

再生可能エネルギーの大量導入を支える 次世代電力ネットワークの構築について

2018年12月26日
資源エネルギー庁

本日ご議論いただきたい論点について

- 「再生可能エネルギーの大量導入を支える次世代電力ネットワークの構築」の上で課題となる「系統制約の克服」「調整力の確保」については、本年5月に中間整理を取りまとめるまでに、本小委員会で相当な時間を費やして議論を行っていただき、「日本版コネクト&マネージ」を始めとした既存系統を最大限に活用するための方策を中心に、網羅的なアクションプランを中間整理で取りまとめたところ。
- 本日は、まずは「既存系統の最大限の活用」に係るアクションプランを中心に事務局から進捗報告を行い、ご議論いただきたい。
- その上で2030年以降も見据えた「再エネ主力電源化等に向けた次世代NWの形成」に係る議論は、5月の中間整理前にも本小委員会で御議論いただいたところであるが、改めて①系統制約、②調整力、③分散化の3つを基軸とした論点提示を事務局から行い、今後の政策の検討の在り方についてご議論いただきたい。
- その他、本年5月の中間整理以降に発生した、系統ワーキンググループでの議論等、今回の議題と関連した案件についても御報告させていただきたい。

1. 中間整理の進捗報告について

(1) 日本版コネクト&マネージ

(2) 出力制御の予見可能性を高めるための情報公開・開示

(3) 系統アクセス業務等の改善

(4) ルール整備を補完する仕組み

2. 再エネ主力電源化等に向けた次世代NWの形成

(1) 系統制約の克服

(2) 調整力の確保・調整手法の高度化

(3) 分散型エネルギーリソースの活用

3. その他報告事項

(1) 北東北募集プロセスの進捗状況

(2) 非化石証書の活用

日本版コネクト&マネージの進捗と取組

- 既存システムの最大限の活用に向け、想定潮流の合理化、N－1電制、ノンファーム型接続からなる「日本版コネクト&マネージ」については、本小委員会において、関係者間での課題に関する調整が済んだものから、着実に実現していくという基本方針が合意された。
- 中間整理では、既存システムの最大限の活用のために、更なる取組を検討すべきであり、今後の検討体制については、基本的な方向性の提示や重要論点に係る議論は国で行い、技術的な内容を含む詳細検討は広域機関において行うべきであるとされたところ。
- これを踏まえ、現時点までの「日本版コネクト&マネージ」の進捗と取組を御報告するもの。

【中間整理アクションプラン】

（想定潮流の合理化）

- 2018年度から、想定潮流の合理化の考え方にに基づき空き容量の算定を行う。【➡広域機関、一般送配電事業者（2018年4月1日から適用済み）】

（N－1電制）

- 電制装置設置者と費用負担者（N－1電制を前提として接続する新規電源）が一致するケースは、技術的な検討が済み次第、先行適用する。【➡広域機関、一般送配電事業者（2018年度上期末まで）】
- 運用と経済（費用負担）を分ける本格適用については、まずは「新規電源の特定負担とする案」で詳細設計を進め、運用を開始し、その後必要に応じて見直していくとの基本的方向性で検討する。【➡広域機関、資源エネルギー庁】

（ノンファーム型接続）

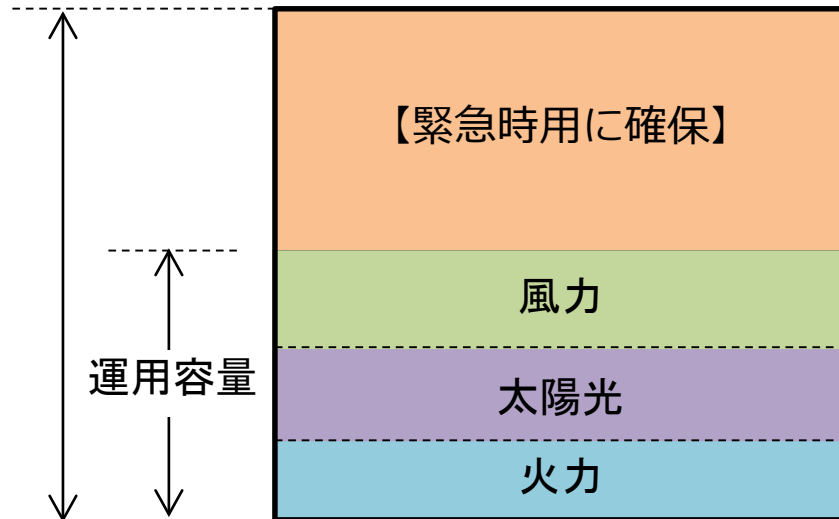
- 関係者間の合意形成、システムの構築、実践に至るまで相応の時間がかかると想定されるが、可能な限り早期実現を目指し、スケジュール感を示しつつ、鋭意検討を進める。【➡広域機関、資源エネルギー庁】

日本版コネクト&マネージの進捗状況

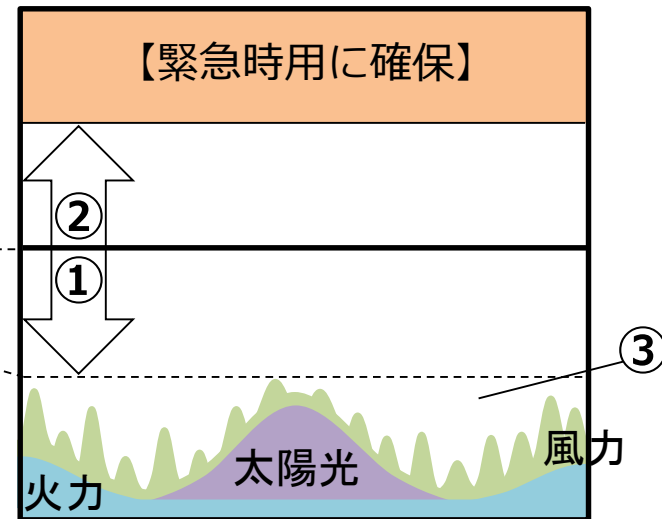
	従来の運用	見直しの方向性	実施状況（2018年12月時点）
①空き容量 の算定	全電源フル稼働	実態に近い想定 （再エネは最大実績値）	2018年4月から実施 約590万kWの空容量拡大を確認 ※1
②緊急時用の 枠	半分程度を確保	事故時に瞬時遮断する装 置の設置により、枠を開放	2018年10月から一部実施 約4040万kWの接続可能容量を確認 ※1, 2
③出力制御 前提の接続	通常は想定せず	混雑時の出力制御を前提 とした、新規接続を許容	制度設計中

設備容量

従来の運用



見直しの方向性



※ 1 最上位電圧の変電所単位で評価したものであり、全ての系統の効果を詳細に評価したものではない。

※ 2 速報値であり、数値が変わる場合がある。

(参考) 再生可能エネルギーの大量導入に向けた次世代型の電力制御技術開発事業

平成31年度予算案額 **19.7億円 (8.0億円)**

事業の内容

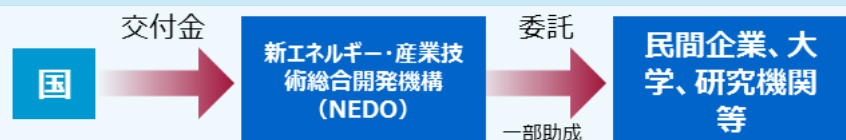
事業目的・概要

- 今後、再生可能エネルギーの更なる導入拡大を図り、主力電源化を進めていくためには、電力システムの制約を解消していくことが重要です。
- 系統増強には多額の費用と時間が伴うものであることから、まずは既存系統を最大限活用し、一定の制約条件のもと系統への接続を認める「日本版コネクト&マネージ」のうち、系統の混雑時に出力制御（マネージ）を前提とした状態で接続（コネクト）を認める「ノンファーム型接続」の早期実現を目指します。また今後、電力取引が多種多様になることで配電系統における潮流の複雑化が想定されるため、潮流の状態把握や最適制御を行うために必要な技術の開発等を実施します。
- これらの技術開発により、系統増強を待たずに再生可能エネルギー事業者が安価に電力系統に接続することが可能となり、我が国の再生可能エネルギーの早期普及が加速されます。
- また、需要地から離れて偏在する再エネ資源を有効に活用するため、洋上風力を念頭にいた直流送電システムの実用化に向けた基盤技術を確立します。

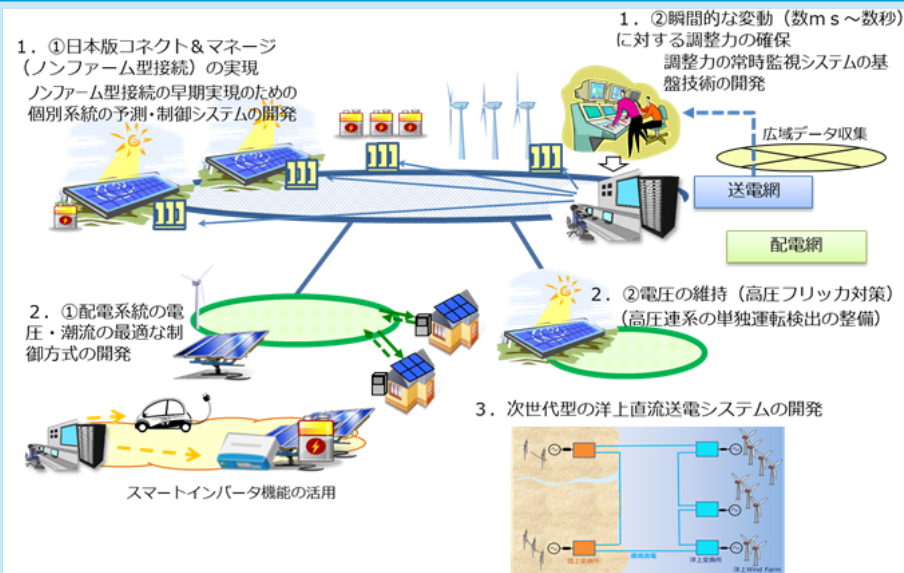
成果目標

- 平成31年度から5年間の事業であり、本事業を通じて長期エネルギー需給見通しで示された再生可能エネルギーの導入見通し（2030年に22%-24%程度）の実現を目指します。

条件（対象者、対象行為、補助率等）



事業イメージ



1. 日本版コネクト&マネージに関する課題解決

- ノンファーム型接続のための個別系統の予測・制御システムの開発
- 瞬間的な変動（数ms～数秒）に対する調整力を確保するための基盤技術の開発

2. 分散型ネットワークシステムの確立に関する課題解決

- 配電系統における電圧・潮流の最適な制御方式の開発
- 電圧フリッカ対策のため、高圧連系PCSの単独運転検出方式の整備

3. 次世代型の洋上直流送電システムの開発

- 洋上直流送電のシステム開発及び要素技術開発
※ 3.については、平成27年度から実施している「次世代型の洋上直流送電システムの開発事業」からの継続事業。

- ✓ 前回頂いたご意見と，制御システムの導入コスト，制御システムの信頼度から，暫定連系対策として，基幹系統（ループ系統）には「事故時制御（N-1電制）」は適用せず，前回系統WGで提案した「**事故前制御**」を前提に検討していく。
- ✓ 「局所的ループ系統」，「放射状系統」に対しては，「N-1電制」を最大限活用することで系統増強を回避し，連系拡大をはかっていく。

1. 中間整理の進捗報告について

(1) 日本版コネクト&マネージ

(2) 出力制御の予見可能性を高めるための情報公開・開示

(3) 系統アクセス業務等の改善

(4) ルール整備を補完する仕組み

2. 再エネ主力電源化等に向けた次世代NWの形成

(1) 系統制約の克服

(2) 調整力の確保・調整手法の高度化

(3) 分散型エネルギーリソースの活用

3. その他報告事項

(1) 北東北募集プロセスの進捗状況

(2) 非化石証書の活用

需給バランス制約による出力制御区分の内訳の公開について（案）

- 前回の小委員会でお示したとおり、出力制御の準備状況を踏まえた一般送配電事業者による太陽光、風力発電の導入量の「指定ルール以外」の出力制御区分の内訳の公開に向けて検討を進めてきた結果、太陽光・風力発電のいずれにおいても指定電気事業者指定されていないエリアの一般送配電事業者は、当面の間、需給制約による出力制御が起きないと想定していたため、出力制御区分の内訳の公開をするには相当の時間を要することが判明した。
- 他方、出力制御区分の内訳を公開する主たる目的は、接続希望者が指定ルール事業者（無制限・無補償）となる場合に、自らの出力制御量がどの程度になるかを把握するための情報であるため、まずは、太陽光または風力の指定電気事業者指定されているエリア※から下記のとおり公開を進めることとしてはどうか。

※国から指定電気事業者の指定を受けたエリアにおいて、太陽光・風力発電毎の接続契約申込量が一定値を超えた場合、それ以降に契約申込を行う事業者は、指定ルール（無制限・無補償）の出力制御区分となる。

- 当面の間、太陽光または風力発電のいずれかが指定電気事業者（＝東京・中部・関西以外）のエリアを対象とし、必要に応じて対象エリアの拡大を検討する。
- 現時点で公開対象となるエリアにおいては2019年3月末時点からの情報を速やかに公開。
- 当該情報を紙面管理で行っており、情報の再整理に時間を要するエリアもあるため、情報更新の頻度は、少なくとも3カ月毎とする。

【指定電気事業者の指定を受けているエリア（2018年12月26日時点）】

	北海道	東北	北陸	東京	中部	関西	中国	四国	九州	沖縄
太陽光	○	○	○	－	－	－	○	○	○	○
風力	○	○	○	－	－	－	○	－	○	－

【指定電気事業者の指定を受けているエリアの制御区分イメージ（10kW未満除く太陽光）】

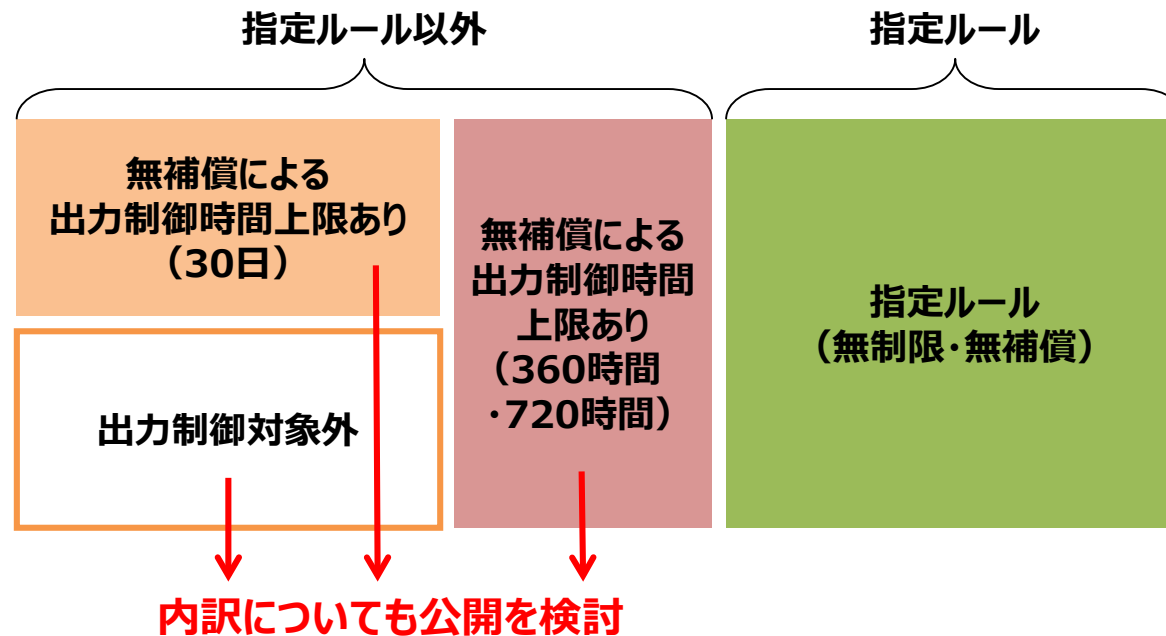
特別高圧	2000kW以上	無補償による 出力制御時間上限あり (30日)	無補償による 出力制御時間 上限あり (360時間・720時間)	指定ルール (無制限・無補償)
高圧	500kW以上			
高圧	500kW未満	出力制御対象外		
低圧	10kW以上			

【指定電気事業者の指定を受けていないエリアの制御区分イメージ（10kW未満除く太陽光）】

特別高圧	2000kW以上	無補償による 出力制御時間上限あり (30日)	無補償による 出力制御時間 上限あり (360時間・720時間)
高圧	500kW以上		
高圧	500kW未満	出力制御対象外	
低圧	10kW以上～50kW 未満		当分の間、出力制御対象外

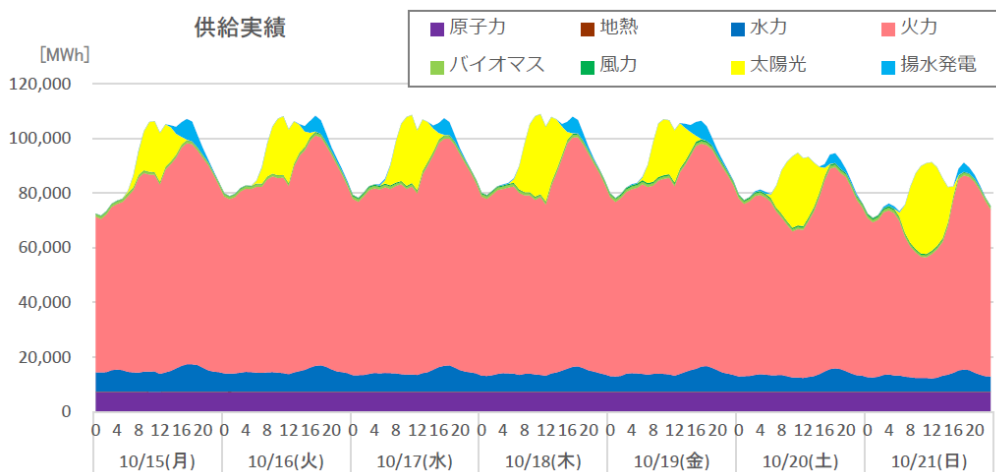
- 指定電気事業者のエリアにおける実際の出力制御は、FIT法施行規則に基づき、「指定ルール（無制限・無補償）」と「指定ルール以外」という区分だけでなく、「指定ルール以外」の中でも各電源の定格出力や契約申込時期によって、出力制御対象外事業者及び無補償による年間の出力制御時間に上限がある事業者に区分し実施するため、当該区分ごとの導入量が指定ルール事業者の出力制御量に影響する。
- そのため、出力制御量のシミュレーションの精度を向上させるためには、「指定ルール以外」の出力制御区分の内訳についても、一定の情報を公開することが適当ではないか。なお、当該情報の管理状況については、出力制御に向けた準備状況等によって各一般送配電事業者で異なるため、具体的に公開する情報、時期等については引き続き検討することとする。

<出力制御区分の概念図>

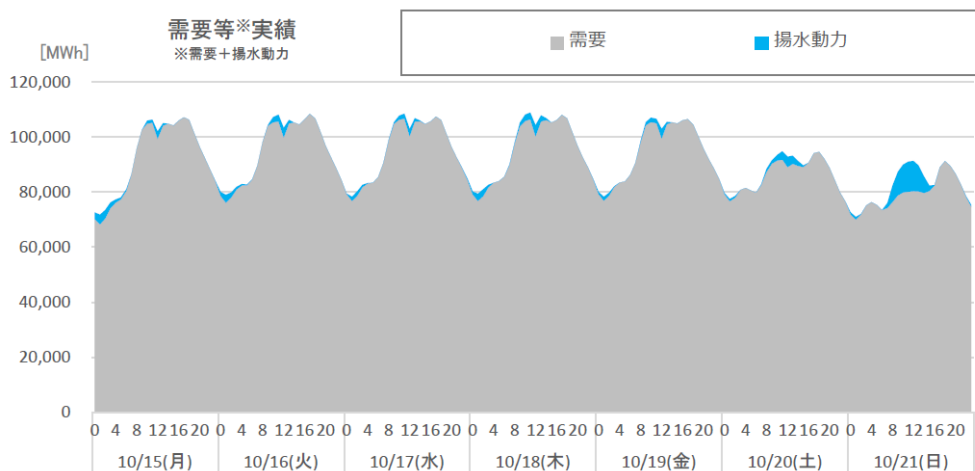


- 一般送配電事業者は「系統情報の公表の考え方」に基づき、**電源種別の需給実績（1時間値・CSV形式）**について、四半期ごとに各社HPにおいて公表しているところ、2018年11月以降は、**公表頻度を四半期ごとから毎月に変更**し、初回は、10月分を11月末に、以降、毎月末に前月分を公表予定との表明があった。
- **広域機関では、本データをグラフ化したものを、上記公表日から5営業日後めで公表**することとしており、初回となる10月分は12月7日に公表済。※下図は全国計の10月15日～21日分。

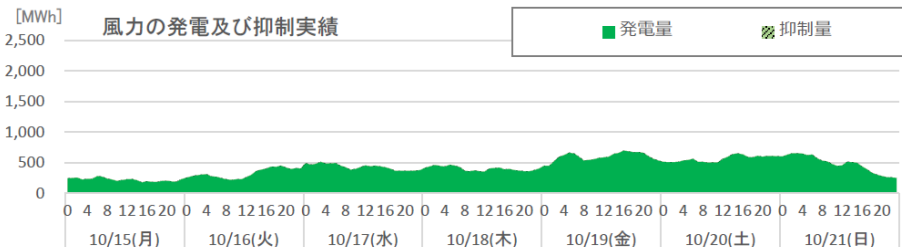
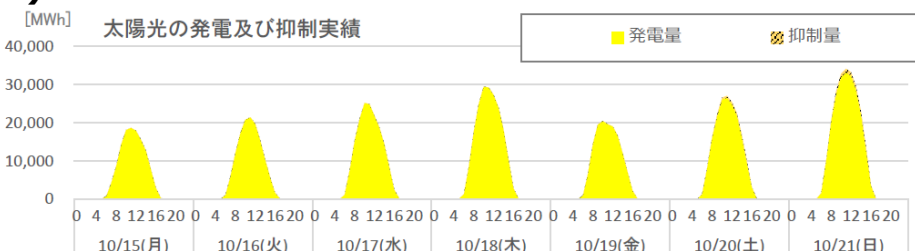
(1) 供給実績



(2) 需要等実績



(3) 太陽光及び風力の発電・抑制実績



1. 中間整理の進捗報告について

(1) 日本版コネクト&マネージ

(2) 出力制御の予見可能性を高めるための情報公開・開示

(3) 系統アクセス業務等の改善

① 工事費負担金の分割払い

② 工事長期化への対応

③ 系統容量への開放に向けた対応

(4) ルール整備を補完する仕組み

2. 再エネ主力電源化等に向けた次世代NWの形成

(1) 系統制約の克服

(2) 調整力の確保・調整手法の高度化

(3) 分散型エネルギーリソースの活用

3. その他報告事項

(1) 北東北募集プロセスの進捗状況

(2) 非化石証書の活用

① 工事費負担金の分割払い

- 工事費負担金の支払いについては、契約後に一括して支払うのが原則となっており、この例外として「工事が長期にわたる場合」には、分割払いを含む支払条件の変更について「協議を求めること」が可能となっている。この点、中間整理において、分割払いが認められる場合の基準を明確にするための検討を進めるとされていたところ。
- これを踏まえ、工事費負担金の分割払いが認められる場合の考え方について、御報告する。

【中間整理アクションプラン】

分割払いが認められる場合の基準を明確にするべく、ルール化に向けて具体的な検討を進める。

【➡広域機関、一般送配電事業者（2018年度早期に）】

工事の長期化に伴う分割払いニーズへの対応

第2回 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 資料2

- 現行ルール（経済産業大臣の認可を必要とする広域機関の送配電等業務指針）では、**工事費負担金については、契約後に一括して支払うのが原則**で、この例外として「工事が長期にわたる場合」には、分割払いを含む**支払条件の変更について「協議を求めること」が可能**となっている。
- 他方で、東北北部募集プロセスの例のように、工事期間が10年以上となることが確実な場合などにおいては、工事費負担金を原則である一括で支払うことは事業者の負担が大きく、また、支払い条件の変更の一般送配電事業者との協議においても、どのような場合には分割払いが可能となるのかが必ずしも明らかにはなっていない。
- このため、**どのような場合に分割払いが可能となるのか**（例えば、工事の設計を切り分けることが可能な場合など）、広域機関及び一般送配電事業者において送配電等業務指針の内容を**明確にするための検討を進めてはどうか**（※）。

※ なお、分割払いで工事を進める際に、当該工事完了前に事業者都合による支払が不能となった場合には、工事をする一般送配電事業者がその分を負担せざるを得ない可能性もあることに留意が必要。

○送配電等業務指針第103条第2項

工事費負担金は、原則として、一般送配電事業者が連系等に必要な工事に着手するまでに、一括して支払うものとする。但し、系統連系希望者は、連系等に必要な工事が長期にわたる場合には、一般送配電事業者に対し、支払条件の変更について協議を求めることができる。

工事費負担金の分割払いが認められる場合の考え方

- 工事費負担金の分割払いが認められる基準について整理のうえ、以下のとおり、広域機関及び各一般送配電事業者のHPに掲載した。
- 分割払いの方法は、協議によってその詳細が決められるものであるため、本基準をベースに、当該案件に応じた分割払いとなるケースも結果として考えられる。

