

次世代ネットワークシステムの構築に向けた 託送料金制度の見直しについて

2018年5月18日
資源エネルギー庁

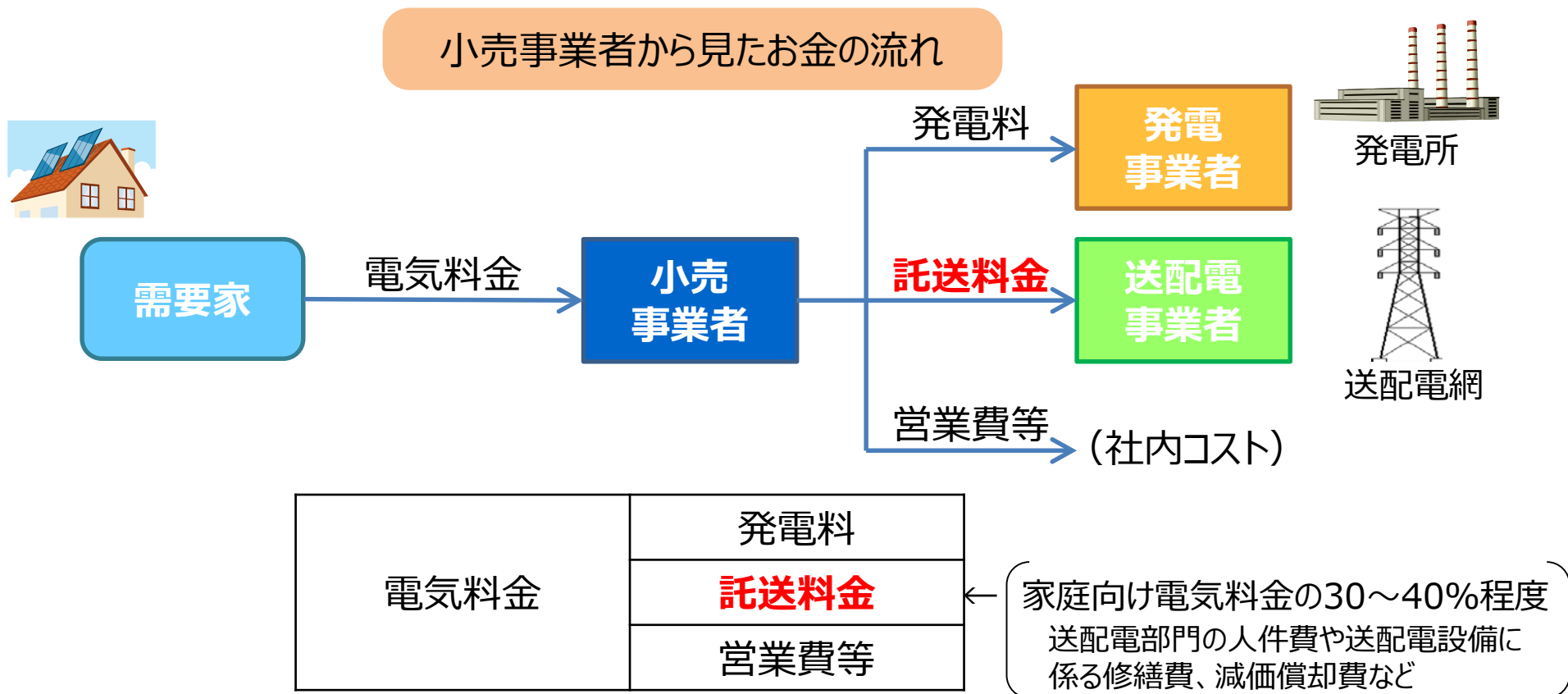
背景・趣旨

- 2016年4月の小売全面自由化にあわせて、発電、送配電、小売の各事業ごとにライセンス制が導入され、独占的な事業を営む一般送配電会社の託送料金については、認可制となった。
- 2020年には、電力システム改革の第3段階として発送電分離が予定される中、送配電事業を取り巻く環境変化として、再生可能エネルギー大量導入への対応を始め、系統電力需要の減少、送配電網の高経年化といった課題がより顕在化してきている。
- 一方で、AIやIoT技術を始めとしたデジタル技術により、新たな次世代ネットワークシステム構築の可能性が広がりつつある。
- こうした環境変化を踏まえ、次世代ネットワークシステムの構築に向けて、託送料金制度について、どのような制度的な見直しが必要か、幅広く御議論いただく。

