

# 電力ネットワークの次世代化に向けた中間とりまとめ

2021年9月  
資源エネルギー庁

# 電力ネットワークの次世代化に向けた中間とりまとめ概要

## <主な整理概要と今後の検討課題>

### 系統の新設・ 増強

#### <電力系統の増強>

- 送電網整備のマスタープランについて、2021年5月に中間整理を行い、エネルギー基本計画等を踏まえ、**2022年度中を目処としてマスタープランを策定する予定**。一部の地域間連系線については、電源等の意向を調査する仕組み等を踏まえた評価方法を検討及び整理した上で、マスタープランの策定を待たず、足下の電源ポテンシャルを踏まえて、増強計画（広域系統整備計画）の具体化について検討を進める。なお、ローカル・配電系統については、レベニューキャップ制度の下、増強計画が策定されることになる。
- **地域間連系線及びこれに伴う地内系統の増強に係る費用については**、既存の再エネの稼働率を高め、その最大限の活用を促し、中長期的には、より安価なコストの再エネ導入が進む効果が期待されるため、**一部再エネ特措法上の賦課金方式を活用する**。

### 既存系統の 有効利用

#### <既存系統の有効活用>

- 既存系統を有効活用し早期の再エネ導入を進める「日本版コネクト&マネージ」の取組の1つである**ノンファーム型接続について、全国展開に向けた検討を行い、2021年1月より全国の空き容量の無い基幹系統に適用した**。
- **ローカル系統でも、2022年度末頃を目途にノンファーム型接続の受付を順次開始することを目指し**、物理的な連系のタイミングや在り方については、技術開発や利用ルール見直し・バランスメカニズムの進捗を踏まえて、引き続き検討していく。
- 気象条件等により送電線等の容量を動的に扱う手法であるダイナミックレーティングについて、実証事業等を通して、適用系統や適切な方式等についての検討を深め、課題の整理をしていく。

#### <利用ルール見直し>

- 従来の**先着優先の考え方から、メリットオーダーへの早期の転換方策として**、送配電事業者の指令により、実需給断面において、混雑系統内の発電所の出力を制御し、制御した同量を、送電できなかった先のエリアにおいて、代わりとなる発電所から再び給電する方式（**再給電方式**）を、**2022年中に開始する**。
- 再エネ出力制御量低減や、FIP制度の開始に伴う再エネの将来的な電力市場への統合も見据え、非FIT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であるバランスメカニズムの在り方について、検討を深めていく**。
- 将来的な**市場主導型（ゾーン制・ノード制）への移行に向けては多くの課題があるが、可能な限り早期な移行を目指す**。

### 透明性・ 公平性の 確保

#### <系統情報の公開・開示の高度化>

- 再エネ出力制御の予見可能性を高め、電源の適切な立地誘導を行うためには、電源や系統に関する情報の公開・開示が重要である。そのため、**情報開示請求者の要件見直しや、リアルタイムでのビジュアル化したデータ公開、需給制約による出力制御検証時の個別電源情報の取扱いを系統情報ガイドライン上に明記等を進める**。

# 電力ネットワークの次世代化に向けたロードマップ

2021年 2025年 2030年 2050年

## 新設・増強

★ **マスタープラン中間整理** (2021春)

★ **マスタープラン完成** (地域間連系線・基幹系統の増強方針、海底直流送電を含む) (2022~)

→ 具体的な整備計画を順次策定

★ **ローカル・配電系統の整備計画** (2023 (第一期レベニューキャップ期間) ※増強規律と費用負担の在り方を並行して検討)

★ **ローカル・配電系統の整備計画** (2028 (第二期レベニューキャップ期間))

← 一括検討プロセスでローカル系統を増強

→ 増強工事 (10~20年目途)

## 既存系統の有効利用

★ **ノンファーム型接続の基幹系統への全国展開とローカル系統への試行的適用** (2021春) ※配電系統への展開はNEDO実証等を踏まえ検討

[ N-1電制本格適用 ]

★ **混雑管理・出力制御システム開発の完了→ローカル系統でも系統連系開始** (2024~) (NEDO実証) (balancing mechanism and cooperation)

★ **再給電方式 (調整力の活用) の開始** (2022)

★ **再給電方式 (一定の順序) の開始** (2023)

→ 市場主導型への見直しを検討中 (ゾーン制・ノードル制)

## 調整力の確保等

★ **需給調整市場開設** (三次調整力②取引開始、商品ごとに順次拡大) (2021.4)

★ **需給調整市場の全商品取引開始** (全エリア(沖縄除く)での広域調達) (2024)

[ グリッドコードの検討 ]

★ **ゲートクローズ後の余力活用の仕組みが開始** (容量市場の参加者) (2024~) → 対象電源を可能な限り全電源に拡大

★ **北海道蓄電池募プロの開始** (I期残容量、短期的な対応) (2021)

★ **系統用蓄電池の電気事業法への位置づけ等** → 北海道の要件解除へ (2022~)

## 透明性・公平性の確保

★ **電力広域機関のアクションプラン策定** (プロパー拡大等の検証WG取りまとめ具体化) (2021春)

★ **第三者が評価できる仕組みなどの取組の強化** (電力広域機関セカンドオピニオン) (2022春~)

★ **系統情報の公開・開示の高度化** (需給情報の細分化公開等)

★ **競争発注等を通じた効率化取組施策** (2023)

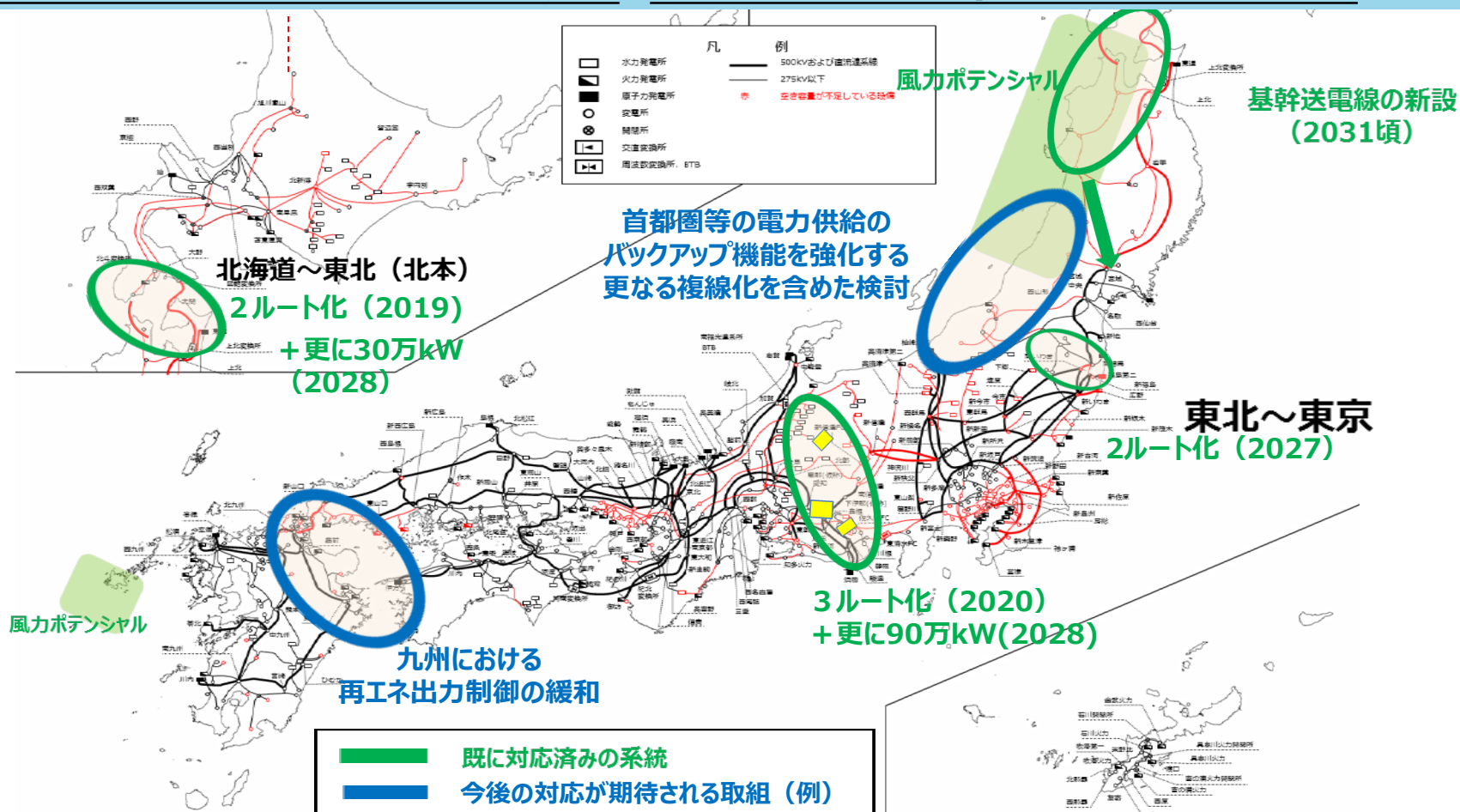
カーボンのニュートラルの実現を支える  
強靱な次世代型の電力ネットワークへ

**以下参考**

# **1.系統新設・増強**

# マスタープランに基づく送電ネットワークの強靱化

- 脱炭素化の要請がより一層強まる一方、首都直下地震等の大規模災害も見込まれる中、全国の送電ネットワークを、再エネの大量導入等に対応しつつ、レジリエンスを抜本的に強化した次世代型ネットワークに転換していくことが重要。
- このため、再エネ適地と需要地を結び、国民負担を抑制して再エネの導入を図るとともに、首都直下地震等により首都圏等に集中立地するエネルギーインフラが機能不全に陥った場合のバックアップ機能の強化を図るため、全国大での送電ネットワークの複線化を進めていく。



# 「プッシュ型」の計画的な送電ネットワークの形成

- 再エネ電源の大量導入を促しつつ、国民負担を抑制していく観点から、電源からの要請に都度対応する「プル型」から、電源のポテンシャルを考慮し、マスタープランに基づき計画的に対応する「プッシュ型」の送電ネットワーク形成への転換を図ることとしている。
- 電力広域機関におけるマスタープランの策定に当たっては、個別の送変電設備増強について費用便益評価を行う一方、マスタープランに基づく送電設備の増強については、その費用を全国で調整することとなっている。

## 基幹系統の整備 (マスタープランの策定)

### 費用便益評価に基づくマスタープランの策定に向けた整理

- ✓ 各エリアの将来の電源ポテンシャルまで考慮して費用便益評価を実施することにより、プッシュ型で、広域連系系統のマスタープランを策定する方法への転換に向けた整理を実施

## 全国調整スキームの 詳細設計

### 広域系統整備計画に基づく全国調整スキーム適用に向けた詳細設計

- ✓ マスタープラン等の議論を経て増強判断された個別の基幹系統の広域系統整備計画に基づき、当該費用を全国調整する詳細ルールを設計

(広域系統整備計画) ※改正電気事業法抜粋

第二十八条の四十七 推進機関は、(中略) 電気事業の広域的運営を推進するため特に必要な電線路その他の変電用、送電用及び配電用の電気工作物の整備及び更新に関する計画(以下この条及び第二十九条第二項において「広域系統整備計画」という。)を策定し、経済産業大臣に届け出なければならない。

- 2 広域系統整備計画においては、次に掲げる事項を定めるものとする。
- 一 整備又は更新をしようとする電線路その他の経済産業省令で定める電気工作物
  - 二 前号の電気工作物に係る整備又は更新の方法
  - 三 第一号の電気工作物に係る整備又は更新に関する費用の概算額及びその負担の方法

# マスタープラン策定の基本方針

## (基本的考え方)

- 再エネの大量導入等に対応しつつ、レジリエンスを抜本的に強化した次世代型ネットワークに転換していくため、中長期的な再エネ電源の導入状況を念頭に置きつつ、ネットワークの複線化等を進めることを基本的な方向性とする。
- その際、前提となる電源ポテンシャル等の諸条件については、相当程度不確実性が伴うことを踏まえ、例えば、将来的な再エネの導入量について、複数のシナリオを設定することとする。

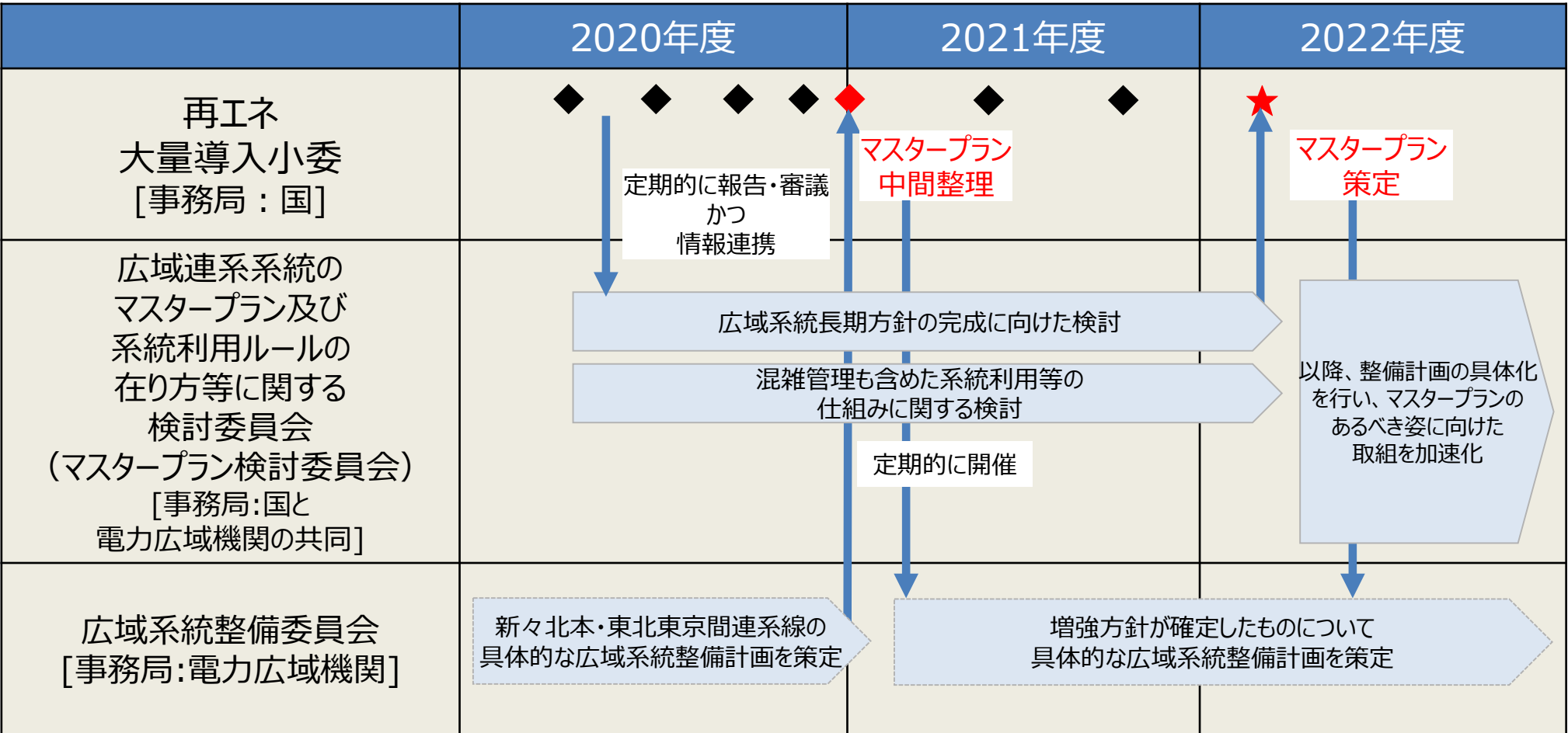
## (目標時期及び対象送電線等)

- 大規模な送電線の増強は10～15年程度かかる一方、現行のエネルギーミックスが2030年度を目標としていること、また、各電気事業者が毎年経済産業大臣に提出する供給計画の期間が10年であることを踏まえ、まずは目標時期として2030年度を基本としつつ、その先も可能な範囲で視野に入れる。
- マスタープランに盛り込む送変電設備は、偏在する再エネポテンシャルを広域的運用により活かす電力ネットワークの将来像を示すというマスタープランの趣旨に鑑み、広域的運用に資する地域間連系線及び地内基幹系統とすることを基本とする。



# マスタープラン策定の進め方

- マスタープランは、改正電気事業法の施行に合わせて**2021年5月に中間整理を行った。**  
**2022年度中を目途に策定の上、エネルギー政策の進展を踏まえながら随時改定していく。**
- 電力広域機関におけるマスタープランの策定に当たっては、資源エネルギー庁も共同で事務局を務める**検討委員会において詳細検討を進める**こととし、その検討状況については、**本小委員会に定期的に報告する。**



# マスタープランに基づく基幹システムの増強判断方法

- 2017年に電力広域機関が策定した広域系統長期方針において、送電ネットワークの形成を効率的に行うため、社会的便益を総合的に評価する費用便益評価により増強判断を行う考え方が盛り込まれ、東北東京間連系線や新々北本連系設備の増強判断に際し、費用便益評価が行われた。
- 今後、再エネの大量導入等に向けて更に効率的に送電ネットワークの形成を行うため、各エリア内の基幹システムについても、これまで実施してきた募集プロセス等ではなく、費用便益評価に基づき、その増強方針をマスタープランとして策定していく。
- その上で、想定した電源設置が実際には行われないうことで無駄な増強とならないよう、増強が望ましいと判断された送電線の増強に着手するタイミングについては、増強判断の前提となった電源設置に係る進捗を踏まえて、費用便益がある蓋然性が高い状況等となったことを確認したタイミングとする。

電力広域機関「広域系統長期方針」2017年3月 抜粋

## (2) 費用対便益に基づく流通設備増強判断

これまで、連系する電源の設備容量に応じる等、確定論的な増強クライテリアにより投資判断を行ってきた。

想定潮流の合理化、精度向上に取り組んだとしても、想定潮流が運用容量を上回ることが見込まれる場合には、このクライテリアにより流通設備増強の要否を判断する必要がある。

