

# 電力ネットワークの次世代化に向けた中間とりまとめ（案）

2021 年 6 月

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／電力・ガス事業分科会

再生可能エネルギー大量導入・次世代型電力ネットワーク小委員会

# 目次

1. はじめに	3
2. 系統新設・増強	4
(1) 現状と課題認識	5
(2) 当面の系統整備の在り方	6
(3) 検討スケジュール、今後の検討の方向性	9
3. 既存系統の有効利用	10
(1) 現状と課題認識	10
(2) ノンファーム型接続の全国展開	11
(3) ローカル系統へのノンファーム型接続の適用	16
(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	22
(5) ダイナミックレーティング	23
(6) 今後の検討の方向性	25
4. 基幹系統利用ルールの見直し	26
(1) 現状と課題認識	27
(2) 当面の系統接続・利用の在り方	28
(3) 再給電方式の導入スケジュール	35
(4) 再給電方式における経過措置	36
(5) 今後の検討の方向性	37
5. 系統情報の公開・開示の高度化	42
(1) 現状と課題認識	42
(2) 当面の情報公開の在り方	43
6. 今後の検討に向けて	46
委員等名簿	47
開催実績	49
委員等名簿	51
開催実績	52

## 1. はじめに

再生可能エネルギー（以下「再エネ」という。）は、エネルギー安全保障にも寄与できる有望かつ多様で重要な低炭素の国産エネルギー源である。我が国では、2018年7月に閣議決定されたエネルギー基本計画において、初めて再エネを主力電源化していく方向性が掲げられた。また、2020年10月には菅内閣総理大臣より「2050年カーボンニュートラル、脱炭素社会の実現を目指す」ことが宣言された。こうした情勢を背景に、再エネについて、最大限導入と国民負担の抑制を両立しながら「主力電源化」に向けた環境整備を進めていくことが重要である。

再エネの最大限の導入のためには、系統制約への対応が不可欠である。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、再エネ電源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となる。そうした中で、再エネがより系統容量を確保できるような取組を進める必要がある。系統容量の確保については、主に、増強・接続・利用ルールについて取組を進めており、2050年カーボンニュートラル実現に向けて、マスタープランに基づく計画的な地域間連系線等の増強を進めている一方で、増強には検討から運用開始まで通常10～20年程度を要することから、2030年においては、現時点で運用・計画されている地域間連系線を前提とした各エリアにおける系統運用が求められる。

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／電力・ガス事業分科会 再生可能エネルギー大量導入・次世代型電力ネットワーク小委員会（以下「本小委員会」という。）では、上記の電力ネットワークの次世代化の実現に向けた詳細設計等について議論を重ねてきた。この議論の結果について、ここにとりまとめる。

その中で、2020年6月に成立した、「強靱かつ持続可能な電気供給体制の確立を図るための電気事業者等の一部を改正する法律」（以下「エネルギー供給強靱化法」という。）に盛り込まれた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（以下「再エネ特措法」という。）の一部改正の施行に向けた詳細制度設計に関連するものについては、本小委員会と基本政策分科会 再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会（以下「再エネ主力化小委員会」という。）との合同会議における議論を踏まえ、2021年2月3日に「エネルギー供給強靱化法に盛り込まれた再エネ特措法改正法に係る詳細設計」がとりまとめられたところであり、本報告書はその内容を踏まえたものである。

政府においては、本報告書の内容を尊重し、引き続き電力ネットワークの次世代化に向けた取組を進めるとともに、電力ネットワーク関係者（再エネ発電事業者、送配電事業者、電力広域的運営推進機関（以下「電力広域機関」という。）、卸電力取引所等）が、制度について正しく理解・認識し、今後も再エネ事業が継続・拡大するよう、また、業務実施のために必要な連携が円滑に行われるよう、各関係者に対して的確な情報発信を行い、必要な周知・広報に努めるべきである。

## 2. 系統新設・増強

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、再生可能エネルギー電源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となる。

