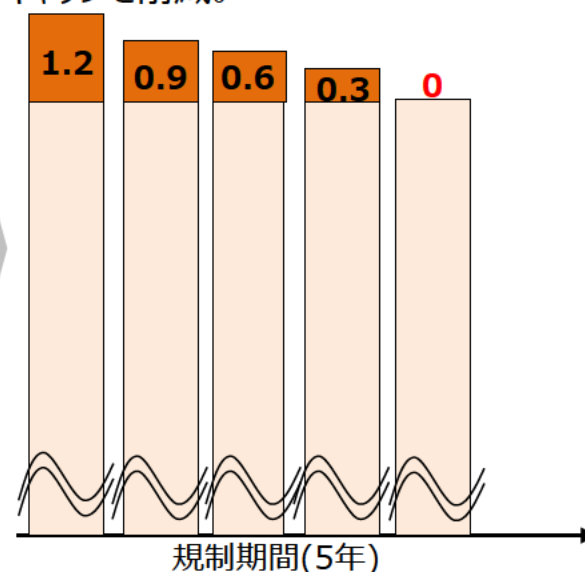
- ドイツでは、統計的手法により計算した**効率スコア（各送配電事業者間の効率性の差異を定量化した指標）**を用いて、制御可能コストのうち、5年間の**規制期間中に削減すべき非効率コストを算定**し、規制期間中（5年）に**レベニューキャップから毎年漸減させ、5年後には非効率コスト分を0にする制度**を導入している。
- また、他事業者よりも効率性が高いと評価され、効率スコアが100%を超えた事業者は、その超えた分につきキャップに一定の加算がなされる（DSOのみ）。

計算例 1：効率スコアが95%の場合

レベニューキャップ

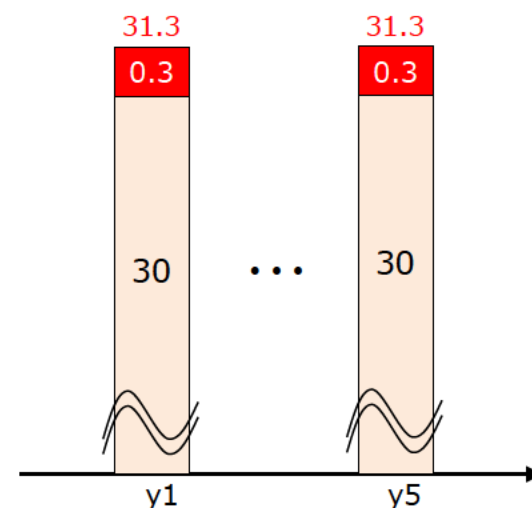


非効率コストを毎年定率(20%)削減し、規制期間内にゼロになるようレベニューキャップを削減。



計算例 2：効率スコアが105%の場合

効率性が非常に高く100%+a ($\leq 5\%$)のRCの加算がなされた事業者は、規制期間中の制御可能コストに対し、当該加算分を均等に配分可能。



規制期間（5年）中の総加算分：1.5

※制御不能コストの割合は、TSOでは70～90%、DSOでは40～60%程度。

投資促進：イノベーション投資費用の確実な回収

- イギリスでは、費用削減等の効果の実現に長期間を要するR&D関連投資について、その投資を促す制度が無かったため、積極的な投資が行われなかったことが課題となった。
- このため、託送制度の中で、次世代技術の開発等のイノベーション投資を促進するため、送配電事業に関連するR&Dの段階に応じて様々な支援制度を措置している。

①NIA(Network Innovation Allowance)

対象：応用研究・開発・実証段階にある小規模なR&D投資
支援方法：実施内容を規制機関が査定し、認められた金額分を収入上限に上乗せする。未実施分及びプロジェクトにより得られた収益は需要家に還元。



NIAの事例：電力ネットワークのレジリエンス強靱化

- 総事業費：約2000万円
- 目的：気候変動が電力ネットワークに及ぼす影響の検討
電力NWのレジリエンスを高める対策の評価指標の検討

②NIC(Network Innovation Competition)

対象：開発・実証段階にある低炭素社会・環境変化対応に貢献する大規模なR&D
支援方法：事業者の提出したプロジェクトを規制機関が精査し、採択された場合、認められた金額分を収入上限に上乗せする。未実施分及びプロジェクトにより得られた収益は需要家に還元。



NICの事例：電力系統周波数制御技術の構築

- 総事業費：約13億円（上限引き上げ額約10億円）
- 目的：より精密なデータの取得による周波数調整の実現

③IRM(Innovation Roll-out Mechanism)