<工事費負担金の分割払いが認められる基準>

- 工事が長期にわたる場合※¹の工事費負担金の分割については、一般送配電事業者において、工事設計・発注などの工程毎の切り分けを検討※²の上、工事工程単位で分割払い（必要費用分をその都度の前払い）。
- ※1 複数年にわたって主要設備（送電、変電等）の資材の発注が伴う場合等
- ※2 切り分けによって工事費等が増加しない範囲で検討
- 募集プロセスなど複数事業者共同負担の場合には、金融機関の債務保証等により、他事業者に影響がないことを担保することで、前述の工事工程単位での分割払い。
- 分割払いが困難な場合には、一般送配電事業者はその理由を示す。

■【分割事例①】 調査測量等と本体工事での分割

工事種別	1年目	2年目	3年目
手続き	工事費負担金契約締結 工事費負担金入金① ▽	工事費負担金入金② ▽	
送電工事 (例)	設計等発注 ▽ 調査測量・設計、用地交渉	資材等発注 ▽ 用地取得・本体工事	運開 ▽

工事費負担金入金①: 調査測量・設計、用地交渉

工事費負担金入金②: 用地取得、本体工事

■【分割事例②】 調査測量等と本体工事(工事種別)での分割

工事種別	1年目	2年目	3年目	4年目	5年目
手続き	工事費負担金契約締結 工事費負担金入金① ▽	工事費負担金入金② ▽	工事費負担金入金③ ▽		
送電工事 (例)	設計等発注 ▽ 調査測量・設計、用地交渉		資材等発注 ▽ 用地取得、本体工事		運開 ▽
変電工事 (例)		設計等発注 ▽ 電気設計	資材等発注 ▽ 本体工事		運開 ▽

工事費負担金入金①: 送電工事(調査測量・設計、用地交渉)

工事費負担金入金②: 送電工事(本体工事、用地取得)、変電工事(電気設計)

工事費負担金入金③: 変電工事(本体工事)

■【分割事例③】 調査測量等と本体工事(工事種別)での分割

工事種別	1年目	2年目	3年目	4年目	5年目	6年目	7年目	8年目	9年目	10年目
手続き	工事費負担金 契約締結 工事費負担金 入金① ▽	工事費負担金 入金② ▽			工事費負担金 入金③ ▽		工事費負担金 入金④ ▽			
送電工事 (例)	設計等発注 ▽ 調査測量・設計 用地交渉		資材等発注 ▽				資材等発注 ▽			運開 ▽
			用地取得*、本体工事				用地取得*、本体工事			
変電工事 (例)			設計等発注 ▽		資材等発注 ▽					運開 ▽
			電気設計		本体工事					

工事費負担金入金①: 送電工事(調査測量・設計、用地交渉)

工事費負担金入金②: 送電工事(本体工事、用地取得)、変電工事(電気設計)

工事費負担金入金③: 変電工事(本体工事)

工事費負担金入金④: 送電工事(本体工事、用地取得)

(*用地取得を分割した場合、用地取得が困難となったり、工期が大幅に遅れる可能性あり)

(注) これら3つの事例については、分割イメージを記載したものであり、実際の支払条件等については、協議により決定される。

1. 中間整理の進捗報告について

(1) 日本版コネクト&マネージ

(2) 出力制御の予見可能性を高めるための情報公開・開示

(3) 系統アクセス業務等の改善

① 工事費負担金の分割払い

② 工事長期化への対応

③ 系統容量への開放に向けた対応

(4) ルール整備を補完する仕組み

2. 再エネ主力電源化等に向けた次世代NWの形成

(1) 系統制約の克服

(2) 調整力の確保・調整手法の高度化

(3) 分散型エネルギーリソースの活用

3. その他報告事項

(1) 北東北募集プロセスの進捗状況

(2) 非化石証書の活用

②工事長期化への対応

- 新たに系統に接続するために系統増強工事が必要となる場合において、工期が長期にわたり、結果として接続に要する時間が長すぎる、といった声が再エネ事業者等から挙げられている。この背景には、再エネ関連設備自体の工事の増加に加え、送配電等設備の高経年対策工事等も増加傾向にあり、工事に従事する人手不足が顕在化しているという構造的課題がある。
- 可能な限り迅速な系統への接続を可能とするための、具体的な方策について御報告する。

【中間整理アクションプラン】

- ①北海道における特定目的会社（SPC）の事例のように、事業者自らが工事を実施する事例の拡大
 - ②増強工事完了までの間、暫定的に連系を可能とする方策の活用拡大
 - ③工事の効率化や生産性向上策等、全国大で限られた人材を最大限に活用するための方策について検討を行う
- 【➡一般送配電事業者】

②ー1. 事業者自らが工事を実施する事例の拡大

- 系統の工事については、現状のルールにおいても事業者自らが送電線の新設工事を行うことが可能である。例えば、送電網の整備が脆弱である北海道の道北地域においては、事業者自らが送電事業を行う特定目的会社（SPC）を設立、送電事業ライセンスを取得し、地域内送電網の整備・運営を行っている。
- このような事例に加え、一部の事業者においては、発電設備から需要設備までを自ら施工・所有している自営線で供給している事例も存在。
- 東北北部エリア電源接続案件募集プロセスにおいては、必要となる工事箇所の数や規模が多くなるため、可能な限り、電源線の整備について発電事業者による施工を東北電力が依頼しているところ。
- こうした事例を後述のワンストップサイト等で周知することで、早期連系を望む発電事業者が一般送配電事業者に関係工事の施工を依頼するのではなく、自ら工事を実施することを検討しやすい環境づくりを進める。

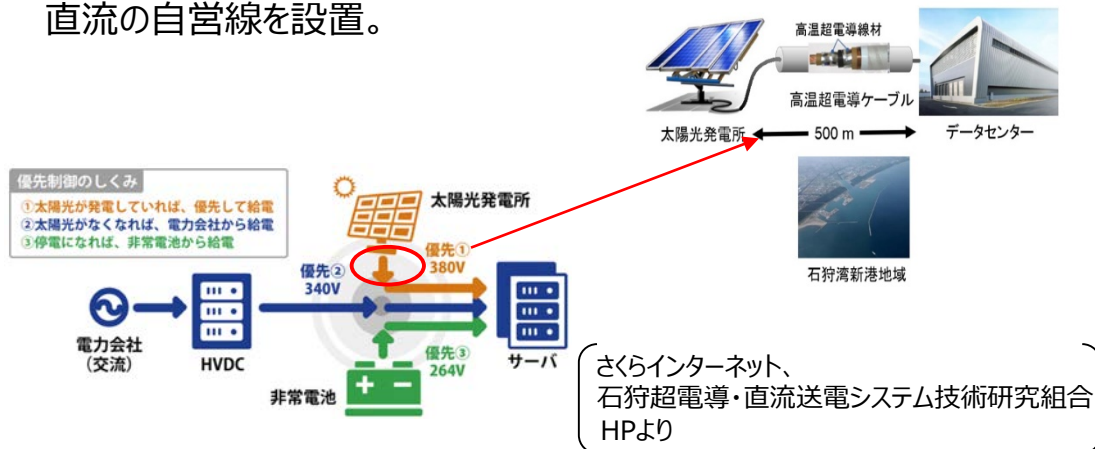
＜事例①＞北海道北部風力送電の事業概要

【送電ルート図】



＜事例②＞さくらインターネット

- ◆ 太陽光発電からデータセンターまでは、直流の自営線を設置。



②－２．暫定的に連系を可能とする方策の拡大

- 東北北部エリアにおける電源接続案件募集プロセスは、入札対象工事が大規模なため、工事が長期になることによりプロセス完了から実際の連系までに10年超の期間を要するという課題があった。
- 課題解決のため、系統ワーキンググループにおいて、優先系統連系希望者のうち、暫定連系を希望する事業者については、**一定の制約を条件に工事の完了を待たずに暫定的な連系を認めるための具体的な手法を検討**し、整理が進んだところ。
- 今後、当該募集プロセスのように、**工事が長期にわたる場合などにおいては、必要に応じて、暫定的な連系が可能となるような検討**を行っていく。

＜東北北部エリア電源接続案件募集プロセスの暫定連系＞

第16回 系統ワーキンググループ 資料1 抜粋

1. 暫定連系対策の制御方式

P8

- ✓ 前回頂いたご意見と、制御システムの導入コスト、制御システムの信頼度から、暫定連系対策として、基幹系統（ループ系統）には「事故時制御（N-1電制）」は適用せず、前回系統WGで提案した「**事故前制御**」を前提に検討していく。
- ✓ 「局所的ループ系統」，「放射状系統」に対しては，「N-1電制」を最大限活用することで系統増強を回避し，連系拡大をはかっていく。

③. 全国大で限られた人材を最大限に活用するための方策

- 一般送配電事業者等は送電工事において、工事効率化や生産性向上の取組を実施している。一例としては、**設備のスリム化**による作業そのものの縮小、**工法の見直し**による作業効率の向上などにより、工事期間の短縮を図っている。
- また、電力会社と送電工事会社の間で各種コミュニケーションを図り、**工事量と送電電工数のバランスを確認した上で、各電力会社が中長期の工事計画を策定**している。加えて、従前より送電電工はエリアをまたいで作業を行っているが、働き方改革を推進していく中で、より丁寧なコミュニケーションを行い、**送電電工の更なる業務環境の改善を行う**ことで、定着率向上にも取り組んでいる。
- 引き続き、各電力会社間での**仕様統一化なども進めることで工事の効率化や生産性向上策**等を図りつつ、官民挙げて送電電工の確保・支援策についても取り組み、全国大で限られた人材を最大限に活用していく。

工事効率化・生産性向上の取組例

（設備のスリム化の例）

- ・ 鉄塔建替基数削減
- ・ 超狭根開き鉄塔の開発、狭根開き鉄柱の採用
- ・ 鉄塔の杭基礎に用いる「いかり材」の小型化

（工法の見直しの例）

- ・ 架空送電線の電線張替工事における新工法の活用
- ・ ケーブル張替え工法の見直し
- ・ 送電工事仮設道路での仮設材活用

施工力の確保例



電工採用支援パンフレット

（送電線建設技術研究会）

電力会社と送電工事会社の間で、エリアを超えた全国大の各種コミュニケーション、電工採用支援活動を展開している

1. 中間整理の進捗報告について

(1) 日本版コネクト&マネージ

(2) 出力制御の予見可能性を高めるための情報公開・開示

(3) 系統アクセス業務等の改善

① 工事費負担金の分割払い

② 工事長期化への対応

③ 系統容量への開放に向けた対応

(4) ルール整備を補完する仕組み

2. 再エネ主力電源化等に向けた次世代NWの形成

(1) 系統制約の克服

(2) 調整力の確保・調整手法の高度化

(3) 分散型エネルギーリソースの活用

3. その他報告事項

(1) 北東北募集プロセスの進捗状況

(2) 非化石証書の活用

③系統容量の開放に向けた対応

- 現行ルール（経済産業大臣の認可を必要とする広域機関の送配電等業務指針）では、系統の容量は、接続契約申込みの受付時点をもって暫定的に確保されることになっているが、接続契約申込み後、契約締結に至らなかったり、工事費負担金が支払われないなどの理由により、長期間にわたり発電事業が開始されていない案件が散見されていた。
- この点、中間整理において、滞留する案件により確保されている系統容量を取り消す取組を円滑かつ迅速に進めていくため、**送配電等業務指針等に規定する基準や手続を標準化・明確化するとともに、一定の事由に該当する場合には原則として連系等を拒み、系統容量を取り消すよう規定の改正を行うべきとされた。**
- これを踏まえ、2018年9月19日、送配電等業務指針（第105条第1項第3号）に基づき「期日までに工事費負担金を支払わない場合」に連系等を拒み、系統容量を取り消すまでの**標準手続例を広域機関のHPに掲載した。**
- また、広域機関の送配電等業務指針を変更することとし、現在、**以下の変更案でパブリックコメントが行われているところ。**なお、当該送配電等業務指針の変更は、他の新規電源の接続の妨げとなっているような場合に、基準の明確化等を前提として系統容量を取り消すものであり、電気事業法第17条第4項に規定する接続の請求に応ずる義務に照らしても適切な措置である。

○送配電等業務指針変更案

（送電系統の容量の確定）

第97条（略）

2 一般送配電事業者は、次の各号に掲げる事情が生じた場合には、前項によって確定した送電系統の容量を取り消す。

- 一 系統連系希望者が、連系承諾後1か月を超えて工事費負担金契約を締結しない場合
- 二 系統連系希望者が、工事費負担金契約に定められた工事費負担金を支払わない場合
- 三 第105条第1項第2号から第5号に基づき連系承諾後に連系等を拒んだ場合

（連系承諾後に連系等を拒むことができる場合）

第105条 一般送配電事業者は、連系承諾後、次の各号に掲げる事情が生じた場合その他の正当な理由があれば、連系等を拒むことができる。

- 一 第97条第2項第1号および第2号に基づき送電系統の容量を取り消した場合

【中間整理アクションプラン】

滞留している案件が抑えている系統容量の開放については、工事費負担金の契約や支払いに関する部分を中心に、広域機関の「送配電等業務指針」など現行ルールの明確化や、容量を取り消す手続の標準化を進める。

【➡広域機関、一般送配電事業者（2018年度早期に）】

長期間運開しない案件への対応

第2回 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 資料2

- 現行ルール（経済産業大臣の認可を必要とする広域機関の送配電等業務指針）では、系統の容量は、接続契約申込みの受付時点をもって確保されることになっているが、接続契約申込み後、**契約締結に至らない、負担金が支払われないなどの理由により、長期間にわたり発電事業が開始されていない案件が散見される。**
- 土地の取得などの一定の投資や、事業開始に向けた必要な手続きの実施など、運転開始に向けた取組をすることなく、あるいは、そうした取組が大きく遅れているといった、**転売目的などにより単に系統容量を確保しているだけの案件**は、系統の空容量を圧迫し、**他の発電事業者の連系の妨げになっているおそれが大きい。**
- 長期間運開しない案件がどの程度の量があるか、**現在調査を実施中。**

○送配電等業務指針

（送電系統の暫定的な容量確保）

第92条 一般送配電事業者は、発電設備等に関する**契約申込みの受付時点をもって、**当該時点以後に受け付ける他の系統アクセス業務において、送電系統（但し、連系線は除く。以下、本条において同じ。）へ契約申込みを受け付けた発電設備等が連系等されたものとして取扱い、暫定的に**送電系統の容量を確保する。**（以下、略）

（送電系統の容量の確定）

第97条 （略）

2 一般送配電事業者は、**第105条に基づき連系承諾後に連系等を拒んだ場合には、**前項によって確定した**送電系統の容量を取り消す。**

（連系承諾後に**連系等を拒むことができる場合**）

第105条 一般送配電事業者は、連系承諾後、次の各号に掲げる事情が生じた場合その他の正当な理由がなければ、連系等を拒んではならない。

一 接続契約が解除等によって終了した場合

二 系統連系希望者が、連系承諾後、工事費負担金の金額等に照らし、通常、工事費負担金契約の締結に必要と考えられる期間を超えて、**工事費負担金契約を締結しない場合**

三 系統連系希望者が工事費負担金契約に定められた**期日までに工事費負担金を支払わない場合**

四 電気事業法、環境影響評価法その他の法令に基づき、発電設備等に関する契約申込みに係る事業が廃止となった場合

五 発電設備等に関する契約申込みの内容を変更することにより、系統連系工事の内容を変更（但し、軽微な変更は除く。）する必要がある場合

六 その他連系承諾後に生じた法令の改正、電気の需給状況の極めて大幅な変動、倒壊又は滅失による流通設備の著しい状況の変化、用地交渉の不調等の事情によって、連系承諾後に連系等を行うことが不可能又は著しく困難となった場合

2 一般送配電事業者は、前項に基づき連系等を拒む場合には、その理由を系統連系希望者に、書面をもって、説明する。

工事費負担金の返金

- 接続契約締結後、工事費負担金を一般送配電事業者に支払った上で、なお、その後、運転開始に向けて、諸手続や工事等の実施といった進捗が見られず、運転開始までに至らない案件も散見される。
- その理由の一つに、事業環境変化などにより、事業者側の判断として、当該事業を前に進めることが困難になったものの、工事費負担金を支払済であるため、事業の撤退をしたくても撤退できない、といったことがあげられる。
- この点、事業者の都合により事業を撤退する場合、支払い済みの工事費負担金は、接続契約締結時に併せて締結している工事費負担金契約等に基づき、それまでに生じた費用（例えば、調査・測量費用、発注済の工事部分など）や（原状回復が必要な場合）原状回復工事に要する費用を算定した上で、当該費用を差し引いた残余额を返金することとなる。
- 一般送配電事業者は、事業者から、事業の撤退・返金の求めがあれば対応することとなっている。今般の未稼働案件対策に係る事業用太陽光発電も含め、このような対応が進むことにより、運転開始に向けた動きが見られない案件のために確保し続けている系統容量が開放されることが期待される。
- こうした点についても明確化した上で、後述のワンストップポータルサイトを活用し、適切に周知を図っていくなど、系統容量の開放に向けた取組を着実に進めていくことが重要ではないか。

1. 中間整理の進捗報告について

- (1) 日本版コネクト&マネージ
- (2) 出力制御の予見可能性を高めるための情報公開・開示
- (3) 系統アクセス業務等の改善
- (4) ルール整備を補完する仕組み**

2. 再エネ主力電源化等に向けた次世代NWの形成

- (1) 系統制約の克服
- (2) 調整力の確保・調整手法の高度化
- (3) 分散型エネルギーリソースの活用

3. その他報告事項

- (1) 北東北募集プロセスの進捗状況
- (2) 非化石証書の活用

ルール整備を補完する仕組みについてのこれまでの議論

- 現場の実態に対応し、ルール整備を補完するための仕組みとして、系統接続等に係るルールの解釈に係る相場観を形成するため、①事例集の作成・継続的な改定、関係機関（資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会、広域機関）の連携深化による②相談・紛争処理機能の強化、系統接続等に係る様々なルールについてのワンストップポータルサイトの創設等の③情報発信機能の強化、について、中間整理のアクションプランに基づき、検討を行ってきたところ、現状及び今後の見通しを御報告する。

【中間整理アクションプラン】

- ルール整備を補完する仕組みとして、事例集の作成・継続的な改定、相談・紛争処理機能の強化、情報発信機能の強化について検討する。
【➡資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会、広域機関（2018年度中に一定の具体化）】

事例集の作成・継続的な改定

- 関係機関で受けた相談事項等のうち、ルールに対する説明を補足するのが適当な事項、発電事業者と一般送配電事業者の間でルール解釈の認識が相違しやすい事項について、実際の事例紹介及び関連する審議会での議論や各機関の提供情報をQ&A形式で作成し、公開することとした。
- 公開後も関係機関間で協議を行い、指針の改定等に応じて事例集の改定も行っていく。

<事例集の内容例>

- ・ 接続検討等についての標準検討期間。標準検討期間を上回る場合の具体例
- ・ 系統の空容量がない場合、接続契約申込が断られることはあるのか
- ・ 系統制約緩和に向けた具体的取組みの内容
- ・ 既設設備について工事費負担が求められる場合
- ・ 工事費負担金の分割払いは認められているのか
- ・ 工事費負担金が大幅に減額される例又は増額される例
- ・ 電源接続案件募集プロセスとはどのようなものなのか
- ・ 電源接続案件募集プロセス参加中での応募申込内容の変更の可否
- ・ 1 事業所に複数の電源線を引き込むことの可否

(例) Q-1. 受付までに相当の日数を要する場合、接続検討や、接続契約申込みの検討が標準検討期間を超える場合の具体例を教えてください。

受付までに相当の日数を要する場合、接続検討や、接続契約申込みの検討が標準期間を超える場合の具体例は、以下のとおりです。

1. 受付までに相当の日数を要する場合（検討開始までに時間を要する場合）

- ① 申込が集中している場合
- ② 接続検討料の入金が遅れた場合（申込が集中し、接続検討料の請求自体が遅れた場合を含む。）
- ③ 申込書類に不備・不足があり修正までに相当の時間を要した場合

2. 標準検討期間を超える場合

- ① 申込が集中している場合
- ② 大規模な工事の検討が必要な場合
- ③ 検討中に前提となる系統状況が大きく変化した場合※

※接続検討中に他の系統連系希望者に対して送電系統の容量を確保したことなどによって、接続検討の前提となる事実関係に変動があった場合は、再度接続検討が必要になる場合があります。

(例) Q-2. 工事費負担金として既に完成している送電設備について費用負担を求められました。どのような場合に負担を求められるのでしょうか。

使用開始から3年以内の特別高圧設備及び又は一部の高圧設備（変電所構内の6kV設備）を利用する場合、施設に要した費用の一部について負担を求められることがあります。こちらの取扱いについては、各一般送配電事業者の託送供給約款等で定められたものとなります。

(例) Q-3. 1事業所に対して、複数の電源線を引き込むことは可能なのでしょうか。

原則としては、1事業所に対して系統から引き込める引込線は1つのみとなっています。ただし、技術上、経済上やむを得ない場合等、特別の事情があると電力会社が認めると、例外として複数引込が可能となる場合がありますので、各電力会社窓口にご相談ください。

また、系統の電源ではなく、例えばオフサイトの非FIT電源を事業者自ら自営線で引き込むことは、電気事業法上は問題が無いと考えられます（国内でも先行事例があります。）。

相談・紛争処理機能の強化

- 発電事業者等が相談内容に応じて適切な関係機関を容易に選択できるよう、後述するワンストップポータルサイトにおいて、各関係機関が担当する系統接続に係る相談内容の範囲や各関係機関が受け持つ紛争処理内容の範囲を明示することとした。
- 今後、事例集の改訂等を通じて相談・紛争処理事例を関係機関で共有することで、更なる連携の深化を図っていく。

<相談窓口>

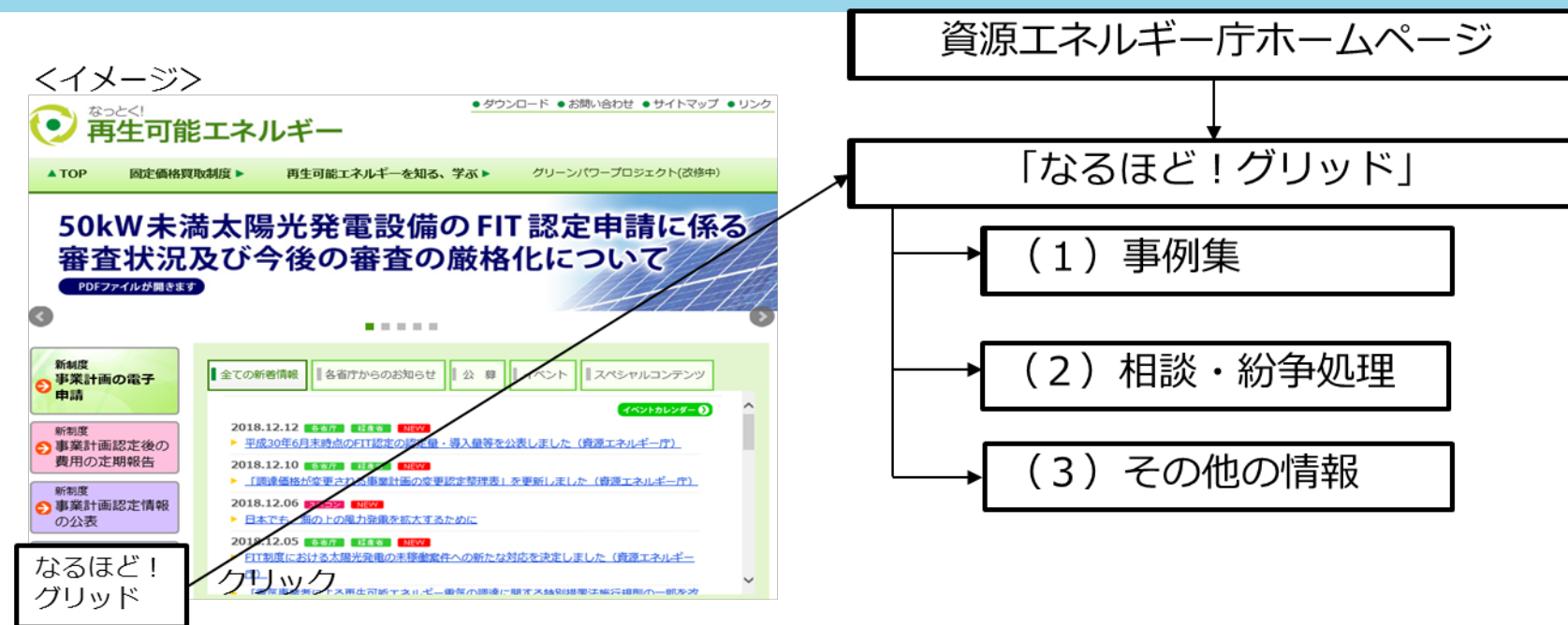
相談先	内容例
資源エネルギー庁	系統接続に関する制度設計 FIT法の解釈・運用
電力・ガス取引監視等委員会	電力の取引に関する法令 (一般送配電事業者の接続義務等)
電力広域的運営推進機関	電源接続案件募集プロセス 広域機関が定めたルール of 解釈・運用
一般送配電事業者	系統接続時の申込手続 契約内容や技術的事項の確認

<紛争処理担当窓口>

相談先	内容例
電力・ガス取引監視等委員会	電気供給事業者間の電力の取引に係る契約の締結に関する紛争の解決
電力広域的運営推進機関	電気供給事業者間の送配電等業務に直接関わる紛争や広域機関が定めたルールに関する紛争の解決

