

参考資料集

令和3年3月29日
経済産業省

- 1 . 再エネ導入拡大に向けた電力分野の政策展開
(需要家の選択肢の拡大、系統)**
- 2 . 需給逼迫・市場価格高騰と今後の対策
- 3 . 供給力確保の必要性和容量市場見直し

非化石証書と海外含む他の環境価値取引制度との比較

項目	日本		欧州	北米	他制度
名称	非化石価値取引市場	Jクレジット	GoO (Guarantee of origin)	RECs (Renewable Energy Certificate)	I-REC (International Renewable Energy Certificate)
購入対象者	小売事業者:○ 需要家:×	小売事業者:○ 需要家:○	小売事業者:○ 需要家:○	小売事業者:○ 需要家:○	小売事業者:○ 需要家:○
価格目安 (kWhあたり)	1.1円 ~ 1.3円	約0.9円 ~ 1.0円	約0.0017EUR (約0.2円)	約0.00035USD ~ 0.0012USD (約0.0385円 ~ 0.132円)	公開情報なし
トラッキング	一部○	再エネ由来のみ○	○	○	○
証書発行量	約875万MWh (2019年度)	約580万t-CO2 (2019年度)	約70億MWh (2019年度分)	約1.3億MWh (2018年度分)	約438万MWh (2017年度分)

REC 概要

ρ 概要

- 再エネ電力の発電に伴う環境価値を証明するもの。電力会社のRPS達成のために調達するほか、発電事業者と需要家間の取引や企業が再エネを調達する手段として北米中心に活用されている。
- RECには、**RPS対象事業者の目標達成用の市場 (Compliance market)と需要家等が自主的に再エネ価値を取引する任意市場 (Voluntary market)の二つの市場が併存。**
- 1MWhの電力毎に発行。** RECは、電力と一体で取引される場合 (Bundled)と、電力と分離して取引される場合 (Unbundled)がある。Unbundledの取引では、大企業による調達が多く、取引単位が大きい。
- 取引形態としては、仲介業者等が取引の間に入る**相対取引が主流**。全米約50州で発行が可。証書の管理等は州毎で異なる。
- 小売や需要家はRECを購入し、別途調達する電気そのものに合わせ使用し、再エネと主張が可能。

ρ 設立背景

- 1999年6月のテキサス州でのRPS導入に伴い、REC取引が初めて公式に導入。
- 2015年12月には、パリ協定を皮切りに、民間企業を中心に再エネの利用促進が活発化。企業は、自社の再エネ導入目標を掲げ、達成に向け証書であるRECの購入や、PPAによる再エネ発電所からのRECと電力の一括調達等の取引形態が発生。

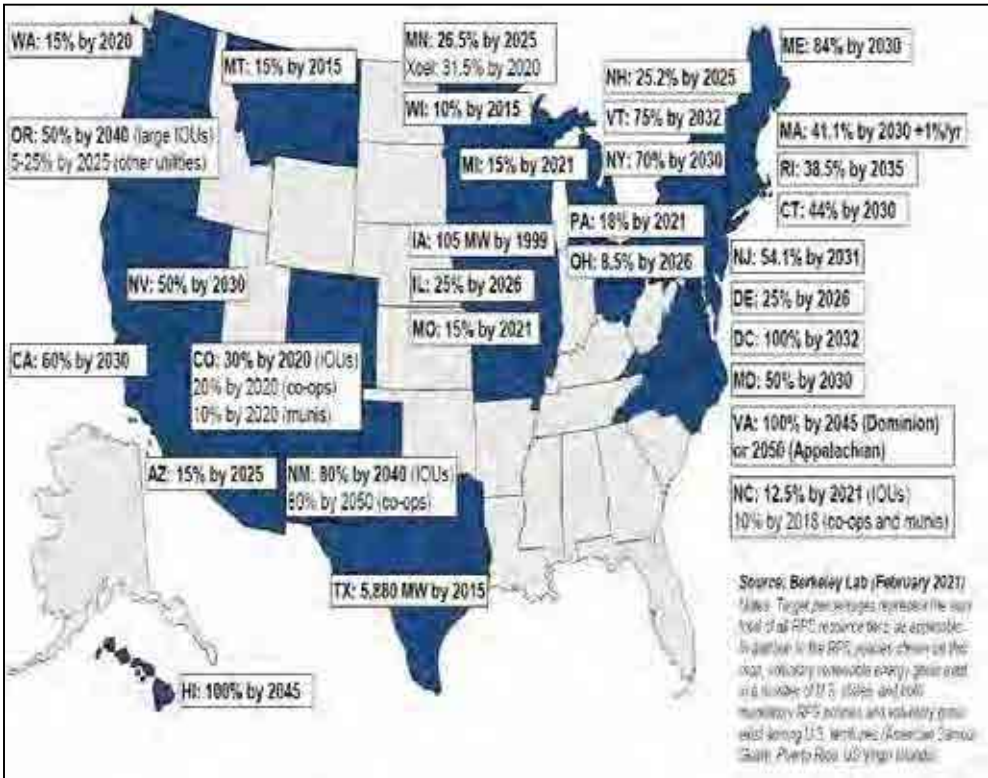
ρ 使用量

- 2019年時点では、米国内での需要家による再エネ調達手段の内、Unbundled RECによる調達手法は、**需要家等による自主的な再エネ調達全体額1,640億kWhの内、約42%を占める (687億kWh)。**
- ボランティア取引における電力と分離したUnbundled RECの使用量は2010年以降2019年にかけて増加基調。

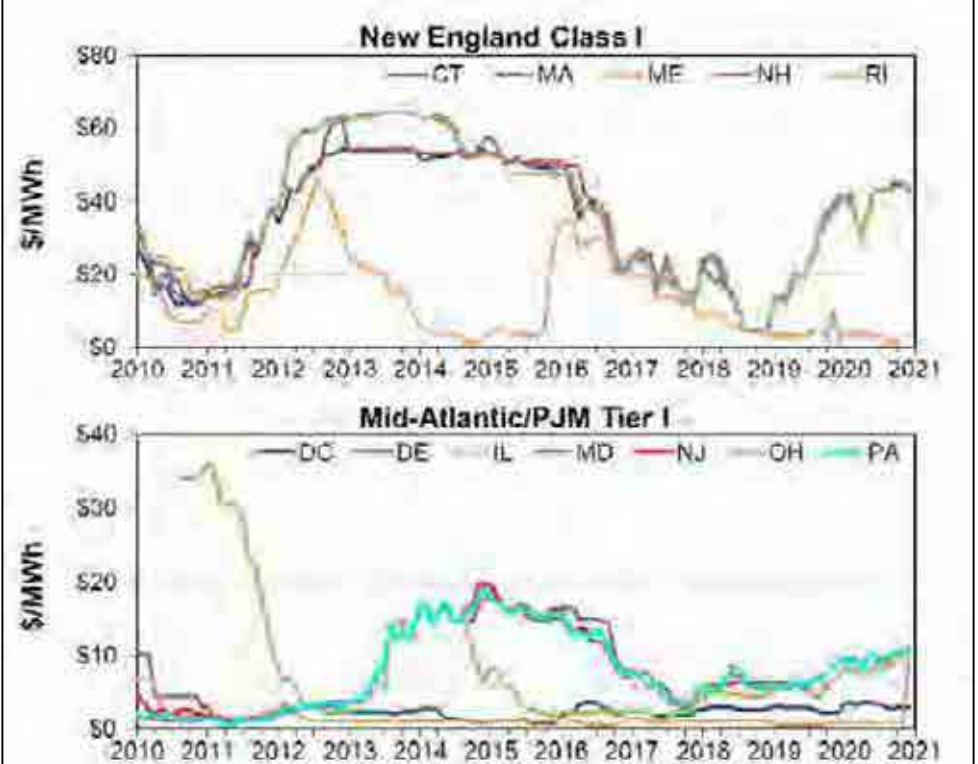
REC 価格 (Compliance取引)

- 価格
 - 米国では2021年2月時点で30の州とワシントンD.CにおいてRPSが導入済。州毎のRPSによる達成目標や供給量により変動。
 - 足下の価格推移は、州毎にばらつきがあるが、州によっては\$40/MWh前後(約4円/kWh)にまで至っているケースもあり。
 - 州毎によりRPSの目標値が大きく異なる中、今後の全体的な目標値の改定等により価格が上昇する可能性もある。

米国 RPS導入州



地域毎のCompliance価格の推移



<https://emp.lbl.gov/publications/us-renewables-portfolio-standards-3>より引用

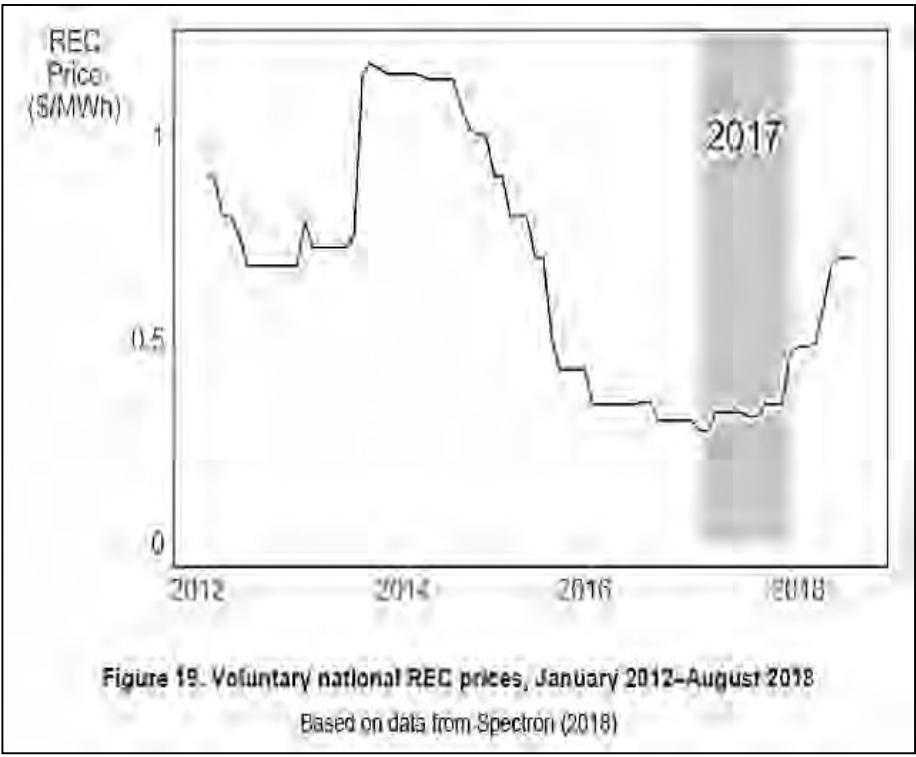
REC 価格 (Voluntary取引)

