

電力ネットワークの次世代化

基幹系統・ローカル系統等における接続・利用の高度化

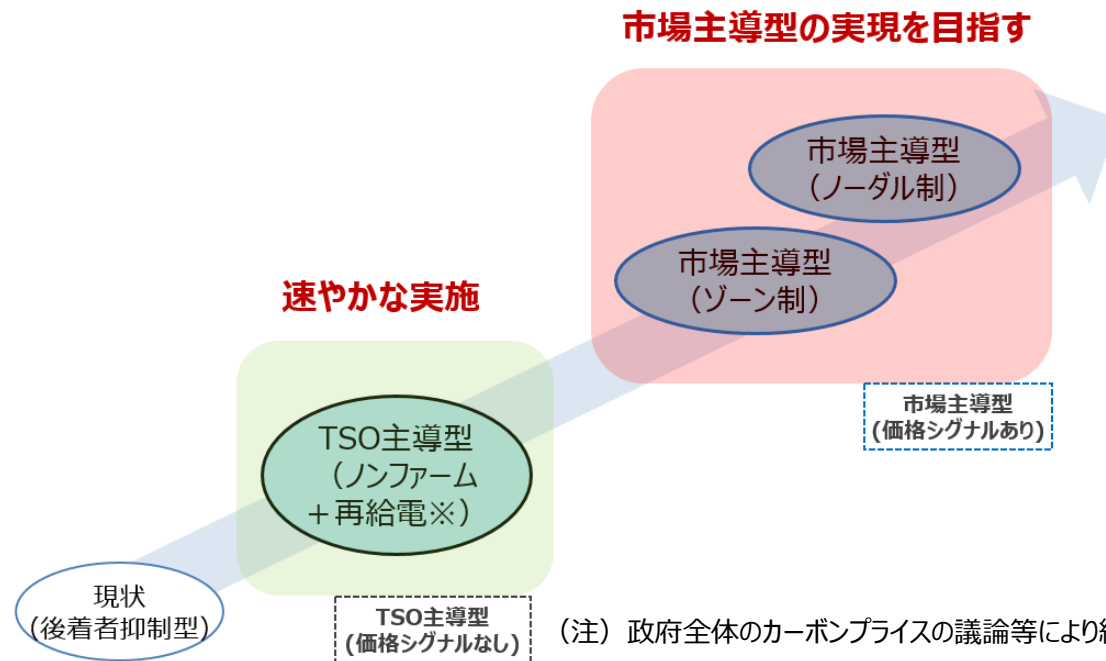
2021年2月16日
資源エネルギー庁

- (1) 再エネ等の調整電源化に向けた取組
- (2) ローカル系統等におけるノンファーム型接続

本日の御議論

- 前回会合では、基幹送電線利用ルールの見直しについて、当面は需給制約下での優先給電ルールと同様の制御順で再給電方式を運用していく方向性に多くの御支持を得た。
- その上で、今後の検討の進め方について、ノードル制やゾーン制等の市場を活用する新たな仕組みへの移行を見据えながら検討をしていく必要があるとの御意見をいただいた。
- こうした御意見を踏まえ、本日は、市場の更なる活用に向けて、再エネ等を調整電源化していく取組について御議論いただく。

＜基幹送電線利用ルールの見直しに係る基本的方向性＞



(注) 政府全体のカーボンプライスの議論等により結果としてメリットオーダーは変化しうる。

(参考) 送電容量上の制約における出力制御ルールについての主な御意見

<1/13 第23回 再生可能エネルギー大量導入・次世代ネットワーク小委員会
第11回 再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会 合同会議>

(委員)

- 火力電源についてコスト比較の観点からも実運用の観点からも石油、LNG、石炭の順番で出力抑制を行うことに合理性があるのであれば、需給上の優先給電ルールと同様の抑制順序とする方針に異論はない。非化石電源について、再給電方式の運用が当面の措置であることも踏まえれば、運用の煩雑化を避ける観点からも、差し当たって、需給上の優先給電ルールと同様の順序で出力抑制を行っていくという方針は合理的と考える。
- 基幹送電線利用ルールの見直しに当たっては、必要な供給力、調整力の確保を大前提に検討を進めてほしい。
- 先行性が必要な優先給電ルールと併せて見直しを早急に開始をすべきではないか。再給電方式の下でも、出力制御の順番についての検討を更に進めることは可能だと思うし、まさに、次の市場主導型にスムーズに移っていくためにもこの検討を早急に始めるべきではないか。
- 火力電源の中での優先順位について、非効率石炭フェードアウトの検討と逆行するような順番は違和感がある。
- 非効率な石炭火力と最新鋭の石炭火力を一括して論ずるのではなく、分けてメリットオーダーの概算を出すべき。
- 長期固定電源のような、制御ができない電源がいつまでも優遇され続けるようなメッセージの出し方は避けるべき。
- 起動費やCO2コスト含めて、最適経済配分のルールでTSOの裁量により決定されるべき。
- 燃料費やCO2コスト等の試算も2015年時点のものではなく、最新の数字で検討してほしい。

(オブザーバー)

- 3E+Sのうち最も重要と考える安定供給性の観点も十分に考慮した上で万全を期した詳細なルールづくりをお願いしたい。
- バイオマスの持つ環境性や安定供給性の高さを十分に考慮いただきたい。相対的に調整力が高いと評価されているバイオマス発電においても調整力には限界があり、移動や制御に時間、コストを要する点を考慮した運用をお願いしたい。
- 出力制御時の補償の有無についても検討いただきたい。

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、検討を深めていくこととしてはどうか。
- 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、イギリスのバランシング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、バランシング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電源の価値を正当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、検討を深めていくこととしてはどうか。
- 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、詳細な検討を進めてはどうか。