1. 現行の託送料金制度

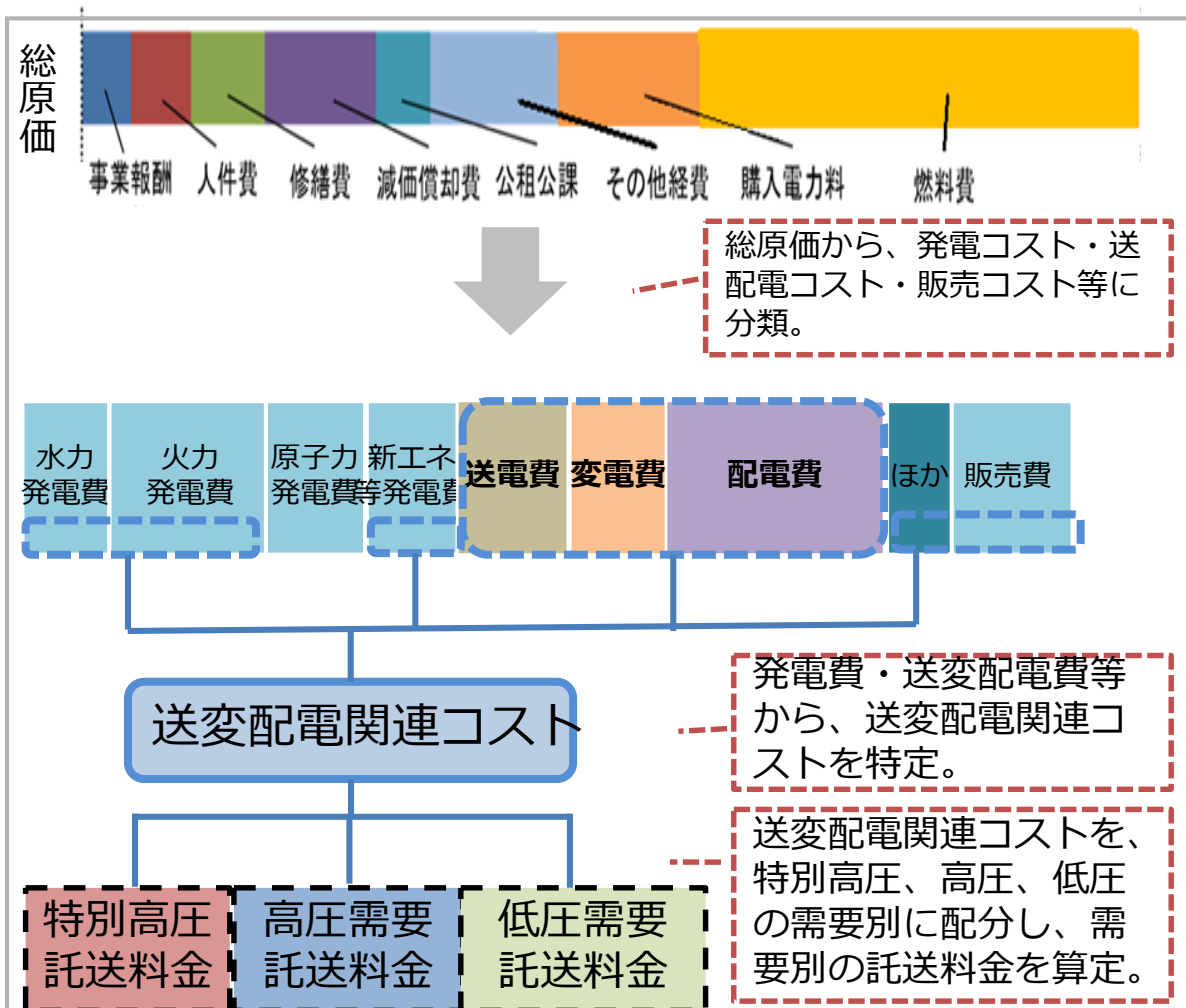
自由化の下での託送料金制度

- 2016年4月の小売全面自由化にあわせて電気事業の類型が見直され、発電、送配電、小売の3つに事業類型が分かれ、送配電事業のみ、許可制となった。
- 送配電網利用の対価である託送料金は、一般送配電事業者が法令に基づき算定し、経済産業大臣の認可により設定されており、小売事業者は、需要家から受け取る電気料金の中から託送料金を支払っている。



託送料金の算定方法

- 託送料金の算定に当たっては、まず、一般送配電事業者の総原価を発電費、送変配電費、販売費等に分類し、それらの送変配電関連コストを、特別高圧、高圧、低圧の需要別の費用に配分し、各需要別の託送料金を算定する。



一般送配電事業者の
託送料金平均単価 (円/kWh) (税抜)

	低圧	高圧	特別高圧
北海道	8.76	4.17	1.85
東北	9.71	4.50	1.98
東京	8.57	3.77	1.98
中部	9.01	3.53	1.85
北陸	7.81	3.77	1.83
関西	7.81	4.01	2.02
中国	8.29	3.99	1.62
四国	8.61	4.04	1.79
九州	8.30	3.84	2.09
沖縄	9.93	5.20	3.01