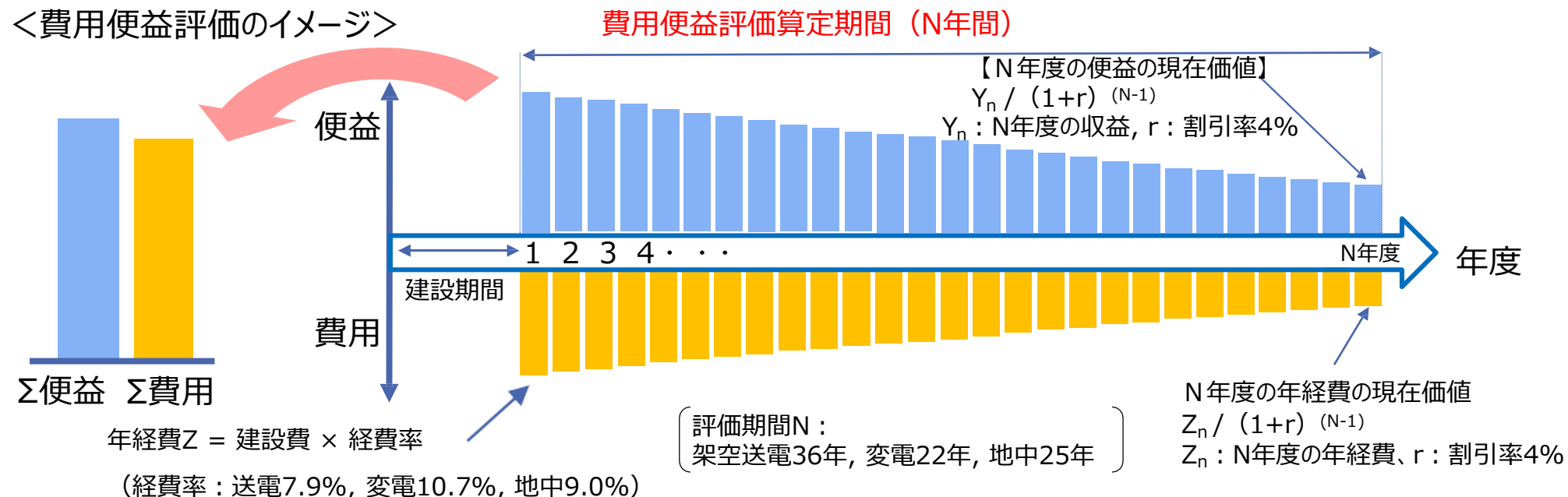
今後、混雑発生を許容した電源連系を行う場合は、長期的な潮流シナリオに基づく確率論的な想定潮流により、設備増強に伴う年間総発電費用の低減効果、供給力や系統維持能力が向上することの価値等の社会的便益を総合的に評価した上で投資の合理性を判断するといった手法が考えられる。

# マスタープランの中間整理における費用便益評価

- 評価算定期間内の費用及び便益を年度ごとにそれぞれ算定の上、現在価値に換算した合計の費用及び便益を比較。
- 便益としては、送電線増強に伴う燃料費削減効果やCO2対策費削減効果等を算出。
  - 燃料費削減については、広域メリットオーダーに基づいた潮流シミュレーションの結果により、系統を増強した場合と増強しない場合の総燃料費の差分を算出。
  - CO2対策費削減については、同様に燃種毎の発電量の差分から、燃種毎の排出係数やCO2クレジット価格※を掛け合わせて、貨幣価値に換算し算出。

※発電コスト検証WGで用いたIEA EU新政策シナリオにおけるCO2対策費価格（2030年:37ドル/CO2トン）

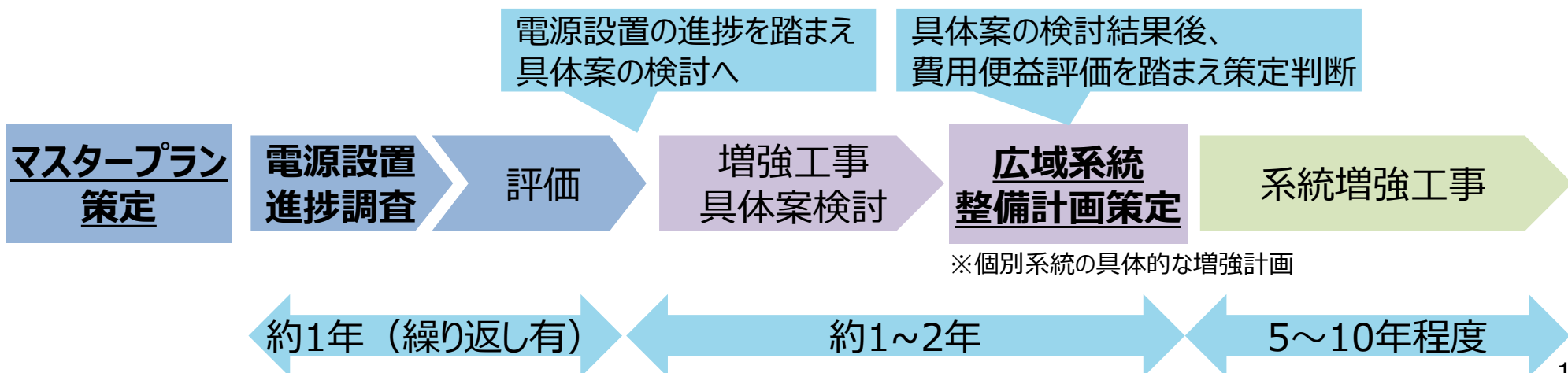
## <費用便益評価のイメージ>



# マスタープランに基づく基幹系統増強に着手するタイミングと評価方法

- マスタープランに基づいて実際に個別の系統増強に着手するタイミングは、電源設置の進捗や見込みなどを踏まえ、便益が費用を上回る蓋然性が大きい状況等であることを確認したタイミングとされている。
- このため、電源設置の今後の見込みを如何に把握するかが、系統増強を適切なタイミングで着手するために重要となる。
- なお、マスタープランの中間整理後、個別系統の具体的な詳細計画（広域系統整備計画）を策定するためには、具体案の検討等に期間を要するため、個別系統の評価方法を検討及び整理した上で、詳細計画の検討に向けて、マスタープランの策定を待たずに系統評価を行う予定である。

## <マスタープラン策定から実際に増強工事が行われるまでの流れ>



# 電源設置の把握に向けた基本的な方向性

- 系統増強の判断には、定期的に電源ポテンシャルや電源設置の進捗を確認する必要があるが、系統の増強は長期に及ぶため、今後の再エネ等の導入拡大を適切に見込み、計画的に対応することが求められる。
- そこで、電源の開発状況を網羅的かつ早期に把握するスキームとして、事業者の供給計画や洋上風力の海域指定に加え、電力広域機関により将来の連系を検討している電源等の意向の調査を実施する。

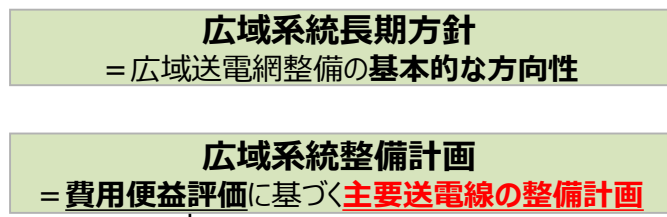
## <電源設置の把握方法>

- 電源等意向調査（電源センサス（仮））  
電力広域機関が、将来の連系を検討している電源（系統用蓄電池含む）の設置等の意向について、全国大で調査を行うことで、電源ポテンシャルを把握できるようになる
- 事業者の供給計画  
電力広域機関への将来10年分の提出が義務づけられており、10年後の電源計画を把握できる
  - ・ 発電事業者（1万kW以上）：電源の新設（契約済み等の蓋然性が高いもの）、廃止等の計画を提出
  - ・ 一般送配電事業者：契約状況等により電源構成を提出
- 洋上風力の海域指定  
促進区域の指定に向けた、既に一定の準備段階に進んでいる区域や有望な区域への整理状況から、洋上風力導入の進捗を把握できる

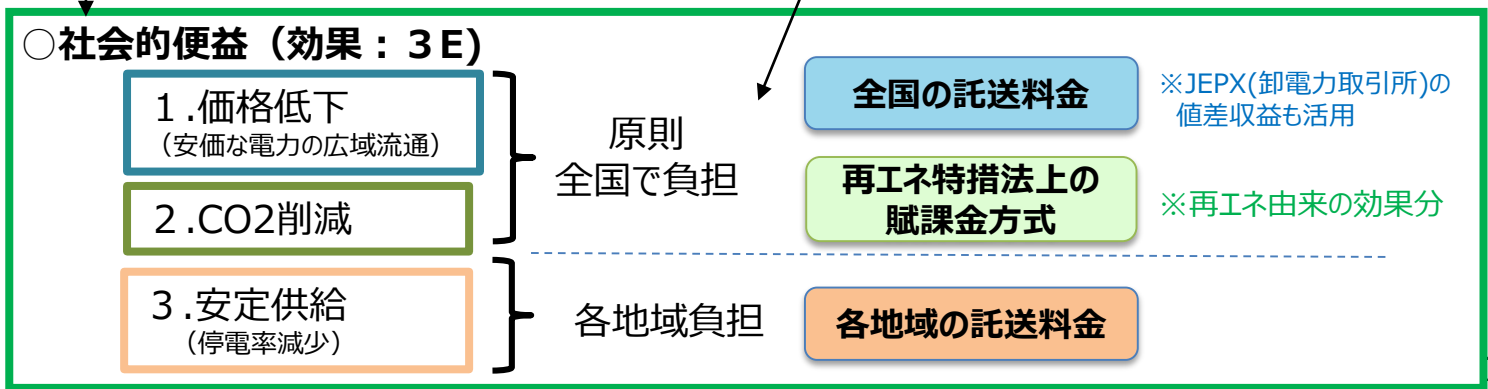
# マスタープランに基づく設備増強と費用負担（賦課金方式の適用範囲）

- マスタープランに基づく設備増強は、全国に裨益する便益を含めた社会的便益が費用を上回るとの判断に基づき実施されるものであることから、再エネ特措法上の賦課金方式の活用等の全国調整スキームを広く適用することが考えられる。
- 他方、複数の供給区域にまたがる地域間連系線と異なり、単一の供給区域内の基幹系統の増強については、マスタープランの内容が現時点において十分見通せない中では、その規模感を想定できない。
- 再エネ主力化小委員会の中間取りまとめに沿って、まずは、広域的な再エネ活用が進むことが明確な地域間連系線及びこれに伴う地内系統の整備に賦課金方式を適用することとし、**賦課金方式の適用範囲の拡大については、マスタープランの策定を進める中で、検討していくこととする。**

**“マスタープラン”**  
電力広域機関が策定し、  
国に報告



事業者が送電網を整備  
(**全国調整スキーム**による費用分担)



# マスタープランに基づく設備増強と費用負担（地内基幹系統）

- 全国調整スキーム適用を検討する前に、マスタープランの対象となる地域内の基幹系統が、募集プロセス等から費用便益評価による増強判断という規律に転換した時に、どのような費用負担の在り方がよいかは、今後整理していくことが必要となる。
- また、地内系統の一般負担上限については、発電側課金のフローによる費用回収を前提に、先行して引き上げを実施したところ、発電側課金と同様に送電線利用ルールの抜本見直しを踏まえて、その考え方をあらためて整理する必要があると考えられる。

|            | 従来の費用負担の考え方  | 状況の整理  |
|------------|--|--|
| 地域間<br>連系線 | 原則として<br>両端エリアによる一般負担                                    | <ul style="list-style-type: none"> <li>再エネの立地ポテンシャルの偏在により、再エネの立地ポテンシャルが大きい地域ほど負担が重くなる傾向にあり、増強に向けた合意形成を行うことに困難が生じた。</li> <li>⇒全国調整スキームを導入（本小委員会で詳細設計）</li> </ul>  |
| 地内<br>基幹系統 | 原則として一般負担<br>(4.1万円/kWを一般負担の<br>上限として超過分は発電事業者の<br>特定負担) | <ul style="list-style-type: none"> <li>原則として一般負担としながら、<u>一般負担の上限を設定することで、発電事業者の求めによる系統増強においても、国民負担面で合理的な系統形成が促される規律</u>としていた。</li> <li>⇒<u>費用便益評価による増強判断となることを踏まえ、送電線利用ルールの抜本見直しも考慮しながら、在り方の整理が必要</u></li> </ul> |
| ローカル<br>系統 | 一般負担と特定負担<br>(一般負担の上限は4.1万円/kW)                          | <ul style="list-style-type: none"> <li>限られた電源が接続することから明確になりやすい受益と負担の関係に基づき、一般負担と特定負担を算出。</li> </ul>  |
| 電源線        | 特定負担   | <ul style="list-style-type: none"> <li>発電事業者への受益が明確であるという考え方から、発電事業者の特定負担となっている。</li> </ul>  |

# 送電線増強費用の全国調整スキーム（系統設置交付金）の詳細設計

- 2020年6月に成立したエネルギー供給強靱化法において、再エネの更なる導入促進に不可欠となる送電線の増強を促進していくため、再エネの導入に伴い見込まれる社会的便益（電力価格低下及びCO2削減効果）に対応した負担について、再エネ特措法上の賦課金方式を活用することが規定された（系統設置交付金）。
- なお、送電線増強費用については、電力・ガス取引監視等委員会が託送料金の審査プロセスの中で合わせて審査を行うことで、その妥当性を確保する方向で検討する。

## （系統設置交付金の交付） ※再エネ特措法

第二十八条 一般送配電事業者又は送電事業者（中略）は、供給計画（中略）に従って、同法第二条第一項第十八号に規定する電気工作物（中略）であって再生可能エネルギー電気の利用の促進に資するものを設置するときは、当該系統の設置及び維持に要する費用を当該系統を使用する期間にわたり回収するための交付金（以下「系統設置交付金」という。）の交付を受けることができる。

2 系統設置交付金の交付に関する業務は、推進機関が行うものとする。

3 一般送配電事業者又は送電事業者は、系統設置交付金の交付を受けようとするときは、経済産業省令で定めるところにより、その旨を推進機関を経由して経済産業大臣に届け出なければならない。

## （系統設置交付金の額）

第二十九条 系統設置交付金の額は、経済産業省令で定める期間ごとに、前条第三項の規定による届出に係る系統の設置及び維持に要する費用の額に、当該系統の設置及び維持に伴い生じる便益のうち、再生可能エネルギー電気の利用の促進が占める割合として、経済産業省令で定める算定方法により算定した割合を乗じて得た額とする。



# ① 系統設置交付金の対象費用

- 再エネ特措法上、一般送配電事業者等は、「**再生可能エネルギー電気の利用の促進に資するもの**を設置するとき」に、その「**設置及び維持に要する費用**」を回収するための交付金の交付を受けることができると規定されている。
- このため、具体的な対象費用としては、工事費及び運転維持費のうち、**再エネの電気を実際に運ぶ送変電設備に係る費用に限定**することとする。

## 賦課金方式の対象費用項目

|                      | 項目                          | 内容   |
|----------------------|-----------------------------|--|
| 工事費                  | 減価償却費                       | 電気事業固定資産の帳簿価額及び帳簿原価について、それぞれ定率法及び定額法により算定した費用  |
|                      | 固定資産除却費                     | 固定資産除却費は、電気事業固定資産の除却に伴い生ずる費用であり、固定資産除却損（帳簿価額と庫入価額との差）、除却費用（工事費）が含まれる                                 |
| 運転維持費                | 修繕費                         | 修繕費は、固定資産の通常の機能を維持するため、部品の取替え、損傷部分の補修、点検等に要する費用  |
|                      | 公租公課（固定資産税、事業税）             | 各種税法の定めによる   |
|                      | その他経費（賃借料など）                | 連系設備の維持・運用等に係る経費のうち、送電線設備に係わるもの  |
|                      | 事業報酬                        | 事業運営に必要な資金を調達するコスト   |
|                      | 追加事業報酬                      | 投資インセンティブとして、事業報酬の算出に当たり、帳簿価額相当分には事業報酬率に一定の上乗せを許容し、また、送配電部門において生じた超過利潤の用途をより明確化すべく、その一部を利用者に還元していくもの |
|                      | 人件費                         | 連系設備の維持・運用等に係る人件費  |
|                      | 公租公課（電源開発促進税、雑税など）          | 各種税法の定めによる   |
| その他経費（諸費、消耗品費、委託費など） | 連系設備の維持・運用等に係る諸費、消耗品費、委託費など |  |

## ② 系統設置交付金の交付期間

- FITにおいては「FIT認定を受けた設備からの再エネ電気(kWh)の供給が、環境負荷低減という価値を生み、国全体が受益するから、その対価として国民全体でその費用を負担する」というものであることを踏まえ、当該設備が便益をもたらす期間として、法定耐用年数を基礎として調達期間を定めている。
- 系統設置交付金についても、当該系統が利用されることにより国全体が受益することの対価として、賦課金で回収した費用を充てるという考え方であり、当該設備が便益をもたらす期間として、耐用年数を基礎として交付金の交付期間を定めることとする。
- 具体的には、系統設備は法定耐用年数が異なる複数の電気工作物で構成される中で、各設備の受益をもたらす期間にきめ細かく対応する観点から、交付金の交付期間は、設置する送変電設備毎の法定耐用年数を設定することとする。

※再エネ主力電源化小委員会の中間取りまとめにおいて「交付金の交付のタイミングについては、国民負担とのバランスを考慮し、託送料金制度にならってキャッシュアウト時でなく減価償却・費用計上のタイミングとすべき」と整理されている。

### 法定耐用年数

|       |     |
|-------|-----|
| 架空送電線 | 36年 |
| 地中電線路 | 25年 |
| 変電設備  | 22年 |
| 通信設備  | 9年  |

### ③ 系統設置交付金の交付時期

- 系統設置交付金については、2020年2月の再エネ主力化小委員会中間取りまとめにおいて、国民負担とのバランスを考慮して、減価償却に係る費用計上のタイミングに交付すると整理されている。
- その交付時期についてさらに具体的には、交付する側とされる側双方の事務手続きを合理化して業務負担を抑制するため1年単位の交付とした上で、賦課金は年度ごとに定めて徴収する仕組みであることを踏まえつつ、事業者の資金繰りの観点から、**各年度の早いタイミングにおいて交付することとする。**

<再エネ主力電源化制度改革小委員会 中間取りまとめP17>

- 交付金の交付のタイミングについては、国民負担とのバランスを考慮し、託送料金制度にならってキャッシュアウト時でなく減価償却・費用計上のタイミングとすべきである。