p 価格

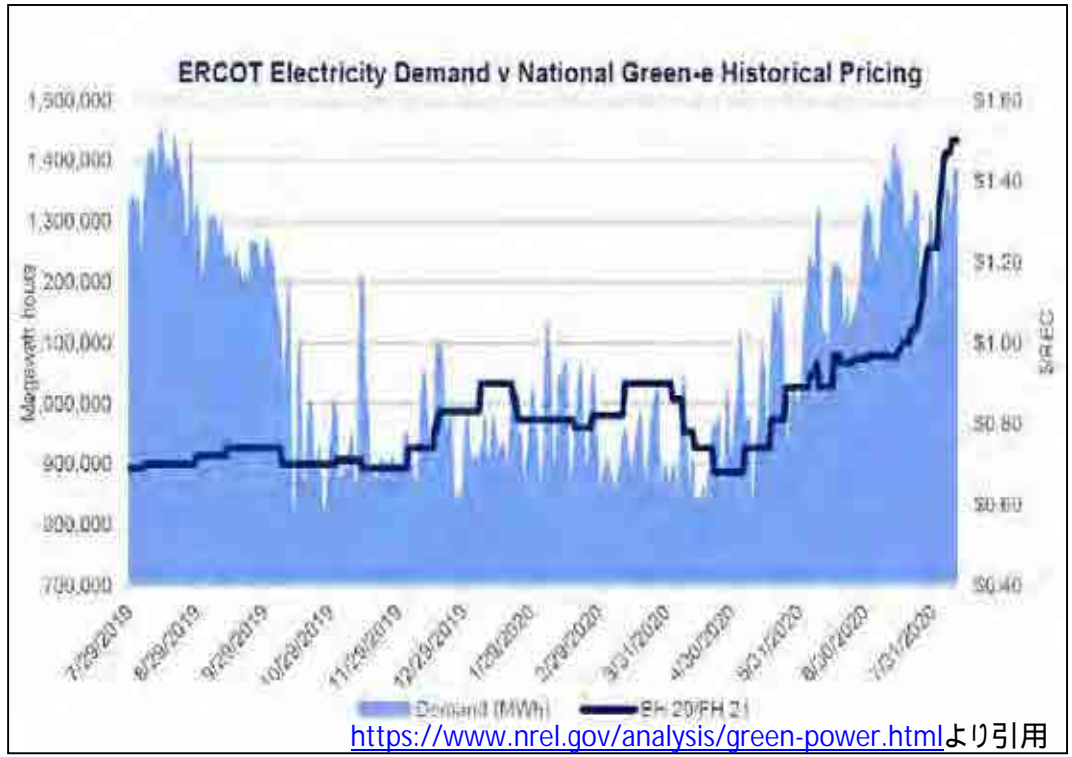
- Voluntary取引における価格推移では、14年以降RECの供給量が急増したことが背景となり、価格が急落。以降、RECを購入する需要の高まりはあるものの、2015年以降、\$1/MWh(0.1円/kWh前後)以下で推移。
- 直近では、2020年の夏頃、需要の高まりとともに価格が\$1.5/MWhを超える上昇基調であったが、その要因は必ずしも明らかでない。

Voluntary価格の推移

2012年1月～2018年8月



2019年7月～2020年7月



REC トラッキング

REC トラッキング概要

- 1 RECにおけるトラッキングシステムでは州により運用等が異なるものの、標準的には以下の属性情報がREC内の情報としてデータベース内に登録されている。
 - 1 トラッキングシステムは州毎に開発、運用。現時点で10程度のトラッキングシステムが併存。この内、3つのシステムでは全電源対象のトラッキング、その他が再エネのみのトラッキングを実施。
- RPSにおいても当該トラッキングシステムは活用。

主な属性情報（例）

- 1 再エネ設備の場所
 - 1 発電技術
 - 1 設備の保有者
 - 1 エネルギー源のタイプ
 - 1 定格容量
 - 1 設備の運用開始年
 - 1 該当するMWhが発電された年月
- 等

北米の主なトラッキング制度

Renewable Energy Certificate Tracking Systems in North America

KEY

- ERCOT (Electric Reliability Council of Texas)
- MIRECS (Midwest Renewable Energy Certificate System)
- M-RETS (Midwest Renewable Energy Tracking System)
- NAR (North American Renewable Energy)
- NC-RETS (North Carolina Renewable Energy Tracking System)
- NEPOOL-DES (New England Power Pool Renewable Energy System)
- NY-RECS (New York Renewable Energy Certificate System)
- NYGATS (New York Generation Asset Tracking System)
- RM/GATS (Renewable Market Generation Asset Tracking System)
- WREGIS (Western Renewable Energy Generation Information System)
- No tracking system formally adopted but allowed by state (not recognized by the RPS)



Guarantee of Origin(GO) 概要

ρ 概要

- | 欧州で発電された電気1MWh毎に、発電場所、発電方法等を証明する証書（発電源証明）。
- | 基本的に再エネが証書化対象。
- | 発電者に対して発行。物理的に発電される電気とは切り離し、その属性価値をボランタリーに取引。
- | 小売や大手企業等需要家は調達する電気に合わせて本証書を使用することで、再エネと主張が可能。
- | 相対取引がメイン。取引は参加者間で行われるが、GOの運用と管理をシステム上で行う機関（Issuing Body）が各国ごとに定められており、国の系統運用機関や電力市場の規制機関等がその役割を担う。
- | 再エネ価値を誰が保有しているかがトラッキングされ、再エネ価値のダブル主張が回避される仕組み。

ρ 設立背景

- | 2001年のEU指令を契機にEUにおける温室効果ガス削減の取組が開始。
- | 09年のEU改正電力指令により、発電事業者に対して、需要家への電力の属性情報（石炭、太陽光、風力等）の開示を規定。
- | 同年の改正再生可能エネルギー指令では、EU内の再エネ利用促進のための共通の枠組みを提供するものとして、各国に対し、再エネの発電源証明システムを構築することを規定。

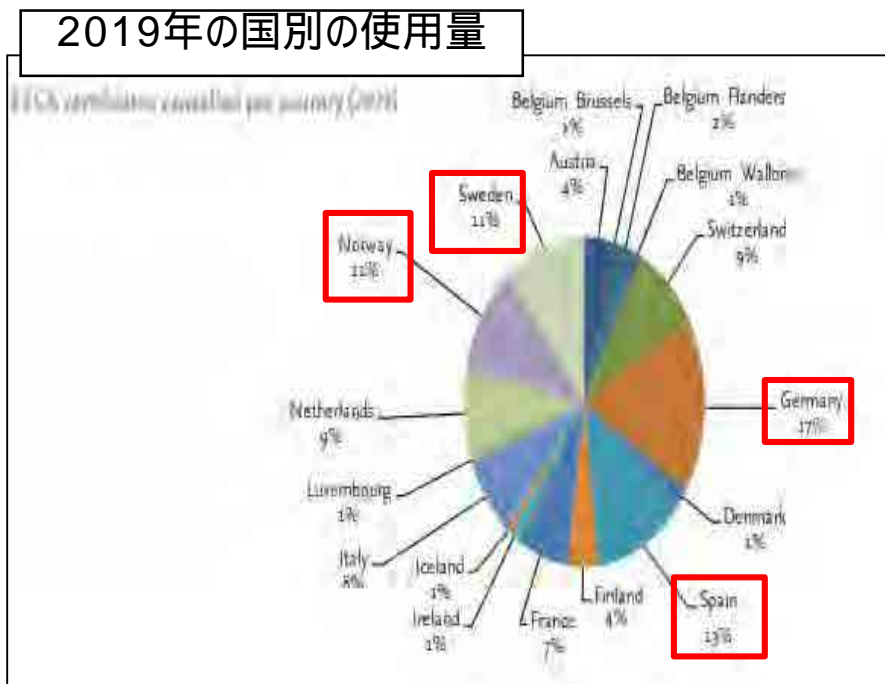
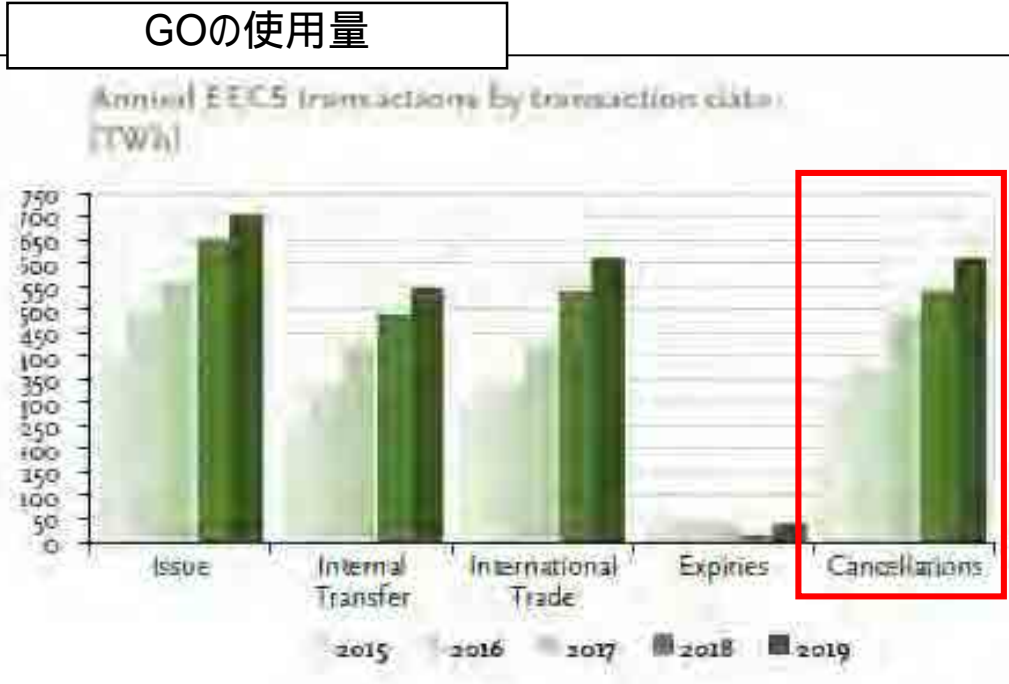
ρ 導入状況

- | 2021年3月時点で、左記EU指令対象国の内、29カ国がAssociation of Issuing Bodies(AIB)を構成し、AIB加盟各国のGOシステムを同組織の通信ハブでつなげ、加盟国間でのGOの取引および管理を可能としている。
- | AIB加盟国は、GOの発行、移転の標準化された仕組みである、欧州エネルギー証明システム(European Energy Certificate System、EECS)を運用。