(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。^{※1}

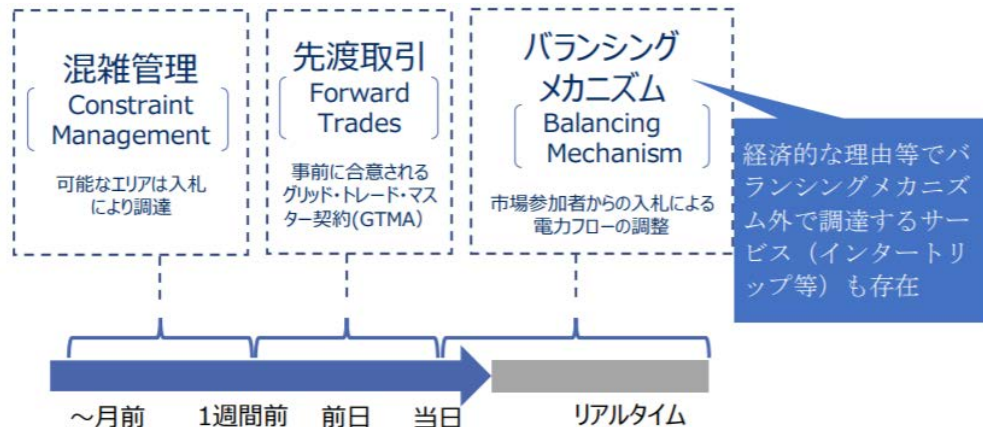
※1：高圧送電網に直接接続する大型電源（地域・電圧により異なるが、**概ね50-100MW以上の電源**）は参加義務を負う。それ以下の地域配電網接続の**小規模電源は参加義務はないが、1MW以上は参加可能**。

- 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。^{※2}

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

Settlement Period

- 再給電方式における発電事業者の取引（精算）は以下のようになり、**発電事業者に下げ指令による損失は生じない。**

混雑地域にある発電事業者の取引及び精算の概要（FIT電源を除く）

- ① 発電事業者はスポット市場などで自由に電気を売却することができる。
→ **混雑のないときと同じように収入を得る。**
- ② ゲートクローズ後に混雑により発電計画の一部について送電できないことが判明した場合には、調整力への指令と同じ仕組みにより、一般送配電事業者から下げ指令を受けることがある。
→ 下げ指令を受けた場合にも、**発電事業者が①で行った電気の取引に影響はない。**（①の収入はそのまま）
→ 発電事業者は、あらかじめ登録しておいた下げ指令時のkWh価格で一般送配電事業者と精算を行う。
（そのkWh価格は限界費用ベースで登録するため、**発電事業者に下げ指令による損失は生じない。**）

※FIT電源については、固定価格で買い取りされるのは実際に発電された部分とされ、出力抑制時の取扱いについては、無補償とルール化されている。
ファーム型接続のFIT電源についての再給電方式導入に伴う経過措置は、資源エネルギー庁の審議会で別途議論予定。

発電事業者の取引（例）

- ① スポット市場で売り約定

10 MWh

10MWh分の収入

- ② GC後に下げ指令を受けて出力を引下げ

8 MWh

△ 2 MWh

下げ指令に基づく出力の下げは①の取引には影響を与えない。（不足インバランスにもならない）
発電事業者は、
ア) 燃料費等が 2 MWh分浮く
イ) 下げ単価 × 2 MWhをTSOに支払う
→ 限界費用で下げ単価を登録するため、ア) = イ)

需給調整市場ガイドラインの策定方針

- 適取GLにおいて記載した発電事業者等による合理的な価格の具体的な考え方等について、以下の内容を記載することとしてはどうか。

概要

1. 調整力kWh市場

(1) 予約電源

- ・全ての事業者は、事前的措置として当面は、「限界費用または市場価格以下」でkWh価格を登録することを求める。
※限界費用が明確でない電源等の限界費用の考え方、市場価格の考え方等も明記

(2) 予約電源以外

- ・kWh価格が「限界費用 + 固定費回収のための合理的な額」以下である場合には、その価格は市場相場を変動させることを目的としていないとみなされ、その登録は業務改善命令等の対象とはならない。（注：上げ調整の場合。下げ調整の場合は、「限界費用 - 固定費回収のための合理的な額」以上となる。）
- ・なお、大きな市場支配力を有する事業者は、事前的措置として「限界費用 + 固定費回収のための合理的な額」以下でkWh価格を登録することを求める。（注：上げ調整の場合。下げ調整の場合は、「限界費用 - 固定費回収のための合理的な額」以上となる。）
※固定費回収のための合理的な額の考え方、固定費回収後のマージンの考え方等も明記。

2. 調整力ΔkW市場

(1) 電源 I

- ・旧一般電気事業者は、事前的措置として、現行の調整力公募における自主的取組を継続し、「コスト（人件費、修繕費、減価償却費等） + α（事業報酬相当額）」で入札することを求める。

(2) ΔkW電源

- ・ΔkW価格が「逸失利益 + 固定費回収のための合理的な額」以下である場合には、その価格は市場相場を変動させることを目的としていないとみなされ、その入札は業務改善命令等の対象とはならない。
- ・なお、大きな市場支配力を有する事業者は、事前的措置として「逸失利益 + 固定費回収のための合理的な額」以下でΔkW価格を入札することを求める。※固定費回収のための合理的な額の考え方、固定費回収後のマージンの考え方等も明記。

3. 事前的措置の対象とする事業者の範囲（一定の基準の設定）

(1) 地理的範囲の画定

- ・地理的範囲の画定方法の考え方を明記。

(2) 事前的措置の対象とする事業者の範囲を設定する基準

- ・事前的措置の対象とする事業者の範囲を設定する分析手法及び基準の考え方を明記。

(参考) FIT電源の出力制御(需給制約)に対する無補償ルールの規定

電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法施行規則

第14条

八 特定契約申込者の認定発電設備と特定契約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に係る契約において、当該認定発電設備の出力の抑制に関し次に掲げる事項(第十一号及び第十三号に掲げる場合にあつては、木からチまでに掲げる事項)を当該接続に係る契約の内容としていないこと。