対象：実用段階にあるイノベーションの実装・展開
支援方法：期中の定められた一定期間内において事業者から申請し、規制機関で査定を実施。認められた場合、レベニューキャップを構成する基礎収入（減価償却費、営業費等）に対して、基礎収入の最大1%を上乗せする制度。



IRMの事例：高性能な電線の整備

- 総事業費：約34億円（全額承認）
- 目的：再エネ増加に対応すべく、既存の送電網設備を軽量かつ高強度な素材を使用した電線（ACCR）に置き換えることによる空き容量の増加。

外部要因対応：期中調整によるレベニュー調整

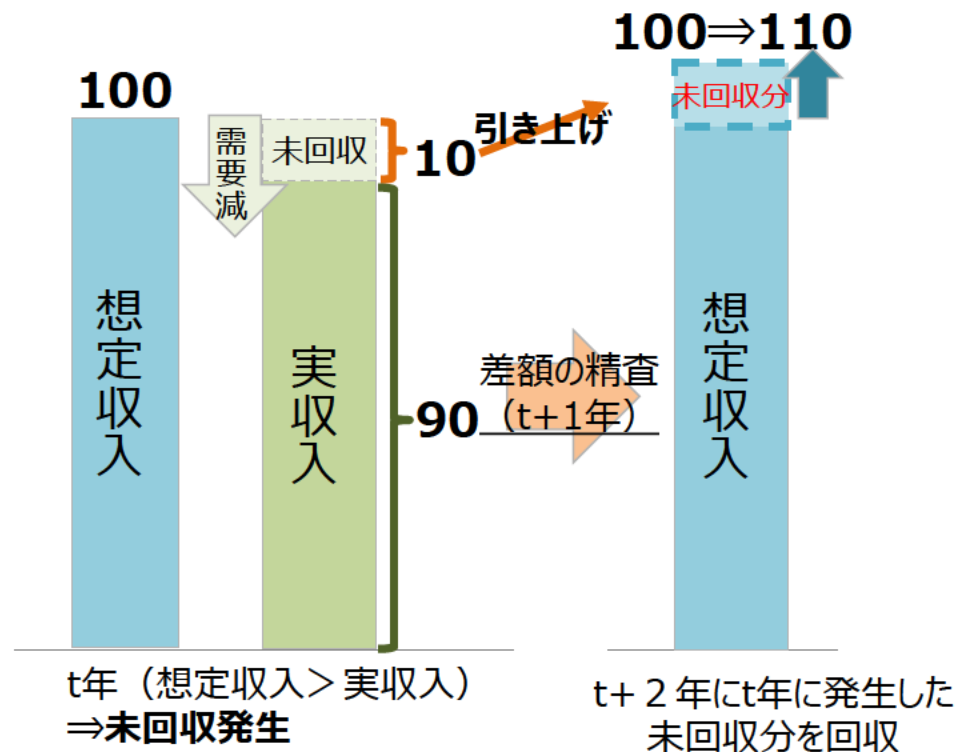
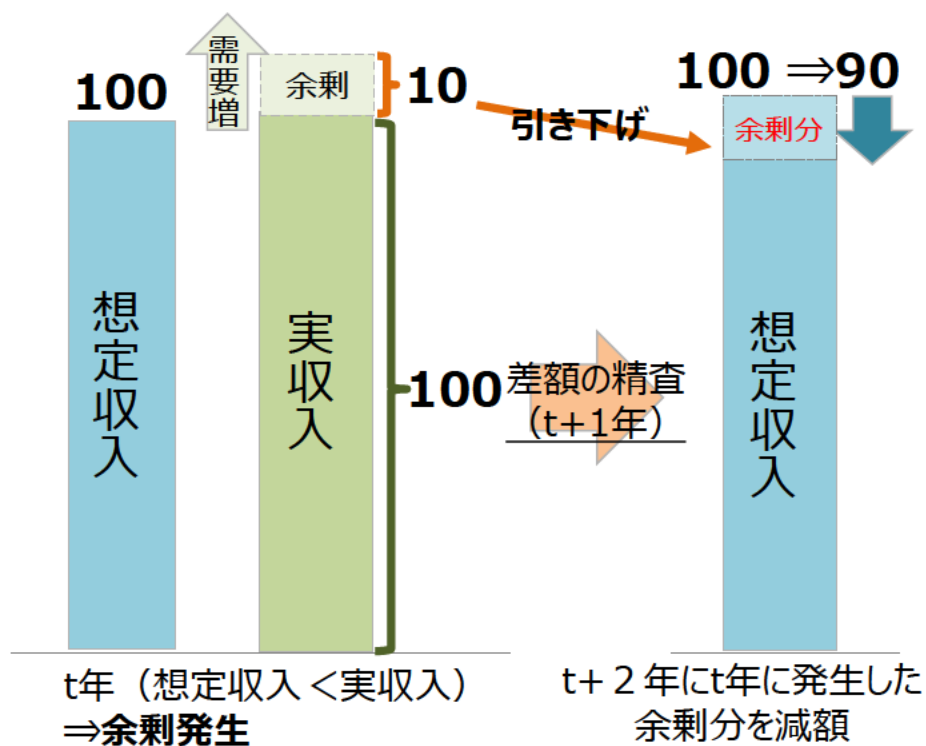