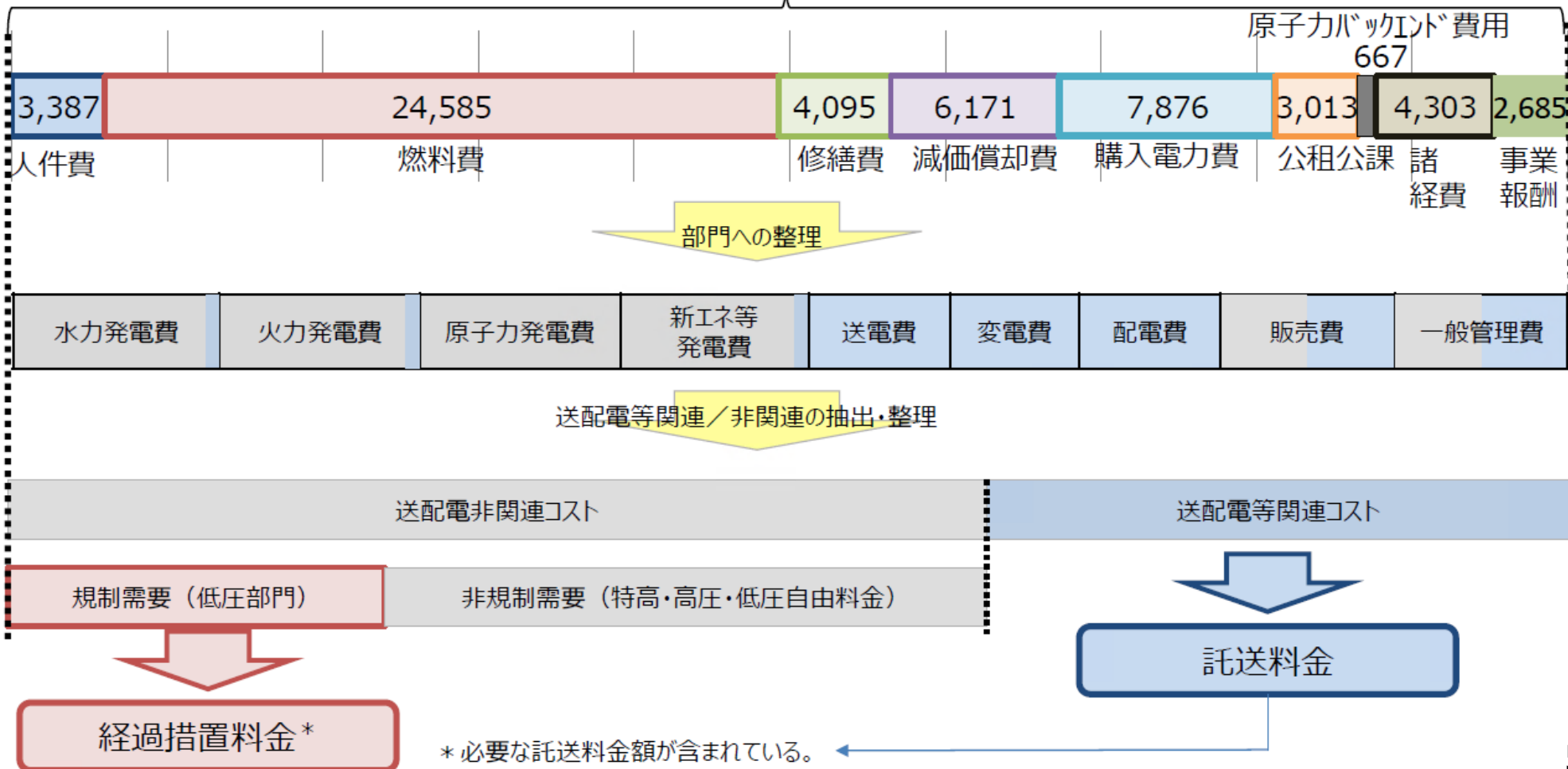
料金原価の構成

- 家庭向けの電気料金（経過措置料金）や託送料金は、必要なコストと適正な事業報酬を積み上げ、その総額に基づき、料金を決める「総括原価方式」で算定される。

【電気料金の総原価】（東京電力の場合：平成24～26年度の3事業年度平均）

5兆6,783億円

単位：億円

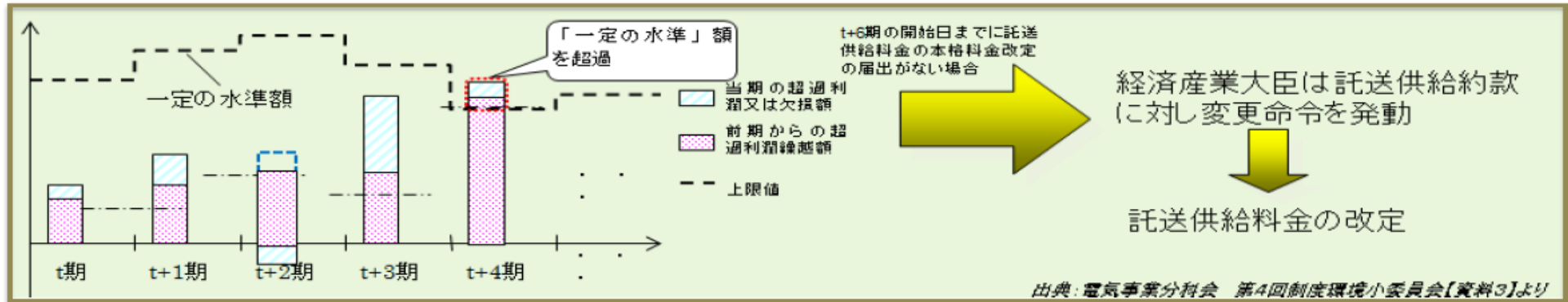


(参考) 現行のストック管理とフロー管理

- 現行制度は、超過利潤累積額が一定の水準を超過(ストック管理)するか、もしくは、想定単価と実績単価の乖離率が一定比率を超過(フロー管理)した場合に、託送供給等約款の変更命令が発動。

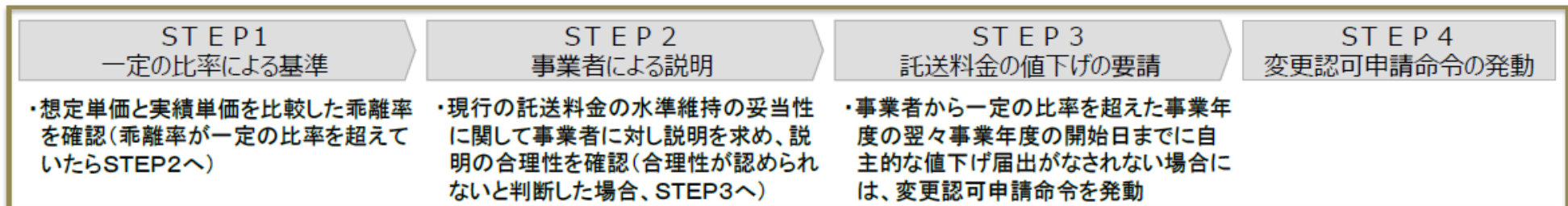
<ストック管理方式>

超過利潤累積額が一定の水準を超えた場合で、翌々事業年度開始日までに値下げ届出がなされない場合には、託送供給約款(料金)に対する変更命令を発動する仕組み



<フロー管理方式>

「想定単価と実績単価の乖離(原価とのズレ)」を確認し、乖離が一定の比率を超え、事業者の説明に料金水準維持の合理性が認められない場合に、翌々事業年度の開始日までに値下げ届出がなされない場合には、託送供給約款(料金)の変更命令を発動する仕組み



託送収支の事後評価について

託送収支の事後評価 (H28年度決算より開始)

需要の伸び悩み、設備の高経年化、再エネ等の連系ニーズの拡大等に対応しつつ、①**効率化・託送料金の低廉化**と②**質の高い電力供給**の両立を実現するため、電力小売全面自由化後も地域独占が残る送配電部門については、電力・ガス取引監視等委員会が定期的に公開の場で事後評価を行い、継続的な効率化等を促す

平成28年度 託送収支の事後評価 (結果)

- 当期超過利潤累積額(ストック管理)、想定原価と実績単価の乖離率(フロー管理)について、値下げ命令の発動基準に抵触する事業者はいなかった

【平成28年度 託送収支の事後評価からの新規確認項目】

託送料金の低廉化

- 効率化に向けた取組について、各社とも費用削減に向けて様々な取組を実施(例)
 - ① **調達単価低減**：各社とも共同調達、新規取引先の開拓、競争発注の拡大等を実施していた
 - ② **競争発注比率の向上**：送配電部門の競争発注比率は年々上昇、70%以上の事業者もいたが、2社は約30%だった
 - ③ **仕様の統一化**：事業者によって様々な仕様が存在していることから、今後、仕様差の必要性を見極めつつ、統一化を促す
- 今後、他社の取組事例などを参考に、更なる効率化を期待

質の高い電力供給

- 各社とも中長期計画を作成し、高経年化対策に取り組み、設備の劣化状況の評価や延伸化によるコスト削減にも努めていた。今後も着実に進めるべき※
 - ※ グループ全体の財務状況等を考慮し、修繕等を一時的に繰延べた事業者もあり、今後も設備投資等の取組の適切性を確認していく
- 一需要家当たりの停電時間/回数は大規模災害を除き低水準で安定。研究開発・情報セキュリティについても、引き続き、その動向等を確認していく

今後の取組について

1. 事後評価の強化

- ① **各社のコスト削減に向けた取組**
- ② **設備投資や高経年化対策の計画的な推進**

2. 系統連系する際の工事費負担金の評価

新たに発電設備を設置する者の工事費負担金をできるだけ低減するため、事業者へ情報提供を求め、費用削減を促す

3. 効率化を促す新たな仕組みの検討

- ① **送配電部門における効率化目標の在り方の検討**
(個々の取組にとどまらず、より大きな単位での効率化指標など)
- ② **送配電事業者のサービスレベルを評価する手法の検討**
(停電、新規連系への対応等も多角的に評価)
- ③ **より効率的な経営を促す託送料金制度の検討**
(更なるコスト削減と将来投資を促すインセンティブの仕組みなど)