イ 特定契約電気事業者が、次の(1)から(3)までに掲げる措置(以下「回避措置」という。)を講じたとしてもなお特定契約電気事業者の一般送配電事業(電気事業法第二条第一項第八号に規定する一般送配電事業をいう。以下この項において同じ。)又は特定送配電事業(同項第十二号に規定する特定送配電事業をいう。以下この項において同じ。)のための電気の供給量がその需要量を上回ることが見込まれる場合(特定契約申込者が第三条第一号又は第二号に掲げる太陽光発電設備を用いる者である場合にあつては、特定契約電気事業者が回避措置を講じ、並びに第三条第三号、第三号の二及び第四号に掲げる太陽光発電設備について出力の抑制(蓄電池の充電等の当該抑制と同等の措置を含む。以下このイ及びロから二まで、第十号、第十一号並びに第十三号において同じ。)を行ったとしてもなお特定契約電気事業者の一般送配電事業又は特定送配電事業のための電気の供給量がその需要量を上回ることが見込まれる場合)において、特定契約申込者(太陽光発電設備又は風力発電設備を用いる者に限る。以下このイ及び第十一号から第十三号までにおいて同じ。)は、特定契約電気事業者の指示に従い当該認定発電設備の出力の抑制を行うこと(原則として当該指示が出力の抑制を行う前日までに行われている場合に限る。)、**当該抑制により生じた損害(太陽光発電設備に係る損害にあつては、当該抑制を受けた時間が年間三百六十時間を超えない範囲内で行われる抑制により生じた損害に限り、風力発電設備に係る損害にあつては、当該抑制を受けた時間(当該風力発電設備の定格出力に対する出力の抑制の指示を受けた後の出力の割合に、当該抑制を受けた時間を乗じて得た時間を控除した時間とする。))が年間七百二十時間を超えない範囲内で行われる抑制により生じた損害に限る。))の補償を求めないこと**(特定契約電気事業者が特定契約申込者に書面等により、回避措置を講じたこと及び回避措置を講じてもなお特定契約電気事業者の一般送配電事業又は特定送配電事業のための電気の供給量がその需要量を上回ると見込んだ合理的な理由及び当該指示が合理的なものであったことを、当該指示をした後遅滞なく示した場合に限る。)及び当該抑制を行うために必要な体制の整備を行うこと。
(略)

十一 特定契約申込者が、**指定電気事業者(第八号イの規定により特定契約電気事業者が損害の補償をすることなく特定契約申込者に求めることができる種類の認定発電設備(経済産業大臣が指定する種類の再生可能エネルギー発電設備に限る。))の出力の抑制の上限(以下「特定上限」という。))を超えて出力の抑制を行わなければ当該再生可能エネルギー発電設備により発電された電気を追加的に受け入れることができなくなることが見込まれる電気事業者として経済産業大臣が指定する電気事業者をいう。以下同じ。))が特定上限を超えて出力の抑制を行わなければ追加的に当該再生可能エネルギー発電設備によって発電された電気を受け入れることができなくなった後に、当該種類の認定発電設備を当該指定電気事業者が維持し、及び運用する電線路と電氣的に接続しようとする場合にあつては、当該認定発電設備の出力の抑制に関し次に掲げる事項を当該接続に係る契約の内容としていないこと。**

イ 当該指定電気事業者が回避措置を講じたとしてもなお当該指定電気事業者の一般送配電事業又は特定送配電事業のための電気の供給量がその需要量を上回ることが見込まれる場合(当該特定契約申込者が第三条第一号又は第二号に掲げる太陽光発電設備を用いる者である場合にあつては、当該指定電気事業者が回避措置を講じ、並びに第三条第三号、第三号の二及び第四号に掲げる太陽光発電設備について出力の抑制を行ったとしてもなお当該指定電気事業者の一般送配電事業又は特定送配電事業のための電気の供給量がその需要量を上回ることが見込まれる場合)において、当該特定契約申込者は、当該指定電気事業者の指示に従い当該認定発電設備の出力の抑制を行うこと。

ロ **当該特定契約申込者が、イに規定する出力の抑制により生じた損害の補償を求めないこと**(当該指定電気事業者が当該特定契約申込者に書面等により、回避措置を講じたこと並びに回避措置を講じてもなお当該指定電気事業者の一般送配電事業又は特定送配電事業のための電気の供給量がその需要量を上回ると見込んだ合理的な理由及び当該指示が合理的なものであったことを、当該指示をした後遅滞なく示した場合に限る。))。

ハ 当該特定契約申込者が、イに規定する出力の抑制を行うために必要な体制の整備を行うこと。

(参考) FIT電源の出力制御（送電制約）に対する無補償ルールの規定

電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法施行規則

第14条

八 特定契約申込者の認定発電設備と特定契約電気事業者が維持し、及び運用する電線路との電気的な接続に係る契約において、当該認定発電設備の出力の抑制に関し次に掲げる事項(第十一号及び第十三号に掲げる場合にあっては、ホからチまでに掲げる事項)を当該接続に係る契約の内容としていないこと。

イ～ニ (略)

ホ (1) から (4) までに掲げる場合（特定契約電気事業者の責めに帰すべき事由によらない場合に限る。）には、特定契約電気事業者が特定契約申込者の認定発電設備の出力の抑制を行うことができること、及び特定契約電気事業者が、書面等により当該抑制を行った合理的な理由を示した場合には、**当該抑制により生じた損害の補償を求めないこと。**

(1)、(2) (略)

(3) 特定契約申込者の認定発電設備と特定契約電気事業者が維持し、及び運用する電線路との電気的な接続に係る契約であって、**当該認定発電設備を用いて再生可能エネルギー電気の供給をすると当該被接続先電気工作物に送電することができる電気の容量を超えた電気の供給を受けるおそれがある場合には出力の抑制を行うことができることを条件として、当該認定発電設備を用いて発電するために必要な容量を被接続先電気工作物に確保せずに行う契約において、当該認定発電設備を用いて再生可能エネルギー電気の供給をすると当該被接続先電気工作物に送電することができる電気の容量を超えた電気の供給を受けることが見込まれる場合。**

(参考) 出力制御におけるFIP電源の取扱い

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19回）
再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会（第9回）
合同会議資料（2020年8月31日）資料1を一部修正