- ドイツとイギリスでは、当初の事業計画にない送電・配電事業者にとっての**外生的な費用変動要因**(ex. **需要変動、系統増強費用、調整力費用、税金**)について、事業者の適時・適切な費用回収を図るため、期初に設定された収入上限（レベニューキャップ）を**規制期間中に調整**することができる。

<例：需要変動の調整のイメージ（英：RIIO）>

(1) 想定収入 < 実収入の場合

(2) 想定収入 > 実収入の場合

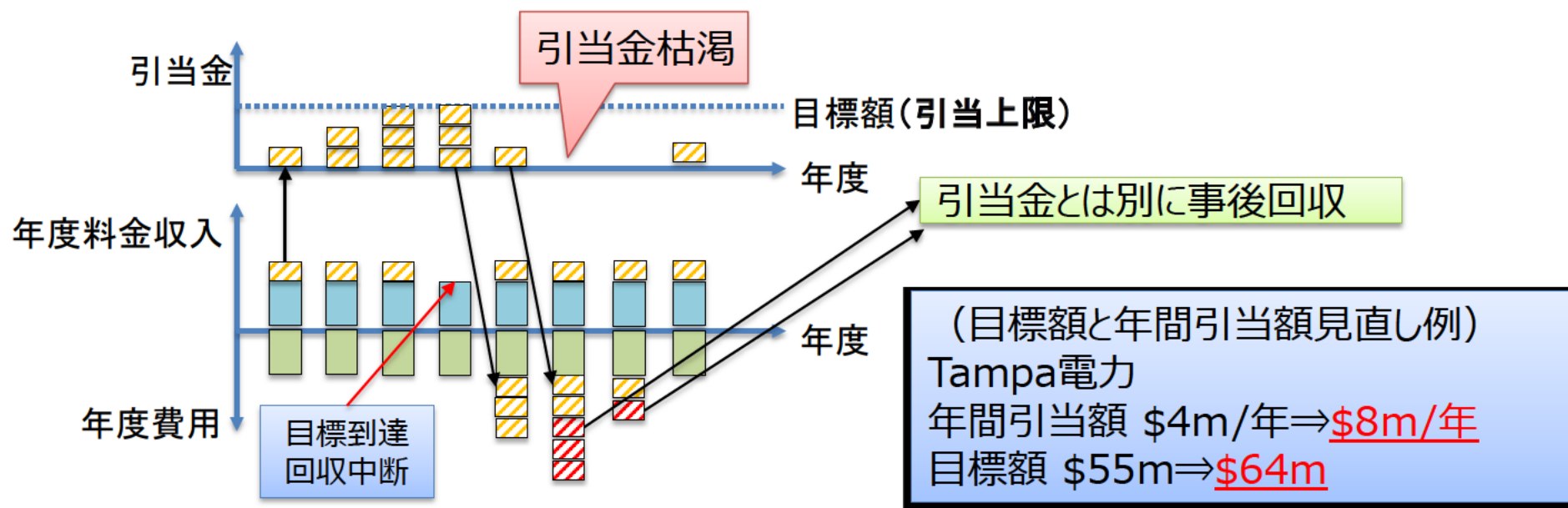


災害復旧費用の確実な回収（フロリダ州）



- フロリダ州では、平均規模の台風災害を想定して州規制機関が承認した目標額に基づき、**引当金（または積立金）として回収し、災害発生時の復旧費用に充てている。**
- また、短期間での災害の多発や大規模災害によって**引当金（または積立金）が枯渇した場合**には、**不足分は各事業者による事後回収**を認めている。
- 事業者は5年ごとに実績の分析結果を規制機関に報告し、必要に応じて目標額と年間引当額が見直されているほか、事業者側から変更の申請を行うこともできる。