## ④ 系統設置交付金の交付額決定の考え方

- 系統設置交付金の交付額については、実績値ベースと計画値ベースという考え方があるが、実績値ベースとすれば、費用を使う分だけ交付されるという考え方となり、効率化インセンティブが働かない恐れがある。
- このため、交付額の決定においては、効率化インセンティブを付与して国民負担を抑制するために、**計画値ベース（電力・ガス取引監視等委員会による審査を経た送電線増強費用の計画値に再エネの寄与率を積算）で、交付額を決定することとする。**
- なお、連系線の設備投資は長期にわたることから、交付額が決定される時期(料金審査)と償却が開始される時期(実績確定)には、時間差が存在し、計画で予測した系統増強費用が、外生的な要因で変動することも想定される。
- このような観点を踏まえて、**交付額決定のプロセスに係る詳細設計については、関連する託送料金制度改革の議論と一体として、持続可能な電力システム構築小委員会や電力・ガス取引監視等委員会において更に議論を深める予定**である。

## **2.既存系統の有効利用**

# (1) 現状と課題認識

- 我が国の電力系統は、再エネ電源の立地ポテンシャルのある地域とは必ずしも一致せず、**再生可能エネルギーの導入量増加に伴い、系統制約が顕在化**。具体的には、再エネを系統に「**つなげない**」、つなぐためには費用が「**高い**」、つなぐことができるようになるまで「**遅い**」といった声がある。
- 欧州でも、日本と同様の課題が存在しており、系統増強となれば一定の時間と費用が必要になるが、他方で**一定の条件の下で系統接続を認めるといった既存の系統を効率的に活用する制度**も存在しており、日本においては欧州の取組を参考に、「**日本版コネクト&マネージ**」という対策を進めている。

## <発電事業者の声・指摘>

「**つなげない**」  
(送電線の平均利用率が10%未満でもつなげない)

「**高い**」  
(接続に必要な負担が大きすぎる)

「**遅い**」  
(接続に要する時間が長すぎる)

## <実態>

「送電容量が空いている」のではなく、**停電防止のため一定の余裕が必要**

- 50% = 「上限」(単純2回線)
- 「平均」ではなく「ピーク時」で評価

欧州の多くも、日本と同様の**一部特定負担**(発電事業者負担)

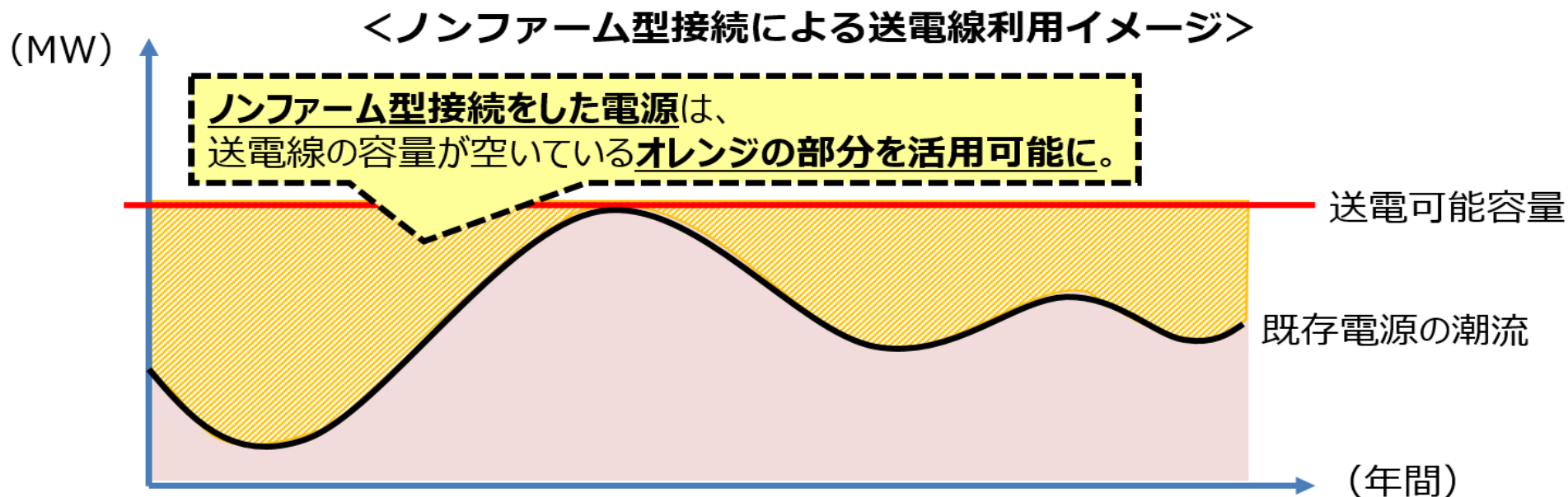
- モラルハザード防止のため、大半の国は一般負担と特定負担のハイブリッド

増設になればどの国でも**一定の時間が必要**

- ドイツでも工事の遅れで南北間の送電線が容量不足

## (2) ノンファーム型接続の全国展開

- 再エネの導入拡大の鍵となる送電線の増強には一定の時間を要することから、早期の再エネ導入を進めるための方策の1つとして、2019年以降、送電線混雑時の出力制御を条件に新規接続を許容する「ノンファーム型接続」を試行的に実施している。
- 具体的には、2019年9月から千葉エリアにおいて、また、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してきたが、その他の地域においても、2021年中の全国展開を目指し、検討を行い、結果として2021年1月より全国の空き容量の無い基幹系統において受付を開始した。



# ①全国展開するノンファーム型接続の類型

- 現在、先行的に行われているノンファーム型接続としては、以下の2類型がある。
  - ① 試行ノンファーム型接続：全ての発電設備\*を対象としてノンファーム型接続
  - ② 暫定ノンファーム型接続：ファーム型接続の発電設備を暫定的に接続
- **ノンファーム型接続の全国展開は**、一定の系統混雑時の制御の下で、あらゆる発電設備の早期の接続を可能とすることを目的とする。このため、先行的に進めてきた2種類のノンファーム型接続のうち、ファーム型接続とする前提の有無に関わらずに、**全ての発電設備を対象としている試行ノンファーム型接続を全国展開することとした**。
- なお、ファーム接続とすることを前提としている発電設備に対して、暫定ノンファーム型接続を認めることは、従来どおり行うこととした。

| 現在の類型                 | ノンファーム型接続できる発電設備  | 例                      |
|-----------------------|---|------------------------|
| 試行ノンファーム型接続           | ノンファーム適用系統に整理以降、<br>連系する全ての発電設備*が接続対象                           | 千葉・鹿島エリア               |
| 暫定接続<br>(暫定ノンファーム型接続) | 増強完了後は系統を制約なしに利用できる<br>(ファーム型接続とする)ことを前提しており、<br>ファーム接続の発電設備に限定 | 東北北部エリア<br>(募集プロセスエリア) |

\* 低圧に連系する発電容量10kW未満は対象外



## ② ノンファーム型接続の適用対象

- ノンファーム型接続は、本来、送電線を増強しなければ接続できない、空き容量の無い送電線について、混雑時の出力制御を条件に接続を許容することにより、あらゆる発電設備の早期接続を可能とするものである。
- したがって、再エネの導入促進の観点からは、全国展開に際して適用対象の送電線を限定せず、ローカル系統を含め、すべての送電線にノンファーム型接続を認めることも考えられる。
- 他方、全国展開の対象をローカル系統まで広げた場合、制御対象となる送電線の数が多くなり、混雑管理・出力制御に対応したシステムの導入費用が高くなるなどの課題があり、展開のあり方について整理が必要である。
- このため、**まずは空き容量の無い基幹送電線を対象とすべきである。なお、ローカル系統への展開の在り方については、後述する。**

### ③ ノンファーム型接続の全国展開のタイミング（1 / 2）

- ノンファーム型接続を許容した上で、将来、送電線の混雑が発生した際に適切に混雑管理・出力制御を実施するためには、一般送配電事業者において、混雑管理・出力制御に対応したシステムを開発・導入する必要がある。
- このため、2020年7月より、国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）事業として、全一般送配電事業者が活用可能な共通基盤システムの開発が進められており、2023年度の完成を目指している。
- 他方、システムの導入前においても、FIT認定等の前提となる接続契約については締結可能であるため、再エネの導入を促進する観点から、まずは2021年中にノンファーム型での接続契約の締結をできるようにするべきである。

#### NEDOによる開発スケジュール



（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

### ③ ノンファーム型接続の全国展開のタイミング（2 / 2）

- ノンファーム型接続の物理的な系統連系については、先着優先ルールを前提とした場合には、まず再エネを出力制御する必要があるため、そのためのシステム開発が完了して導入が可能となる2024年度以降とすることが、基本的に必要であった。
- 他方、調整電源を活用した再給電方式が適用されれば、既存のシステムなどを活用して、再エネを出力制御する前に調整電源を活用した対応が可能となるため、2022年中を予定している再給電方式の導入タイミングに合わせ、**ノンファーム型接続の物理的な系統連系を可能な限り前倒しするべきである。**  
※再給電方式にも一定のシステム開発は必要
- なお、ローカル系統等の対策工事や非調整電源の制御が早期に必要な場合などには、2022年中より遅くなる可能性があることには留意が必要である。

#### <再給電方式の導入等のスケジュール>

|                 | 2020年度                    | 2021年度             | 2022年度         | 2023年度 | 2024年度以降            |         |
|-----------------|---------------------------|--------------------|----------------|--------|---------------------|---------|
| 混雑管理・出力制御システム開発 | NEDO ノンファーム型接続システム開発・実証試験 |                    |                |        | 各社導入・運用<br>(必要に応じて) |         |
| ノンファーム型接続電源     | 2021年1月<br>全国展開           | ノンファーム型接続による接続契約締結 |                |        |                     | 連系・運転開始 |
| 再給電方式の導入        |                           | 2022年中の<br>開始を目標   | 再給電方式（調整電源の活用） |        |                     |         |
|                 |                           |                    | 再給電方式（一定の順序）   |        |                     |         |

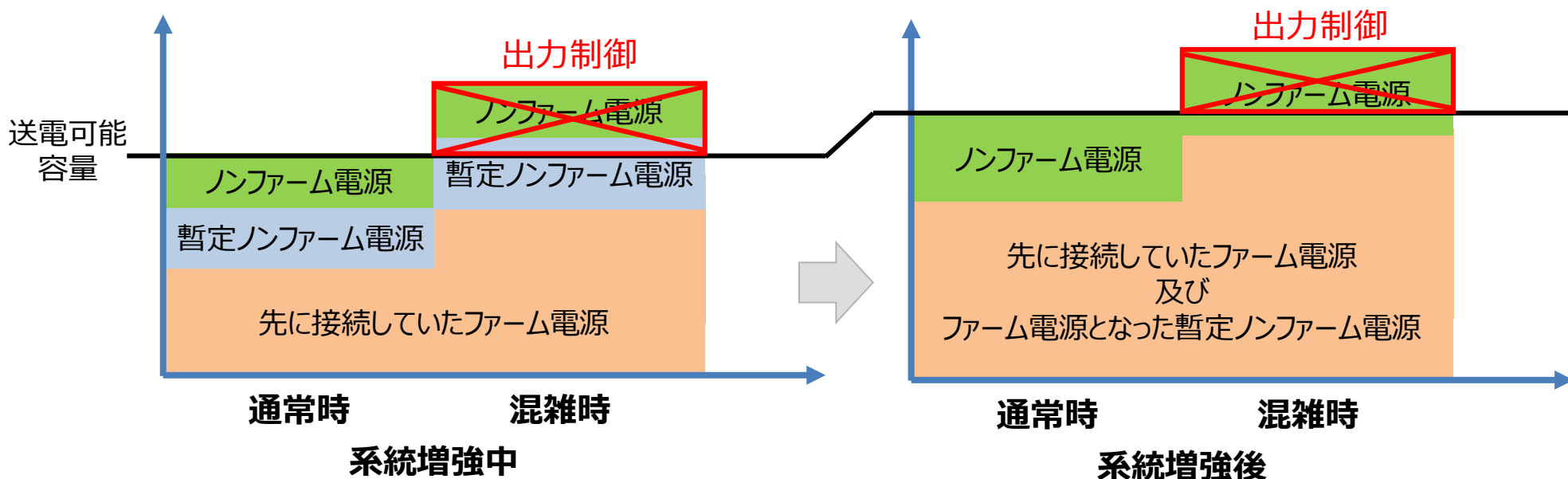
## ④ 全国展開における費用便益評価のプロセス

- 現在、試行的に行われているノンファーム型接続は、基幹送電線の増強判断に際して電力広域機関が費用便益評価を行い、便益が費用を下回るため増強を行わないと判断された場合に限り、認められている。
- これは、将来的に増強される基幹送電線にノンファーム型接続を認めた場合、増強に際して費用負担を行う事業者があったときは、ノンファーム型接続を行う事業者が費用負担の問題が生じるためである。
- この点、電力広域機関が策定するマスタープランに沿って行う今後の基幹送電線の増強※は、受益者となる発電事業者を特定せず社会的な便益が費用を上回る場合に基本的になされ、特定の事業者が費用を負担することはないことから、同様の問題は生じないと考えられる。 ※費用負担ガイドラインの対象外
- このため、費用便益評価を行うことで時間がかかることを避けるために、**2021年中に実現を目指す試行ノンファーム型接続の全国展開においては、これまでの電力広域機関による費用便益評価を不要とすることとした。**

## ⑤ 暫定ノンファーム型接続と全国展開するノンファーム型接続の優先順位

- 東北北部エリア募集プロセスが行われているエリアでは、ノンファーム型接続を全国展開した場合、系統を暫定ノンファーム型接続と、全国展開するノンファーム型接続の電源が利用することとなる。
- 東北北部エリア募集プロセスでは暫定ノンファーム型接続を前提に募集・入札を行っており、暫定連系時の出力制御率については暫定ノンファーム型接続以外のノンファーム型接続の電源がないという条件の下で事業者が試算し、投資判断を行っている。
- 暫定ノンファーム型接続と全国展開するノンファーム型接続を同時に導入し、一律に出力制御を行うとした場合、募集プロセス参加事業者の出力制御率が增大する可能性がある。
- このことから、暫定ノンファーム型接続は、全国展開するノンファーム型接続に対して優先することとし、系統混雑時には全国展開するノンファーム型接続を先に出力制御を行うべきである。

### <東北北部募集エリアにおける出力制御イメージ>



## ⑥ 接続契約までの具体的なスケジュール

- ノンファーム型接続で接続契約を締結するためにも、通常の接続契約と同様に、接続検討（回答期限3ヶ月）及び契約申込み（回答期間6ヶ月）の時間が少なくとも必要となる可能性がある。
- 他方、FIT認定が年度内に行われるには、2021年12月上旬\*までにFIT認定申請を行う必要があることから、**2021年1月13日より受付を開始した。**
- なお、ノンファーム型接続の適用対象は、空き容量の無い基幹送電線であるが、ローカル系統において増強の必要がある場合に、多くの接続検討が来ることで一括検討プロセスを行う必要性が高まった時などは、更に時間がかかる可能性がある。

### <ノンファーム型接続全国展開のスケジュール>

| 項目\月     | 2021年 |    |   |   |    |   |   |   |   |    |    |    |   |  |
|----------|-------|----|---|---|----|---|---|---|---|----|----|----|---|--|
|          | 1     | 2  | 3 | 4 | 5  | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |   |  |
| 受付開始     | ←→    |    |   |   |    |   |   |   |   |    |    |    |   |  |
| 接続検討     |       | ←→ |   |   |    |   |   |   |   |    |    |    |   |  |
| 契約申込み    |       |    |   |   | ←→ |   |   |   |   |    |    |    |   |  |
| FIT認定申請* |       |    |   |   |    |   |   |   |   |    |    |    | ▼ |  |

\* 電源種・設備容量により異なる。なお、2020年度中のFIT認定の申請にかかる期限日は以下のとおり。

太陽光（10kW未満）の新規・変更認定申請期限日：2021年1月8日

太陽光（10kW以上）、風力、水力、地熱、バイオマス（他省庁協議不要）新規・変更認定申請期限日：2020年12月18日

バイオマス（他省庁協議必要）の新規・変更認定申請期限日：2020年12月4日

締め切り

## ⑦ ノンファーム型接続に関する契約の整理

- ノンファーム型接続については、現行の契約（託送供給等約款）において想定されているかは必ずしも明確でないが、ファーム型接続が原則とされていると解釈することが合理的であると考えられる。
- 理由としては、契約書によらない申込と承諾の一致で契約は成立するという民法の原則の下、従前の国の審議会での議論や送配電等業務指針の規程が、いずれもファーム型接続であることを前提とし、これまでの実務においてもそのような運用を行ってきたためである。
- その上で、千葉・鹿島エリアで行われた試行ノンファーム型接続では、通常の託送供給等約款による電力受給契約に加え、平常時の出力制御を前提に連系を認める補足的な同意書（私契約）をもってノンファーム型接続を明確化しているところ。
- 2021年のノンファーム型接続の全国展開では千葉・鹿島エリアと同様の契約形態でノンファーム型接続を進めることとしつつ、ノンファーム型接続を一般化したものとして扱うため、託送供給等約款等においてノンファーム型接続に関する事項を明確にする方向\*で検討を行うべきである。

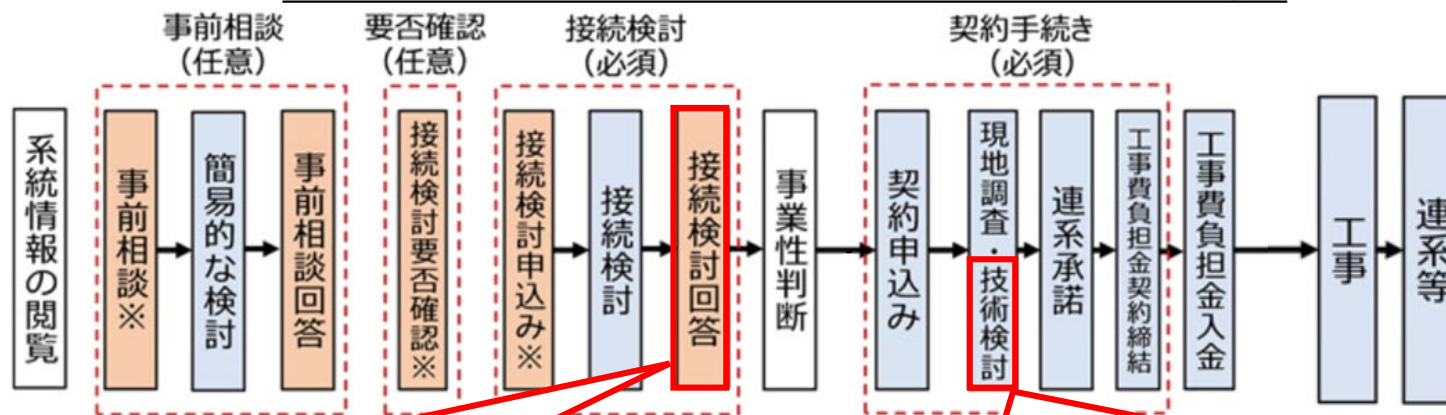
\* ノンファーム型接続に同意した電源のみ対象となるような規程とする必要がある旨に留意