Guarantee of Origin(GO) 使用量

AIB annual report 2019 より引用
<https://www.aib-net.org/news-events/annual-reports>

- ρ 使用量
- GOの使用量は年々増加傾向であり、2019年には、**約6,000億kWh**。
 - 使用量の電源毎での内訳は、**水力、風力**が全体の**80%超**を占める。
 - 国別では、**ドイツ**をはじめ、**スペイン、ノルウェー、スウェーデン**においてGOの使用量が目立つ。



Guarantee of Origin(GO) 価格及びトラッキング

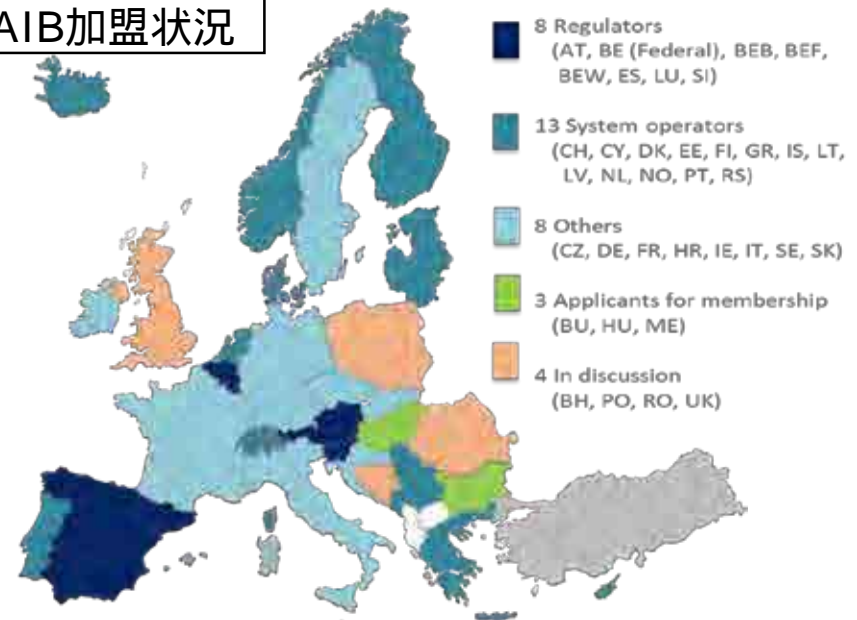
ρ 価格

- | 様々な電源由来の発電源証明が発行され、相対取引がメインとなっている中、それぞれの価格の推移は見えにくい状況。
- | 有識者等へのヒアリングでは、例えばノルウェーの水力発電所由来の場合、2016年10月～17年10月の間における平均価格は、**約0.3EUR/MWh(0.04/kWh)**の様様。他方、オランダの風力発電所由来であると、同期間の価格は**約3EUR(0.4円/kWh)**であり、電源毎で価格差が生じている。
- | 特定の地域の電源を好む需要が多くなったり、水力発電で言えば湯水等による証書供出量の低下などの要因が価格に影響を与えうる。
- | 全体的には環境価値への需要の高まりから価格も上昇基調であるものの、その水準はいまだ比較的低い模様。

ρ トラッキング

- | AIBに加盟して証書を発行しているGOにおいては、属性情報がその中に含まれてトラッキングされている状況。
- | 証書には、発電所の稼働年数、設備容量、補助金需給状況といった属性情報も含まれる。
- | 主なトラッキング情報としては、以下がある。
固有の証書番号、設備稼働開始日、設備の種類
発行国・発行日、発行者、設備容量等

AIB加盟状況



非化石証書、グリーン電力証書、Jクレジットの比較

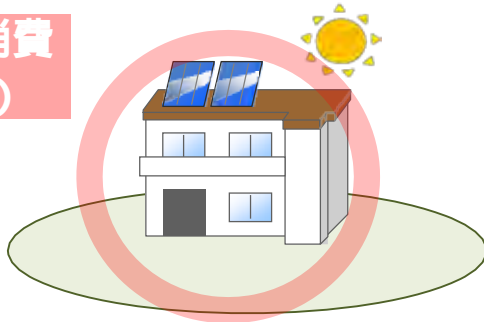
	非化石証書（再エネ）	グリーン電力証書	Jクレジット（再エネ）
発行主体	経済産業省	証書発行事業者 第三者認証	経済産業省・環境省・ 農林水産省
対象電源	非自家発（系統）	自家発	自家発
効果	再エネ価値 ゼロエミ価値	再エネ価値 ゼロエミ価値	再エネ価値 ゼロエミ価値
購入者	電力小売のみ	電力小売・最終需要家	電力小売・最終需要家
取引形態	取引所オークション 相対（非FITのみ）	発行事業者から直接購入	売り出しオークション 相対（転売も可）
取引態様	電力取引とセット	証書のみ取引	クレジットのみ取引
価格	1.2～1.3円 / kWh	2～4円 / kWh	約1円 / kWh
取引量	100億kWh超	約3億kWh	約11億kWh
償却手続	利用に応じて会計上 費用化	利用用途に応じて費用化等	登録簿上でクレジットを無効化
損金処理	証書付き電気の供給に利 用した分のみ 損金算入可	利用用途に応じて 損金算入可	無効化分のみ損金算入可

需要家の遠隔地等からの再エネ電気の直接調達

1 こうした直接供給について、需要家・事業者ニーズを確認したところ、それぞれ想定されるケースについて現行制度との関係を整理すると以下のとおり。

オンサイト型PPA

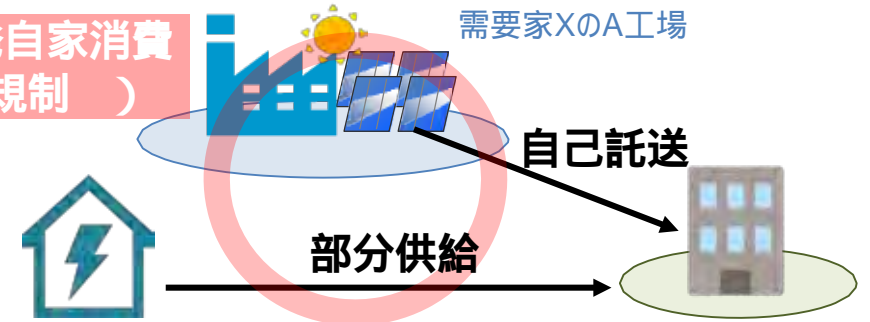
自家発自家消費
(非規制)



サイトで発電した電気を需要家が自家消費
保安規制は別途適用

オフサイト型PPA (社内融通)

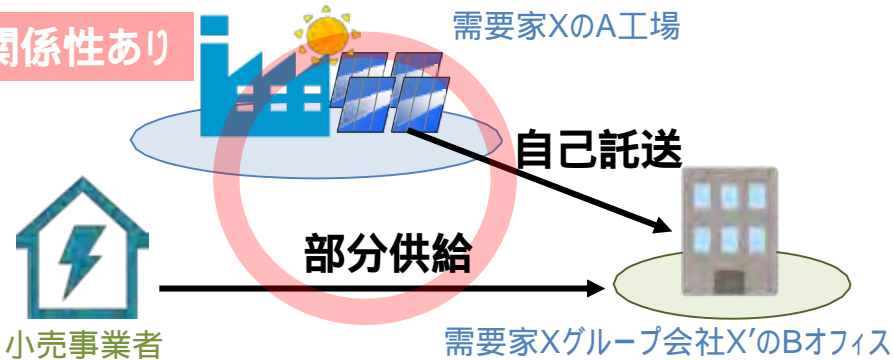
自家発自家消費
(非規制)



需要家XのA工場
自己託送
部分供給
小売事業者
需要家XのBオフィス
サイト外の自社工場からの自己託送と小売事業者の部分供給
保安規制は別途適用

オフサイト型PPA (グループ内融通)

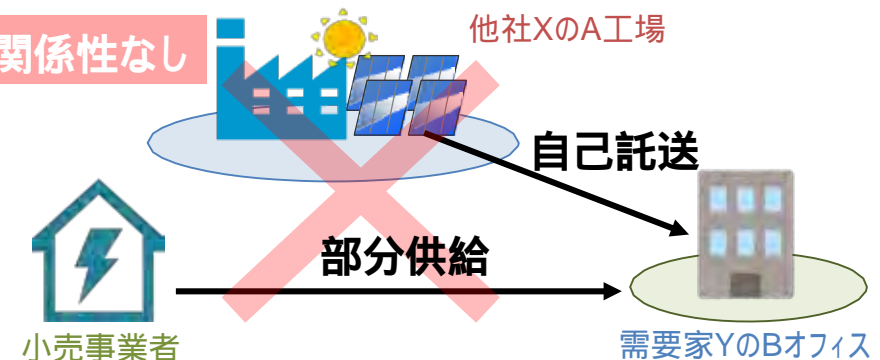
密接関係性あり



需要家Xグループ会社X'のBオフィス
小売事業者
サイト外のグループ会社工場からの自己託送と小売事業者の部分供給

オフサイト型PPA (他社(グループ外)融通)

密接関係性なし



他社XのA工場
自己託送
部分供給
小売事業者
需要家YのBオフィス
サイト外の他社工場からの自己託送と小売事業者の部分供給

需要家の遠隔地等からの再エネ電気の直接調達

- Ⅰ 現行制度上許容されていないオフサイト型PPAによる他社融通スキーム（前頁の）について、産業界等からこのような形態でのRE100電気の調達ニーズがあることや、こうした動きは、カーボンニュートラル社会の実現にも資すると考えられることを踏まえ、このような供給形態を可能とする方向性で検討を実施。

< 課題 >

【課題】 公平性の確保

- Ⅰ 本スキームは再エネ賦課金の対象外であり、本スキームによらない需要家の負担が高まるなど、公平性確保の観点から課題あり。

【課題】 公正競争の確保

- Ⅰ 本スキームは再エネ賦課金の対象外であることを事業者が営業時に訴求する可能性があるなど、公正競争確保の観点から課題あり。

【課題】 需要家保護の確保

- Ⅰ 需要家と再エネ発電事業者との間に契約行為が発生することから、需要家保護確保の観点から課題あり。

【課題】 事業規律の確保

- Ⅰ 太陽光発電設備の廃棄等費用の確保など事業規律確保の観点から課題あり。

【課題】 小規模電源の全体像の把握

- Ⅰ 小規模分散型電源の増加が見込まれることから、そうした電源の実態や日本の電源構成の把握などに課題あり。

< 検討の方向性 >

- Ⅰ 事業規律の確保や小規模電源の全体像の把握に係る課題を検討。
- Ⅰ その上で、公平性・公正性・需要家保護等を確保するため、一定の要件を満たすものについて、「オフサイト型PPA」を可能とする方向で検討を実施。