その上で総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 持続可能な電力システム構築小委員会（以下「構築小委」という。）の中間取りまとめのとおり、地域間連系線の増強は、地域間の相互融通を可能にすることで、電源が脱落した場合などにおける停電リスクを低下させる効果を有することや、短期的には既存の再生可能エネルギーの稼働率を高め、その最大限の活用を促す効果があることに加えて、中長期的には、より安価なコストの再エネ導入が進み、同じ kW・kWh を達成するための再エネ支援策に係るコストを低減させる可能性もあることから、再生可能エネルギーの推進にも資するものである。

これらのため、2020年6月に成立したエネルギー供給強靱化法において、今後、電力広域機関が、将来の電源ポテンシャル等を考慮の上、「プッシュ型」によって地域間連系線や地内基幹系統の設備増強に計画的に対応する広域系統整備計画を策定することが法定化された。広域系統整備計画の策定に向け、中長期的なエネルギー政策との整合性を確保した、系統のあるべき姿についての展望と実現に向けた取り組みの方向性として電力広域機関が策定する広域系統長期方針を、基本的にはマスタープランと呼ぶ。また、系統の増強費用については、再エネ特措法上の賦課金方式の活用や日本卸電力取引所の値差収益（一般送配電事業者の供給区域をつなぐ地域間連系線の容量制約により、卸電力取引所の取引において地域間の約定価格に差異が生じた際、取引所に発生する収益）の活用等により、全国で支える仕組みが導入された。

## (1) 現状と課題認識

我が国の電力系統整備状況は、再エネ電源の立地ポテンシャルを踏まえたものに必ずしもなっておらず、再エネ電源の導入量の増加に伴い、系統制約が顕在化している。系統の増強は、電源からの要請にその都度対応して増強する「プル型」の仕組みによって進められ、増強完了までに要する時間の長期化や非効率な系統形成となるといった課題が生じている。

また、増強に要する費用は、各地域内の上位 2 電圧の基幹系統は原則一般負担とし、それ以下の系統は増強による受益に応じて一般負担と特定負担の割合が決められることとされている。この仕組みの下では再エネ電源の導入が盛んな地域に増強費用の負担が偏ることとなる。地域間連系線についても、再エネ電源の導入が盛んな地域から需要規模が大きい地域へ電力を送るための整備が必要となり、地域間連系線が結ぶ両端の地域により費用を負担することとなれば、やはり増強費用の負担が偏ることとなる。

他方、ローカル系統については、2023 年度から開始される新たな託送料金制度（レベニューキャップ制度）の下、一般送配電事業者が投資計画を策定することとされていることを踏まえ、ローカル系統へのノンファーム型接続の適用を見据えながら、増強判断の規律と費用負担の在り方等について、整理を行う必要がある。このため、ローカル系統については、第 3 章の「(3) ローカル系統へのノンファーム型接続の適用」にて後述する。

## (2) 当面の系統整備の在り方

前述した課題に対し、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、電源からの要請にその都度対応する「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必要がある。マスタープランは、電力広域機関において増強に要する費用と増強により国民が得られる便益を比較する費用便益評価に基づいて検討を行うこととし、その個別の送変電設備の増強については、広域系統整備計画を策定し、国に届出を行う。その増強に要する費用は全国調整スキームの適用により、全国で負担することが考えられる。マスタープランの策定に向け、資源エネルギー庁と電力広域機関が共同で事務局を務める「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」(以下「マスタープラン検討委員会」という。)にて詳細設計が行われている。その検討状況について本小委員会に定期的に報告されつつ、本小委員会ではマスタープランの方向性についての検討を行った。

全国調整スキームについては、構築小委の中間取りまとめにおいて、増強に伴う3Eの便益(安定供給・経済性・環境配慮)のうち、広域メリットオーダーによりもたらされる便益分に対応した負担については、原則全国負担(全国託送方式)、安定供給の確保による便益分については受益する各地域の一般送配電事業者の負担とし、更に一般社団法人日本卸電力取引所の値差収益を活用することと整理された。また、再エネ由来の効果分に対応した負担については、2021年4月1日に施行される再エネ特措法上の賦課金方式(系統設置交付金)を採用することが適当であると整理した。本小委員会においては、全国調整スキームのうち、系統設置交付金の詳細設計を行った。全国調整スキームの適用については、増強計画の詳細を検討する際に個別に検討することとなる。