## ⑧ 受付済み・回答済み接続検討の取扱い

- 全国の空き容量の無い基幹系統において、全国一斉に2021年1月13日より開始した。
- その上で、今後受付する案件に加え、**①接続検討の受付をしたが未回答の案件**や、**②接続検討の回答をしたが未契約の案件のうち基幹系統の増強が必要となる案件**については、**ファーム型接続を確定する契約の前であるため、ノンファーム型接続を適用することは可能である。**
- このような案件においても、系統増強に関する費用や系統接続までの時間を抑制するために**ノンファーム型接続を希望する可能性は高いと考えられることから、以下の様にノンファーム型接続を可能とするべきである。**

|   | 状態等  | 取扱い   |
|---|--|---|
| ① | 2021年1月13日時点で接続検討を未回答の案件                   | ノンファーム型接続として接続検討を行うか、各事業者に意向を確認した上で回答を実施。       |
| ② | 2021年1月13日時点で接続検討に回答済みで未契約の基幹系統の増強が必要となる案件 | 事業者からノンファーム型接続の契約申込みがあった際には、契約申込後の技術検討において対応する。 |

### <系統アクセス業務時の扱い（単独で連系する場合）>



① 接続検討中の案件は、各事業者に意向を確認

② 接続検討回答済みの場合、技術検討にて対応



## ⑨再給電方式とノンファーム型接続の関係整理

- 先着優先からメリットオーダーに基づくルール（再給電方式等、詳細は後述）に転換されれば、基本的に全電源が、出力制御（下げ調整）の対象になりうる（ノンファーム型接続の電源として扱われうる）と考えられる。
- 現在、空き容量のある基幹系統においては、引き続きファーム型接続を継続しているが、転換のタイミングとしては、規程類を改正する予定の**2022年4月とし、それ以降に接続検討\*を受付、又は開始された一括検討プロセスへ応募申込を行った電源は、全てノンファーム型接続電源として扱うことを基本とすることとした。**

\* 低圧の電源については接続検討が省略されていることから、10kW以上の契約申込を対象とする。

### (3) ローカル系統へのノンファーム型接続の適用

- ローカル系統へのノンファーム型接続の適用に向け、以下の各課題について、検討を行った。
- 次頁以降のスライドでそれぞれ検討の内容・結果を示している。

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22回）  
再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会（第10回）合同会議資料（2020年12月7日）資料1より

| 課題                    | 論点イメージ   |
|-----------------------|--|
| ①システム費用・開発期間          | 下位の系統になるほど増強の費用は小さく、工事期間は短い中、制御対象の拡大や混雑系統の複雑化によるシステム費用や開発期間の増加をどのように考えるか |
| ②出力制御の実行<br>(再エネ予測誤差) | ローカル系統は連系するエリアが小さく、再エネのならし効果*が少ない中、再エネの出力を予測し、出力制御量の指令を如何に適正に行えるか        |
| ③情報の公開・開示             | 現在は基幹系統に限定して行われている出力制御量を見定めるための情報の公開・開示について、どのように進めるか                    |
| ④N-1電制との両立            | ローカル系統においては、N-1電制により遮断・出力制御される電制対象電源が限られる中で、ノンファーム型接続の量を制約するか            |
| ⑤増強判断の規律              | ローカル系統においては、費用便益評価の規律が存在しない中、その増強判断や費用負担の規律をどうするか                        |
| ⑥先着優先利用ルールの見直し        | 基幹系統と比較してローカル系統は調整電源に乏しい中で、先着優先利用ルールの見直しはどのように扱うか                        |
| ⑦適用の範囲                | 上記の課題を踏まえ、ノンファーム型接続が効果的な系統の判断基準を整理する必要はないか                               |

\* ならし効果…地域的な広がりにより個別の発電量の変動が相殺し合計の発電量の変動が緩和されること。

# 課題①② システム費用・開発期間／出力制御の実行システム

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24回) 再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会  
(第12回) 合同会議資料(2021年2月16日) 資料3

- 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NEDOプロジェクトとして実現可能性調査（FS調査：フェ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。
- 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の開発要件等を見定める予定。**

## ＜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

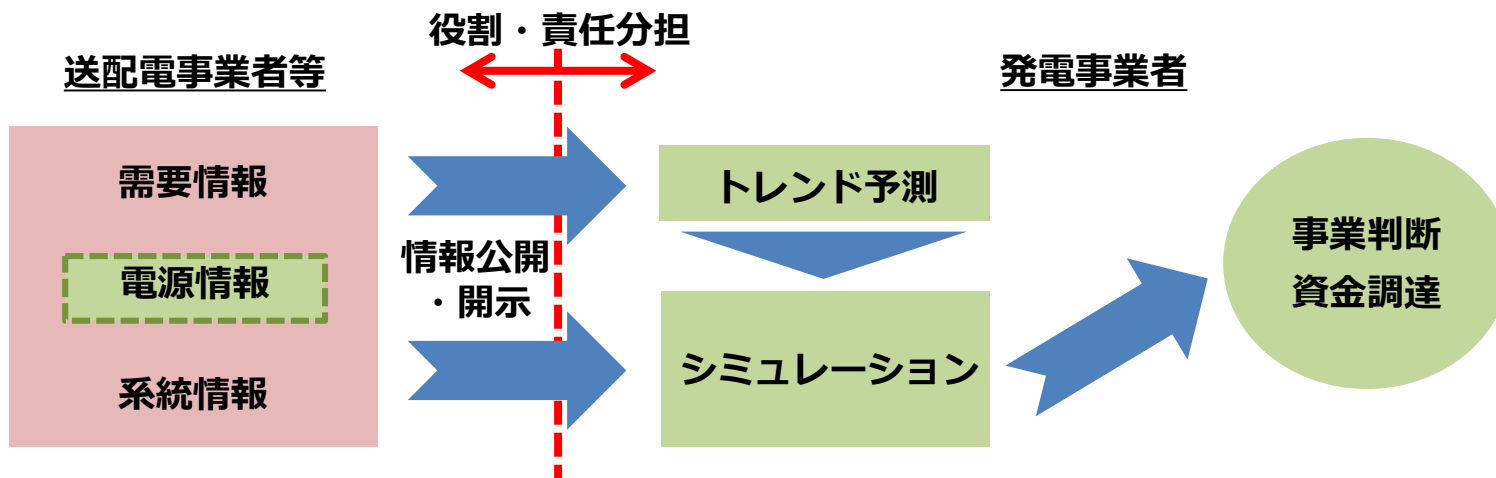
東京電力ホールディングス株式会社  
東北電力ネットワーク株式会社  
株式会社テブコシステムズ  
株式会社日立製作所  
一般財団法人日本気象協会  
国立大学法人東京大学

(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](https://www.nedo.go.jp/koubo/AT523_100100.html)

### 課題③ 情報公開・開示

- 出力制御の予見可能性を高め、電源の適切な立地誘導を行うためには、電源や系統に関する情報の公開・開示が重要である。
- このため、2019年4月に「系統情報の公表の考え方（系統情報ガイドライン）」を改訂し、出力制御量を各発電事業者自らが分析・シミュレーションできるようにしており、154kV以上の系統については、一定の情報公開・開示が既に行われている。
- 他方、小規模事業者は自らシミュレーションを行うことに限界があり、別途、市場の透明性の向上等の観点から需給データのビジュアル化に対する要望も強いことから、電源や系統の情報公開・開示の在り方については、他の審議会とも連携して検討を進めていくべきである。

#### <情報公開・開示の基本的な考え方>



## 課題③ 情報開示の請求者の条件の見直し

- 電源や系統の情報公開・開示の在り方を定める系統情報ガイドラインは、開示請求者の条件として、「接続検討申込済みの系統連系希望者」と規定。
- 他方、送配電事業者の業務について定めた送配電等業務指針は、高圧と特別高圧の送電系統に連系を希望する事業者は契約申込みに先立ち接続検討を行う必要があると定める一方、低圧に関しては接続検討は実務上省略し、契約申込時に実施している。
- その結果、低圧での連系希望者は開示請求を行うことができないため、今後速やかに、**ノンファーム型接続の対象である低圧（10kW以上）の連系希望者も開示請求を行えるよう、開示請求者の条件を見直すこととする。**

### ○送配電等業務指針

（電力広域的運営推進機関・2020年10月1日変更）抜粋

（接続検討）

第79条 発電設備等と高圧又は特別高圧の送電系統の連系等を希望する系統連系希望者は、次の各号に掲げる場合には、契約申込みに先立ち、接続検討の申込みを行わなければならない。

一 発電設備等を新設又は増設する場合

二～四（略）

2（略）

### <開示請求者の条件>

|                   |  |
|-------------------|--|
| 開示請求者             | 接続検討申込済みの系統連系希望者                       |
| 開示請求の<br>タイミング・回数 | ✓ 運転開始前：1回<br>✓ 運転開始後：必要性を確認した上で、毎年度1回 |
| 開示手数料             | 開示請求者が一定の手数料を支払う                       |

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  
(2018年11月21日) 資料4より一部修正

# (参考) 開示請求者の条件

|                   | 中間整理の記載                                    | 今後の運用 (案)  |
|-------------------|--|--|
| 開示請求者             | 系統に接続しようとする発電事業者<br>(発電事業を行おうとする者を含む)      | 接続検討申込済みの系統連系希望者   |
| 開示請求の<br>タイミング・回数 | ファイナンスの実態を踏まえ、接続時の<br>シミュレーションの最初の1回に限定しない | <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 運転開始前：1回</li> <li>✓ 運転開始後：必要性を確認した上で、毎年度1回</li> </ul> |
| 開示手数料             | (無し)                                       | 開示請求者が一定の手数料を支払う   |

(出所) 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 (2018年11月21日) 資料4

## <開示請求者が開示請求を行うための条件>

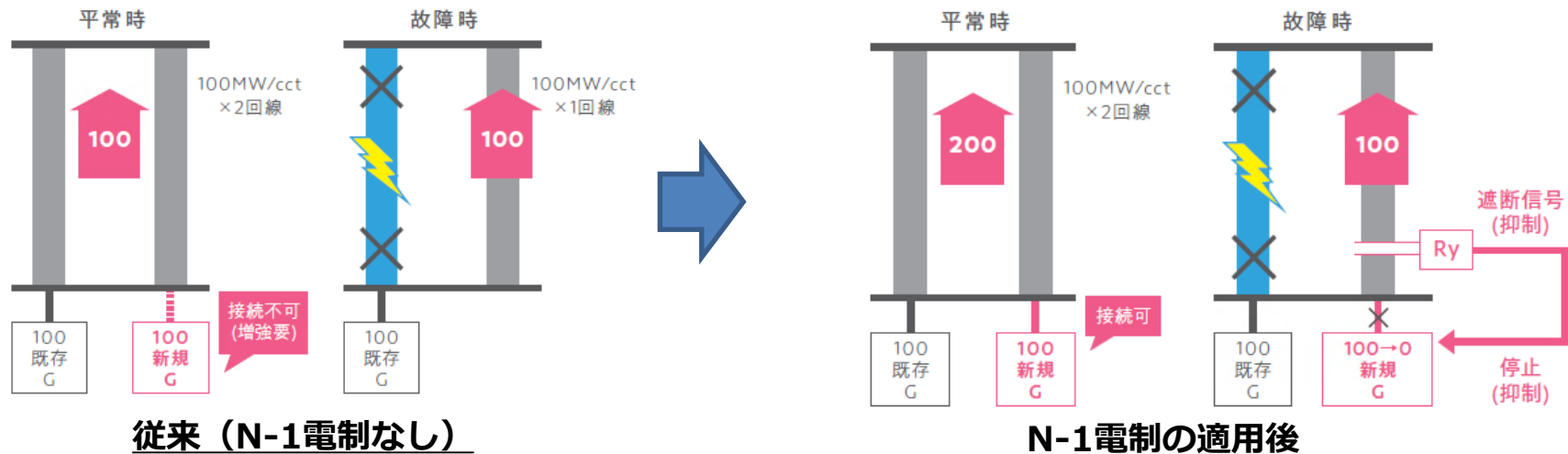
| 条件  | 補足説明  |
|---|---|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 開示請求者：接続検討申込済の系統連系希望者</li> <li>・ 開示請求のタイミング<br/>               運転開始前：1回<br/>               運転開始後：毎年度1回</li> <li>・ 手数料の支払い</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 出力抑制のシミュレーションを行い、これを事業判断に使用することを踏まえれば、開示請求者はある程度の事業の蓋然性が高まったと考えられる接続検討申込をしたことを条件とする。</li> <li>・ 運転開始後の開示請求のタイミングについては、開示主体が必要性を確認したうえで原則毎年度1回とする。</li> <li>・ 開示請求者は、開示請求の都度、一定の手数料を開示主体である一般送配電事業者を支払う。手数料の金額については、一般送配電事業者において別途定める。</li> </ul> |

(出所) 系統情報の公表の考え方 (平成31年4月改定・資源エネルギー庁電力・ガス事業部) P7より

## 課題④ N-1電制との両立

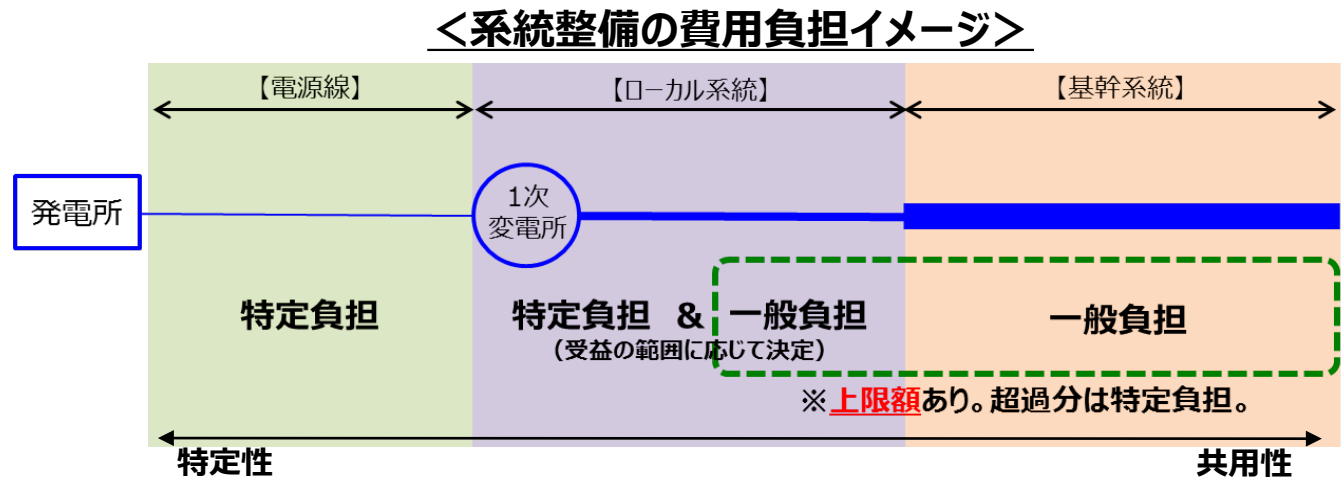
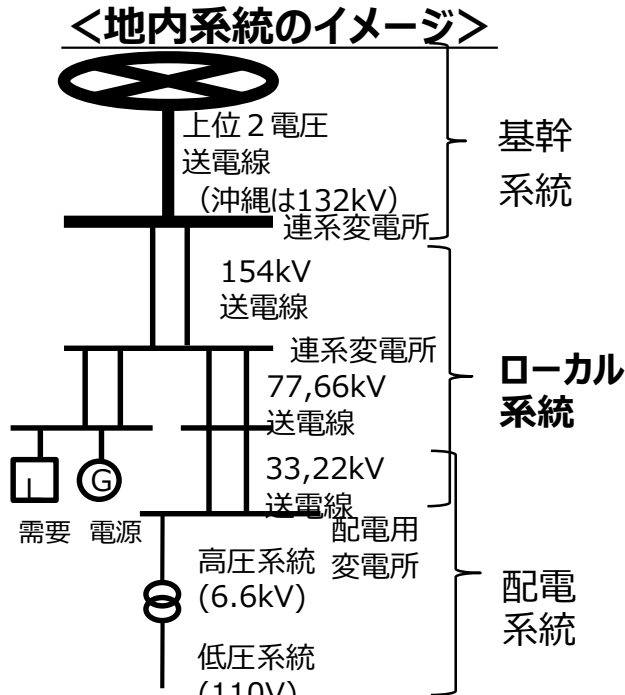
- N-1電制とは、単一設備故障時にリレーシステムで瞬時電源制限を行うことで、運用容量を拡大するという、主にローカル系統において採用した日本独自の取組であり、世界にも類のない先進的なものとも考えられる。
- ローカル系統へのノンファーム型接続の適用に向けて、運用容量の拡大とノンファーム型接続を両立させるため、**NEDO実証を通じて両立等の方策を検証し、必要に応じ、N-1電制の詳細ルールを検討してきた電力広域機関においても検討を深めていく。**

### <N-1電制による新規電源の連系>



# 課題⑤ 増強判断の規律と費用負担

- 従来、ローカル系統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。
- 他方、今後、ローカル系統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系統を「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。
- また、仮に基幹系統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費用（再給電費用）と、増強の費用を比較することが可能となる。
- こうした点を踏まえ、ローカル系統の増強判断の規律については、費用負担の方法を含め、基幹系統における取組も参考にしつつ、検討を深めていくべきである。