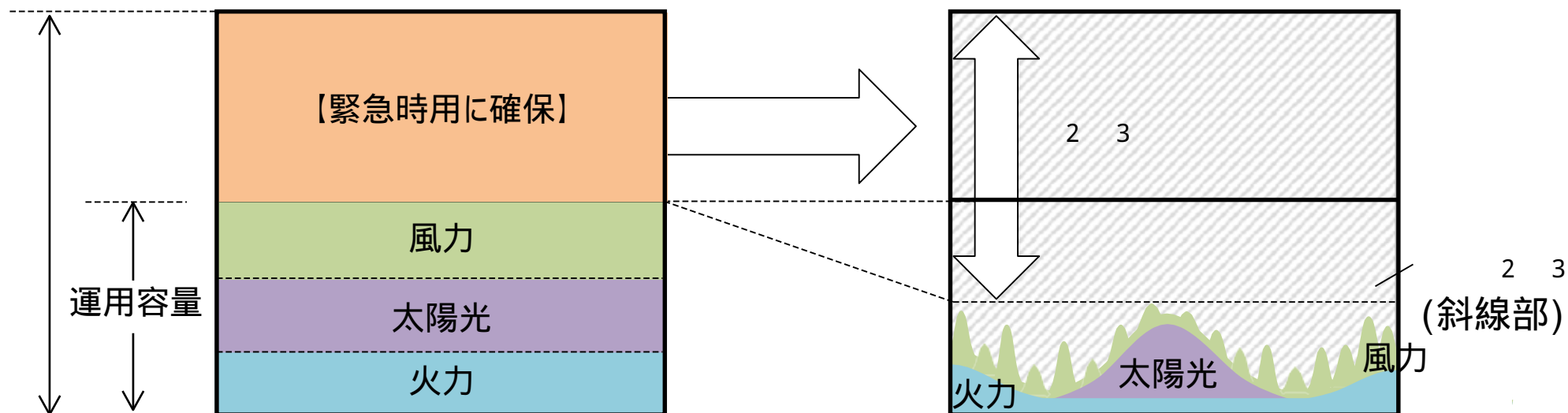
日本版コネクト & マネージの進捗状況

	従来の運用	見直しの方向性	実施状況
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 の空き容量拡大を確認 ¹
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
ノンファーム型の接続	通常は想定せず	一定の条件(系統混雑時の制御)による新規接続を許容	2019年9月から千葉エリア、2020年1月から北東北エリア及び鹿島エリアにおいて先行的に実施。2021年1月13日より全国の空き容量の無い基幹系統に適用。

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 周波数変動等の制約により、設備容量まで拡大できない場合がある。

3 電制装置の設置が必要。

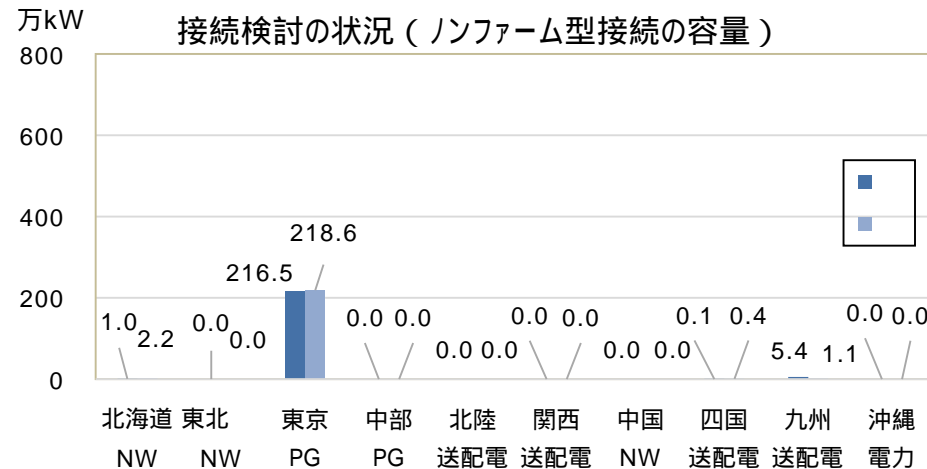
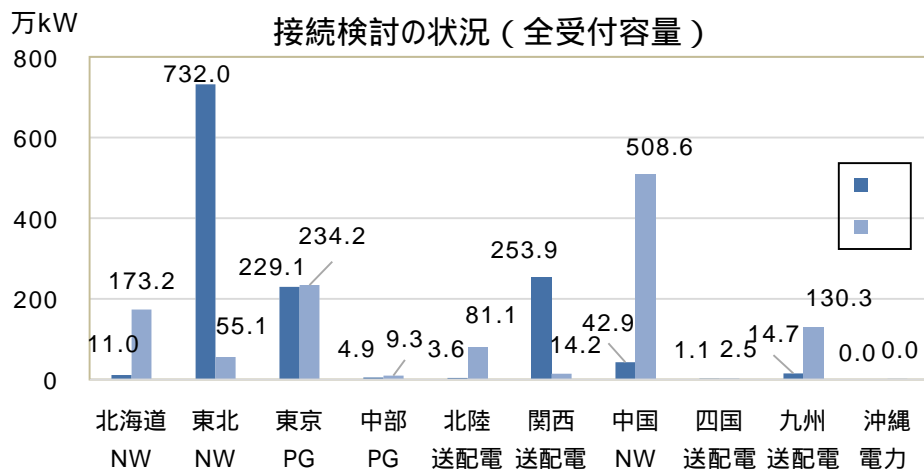
ノンファーム型接続の進捗確認のための情報公開

(出所) 第27回 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力NW小委(2021年3月12日)資料6 一部修正

- 現状の系統情報GLにおいては出力制御の予見可能性の向上のため、**各エリアの再エネの接続・申込状況**については、月毎に一般送配電事業者がホームページ上において公開することとしている。ノンファーム型接続の全国展開に伴い、当該政策による再エネの大量導入への効果を評価するために、**各エリアにおいてノンファーム型で申込・接続を行った再エネの状況については、区分けして公表**するよう見直しを行うことを決定。
- また、2021年1月13日の全国展開より1～2ヶ月は、**毎月200万kW超のノンファーム型接続の受付**を実施。全体は東北の受付が多いが、**ノンファームは東京が先行**。

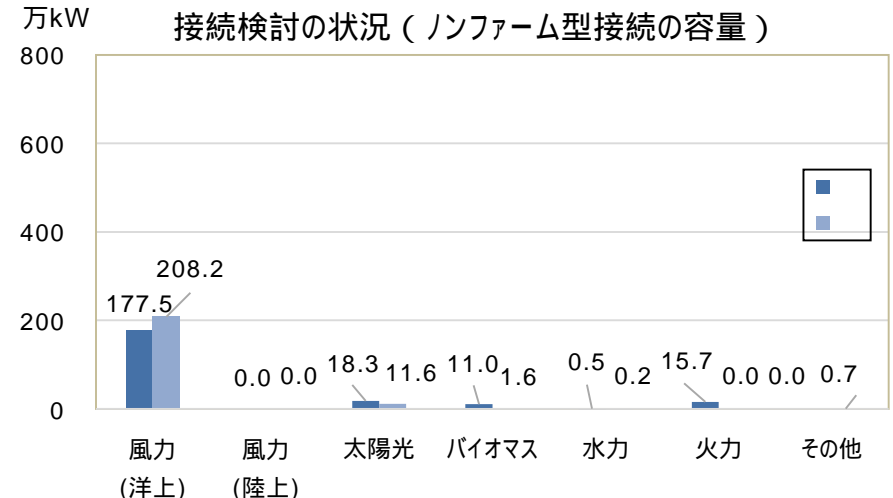
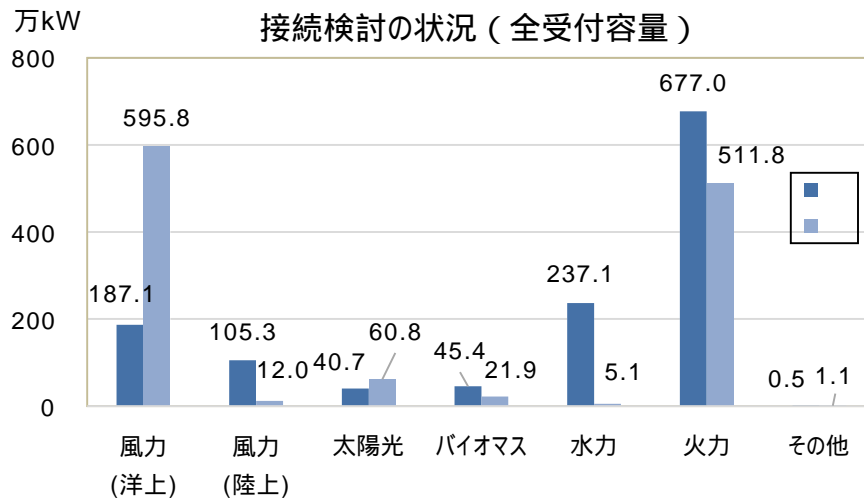
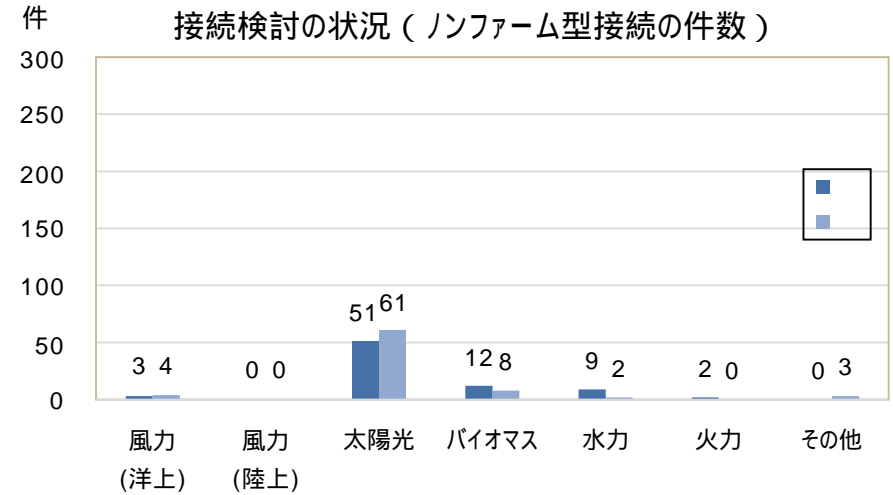
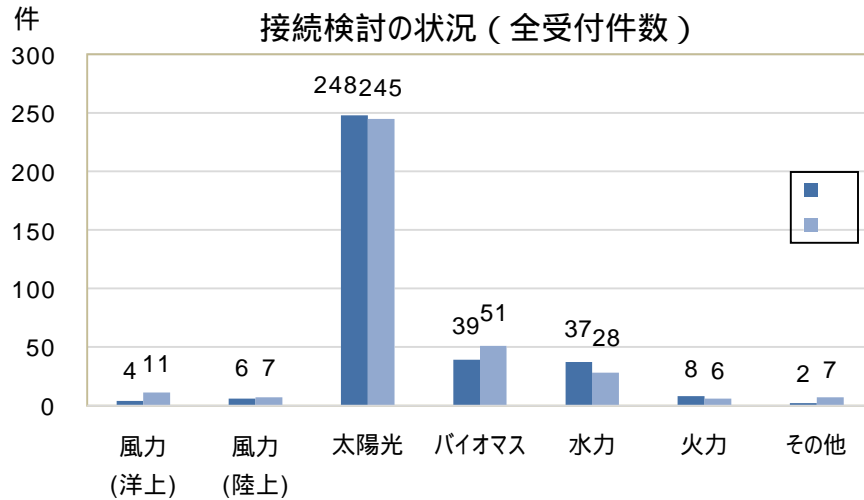
・接続検討の状況(2021年3月12日時点)