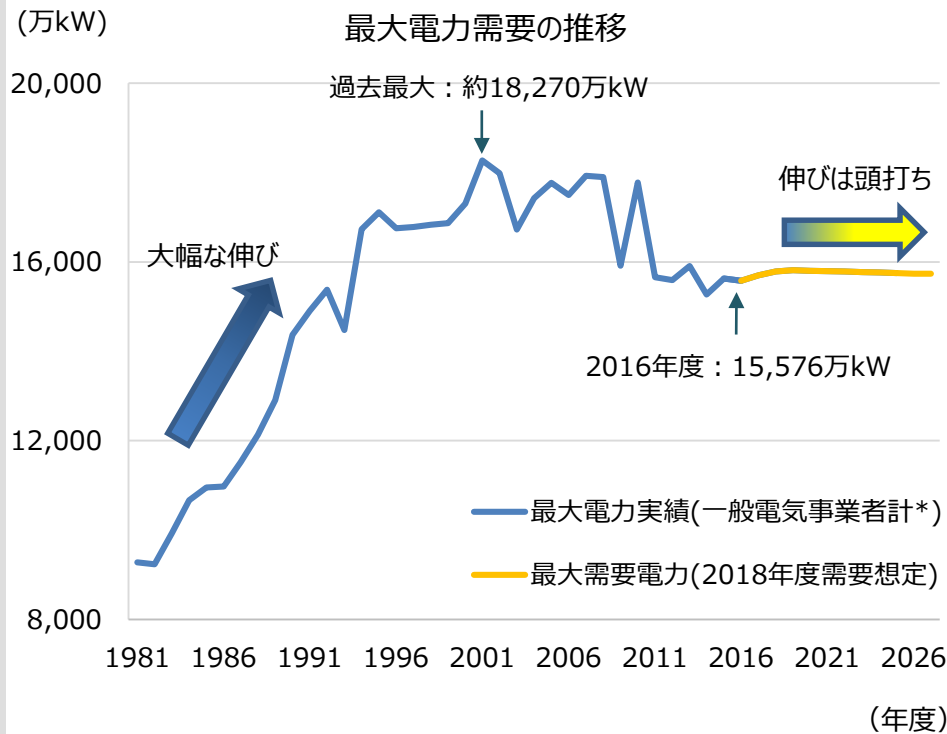
2. 送配電事業を取り巻く環境変化

系統電力需要の減少と接続容量の急増

- 2030年時点の電力需要は、徹底した省エネルギーを推進することにより、2013年度とほぼ同レベルと見込まれている。
- こうした中で、導入が拡大する再生エネルギーに対応するため送配電網の増強が必要。
→ 送配電設備の稼働率は大きく低下 = 新たなコスト増要因

系統電力需要の減少

大震災前後から、需要は減少傾向



(出所) 電力広域的運営推進機関「広域系統長期方針」等より作成

接続容量の急増

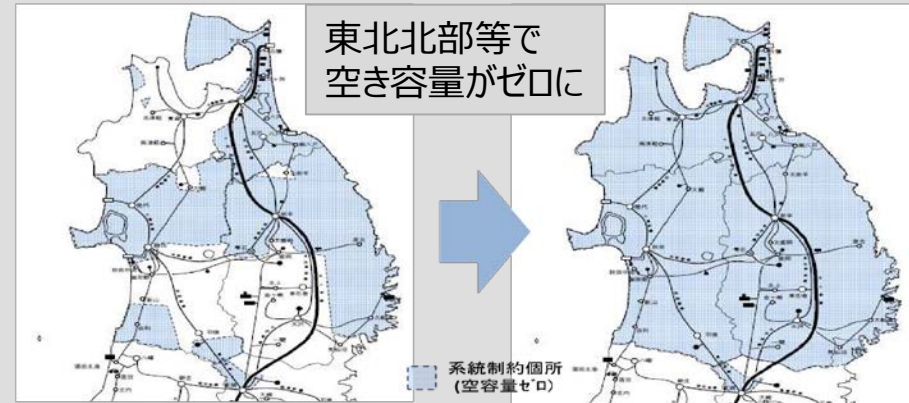


図1 平成28年4月28日付公表

図2 平成28年5月31日付公表

<2030年における再生可能エネルギー電源の導入見込み量>

種別	設備容量 (万kW)		C:現状からの増加率
	A:2030年断面	B:現状	
地熱	約140~約155	52	170~200%
水力	4,847~4,931	4,650	4~6%
バイオマス	602~728	252	140~190%
風力(陸上)	918	約270	240%
風力(洋上)	82	-	-
太陽光(住宅)	約900	約760	20%
太陽光(非住宅)	約5,500	約1,340	310%
再生エ合計	12,989~13,214	7,324	77~80%

(出所) 東北電力Webサイト、資源エネルギー庁「長期エネルギー需給見通し」より作成

想定需要と需要実績の乖離

- 現行の託送料金原価における想定需要は、2012年から2016年にかけて、小売規制料金の値上げ認可や託送料金の認可を得る際に各電気事業者が定めたもの。
- その後、震災後から続く需要家の省エネ意識の定着等により、システムを利用する電力の需要は減少傾向にあり、現状、想定需要と需要実績との間に数%の乖離が生じている。