## 課題⑤ ローカルシステムの増強規律

- 2023年度から新たな託送料金制度（レベニューキャップ制度）が施行開始されるため、一般送配電事業者はこれに向けた事業計画（5年間）を策定することが必要である。
- 制度開始当初である**第1規制期間（2023年度～2027年度）**においては、一括検討プロセスの結果等に基づく投資計画が主に織込まれることが想定されるが、これらの情報だけで、規制期間中の5年間、増強の必要性を全て予見するのに、十分とは考えにくい。そのため、**費用便益に基づく追加の投資計画が期待される**が、費用便益を考える上で前提となる利用ルール見直しの扱いなどについては、更に一定の議論が必要である。
- また、次の**第2規制期間（2028年度～2032年度）**においては、ノンファーム型接続が全国展開され、利用ルールが見直されている中で、一括検討プロセスではなく、**一定の費用便益の考え方を基に増強のための投資計画を策定することが基本となることが期待される**が、まずは利用ルール見直しの扱いを整理することが必要となる。
- この認識の下、**第1規制期間は、第2規制期間での本格適用を見据えて試行的に、電源等の意向を調査する仕組みで把握した情報等をベースに、まずは、空き容量の少ないローカルシステムにおいて、先着優先ルール下でノンファーム型接続が導入されたと仮定した費用便益評価を実施するべきである。**
- **具体的な費用便益評価方法は、増強費用と、増強により再エネの出力制御を回避することによる燃料費やCO2コストの削減等による便益を比較することを念頭に、ノンファーム型接続に必要なシステム費用等も考慮しつつ、ローカルシステムにおける利用ルール見直しの進捗を踏まえながら、引き続き精査を続けるべきである。**

## 課題⑤ ローカル系統における増強費用負担の整理

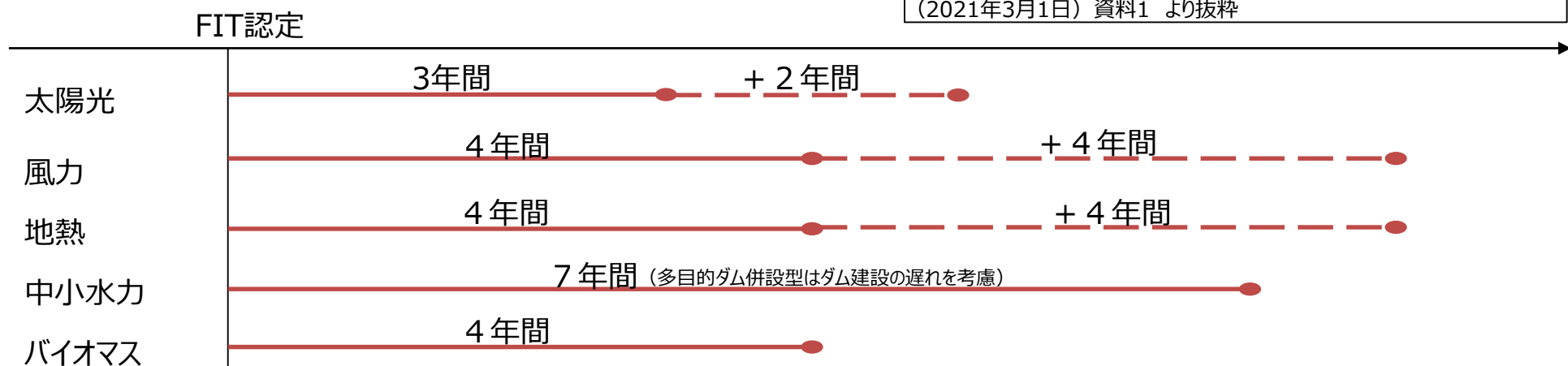
- 以前の本小委の議論の通り、今後、ローカル系統においても先着優先ルールが廃止されると、全電源が、系統接続の順序によらず、ノンファーム型電源として、基本的に系統からの便益を等しく受けることになる。そのため、**利用ルールが見直されたローカル系統においては、増強計画の策定時点において、受益者が特定されないものになると考えられる。**
- その上で、利用ルールが見直される前であっても、2023年度にレベニューキャップ制度の開始に合わせて策定される増強計画においては、一括検討プロセスを通して判断される増強計画に加え、期初から2～3年以降を見据え、便益が費用を上回る場合に増強するという増強規律の下で、プッシュ型で判断される増強計画を策定することが期待される。
- このようなプッシュ型で判断される増強計画については、受益者となる発電事業者を特定せずに策定するものであることから、基幹系統における整理と同様に、必要な立地誘導の取組は別途進めながら、**一定の増強規律の下、プッシュ型で判断される増強計画の費用については、全額一般負担とすることを基本とする。**
- なお、レベニューキャップ制度が導入される2023年度に、同じく導入が検討されている発電側課金の実現した場合、ローカル系統の維持・運用等に要する費用は発電側課金の対象となっていることから、系統利用の受益に応じて、発電事業者も当該費用を負担することとなる。

## 課題⑤ ローカル系統におけるノンfarm型接続の整理

- 接続の在り方も、2023年度にレベニューキャップ制度が開始され、費用面の規律が転換される中で同時に転換することが理想ではある一方、物理的な連系は2024年に完成予定の技術開発以降となり、また利用ルールの見直しには追加の時間が必要となる可能性がある。
- 他方、物理的な連系ができずとも、受付を開始することは可能であることから、さらに必要な議論や準備を経た上で、レベニューキャップ制度開始と同時期として、**2022年度末頃を目途にローカル系統でノンfarm型接続の受付を順次開始することを目指す**こととし、物理的な連系のタイミングや在り方については、技術開発や利用ルール見直し・バランスメカニズムの進捗を踏まえて、引き続き検討していくべきである。
- なお、発電所の建設・運転開始には、接続検討の受付等が行われてから数年は必要となることが想定されることから、受付から物理的な連系までには、一定の余裕があると考えられるが、再エネ特措法上に定める運転開始期限に支障の無い範囲で、スケジュールを検討することが期待される。

<電源毎の運転開始期間（認定から運転開始期限までの期間）>

第25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  
(2021年3月1日) 資料1 より抜粋



※運転開始期間を超過して運転開始した場合、超過した分だけ調達期間が短縮。

※※法アセス対象の場合、それぞれ点線の期間分を考慮した設定としている。

## 課題⑥ 先着優先ルールの見直し

- 多くのローカル系統は調整電源としての火力が連系されていないことから、先着優先ルールを見直すに際し、再エネ以外の電源により再給電方式で混雑処理を行うことは難しい。
- このため、ローカル系統における調整力の確保には、非FIT電源の下げ調整を活用する仕組みの整備が重要となる。
- このような観点から、ローカル系統における先着優先ルールの見直しや、ノンファーム型接続の展開については、非FIT電源の下げ調整を市場取引価格により行う仕組みの整備状況を踏まえて行うべきである。

## 課題⑦ 適用の範囲

- **ノンファーム型接続が適用可能となるローカル系統の条件の整理等**については、課題①（システム費用・開発期間）や課題②（出力制御の実行システム）などの検討を**NEDO実証において進めていく中で、検討していく**。また、詳細ルールの検討については、NEDO実証の結果を踏まえながら、以前よりノンファーム型接続の詳細ルールを検討している電力広域機関においても、必要に応じて、検討を深めていく。
- また、本小委員会において東京電力パワーグリッド株式会社（以下「東電PG」という。）からローカル系統へのノンファーム型接続を早期に適用したいとの発言があった。
- 試行的取組のメリットとしては以下が主に考えられる。
  - ① 東電PGは、ノンファーム型接続のためのシステムをNEDOの実証プロジェクトの中で開発中であり、追加のシステム投資無く、技術や仕組みの確立などに寄与する
  - ② ローカル系統の制約を理由に接続をできない特高・高圧へ連系を希望する再エネが、比較的速やかに系統連系等を行うことができる
- 他方、デメリットとしては以下が主に考えられる。
  - ① 再エネの出力制御が基幹系統に比較して生じやすい一方、再エネの下げ調整（出力制御）を精算する仕組みが整っていないため、必ず無補償にて制御され、再エネ事業者への影響が基幹系統に比べて大きい
  - ② ノンファーム型接続が現状は適用でないエリアにおいて、低圧（10kW以上）も含めてノンファーム型接続となるため、試行的取組の開始とともに、出力制御の可能性が出る
- このようなメリット・デメリットを前提としながら、NEDO実証の一貫として試行的に行うことで、適用可能となる条件の整理や技術的な課題解決等にも貢献しうる可能性があることも踏まえ、2021年3月12日の**本小委員会において、東電PGのローカル系統の一部において試行的にノンファーム型接続の適用を開始する**とした。

# ローカルシステムの増強費用を負担するノンファーム型接続電源の取扱い

- 基幹システムに空き容量が無くなり、ノンファーム型接続の適用となった場合、当該基幹システムの下位にあるローカルシステム等に連系する電源も全てノンファーム型接続となる。
- このため、ローカルシステムにノンファーム型接続が展開される前においては、一括検討プロセスによりローカルシステムの増強費用の特定負担を行い、かつ、ノンファーム型接続で連系される電源が一定期間生じることとなる。他方、ローカルシステムにノンファーム型接続が展開されれば、同じシステムに対して、特定負担せずにノンファーム型接続する電源が生じる。
- こうした一括検討プロセスによる**ローカルシステムの増強費用を負担するノンファーム型接続電源については**、受益と負担のバランスや、先着者と後着者の公平性の観点などから、過渡期における措置として、システム利用の**先着優先ルールの見直しにおけるファーム型接続電源の取扱いと同様の経過措置を設定することとした**。
- この取扱いは、あくまでローカルシステムへのノンファーム型接続の展開が行われるまでの過渡的なものであり、2022年度末にノンファーム型接続の受付が開始できれば、相当に限定的なものとなると考えられる。
- なお、配電システムの増強などでも特定負担は発生しうるが、その規模はローカルシステムと比較して小さく、非効率なシステム利用の拡大を避ける観点から、**あくまで一括検討プロセスの対象であるローカルシステム以上の増強について特定負担が発生する場合に限定した取扱いとすることとした**。

# 配電系統（高圧以下）への適用範囲の拡大

- 将来的には、ローカル系統のみならず、より電圧の低い配電系統においてもノンファーム型接続の適用を検討する必要がある。
- 他方、配電系統は構成がメッシュ状であり、日常的に系統切り替えを行う運用がなされることなどから、ローカル系統以上に技術的・運用面に課題が多いと考えられる。
- また、配電系統において、仮に系統増強をせずに、ノンファーム型接続を適用した場合に発生する費用は、系統増強費用を上回るとの試算結果もある一方、分散型エネルギーリソース（DER）を活用すれば、ノンファーム型接続の経済性が増す可能性もあるとの指摘もある。
- このため、当面、2020年度から行っている、分散型エネルギーリソース（DER）を活用したNEDOプロジェクトを進め、その結果を踏まえつつ、配電系統（高圧以下）への適用範囲の拡大を検討していく。

## (4) ノンファーム型接続を前提とする系統増強の費用負担の在り方

- 費用負担GL<sup>\*1</sup>では、基幹系統<sup>\*2</sup>の増強等は、需要家や他の系統利用者など、エリアの広範囲にわたって裨益が想定されることから、増強費用は一般負担を原則※としている。
  - ※4.1万円/kWを超える費用については特定負担
  - ※マスタープランに基づく増強等は、受益者を特定しないことから、全額一般負担
- 他方、基幹系統であっても、特定の電源からの送電を目的として増強等がされる場合であって、特定の電源からの送電のみを目的として運用される部分は、明確に受益の特定が可能であることから、例外として、一般負担額・特定負担額を算出と整理されている。
- このため、一括検討プロセスで基幹系統の増強等を行う必要がある場合は、**上記のいずれの費用負担とするか整理する必要がある**が、以下の理由から、ノンファーム型接続を前提とする**基幹系統の一括検討プロセスにおける増強費用は一般負担を原則**※と整理した。
  - ※4.1万円/kWを超える費用については特定負担
  - ① 2021年1月より、基幹系統については、空き容量がなくなった場合、ノンファーム型接続が適用され、**一括検討プロセスにより連系した電源以外の電源もノンファーム型接続として連系が可能となることから、特定の電源からの送電を目的とした増強等とはいえないこと。**
  - ② 当該エリアの上位の基幹系統の空き容量が無いため、一括検討プロセスにより連系した事業者も後着事業者も**全てノンファーム型接続となることから、一括検討プロセスにより連系した事業者のみ費用負担が発生した場合、公平性の問題が生じる可能性があること。**
- なお、ノンファーム型接続を前提とするローカル系統の一括検討プロセスにおける増強等がされる場合についても、同様に一般負担を原則とする。

\*1 発電設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針（資源エネルギー庁電力・ガス事業部）

\*2 費用負担GLにおいて、上位2電圧（ただし、沖縄電力については、132kV）と定義



# 基幹系統における一括検討プロセスの一般負担の原資について

- 基幹系統の増強費用については、今後、地域間連系線等と同様に、再エネ特措法上の賦課金方式等を活用することを検討することとしている。これが実現すれば、再エネポテンシャルの大きい地域への負担の偏りを避けることが可能となる。
- この検討は、マスタープラン策定における基幹系統の費用便益評価を踏まえて行う予定だが、一括検討プロセスによるノンファーム型接続を前提とする基幹系統の増強についても、全国に裨益する便益が期待できる可能性がある。
- このため、まずは足下において一括検討プロセスを進める必要がある案件は進めながら、本件のような場合に対する賦課金方式等の適用についても、マスタープランを進めながら、検討するべきである。

## (5) ダイナミックレーティング

- ノンファーム型接続の展開により混雑を前提とした系統利用が進むと考えられるが、再エネ等の導入拡大に伴い出力制御量の増加が考えられることから、出力制御量を低減する技術の導入が重要となる。
- ダイナミックレーティングのような送電線等の運用容量の拡大を図ることは、ノンファーム型接続の電源の出力制御量低減に有効であると考えられ、火力が未連系で、主に熱容量が運用容量の制約であるローカル系統以下における導入の有効性は大きいと考えられる。
- 一方、ダイナミックレーティングの導入には各種センサー設置費用やシステム構築費用が必要だがコスト水準も不明確であり、運用容量の拡大は設備の立地条件により大きく左右されると予想される。
- こうした事項を踏まえ、今後、実証事業等を通して、適用系統や適切なダイナミックレーティングの方式等についての検討を深め、課題の整理をしていく必要がある。

# ダイナミックレーティング：ノンファーム型接続における出力制御の低減策

- ダイナミックレーティングは気象条件等により送電線等の容量を動的に扱う手法であり、既に世界各地で導入されているほか、国内でも技術開発が進められている。

※送電線の容量を動的に扱うものについてはDLR：Dynamic Line Rating、  
変圧器の容量を動的に扱うものについてはDTR：Dynamic Transformer Ratingと呼ぶ場合もあり。

- 送電線の運用容量は、特にローカル系統以下においては主に熱容量によって決まるが、ダイナミックレーティングを適用した送電線ではこの運用容量を拡大できる場合があり、**ノンファーム型接続をした電源に対しての出力制御の量を低減する。**

## <送電線におけるダイナミックレーティングのイメージ>

・現在の熱容量の計算方法

<気象条件> **固定値**  
 外気温 40℃  
 風速 0.5m/s  
 日射量 1,000W/m<sup>2</sup>

+

<電線条件\*>  
 許容電流  
 許容電線温度



送電線熱容量[kW]  
 (気象条件によらず一定)

・DLRの計算方法 (例)

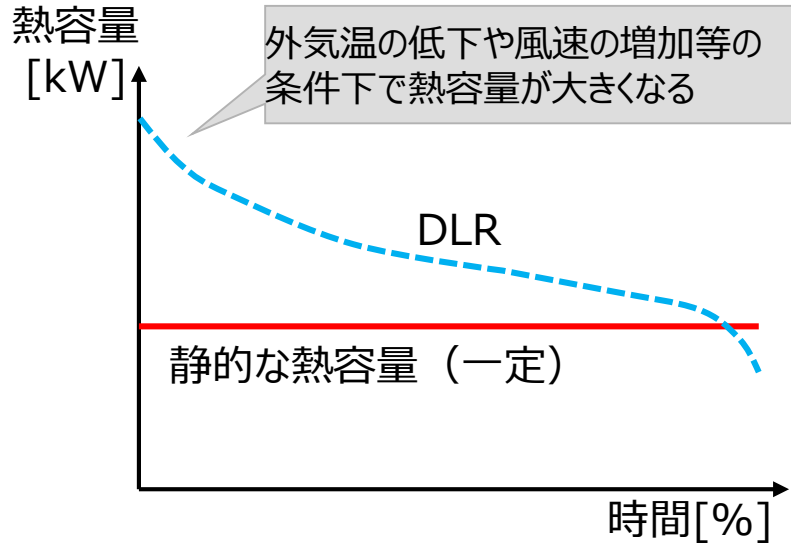
<気象条件> **変動値**  
 外気温 t [℃]  
 風速 V [m/s]  
 日射量 S [W/m<sup>2</sup>]

+

<電線条件\*>  
 許容電流  
 許容電線温度



送電線熱容量[kW]  
 (気象条件により動的)



\*材質、断面積等により決定される

# ダイナミックレーティングの今後の検討の進め方

- ダイナミックレーティングにより運用容量の拡大を図ることは、ノンファーム型接続の電源の出力制御量低減に有効であると考えられ、火力が未連系で、主に熱容量が運用容量の制約であるローカル系統以下における導入の有効性は大きいと考えられる。
- 一方、ダイナミックレーティングの導入には各種センサー設置費用やシステム構築費用が必要だがコスト水準も不明確であり、運用容量の拡大は設備の立地条件により大きく左右されると予想される。
- このため、ダイナミックレーティングについては、まずはローカル系統への導入を念頭に置きつつ、技術開発動向やノンファーム型接続の取組状況なども踏まえながら、需給制約による出力制御の低減策について議論をしている系統ワーキンググループにおいて、検討を深めていく。
- なお、基幹系統においては、熱容量制約以外の要因で運用容量が決まる場合も多く、再給電方式の適用により再エネの出力制御が生じる可能性は当面低いとも考えられることから、基幹系統への導入は再給電方式の状況を踏まえて検討していくこととしたい。
- また、地域間連系線においても、熱容量制約以外の要因で運用容量が決まる場合も多いが、地域間連系線への導入の是非などについては、地域間連系線の運用容量の算出を行っている電力広域機関において検討していく。

※連系線の潮流の方向や、周波数変換設備等で熱容量の制約であってもダイナミックレーティングが適用できない箇所もありうることに留意が必要と考えられる。

## (6) 今後の検討の方向性

- ローカル系統へのノンファーム型接続への適用については、レベニューキャップ制度の本格的な整備と費用負担・接続の在り方を見据えつつ検討を進め、足下は、NEDO実証を進めていく中で、その適用可能な条件等を見定めながら、系統利用ルール見直しや電源立地誘導の検討等と一体的に検討を進めつつ、早期に受付開始できるよう、今後も検討を深めていくこととした。
- 配電系統への適用拡大については、当面、分散型エネルギーリソースを活用したNEDOプロジェクトにおいて必要となる要素技術等の開発・検証を進め、その結果を踏まえて、速やかな展開を図るべきである。
- また、併せて、ダイナミックレーティング等の再エネ等の出力制御の低減に資すると期待される技術についても、技術開発動向やノンファーム型接続の取組状況なども踏まえながら、検討を深めていくべきである。