受付期間	合計件数 (件)	合計容量 (万kW)	ノンファーム型接続 件数(件)	ノンファーム型接続 容量(万kW)	割合(件数) (÷)	割合(容量) (÷)
2021年1月13日～ 2021年2月12日	344	1293.0	77	223.1	22.4%	17.3%
2021年2月13日～ 2021年3月12日	355	1208.4	78	222.3	22.0%	18.4%



(参考) 接続検討 (電源種別) の状況

I 2021年1月のノンファーム型接続の全国展開から1ヶ月の期間、 全国展開1ヶ月後から2ヶ月後の期間に受付を行った、接続検討の件数・容量合計は以下のとおり。



< 凡例 >

ノンファーム型接続全国展開～1ヶ月後 (2021年1月13日～2021年2月12日) の受付件数
 ノンファーム型接続全国展開1ヶ月後～2ヶ月後 (2021年2月13日～2021年3月12日) の受付件数

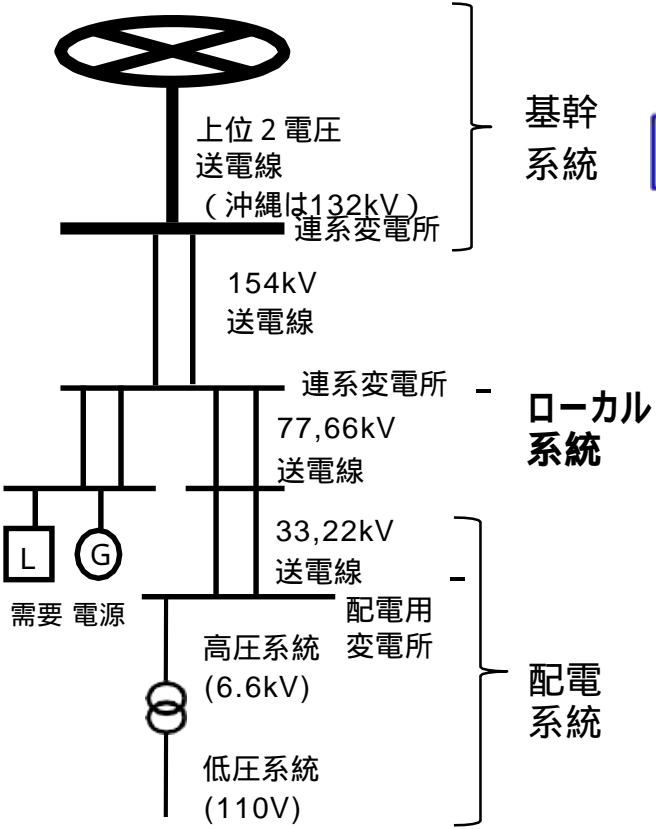
注1 データは送配電網協議会調べによる (2021年3月12日時点)
 注2 ノンファーム型接続の件数・容量は、ノンファーム型接続適用エリアでの接続検討を集計
 注3 新規連系以外のもの (発電設備リプレースに伴う出力増減等) を含む
 注4 端数処理のため、一覧表の合計値と差が生じる場合がある

再エネ開発と地域共生・系統形成：ローカル系統の整備と費用負担・接続のあり方

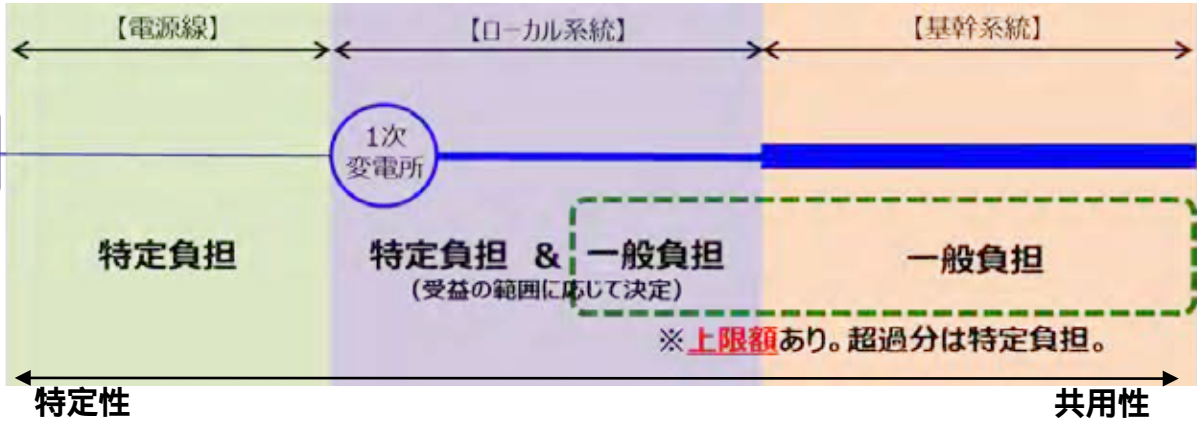
第3回再生可能エネルギー等に関する規制等の総点検タスクフォース（2021年1月8日）資料2-1

- 1 基幹系統より下位のローカル系統などについても、再エネ導入・拡大に向けて、ノンファーム型接続の適用の仕方について検討を進めていく。
- 1 ただし、その際、下位系統ほど電源特定性が高いことから、再エネ開発に伴う更なる増強の必要性が高く、「特定負担性」が大。また、地域の理解や系統形成の効率性の観点からは、計画的な形でのローカル系統整備が望ましいことを踏まえ、ローカル系統の整備と費用負担・接続のあり方を一体的に検討し、今夏頃までに一定の方向性を取りまとめ予定。

地内系統のイメージ



系統整備の費用負担イメージ



ローカル系統へのノンファーム型接続適用に向けた課題

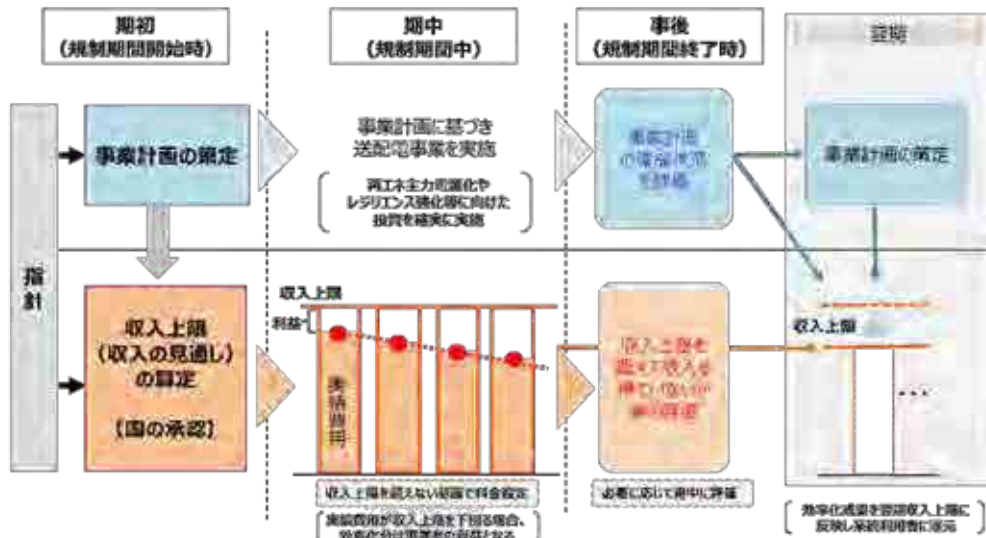
システム費用・開発期間	増強判断の規律
出力制御の実行（再エネ予測誤差）	先着優先利用ルールの見直し
情報の公開・開示	適用の範囲
N-1電制との両立	

ローカル・配電システムの増強計画

- 1 現在、新たな託送料金制度（レベニューキャップ制度）の詳細について、電力・ガス取引監視等委員会において、検討が進められている。
- 1 新たな制度の下では、一般送配電事業者は事業計画の策定の上、5年毎に収入上限を算定し、国の承認を得ることとされている。この事業計画において、連系線・基幹系統の増強計画（投資計画）はマスタープラン等に基づき策定し、ローカル系統等の増強計画は、一般送配電事業者が5年毎に自主的に策定する方向で議論されている。

（参考）新しい託送料金制度の全体像

- 新しい託送料金制度（レベニューキャップ制度）では、一般送配電事業者が、一定期間ごとに収入上限について承認を受け、その範囲内で柔軟に料金を設定できることとされている。本制度が、一般送配電事業者が、送配電費用を最大限削減しつつ、必要な投資を確実に実施する仕組みとなるようその詳細を設計していく必要がある。