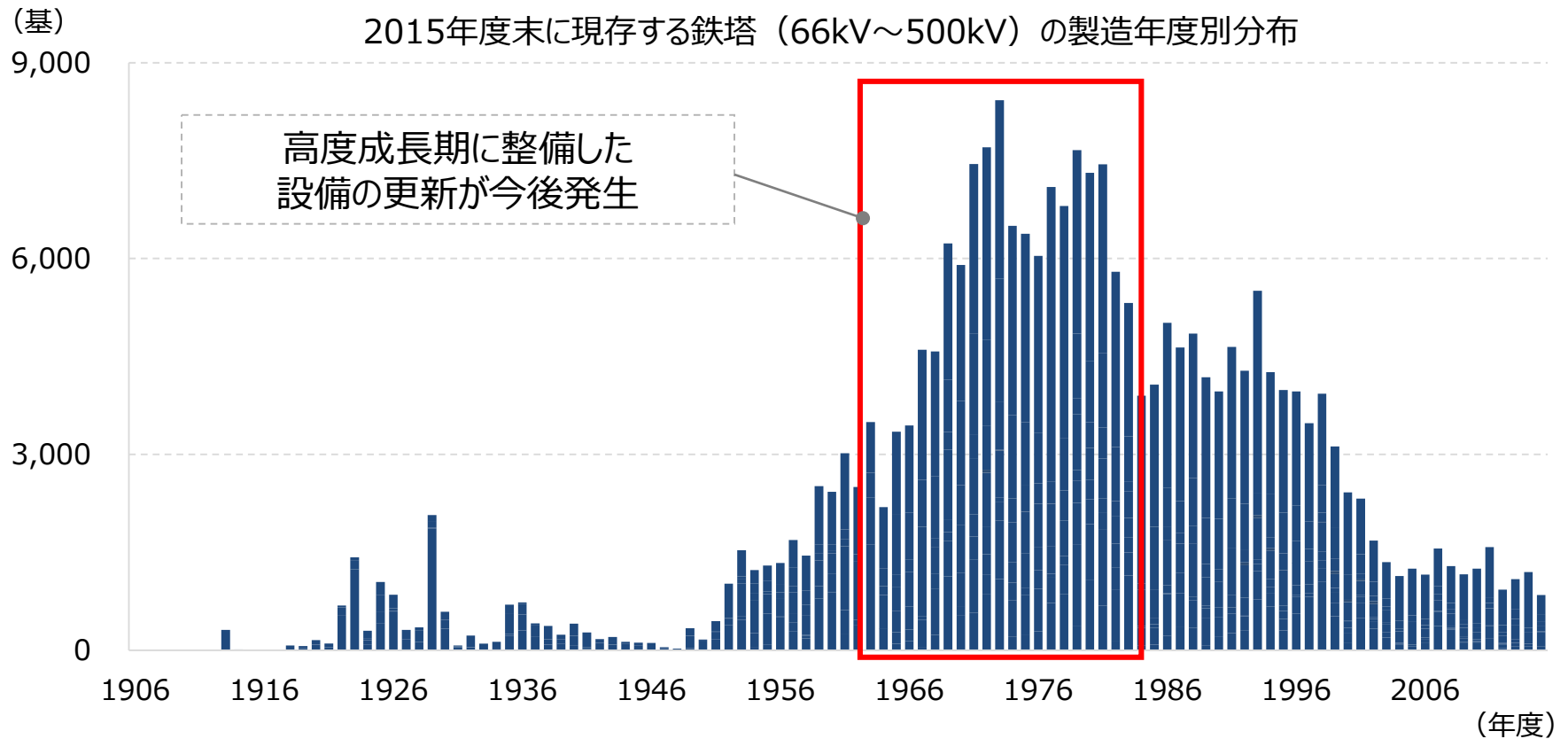
単位：億kWh

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
A) 託送料金原価算定における想定需要 ()は原価算定期間	319 (2013～15)	800 (2013～15)	2,899 (2012～14)	1,283 (2014～16)	284 (2016～18)	1,486 (2013～15)	602 (2016～18)	278 (2013～15)	857 (2013～15)	78 (2016～18)	8,876
B) 需要実績 (2014～16)	298	770	2,709	1,253	282	1,374	583	263	827	75	8,430
A-Bの乖離	▲7%	▲4%	▲6%	▲2%	▲1%	▲8%	▲3%	▲6%	▲4%	▲4%	▲5%
(参考) 2017～19 想定需要平均	297	774	2,705	1,255	285	1,337	586	258	830	77	8,402

(出所) 各社託送供給等約款認可申請資料
広域機関「全国及び供給区域ごとの需要想定」

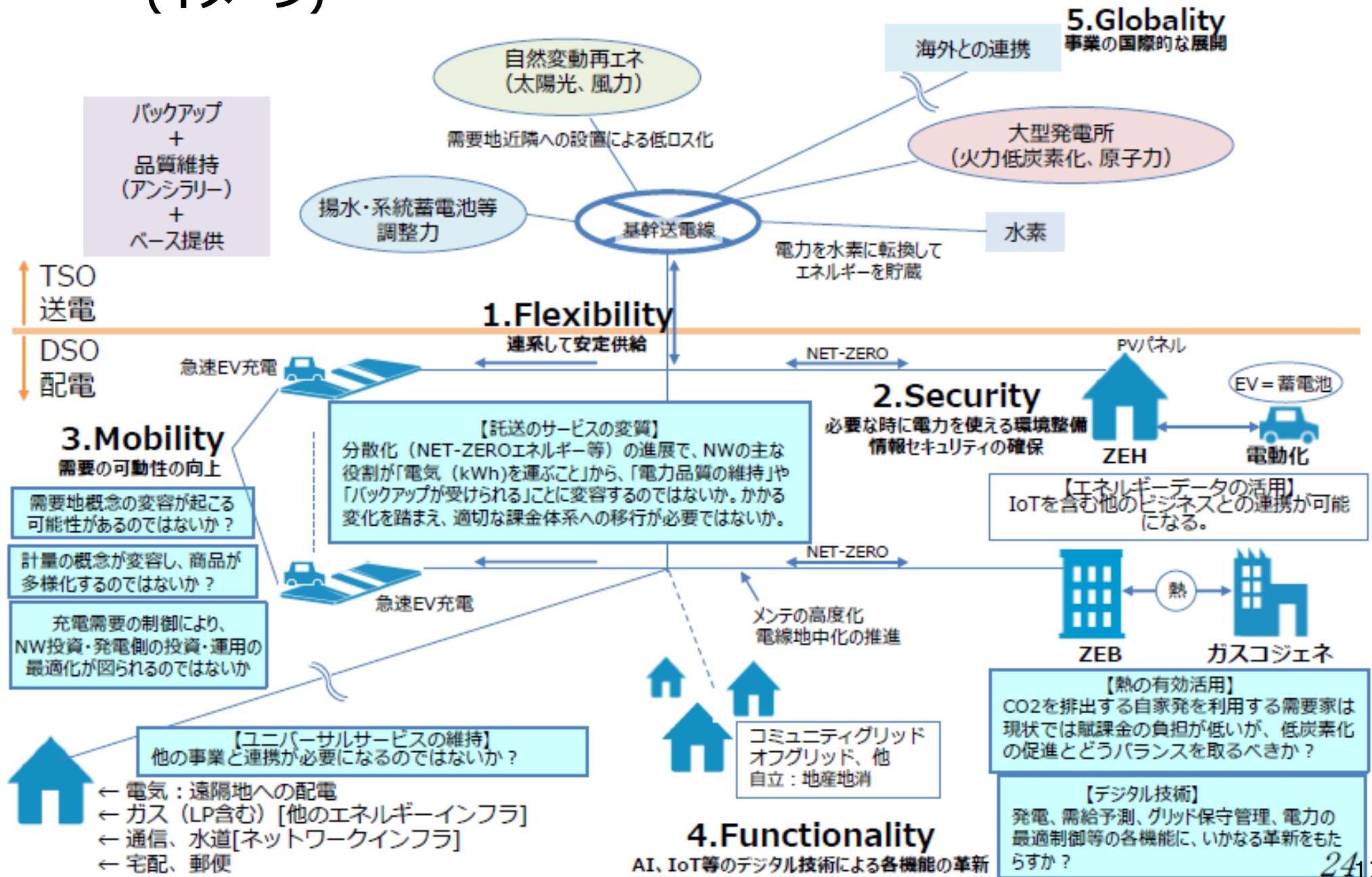
- 我が国の電力系統（送配電網）は、今後、高度経済成長期に整備した設備の更新に多額の資金が必要。

送配電網の設備更新投資



(出所) 電力広域的運営推進機関「広域系統長期方針」より作成

(参考) Beyond 2030のNWシステム(「分散化」「広域化」) (イメージ)