ワンストップポータルサイトの創設

- 資源エネルギー庁ホームページ内の「なっとく！再生可能エネルギー」（以下、「なっとく！再エネ」という。）の中に、**系統接続を希望する事業者等の実務者向けに再エネの接続等に係る様々なルール等について紹介するポータルサイト「なるほど！グリッド（仮称）」を開設**する。
- 当該ポータルサイトにおいて、**事例集や相談・紛争処理の関係機関の紹介だけでなく、出力制御シミュレーションに役立つ公開情報等も一元的に公開**することにより、**利用者にとって有用な情報を効率的にアクセス**できるようにしていく。
- なお、「なっとく！再エネ」のホームページリニューアルは2019年早々に実施予定をしているため、「なるほど！グリッド（仮称）」も**同時期での開設**をできるよう準備を進める。



1. 中間整理の進捗報告について

- (1) 日本版コネクト&マネージ
- (2) 出力制御の予見可能性を高めるための情報公開・開示
- (3) 系統アクセス業務等の改善
- (4) ルール整備を補完する仕組み

2. 再エネ主力電源化等に向けた次世代NWの形成

- (1) 系統制約の克服
- (2) 調整力の確保・調整手法の高度化
- (3) 分散型エネルギーリソースの活用

3. その他報告事項

- (1) 北東北募集プロセスの進捗状況
- (2) 非化石証書の活用

次世代NWの形成に向けた議論の視座

- 再エネ大量導入に向けた次世代NWへの転換につき、以下の視点からご議論をいただきたい。

(1) 系統制約の克服

系統整備・増強を含めた
次世代NW形成について
本格的に検討着手

論点① NW形成の在り方

論点② NWの投資環境整備・費用負担の在り方

論点③ 既存ネットワークコストの最小化

(2) 調整力の確保・ 調整手法の高度化

火力調整力から、
再エネ自身の調整力・市場活用型調整へ

論点① 出力制御の回避に向けた取組

論点② 必要な調整力の具備

論点③ 市場を活用した調整

(3) 分散型エネルギー リソースの活用

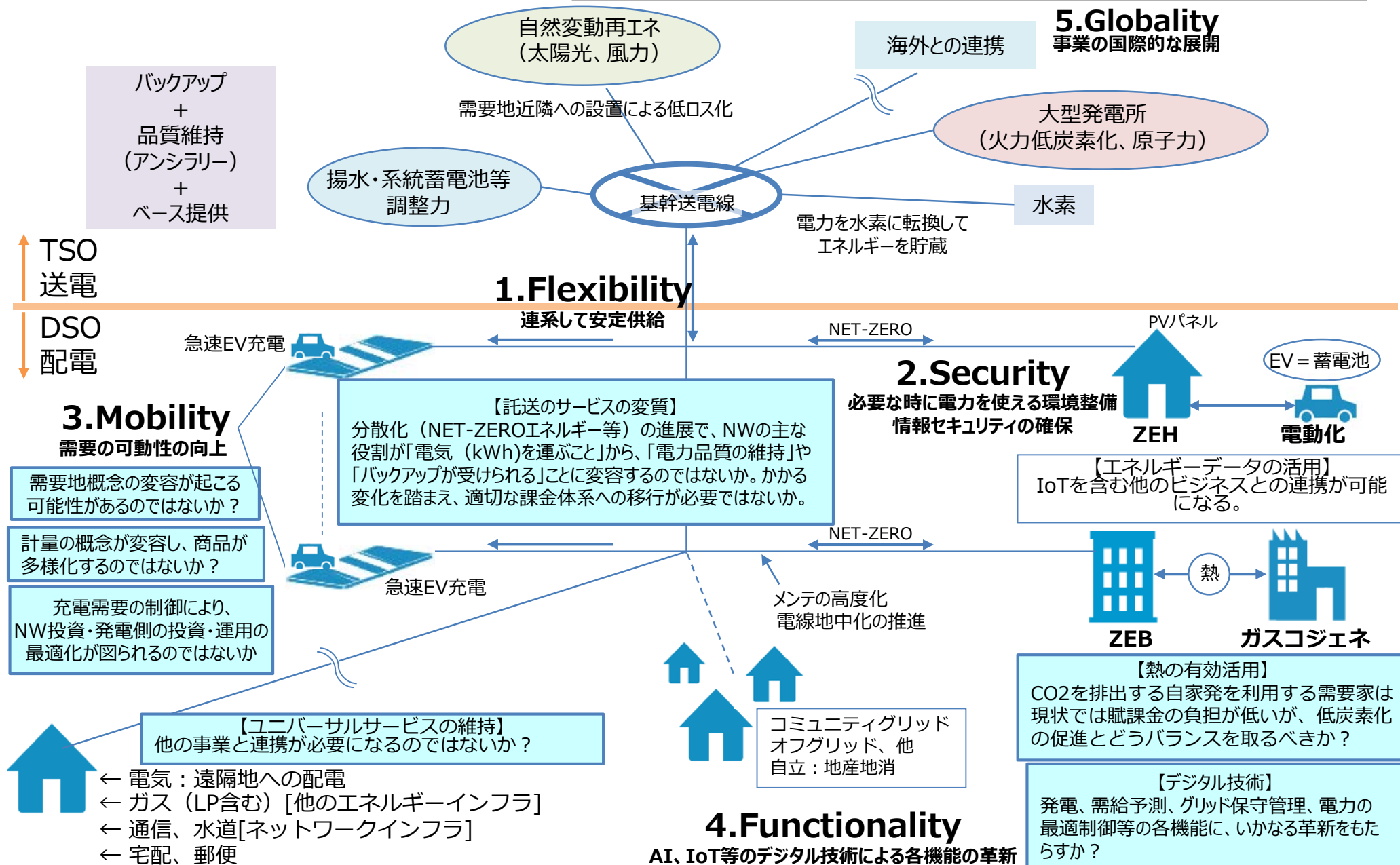
大規模集中型から、
小規模分散型も含めた
多様なプレイヤーのインフラへ

論点① 分散型エネルギーリソースと調和的な電力
ネットワークの在り方

論点② 新ビジネス・他産業連携の可能性

Beyond 2030のNWシステム（「分散化」「広域化」）（イメージ）

第4回 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 事務局提出資料 4



1. 中間整理の進捗報告について

- (1) 日本版コネクト&マネージ
- (2) 出力制御の予見可能性を高めるための情報公開・開示
- (3) 系統アクセス業務等の改善
- (4) ルール整備を補完する仕組み

2. 再エネ主力電源化等に向けた次世代NWの形成

(1) 系統制約の克服

- ① NW形成の在り方
- ② NWの投資環境整備・費用負担の在り方
- ③ 既存ネットワークコストの最小化

(2) 調整力の確保・調整手法の高度化

(3) 分散型エネルギーリソースの活用

3. その他報告事項

- (1) 北東北募集プロセスの進捗状況
- (2) 非化石証書の活用

系統制約の克服に向けた次世代NWの形成について

- 前述のとおり、系統制約の克服に向けて、まずは「既存系統の最大限の活用」に向けた取組を進めてきたところであるが、2030年以降も見据えれば、「系統整備・増強を含めた次世代NW形成」について本格的に検討に着手すべきではないか。
- 次世代NW形成について検討を進めるにあたっては、再生可能エネルギーの主力電源化へ向けて、「大規模電源と需要地をNWでつなぐ従来の電力システム」から「分散型電源も柔軟に活用する新たな電力システム」へと転換を長期的な転換を進めていくとともに、先般成立した再エネ海域利用法の着実な施行への貢献という観点も含め、導入される再エネの規模・特性に応じた系統形成の在り方について検討することが必要ではないか。
- また、再エネの主力電源化に加え、北海道地震による大規模停電を含めた昨今の一連の災害を踏まえたレジリエンスの強化を含め、多様な視点・目的から議論を深めることが必要ではないか。
- 本日は、これらの問題意識も踏まえつつ、ご紹介させていただく諸データや諸外国における系統計画の例も参考としながら、「系統整備・増強を含めた次世代NW形成」の在り方について議論を深めるための視座・論点について御議論いただきたい。

北海道における対策：大規模停電（ブラックアウト）を踏まえた再発防止策

早期対策

- 緊急時のUFRによる負荷遮断量を追加（需要規模309万kW時の場合、+約35万kW）
- 京極揚水発電所発電機2台の稼働状態を前提とした苫東厚真火力発電所発電機3台の運転
- 石狩湾新港LNG1号機活用の前倒し
- 北本連系線の増強（+30万kW）の着実な完工・運転（来年3月）等

中長期対策

- 北本連系線について、新北本連系線整備後の更なる増強、及び既設北本連系線の自励式への転換の是非について、速やかに検討に着手（新北本連系線整備後の更なる増強については、シミュレーション等により増強の効果を確認した上で、ルートや増強の規模含め、来春までを目途に具体化）等

緊急対策（取りまとめ後に即座に実行に着手）

情報発信

- Twitterやラジオ等、多様なチャネルを活用した国民目線の情報発信
- 現場情報をリアルタイムに収集するシステムの開発等による被害情報・復旧見通しの収集・提供の迅速化等

早期復旧

- 自発的な他の電力会社の応援派遣による初動迅速化
- 資機材輸送や情報連絡等、関係機関、自治体と連携した復旧作業の円滑化等

中期対策（取りまとめ後に即座に検討に着手）

防災対策

- 電源への投資回収スキーム等供給力等の対応力を確保する仕組みの検討（調整力の必要量の見直し、稀頻度リスク等への対応強化（容量市場の早期開設や取引される供給力の範囲拡大含む）等）
- ブラックアウトのリスクについての定期的な確認プロセスの構築
- レジリエンスと再生可能エネルギー拡大の両立に資する地域間連系線等の増強・活用拡大策等の検討
- その際、レジリエンス強化と再生可能エネルギー大量導入を両立させる費用負担方式やネットワーク投資の確保の在り方（託送制度改革含む）について検討
- 災害に強い再エネの導入促進（太陽光・風力の周波数変動に伴う解列の整定値等の見直し（グリッドコードの策定等）、ネットワークのIoT化、地域の再エネ利活用モデルの構築、住宅用太陽光の自立運転機能の利活用促進）
- 需要サイドにおけるレジリエンス対策の検討（Ex.ディマンド・レスポンスの促進、スマートメーターの活用等）
- 合理的な国民負担を踏まえた政策判断のメルクマールの検討（停電コストの技術的な精査）
- 火力発電設備の耐震性の確保について、国の技術基準への明確な規定化等

情報発信

- 電力会社が提供可能な情報と災害復旧時に必要となる情報を整理し、道路や通信等重要インフラ情報と共に有効活用できるシステム設計の検討
- ドローン、被害状況を予測するシステム等の最新技術を活用した情報収集等

早期復旧

- 送配電設備等の仕様共通化
- 復旧作業の妨げとなる倒木等の撤去を迅速に行えるような仕組み等の構築
- 災害対応に係る合理的費用を回収するスキームの検討
- 需給ひっ迫フェーズにおける卸電力取引市場の取引停止に係る扱いの検討等

2. 中期対策(取りまとめ後に即座に検討に着手)

<防災対策(ブラックアウト等の発生を最大限回避)>

(1) 北本連系線の更なる増強等の検討に着手することを始めとした、北海道におけるブラックアウト等の再発防止策

今般の北海道における大規模停電において、北本連系線が地震後、ブラックアウトまでの間に相当程度機能したものの、結果としてブラックアウトを防止できなかったこと、北海道エリアの電源構成は老朽火力発電所を多く抱えていることなどに鑑み、北海道エリアの今後の再生可能エネルギーの導入拡大と中長期的な供給力及び調整力の安定的な確保を両立させるため、ひいては中長期的観点から北海道におけるブラックアウト等の発生リスクを低減させるため、検証委員会の中間報告の提言も踏まえ、北本連系線については、新北本連系線整備後(合計連系容量60万kWから90万kWに増強後)の更なる増強、及び現在の北本連系線の自励式への転換の是非について、広域機関において速やかに検討に着手する。新北本連系線整備後(合計連系容量60万kWから90万kWに増強後)の更なる増強については、シミュレーション等により増強の効果を確認した上で、ルートや増強の規模含め、来春までを目途に具体化を図る。

(2) 供給サイドにおける対策

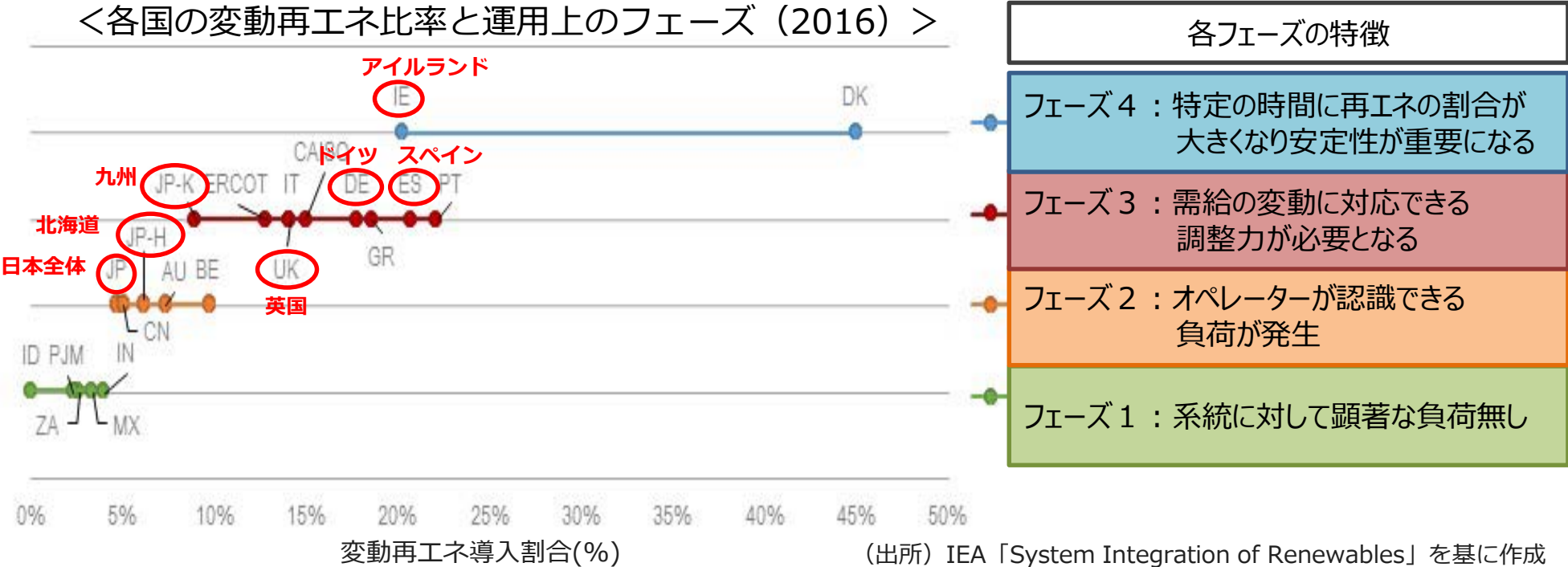
② レジリエンスと再生可能エネルギー拡大の両立に資する地域間連系線等の増強・活用拡大策等の検討

災害時等に電源脱落等が発生した場合に備えレジリエンスを高めるとともに、再生可能エネルギーの大量導入に資するため、各地域間を結ぶ連系線等について、東日本大震災後に講じられている各種の地域間連系線強化対策の現状も踏まえつつ、需給の状況等を見極めながら、増強・活用拡大策について検討する。

その際、北本連系線の新北本連系線整備後(合計連系容量60万kWから90万kWに増強後)の更なる増強等も含めて、これらの検討にあたって、増強等の意義を整理するとともに、レジリエンス強化と再生可能エネルギー大量導入を両立させる費用負担方式やネットワーク投資の確保の在り方(託送制度改革含む)についても、関係者の意見を踏まえつつ、政府にて検討に着手する。

また、「需給調整市場」の構築の着実な実施など、調整力の広域的な最適調達・運用を可能とするための制度整備について検討を行っていく。

- 国際エネルギー機関（IEA）によれば、自然変動再エネ導入比率に相関して4つの運用上のフェーズが存在する。
 - ・フェーズ1ではローカル系統での調整が必要となる。
 - ・フェーズ2では系統混雑が現れ始め、需要と変動再エネのバランスが必要となる。
 - ・フェーズ3では出力制御が起こり、柔軟な調整力や大規模なシステム変更が必要となる。
 - ・フェーズ4では変動再エネを大前提とした系統と発電機能が必要となる。
- フェーズ4にはアイルランドとデンマーク、フェーズ3には欧州各国（ドイツ、スペイン、英国等）、フェーズ2には北米・南米・アジア・オセアニアの各国が位置する。九州は再エネ導入が進む欧州各国と同じフェーズ3に位置する。
- 再エネの出力制御は、自然変動再エネが増えれば電力の需給バランスを保つために必然的に起きうるものであり、アイルランド（フェーズ4）やスペイン（フェーズ3）などでも行われている。



基幹系統も含めた系統制約の発生

- FIT制度の開始後、急速に再エネの導入が進んだことで、一部の地域で系統制約が顕在化。
- 発電事業者の負担が高額となる基幹系統における系統制約も発生。

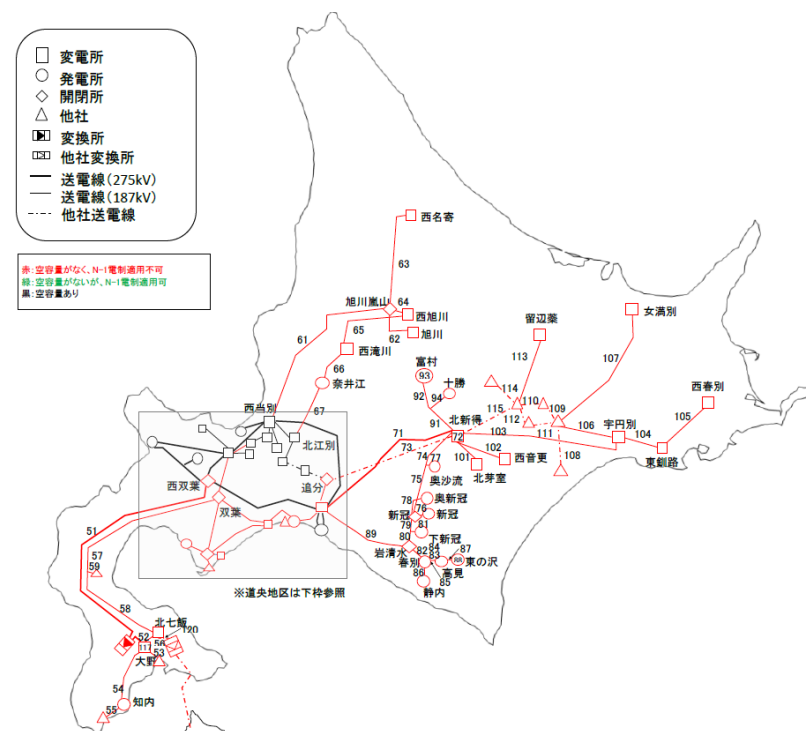
2012年11月時点

※オレンジ部分が連系制約が発生する
可能性のある系統



2018年12月時点

※赤色部分が空き容量無しの系統

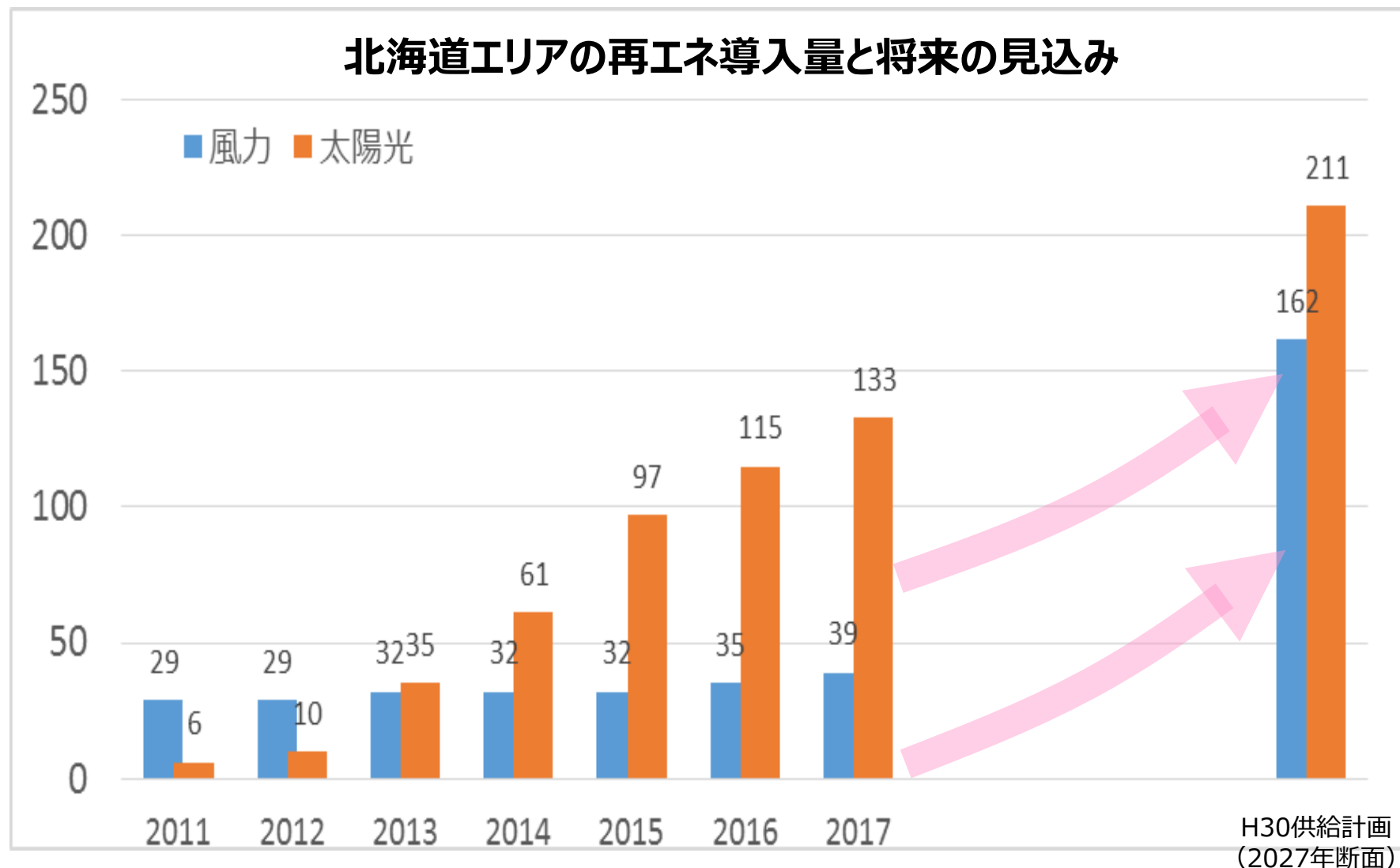


再エネの接続契約申込済の容量
(承諾済、接続済含)

約43万kW ———— 約10倍増 ———— 約424万kW

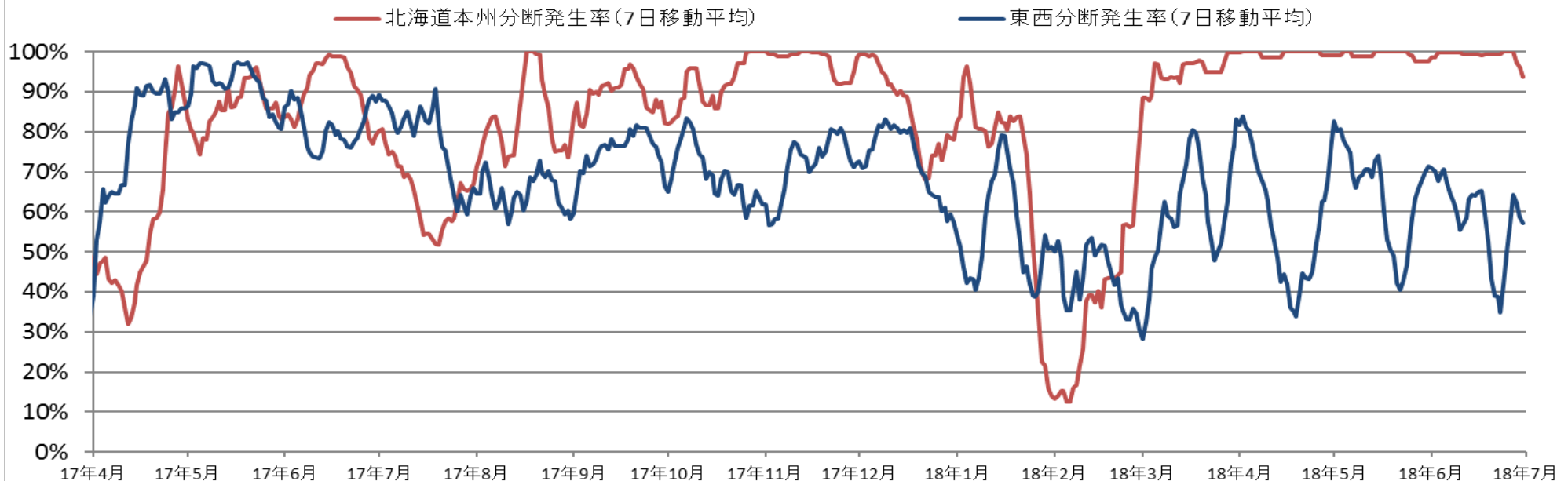
再エネ導入と地域間連系線の活用（北本連系線）

- 現在の潮流実績によれば北流（東北エリアから北海道エリアへの潮流）において混雑が発生しているが、将来の北海道エリアにおける再エネ大量導入等を考慮すれば、今後、南流（北海道エリアから東北エリアへの潮流）により混雑が発生する可能性もあるのではないか。