第2回料金制度専門会合（2020年9月14日）資料3より抜粋

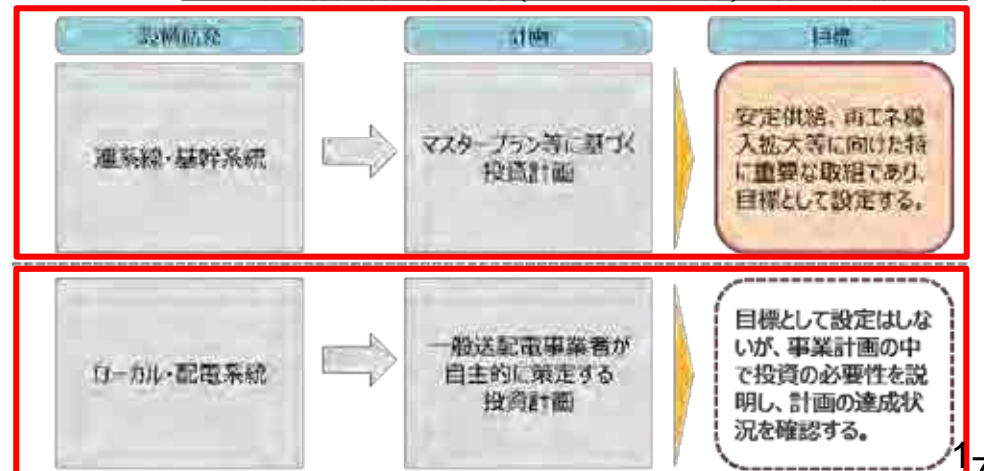
- 一般送配電事業者は、収入上限を規定期間（5年）毎に算定し、国の承認を受ける。
- 一般送配電事業者は、収入上限を超えない範囲で託送料金を算定するが、その算定方法について検討する。

収入上限の設定

一般送配電事業者は、事業計画の実施に必要な費用をもとに収入上限を5年毎に算定し、国の承認を受ける。

（仮定前提等による収入の見直し）
第十七条の二（一般送配電事業者は、経済産業省が定める期間ごとに、経済産業省令で定めるところにより、その供給区域における送電中絶及び電力品質改善計画（送電、受電第一線及び第二線とわけて）の送電設備の更新及び、その設備に係る料金の算定の基礎とするため、その設備を最新かつ適正に運用するために必要な必要と見られる収入（以下この条から第十八条までに於いて「収入の見直し」）について、承認する。経済産業省令で定めるところにより、

第4回料金制度専門会合（2020年11月30日）資料6より抜粋



ローカルシステムの増強規律と費用負担

- Ⅰ 従来、ローカルシステムに新たに接続する電源については、先着優先ルールに基づくファーム型接続を前提として、受益者負担の原則の下、受益が明確な限りにおいて、系統増強費用の負担を求めている。
- Ⅰ 他方、今後、ローカルシステムについて先着優先ルールを見直し、ノンファーム型接続を適用すると、基本的に全ての電源がノンファーム型接続によりシステムを「公共財」として利用することになるため、系統増強費用の負担ルールを見直す必要が生じる。
- Ⅰ また、仮に基幹システムと同様に再給電方式を適用すれば、電源の調整により再給電を行う（再給電費用）と、増強の費用を比較することが可能となる。
- Ⅰ こうした点を踏まえ、ローカルシステムの増強判断の規律については、費用負担の方法を含め基幹システムにおける取組も参考にしつつ、検討を深めていく。

ローカル系統におけるノンファーム型接続の実行システム開発

- Ⅰ ノンファーム型接続に対応したシステムの開発に向けて、2019年度からフィージビリティスタディを行っており、2020年度からは、実証用システムの開発規模や導入エリア、フィールド試験における実証内容の検討を実施中。
- Ⅱ 現在、2023年度末を目処として基盤技術の確立を目指しており、**本実証を通じ、ローカル系統におけるノンファーム型接続の適用に向けたシステム費用・開発期間や出力制御の実行システムを見定める予定。**

< NEDO実証によるシステム開発スケジュール >



（出所）NEDO「再生可能エネルギーの大量導入に向けた次世代電力ネットワーク安定化技術開発」基本計画より作成

< NEDO実証の実施体制 >

東京電力パワーグリッド株式会社
 北海道電力ネットワーク株式会社
 一般財団法人電力中央研究所
 東京電設サービス株式会社
 四国計測工業株式会社
 伊藤忠テクノソリューションズ株式会社

東京電力ホールディングス株式会社
 東北電力ネットワーク株式会社
 株式会社テプコシステムズ
 株式会社日立製作所
 一般財団法人日本気象協会
 国立大学法人東京大学

（出所）2020年6月29日「2020年度「再生可能エネルギーの大量導入に向けた次世代電力ネットワーク安定化技術開発」に係る実施体制の決定について」 https://www.nedo.go.jp/koubo/AT523_100100.html

ローカル系統におけるノンファーム型接続の試行的取組を開始

1 NEDO実証の一環として、東京電力PGにより、本年4月より10系統で試行的に開始。

4

2. 電源の効率的な導入拡大が困難なローカル系統

- 想定潮流が運用容量（N-1電制適用後）を超過する設備の中から、試行的に、増強規模が大きいローカル系統を抽出（以下「対象10系統」と言う）

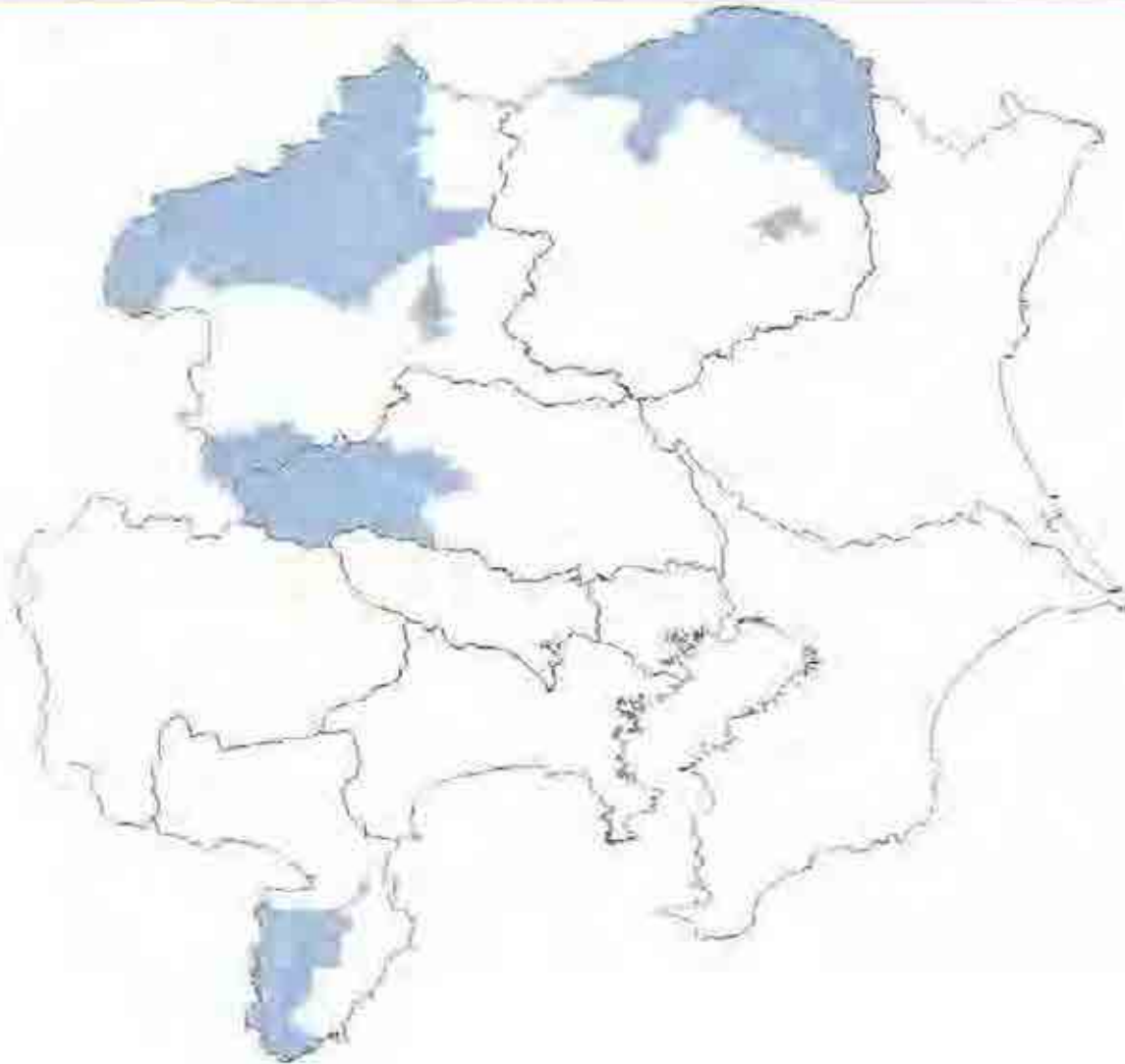
No	地域	電圧・送電線名	増強規模		
			対策内容	概算工期	概算工事費
1	群馬	154kV群馬幹線(金井～群馬)	鉄塔建替 20km	15年	130億円
2	群馬	154kV水上線(金井～小松)	鉄塔建替 8km	10年	30億円
3	埼玉	154kV奥秩父線	鉄塔建替 29km	19年	80億円
4	栃木	154kV栃那線	鉄塔建替 10km	10年	70億円
5	栃木	154kV下滝線	鉄塔建替 30km	15年	140億円
6	栃木	154kV猪苗代新幹線	鉄塔建替 6km	10年	41億円
7	群馬	66kV榛名線	鉄塔建替 19km	10年	60億円
8	群馬	66kV片品川線(金井側)	鉄塔建替 8km	10年	25億円
9	群馬	66kV泉沢線	鉄塔建替 5km	10年	18億円
10	静岡	66kV松崎線	鉄塔建替 14km	15年	280億円



(参考) 試行的にノンファーム型接続の適用が行われるエリア

8

(参考) No. 1~10 適用電源対象エリア



4. ノンファーム型接続の条件

- 対象電源： ノンファーム型接続対象電源は、特別高圧・高圧の発電設備及び低圧事業用の発電設備（10kW以上）を対象
- 適用開始時期（予定）
 - ・ 特別高圧・高圧の発電設備： 試行適用に係る説明資料の弊社ウェブサイト掲載（2021年4月1日目途）に合わせ適用開始
 - ・ 低圧事業用の発電設備： ウェブサイト掲載から約1ヶ月間を空け、2021年5月1日から適用開始
(詳細は試行適用に係る説明資料で詳述)
- 接続時期： NEDO実証で進めているノンファーム型接続システムの実系統導入以前に想定潮流が運用容量を超過する場合、発電出力制御が出来ず送電線過負荷が発生。過負荷回避のために、特別高圧・高圧の発電設備に対して、ノンファーム型接続システムの実系統導入（2024年度）以降の接続を条件として設定（対象10系統における契約申込み済み未連系電源の連系時期を踏まえると、低圧事業用発電設備については、連系時期の条件を設けずとも過負荷が発生しない見通し）