(参考) 送配電事業の海外進出 ユーティリティ企業・メーカー間の協業等を通じた新たなサービス展開

現状と課題

世界的なニーズの高まり

- 先進国を中心に再生可能エネルギー拡大に伴う系統増強や関連サービス、老朽化対応などのニーズの高まり
- 途上国でも電力需要の拡大に伴う系統増強等のニーズの高まり

新規技術・サービスの進展

- 再エネ導入拡大に伴い、デマンドレスポンスや蓄電池等を用いた技術・サービスが進展

外資開放・民営化の動き

- アジアを中心に各国では国営事業体が独占的に運営
- 投資促進等のため、フィリピン、オーストラリア、ブラジル等で外資開放・民営化の動き
- 欧州を中心にアンバンドリングが進展

海外勢の積極的なグローバル展開

- 中国勢などは国外の送電事業の買収等に積極的に展開
(例、ブラジル、フィリピン)

日本勢の海外送配電事業実績は僅か

- これまでは短期間のコンサル支援が中心
- 送配電企業への投資やオペレーション&メンテナンス受託の実績が出つつある

市場の拡大

競争の進展

目標

外資開放・民営化などの動向や現地ニーズを的確に把握しつつ、ユーティリティ企業・メーカー間の協業等を通じた新たなサービス展開（オペレーション&メンテナンスとセンサー技術等のパッケージ提案等）により、案件獲得を加速化

目標達成に向けた具体的なアクション

付加価値による差別化

競争を有利にする環境整備 (相手国との関係強化等)

シナジー効果を生み出す新たな連携・アライアンス

- ユーティリティ企業のオペレーション&メンテナンスのノウハウとメーカー等のIoT技術を組み合わせた新たなビジネスモデルの展開

蓄電池等を用いた系統安定化サービス等の展開

- アンシラリーサービス（周波数維持）など、各国の電力制度に合わせたビジネスモデルの展開

相手国との関係強化に資する各種支援

- 政府間対話や相手国のエネルギー計画策定に対する支援、技術協力支援など
- 関係強化を通じた案件早期発掘の支援

相手国ニーズに応じたビジネス展開の支援（FS支援等）

- 盗電対策、レジリエンス向上等の現地ニーズに応じたビジネスモデルの設計支援

① 脱炭素化に向けた電源・インフラ投資の実現

- 将来の脱炭素化に向け、電源・インフラ投資が促進される仕組みの整備
- 困難な投資環境の中で、必要な投資が確保される仕組みの設計が不可欠

② 再エネ大量導入時代の次世代ネットワークシステム構築

- 電力システムの全国大での最適運用(広域調達,メリットオーダー)
- コネクト&マネージ(既存ネットワークの最大活用)
- 次世代ネットワーク託送制度改革

③ 新技術(AI, IoT)を実装した分散型ネットワークシステム構築

- AI/IoT等のデジタル技術によるシステムの高度化
- 新技術を実装し、地域資源も活用した分散型の新たなネットワークシステムの構築,分散型エネルギーシステムの開発を担うプレーヤーの多様化

④ 火力・燃料の低炭素化、クリーンなガス利用へのシフト、脱炭素化への挑戦

- 規制的枠組み導入・運用(省エネ法×高度化法)
- クリーンなガス利用へのシフト(コジェネ・燃料電池のさらなる効率化,運輸燃料転換,分散型システムへのコジェネの活用等)
- 非効率石炭からのフェードアウト
- さらなる脱炭素化への挑戦(次世代クリーン火力技術開発, CCU・S、水素、P2G等)

⑤ グローバル市場を見据えた国際競争力のある事業体制整備と国際連携

- グローバル展開を後押しするような国内事業体制整備(政策・産業・金融)と国内制度改革(適切なインセンティブ設計)の検討
- 総合エネルギー企業の競争力強化と国際展開
- 資源国や新興国との国際連携

⑥ あらゆる選択肢の追求に向けた人材・技術・産業基盤強化と技術開発戦略の再構築

- 不確実性が高まる中であらゆる選択肢を追求できる人材・技術・産業基盤の維持・強化
- 競争原理導入・オープンイノベーション・戦略的資源投入などによる技術開発戦略の再構築

3. 検討の方向性

- 接続に必要な費用の抑制が喫緊の課題。今後増大するNWコストを**最大限抑制するため、既存NWに係るコスト等については、安定供給の維持を前提としつつ、徹底的なコスト削減を促す仕組みを構築すべき**ではないか。
- その上で、再エネ大量導入をはじめとしたNWを取り巻く環境変化に的確に対応し、**次世代NWへの転換を実現するためには、未来に向けた投資を促進する制度環境整備も同時に進めるべき**ではないか。その際、未来に向けた投資を行うに当たっても、**徹底的なコスト削減が図られる仕組みとすべき**ではないか。
- また、**発電事業者もNWコストを意識した事業展開を行うためのインセンティブ・選択肢を確保**するべきではないか。

<3つの基本方針>

1. 既存NW等について徹底的なコスト削減を促す仕組みを構築

2. 再エネ大量導入等を踏まえた次世代NWへの転換を実現するため、未来に向けた投資を促進する制度環境を整備

3. 発電事業者もNWコストを意識した事業展開を行うためのインセンティブ・選択肢を確保

(参考) 電力ネットワーク (NW) コスト改革に係る3つの基本方針

再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク
小委員会 (第3回) (2018.2.22)
事務局提出資料2