### ①マスタープランの策定に向けた詳細設計

現在検討されているマスタープランにおいては、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や、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年であること等から、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こととした。これを踏まえ、マスタープランにおいては、まずは国として掲げた再エネの導入目標や見通しの達成を盤石にするため、2030年度より先を見据え、現行の2030年度エネルギーミックスにおける再エネ導入量の水準を達成しつつ、洋上風力については官民協議会を踏まえた2030年度を超えた導入見通しを用いる等、明確に国として掲げた再エネの導入目標や見通しを前提としたシナリオをベースシナリオとすることが適当である。その上で、2050年度やそれ以降といった長期の議論の参考として、今後進められるエネルギー基本計画の議論を踏まえ、更なる再エネの大量導入や電化の進展などを想定して、可能な限り複数のシナリオを検討し、2022年度中を目途にマスタープランを策定することが期待される。

また、増強を検討する対象となる系統は、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域内の基幹系統を基本とした。電力広域機関の検討が進

み次第、地域内の系統のみの増強をマスタープランの範囲に含めることについても検討される予定である。

増強判断の方法として、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る手法が盛り込まれ、東北東京間連系線や北海道本州間連系設備の増強判断に際し、費用便益評価が用いられた。系統を増強することで得られる便益を算出し、便益が費用を上回る場合に、増強が必要と判断されることとなる。費用便益評価に利用する費用については系統の増強に要する費用を用いる。便益として算定される項目は現時点では燃料費とCO2対策費用を用いているが、表1に示すENTSO-EやPJM等の海外の手法も参考にしながら、引き続き電力広域機関において検討を進めていくべきである。

表1：マスタープランの増強判断に用いる費用便益評価に利用する便益項目

便益項目	ENTSO-E (欧州)	PJM (米国)	広域機関
燃料コスト	○ (B1)	○	○
CO2対策コスト	○ (B1)	○	○
アデカシー面	○ (B6) (年間供給支障量×停電コスト等)	○ (容量市場モデルを活用し、 便益を算出)	△ (評価方法を含めて検討中)
系統の柔軟性 (調整力)	◆ (B7) (必要な融通量の増加割合)	- (※2)	- (PJMと同様、シミュレーションの中で、 一定の調整力を考慮)
送電ロス	○※1 (B5)		△ (評価方法を含めて検討中)
系統の安定性 (信頼度基準を充足したうえでの評価)	◆ (B8) (+, ++等で評価)	-	△ (エネルギー供給強靱化等を踏まえ 補完的な優劣評価として検討)
その他	◆ (B2~B4)	-	-

また、増強が望ましいと判断された送変電設備の増強に実際に着手するタイミングは、想定した電源設置が進まないことで無駄な増強とならないよう、再エネ電源等の設置に係る進捗等を踏まえて、便益が費用を上回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した。

なお、再エネ電源等の設置に係る進捗については、系統増強を適切なタイミングで着手するために如何に把握するかが重要となるため、再エネ電源等の開発状況を網羅的かつ早期に把握する仕組みが求められる。電力広域機関においては、事業者の供給計画や洋上風力の海域指定に加え、将来の連系を検討している電源等の意向を調査する仕組み（電源センサス（仮））を実施することとした。実施に際しては、対象の事業者や電源の範囲、将来の電源ポテンシャルを見通すために募る項目、地点の重複などに関する検討や、発電事業者の業務負担を軽減する視点も必要となる。その上で、2021年度秋頃の実施を目指し、電力広域機関において更なる詳細検討を行うこととした。また、電力広域機関が収集した電源の設置等の意向に関する情報は、一般送配電事業者によるプッシュ型の増強にも寄与することから、一般送配電事業者にも共有されることとした。

## ②賦課金方式（系統設置交付金）による費用負担の詳細設計

再エネ特措法において、再エネの更なる導入促進に不可欠となる送変電設備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し、系統設置交付金として交付されることが規定されている。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、系統設置交付金等による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。