- FIT制度の下では、年間30日（または太陽光360時間、風力720時間）の出力制御の上限内で系統連系が可能な量として「30日等出力制御枠」を定め、この範囲内で接続契約を締結した事業者は、年間30日（または太陽光360時間、風力720時間）は無補償で出力制御に応じる義務がある。また、30日等出力制御枠を超過して太陽光及び風力の連系が見込まれるエリアにおいては、一般送配電事業者が「指定電気事業者」に指定され、その後に接続契約を締結した事業者は**無制限無補償で出力制御に応じる義務**がある。※¹ さらに、試行ノンファーム適用のFIT電源は、系統混雑時には無補償で出力制御に応じるといった義務がある。
- こうした**出力制御は**、FIT制度の下に限らず、**FIP制度の下でも同じ義務が適用されることが適切である**。
- また、**現在では、新たに接続契約を締結する事業者はオンライン化が義務づけられているところ、FIP制度の下で新規連系する事業者もオンライン化を義務づけることとする**。※²
- なお、電力広域的運営推進機関において、優先給電ルールに基づき出力制御が実施された場合、発電計画の修正や発電販売計画の再提出は不要と整理されている。その際、出力制御が実施された電源について、当該時間帯における計画値からのズレは、給電指令として、インバランス料金での精算対象となる。

※¹ なお、本年7月の系統ワーキンググループにおいて新規連系する発電事業者を含めた事業者間・電源間の公平性を確保する観点から可能な限り早期に指定電気事業者制度を廃止し、全エリアについて無制限無補償ルールを適用することとされた。

※² 既にFIT認定を受けている事業についてFIP制度へ移行を認めることとする場合には、オンライン制御がエリア全体の出力制御量低減に資することを踏まえ、オンライン事業者であること、もしくはオンライン化することが移行が認められる要件のひとつとなる。

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てはどうか。
- 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こととしてはどうか。

(参考) 電源種ごとのオンライン化の状況

- 指定電気事業者が行う出力制御見通しの算定時に公表している資料から、火力における調整電源の割合と、太陽光・風力のオンライン化の状況を以下の通り算出。(単位:万kW)

●火力の調整電源の割合 第28回 系統ワーキンググループ（2020年12月11日）各社「出力制御見通しの算定結果」をもとに資源エネルギー庁作成

	北海道	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
調整用電源の割合 (①/①+②)	85.1%	70.7%	86.9%	59.3%	42.7%	67.0%	100%
①電源Ⅰ・Ⅱ	451.7	1213.6	382.5	595.6	294.1	958.5	181.6
②電源Ⅲ	79.3	503.8	57.5	409.0	395.4	473.1	0

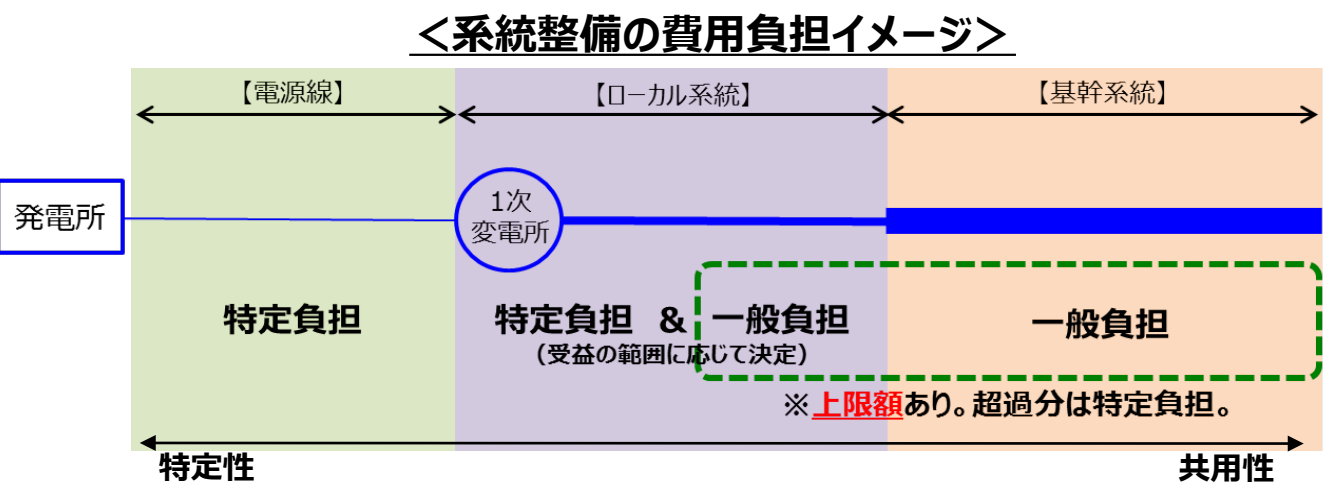
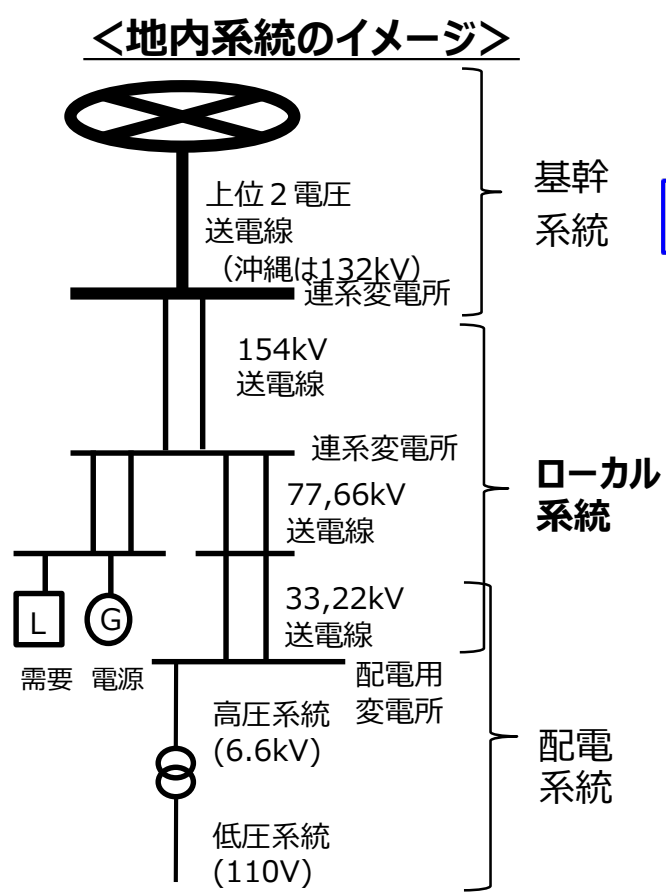
●太陽光・風力のオンライン化の状況(2020年9月末時点) 第28回 系統ワーキンググループ（2020年12月11日）資料1-8 P26より