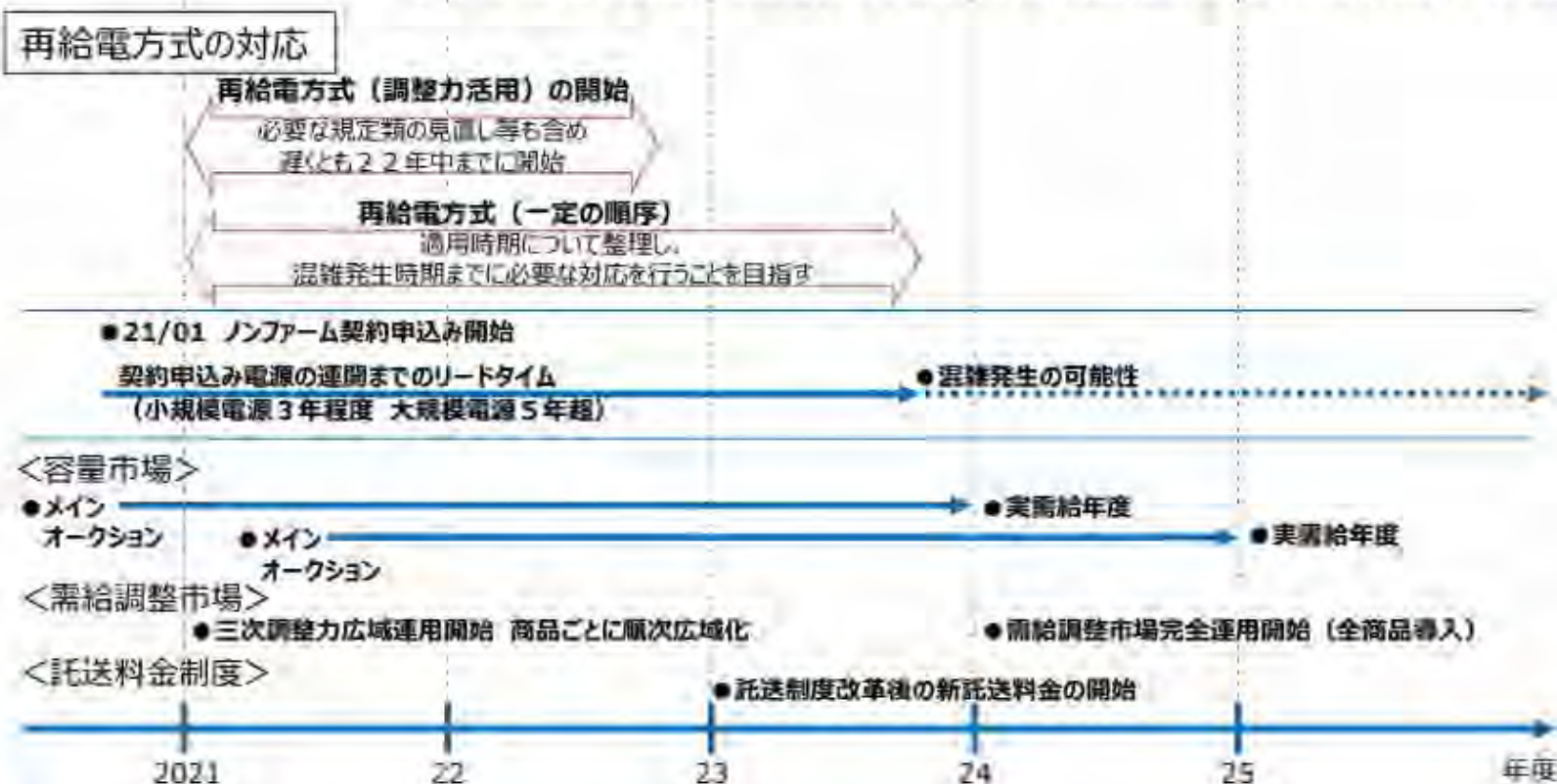
(参考)再給電方式の導入スケジュール

(参考)再給電方式 導入スケジュール

45

- 一般送配電事業者の対応を勘案し、調整力を活用する再給電方式は遅くとも2022年中に開始。
- 調整力以外の電源を一定の順序による出力抑制を適用することになることも含めた再給電方式は、電源連系のリードタイムを考慮し、混雑発生が見込まれる2023年中までに適用することを目指して検討を進める。

第5回広域連系システムのマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会 資料1より



(出典) 地内系統の混雑管理に関する勉強会について 最終報告 (2021年3月1日) 電力広域的運営推進機関

再エネ大量導入の下での再エネの出力制御の在り方

- 2018年以降、九州電力管内においては、需給バランスを維持するため、需要の少ない時期に再エネの出力制御が行われてきた。これまでは九州電力管内に限られてきたが、更なる再エネの導入や、今後のノンファーム型接続の拡大を踏まえると、再エネの出力制御量は今後更に増大していくことが見込まれる。
- 他方、2019年以降、FIT制度を「卒業」する再エネが増加するとともに、2022年度からFIP制度が開始されることに伴い、再エネの発電事業者が自ら発電計画を策定するようになれば、調整電源として活用できる再エネが増加していく。
- これらを勘案すると、現在は政策支援を不可欠とする再エネの将来的な電力市場への統合も見据え、非FITの再エネに対する出力制御については、単に電気の供給を抑えるということではなく、下げ調整として考える視点が重要となると考えられる。
- しかしながら、2024年度からの本格実施を目指して詳細制度設計の検討が行われている需給調整市場においては、下げ調整力を当面は考慮するものとはなっておらず、下げ調整のための余力活用契約を結ぶ電源は、FIP電源が応札できない容量市場の落札電源に限られている。
- このため、経済合理性に基づくメリットオーダーをより一層反映した系統運用に向けて、送配電会社が、再エネの下げ調整を含め、可能な限りすべての電源の上げ・下げ両方向の調整を市場取引価格により行う仕組みの在り方について、検討を深めていく。
- なお、本仕組みは、市場主導型（ノーダル制）の検討においても重要と考えられる。

再エネの下げ調整（出力制御）の扱い

- 現状、強制買取が前提のFIT電源に関する出力制御については、無制限無補償のルールが整備されており、国民負担の下で一定の制約下にあるFIT電源に対して出力制御時に追加的に補償することは妥当でない。
- 一方、今後増加が見込まれる卒FIT電源やFIP電源等の非FITの再エネについて、現行の調整電源と同様、ゲートクローズ後に送配電事業者が指示する出力制御に応じた場合に一定の金銭的な精算を行うことは考えられる。

例えば、イギリスのバランスメカニズムにおいては、再エネ事業者自身が発電の計画を策定する規律の下、安定供給に必要な下げ調整を提供する対価のような形で、出力制御の補償を実施しており、強制買取が前提となるFITの場合は、バランスメカニズムに参加できず、補償されていない。
- こうした取組は、卒FIT電源の価値を正當に評価するのみならず、FIT制度からFIP制度への移行を後押しすることとなり、再エネの電力市場への統合の促進につながると考えられる。
- 他方、こうした取組が具体的にどのような効果を有するかは、下げ調整の市場取引に関する規律次第であるため、今後、このような市場取引の在り方について、需給調整市場等に関する詳細制度設計の議論も踏まえつつ、検討を深めていく予定。
- なお、今後検討する仕組みの構築は、FIP制度の開始時期である2022年4月には間に合わない可能性が高いため、FIP制度について既に整理した内容は変更せず、将来的な対応策として、関連する市場との整合性を考慮しつつ、詳細な検討を進める。

(参考) イギリスにおけるメリットオーダーの実現の例 (balancing mechanism)

I イギリスにおいては、優先給電ルールは存在せず、balancing mechanismを活用し、可能な限り、再生エネを含む全電源をメリットオーダーで出力制御している。¹

1: 高圧送電網に直接接続する大型電源 (地域・電圧により異なるが、概ね50-100MW以上の電源)は参加義務を負う。それ以下の地域配電網接続の小規模電源は参加義務はないが、1MW以上は参加可能。

I 当日の市場で調達されるbalancing mechanismは、我が国の調整力公募における電源²と同様、ゲートクローズ後の余力を活用する仕組みであり、系統利用者 (発電事業者) は、ゲートクローズ時にBid-Offerを提出する。

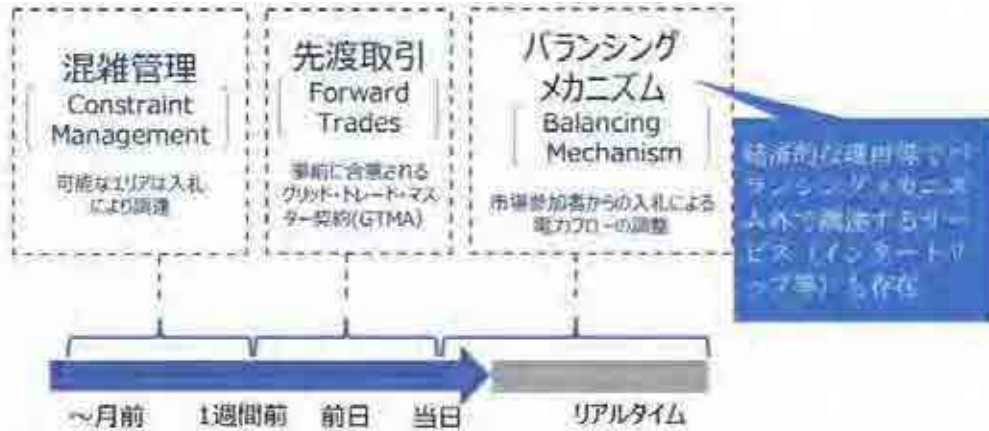
2: 一般送配電事業者が調整力専用として必要量を明示して募集し、常時確保する電源 に対し、一般送配電事業者が必要量を明示せず募集し、運用段階で調整指令を出した場合にのみ指令量に応じて精算される電源