このため、2021年2月に本小委員会と再エネ主力化小委員会との合同会議でとりまとめられた「エネルギー供給強靱化法に盛り込まれた再エネ特措法改正法に係る詳細設計」において以下のように整理された。

対象費用については、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られ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された。

交付期間については、系統設置交付金の対象となる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のもと、対象となる系統を構成する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された。具体的には、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した。なお、法定耐用年数は、具体的には、架空送電線は36年、地中電線路は25年、変電設備は22年、通信設備は9年となる。

なお、地域間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。また、系統設置交付金の交付時期は、国民負担とのバランスを考慮して、減価償却及び費用計上の際に交付することが決定された。そこで、具体的な交付時期は、交付する側とされる側双方の事務手続を合理化して業務負担を抑制するために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、各年度の早い時期に交付することとされた。

系統設置交付金の交付額については、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、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生可能エネルギーの寄与率を積算）で、交付額を決定することとされた。

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、構築小委や電力・ガス取引監視等委員会において更に議論が行われる予定である。



### (3) 検討スケジュール、今後の検討の方向性

マスタープランについては、これらの検討を踏まえ、2021年5月20日に行われた第10回マスタープラン検討委員会において、中間整理が行われた。中間整理ののちには、新たなエネルギーミックスの策定などを踏まえて、2022年度中を目途にマスタープランを策定し、その後は、環境変化等に応じて随時見直しを実施していくこととなる。その際、現状においては、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を交付の対象としているが、対象となる系統の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することとした。

また、マスタープランの中間整理において検討の前提となる将来の再エネの導入量や立地等を変化させた複数のシナリオに対して、費用より便益が上回ることが示された系統については、再エネ電源等の設置に係る進捗等を踏まえた評価方法を検討及び整理した上で、広域系統整備計画の検討に向け、マスタープランの策定を待たずに具体化に向けて検討を行うこととなる。

なお、電力系統を最大限活用し、再エネの大量導入を効率的に進めるためには、再エネのみならず、水素発電を含む火力発電や系統用蓄電池などの立地誘導が適切に行われる環境整備が重要と考えられる。そのため、再エネ電源等の情報を活用して実態を把握しながら、どのような立地誘導のアプローチが必要か等について、今後検討をするべきである。

### 3. 既存系統の有効利用

#### (1) 現状と課題認識

我が国の電力系統整備状況は、再エネ電源の立地ポテンシャルを踏まえたものに必ずしもなっておらず、再エネ電源の導入量の増加に伴い、系統制約が顕在化している。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、想定潮流の合理化、N-1 電制、ノンファーム型接続からなる「日本版コネクト&マネージ」という対策を進めている。

## (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きた。具体的には、2019年9月から千葉エリアにて、2020年1月から東北北部エリア及び鹿島エリアにおいて先行的にノンファーム型接続を実施してきたが、その他の地域においても2021年中の全国展開を目指し、検討を行った。

### ①全国展開するノンファーム型接続の種類

2020年10月時点で、先行的に行われていたノンファーム型接続としては、以下の2種類があった。

表2：先行的に行われているノンファーム型接続の種類

種類	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	ノンファーム型接続適用系統に整理以降、連系する全ての発電設備 <sup>1</sup> が接続対象	千葉・鹿島エリア
暫定接続 (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(ファーム型接続とする)ことを前提しており、ファーム型接続の発電設備に限定	東北北部エリア (募集プロセスエリア)

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、ファーム型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。

### 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。従って、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以下まで広げた場合、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、展開の在り方について整理が必要である。

<sup>1</sup> 低圧に連系する発電容量 10kW 未満は対象外

このため、ノンファーム型接続の全国展開では、まずは空き容量の無い基幹送電線を対象とするべきである。なお、ローカル系統以下への展開の在り方については、「(3) ローカル系統へのノンファーム型接続の適用」にて後述する。

### ③ノンファーム型接続の全国展開・系統連系のタイミング

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、まずは可能な限り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。