	北海道	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
①オンライン化率 ((②+④)/(②+③+④))	65.2%	45.0%	63.7%	55.1%	51.9%	52.6%	47.6%
②新・指定ルール、オンライン事業者	98	177.5	34.9	126.2	77	212	3.9
③旧ルール、オフライン事業者	53.3	259.4	24.4	137.9	77	282	4.4
④オンライン制御可能な旧ルール事業者	1.7(予定)	35	7.9	43.3	6(予定)	101	0.1
⑤旧ルール事業者のオンライン切替率 (④/(③+④))	3.1%(予定)	11.9%	24.5%	23.9%	7.2%	26.4%	2.2%
⑥オンライン化率 ((⑦+⑨)/(⑦+⑧+⑨))	90.1%	74.9%	14.1%	0.1%	28.6%	4.9%	0%
⑦新・指定ルール、オンライン事業者	43.7	121.3	0.7	0	0	2.9	0
⑧旧ルール、オフライン事業者	5.3	40.7	14	36	20	55.7	1.2
⑨オンライン制御可能な旧ルール事業者	4.7(予定)	-	1.5	-	8	-	-

- (1) 再エネ等の調整電源化に向けた取組
- (2) ローカル系統等におけるノンファーム型接続

本日の議論

- 再エネ導入の更なる拡大に向けて、基幹系統より下位のローカル系統についても、ノンファーム型接続の適用に向けて御議論いただく。
- また、ローカル系統においては、基幹系統に比べ、増強に対する電源の受益特定性が高く、特定負担性が現状大きいことを踏まえながら、増強判断の規律と費用負担についても、合わせて御議論いただく。



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	
① システム費用・開発期間	⑤ 増強判断の規律
② 出力制御の実行（再エネ予測誤差）	⑥ 先着優先利用ルールの見直し
③ 情報の公開・開示	⑦ 適用の範囲
④ N-1電制との両立	

（参考）ローカル系統へのノンファーム型接続の適用に向けた課題

- 10月9日の本小委員会でノンファーム型接続の全国展開は、まずは空き容量の無い基幹送電線を対象にすることを了承いただいたが、同時に、課題が多いことが想定されるローカル系統へのノンファーム型接続の適用について、強く要請をいただいた。
- ローカル系統へノンファーム型接続を拡大する場合、以下のような課題が想定されるが、どのように考えるか。また、この他の課題としては何か考えられるか。

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 （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があるか

* 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

- 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。
- 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

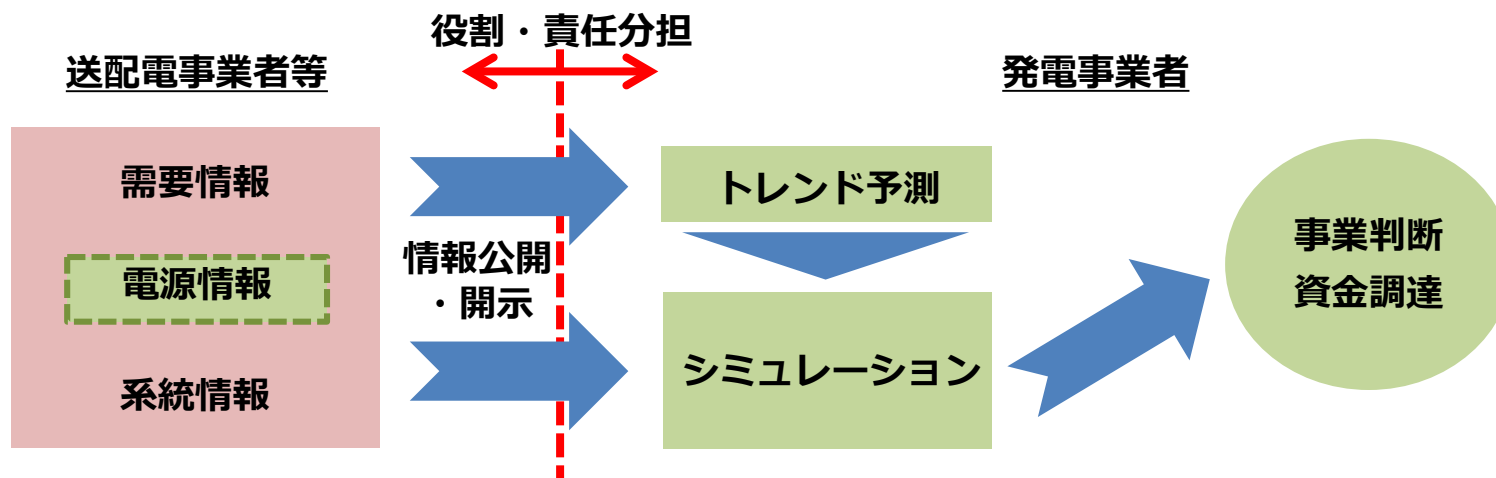
東京電力ホールディングス株式会社
東北電力ネットワーク株式会社
株式会社テブコシステムズ
株式会社日立製作所
一般財団法人日本気象協会
国立大学法人東京大学

(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

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。

<情報公開・開示の基本的な考え方>



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したい。**

○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 タイミング・回数	✓ 運転開始前：1回 ✓ 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 (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 タイミング・回数	ファイナンスの実態を踏まえ、接続時の シミュレーションの最初の1回に限定しない	✓ 運転開始前：1回 ✓ 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	(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＞