ü Offer: 発電量を一定量増やす場合に系統運用者からいくら受け取りたいかを登録

ü Bid: 発電量を一定量減らす場合に系統運用者からいくら支払うかを登録

I 系統運用者であるNational Gridが、送電制約や発電ユニットの特性を考慮したうえで入札の価格順に指令 (落札) を行う。

< 系統混雑管理のタイムライン >



< Bid-Offerのイメージ >

Bid-Offer Pairs for ≥ BM Unit

Operating volume	Pair #	Offer Price (£/MWh)	Bid Price (£/MWh)
475 MW	Pair # 5	Offer Price £180/MWh	Bid Price £2/MWh
250 MW	Pair # 4	Offer Price £50/MWh	Bid Price £15/MWh
225 MW	Pair # 3	Offer Price £35/MWh	Bid Price £7/MWh
200 MW	Pair # 2	Offer Price £25/MWh	Bid Price £3.5/MWh
175 MW	Pair # 1	Offer Price £20/MWh	Bid Price £1.5/MWh
150 MW	Pair # 0	Offer Price £15/MWh	Bid Price £0.5/MWh
125 MW	Pair # -1	Offer Price £12.5/MWh	Bid Price £0/MWh
100 MW	Pair # -2	Offer Price £10/MWh	Bid Price £-1.5/MWh
75 MW	Pair # -3	Offer Price £7.5/MWh	Bid Price £-3/MWh
50 MW	Pair # -4	Offer Price £5/MWh	Bid Price £-4.5/MWh
25 MW	Pair # -5	Offer Price £2.5/MWh	Bid Price £-6/MWh

Settlement Period

北海道における調整力の不足

1 北海道では、需要変動が大きい昼間帯や点灯帯において、既存の電源（火力・揚水等）や連系線を最大限活用した上でも、系統周波数が調整目標（ $50 \pm 0.3\text{Hz}$ ）の限界に達する事例が発生。

軽負荷期においては、再エネの出力制御を回避するために、火力の必要運転数を最小限（3台）としており、全の既存電源を調整力として用いることができない。



北海道における再エネ拡大の取組

- 北海道における再エネの導入拡大のために、以下の取組をこれまでも進めてきた。
- 蓄電池の設置に関しては、個別の発電サイト毎に併設するよりも経済効率的な導入の在り方として、蓄電池プロセスを2017年に開始した。

第29回 総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会 / 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 系統ワーキンググループ (2021年2月25日) 資料5

対策① 調整火力3台以下時に解列する条件付で募集 (+5万kW) : 風力
 対策② 地域間連系線活用による風力発電の実証枠募集 (+20万kW) : 風力
 対策③ サイト蓄電池等による出力変動緩和対策 : 風力・太陽光
 対策④ 系統側蓄電池による募集プロセス : 風力
 I期 (+60万kW (16.2万kW確定済み))、II期 (+40万kW (I期検証による))



北海道における系統側蓄電池による募集プロセスの経緯・位置づけ

- 1 2017年に開始した蓄電池プロセス第I期において、60万kWの風力発電を募集したところ、熱容量制約のある系統への接続を希望する事業者の多くが、定められた運転開始期限に間に合わない等の理由により、プロセスから離脱し、最終的な応募容量は21.3万kW、連系容量は16.2万kWとなった。
- 1 一方で、募集プロセスの完了まで、FIT価格の失効が猶予されている事業者もあり、**蓄電池募集プロセスの早期開始を希望する声も多い。**
- 1 係る観点から、中長期的には、系統における調整力を蓄電池含めてメリットオーダーに基づき確保するため、一般送配電事業者が、市場を通じて調整力として確保できるような仕組みが重要とした上で、短期的には**蓄電池募集プロセスの残容量について、再開を判断。**
- 1 また、その際の費用負担については、蓄電池のコスト低下等を考慮し、一般負担割合を5%から10%に引き上げた。

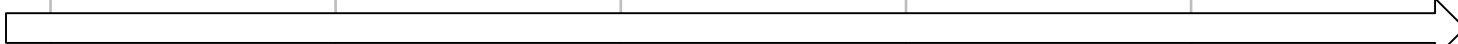
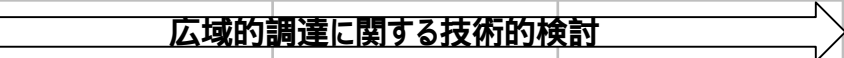
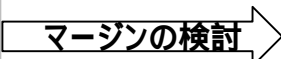
<参考>蓄電池募集プロセスの募集要項における失効猶予期間の設定

6.4 本募集プロセスにおける設備認定に関する経過措置について
本募集プロセスに参加している案件については、接続契約を締結していない場合の設備認定の失効について、FIT法改正に伴う経過措置として、本募集プロセスの完了の翌日から6か月間の猶予期間が設定されます。

連系線を活用した広域的な調整力の確保

- 1 これまで北海道エリアと東京エリアでは、地域間連系線を活用した広域的な調整力の確保として、風力実証試験（実証風力20万kW）を実施しているところ。（実証のためのマージン枠を設定）
- 1 他方で、2021年度から開設される需給調整市場においては、風力実証試験にて取り扱う調整力と同様な要件である三次調整力 の取引が2022年度から開始される予定である。
- 1 需給調整市場を活用した再エネ出力変動に対応する広域的な調整力の確保について広域機関において技術的な検討を行うこととした上で、改めて風力実証試験の取り扱いや再エネ導入拡大の可能性について検討予定。

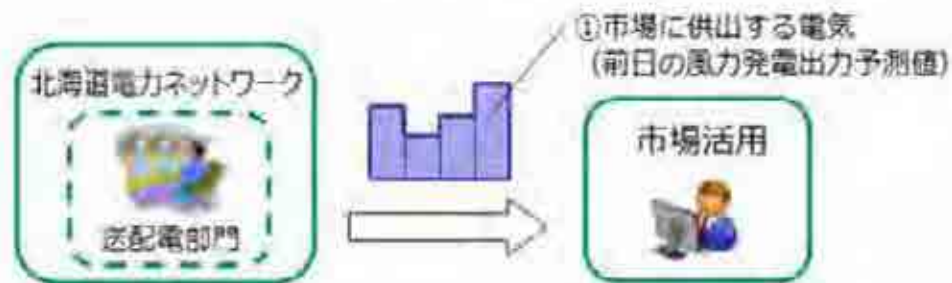
三次調整力 向けの連系線マージン枠については、電力・ガス取引監視等委員会において検討

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度
系統WG		<p>★ 9月：第11回系統WG 連系線のマージンの拡大の可能性等について、広域機関及び北海道電力に検討を要請</p> <p>★ 3月：第15回系統WG 広域機関から、マージンを設定すると、電力取引上の経済的損失が発生する一方で、他エリアの調整力の有効活用、サイト側蓄電池の容量低減、北海道エリアの風力導入拡大のメリットがあることが報告され、国において、他の選択肢との組み合わせや費用対効果等を検討することとされた。</p>				
北海道風力実証試験						
需給調整市場の検討 (三次調整力)						<p>★ 4月：開設</p>
					本WGにて実証の結果等を検証	

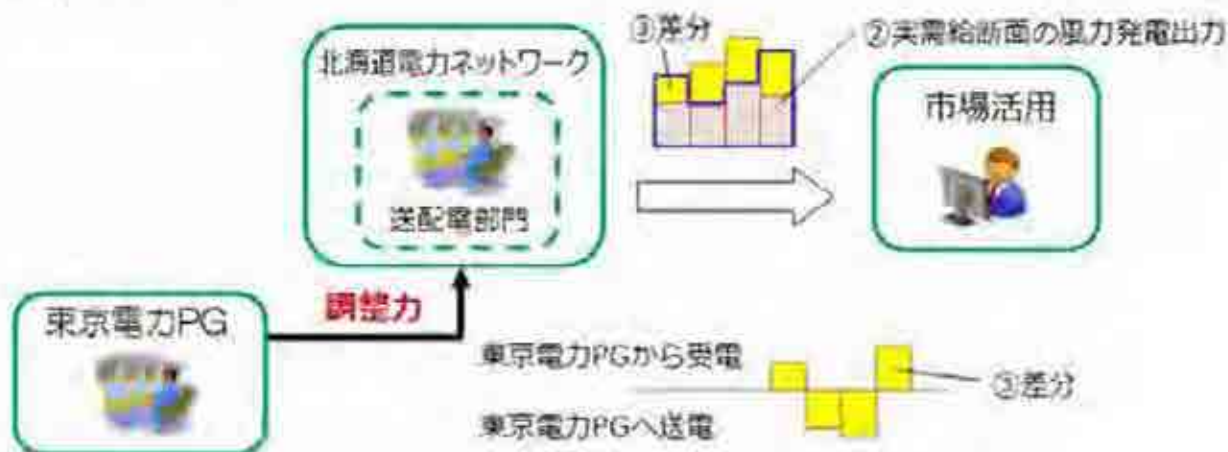
(参考) 連系線を活用した風力の導入拡大に向けた実証試験について

- 1 北海道電力NWは、新たに連系する風力発電（20万kW）の出力を30分単位で予測し、長周期変動に相当する電力を前日スポット市場に供出。
- 1 市場に供出する電気（ ）と、実需給断面の風力発電出力（ ）との差分の調整に、北本連系設備を介して東京電力PGから調達する調整力（ ）を利用。

<前日断面>



<実需給断面>



(参考) 連系線を活用した短周期変動対策に関する広域機関からの報告

第15回 総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会 / 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 系統ワーキンググループ (2018年3月30日) 資料2

13

6. 検討結果のまとめ 検討結果のまとめ

【連系線を活用した短周期変動対策について】

(技術的検討の結果)

- 連系線の活用を短周期変動対策として確実に期待する場合は、調整力のエリア外調達のためのマージンを設定することが必要。
- 平常時AFCの改修が不要であることから、短周期変動対策として連系線を活用する場合は、短周期広域周波数調整機能を活用する方法が望ましい。

(市場取引への影響評価)

- 調整力のエリア外調達のためのマージンを設定すると系統利用者が利用できる連系線の空容量が減少し、市場取引に影響を与える。
- 北海道本州間連系設備及び東北東京間連系線の双方向のマージンを設定した場合の電力取引上の経済的損失額は、北海道エリア外に期待する短周期調整力を1万kW増やす毎に北海道本州間連系設備の増強前で約4.9億円/年、増強後で約3.1億円/年※となる。

※北海道エリア外に期待する短周期調整力を東北エリアと東京エリアの系統容量比率(東北エリア:東京エリア=0.2:0.8)で配分した場合の試算。

※取引活性化で、競争が進展する等の間接的な損失額は評価できていない。(考慮が難しい。)

※メリットオーダーの運用ができていない場合は、経済的損失額は小さくなる。

※電源構成、燃料費、需要等が変化すれば、経済的損失額も変化する。

(政策判断する際に考慮いただきたい内容)

- 調整力のエリア外調達のためのマージンを設定すると電力取引上の経済的損失が発生する一方で、当該スキームを導入すれば、北海道エリアと比較して豊富な他エリアの調整力の有効活用、サイト蓄電池の容量低減、北海道エリアへの風力導入拡大のメリットもあることから、国において、他の選択肢との組み合わせ、費用対効果等をご検討いただきたい。