- 北本連系線や、東京中部間連系線（FC）においては、頻繁に容量超過が発生し、市場が分断。例えば、限界費用の低い再エネ電源等が新たに接続された場合においても、全国大でそのメリットを享受しにくい状況。

北海道本州及び東西の市場分断発生率の推移
(2017年4月1日～2018年6月30日)



※分断発生率：1日48コマの中で、市場分断が発生したコマの割合

※東西分断発生率：東京エリアと中部エリアの間で1日48コマの中で市場分断が発生したコマの割合

再エネ海域利用法と系統整備の在り方

- 「**再エネ海域利用法**」が第197回国会において成立し、本年12月7日に公布。今後、同法に基づき、経産大臣・国土交通大臣が、**風況・海象等の自然条件が良く、系統接続が見込まれる等の要件**を満たす場所を「**促進区域**」として指定し、当該区域における**洋上風力発電の立地を促進**していくこととなる。
- 一方、**既存系統と洋上風力等の立地地域に特性がある再エネの適地には乖離が存在**。これまでも電源接続案件募集プロセスを通じた発電事業者の発意に基づく基幹系統の増強は行われてきたが、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**については、必要な**系統増強が大規模になるほど更に不確実性が高まり**、現在の仕組みではそれを実現するために**必要な参加者を確保できない可能性**も想定される。
- 再エネ海域利用法の成立を契機に、国民負担抑制の観点から、発電コストと系統コストのトータルでの最小・最適化を目指す中で、**再生可能エネルギーの大量導入に向けて、再エネの規模・特性に応じた系統形成を進めるため、費用負担の在り方も含め、具体的な方策を検討**していく必要があるのではないか。

海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律の概要（略称：再エネ海域利用法）

○ 長期にわたり海域を占有する海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用を促進するため、基本方針の策定、促進区域の指定、当該区域内の海域の占有等に係る計画の認定制度を創設する。

①政府は、促進区域における再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用を促進するための**基本方針**を策定（閣議決定）

②経済産業大臣及び国土交通大臣が、農林水産大臣、環境大臣等との協議や、協議会等の意見聴取を経た上で**促進区域を指定し、公募占用指針**を策定

③事業者は、経済産業大臣及び国土交通大臣に**公募占用計画**を提出

④経済産業大臣及び国土交通大臣は、発電事業の内容、供給価格等により最も適切な計画の提出者を選定し、当該**公募占用計画**を認定

⑤事業者は、公募占用計画の内容（発電事業の内容、供給価格等）に基づきFIT認定を申請 ⇒ 経済産業大臣は、FIT法に基づき認定

⑥事業者は、認定公募占用計画に基づき**占用の許可**を申請
⇒ 国土交通大臣は、**占用を許可**（最大30年間）

【参考】海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律（抜粋）

第8条 経済産業大臣及び国土交通大臣は、基本方針に基づき、我が国の領海及び内水の海域のうち一定の区域であつて次に掲げる基準に適合するものを、海洋再生可能エネルギー発電設備整備促進区域として指定することができる。

一 海洋再生可能エネルギー発電事業の実施について、気象、海象その他の**自然的条件が適当**であり、海洋再生可能エネルギー発電設備を設置すればその出力の量が相当程度に達すると見込まれること。

二～三 （略）

四 **海洋再生可能エネルギー発電設備と電気事業者が維持し、及び運用する電線路との電氣的な接続が適切に確保されることが見込まれること。**

五・六 （略）

2～7 （略）

(参考) 諸外国の系統整備・増強の在り方

- 一部の国では計画的に系統整備・増強計画を策定している動きもあり。

	基幹系統の 形成計画の作成	基幹系統の 形成計画の承認	費用負担 (電源線を除く)
ドイツ	4 TSOs (系統運用者)	BNetzA (規制機関) ※経済性等に関する協議を実施	原則系統運用者 (送電事業者) 負担※ ※レベニューキャップ規制の下、託送料金に反映。
イギリス	3TOs (送電系統所有者)	Ofgem (規制機関) ※経済性等に関する評価を実施	原則系統所有者 (送電事業者) と発電事業者の負担※ ※RIIO方式の枠組みの中で審査され、託送料金に反映 ※費用負担はTSO/DSOレベルで異なる
アメリカ (カリフォルニア)	CAISO (独立系統運用者)	CAISOの評議会 ※NERC, WECCが策定した北米大の系統信頼度基準との整合を評価	原則系統所有者(送電事業者) 負担※ ※競争入札により工事を担当する送電事業者を決定し、総括原価方式の下、当該送電事業者の託送料金に反映

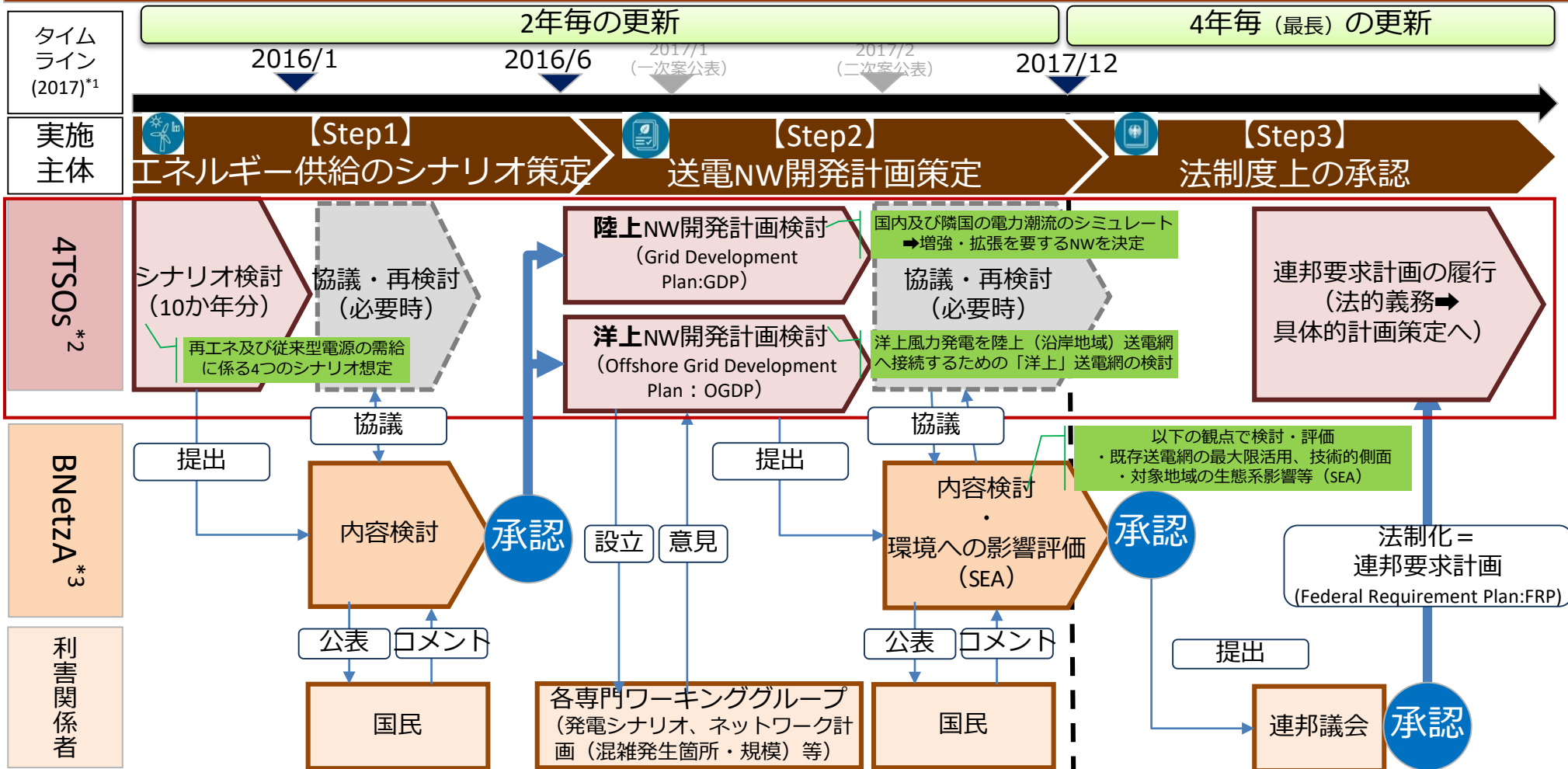
(参考) 各国における系統増強プロセスの全体像 (ドイツ) -1/2-



46

- 2011年の電力系統拡張加速化法の施行以降、隔年（2015年までは毎年）でTSO4社が再エネ導入に係る複数の将来シナリオの想定、及び増強・拡張が必要な送電線（380kV等）を特定、BNetzA(規制当局)が承認。当該計画は少なくとも4年に1度法制化し法的拘束力を具備。当該設備投資に要するコストはレベニューキャップに反映。

<系統整備・増強に係るプロセス概要>

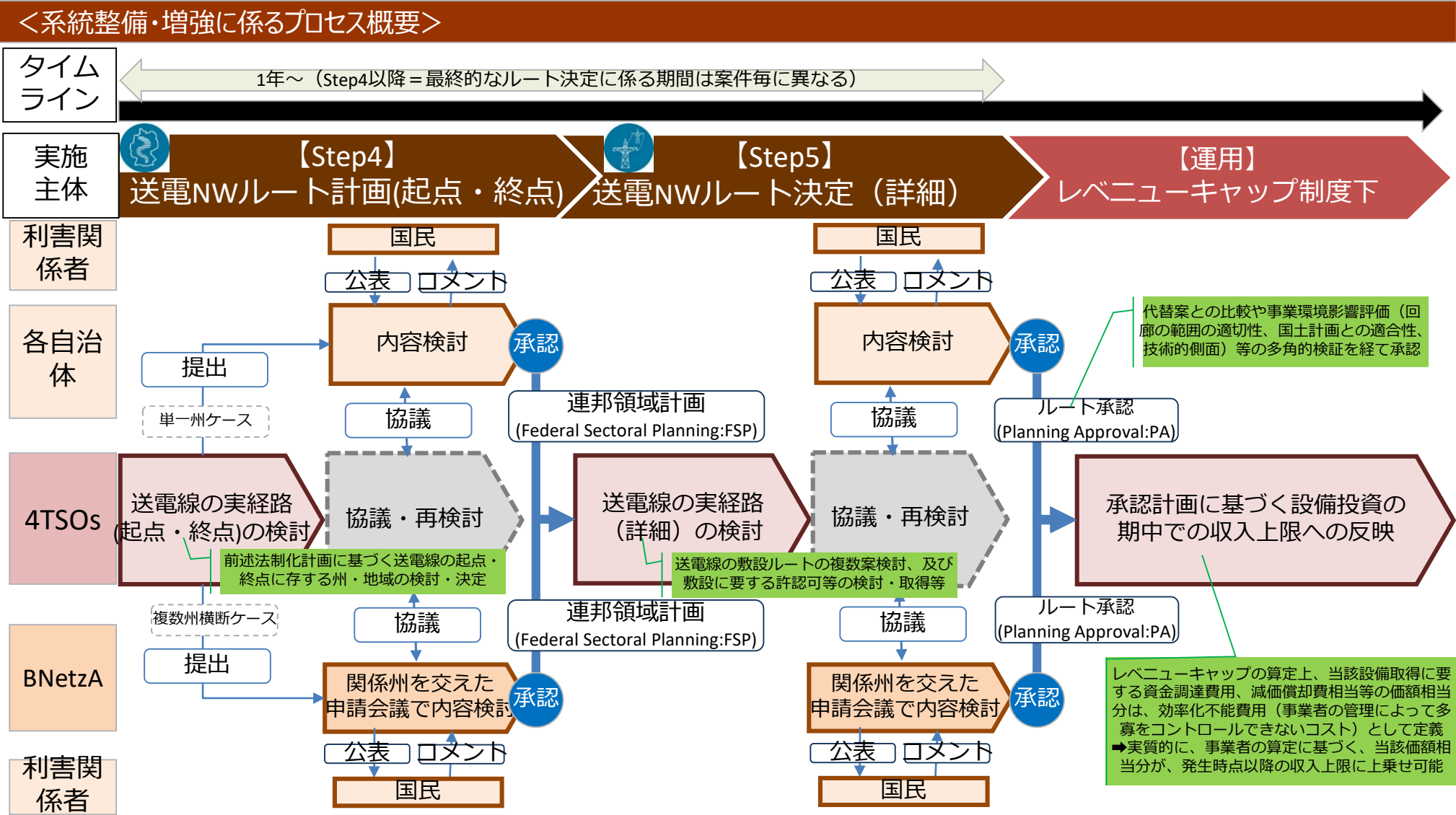


*1: 直近2017年におけるタイムフレームを記載。なお、2015年以前は毎年度実施していたStep1～2の計画策定プロセスを、2017年より隔年に変更。当該変更は、策定・承認の効率化・簡略化を企図したものと想定。

*2: TSO=系統運用者（送電事業者）。4TSOs=50Herz、Amprion、TenneT、TransnetBWの4社（2018年時点）

*3: 連邦ネットワーク庁。電気・ガス・通信・郵便・鉄道を対象とした規制当局。エネルギー分野では、料金規制等を含む監視・監督を通じ公平なネットワークアクセスの確保等を担保。日本の電力ガス取引監視等委員会に相当。

出典：Net Entwicklungsplan Strom等に基づきPwC作成。



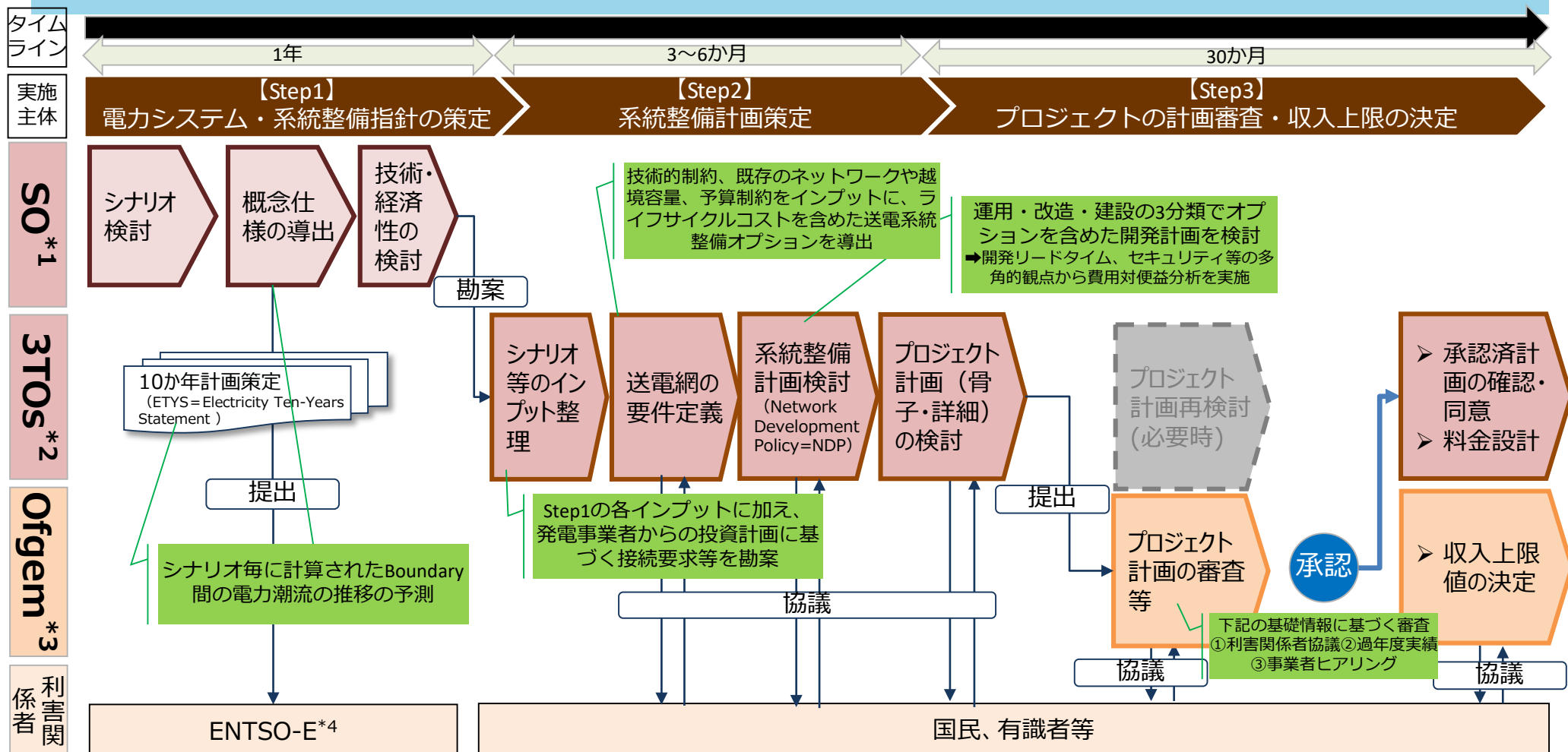
出典 : Net Entwicklungs Plan Strom等に基づきPwC作成。

(参考) 各国における系統増強プロセスの全体像 (イギリス)



48

- 英国では、3TOs（系統設備所有者）が毎年、SO（系統運用者）による将来の電力システムの複数想定シナリオを基礎として、主として地域（Boundary）をまたぐ系統整備計画（275kV～）を検討・策定。当該計画の妥当性は託送料金の審査プロセスの枠内で審査される。

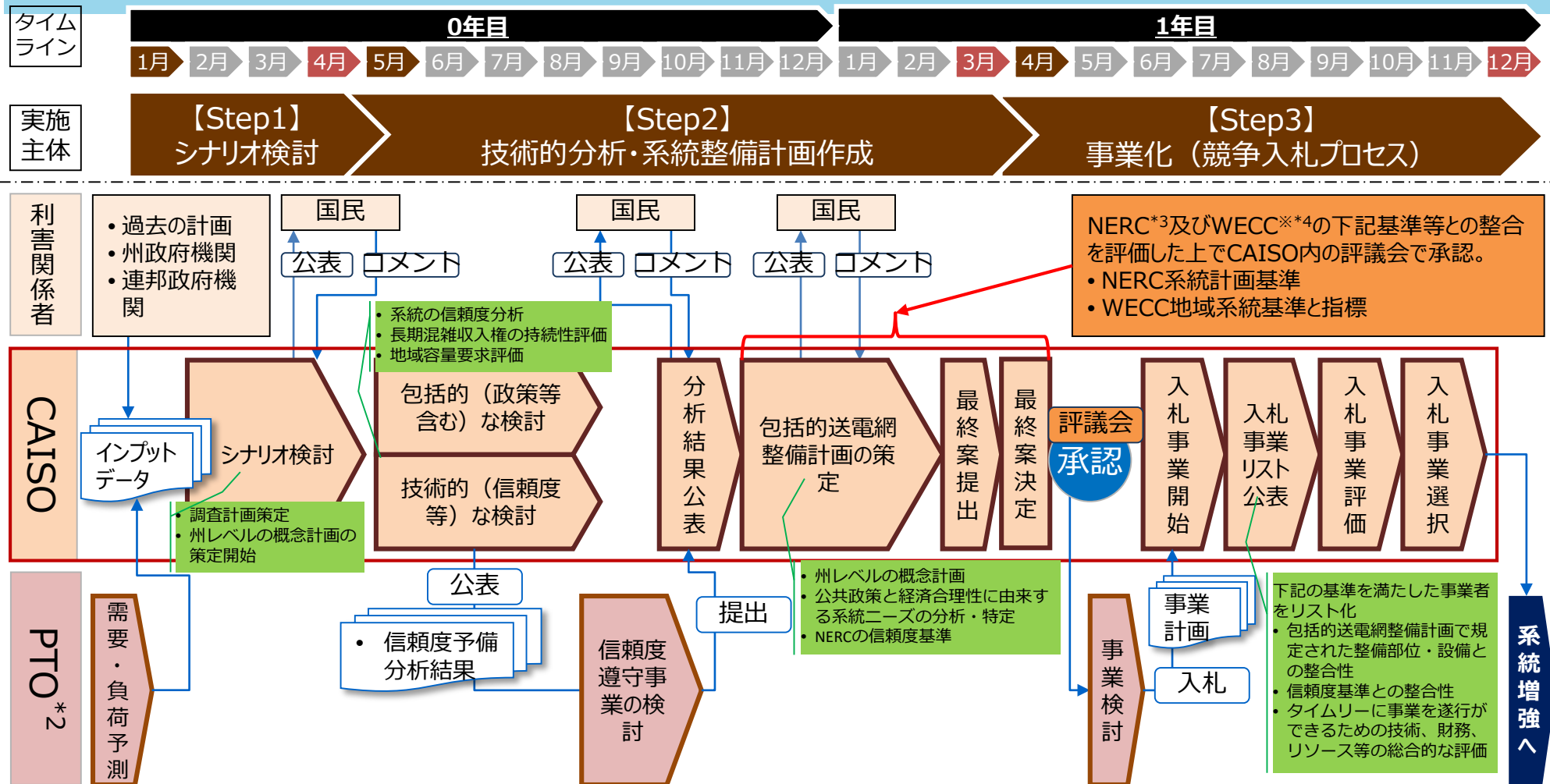


出典: NGET – Network Development Policy(2017) 、Ofgem – Guidance on the Strategic Wider Works arrangement(2017) 等に基づきPwC作成。



(参考) 各国における系統増強プロセスの全体像 (米国カリフォルニア州)

- 米国カリフォルニア州では、CAISO^{*1}主導で、系統信頼度、州エネルギー政策との整合性、経済合理性を勘案した系統開発計画（200kV～）を策定。当該計画に基づき必要性が特定された増強事業は競争入札プロセスを経て決定。



*1: CAISO: カリフォルニア州独立系統運用機関。州の広域系統運用を行う。*2: PTO: 系統開発計画に参加する送電事業者。*3: NERC: 北米電力信頼性協議会。北米大の系統信頼度基準を策定し、遵守の強制と監視を行う。

*4: WECC: 西部系統電力信頼性協議会。NERCの下部組織として、北米大陸西部(カリフォルニア州を含む)の地域系統信頼度基準を策定し、遵守の強制と監視を行う。

1. 中間整理の進捗報告について

- (1) 日本版コネクト&マネージ
- (2) 出力制御の予見可能性を高めるための情報公開・開示
- (3) 系統アクセス業務等の改善
- (4) ルール整備を補完する仕組み

2. 再エネ主力電源化等に向けた次世代NWの形成

(1) 系統制約の克服

- ① NW形成の在り方
- ② NWの投資環境整備・費用負担の在り方
- ③ 既存ネットワークコストの最小化

(2) 調整力の確保・調整手法の高度化

(3) 分散型エネルギーリソースの活用

3. その他報告事項

- (1) 北東北募集プロセスの進捗状況
- (2) 非化石証書の活用

NWの投資環境整備・費用負担の在り方について

- 「系統整備・増強を含めた次世代NW形成」を実現するためには、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。
- また、「系統整備・増強を含めた次世代NW形成」は、前述の通り、再エネの主力電源化やレジリエンスの強化を含め、多様な視点・目的から行われるところ、これらの目的やそれによって生まれる便益を踏まえた費用負担の在り方について検討することも必要。
- 本日は、これらの問題意識も踏まえつつ、ご紹介させていただく諸外国における投資環境整備に資する制度の事例も参考としながら、「NWの投資環境整備・費用負担」の在り方について議論を深めるための視座・論点について御議論いただきたい。

(参考) NWコスト改革に係る3つの基本方針

第3回 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 事務局提出資料2 (一部修正)