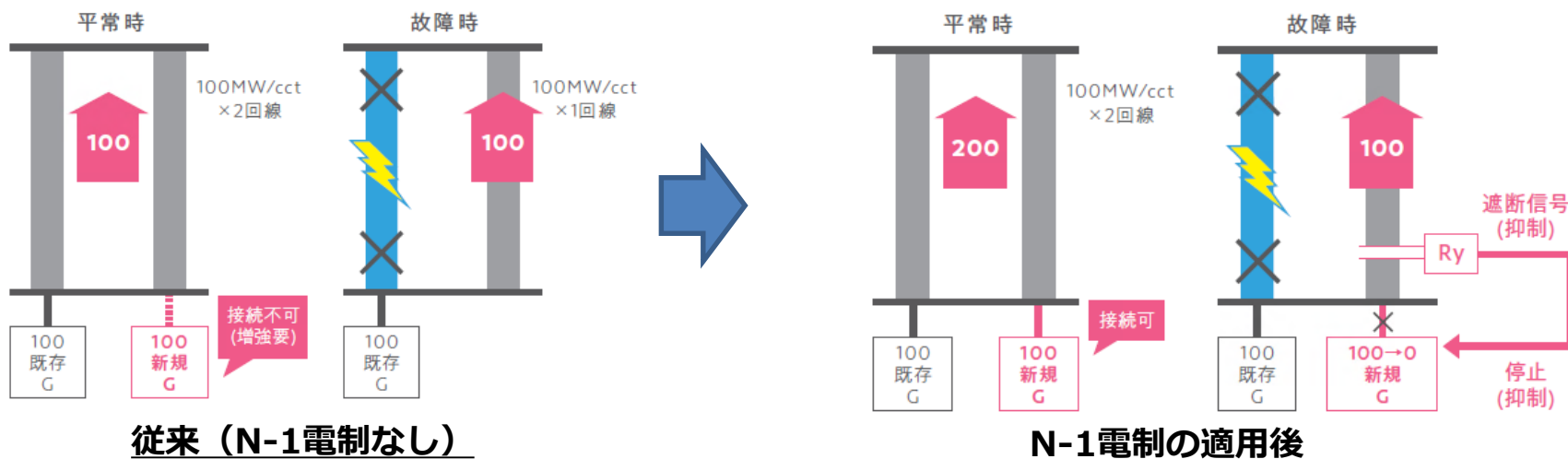
条件	補足説明
・ 開示請求者：接続検討申込済の系統連系希望者 ・ 開示請求のタイミング 運転開始前：1回 運転開始後：毎年度1回 ・ 手数料の支払い	・ 出力抑制のシミュレーションを行い、これを事業判断に使用することを踏まえれば、開示請求者はある程度の事業の蓋然性が高まったと考えられる接続検討申込をしたことを条件とする。 ・ 運転開始後の開示請求のタイミングについては、開示主体が必要性を確認したうえで原則毎年度1回とする。 ・ 開示請求者は、開示請求の都度、一定の手数料を開示主体である一般送配電事業者を支払う。手数料の金額については、一般送配電事業者において別途定める。

(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

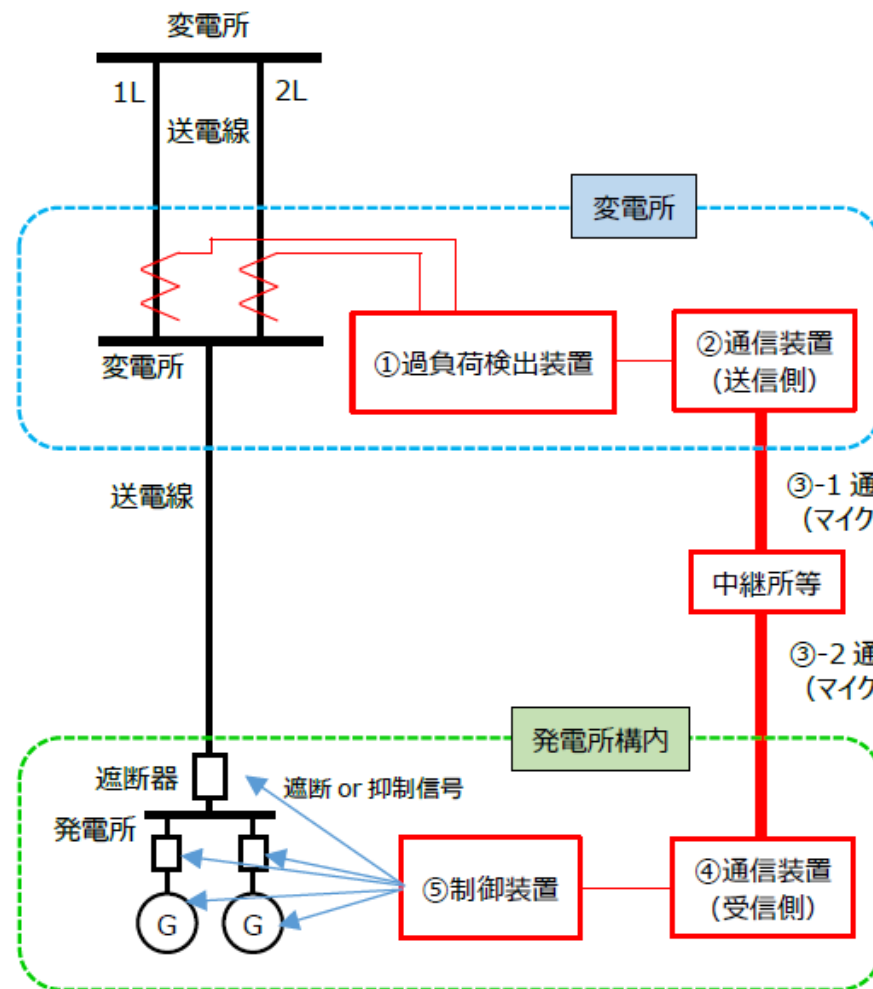
課題④ N-1電制との両立

- 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>



(参考) N-1電制の具体的な仕組み等



①過負荷検出装置

- ・N-1故障時に設備の過負荷を検出
- ・過負荷量に応じた適正な電制量を遮断（もしくは抑制）信号を送信

②通信装置（送信側）

- ・過負荷検出装置から送信された遮断（もしくは抑制）信号を伝送

③通信ルート

- ・通信装置（送信側）から伝送された信号を受信側へ伝送

③-1 通信ルート
(マイクロ、光ケーブル等)

③-2 通信ルート
(マイクロ、光ケーブル等)