## **3. 基幹システム利用ルールの見直し**

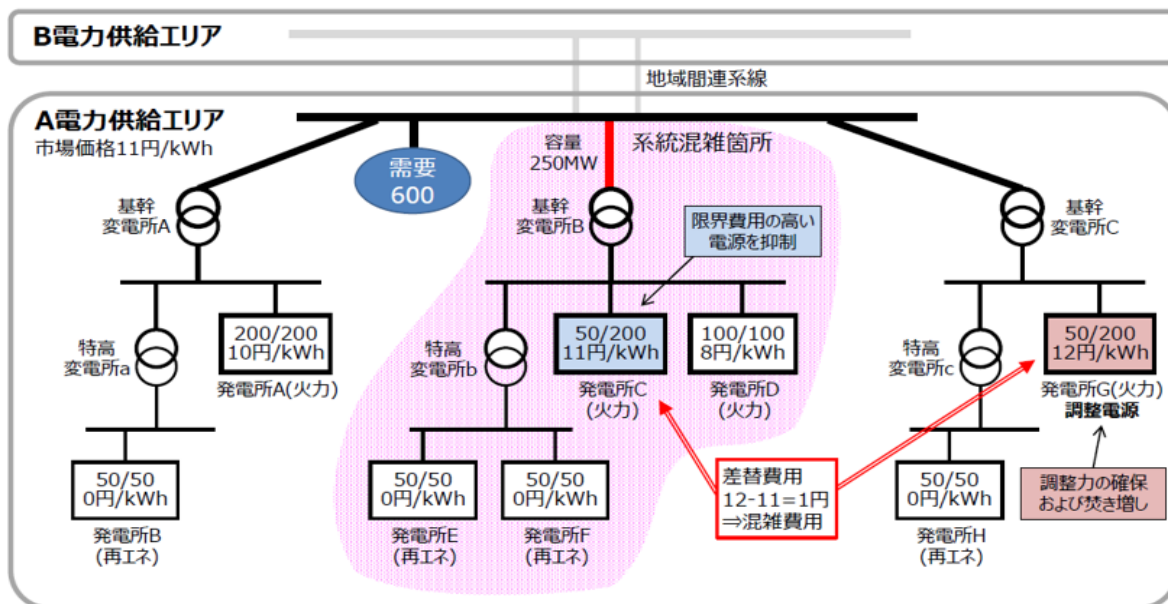
# 系統利用における現状と課題

- 従来の系統の利用については、公平性・透明性を確保する観点から、地域間連系線を除くすべての送電線について、全電源共通に接続契約申し込み順に系統の接続容量を確保するという先着優先の考え方に基づく系統利用が行われてきた。
- また、再エネの導入拡大に伴い、系統混雑時の出力制御を条件に系統へ接続するノンファーム型接続の電源の増加が予想される中で、新規参入によりノンファーム型で接続している再エネ電源は、系統混雑時には非効率な火力電源を含む先にファーム型で接続している電源に劣後し、出力制御を受けることになる。さらに、大規模な再エネの潜在容量も多い系統では、再エネの接続により、将来的に多くの出力制御が発生する可能性もある。
- 系統混雑を許容して電源接続させるノンファーム型接続の適用によって、流通設備の増強が回避できるため、設備コスト面では合理的である一方、接続後の運用において、後着者に出力制御を求めることで先着優先の考え方になっている。
- つまり現状では、再エネを中心とする新規参入電源は、混雑系統へ接続する場合、ノンファーム型接続となり、後着者として混雑時には出力制御される。ノンファーム型接続電源もスポット市場で取引されることから、価格には反映されているものの、系統制約による出力制御により、再エネのような限界費用が安い電源であっても電源価値を発揮できない可能性がある。
- そのため、系統混雑を前提とした考え方の下、まずは混雑管理の方法において、社会コストの更なる低減に向けて、先着優先の仕組みから脱却する必要がある。

# 当面の系統利用の在り方

- 従来の系統混雑を前提としていない設備形成や制度から、地内系統においても平常時の系統混雑を許容した制度への早期の転換方策として、**先着優先からメリットオーダーへと転換することを基本方針**として整理した。
- 具体的なメリットオーダーを実現する方法としては、ゲートクローズ（一般送配電事業者への発電及び需要計画の提出締切）後の実需給断面において、一般送配電事業者が混雑系統及び非混雑系統の電源に対して、同量の下げ指令及び上げ指令を出すことで系統混雑を解消する「**再給電方式**」を早期に実現可能な選択肢として詳細検討を行った。

## ＜再給電方式のイメージ図＞



〔出所〕第3回広域連系系統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2



# 再給電方式導入に係る各課題についての検討の進め方

- 再給電方式の早期の導入に向け、以下の各課題について、電力広域機関や電力・ガス取引監視等委員会も含めて検討を行った。
- 次頁以降のスライドでそれぞれ検討の内容・結果を示している。

| 課題                       | 課題の詳細                            |
|--------------------------|----------------------------------|
| ①費用負担の方法                 | 出力制御された電源と代わりに給電した電源との間の費用精算等    |
| ②価格シグナルの確保               | 混雑した系統への電源立地を抑制する価格シグナルの確保       |
| ③インバランス料金への影響            | 再給電方式の適用を踏まえたインバランス料金算出の整理       |
| ④出力制御ルール                 | 現状は一律制御となっている考え方をどう転換するかの整理      |
| ⑤調整電源の確保のあり方             | 出力制御する電源や代わりに給電する電源（調整電源）の確保のあり方 |
| ⑥容量市場や需給調整市場のクワイアメントとの整合 | 各市場に参加するための要件の整理                 |

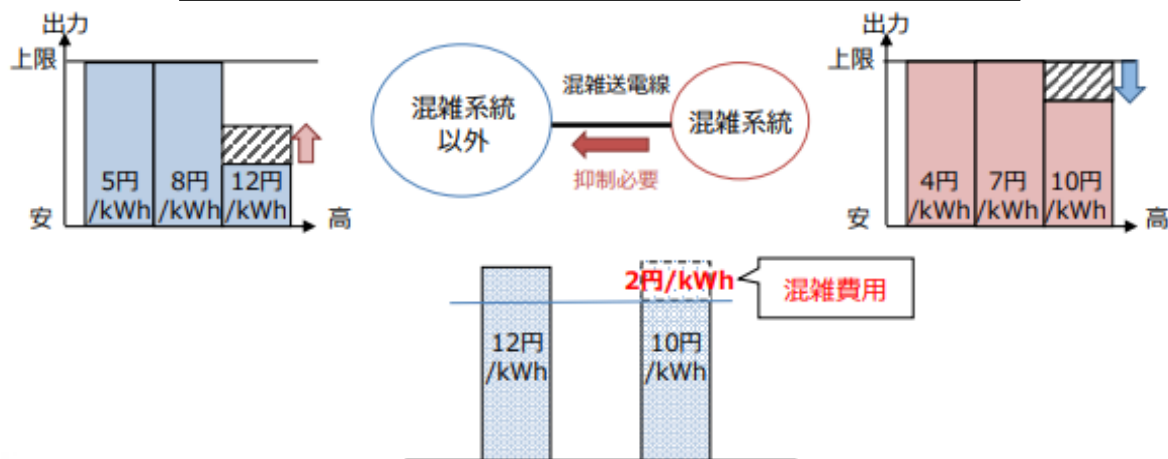
## ①費用負担の方法

- 費用負担の方法について、電力・ガス取引監視等委員会の「制度設計専門会合」において検討が行われた。既存の類似制度及び将来のゾーン制・ノードル制との整合性や、価格シグナルにより効率的な電源投資を促進するという観点からは「再給電により、混雑地域の発電事業者がメリットを受けていると考え、これらの事業者に費用負担を求める」ことが合理的とされた。
- 一方でこの方式の導入に必要と考えられる課金システムの費用等を考慮すると、社会全体の費用が多額となり、費用対効果の面で適当でない可能性が高いとされた。
- このため、当面の間は当該方式の導入は見送ることとし、一般負担とすることが適当とされた。
- なお、再給電方式はあくまでも暫定的な措置であり、できるだけ速やかに市場主導型（ゾーン制・ノードル制）に移行するよう早急に検討を進めるべきであり、再給電費用の負担の方法は、いずれ市場主導型に移行することが前提のものとして検討結果が報告された。
- また、仮に、再給電の運用期間の長期化や混雑の頻度・量に関する見通しの大幅増などにより、混雑地域の発電事業者が再給電費用を負担する仕組みを導入する便益がその社会全体へのコストを上回る見通しとなるなど、大きな状況変化があった場合には、その仕組みを導入も含め、あらためて再給電の費用負担のあり方を検討することが適当と整理された。

## ② 価格シグナルの確保

- 混雑調整費用の負担は、託送料金により系統の利用者全体から幅広く徴収する方法も考えられるが、その場合は価格シグナルが生じないため、電源の立地誘導が期待できない。他方、例えば、地点別混雑料金を導入することで、混雑の原因者がその料金を負担することとなり混雑系統に電源が接続するディスインセンティブとなることが期待される。(価格シグナルが生じる)
- 再給電方式を短期的な対応として実施し、将来の価格シグナル導入に向けて段階的に対応するための方法として、混雑系統ごとに混雑費用（混雑処理に必要な値差や電力量）を情報提供し、将来、市場主導型を適用していく方向性を示すことで、混雑系統に接続する電源の投資予見性に資すると考えられる。
- 加えて、将来の混雑管理方式を見据えた対応として、価格シグナルが導入される制度への移行を円滑に実施するためにも、混雑系統における混雑費用の公表は有益である。

混雑系統ごとの混雑費用の情報提供イメージ図



# (参考) 混雑情報公表の内容・タイミング

## 混雑情報公表の内容

| 公表項目                                 | 公表が必要な理由   | 掲載例                          |
|--------------------------------------|--|------------------------------|
| 混雑処理を行った系統                           | ・混雑系統把握による電源立地判断   | ・275kV●●線<br>・500/275kV□□変電所 |
| 混雑処理を行った日時                           | ・混雑回数把握による電源立地判断<br>・混雑時間帯把握による出力制御の影響判断<br>(例：夜間のみの混雑ならPVの立地には問題ないと判断する等) | ●●年□月▲日<br>○：○○～◆：◆◆         |
| 出力制御量                                | ・出力制御量把握による電源立地判断  | ○○MWh                        |
| 混雑処理費用<br>(混雑処理に用いた電源の値差<br>× 上記MWh) | ・出力制御が新規電源の事業性に与える影響を判断  | ○○百万円                        |

## 混雑情報公表のタイミング

| 公表名称 | 公表内容                                     | 公表タイミング                                | 必要理由・タイミング設定理由                                     |
|------|--|--|--|
| 速報   | ・混雑処理系統<br>・混雑処理日時<br>・概算出力制御量           | 混雑処理発生から翌営業日                           | ・確報を待たずに電源立地判断を行う発電事業者のため<br>・作業日数を考慮したうえで速やかに     |
| 確報   | 前表のとおり                                   | 3か月以内<br>(例：4/15に出力制御を行った場合は<br>6月末まで) | 調整電源の稼働確報と同等の期間                                    |
| 年度報  | 各系統の年度合計<br>・出力制御回数<br>・出力制御量<br>・混雑処理費用 | 翌年度5月末まで                               | ・発電事業者目線では系統ごとに年度合計を表示した方が誤認が少ない<br>・年度内(3月)の確報と同等 |

### ③インバランス料金への影響

- 再給電に用いる非混雑地域の上げ調整力の運用のあり方について、電力・ガス取引監視等委員会の「制度設計専門会合」において、インバランス料金への影響及びシステム改修に要する期間も考慮し検討が行われた。
- インバランス料金は、需給状況を市場価格に反映させることにより、インバランスを出した者に合理的な負担を求めるとともに、市場参加者に系統全体のインバランスを減らす行動を促すものであることから、混雑対応によってインバランス料金が影響を受けることは望ましくない。
- また、広域運用調整力を活用するケースにおいて、インバランス料金への影響を回避するためには、システム改修が必要であり、長期の改修期間を要する。
- そのため、早期に再給電方式を実現することや、インバランス料金への影響を回避するためには、各社中給システムのための改修で実現可能なエリア内運用調整力のみ活用し、非混雑地域の上げ調整を行うことが望ましいとされた。

## ④出力制御ルール

- 送電容量上の制約における出力制御ルールについては、本小委員会において、市場を活用する新たな仕組みを長期的な視点で議論しながら、速やかに対応するための当面の出力制御ルールの大枠として、**火力電源を非化石電源より先に出力制御する方針**とした。
- 非化石電源より先に出力制御する火力電源については、需給調整バランス維持のための優先給電ルールは、出力制御における実務負担等を踏まえ、オンライン制御可能な電源を優先的に出力制御することとしていることに鑑み、**送電容量上の制約における出力制御ルールについても、同様に、オンラインで制御可能な調整電源を優先的に出力制御する方針**とした。その上で、**コストの高い順で出力制御する方針**とした。
- また、非化石電源の出力制御を行う場合には、バイオマス電源の燃料費の大きさや、長期固定電源を制御する際の技術的困難さや、追加コストの大きさなどを考え、市場を活用する新たな仕組みを長期的な視点で議論しつつ、**現行の需給バランス維持のためのルールと同様、当面はバイオマス電源を制御した上で、自然変動電源から出力制御することとした。**

※仮に、今後、現行の需給バランス維持におけるルール（優先給電ルール）が見直された場合には、再給電方式における出力制御順も変わり得る。

### 需給バランス維持のための優先給電ルール

出力  
制御  
順

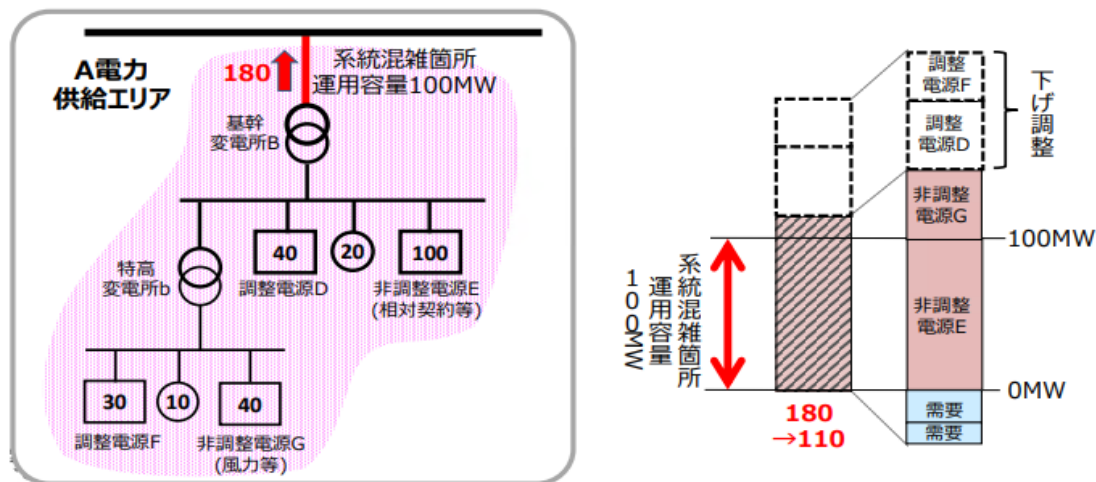
1. 一般送配電事業者があらかじめ確保する調整力（火力等）（電源Ⅰ）及び一般送配電事業者からオンラインでの調整ができる火力発電等（電源Ⅱ）の出力制御、揚水式発電機の揚水運転及び需給バランス改善用の電力貯蔵装置の充電
2. 一般送配電事業者からオンラインでの調整ができない火力発電等（電源Ⅲ）の出力制御
3. バイオマス電源（注1）の出力制御
4. 自然変動電源（太陽光・風力）（注2）の出力制御
5. 長期固定電源（原子力、地熱、水力（揚水式を除く））の出力制御

注1 バイオマス電源は、優先給電ルールと同様に、専焼バイオマスを出力制御した後に地域資源バイオマスの出力制御（出力制御が困難なものを除く）の出力制御を行う。  
注2 FIT対象電源、FIT対象外電源は同列に扱う。ただし、FIT対象電源内の順序については、FIT関連法令の規定に従うものとする。

## ⑤混雑系統における下げ調整電源の確保の在り方

- 混雑解消のためには混雑系統内の電源を出力減少させる必要があるが、現状では調整電源の確保に系統連系箇所を考慮する概念がない。
- このため、
  - ①基幹系統でも比較的送電容量が少ない
  - ②需要が比較的小さい
  - ③電源構成では非調整電源の割合が大きい（再エネ等）といった系統においては、調整電源を制御しても混雑解消できない可能性がある。
- そのため、混雑系統における下げ調整については、当面は調整電源を制御することで混雑解消を図り、調整電源だけでは混雑が解消できない場合には、④で述べた出力制御ルールに従い制御が行われることとなる。

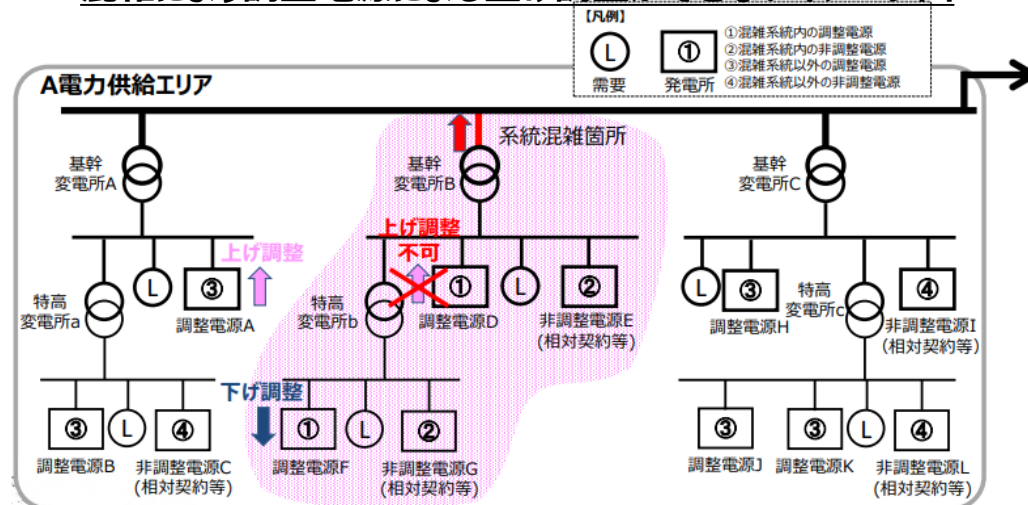
調整電源による下げ調整後も混雑解消できないイメージ図



## ⑤ 非混雑系統における上げ調整電源の確保の在り方

- 混雑系統内の調整電源は、上げ調整を目的として確保していても、混雑発生時は出力を上げることができない。このため、調整電源確保時に「その電源がどこに属するか」を考慮しないと、エリア全体としては上げ調整力が不足する可能性がある。一方、混雑系統がエリア全体に対して小さければ、上げ調整不可となる調整力の割合は低くなり、影響は小さい。
- 現状、需給調整市場導入後も、ピーク時間帯において、調整能力を有する電源を最も多く確保している。混雑発生とは、その系統内において【発電>需要】という状態であることから、ピーク需要の時間帯に混雑が発生するケースは少ない。ピーク需要時間帯以外での混雑発生であれば、ピーク需要時の上げ調整力を維持するような対応が可能と考えられる。また、あらかじめ上げ調整力を積み増しすると、実際には混雑発生に至らなくても調達費用が増加する。
- これらのことから、上げ調整電源については、当面は、あらかじめ混雑発生を考慮した調整力の確保は行わず、現状の調整力確保の考え方に基づいて対応する。