- 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

- 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。

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

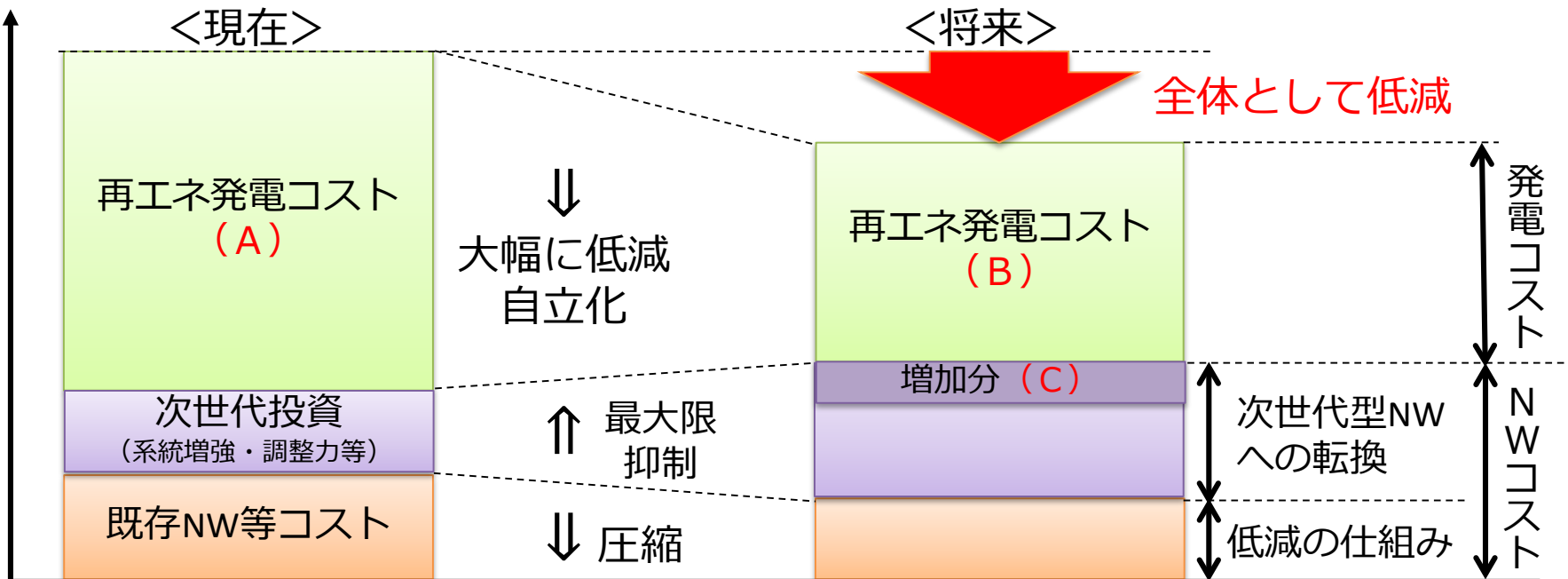
- 再エネ大量導入を実現する次世代NWへの転換
- 「発電+NW」の合計でみた再エネ導入コストの最小化

コスト = 単価 ↓ × 量 ↑

最大限抑制

再エネ導入コスト： A (現在) > B + C (将来)

円/kWh



※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

- 本年6月、電力・ガス取引監視等委員会のWGは、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」を求めること等を内容とする「中間とりまとめ」を公表。電力・ガス取引監視等委員会は、この内容を踏まえた託送料金制度の見直しについて、経済産業大臣に建議。
- 2020年以降のできるだけ早い時期を目途に導入することを目指し、現在、発電側基本料金の導入等が必要となる制度整備やスケジュールの具体化に向けた作業を進めているところ。

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、発電所から系統に流れる**最大潮流(kW)**に応じて送配電設備を構築・維持・運用
 - ➡ 発電所の設備利用率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、発電側は接続時の初期費用(特定負担)以外の費用を負担をしないため、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の主な方向性

送配電網の効率的な利用を促し、 発電・NWコスト全体の削減・最適化を図る

① 発電側基本料金の導入

- 発電側が系統コストに与える影響(逆潮kW)に着目し、発電側に応分の負担を求める(系統利用の受益に応じた負担)
 - 発電側に設備利用率を向上させるインセンティブとなる
- (注) 発電側基本料金等の導入に当たって、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

【制度見直しに向けたスケジュール】

2020年以降のできるだけ早い時期を目途に導入することを目指す。ただし、関連する制度改革の進捗との整合性やシステム開発等の各事業者の準備期間等を適切に考慮する。

- 再エネ大量導入等の環境変化を踏まえた次世代NWの構築にあたり、NWコストの負担の在り方（どのような費用か、誰が負担すべきか、どのように負担すべきか）についても改めて検討することが必要ではないか。

<留意すべき論点（例）>

- ✓ 再エネ大量導入に対応した負担の在り方をどのように考えるべきか。たとえば、再エネの地域偏在性によって、エリアごとに発生している負担の濃淡をどう調整していくべきか。
- ✓ 全国大での最適運用が今後進展する中、NWコストの負担の在り方をどのように構築すべきか。
- ✓ 分散型の進展等により系統需要が減少傾向となる中、持続的なNWシステムをどのように維持すべきか。
- ✓ 様々な環境変化が起こる中で、公共領域（独占）と私的領域（競争）に変化が生じていくのであれば、その変化に対応した負担の在り方も検討すべきではないか。

<一般的な費用の負担方法>

類型	託送料金	税、賦課金等
負担主体	すべての小売電気事業者	すべての送配電／小売電気事業者
最終負担者	各地域内の全ての需要家	全国全ての需要家
負担額の水準	各地域内で同一	全国同一
負担額の決定主体	各事業者が設定（国の認可・届出）	国
再エネ導入時代の負担の公平性	再エネの地域偏在性→エリアごとに負担濃淡	全国一律
収入と支出の一致	事前設定＋効率化インセンティブ	事後調整（賦課金）

※現行制度の考え方をもとに整理したもの

- 欧米等の海外では、効率化を促進する制度を追求した結果、NW投資が困難となったことから、効率化とNW投資が両立するような方向での制度改革を進めている。

(1) プライスキャップ制度の導入 (1983年～)

政府の低廉な託送料金実現のためのコスト効率化要請を受け、総括原価方式から物価指数等を基に、期間中のkWhの単価上限を1年毎に設定するプライスキャップ制度に移行。費用削減インセンティブは増加。

制度の見直し

(2) レベニューキャップ制度の導入 (PRI-X方式) (1993年～)

単価上限から総収入上限に変更することで、送電量の追求から送電効率性への追求へのシフト (更なる効率性追求)。効率化の結果、事業者が短期的投資に焦点を向け、再エネの大量導入に備えた長期的に必要な投資が行われなくなるなど、効率化と中長期投資の両立が困難となる恐れが強まった。

制度の見直し

(3) レベニューキャップ制度の更新 (RIIO- I 方式) (2013年～)

①収入と実コストの差分の約半分を顧客に還元 (託送料金の削減) し、残りを託送収支上の利益にできる仕組みと②期中に発生した投資に応じて、収入上限の調整を認める仕組み (変分改定)を導入することで効率化と同時に再生可能エネルギーの大量導入と供給の質の問題に対応。

- 欧米等の海外では、効率化を促進する制度を追求した結果、NW投資が困難となったことから、効率化とNW投資が両立するような方向での制度改革を進めている。

(1) レベニューキャップ制度の導入 (2009年～)

- ・ 実績をベースに今後5年間の収入上限を設定。非効率コストとして認定されたコストは期間内に0にしなければならない一方で、収入と実コストの差分は全て事業者の利益となるため、送配電事業者におけるコスト効率化が加速した。
- ・ 一方で、期間中に発生した投資に応じて収入上限の調整を認める仕組みが無かったため、再生可能エネルギーの導入が進み、系統増強の必要性が高まる中にもかかわらず、投資が抑制されていた。加えて、効率化を優先した結果として投資費用が抑制されて供給の質が低下する懸念が指摘されるなど、効率化と中長期投資の両立が困難となる恐れが強まった。

制度の見直し

(2) 変分改定制度の導入 (TSO:2012年～ DSO:2016年～)

系統増強費用や調整力調達費用といった期中に発生した投資に応じて、収入上限の調整を認める仕組み(変分改定)を導入することで、効率化と同時に、再生可能エネルギーの大量導入と供給の質の問題に対応。

1. 中間整理の進捗報告について

- (1) 日本版コネクト&マネージ
- (2) 出力制御の予見可能性を高めるための情報公開・開示
- (3) 系統アクセス業務等の改善
- (4) ルール整備を補完する仕組み

2. 再エネ主力電源化等に向けた次世代NWの形成

(1) 系統制約の克服

- ① NW形成の在り方
- ② NWの投資環境整備・費用負担の在り方
- ③ 既存ネットワークコストの最小化

(2) 調整力の確保・調整手法の高度化

(3) 分散型エネルギーリソースの活用

3. その他報告事項

- (1) 北東北募集プロセスの進捗状況
- (2) 非化石証書の活用

既存NWコスト等の徹底的なコスト削減

- 再生可能エネルギーの最大限の導入を図りつつも、国民負担を抑制していく観点から、再生可能エネルギーの導入拡大等に伴い増大するNWコストを最大限抑制するため、既存NW等のコストを徹底して削減する必要がある。
- この既存NW等のコストの徹底削減の一環として、各社の仕様統一化を進め、調達手法を改善するとともに、定期的な国への情報開示による取組状況の確認が行われる方策について、検討を行ったので御報告する。

【中間整理アクションプラン】

- 海外の制度や他の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方策を検討する。
- 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る。

【➡資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会】

仕様統一化に取り組む品目

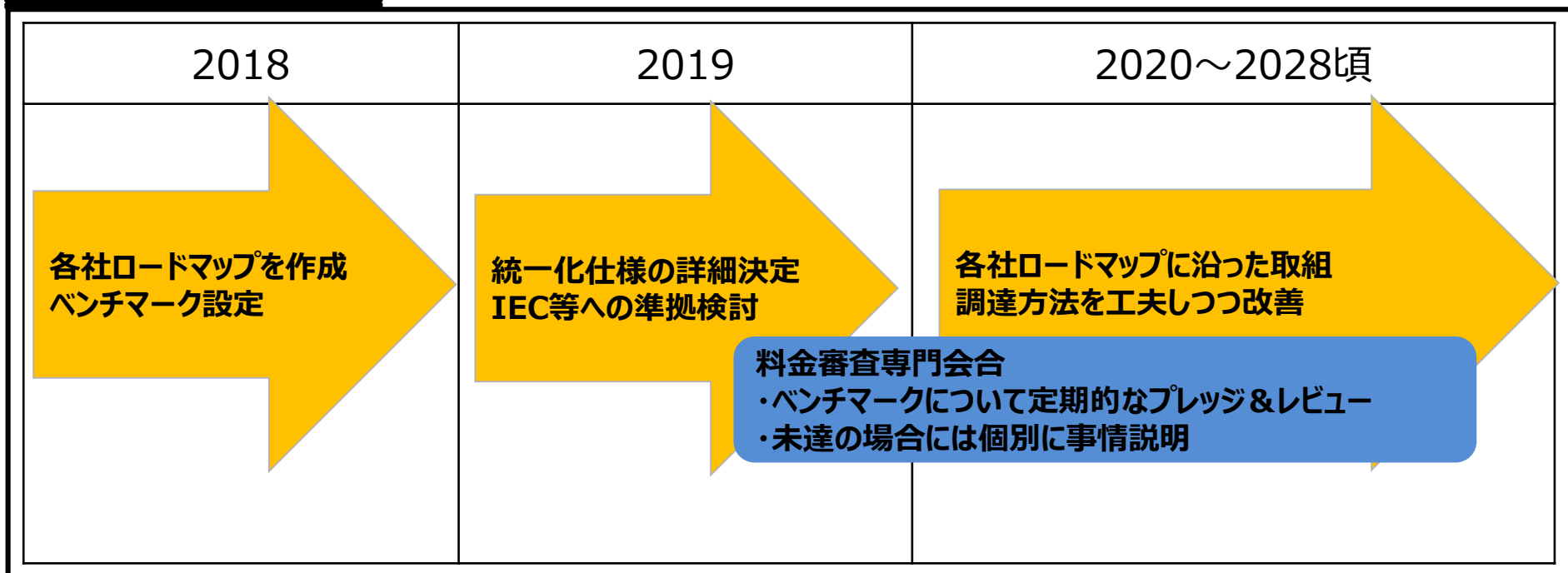
- 既存ネットワークコストの低減と、再エネの接続費用の低減を目指すため、まずは、調達額が大きく、新規の電源アクセスの際にも使用される以下 3 品目について、仕様統一化に取り組むこととしてはどうか。

対象品目	イメージ図	選定理由	統一化の方向性
架空送電線 (ACSR/AC)		- 再エネ導入に係る新設工事でも追加的に使用される。 - 全国的な調達額が大きい。 ※主に超高電圧で使用される耐熱性の高いアルミ線（TACSR）も存在するが、電源アクセスの際に必要なケースの多い、本製品について検討。	仕様数2 → 全国大で統一 ※アルミ送電線には通常の仕様(ACSR)と、耐食性の高いもの(ACSR/AC)が存在するが、価格差が小さいため、耐食性の高い仕様に全国で統一。
ガス遮断器 (66・77kV)		- 再エネ導入に係る新設工事でも追加的に使用される。 - 各社の仕様が異なっており、統一化による効果大きい。	10社個別仕様 → 全国大で統一
地中ケーブル (6kV CVT)		- 再エネ導入に係る新設工事でも追加的に使用される。 - 各社の仕様が異なっており、統一化による効果大きい。	10社個別仕様 → 全国大で統一

仕様統一化ロードマップイメージ

- 選定した品目について、2018年度中に各社にて統一化に向けたロードマップを作成し、2019年度以降の料金審査専門会合において、各社の達成状況を報告する。
- 仕様統一に当たっては、IEC等への準拠も本プロセスにおいて検討していくべきではないか。

ロードマップイメージ



取組状況の定期的なプレッジ&レビュー

- 各社ロードマップの作成にあたっては、統一化された仕様への準拠等についてベンチマーク（今後の評価項目）を設定。具体的には「各品目調達総量における統一化品の割合」、「調達コストの削減率」等を想定。進捗状況について報告を求め、未達の場合は個別に事情説明。
- 各事業者の仕様統一化品の導入や調達方法に係る進捗状況を比較し、優良事例の各社間共有を図る。
- 調達方法の工夫も併せて行い、共同調達等可能な限りの取り組みを実施。

<今後の評価項目（例）>

今後の評価項目	内容
調達における統一化品の割合	統一化仕様への準拠状況を確認。対応できないケースを個別に説明。
調達コストの削減率	価格水準を各社間で比較。統一化前や過年度との比較
競争発注比率	競争発注比率を各社間で比較。対応できないケースを個別に説明。

<調達方法の工夫（例）>

発注施策（買い方）	内容
共同調達	統一化された仕様に基づき、独占禁止法との関係にも留意しつつ、各社間で可能な限り協調して調達
新規取引先開拓	競争環境の活性化のため国内外から新規取引先を開拓
取引先提案	取引先から仕様に関するVE提案を募る
まとめ発注	契約時期を合わせて調達量を増やしスケールメリットを得る
早期発注	取引先の生産計画平準化を目的として納期的裕度を持たせた発注

1. 中間整理の進捗報告について

- (1) 日本版コネクト&マネージ
- (2) 出力制御の予見可能性を高めるための情報公開・開示
- (3) 系統アクセス業務等の改善
- (4) ルール整備を補完する仕組み

2. 再エネ主力電源化等に向けた次世代NWの形成

- (1) 系統制約の克服
- (2) 調整力の確保・調整手法の高度化**
 - ① **出力制御の回避に向けた取組**
 - ② 必要な調整力の具備
 - ③ 目指すべき変動再エネの出力調整の在り方
- (3) 分散型エネルギーリソースの活用

3. その他報告事項

- (1) 北東北募集プロセスの進捗状況
- (2) 非化石証書の活用

- 次世代ネットワークへと転換していくためには、系統の整備・増強以外にも、再生可能エネルギーを大量導入していく中での調整力の確保・調整手法の高度化も併せて検討をしていくことが重要。
- 現在のように、再エネ電源が他の火力発電等の調整力に依存するモデルから、再エネ自身も一定程度の調整力を具備し系統安定に貢献するとともに、送配電事業者・発電事業者・小売電気事業者の適切な役割分担の中で市場等を活用した効率的な調整が行われるようなモデルに転換していくことが必要ではないか。
- 本日は、出力制御低減の取組や、グリッドコード、FITインバランス特例に関する取組を参考としながら、「調整力の確保・調整手法の高度化」について議論を深めるための視座・論点についてご議論いただきたい。

九州エリアの再生可能エネルギーの出力制御

- 九州エリアでは毎月5万kWのペースで太陽光発電の導入が進んでいる。この結果、2018年のゴールデンウィーク5月3日（13時）には、再エネの出力が全体需要の93%（太陽光だけで81%）を記録し、足元でも再エネ導入が進行中。
- 太陽光・風力といった再エネは天候や日照条件等の自然環境によって発電量が変動する特性があるため、地域内の発電量が需要量を上回る場合には、電気の安定供給を維持するため、発電量の制御が必要。
- こうした場合、FIT法省令や電力広域的運営推進機関の送配電等業務指針で定められた優先給電ルールに基づき、火力発電の抑制、揚水運転、地域間連系線の活用などを行い、それでもなお発電量が過剰となる場合には再エネの出力制御を実施することとされており、九州本土ではこれまで計8回の出力制御を実施。

＜九州本土における出力制御実績（2018年10、11月）＞

出力制御実施日	10/13(土) (12時～12時30分)	10/14(日) (10時30分～11時)	10/20(土) (12時～12時30分)	10/21(日) (11時30分～12時)	11/3(土) (12時～12時30分)	11/4(日) (12時～12時30分)	11/10(土) (12時～12時30分)	11/11(日) (11時30分～12時)
エリア需要	851	733	800	732	780	747	811	729
蓄電池・揚水	179	170	181	184	181	162	181	180
域外送電	195	192	196	194	200	202	182	198
小 計①	1,225	1,095	1,177	1,110	1,161	1,111	1,174	1,107
供給力 (太陽光制御前)②	1,263	1,149	1,229	1,203	1,199	1,204	1,199	1,189
太陽光 (制御前)	593	469	542	551	532	546	538	514
制御量②－①	38	54	52	93	38	93	25	82

(注) 再エネ出力制御量が最大の時間帯を記載

(出所) 新エネルギー小委員会系統WG（第18、19回）九州電力提出資料

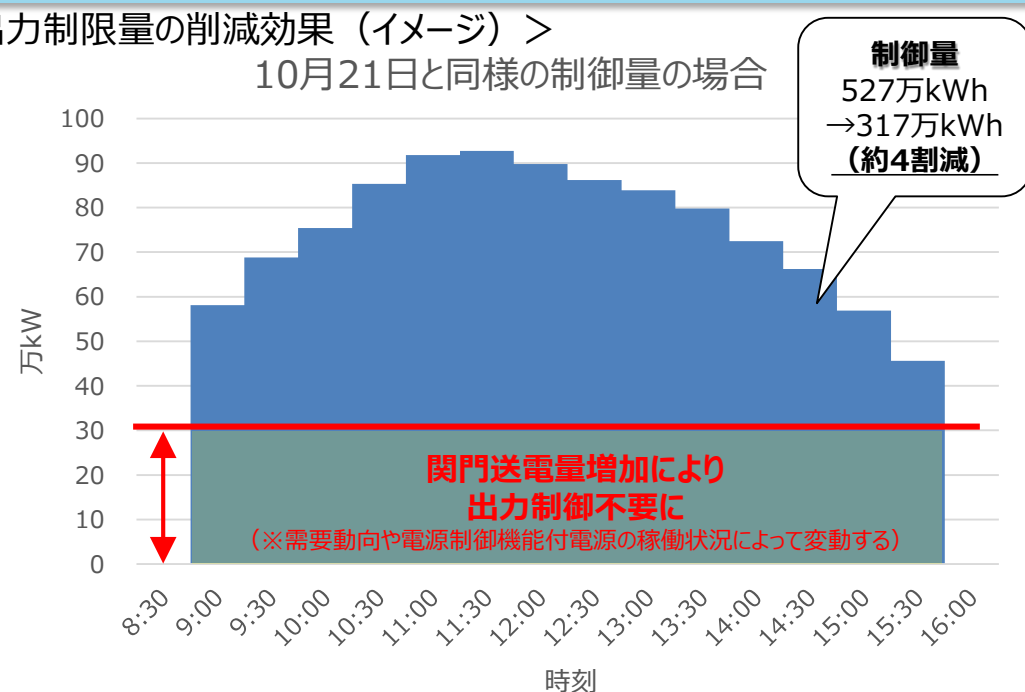
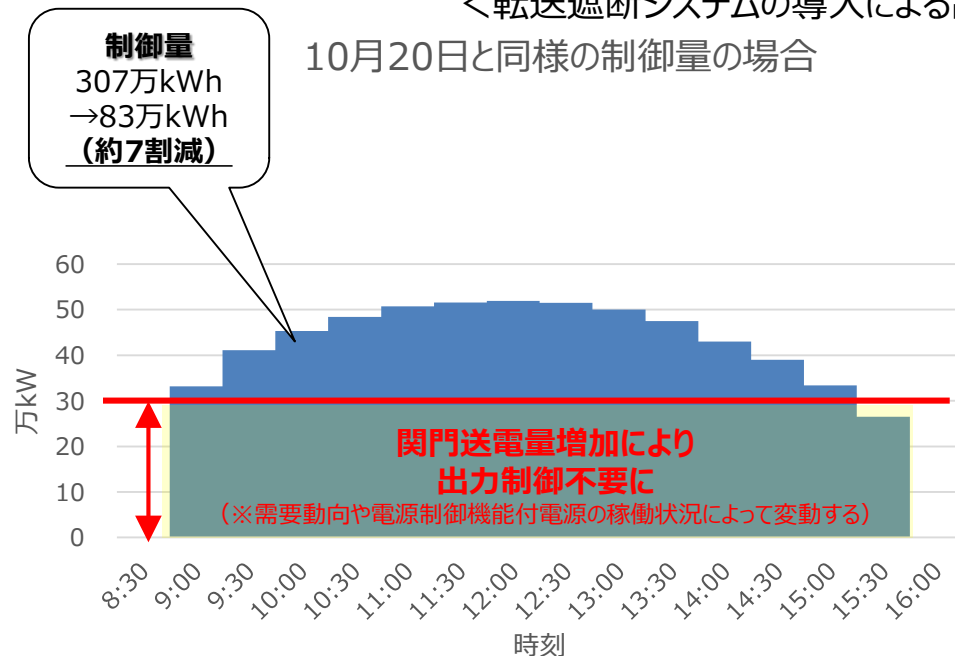
再エネ出力制御量の低減に向けた方策

- 九州では需要が落ち込む本年10、11月の週末、電力の需要と供給のバランスを維持するため、優先給電ルールに基づいて火力の制御、揚水の活用、関門連系線を活用した他地域への送電等を行った上で、再生可能エネルギーの出力制御を実施。
- 実際の制御は、法令等で予め定められたルールや審議会（新エネルギー小委員会系統ワーキンググループ）で議論された手順に従って行われたものであるが、以下のような取組を追加的に行うことで、出力制御量の低減が可能となる。
 - （１）連系線のさらなる活用
 - （２）オンライン制御の拡大
 - （３）火力等の最低出力の引き下げ
 - （４）出力制御における経済的調整
- 加えて、予測精度の向上や運用システムの高度化による予測誤差の低減等を通じて、再エネ出力制御を低減するための不断の取組が必要。

(参考) (1) 関門連系線の更なる活用

- 関門連系線に流せる再エネの量は、これまで**45万kW**であったが、関門連系線事故の制御対策等を行うことにより、送電可能量を拡大することが可能。
- 昨年来、九州電力では、**①連系線の運用改善(+10万kW)**や**②OFリレーを活用した電源制限量の確保(+50万kW)**によって、再エネの送電可能量を拡大してきた。
- また、国の補正予算事業によって、**③転送遮断システムによる電源制限量の確保(+30万kW)**を進めている。この結果、今年度末までに、関門連系線の**再エネ送電可能量は当初の45万kWから135万kW程度(※)**に拡大する見込み。
- (※一定の仮定の下で試算した数値であり、需要動向や電源制御機能付電源の稼働状況によって変動する。)
- 転送遮断システムの導入によって再エネ30万kWの追加送電が可能な場合、出力制御量を相当程度削減する効果が期待される。

<転送遮断システムの導入による出力制限量の削減効果(イメージ)>

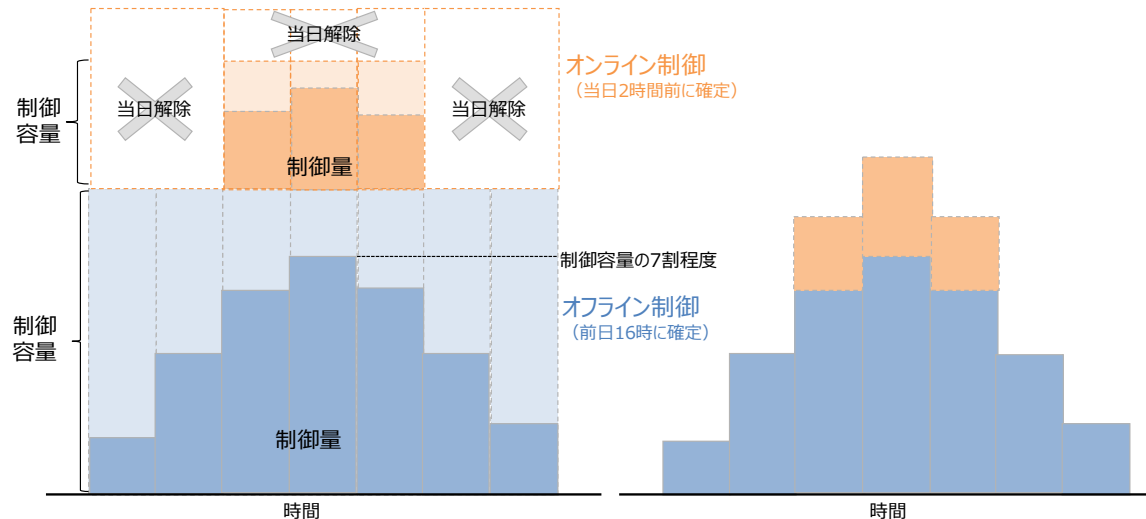


- オフライン制御は前日16時に制御量を確定し、発電事業者自らが当日9～16時に発電を停止。
- オンライン制御は当日2時間前に制御量を確定し、必要時間帯で自動制御。
→ 2時間前の需給予測に応じた柔軟な調整が可能。
- オンライン制御は再エネ全体の制御量低減に加えて、発電事業者の機会損失の低減や人件費の削減にも資することから、電力各社の再エネ運用システムの開発状況を踏まえつつ、オフライン事業者に対して、国、一般送配電事業者、発電事業者の業界団体が、遠隔制御装置の設置を促していくべきではないか。