④通信装置（受信側）

- ・伝送された信号を受信し、制御装置へ伝送（所有者は一般送配電事業者が基本）

⑤制御装置

- ・伝送された信号に基づき遮断器の開放や発電機の抑制など電源制限のための制御を行う（所有者は発電事業者）

◇装置の系列数や通信ルートの回線数および伝搬方式（マイクロ、光等）等は、故障対象設備の重要度等（基幹系など）に応じ決定

図9 N-1電制システム構成（イメージ）

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、検討を深めていくこととしてはどうか。

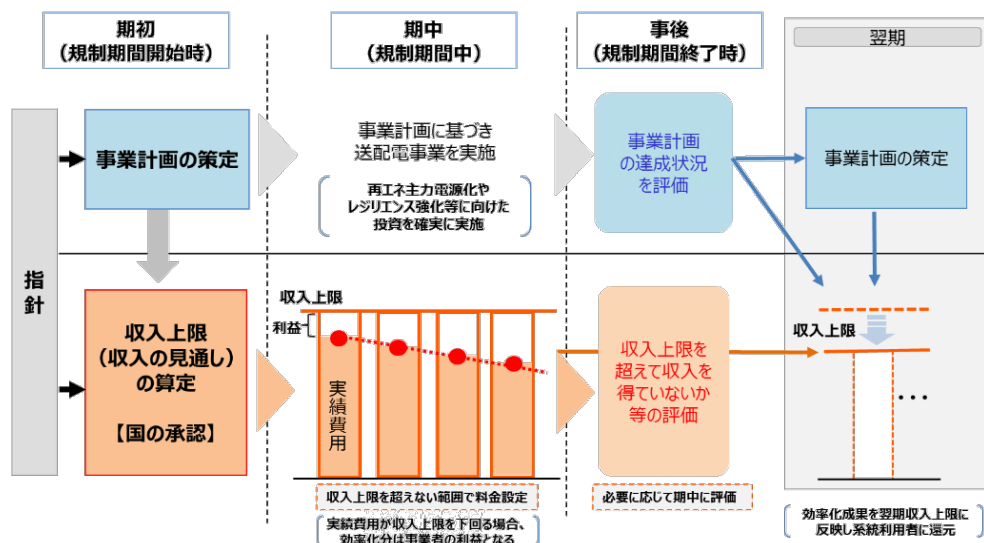
(参考) 新しい託送料金制度下での増強計画

- 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。
- 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

第2回料金制度専門会合
(2020年9月14日) 資料3

- 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抑制しつつ、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

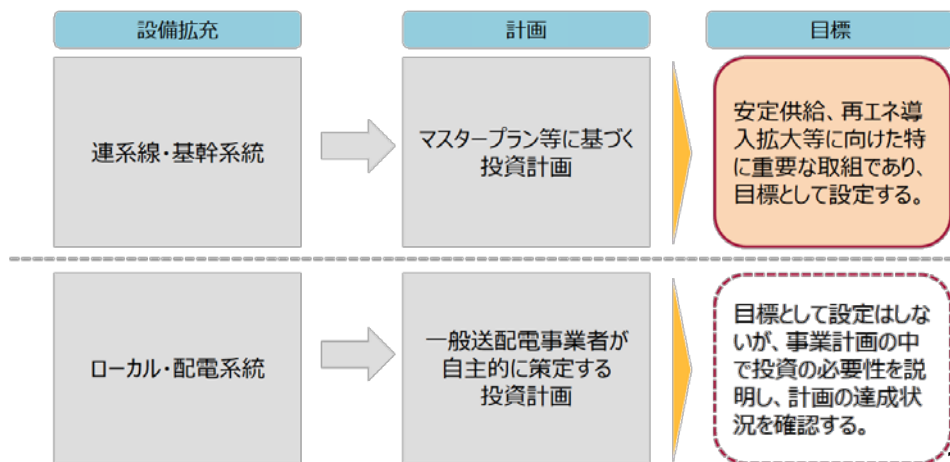
- 一般送配電事業者は、収入上限を規制期間（5年）毎に算定し、国の承認を受ける。
- 一般送配電事業者は、収入上限を超えない範囲で託送料金を算定するが、その算定方法について検討する。

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。

（託送供給に係る収入の見通し）
第十七条の二 一般送配電事業者は、経済産業省令で定める期間ごとに、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託送供給及び電力量調整供給（次項、次条第一項及び第十八条において「託送供給等」という。）の業務に係る料金の算定の基礎となるため、その業務を能率的かつ適正に運営するために通常必要と見込まれる収入（以下この条から第十八条までにおいて「収入の見通し」という。）を算定し、経済産業大臣の承認を受けなければならない。

第4回料金制度専門会合（2020年11月30日）資料6より抜粋



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こととしてはどうか。

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実証プロジェクトにおいて進めていく中で、検討していくこととしてはどうか。
- 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きている電力広域機関においても、必要に応じて、検討を深めていくこととしたい。
- なお、先日の本小委員会において、東京電力パワーグリッド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が、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、次回以降の本小委員会で東京電力パワーグリッドより詳細を説明の上、試行的な取組の是非について判断したらどうか。

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、配電系統へのノンファーム型接続の適用において発生する費用は、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、分散型エネルギーリソース（DER）を活用したNEDOの実証プロジェクトを進め、その実証結果を踏まえつつ、配電系統（高圧以下）への適用範囲の拡大を検討していくこととしてはどうか。

(参考) 配電系統のノンファーム型接続の課題と費用便益分析結果の概要

● 委員

- ・ 大山 力 横浜国立大学 大学院工学研究院 教授
- ・ 造賀 芳文 広島大学 大学院工学研究科
システムサイバネティクス専攻 准教授
- ・ 大橋 弘 東京大学 大学院経済学研究科 教授
- ・ 岩船 由美子 東京大学 生産技術研究所
エネルギーシステムインテグレーション社会連携研究部門 特任教授
- ・ 坂本 織江 上智大学 理工学部 機能創造理工学科 准教授