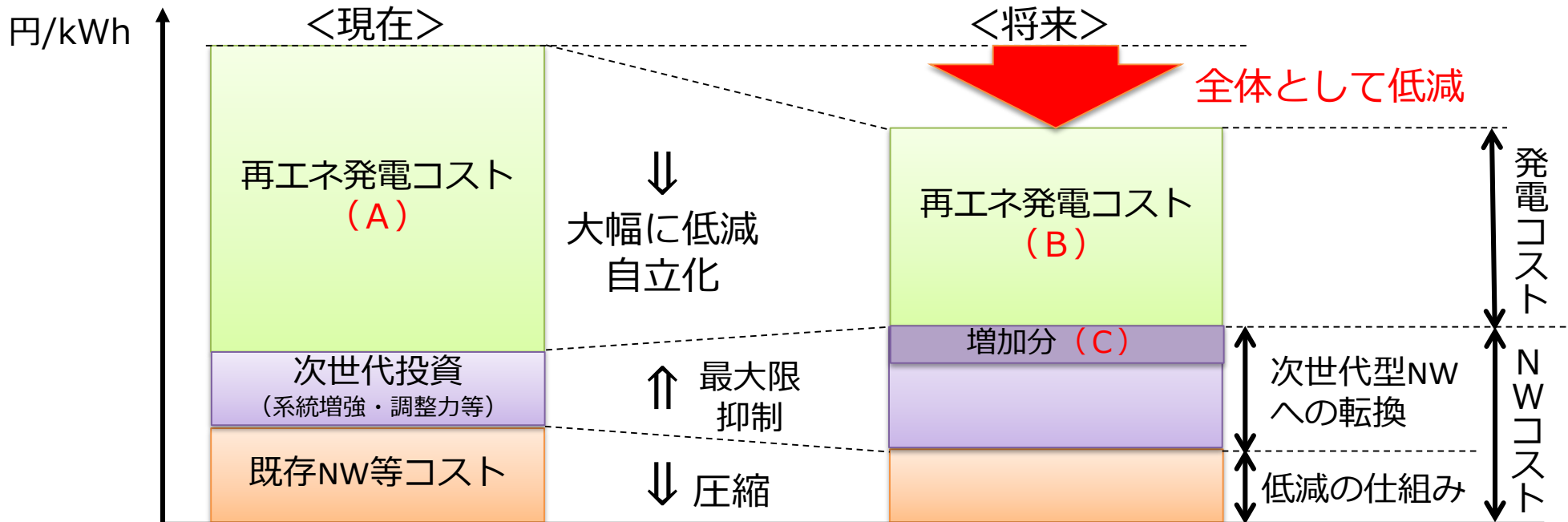
1. 既存NW等コストの
徹底削減

2. 次世代投資の確保
(系統増強・調整力等)

3. 発電側もNWコスト
最小化を追求する
仕組み

- 再エネ大量導入を実現する次世代NWへの転換
- 「発電+NW」の合計でみた再エネ導入コストの最小化

再エネ導入コスト: A (現在) > $B + C$ (将来)



※日本版コネクト&マネージ等により、必要となるNW投資量を低減させることも必要 17

既存NWコスト等の徹底的なコスト削減

- 海外の制度や他のNW産業の仕組みも参考としつつ、まずは再エネ大量導入に関連した設備（接続増強関連等）から、徹底的なコスト削減を実現するための方策を検討すべきではないか。
- 具体的には、各社の調達改革と仕様等の標準化によるコスト削減を促進するため、一般送配電事業者各社間や海外事業者との調達状況等の比較や、ベンチマークの設定、情報開示を行うとともに、不断の効率化を促す託送料金制度についても検討すべきではないか。

<調達改革と情報開示>

- 各社間や海外、自営線等と比較を行い、仕様等について標準化
- この際、IEC等への準拠や競争入札の拡大も併せて追求
- 各社に具体的な仕様や価格水準を含む調達に関する国への情報開示を求め、標準化された仕様等に準拠できない場合は、合理的な説明を求める（Comply or Explain原則）
- 各社の自主的ロードマップの提出と取組状況の確認（定期的なプレッジ&レビュー）
- 信頼性と効率性を両立するための社内外の安全基準の設定の仕方

<託送料金制度改革>

- 標準化した仕様等に基づく料金査定と事後評価の厳格化
- 既存NWコスト等の不断の効率化を促す制度の検討

次世代NWへの転換・未来への投資①

- 人口減少等に伴う需要減少要因、高経年化対策等の構造的課題に加え、**再エネ大量導入に対応するための系統増強・調整力確保を始めとした環境変化への対応が必要**。
- これらを踏まえ、**次世代NWへ転換**するために、海外の先進事例も参考にしながら、**コストを最大限抑制しつつ、再エネ大量導入への対応や長期視点での投資を促進する制度環境の整備**が必要ではないか。

※ 日本版コネクト&マネージ等により、必要となるNW投資量を低減させることも必要。

課題認識①

人口減少等に伴う構造的な系統需要減少の下では、中長期視点の投資が困難となる可能性があるのではないか。

＜将来の需要増が見込まれる時代＞
投資をしても料金収入も増加するため、
収支全体の中で投資分を吸収可能
⇒ **料金値上げなしで長期投資可能**



＜構造的な需要減下の時代＞
需要増に伴う料金収入の増加が見込めない
⇒ **中長期視点での投資が困難に。**

再エネ大量導入に必要な投資原資の確保や投資予見可能性の向上によって、長期視点に立った持続可能な系統維持を図るため、例えば**既存NWコスト等と次世代投資の「切り分け」**を行い、**次世代投資を促進する託送料金制度の在り方について検討すべき**ではないか。

課題認識②

再エネには適地偏在性（需要規模・既存系統構成と再エネの立地ポテンシャルにズレ）があるため、**現行制度では系統増強が必要な地域の電力会社が大部分の増強コストを負担し、結果的に再エネの入る地域の電気料金だけが上昇し得る**という課題にどう対処していくべきか、検討が必要ではないか。

次世代NWへの転換・未来への投資②

課題認識③

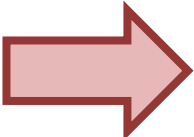
自然変動電源（太陽光・風力）の導入量の増加に伴い、必要となる調整力が増大し得るが、**適切な量の調整力を確保し、費用回収するための仕組みの構築が必要**ではないか。

- **全国大で調整力を広域的にかつ最適に活用するための仕組みが必要**ではないか。
⇒需給調整市場の構築
- 現在の「**ピーク需要の7%**」という調整力確保の基準が十分か、**定量的に検証した上で負担の在り方についても検討が必要**ではないか。
- 特に**揚水発電**については、経済性の確保が困難な設備もある中、中長期的に必要となる調整力を確保する観点から、**設備維持を図る方策についても検討が必要**ではないか。

課題認識④

今後、分散型電源等が増加すると、**NWの利用率が更に低下し得る一方、系統設備はピーク時を想定して維持・整備**することが必要。

現行、小売側のみが託送料金を負担していることに加え、固定費：可変費が約8：2である中、料金回収は基本料金：従量料金が3：7となっていることを踏まえ、**託送料金制度の見直しが必要**ではないか。

 **これらの課題に対応するため、短期・中長期の切り分けをしながら、適切な場で議論・審議を行い、具体的な対応策を検討していくべきではないか。**

- 発電コストとNWコストのトータルで最小とするためには、一般送配電事業者のみならず**発電事業者の協力が不可欠であり、このためのインセンティブ創出や選択肢拡大に向けた取組が必要**ではないか。

課題認識①

現行のFIT制度には立地による買取価格に差がないため、現行制度を前提とすれば、**NW側においてトータルコストを最小化し、システムを効率的に活用するための仕組みが必要**ではないか。

- 対応策として、**①系統増強における一部特定負担方式（シャロー）のほか、②発電側基本料金の導入、③立地地点に応じた発電側基本料金割引制度**といったものが考えられる。
- 他方、再エネ事業者の負担とのバランスの観点から、下記の点に留意が必要ではないか。
 - ・ **FIT電源**については、制度上、固定価格での買取となっており価格転嫁ができないことから、発電側基本料金を導入する場合には**何らかの調整措置が必要**ではないか。
 - ・ 発電側基本料金の導入の結果、**フローで負担すると考えられる部分について、イニシャル負担の見直しが必要**ではないか。