混雑により調整電源による上げ調整ができないイメージ図





## ⑥ 需給調整市場や容量市場とのリクワイアメントとの整合

- 安定供給上必要となる調整力 ( $\Delta kW$ ) や供給力 ( $kW$ ) の価値を評価する需給調整市場や容量市場などとの市場設計との整合を図りつつ、混雑管理の仕組みについて検討することが重要である。
- 需給調整市場との整合性については、一般送配電事業者は混雑系統を把握しており、混雑系統内の上げ調整力に対して増出力指令を発信することは現実的には無いため、増出力指令に反することは無く、需給調整市場におけるリクワイアメント違反を問われることは無いと言える。
- また、容量市場で調達する供給力 ( $kW$ ) は、最大想定需要を踏まえて決定されるため、⑤で述べた上げ調整力同様、最大想定需要時に混雑が発生することは考えにくい。このため、当面は系統混雑が必要供給力に与える影響は軽微であると考えられる。
- 一方、前述のような調整力がほとんど無くピーク需要の時間帯でも混雑が発生する系統が今後増えると、容量市場で調達した供給力のうち、混雑系統内のものは使えなくなるおそれがある。混雑系統における供給力については、混雑時の容量価値の評価において一定の配慮が必要になるものと想定されるため、今後、供給信頼度評価を踏まえて、検討していく。

# 再給電方式における経過措置について

- 再給電方式の費用負担が一般負担の場合、ファーム型接続の非FIT電源である火力・揚水等については、下げ調整の対価を精算する契約等に基づき、**現状の契約から不利益変更とならない見込みから当面経過措置を設定せず**、系統増強費用の特定負担者への配慮を含め、不利益変更となりうる**市場主導型に向けた検討などの中であらためて議論**する。
- 他方、ノンファーム型接続をしているFIT電源については、送電容量制約による出力制御は無補償であるが、**ファーム型接続をしたFIT電源はFIT認定取得時に、無補償で制御されるような利用ルールの見直しを想定していない**。このため、調達期間において投資回収を可能とする制度趣旨を鑑み、再給電方式の導入に際して、不利益変更とならないようにすることが重要。
- この点、FIP電源が下げ調整の対価を精算する契約を結ぶような仕組み（balancing mechanism）が整えば、既存のFIT電源もFIP電源となることで不利益変更とならない可能性があるが、そのための検討には一定の時間が必要となる。
- このため、**当該仕組みの整備もしくは調達期間終了のどちらかが到来するまでは**、出力制御が可能な電源のうち、非FIT電源（調整電源等）やノンファーム型接続をしたFIT電源を全て出力制御しても混雑が解消されない場合※を除き、**出力制御を原則行わないこと**とし、当該仕組みの議論の中で継続検討する。

※東北北部エリア募集プロセスの暫定連系など

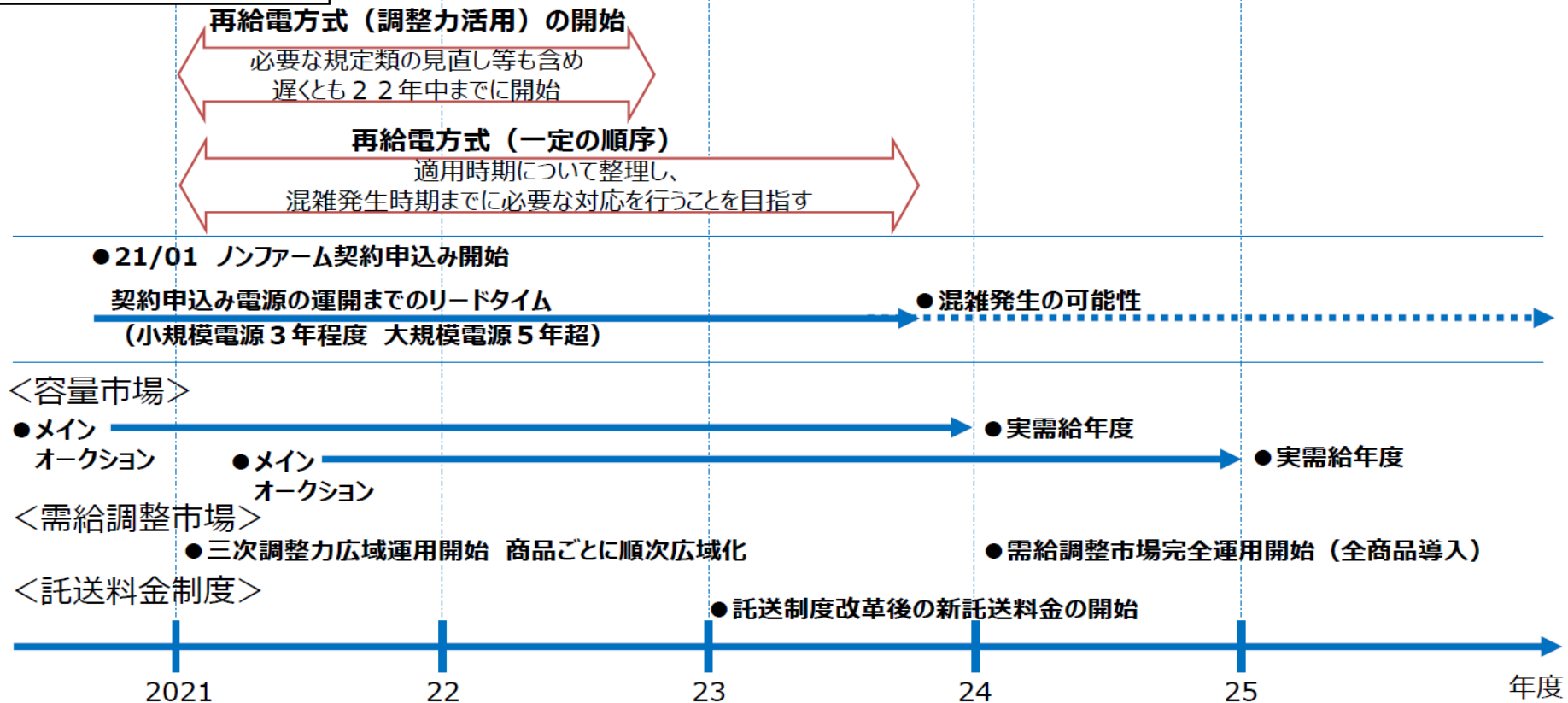
## <各電源のFIT調達期間>

| 電源種  | 事業用太陽光<br>(10kW以上) | 住宅用太陽光<br>(10kW未満) | 風力  | バイオマス | 地熱  | 水力  |
|------|--------------------|--------------------|-----|-------|-----|-----|
| 調達期間 | 20年                | 10年                | 20年 | 20年   | 15年 | 20年 |

# 再給電方式実施に向けての進め方

- **送電線の利用ルールはメリットオーダーを追求していく方針。市場主導型（ゾーン制・ノーダル制）は、システム開発等により一定の時間がかかるため、早期に再エネの出力制御量を減らすため、メリットオーダーで調整電源を活用する**再給電方式を、2022年中に開始予定。**  
※ローカル系統等の対策工事や非調整電源の制御が早期に必要な場合などには、2022年中より遅くなる可能性があることには留意が必要である。**
- その上で、**調整力以外の電源を一定の順序で出力制御することを含む再給電方式**については、**混雑発生が見込まれる2023年中までに開始することを目指して検討を進める。**

## 再給電方式の対応



# 今後の検討の方向性

- 送電線の利用ルールの当面の在り方として、系統混雑を前提とした考え方の下、まずは混雑管理の方法において、社会コストの更なる低減に向けて、先着優先の仕組みから脱却する必要がある。
- そのため、早期に実現可能な再給電方式を当面は運用していくことになるが、**同時並行的に以下の論点についても検討していく方向である。**
  - ① 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であるbalancingメカニズムの詳細設計
  - ② 市場主導型（ゾーン制・ノーダル制）への移行

## 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であるbalancingメカニズムの在り方について、検討を深めていく。

## 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)

- 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**。<sup>※1</sup>

※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**。

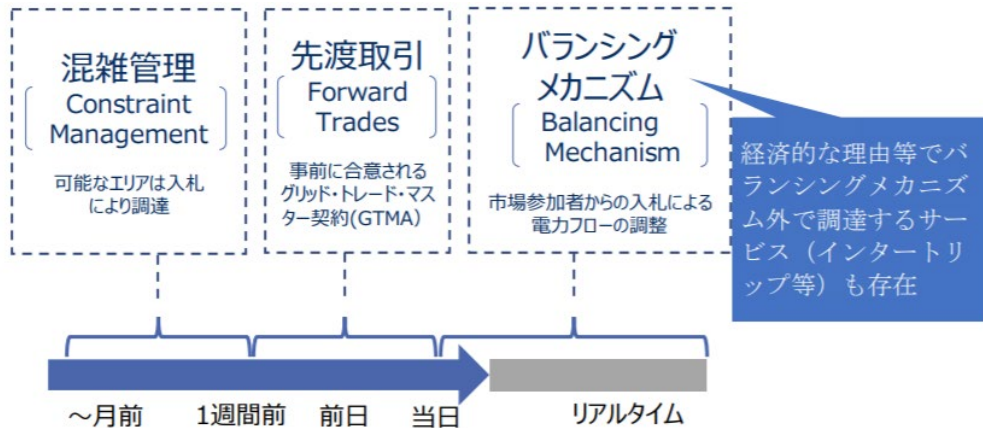
- 当日の市場で調達されるbalancing mechanismは、我が国の調整力公募における電源Ⅱと同様、ゲートクローズ後の余力を活用する仕組みであり、系統利用者（発電事業者）は、ゲートクローズ時にBid-Offerを提出する。<sup>※2</sup>

※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Ⅰ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

- ✓ 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
- ✓ Bid：発電量を一定量減らす場合に系統運用者にいくら支払うかを登録

- 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 a BM Unit

| Operating volume |  |
|------------------|--|
| 275 MW           | Pair + 5: Offer Price £100/MWh<br>Bid Price £2/MWh |
| 250 MW           | Pair + 4: Offer Price £50/MWh<br>Bid Price £5/MWh  |
| 225 MW           | Pair + 3: Offer Price £35/MWh<br>Bid Price £7/MWh  |
| 200 MW           | Pair + 2: Offer Price £25/MWh<br>Bid Price £13/MWh |
| 175 MW           | Pair + 1: Offer Price £20/MWh<br>Bid Price £18/MWh |
| 150 MW           | Pair - 1: Offer Price £25/MWh<br>Bid Price £20/MWh |
| 125 MW           | Pair - 2: Offer Price £20/MWh<br>Bid Price £15/MWh |
| 100 MW           | Pair - 3: Offer Price £15/MWh<br>Bid Price £10/MWh |
| 75 MW            | Pair - 4: Offer Price £10/MWh<br>Bid Price £5/MWh  |
| 50 MW            | Pair - 5: Offer Price £7/MWh<br>Bid Price £2/MWh   |
| 25 MW            |  |

FPN (Fuel Price Note) is indicated for the 150 MW level.

Settlement Period is indicated at the bottom.

## 調整電源の拡大に向けた課題（オンライン化）と今後の進め方

- 再給電方式の下、送配電事業者がすべての電源の調整を市場取引価格により行うためには、**各電源をオンラインで調整することが不可欠**となる。
- 他方、現行の需給調整制度の下においても、送配電事業者とオンラインでつながっていない電源Ⅲ（非調整電源）も少なからず存在している。
- このため、新たな仕組みの実現に向けては、電源Ⅲ（非調整電源）や非FITの再エネを含めてオンライン化するべく、**オンライン化のコスト削減に向けた取組を進めるとともに、オンライン化を促すインセンティブ設計を検討することとした。**
- また、新たな仕組みの実現に向けては、再エネ以外も含めたすべての電源の在り方を検討する必要があり、需給調整市場等との関係も整理する必要があることから、今後の検討は、電力分野の基本政策を議論する電力・ガス基本政策小委員会において進める方針で合意がなされた。

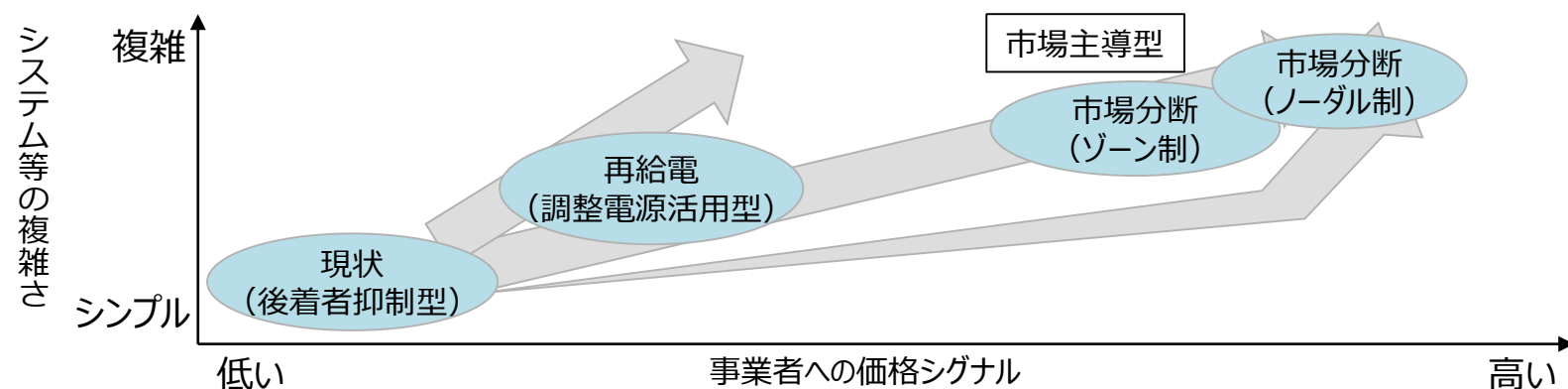


# 市場主導型の混雑管理手法への将来的な移行

- 基幹送電線利用ルールの見直しについて、市場を活用する新たな混雑管理の仕組み（ゾーン制・ノーダル制）を長期的な視点で議論しながら、速やかに実現するための方法として、再給電方式の議論が進められている。
- ゾーン制・ノーダル制については、導入する場合の課題は依然多く残されており、議論の場・進め方を含めて、引き続き論点の整理が必要である。

## 代表的な送電線利用の仕組み

|        | 再給電方式               | 市場分断<br>(ゾーン制)         | 市場分断<br>(ノーダル制)     |
|--------|---------------------|------------------------|---------------------|
| 抑制方法   | TSOが抑制<br>(調整電源を活用) | 市場落札されなかった<br>電源が抑制    | 市場落札されなかった<br>電源が抑制 |
| 適用可能系統 | 基幹系統～ローカル系統         | 基幹系統<br>(ある程度のゾーンが限界か) | 基幹系統～ローカル系統         |
| 類型     | ドイツ・イギリスなど          | ノルウェーなど                | PJMなど               |



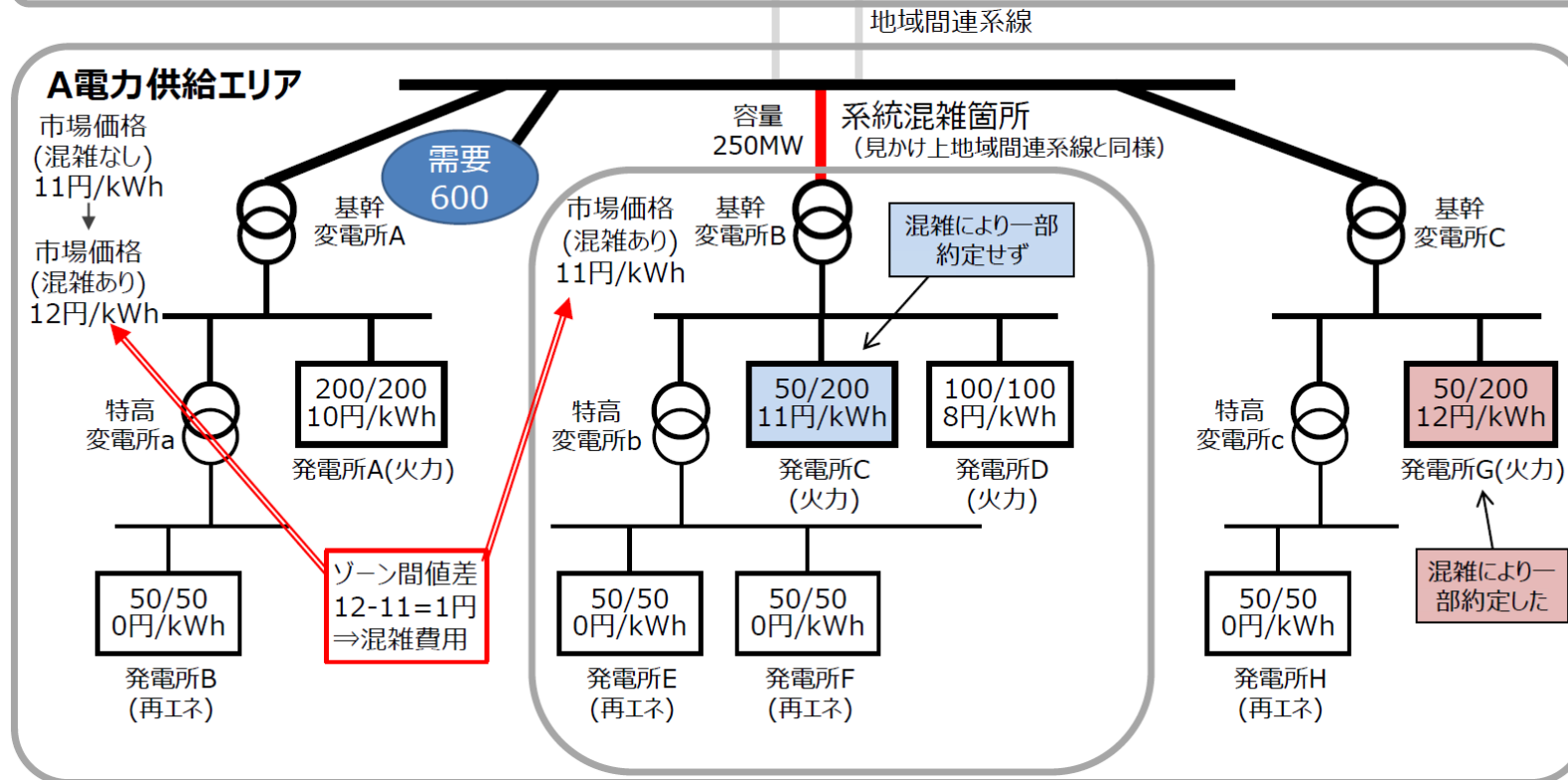
# (参考) 市場主導型 (ゾーン制) のイメージ

## (参考) 市場主導型(ゾーン制)

32  
全ての電気が市場で取引されるとした場合のイメージ

- 抑制判断：市場で決定 (運用容量以内でしか約定しない)
- 抑制のタイミング：スポット市場
- 抑制対象：市場で決定 (約定しなかった電源)
- 抑制方法：市場での未落札電源が自然体に停止
- 抑制分の電源調達者：事業者が市場から調達      混雑費用負担者：事業者