＜オンライン／オフライン制御（イメージ）＞

制御容量の調整

実際の制御量

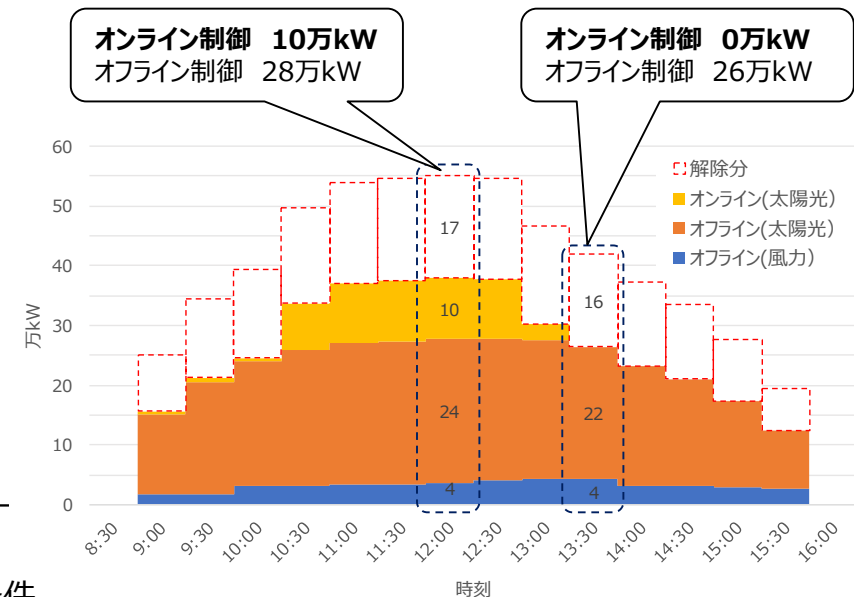


【機会損失額の試算】

オンライン及びオフライン事業者の出力制御による機会損失額を以下の条件で試算した場合、その差は約40万円/年となる。

- ・発電容量：1,000kW
- ・買取価格：30円/kWh
- ・制御時間/回：オンライン4.5時間、オフライン7時間
- ・事業者あたりの制御回数/年：5回

＜太陽光・風力の出力制御量（11月3日のケース）＞



(参考) (3) 火力等の最低出力の引き下げ

- 優先給電ルールに基づく電源Ⅲ（火力等）の出力制御について、九州電力は対象事業者（18社）に対して出力制御指令への確実な対応を要請。
- 12社については出力制御時に定格出力の30%以下への引き下げに合意済み。一方、その他の6社（火力1社、混焼バイオ2社、専焼バイオ3社）は発電機の技術的制約により、現状の最低出力は55～80%にとどまっている。
- これらの事業者は、3年かけて最低出力引き下げによる発電機への影響等を分析し、最終的に50%への引き下げを目指しているが、他の事業者との公平性や太陽光・風力の出力制御の低減等の観点から、可及的速やかに（少なくとも）最低出力50%への引き下げを図るべきではないか。

＜九州エリアにおける電源Ⅲの最低出力＞

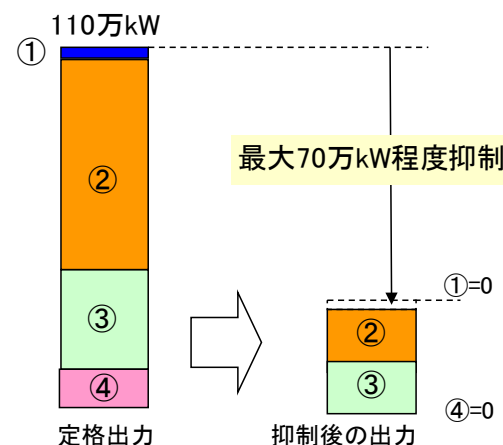
	事業者数	定格出力 [万kW]	最低出力 [万kW]	
①定格出力の0%まで抑制	2社 (火力)	0.3	0.0	(0%)
②定格出力の30%程度まで抑制	2社 (火力)	13.7	3.9	(28%)
		30.0	9.0	(30%)
③一定期間後には 定格出力の 50%まで抑制	2社 (混焼バ ^イ オ)	22.4	11.2 [17.8]※1	(50%)
	3社 (専焼バ ^イ オ)	14.9	7.5 [11.1]※1	(50%)
	1社 (火力)	15.8	7.9 [8.7]※2	(50%)
④自家消費相当分まで抑制	8社 (自家発)	12.8※3	※4 原則、逆潮なし	
計	18社	109.9	39.5	(36%)

現状の最低出力が
50%超の事業者

現状の最低出力(6社計)
37.6万kW

↓
最低出力50%
26.6万kW
(▲11.0万kW)

【出力抑制量イメージ】



[]内は当面の最低出力

※1 現在、運開直後に伴う調整運転中のため、数年かけて分析を行い、50%まで抑制(混焼バイオは毎年最低出力を協議)

※2 老朽化等に伴う設備制約のため、数年かけて分析を行い、50%を目標に段階的に抑制

※3 自家発事業者の逆潮想定値(軽負荷期休日)

※4 自家発事業者は、発電機の運用上、多少の逆潮は避けられない[最大12.8万kW程度]ものの、可能な限り逆潮なしの運用で合意

(出典：系統WG（第17回）九州電力提出資料を一部更新)

(参考) (4) 出力制御における経済的調整

- 九州では、足下では毎月4万kWのペースで太陽光発電の導入が進み、太陽光発電の導入量は812万kW（2018年9月時点）。
- このうち、現時点で出力制御の対象となっている太陽光は、導入量の約5割に相当する約441万kW（内訳：オフライン制御305万kW、オンライン制御136万kW）。
- 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の中間整理（2018年5月）において、出力制御低減や運用効率化による社会的コスト削減を目的として、当日制御可能な大規模設備を制御することで出力制御範囲を抑制するとともに、追加収益・逸失利益を経済的に調整するといった手法等について、具体的検討を行うこととされたところ。
- これらを踏まえ、当日制御可能なオンライン制御への切替の促進と並行して、経済的調整の実務的手法の検討を進めるべきではないか。

＜九州における太陽光発電の導入状況＞

		オフライン制御（手動制御） （旧ルール事業者）		オンライン制御（自動制御） （指定ルール事業者）	
特別高圧		46件	75万kW	20件	31万kW
高圧	500kW以上	0.2万件	230万kW	260件	28万kW
	500kW未満	0.2万件	33万kW	330件	8万kW
低圧	10kW以上	6.3万件	174万kW	2.1万件	69万kW
	10kW未満	29.7万件	133万kW	5.7万件	31万kW

（注1）旧ルール500kW未満の太陽光は出力制御の対象外

（注2）指定ルールの住宅用太陽光（10kW未満）は当面出力制御の対象外

（注3）表中における「オンライン制御」の「特別高圧」には、オンライン制御可能な旧ルール事業者（15件、27万kW）も含まれる

（注4）出力制御の対象となる風力発電事業者は、旧ルール51件49万kW、新ルール9件1万kW（いずれも現時点でオフライン制御のみ）

当面の出力制御の対象
約441万kW

1. 中間整理の進捗報告について

- (1) 日本版コネクト&マネージ
- (2) 出力制御の予見可能性を高めるための情報公開・開示
- (3) 系統アクセス業務等の改善
- (4) ルール整備を補完する仕組み

2. 再エネ主力電源化等に向けた次世代NWの形成

- (1) 系統制約の克服
- (2) 調整力の確保・調整手法の高度化**
 - ① 出力制御の回避に向けた取組
 - ② 必要な調整力の具備**
 - ③ 目指すべき変動再エネの出力調整の在り方
- (3) 分散型エネルギーリソースの活用

3. その他報告事項

- (1) 北東北募集プロセスの進捗状況
- (2) 非化石証書の活用

必要な調整力の具備についての検討の方向性

- 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。
- かかる問題意識から、第4回の本小委において、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、という問題提起をしたところ。
- この点、別途、レジリエンス強化の観点から、別の審議会において「暫定的に追加確保すべき予備力」の議論を進めているところであるが、再エネ主力電源化に向けて必要な調整力を具備するために、どのような検討を進めるべきか。
- また、再生可能エネルギー主力電源化、及びレジリエンス強化双方の観点から、グリッドコードの整備の在り方について検討を深化させるべきではないか。

課題認識③

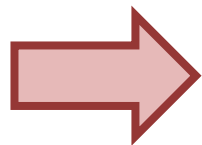
自然変動電源（太陽光・風力）の導入量の増加に伴い、必要となる調整力が増大し得るが、適切な量の調整力を確保し、費用回収するための仕組みの構築が必要ではないか。

- 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、中長期的に必要な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。

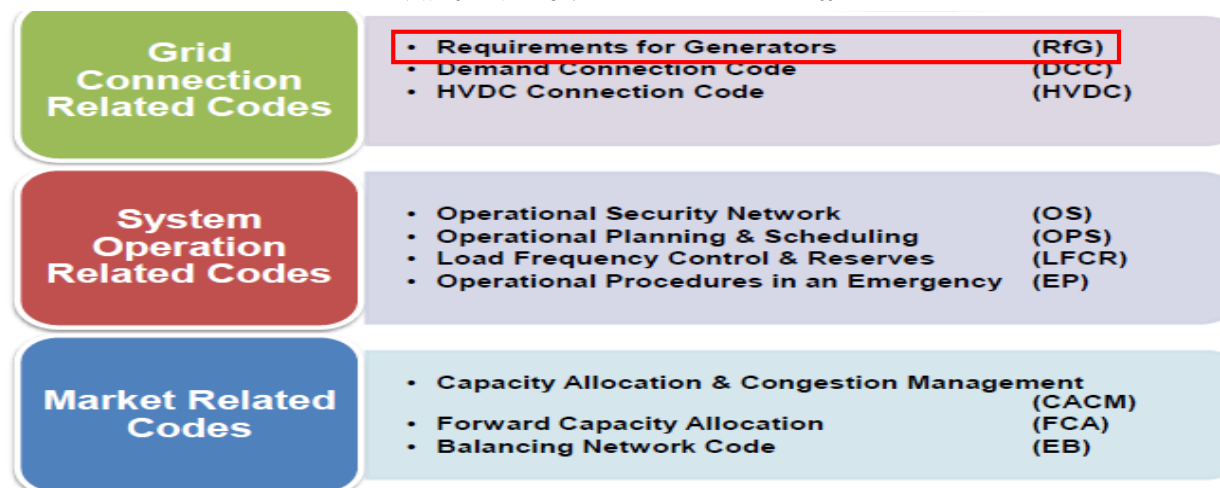
- 今後電源廃止などが進み、全国的に予備率が低下していく可能性も鑑みると、各エリアに存在する余剰供給力に頼るのではなく必要な予備力は制度的に確保するべきではないか。
- 現行の需給検証においては、全国で最大の電源または送電線故障が単一に発生した際に全エリアの予備力で対応することを前提にN-1事象に対する予備率を検証している(案①)。しかし、現実においては大小問わず1つまたは複数の電源・送電故障がランダムに発生しており、過去の電源故障率を参照し(案②)、現行の需給検証の考え方で十分か検証する必要があるのではないか。
- 他方、自エリア内の最大電源・送電線故障に対応する予備力をエリアごとに確保することも考えられるが(案③)、全エリアの最大電源・送電線故障が同時に起こることは考えにくいのではないか。
- 従って、広域機関において案①・②における必要量を再精査し、必要量が明確になった段階で、2案のうち大きいものを追加確保すべき予備力の基準とし適用してはどうか。また、北海道などエリアの特殊性があるケースにおいてはエリアにおける必要量を広域機関において更に精査してはどうか。
- また、現行の需給検証においては、全エリアでH1需要が同時に発生することを想定しているが、現実においてはエリアごとに異なるタイミングで発生しているため、H1需要想定も需要の不等時性を考慮し適宜広域機関において検証を行い見直してはどうか。

	基本的な考え方	想定しているリスク	
案①: 全国最大供給力減少リスク	● 全国で最大の供給力減少リスクに対応するための予備力を全国で確保	● 全国で最大の電源または送電線故障が単一に発生	両案の必要量を検証し、必要量の大きい方を追加確保すべき供給力の基準として採用してはどうか
案②: 電源故障率	● 過去の電源故障確率と同等の予備力を確保	● 大小問わず電源または送電線故障が全国で同時に一つまたは複数発生	
案③: エリアごと最大供給力減少リスク	● エリアごとに自エリア内の最大供給力減少リスクに対応するための予備力を確保	● 各エリア内の最大電源または送電線故障が全エリアで同時に発生	

- 自然変動再エネ（太陽光・風力）の導入拡大に伴い、急激な出力変動や小刻みな出力変動等に追従可能な調整力の必要性が高まり、日本においても、今後、自然変動再エネが有する制御機能や柔軟性を有する火力発電の調整力としての重要性がいつそう高まっていくことが想定される。
- このような状況を踏まえ、本小委員会の中間整理（2018年5月）において、自然変動再エネや火力発電等が具備すべき調整機能を特定し、その具体化に向けた検討を進めることとされた。
- また、平成30年北海道胆振東部地震による北海道全域にわたる大規模停電（ブラックアウト）を踏まえ、新たに設置された「電力レジリエンスワーキンググループ」（電力レジリエンスWG）においてレジリエンスの高い電力インフラ・システムを構築するための課題や対策について議論が行われ、その中間取りまとめ（2018年11月）において、自然変動再エネについて、周波数変動への耐性を高めるための対応を行うこととされたところ。
- 今後、再エネ大量導入を見据えたグリッドコードを整備していくためには、グリッドコードの体系のあり方、各種電源に求めるべき要件や制御機能、既設電源への対応等について整理する必要がある。

- 欧州では、欧州委員会が2009年に採択した「第3次エネルギーパッケージ」に含まれる規制に基づき、欧州全域の市場統合および自由な電力取引の実現を目指して、欧州全域共通の系統要件である「欧州共通ネットワークコード」の策定が進められている。
- 欧州のエネルギー分野の規制機関の連合体であるACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators)は、関連するステークホルダーを巻き込んだ透明性のあるプロセスの下でネットワークコードを策定するため、ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) に策定権限を付与。
- 欧州共通ネットワークコードは、送電事業全体に関わる3分野（「Grid Connection (系統連系)」、「System Operation (系統運用)」、「Market (電力市場)」）をカバーし、10のコードで構成される。
- このうち、再エネの系統接続に関するグリッドコードは「Grid Connection」の「RfG (Requirements for Generators)」に規定されている。RfGは2016年5月に発効し、EU各国は自国のグリッドコードをRfGに合致させる必要がある。

<欧州共通ネットワークコードの構成>



(出典：平成30年度新興国等におけるエネルギー使用合理化等に資する事業（海外における再生可能エネルギー政策等動向調査）)

- 再エネ電源の導入が進む欧州各国では、自然変動再エネ（風力・太陽光）に対しても最大出力抑制機能や周波数調定率制御機能、FRT等の制御機能等の具備が求められている。

＜欧州各国で自然変動電源に求められる主な要件＞

	EU	ドイツ	英国	アイルランド	デンマーク
最大出力抑制機能 (Active/real power control)	有 ・ Type A、B、C、Dの発電設備は、系統の周波数変動が生じた場合に出力制御が必要	有 ・ DSOの要請に応じ出力制御を行う ・ 多大な電圧変動が生じた場合、有効電力を最大10%削減する	有 ・ 出力抑制機能を含むPower System Stabilizer (PSS) を備える（送電系統）	有 ・ ウィンドファームは、有効電力制御と周波数応答を可能にするWind Farm Control Systemを備える ・ 同Systemは、TSOからの指令後10秒以内に制御を実行する	有 ・ 出力抑制は、指令を受けてから2秒以内に開始し、10秒以内に終わる
周波数調定率制御機能 (Frequency droop control)	有 ・ 周波数変動 $\Delta f/f$ に対する有効電力の変動 $\Delta P/P$ のカーブを規定 ・ ドループ = $(\Delta f/f) / (\Delta P/P) = 2 \sim 12\%$ の範囲でTSOが規定	有 ・ 系統周波数が50.2Hzより上昇した場合、及び49.8Hzより低下した場合の、有効電力の低下/上昇カーブについて規定	有 ・ ドループ = $(\Delta f/f) / (\Delta P/P) = 3 \sim 5\%$ （送電系統）	有 ・ ウィンドファームの周波数応答システムは、系統周波数に応じて有効電力を制御する ・ ドループ $((\Delta f/f) / (\Delta P/P))$ は、2～10%（標準：4%）の範囲内でTSOにより設定される	有 ・ 系統周波数が変動した場合、風力/太陽光発電設備は周波数応答（全ての風力/太陽光発電設備）及び周波数制御（大出力発電設備のみ）を行う ・ 周波数応答のドループ $((\Delta f/f) / (\Delta P/P))$ は、2～10%（標準：4%）の範囲内とする
FRT (Fault Ride Through)	有 ・ （Type Aの電源と直流連系の洋上非同期発電設備を除く）全てのタイプの電源について、FRTの時間－系統電圧カーブを規定している	有 ・ Type 1（同期発電機）、Type 2（その他発電機）の発電設備について、FRTの時間－系統電圧カーブを規定している	有 ・ 電源の規模・種類別にFRTの時間－系統電圧カーブを規定している（送電系統）	有 ・ Grid CodeのWFPS1.4「Fault Ride Through requirements」において、ウィンドファームに属する風力発電設備のFRTの時間－系統電圧カーブを規定 ・ ESBのDistribution CodeもGrid Codeと同じFRTカーブを採用している	有 ・ 定格出力1.5MW超（カテゴリC・D）の風力/太陽光発電設備は、連系点の電圧が風力で20%（PVで10%）の水準になっても少なくとも風力で0.5秒間（PVで0.25秒間）は運転及び連系を継続する ・ FRTの時間－系統電圧カーブを規定

（出典：平成30年度新興国等におけるエネルギー使用合理化等に資する事業（海外における再生可能エネルギー政策等動向調査））

＜欧州各国で自然変動電源に求められる主な要件（続き）＞

	E U	ドイツ	英国	アイルランド	デンマーク
出力変化率 制限機能 (Active power ramp/change rate limitation)	無	有 出力変化率を、定格出力の0.33%/秒以上、0.66%/秒以下に収める	無	有 - Wind Farm Control Systemは、出力変化率（Ramp rate）の制御機能を有する - 出力変化率は、TSOから運転日の120日前までに通知される	有 - 出力変化率制限（ランプ制御）は、指令を受けてから2秒以内に開始し、10秒以内に終える - ランプ制御は通常、最大出力抑制及びデルタ制御と組み合わせて行われる - 出力変化率の最大標準値：100kW/秒
イナーシャ 制御機能 (Synthetic inertia control)	有 - Type C・Dの非同期電源（パワーパーク）は、周波数安定化のために本機能を備えるようTSOが規定できる。具体的な規定は各TSOに委ねられている - Type Aを除く全ての電源は、もし可能ならば、本機能を備える	無	無	無	無
ストーム 制御機能 (Storm control)	無	無	無	無	有 カテゴリC・D（※定格出力1.5MW超）の風力発電プラントは、カットアウト風速を超える前に、有効電力を抑制する
その他 調整機能の例 (従来型電源と同等の機能を求められる等)	- 周波数が50Hzから上昇/下降した場合に運転を継続すべき時間（秒/分） - 電圧変動時の無効電力制御 - 解列後の再接続 - 故障後の有効電力回復 - 系統及び電源の保護	- 運転を継続すべき周波数・電圧・時間 - 電力品質（電圧変動等）、保護協調等 - 電圧変動時の無効電力制御	- 運転を継続すべき周波数・時間（送電系統） - 電力品質（高調波、不平衡、フリッカ等）、無効電力、単独運転、保護協調等（配電系統） - 風力発電機はIEC 61400-12に従いフリッカ・テストを行う（配電系統）	- 運転を継続すべき周波数・時間 - 電力品質（電圧変動、フリッカ、高調波、力率等）、単独運転、保護協調等 - 電圧変動時の無効電力制御	- 運転を継続すべき周波数・電圧・時 - 電力品質（直流成分、不平衡、電圧変動、フリッカ、高調波） - 無効電力制御、力率制御、電圧制御 - 周波数・電圧変動時の保護・解列

（出典：平成30年度新興国等におけるエネルギー使用合理化等に資する事業（海外における再生可能エネルギー政策等動向調査））

1. 中間整理の進捗報告について

- (1) 日本版コネクト&マネージ
- (2) 出力制御の予見可能性を高めるための情報公開・開示
- (3) 系統アクセス業務等の改善
- (4) ルール整備を補完する仕組み

2. 再エネ主力電源化等に向けた次世代NWの形成

- (1) 系統制約の克服
- (2) 調整力の確保・調整手法の高度化**
 - ①出力制御の回避に向けた取組
 - ②必要な調整力の具備
 - ③目指すべき変動再エネの出力調整の在り方**
- (3) 分散型エネルギーリソースの活用

3. その他報告事項

- (1) 北東北募集プロセスの進捗状況
- (2) 非化石証書の活用

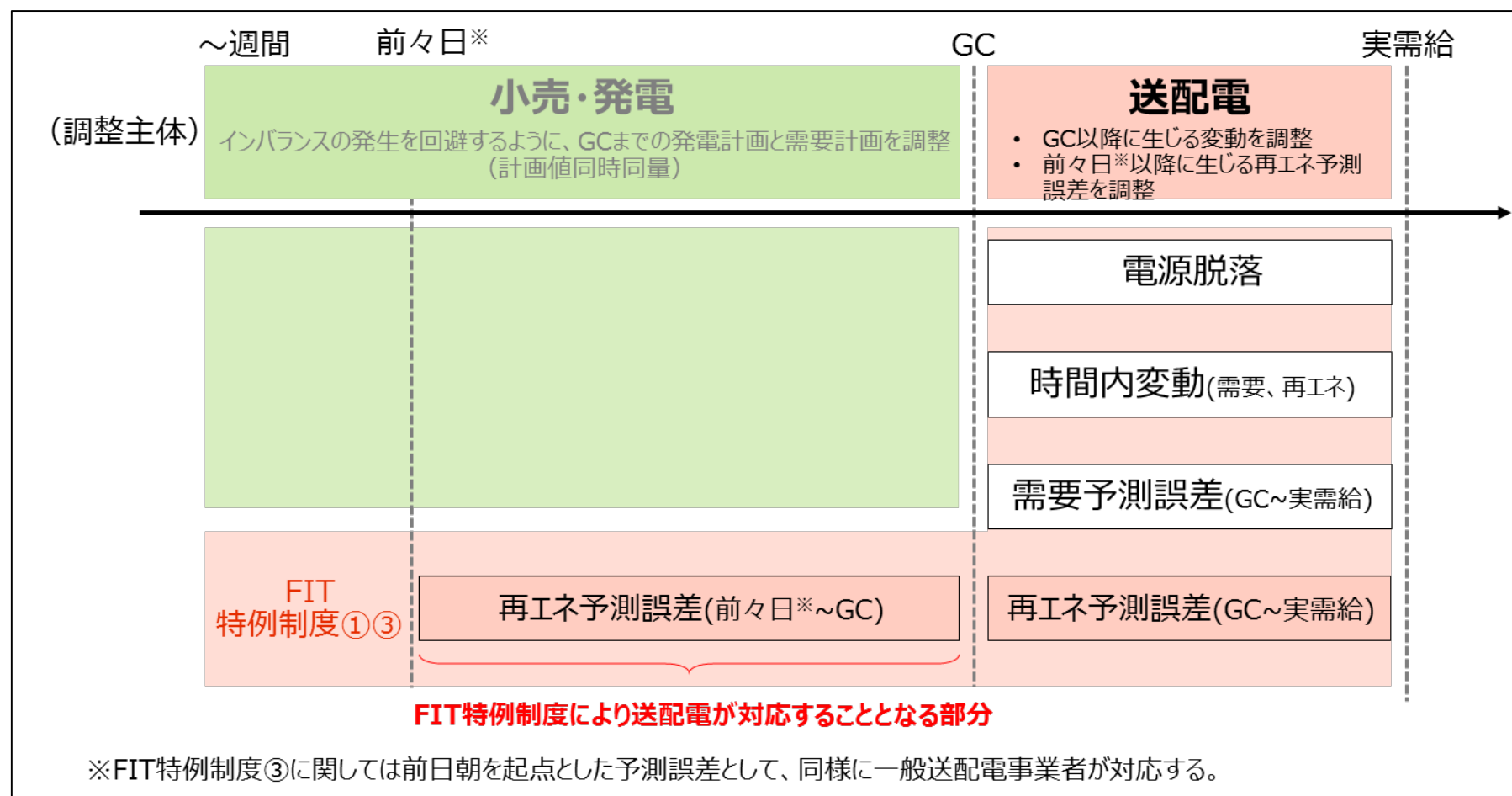
目指すべき変動再エネの出力調整の在り方

- FIT電源（太陽光・風力）については、FIT制度によって固定価格での売電収入が保証されるという特性と計画値同時同量制度の整合を図るためにFITインバランス特例制度が設けられており、その大半を、一般送配電事業者が計画作成を行うFITインバランス特例制度①が占めているところ。
- FIT買取期間の終了や将来的なFITからの自立化も見据え、FITインバランス特例制度の在り方や、変動再エネのインバランスに対する一般送配電事業者・発電事業者・小売電気事業者の適切な役割分担の在り方について総合的に検討していくことが必要ではないか。
- この検討にあたっての方向性としては、本来は発電・小売電気事業者が計画値同時同量を遵守すべきであることや昨今の技術革新や新規事業の展開を踏まえ、コスト削減からの観点から、一定範囲の再エネ予測変動分の調整は発電・小売電気事業者自身が行うことが合理的となる事業形態・制度を目指すことが望ましいのではないかな。
- このように発電・小売電気事業者が再エネ予測変動分を調整することが合理的となるため、市場を活用した調整の在り方、さらには市場のあるべき姿についても議論を深めることが必要ではないか。