課題認識②

コストと信頼性がトレードオフの関係にある中、例えば需要家と直接つながらない**電源線**であれば、**リスクを勘案した上で1回線化を可能とする等、仕様のメリハリを利かせることも検討が必要**ではないか。

(参考) 送配電網の維持・運用費用の低減に向けた託送料金制度の見直し

再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク
小委員会（第4回）（2018.3.22）事務局提出資料 一部修正

- 現在、電力・ガス取引監視等委員会に設置されたWGにおいて、系統利用者（発電設備設置者）に「系統利用の受益に応じた負担」を求める場合の託送料金制度の在り方について、検討が進められている。
- 発電・NWコスト全体の削減・最適化を図るべく、送配電網の効率的な利用を促すことが目的。

現状の託送料金制度とその課題

NWコスト抑制を発電側に促す仕組みが不十分

- 送配電事業者は、**最大潮流（kW）**に応じて送配電網を構築
 - ➔ 発電側の設備利用率の向上は送配電網の効率的利用につながる
- 送配電設備の維持・運用費用等は基本的に**小売(需要)側のみ負担**（= 託送料金として回収）
 - ➔ 現在、発電側は接続時の特定負担以外の費用負担をしないため、需要地に近い電源など、系統の効率的利用に資するような電源への直接的な立地インセンティブがない

託送料金制度の見直し後

送配電網の効率的な利用を促し、 発電側に関連するNWコストを抑制する

① 発電側基本料金の導入

- 系統コストの一部を最大逆潮（kW）に応じて発電側に負担を求める（系統からの受益に応じた負担）
- 発電側が設備利用率を向上させるインセンティブとなる

（注）発電側基本料金の導入に当たって、託送原価（総額）は変えないことが前提

② 立地地点に応じた発電側基本料金割引の導入

- 需要地近郊や既に送配電網が手厚く整備されている地域など、送配電網の追加増強コストが小さい地域の電源について、発電側基本料金を割り引く

4. 検討の進め方

検討の進め方

- 送配電事業を取り巻く環境の変化や関連の審議会等での議論を踏まえ、需要の減少や再エネ大量導入への対応、次世代投資の促進等の課題に対応するため、現行制度下で行う短期的な対応と、抜本的な制度改革を伴う中長期的な対応を区分しつつ、託送料金制度等の見直しを進めることとしてはどうか。
- 具体的には、まずは短期的な対応について、託送料金の事後評価等を念頭に、関係審議会と連携しつつ、年内を目途に具体的な方策について検討を進めることとしてはどうか。
- 他方、中長期的な対応については、諸外国における政策面での対応（制度、運用等）や送配電事業者の動向（投資、事業展開等）を調査分析の上、国内の送配電事業を取り巻く環境変化に即した制度見直しについて、課題の整理を進めることとしてはどうか。

託送料金制度の課題への対応状況と今後の検討の方向性

I. 足元の主な課題

更なる効率化

競争がなく、効率化へのインセンティブが相対的に乏しい

次世代投資の促進

再エネ拡大や高経年化対策、イノベーション、海外投資等へのニーズの向上

需要減への対応

需要増に伴う料金収入が見込めず、中長期視点での投資が困難に

II. 現行制度での対応例

1. 料金査定

一部ヤードスティック査定

※値上げ申請時、委託費等の一部について、各社比較し原価修正

(特別事業報酬制度)

※地域間連系線及び周波数変換装置は、事業報酬を1.5倍

2. 事後評価

一定の超過利潤を容認

※超過利潤の内部留保を一定程度許容

※料金変更時の還元義務額*の算出において、費用要因により生じた超過利潤の1/2を自社努力分として控除

*超過利潤が一定水準を超え、料金変更をする際、新たな事業報酬額を算出する際に当該事業報酬額から控除する額。累積超過利潤のうち一定水準を超えた額から、自社の効率化努力分を差し引いた額を指す。





現行制度の下での更なる対応（短期）

抜本的な制度改革を伴う対応（中長期）

(参考) 諸外国における制度面での対応

- 近年、欧米各国においては、再エネ導入拡大への対応やイノベーションの促進、需要変動対応等のため、託送料金制度の見直しを行っている。
- 具体的には、例えば、料金の原価算定期間を5年程度と長くとりつつ、再エネ拡大等の状況変化に応じた毎年度の料金変更を容易にする措置等が講じられている。

諸外国の制度面での対応状況

	事業体制	次世代投資の促進		需要変動対応	原価算定
		再エネ拡大への対応	イノベーションの促進		
	送電1社 (National Grid) 配電6社	○ Ofgemに認められた再エネ対応等の投資分は収入上限の期中増額申請可能	○ R&Dへの補助及び投資分は収入上限の期中増額申請可能	○ 毎年度、需要変動に応じて収入上限を調整	8年
	送電1社 (RTE) 配電約160社 (Enedisがシェア95%)	— 確認できず	○ R&Dへのインセンティブ制度	○ 毎年度、需要変動に応じて収入上限を調整	4年
	送電4社 配電約900社 (シュタットベルケ等)	○ 再エネ対応等の不可避なコストは、収入上限額の期中増額申請が可能	○ R&Dへの補助及び投資分は収入上限額の期中増額申請可能	○ 収入実績が上限を超える場合、次年度又は5年毎に上限額を調整	5年
	系統運用者1社 (NY ISO) 送電・配電約30社 ※米国は州により体制が異なるため、NY州を一例として記載	○ 州の再エネ目標に必要なgrid投資を、規制機関は原価認可 (カリフォルニア州等)	○ R&Dへの補助 (カリフォルニア州等)	○ 年間の電力需要で送電レートを修正 (PJM管内)	3年 (カリフォルニア州、ネバダ州等)

託送料金制度改革における主な役割分担と進め方（イメージ）

再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会

- ・Beyond 2030のNWシステム（「分散化」「広域化」）
- ・不断の効率化や次世代投資を促す託送料金制度の必要性

電力・ガス基本政策小委員会

- ・電力・ガス産業の将来像
- ・カーボンフリー社会の実現に向けた適切なネットワーク投資確保
- ・グローバル化、デジタル化

電力・ガス取引監視等委員会

- ・定期的な事後評価（託送収支、効率化の取組）の実施
- ・事後評価の強化、効率化を促す仕組み
- ・発電側基本料金等

エネルギー基本計画の改定

電力・ガス基本政策小委員会

- ・託送料金制度改革の全体像の検討
- ・具体的制度設計（次世代投資の促進等）

電力・ガス取引監視等委員会

- ・具体的制度設計（事後評価の厳格化、効率化インセンティブの仕組み等）

年内

- ・現行制度下での対応策の検討
- ・抜本的な制度改革に向けた課題整理 等

これまでの主な関連ポイント

今後の進め方