### B電力供給エリア



# (参考) 市場主導型 (ノード制) のイメージ

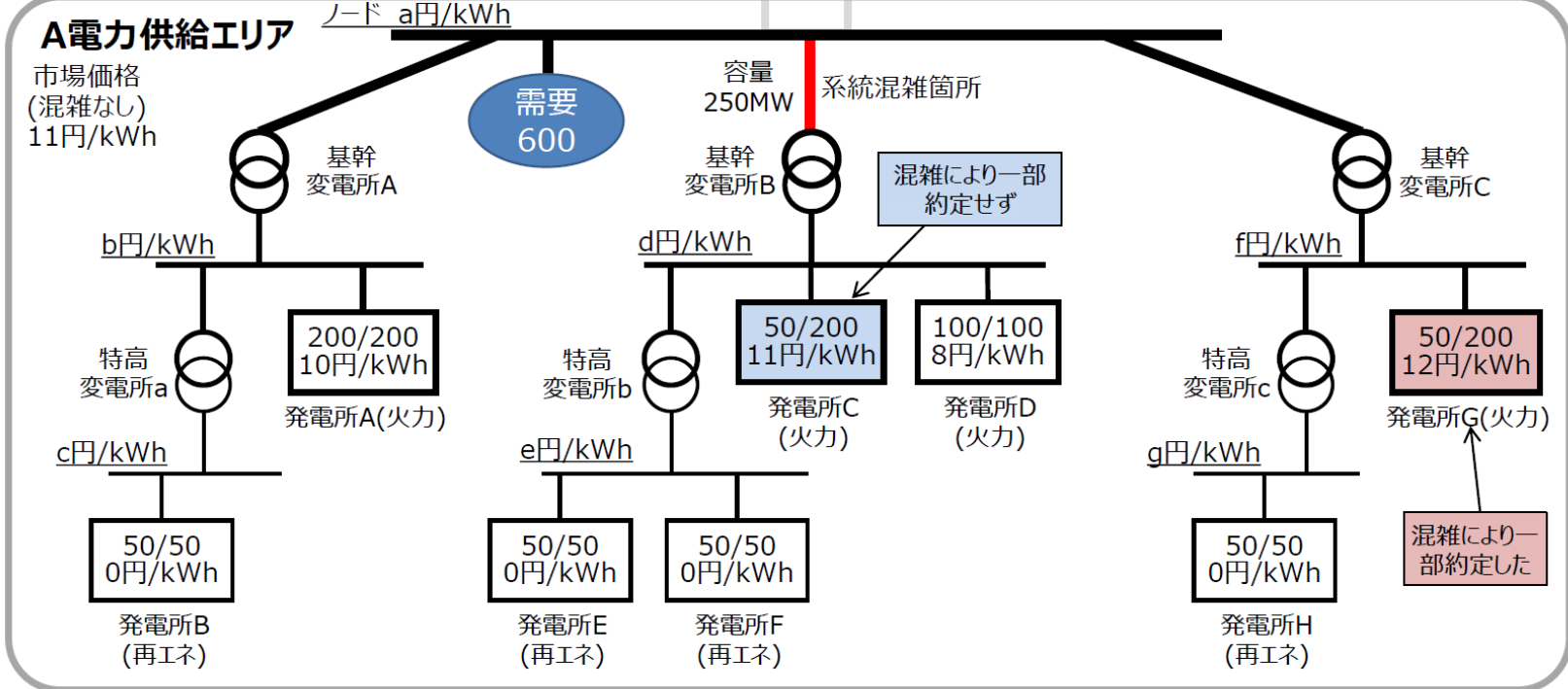
## (参考) 市場主導型(ノード制)

PJMの仕組み(市場運営者と系統運用者が同一)を  
念頭に全ての電気が市場で取引されるとした場合のイメージ

34

- 抑制判断：市場入札結果等に基づく系統制約を考慮した経済負荷配分(SCED)※により決定
- 抑制のタイミング：スポット市場後、リアルタイム市場への入札があった都度、実需給10分前
- 抑制対象：市場約定しなかった電源 (SCEDの結果により決定)
- 抑制方法：市場での未落札電源が自然体に停止 (SCEDの結果により稼働されないとされた電源が停止)
- 抑制分の電源調達者：系統運用者が市場から調達 混雑費用負担者：事業者

### B電力供給エリア

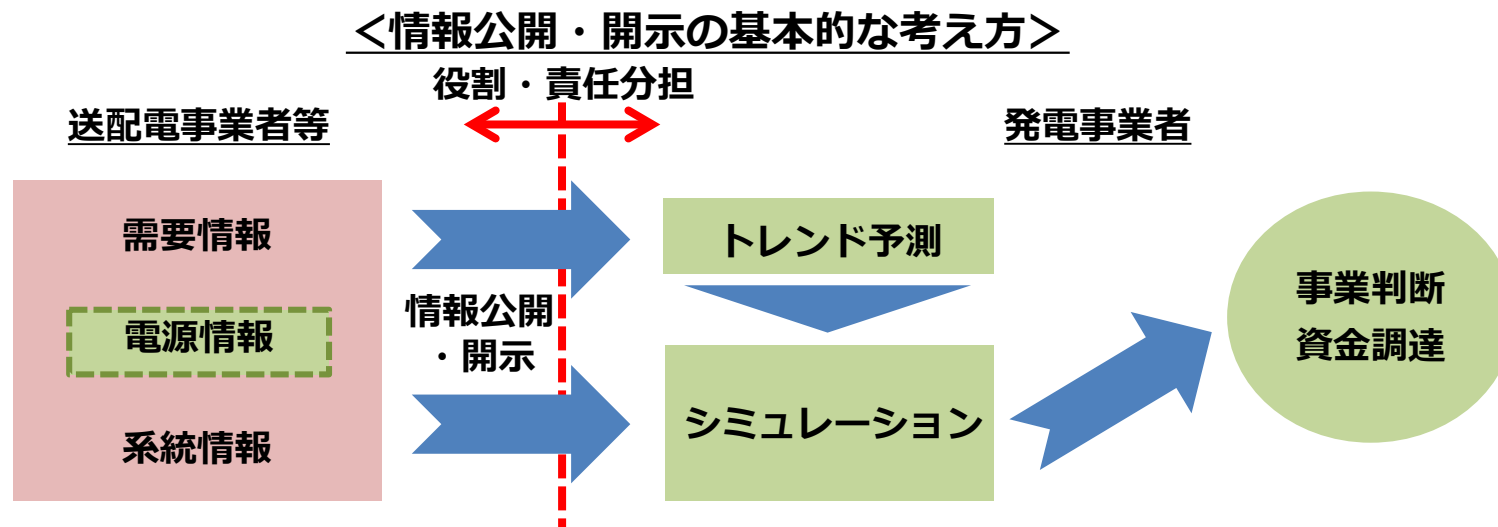


※LMPは母線ごとに設定され、送電ロスと混雑状況を加味した上で計算される

## **4. 系統情報の公開・開示の高度化**

# 現状と課題認識

- 出力制御の予見可能性を高め、電源の適切な立地誘導を行うためには、電源や系統に関する情報の公開・開示が重要である。
- このため、2019年4月に「系統情報の公表の考え方（系統情報ガイドライン）」を改訂し、出力制御量を各発電事業者自らが分析・シミュレーションできるようにしており、154kV級のローカル系統については、一定の情報公開・開示が既に行われている。
- 他方、小規模事業者は自らシミュレーションを行うことに限界があり、別途、市場の透明性の向上等の観点から需給データのビジュアル化に対する要望も強いことから、電源や系統の情報公開・開示の在り方については、他の審議会とも連携して検討を進めていく必要がある。
- また、2020年度冬に発生した電力需給ひっ迫への対応において、情報公開・開示の重要性が再認識され、電力ガス基本政策小委員会などにおいて議論が行われている。今回、主に再エネの大量導入に向けた系統情報の公開・開示の在り方について、方向性を取りまとめる。



# ①情報開示の請求者の条件の見直し

- 電源や系統の情報公開・開示の在り方を定める系統情報ガイドラインは、開示請求者の条件として、「接続検討申込済みの系統連系希望者」と規定。
- 他方、送配電事業者の業務について定めた送配電等業務指針は、高圧と特別高圧の送電系統に連系を希望する事業者は契約申込みに先立ち接続検討を行う必要があると定める一方、低圧に関しては接続検討は実務上省略し、契約申込時に実施している。
- その結果、低圧での連系希望者は開示請求を行うことができなかったため、**ノンファーム型接続の対象である低圧（10kW以上）の連系希望者も開示請求を行えるよう、開示請求者の条件を見直しを行った。**

## ○送配電等業務指針

（電力広域的運営推進機関・2020年10月1日変更）抜粋

（接続検討）

第79条 発電設備等と高圧又は特別高圧の送電系統の連系等を希望する系統連系希望者は、次の各号に掲げる場合には、契約申込みに先立ち、接続検討の申込みを行わなければならない。

一 発電設備等を新設又は増設する場合

二～四（略）

2（略）

## <開示請求者の条件>

|                   |  |
|-------------------|--|
| 開示請求者             | 接続検討申込済みの系統連系希望者                       |
| 開示請求の<br>タイミング・回数 | ✓ 運転開始前：1回<br>✓ 運転開始後：必要性を確認した上で、毎年度1回 |
| 開示手数料             | 開示請求者が一定の手数料を支払う                       |

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  
(2018年11月21日) 資料4より一部修正

## ② 需給情報の公開について

- 需給に関する情報は、系統情報の公表の考え方（以下「系統情報GL」という。）において、2011年の東日本大震災後の電力需給ひっ迫などを踏まえ、エリアの需給実績情報を各一般送配電事業者と電力広域機関のウェブサイト上にて公開することとしている。
- これは、再エネの導入や活用の状況を分析・広報する上でも重要であるが、データ公開の1時間毎の値を数字のみの形式で1ヶ月毎の更新が現在行われており、欧州のように、よりリアルタイムでのビジュアル化したデータ公開などへの要望がある。
- このため、**可能な限りリアルタイムに近く、取引単位である30分値で電源種別に、欧州のようにグラフ・表といったビジュアル化して公開・提供する方針で見直しを実施する。**なお、ビジュアル化に時間がかかるとすれば、リアルタイムの数値データ公開を先に行うなどの進め方の検討を行う。
- なお、新たな託送料金制度（レベニューキャップ制度）における目標設定の議論においても、サービスレベルの向上やデジタル化の項目として、発電電力量の提供等については、取り上げられている。

### ③個別電源情報の開示請求の目的拡大について

- 現状の系統情報GLにおいて、個別電源に関する情報については、「出力制御量のシミュレーションに使用する」という目的を達成するため開示情報と整理されており、過去の電源情報（※）の入手が可能である。

（※） 情報更新日から起算した3～14か月前の1年間が開示

- 日本においても欧州同様に、秘密保持契約を結ぶ開示ではなく、オープンな公開を一部実施してはどうかという意見もあるが、データの権利保護制度の違いにより、日本では欧州のようにオープンな公開データの権利が保護されていないという観点もあり、引き続き検討が必要とも考えられる。

※なお、個別電源に関する情報のうち、発電実績については、電力・ガス取引監視等委員会で市場の透明性・市場参加者の予見性向上に向けて、公開の充実に向けた検討が行われている。

- 他方、開示の目的を出力制御量のシミュレーションに限定せず拡大することは、データの権利制度の違いを考慮する必要も無いため、まずは社会理解の増進に向け、再エネや需給ひっ迫等に関する分析を可能とするため、学術や公益的な目的においても、情報を開示できるようにする。

注 学術や公益的な目的においても、秘密保持契約を締結のうえ、利用者・利用目的を限定したうえの開示であり、研究成果等の公表により情報提供者へ損害を生じさせた場合の責は、公表した開示請求者が負うことに留意が必要。

| 日本での開示情報<br>(系統情報の公表の考え方) | 欧州 (ENTSO-E Transparency Platform) |   |               |
|---------------------------|------------------------------------|---|---------------|
|                           | 公開状況                               | 条件等   | 根拠規程 *1       |
| 接続系統                      | 公開*4                               | 100MW以上の発電ユニット毎に、翌3年間の情報を登録                         | 14.1.b        |
| 発電出力実績[MW] (発電所別・1時間毎)    | 公開                                 | 100MW以上の発電ユニット毎、運転終了後5日以内に登録                        | 16.1.a        |
| 電源種                       | 公開                                 | 100MW以上の発電ユニット毎、翌3年間の情報を登録                          | 14.1.b        |
| 発電機単位の設備容量[MW]            | 公開                                 | 1MW以上のすべての発電ユニット、年単位で登録                             | 14.1.a        |
| 発電機単位のLFC*2 幅[MW]         | 公開なし                               | -   | 記載なし          |
| 発電機単位のLFC変化速度[MW/min]     | 公開なし                               | -   | 記載なし          |
| 最低出力[MW]                  | 公開なし                               | -   | 記載なし          |
| 発電所単位の運用制約*3              | 公開なし                               | -   | 記載なし          |
| 電源の新設・停止・廃止計画             | 一部公開                               | 1市場単位時間から最大3年間継続予定の100 MW以上の発電設備の休止計画、計画決定後1時間以内に登録 | 15.1.a～15.1.d |

\*1 透明性規則(EU Regulation 2013/543) \*2 負荷周波数調整 (Load Frequency Control) \*3 燃料消費制約、地熱の蒸気井の減衰等による制約、海水温制約等 \*4 欧州では地点を公開



## ④ 需給制約による出力制御検証時の個別電源情報の取扱いについて

- 出力制御が適切に行われていたか検証することは、FIT電源の出力制御が無補償で行われうる場合においては特に、透明性確保の観点から重要となる。
- 需給制約によるFIT電源の出力制御については、当該エリアにおいて優先給電ルールによる出力制御が適切に行われていたか、電力広域機関による検証が行われており、電力広域機関のホームページにおいて、FIT電源以外の個別電源（ただし、非調整電源の火力・バイオマス電源は除く）の情報も含めて、多くの情報公開が実施されている。
- この点、**出力制御検証結果にて公表対象となる個別電源情報の取扱いについては、系統情報GLで明記されていないが、今後、需給制約に係る出力制御エリアが広がる可能性も踏まえ、公表情報を統一化すべきと考えられる。このため、出力制御が行われた時間に限ることから経営面での機微性が低いことや、透明性確保の重要性に鑑み、九州における検証と同水準の情報を公開する旨を、系統情報GL上に明記を行う。**

## ⑤－1：ノンファーム型接続の進捗確認・運用のための情報公開

- 系統容量制約起因によるFIT電源の出力制御は無補償と整理されていることなどから、事業の収益性を適切に評価し、円滑な投資判断とファイナンスに向けて、**事業期間中の出力制御の予見可能性を高めるための適切な情報公開・開示が重要である。**

### <ノンファーム型接続の進捗確認>

- 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**することとする。

### <ノンファーム型接続の運用>

- 系統情報GLでは、公開情報（需要・送配電に関する情報）の対象は154kV以上\*1だが、東電PGが試行的な取組の対象としようとしているローカル系統には66kVの系統が含まれている。そのため、公開情報（需要・送配電に関する情報）について、**試行的な取組を行う一般送配電事業者は、その電圧階級における対象系統まで公開するよう、系統情報GLを改定する。**

\*1 沖縄エリアは132kV

※なお、系統情報GLの改定はローカル系統へのノンファーム型接続適用より後になる可能性があることから、東電PGにおいては、改定前においても情報を適切に公開することとする。

## ⑤－２：系統容量制約による出力制御の見通し提示・検証

### <系統容量制約の出力制御見通しの提示>

- 千葉エリアにおいて試行的にノンファーム型接続を適用した際には、東電PGにより、一定の予見性を与える出力制御の見通しが示されたが、今後、再給電方式の適用により出力制御の見通しに係る前提条件が変化することになる。
- 再給電方式が適用されれば、FIT電源が出力制御される可能性は当面低くなることが想定される一方で、将来的な発生の可能性を踏まえると、どのような取扱いをすることが適切と考えられるか。また本件については、需給制約の出力制御見込みを扱う系統ワーキンググループにおいて、必要に応じて追加的に議論を行う。

### <系統容量制約による出力制御の検証>

- 系統容量制約によるFIT電源の出力制御の検証については、基幹系統においては再給電方式の適用により発生する可能性が当面低いことや、地域的な特性によりFIT電源抑制に至った複合的要因の切り分けが困難である可能性があることなどを踏まえつつ、東電PGによるローカル系統における試行的な取組を実施する場合は、その中で在り方を検討を行う。