● 実施者

- ・ 東京電力パワーグリッド株式会社
- ・ 東電設計株式会社
- ・ 株式会社三菱総合研究所

● オブザーバ

- ・ 電気事業連合会
- ・ 電力広域的運営推進機関
- ・ 経済産業省
- ・ 新エネルギー・産業技術総合開発機構

表 3-9 配電系統におけるノンファーム型接続運用課題

運用課題	
配電線の系統切替による課題	配電線の系統切替の都度、対象電源の移動を管理しノンファーム適用電源と抑制対象配電線の紐付けが必要となる。かつ、接続される配電線の許容電流や他の電源の出力に応じて抑制量が変わるため抑制量や抑制時間を制御（変更）する必要がある
	系統切替（標準系統の見直し）によるノンファーム適用系統（対象配電線）の適用見直しが必要となる
	機器（開閉器やSVR）や電線等の設備毎で許容電流が異なるため、機器毎の抑制情報管理が必要となる。設備許容電流の制約箇所が異なることで運用が煩雑となる
低圧PV連系による課題	低圧PV（10kW未満の家庭用）が連系される度に、ノンファーム適用電源の抑制量の見直しが必要となる

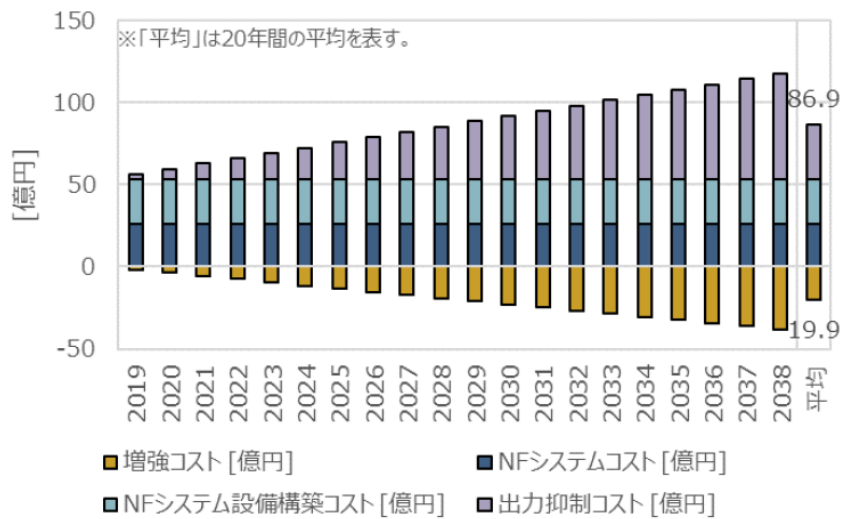


図 2-32 全国における 2019-2038 年におけるコスト試算結果

2.3.4 まとめ

本節では、配電系統におけるノンファーム型接続の適用可能性について検討を行った。配電系統においてノンファーム型接続を適用した場合は、全国において、ノンファーム型接続適用の対象候補となる線路数は 50 本あり、約 34,000MWh の発電エネルギーを抑制するという条件のもと、約 226MW のノンファーム電源を連系することが可能となることが明らかとなった。一方で、ノンファーム型接続を行った場合に発生するコストと、系統増強を行った場合に発生するコストを比較すると、現時点での回避可能費用等を考慮すれば、系統増強の方がコストを抑えることができるという結果になった。この経済性の観点や、3.2 節に示す通り、運用上の課題を踏まえると、現段階では、配電系統においてノンファーム型接続を適用するメリットは乏しいと言える。（略）

また、今回の試算では、現在議論されているノンファーム制度を配電系統に適用した場合を想定しており、配電系統に過負荷が生じた場合には、配電線に連系する分散型電源（再エネ含む）を抑制することを前提条件として検討を進めている。今後、配電系統への蓄電池やヒートポンプ等の分散型エネルギーリソースの導入が期待されるが、これらのリソースが提供するフレキシビリティを十分に活用し、再エネの出力抑制量を低減することが可能となれば、配電系統における柔軟なコネクタンドマネージも実現できる可能性がある。

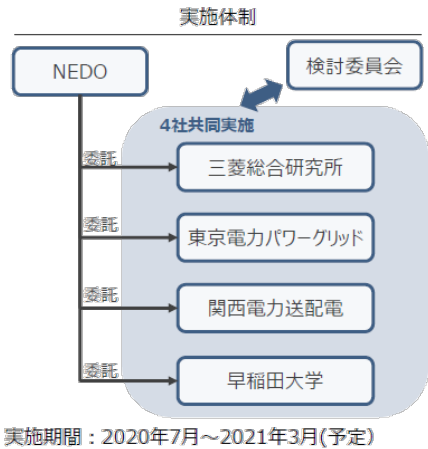
(出典) 2020年3月 再生可能エネルギーの大量導入に向けた次世代電力ネットワーク安定化技術開発／研究開発項目[1]-1
日本版コネクタンドマネージ実現に向けたフィージビリティスタディ 実施結果より

(参考) NEDO調査事業 DER・FSの概要

我が国では、DER普及、およびDERが持つフレキシビリティ活用の多様化が徐々に進展。

- ✓ 他方、FIT制度の開始後、再エネ導入が急速に進んだ結果、一部の地域で系統制約が顕在化。
 - ✓ 欧米諸国でも、各種DER普及により、系統混雑や逆潮流の増加等、ローカル系統に与える影響がすでに顕在化
- ✓ 今後もPVやEVなどのリソース普及が想定されるなか、ローカル系統に係る課題（潮流変化による系統混雑や電圧変化等）への対応など、送配電系統の安定化に資するべく、DERの更なる活用を可能にするための取組が必要。

- 委員
 - ・ 浅野 浩志 一般財団法人電力中央研究所 エネルギーイノベーション創発センター 研究アドバイザー
 - ・ 太田 豊 大阪大学 大学院工学研究科 モビリティシステム共同研究講座 特任教授
 - ・ 西村 陽 大阪大学 大学院工学研究科 ビジネスエンジニアリング専攻 招聘教授
 - ・ 馬場 旬平 東京大学 大学院新領域創成科学研究科 先端エネルギー工学専攻 准教授



(出典) 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」
「分散型エネルギーリソースの更なる活用に向けたフィジビリティスタディ」(NEDO調査事業)