FITインバランス特例制度に起因する再エネ予測誤差

広域機関提出資料 3 抜粋

- FITインバランス特例制度（以下「FIT特例制度」という。）①及び③では、一般送配電事業者がそれぞれ前々日・前日に再エネ出力を予測して配分し、その値を発電計画値としているため、それぞれ前々日・前日からGC（ゲートクローズ：実需給1時間前）までの再エネ予測誤差が発生する。



再エネ予測誤差へ対応するための調整力

第30回制度設計専門会合 事務局提出資料6抜粋

- 一般送配電事業者は、FIT特例制度①及び③によりGC前に発生する予測誤差に、調整力で対応する。その際、発生するインバランス（kWh）に係る負担については、インバランスリスク料としてFIT交付金から一般送配電事業者に補填される制度となっている。
- ただし、この調整力は事前に確保（ΔkW）しておく必要があるが、確保にかかる費用については、インバランスリスク料の議論の際に勘案されておらず、また、託送原価にも計上されていないため、現状では回収できない費用として一般送配電事業者が負担している。

参考：FIT特例①の影響額の試算方法

- 前頁の影響額の試算は、以下の方法によりエリア・コマごとに計算した。

各コマの負担増額 =
 （通常のインバランス単価 - 回避可能費用）× FIT特例①インバランス量（不足が正）

<算定例：東京エリア>

月	日	コマ	インバランス単価	回避可能費用 (エリアプライス)	FIT特例①の インバランス量	負担増額
4月	1日	1	(7.80 円 - 11.79 円)	×	-9,476 kWh	= 37,809 円
4月	1日	2	(8.35 円 - 10.31 円)	×	-7,283 kWh	= 14,275 円
4月	1日	3	(8.78 円 - 10.16 円)	×	-5,009 kWh	= 6,912 円
		⋮				
3月	31日	46	(6.80 円 - 8.51 円)	×	-15,977 kWh	= 27,321 円
3月	31日	47	(6.69 円 - 8.46 円)	×	-15,444 kWh	= 27,336 円
3月	31日	48	(6.43 円 - 8.20 円)	×	-15,276 kWh	= 27,039 円
合計						1,470,139 千円

再エネ予測誤差へ対応するための調整力の費用負担について

広域機関提出資料 3 抜粋

- 広域機関より、需給調整市場における三次調整力②の ΔkW は、FIT特例制度①及び③によりGC前に発生する再エネ予測誤差に対応するために確保していること及び三次調整力②の ΔkW の算定の考え方について報告があった。
- また、過去 1 年間の実績を用いた試算からおおよその規模感が提示された。

(参考) <試算結果>

16

FIT特例制度①による再エネ対応の調整力調達量(三次② ΔkW 調達量)の試算結果(概算)

- このたびの試算は三次②の年間で調達することになるであろう量のおおよその規模感を把握することが目的であること、およびFIT特例制度①がFITの大宗を占めていることから、FIT特例制度①で試算した。
- FIT特例制度①のための調整力に係る調達量(三次② ΔkW)の試算結果は以下のとおり。
 - ✓ ΔkW 調達量(1年分) : 約 200 億 ΔkW (10社年間合計)
 - ※一定の条件に基づく概算であり、需給調整市場における ΔkW 単価の実際の約定価格や ΔkW 必要量の精査により変わり得る

	三次② ΔkW 年間調達量(概算) [億 ΔkW]
北海道	17
東北	13
東京	37
中部	27
北陸	3
関西	18
中国	21
四国	14
九州	48
沖縄	2
10社合計	200

再エネ予測誤差の削減に向けて

第14回電力ガス基本政策小委員会資料 事務局提出資料 6 抜粋

- こうした中、まずは、一般送配電事業者による出力予測の予測誤差自体を減らす等、再生可能エネルギーに起因するインバランスを小さくし、国民負担の抑制を図ることが重要である。
- そのため、予測精度のデータや運用実態、全体のインバランス設計も鑑み、実現可能な方策について検討を進めることが必要ではないか。

今後の進め方

- 今後、再生可能エネルギーの導入拡大が進むにつれ、インバランスが一層拡大する可能性がある中、再生可能エネルギーに起因するインバランスを小さくするための対策を検討する必要がある。
- その際、本日御議論いただいた内容を踏まえつつ、予測精度のデータや運用実態、全体のインバランス設計も鑑み、電力・ガス取引監視等委員会の協力も得ながら、実現可能な方策について更なる検討を続けて行くこととしてはどうか。

再エネ予測誤差に対応するための調整力の費用負担について

- 一般送配電事業者による再エネ予測誤差の削減が効果的に行われているかについて、広域機関が適正に監視・確認する仕組みとした上で、なお生じざるを得ない相応の予測誤差が残る場合には、これに対応するための調整力の確保にかかる費用について、その負担の在り方を検討する必要がある。
- 三次調整力②については、2021年目途に創設される需給調整市場において調達を開始される。このため、再エネ予測誤差に対応する調整力を確保するための費用については、2021年以降は、需給調整市場で実際に調達された三次調整力②の Δ kWの確保にかかる費用を基に算定することができるのではないかな。
- ※ 調達実績を集計できるまでの間は、暫定的に、今般示されたような三次調整力②の Δ kW相当の調整力を確保するための費用の試算を基に算定することもあり得る。
- また、これらの費用は、FIT特例制度に起因して必要となっていること、更にはFIT特例制度により生じるインバンスリスク（kWh）は既にFIT交付金で手当ていることも踏まえ、生じざるを得ない相応の予測誤差とその調整力の確保にかかる費用が残る場合には、FIT交付金を活用して負担することについて検討してはどうか。
- ただし、その際は、現行のインバンスリスク料の考え方と同様、かかる費用を自動的に全て補填するのではなく、予測誤差を削減し確保すべき調整力を減らすインセンティブが働く仕組みにする必要があるのではないかな。
- こうした方策について、今後行われるFIT法の抜本見直しも見据え、2020年度を目途に具体化できるよう検討を進めることとしてはどうか。

1. 中間整理の進捗報告について

- (1) 日本版コネクト&マネージ
- (2) 出力制御の予見可能性を高めるための情報公開・開示
- (3) 系統アクセス業務等の改善
- (4) ルール整備を補完する仕組み

2. 再エネ主力電源化等に向けた次世代NWの形成

- (1) 系統制約の克服
- (2) 調整力の確保・調整手法の高度化
- (3) 分散型エネルギーリソースの活用**
 - ① **分散型エネルギーリソースと調和的な電力ネットワークの在り方**
 - ② 新ビジネス・他産業連携の可能性

3. その他報告事項

- (1) 北東北募集プロセスの進捗状況
- (2) 非化石クレジットの活用

分散型エネルギーの意義

①再エネの最大限活用による自給率向上、②電気と熱を組み合わせた面的利用、送電ロス回避によるエネルギー供給構造の効率化、③非常時にエネルギー供給するエネルギーシステムの強靱化、④地域活性化

キーとなる変革（2030年以降を見据え）

①コスト低下

- ・ 卒FIT太陽光等の再エネ、蓄電池、FC等の分散型エネルギーリソースのコスト低下

②イノベーションの発展

- ・ IoT等デジタル化の発展
- ・ 価格シグナルに基づき制御されるDR/VPPの実装化
- ・ 電動車シフトの機運
- ・ セクターカップリング(電気、熱、水素等の融合)普及の期待

③システム改革の進展

- ・ 小売自由化(地域エネルギービジネスの出現)
- ・ 発送電分離
- ・ 環境価値を持つ再エネを求める需要家の出現(RE100)

変革を踏まえた検討

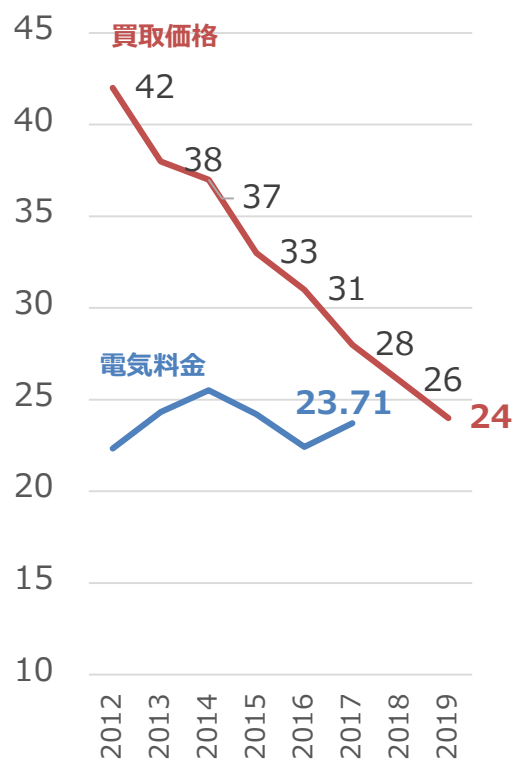
価格シグナルに基づき制御される分散型エネルギーの普及拡大が見込まれる中、以下に関する事項の検討を進めていく

- ・ 非常時にも地域のエネルギーの安定供給を可能とするモデルの構築
- ・ 分散型エネルギーと調和的な電力ネットワークの在り方

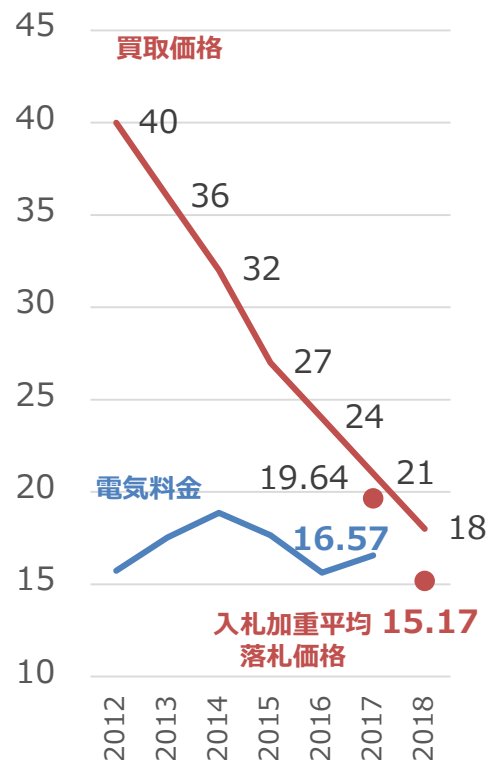
コスト低減による分散型エネルギー拡大の可能性

- 太陽光発電を中心にコスト低減が進み、家庭用だけでなく産業用においても、**FIT調達価格が電気料金（NW利用料込み）と同等以下**になりつつある。こうした状況では、発電した電気を**系統を通じてFIT売電するよりも、自家消費するほうが経済合理的**となるため、**再エネの開発・消費行動が劇的に変化する可能性**がある。
- 先んじてコスト低減が進んだ**欧米諸国では、ESG投資やRE100などをはじめとする民間事業者の主体的・積極的な取組姿勢**ともあいまって、**自家消費や電力販売契約(PPA)などにより、FITを前提としない、需給一体的な形で分散型エネルギーの開発が加速**してる。
- **日本でも、既にこうしたFITに頼らない電源開発の萌芽があり、今後、取組の加速が期待**されるのではないかな。

<家庭用（電気料金と太陽光FIT価格）>



<産業用（電気料金と太陽光FIT価格）>



※電気料金は、電力需要実績確報（電気事業連合会）及び各電力会社決算資料等に基づくもの。

<海外事例（FITを前提としない需給一体型開発）>

- ◆ ノースカロライナ州のデータセンターに大規模太陽光発電所（20MW）と燃料電池（10MW）を設置し、全量自家消費。



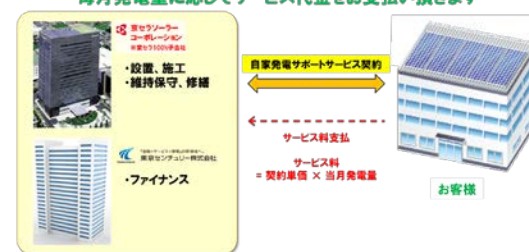
（アップル社HPより）

<国内事例（FITを前提としない需給一体型開発）>

京セラ、東京センチュリー FIT制度による支援を受けず、企業の太陽光発電設備導入を支援する事業を2社で共同し実施予定

『新しいソーラー導入の仕組み』～自家発電サポートサービス

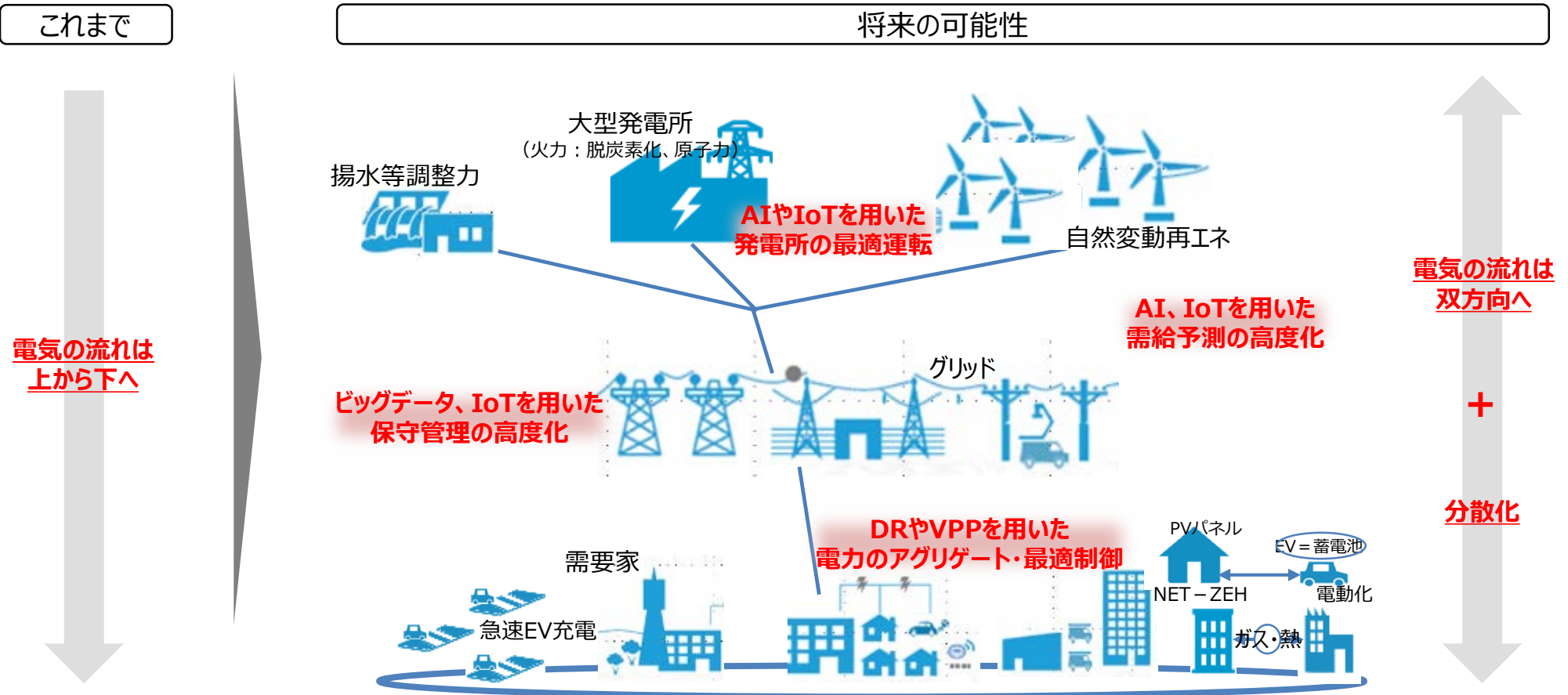
お客様には資産を保有頂くことなく
毎月発電量に応じてサービス代金をお支払い頂きます



（出典）京セラ株式会社・東京センチュリー株式会社より提供

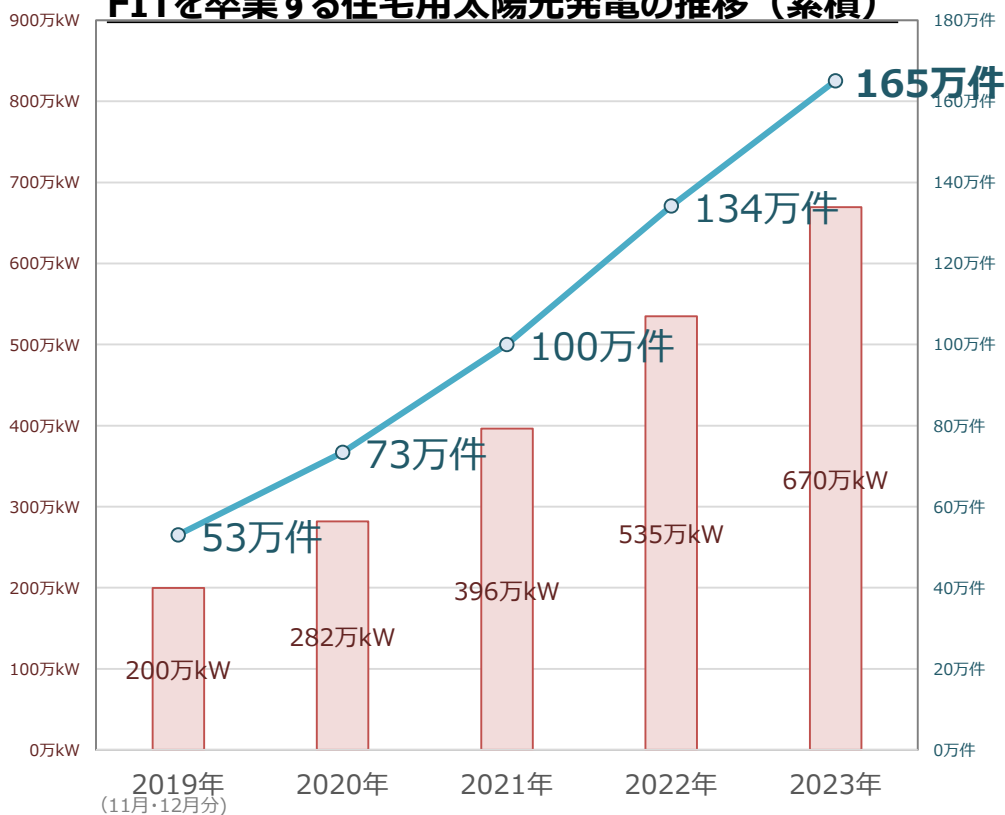
デジタル技術によるイノベーションの可能性 — 分散化、双方向化、最適化 — 90

- デジタル化は、IoT、ロボット、人工知能(AI)、ビッグデータといった、社会の在り方に影響を及ぼす新たな技術の進展が予想される。
- エネルギー関連分野では、①AI、IoTを用いた需給予測の高度化や、②発電所運転の最適化、③デマンドレスポンスやVPPによる分散型の電力のアグリゲート・最適制御等、多様な可能性を秘める。
- 他方、デジタル化によりサイバー攻撃による脅威も高まり、サイバーセキュリティの一層の強化も重要。



- 2009年から余剰電力買取制度の適用を受けた住宅用太陽光発電は、**2019年11月以降、10年間のFIT買取期間が順次終了**。2019年の11月・12月だけで約53万件が対象。
- 累積では、2023年までに約165万件・670万kWに達し、これらが**①自家消費**又は**②余剰電力の自由売電**に移行していくこととなる。
- 非FIT再エネ発電事業から直接電力を購入する**Virtual PPAの実現も視野に、ブロックチェーンを活用したP2Pの電力取引プラットフォームの開発に乗り出す事業者**（プラットフォームとしてのビジネスモデル）も登場。

FITを卒業する住宅用太陽光発電の推移（累積）

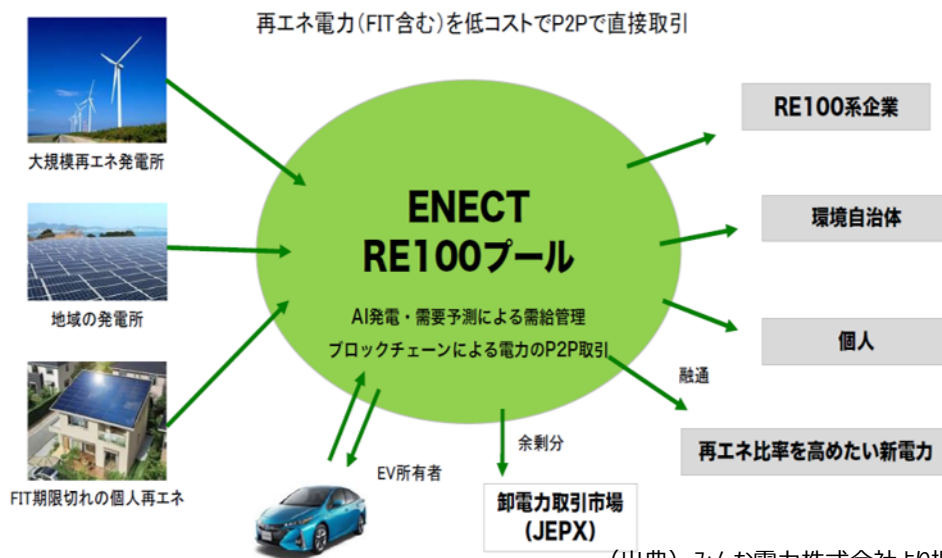


売電を中心とした供給側の再エネ活用モデル

ENECT RE100プール



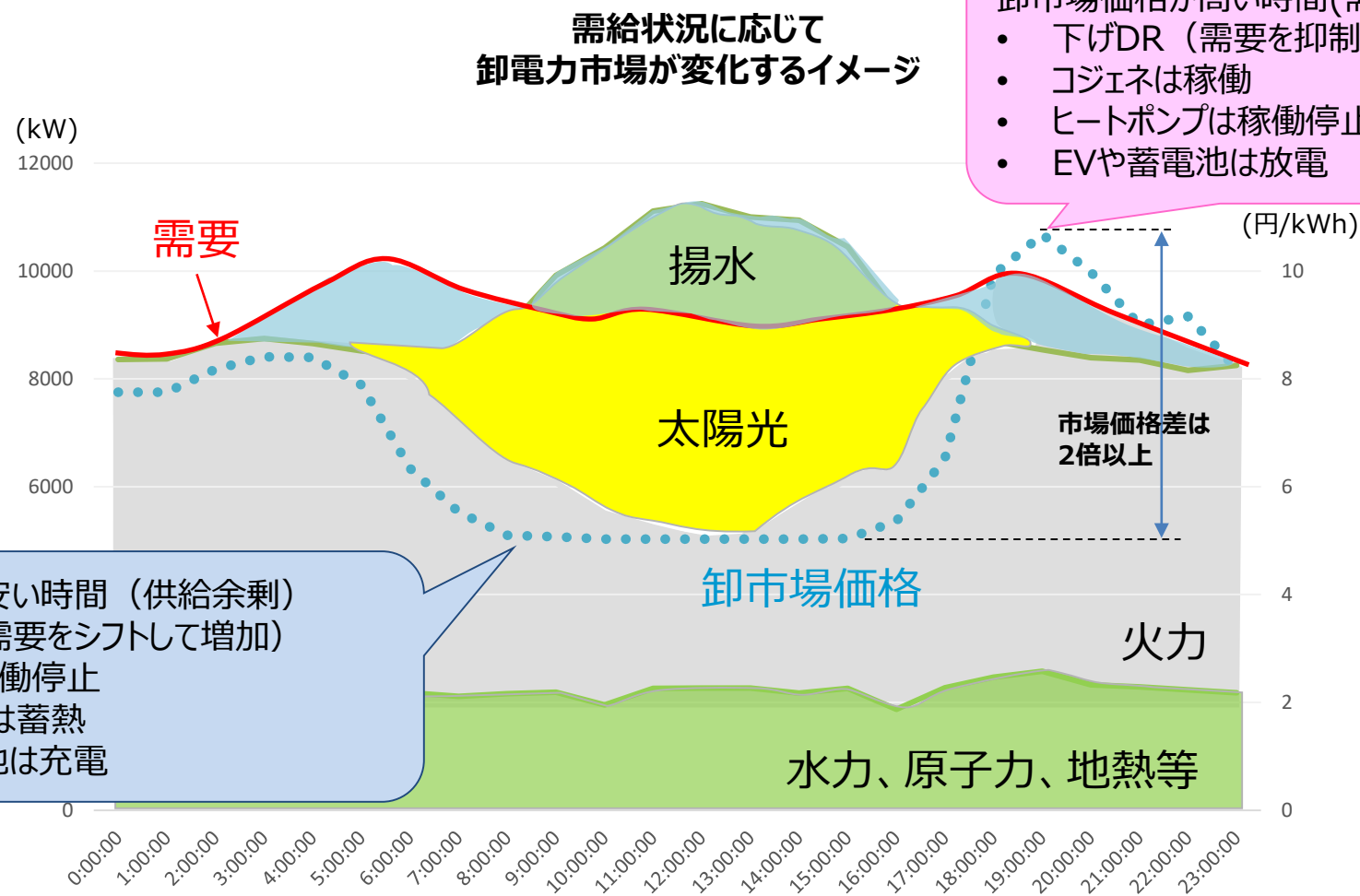
再エネ発電所からの電力を調達、プール化し、ブロックチェーン・トラッキングシステムにより電源証明付きの電力をRE100系企業、自治体、個人などに販売