<フロリダ州の引当金スキーム>

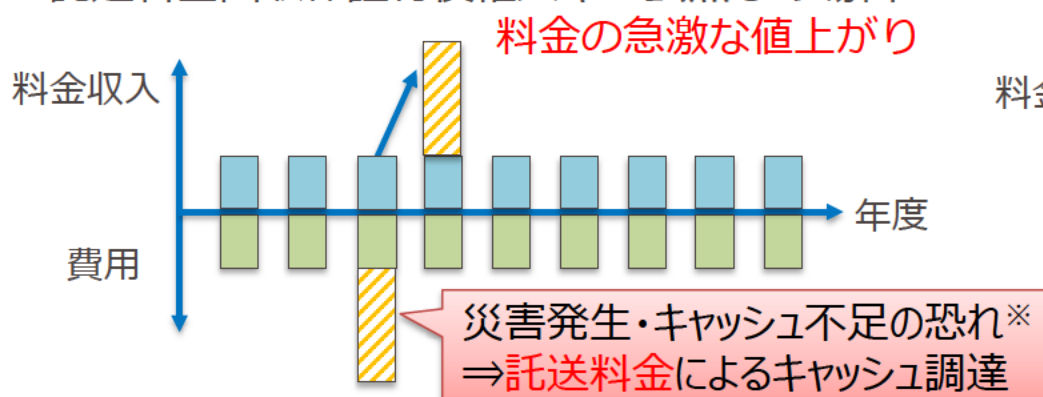


災害復旧費用の確実な回収（テキサス州）

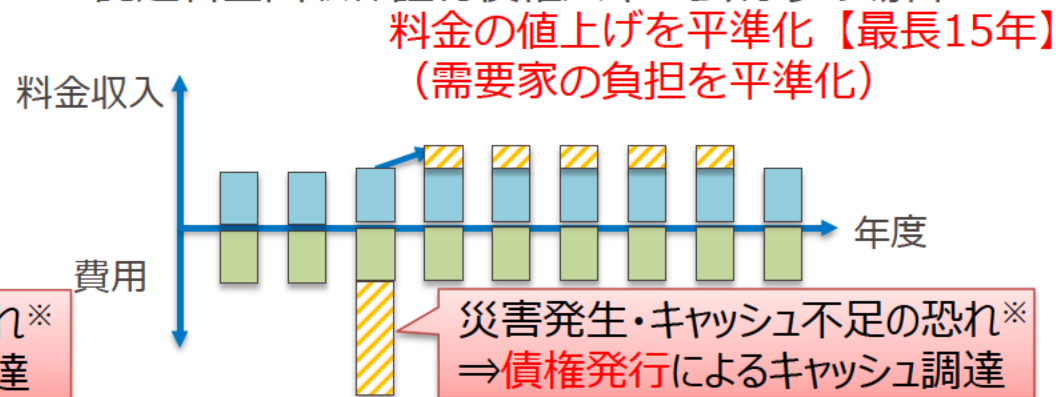


- テキサス州では、各事業者が災害復旧費用として、設備被害を対象とする商業保険の加入費用及び自家保険分の引当金額を原価に算入することが認められている。
- また、**大規模災害時で多額の復旧費用（1億ドル以上）を必要とする場合**には、事業者のキャッシュ不足及び急激な託送料金の上昇を防ぐため、各事業者が託送料金回収保証付債券を発行することで、**需要家の負担を平準化した形での事後的回収**を行うことを認める制度が2008年に導入されている。

＜託送料金回収保証付債権スキーム無しの場合＞



＜託送料金回収保証付債権スキーム有りの場合＞



復旧費用
1億ドル超の
災害の発生

事業者から
州規制機関に
保証付債券制度の
適用申請

州規制機関が
適用を決定

州規制機関が
資金調達命令

託送料金に
償還費用を
毎年上乗せし、
最長15年以内に
償還する

(参考) 日本における災害復旧費の回収

- 災害復旧修繕費については、直近10年間のうち、**実績額が最大の年及び最小の年を除く8年**間の実績平均値と比較しつつ査定を行い、原価への算入が認められている。

※1件1億円未満の災害復旧修繕費については、原価算定時に計上されない。

- なお、**日本では事後回収制度が存在せず**、実際の災害復旧修繕費が原価算入額を上回った場合であっても、**事後回収が認められた実績は無い**。