(出典) みんな電力株式会社より提供

(出典) 費用負担調整機関への交付金申請情報、設備認定公表データをもとに作成。一部推定値を含む

- 電力の需給状況により卸電力市場価格は変動するが、家庭電気料金もそれに連動して変動することも可能（ダイナミックプライシング）。
- 電力システムに存在する価格シグナルに基づき、分散型エネルギーリソースを制御し出力を増減させることで、電力システム全体で経済的なエネルギー利用が可能となる。



卸市場価格が高い時間(需給ひっ迫)

- 下げDR (需要を抑制)
- コジェネは稼働
- ヒートポンプは稼働停止
- EVや蓄電池は放電

卸市場価格が安い時間 (供給余剰)

- 上げDR (需要をシフトして増加)
- コジェネは稼働停止
- ヒートポンプは蓄熱
- EVや蓄電池は充電

- 地域の再生可能エネルギーと自営線・系統配電線を活用することで、災害時にもエネルギーの安定供給を可能とするモデルが存在。
- 宮城県大衡村の「F-グリッド」では、災害等により大規模電源の供給が困難になっても、太陽光発電とコジェネを非常用電源とし、自営線によりエリア内の電力供給を行うとともに、既存の配電線を活用して役場まで電力を供給。

【F-グリッド：宮城県大衡村】



【緊急時 電力供給プロセス】

①自営線の
確認

<送電>



自営線
(アクセス線)
電力

②系統電力
配電盤

<受電>



系統電力
(配電線)
電力

③地域防災
拠点

<受電>

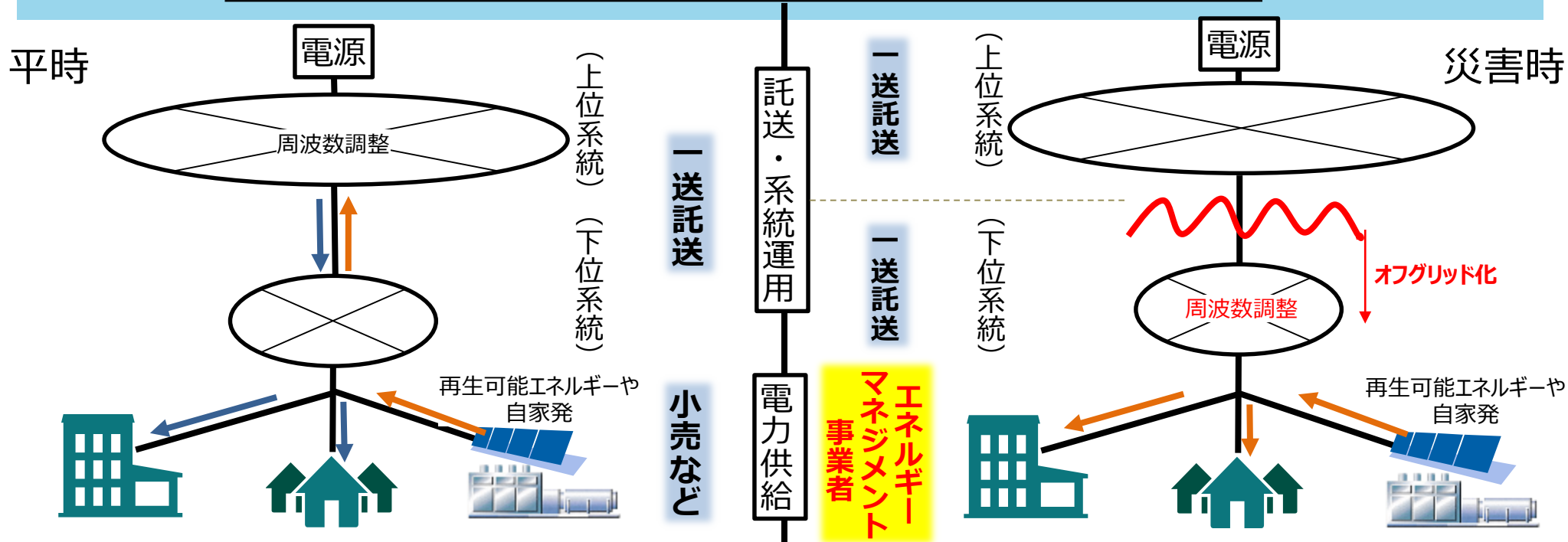
大衡村役場（地域防災拠点）



(参考) 災害時における地域のエネルギー安定供給：既存システムの活用 (案) 94

第10回 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 事務局提出資料 2 抜粋

- 自営線など既存設備に頼らない系統整備は、採算面が大きな課題となる。災害等の緊急時には、既存設備の活用が期待される。
- 例えば、下位系統と上位系統を分離し（オフグリッド化）、下位系統のみで地域の再生可能エネルギー等を地域内で供給することが想定され、一般送配電事業者が運用を担う形であれば実施可。他方、以下の課題あり。
 - ① オフグリッドエリア内の需給バランス
 - ② 追加的な調整力、その負担主体（託送料金上昇の可能性等）
 - ③ 通常時と異なる運用体制（技術面の経験が乏しい）
- また、一般送配電事業者ではなく、エネルギーマネジメント事業者等が運用を行う場合には、一般送配電事業者が負う系統全体の運用・保安責任等との責任分界点等の切り分けや、料金精算方法が課題と考えられる。
- 引き続き、技術的要件の確認を行うとともに、上記を含めた論点の整理を行ってはどうか。



※平時に電力供給している小売事業者自身がエネルギー・マネジメント事業者となるケースも考えられる

1. 中間整理の進捗報告について

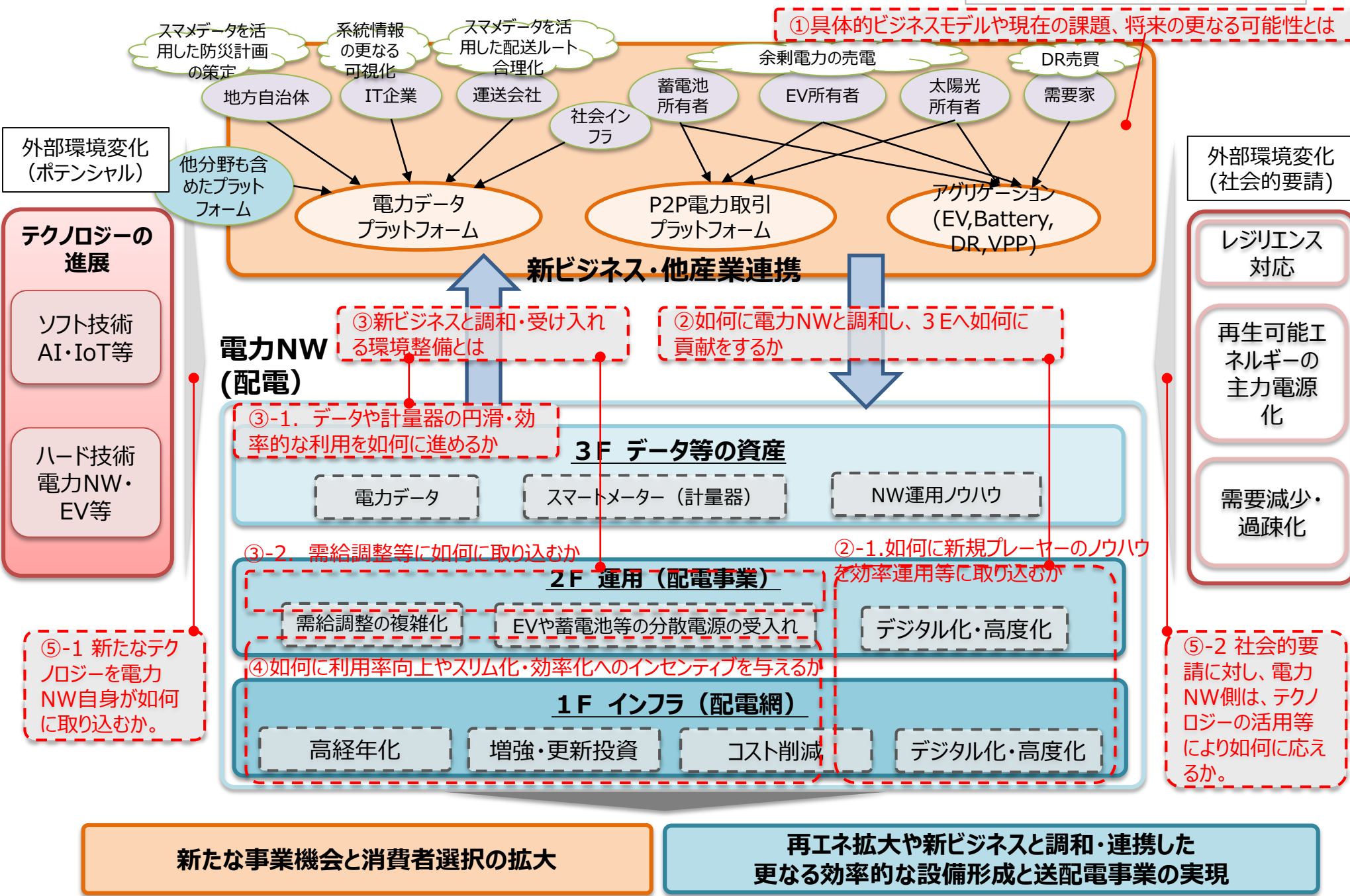
- (1) 日本版コネクト&マネージ
- (2) 出力制御の予見可能性を高めるための情報公開・開示
- (3) 系統アクセス業務等の改善
- (4) ルール整備を補完する仕組み

2. 再エネ主力電源化等に向けた次世代NWの形成

- (1) 系統制約の克服
- (2) 調整力の確保・調整手法の高度化
- (3) 分散型エネルギーリソースの活用**
 - ① 分散型エネルギーリソースと調和的な電力ネットワークの在り方
 - ② 新ビジネス・他産業連携の可能性**

3. その他報告事項

- (1) 北東北募集プロセスの進捗状況
- (2) 非化石証書の活用



(1)配電網とEVの連携による新ビジネス（イタリア：Enel）

- 2016年、デンマークにおいては、伊Enel社の逆潮機能付EV充電ポートを起点として、世界初のV2Gの商業化が実現された。
- EV充電ポート及び米NUVVEの制御システムを介し、NW事業者はEV車載の“蓄電池”にアクセスでき電力調達が可能になると共に、EV所有者による系統への売電を可能としている。
- 充電ポートと制御システムによってNW事業者とEV所有者をつなげることで、新たな取引機会を創出した。



自動車メーカー（日）
（EV）



電力会社（伊）
（V2G充放電設備）



システムプロバイダー（米）
（V2G充放電制御システム）



TSO（丁）
（調整力調達）

（出典）Enel HP、WIRED HPに基づき作成

●動作イメージ



※EVからの売電は、NW事業者の需給調整に依っているため、必ずしも能動的な売電ではないことに留意。

メカニズム概要

コンセプト：“駐車中（非稼働中）のEVが蓄電池として”稼働”：

＜夜＞

充電（系統⇔EV）

- EV充電ポート接続し、電気料金が安価な夜間に充電

＜昼＞

売電※（EV⇨系統）

- 系統運用者がEV接続の充電ポートにアクセスし、他需要へ当該電力供給（⇔EV所有者は“売電”）

（その他）需給調整（系統⇔EV）
系統運用者が需給調整のためにEVを活用

(2) プラットフォームの“兆し”(台湾：gogoro社)

- 2015年、台湾においては、電動バイクメーカーgogoro社により、蓄電池充電ステーションの整備・普及、電池交換型電動バイクの社会実装が実現。EVの近時の課題である充電に要する時間の短縮化を実現（交換＝6秒）。
- 将来計画として、上述電気ステーションにグリッドへの逆潮機能を付加し需給調整に活用する“エネルギーインフラ化”も進行中。



gogoro 電動バイクメーカー（台）
（充電ステーション、蓄電池）



メカニズム概要

コンセプト：“電池交換”で高稼働のバイク

- 街中に多数設置（400か所以上@台湾）された蓄電池ステーションで電池交換。
- 6秒で交換。使用済の蓄電池はステーションに戻し充電。
- 80km走行可／1回電池交換。
- ステーションは系統電力のほか、併設再エネ電源から給電を受けるものもある。
- グリッドへの逆潮機能を付加させ、ステーションを系統蓄電池として活用する構想も存在。

【諸外国への展開態様】

- 2017年から沖縄県石垣島にてパイロット展開（ステーション設置数：5か所）。
- 内閣府補助の下、石垣市が再エネ電源を整備、住友商事と共に環境にやさしいモビリティを提供。
- 他、フランス（パリ）、ドイツ（ベルリン）、オランダ（アムステルダム）に展開中。今後東南アジア諸国にも展開計画中

1. 中間整理の進捗報告について

- (1) 日本版コネクト&マネージ
- (2) 出力制御の予見可能性を高めるための情報公開・開示
- (3) 系統アクセス業務等の改善
- (4) ルール整備を補完する仕組み

2. 再エネ主力電源化等に向けた次世代NWの形成

- (1) 系統制約の克服
- (2) 調整力の確保・調整手法の高度化
- (3) 分散型エネルギーリソースの活用

3. その他報告事項

- (1) 北東北募集プロセスの進捗状況
- (2) 非化石証書の活用

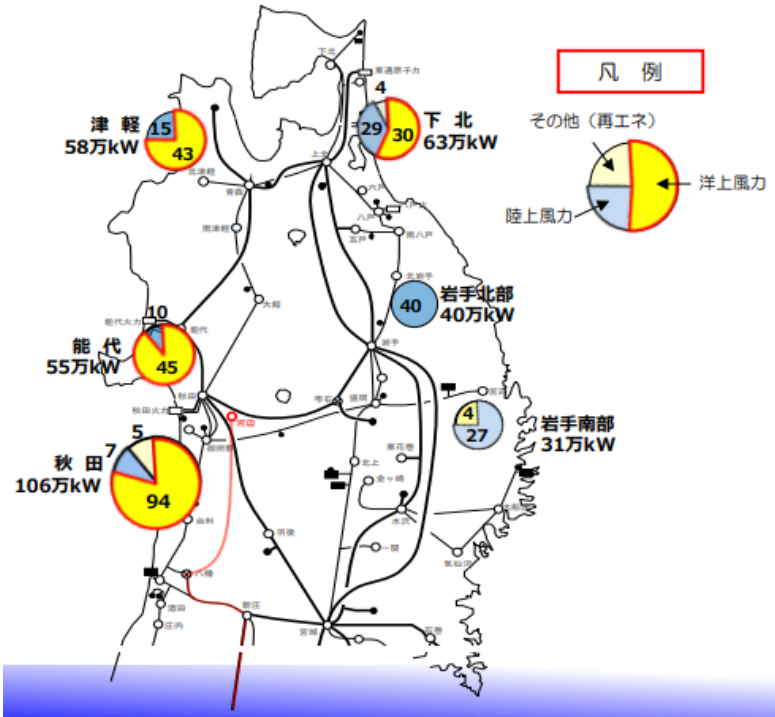
東北北部募集プロセスの進捗状況について

- 東北北部エリアにおける電源接続案件募集プロセスにおいては、2018年8月29日に入札締切（入札容量792万kW）となり、**11月に優先系統連系希望者353万kWの全てが再生可能エネルギー電源**となった。**電源毎では、洋上風力が最も多い212万kW**を占めている。

【入札及び優先系統連系希望者の状況】
（2018年12月13日時点）

			8月29日入札締切時の応募状況	
電源種別	件数[件]	連系容量[万kW]	入札件数[件]	入札容量[万kW]
太陽光	3	2	23	28
陸上風力	27	127	89	276
洋上風力	15	212	26	476
その他再エネ (バイオマス等)	40	12	41	12
合計	85	353	179	792

【地域別、電源種別の優先系統連系希望者の状況】
（2018年12月13日時点）



（出典：第19回 新エネルギー小委員会 系統ワーキンググループ 資料1）

1. 中間整理の進捗報告について

- (1) 日本版コネクト&マネージ
- (2) 出力制御の予見可能性を高めるための情報公開・開示
- (3) 系統アクセス業務等の改善
- (4) ルール整備を補完する仕組み

2. 再エネ主力電源化等に向けた次世代NWの形成

- (1) 系統制約の克服
- (2) 調整力の確保・調整手法の高度化
- (3) 分散型エネルギーリソースの活用

3. その他報告事項

- (1) 北東北募集プロセスの進捗状況
- (2) 非化石証書の活用

トラッキング付非化石証書の販売に係る実証実験の枠組み

2018年10月 第25回制度検討作業部会資料 一部変更

- これまで販売されてきた非化石証書はFIT電源に由来する環境価値を証書化したものであり、電源種や発電所所在地などの詳細は明らかにされていなかった。本実証実験においては、これらのトラッキング情報を証書に付与する。
- 実証実験については下記のような枠組みを想定。
 - － **時期:** 2019年2月に実施されるFIT非化石証書オークションに併せて実施（対象となる電気は2018年7～9月発電分）
 - － **対象事業者:** 発電・小売事業者から参加希望者を募る。需要家は契約する小売事業者を通して参加可能
 - － **地理的範囲:** 全国
- 5月以降のオークションでの扱いについては、実証実験の結果を評価した上で検討していく。
- なお、本トラッキングスキームは非化石証書に対応する電源種や発電所所在地等属性情報を明らかにするものであり、非化石証書そのものの位置づけや販売方法等を変更するものではない。小売事業者による需要家への訴求方法については今までどおり小売ガイドラインに従うものとする(例:「当社が販売するFIT電気は、再エネ指定の非化石証書(※)の使用により、実質的に再生可能エネルギーによる電気としての価値を有します。」※需要家に電源構成について誤認を与えない方法で非化石証書のトラッキング情報を別途開示することは認める。)

2018年10月 第25回制度検討作業部会資料 一部変更

- 詳細は今後検討を進めるが、実証実験事務局において情報基盤システムを用いてFIT電気に付随する属性情報を一括して管理し、小売事業者が特定の属性情報の帰属を宣言したい場合には購入した非化石証書を持って証明を求めるスキームを検討中。

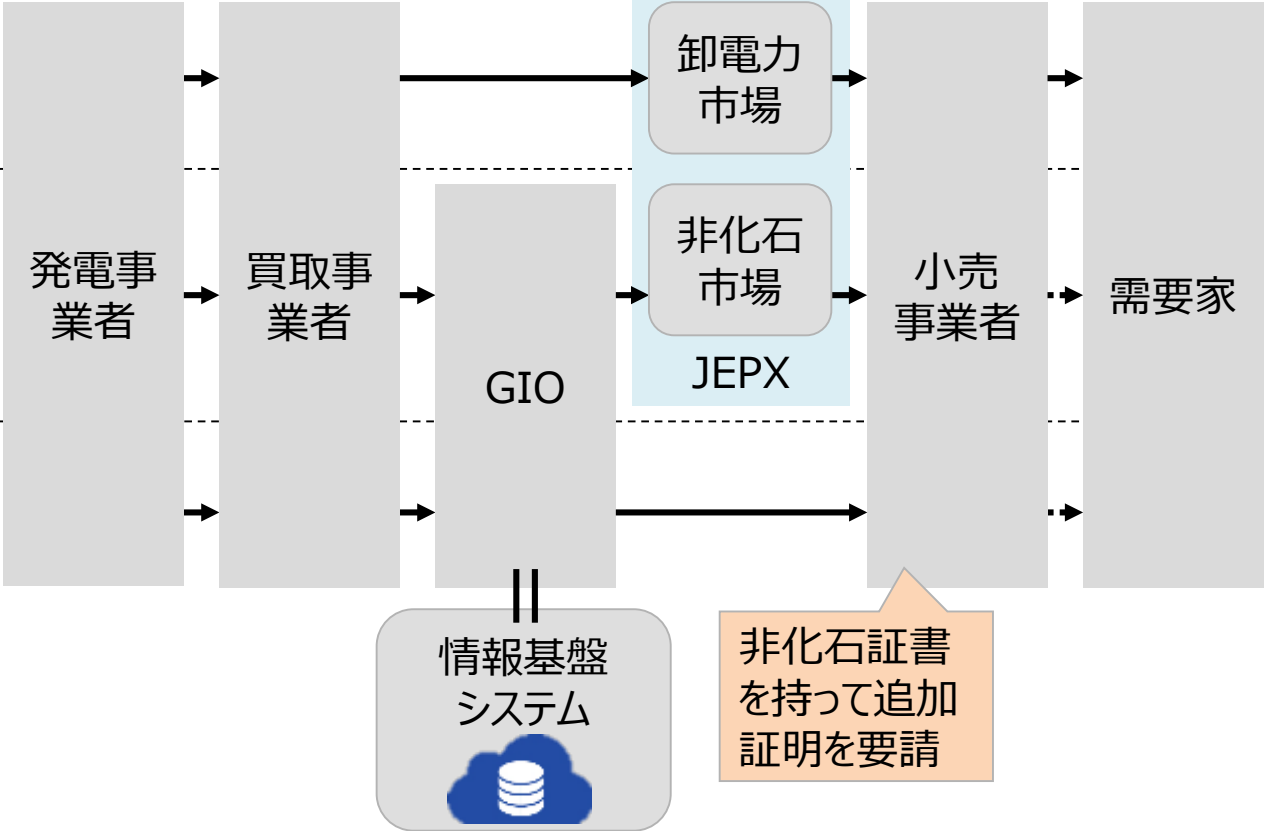
取引フロー概要

備考

電気
(FIT) 

非化石
価値 

追加的な
属性証明 



- 通常の卸電力市場を介する電気の売買
- 非化石電源(FIT)の発電情報をGIOが集約
- FIT非化石証書を一括してJEPX市場にて取引
- JEPXを介さない別個の仕組みだが、参加にFIT非化石証書が必要
- 実証実験事務局が発電情報を一括して管理・追跡
- 事務手数料のみがかかる

非化石証書
を持って追加
証明を要請

非化石証書のRE100への活用について

- 今般FIT電気に係る非化石証書（トラッキング情報付）がRE100に使用可であることについて、同団体より正式に回答があった。

（参考③ー３）再エネ証書とグローバル情報開示・イニシアティブとの整合性

2018年10月 第1回我が国企業による国際的な気候変動イニシアティブへの対応に関する研究会資料を基に作成

- 再エネ由来Ｊークレジット、グリーン電力証書、非化石証書については、GHGプロトコルスコープ2ガイダンスにおける再エネ証書のクライテリアに合致していることを確認済。
- また、再エネ由来Ｊークレジット、グリーン電力証書、非化石証書は、CDP報告書及びSBTにおいても、再エネ証書として活用できることを確認済。

	CDP (GHGプロトコル準拠)	SBT (GHGプロトコル準拠)	RE100 (GHGプロトコルを ベースに独自要件あり)
Ｊークレジット (再エネ電力由来)	○	○	○
グリーン電力証書	○	○	○
非化石証書	○	○	政府によるトラッキング証書のみ○※

※今後、非化石価値取引市場の利用価値向上に向けた検討の一環で、非化石証書のトラッキングに係る実証実験を行うこととしている。

非化石証書の活用事例の紹介

ニュースリリース内容抜粋

＜花王株式会社HP 2018年11月28日付ニュースリリースより抜粋＞

- ✓ 花王グループは、事業活動による温室効果ガス排出量を削減する取り組みの一環として、太陽光発電設備の導入およびCO₂排出量ゼロ電力の購入を実施し、順次、再生可能エネルギーの導入を進めています。
- ✓ 今回の取り組みの中で、特に、紙おむつなどのサニタリー製品を生産する**愛媛工場では、非化石証書を使用した電気を調達することにより、購入電力のCO₂排出ゼロ化（CO₂排出量年間25,000トンの削減）を実現。**先に導入している太陽光発電設備と合わせ、CO₂排出量ゼロ電力のみの使用となります。
- ✓ 花王では、購入電力のCO₂削減の有力な手段として、流通量の多い非化石証書の積極的な活用を検討していきます。

＜東京ガス株式会社 2018年7月2日付ニュースリリースより抜粋＞

- ✓ **東京ガス株式会社（社長：内田 高史、以下「東京ガス」）は、2018年7月1日より「がすてなーにガスの科学館」で購入する電気について、株式会社エネット（社長：川越 祐司、以下「エネット」）が提供するグリーンメニューの購入を開始しました。東京ガスグループが、非化石証書を用いた再生可能エネルギー（FIT）電気を購入するのは、初めてとなります。**

＜株式会社エネットHP 2018年7月2日付ニュースリリースより抜粋＞

- ✓ **株式会社エネット（代表取締役社長：川越 祐司、本社：東京都港区）は、2018年7月1日より東京ガス株式会社（代表取締役社長：内田 高史、本社：東京都港区）の企業館の一つである「がすてなーに ガスの科学館」に、非化石証書を用いたCO₂排出量ゼロの電気の供給を開始したことをお知らせいたします。なお、本件は当社において、初めて非化石証書を用いたCO₂排出量ゼロの電力供給の案件となります。**

花王株式会社の取組

東京ガス株式会社 株式会社エネット の取組