また、ノンファーム型接続の物理的な系統連系については、上記システム開発が完了後の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（「4. 基幹系統利用ルールの見直し」で後述。）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<sup>2</sup>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。

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。

	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 (必要に応じて)
ノンファーム型接続電源	2021年1月 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 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）	

図 1：ノンファーム型接続の導入等スケジュール

### ④全国展開における費用便益評価のプロセス

2020年10月において、試行的に行われていた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、認められていた。これは、将来的に増強される地域内の基幹系統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に費用負担の問題が生じうるためである。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<sup>3</sup>は、受

<sup>2</sup> 再給電方式にも一定のシステム開発が必要。

<sup>3</sup> 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）において、マスタープランによる増強は当該指針の適用対象外と規定されている。

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。

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、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

東北北部エリア電源接続案件募集プロセスが行われていたエリアでは、ノンファーム型接続の全国展開に伴い、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。東北北部エリア電源接続案件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の出力制御を先に行うこととした。

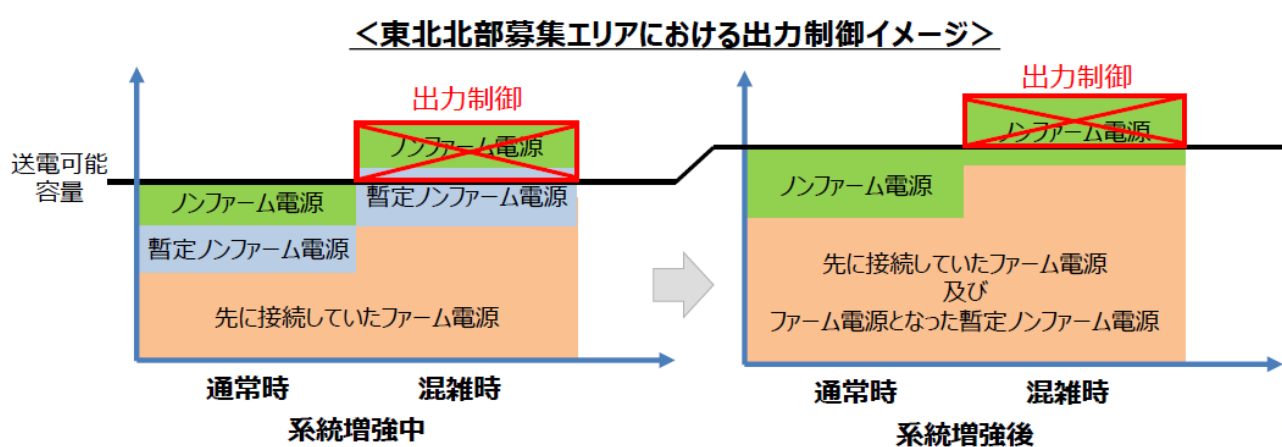


図 2：東北北部エリア電源接続案件募集プロセスエリアにおける出力制御のイメージ

### 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<sup>4</sup>までに FIT 認定申請を行う必要があることから、2021 年 1 月上旬に受付を行うこととした。なお、ノンファーム型接続の適用対象は、全国の空き容量の無い基幹系統であるが、ローカル系統において増強の必要がある場合に、多くの接続検討が申し込まれることで電源接続案件一括

<sup>4</sup> 電源種・設備容量により異なる。

検討プロセス（以下「一括検討プロセス」という。）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。

### 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み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定が、いずれもファーム型接続であることを前提としており、また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。

これらを踏まえ、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の契約締結を進めることとした。また今後は、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<sup>5</sup>で検討を行うべきである。

### 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、ノンファーム型接続を2021年1月上旬にも受付開始するとしていたが、新型コロナウイルス対策として1月11日までの休暇延長を企業に政府が要請したことを踏まえ、各一般送配電事業者は全国一斉に2021年1月13日より開始とした。

その上で、ノンファーム型接続を、2021年1月13日に全国一斉に開始する上で、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適用可能とするべきである。

---

<sup>5</sup> 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が必要。

	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、契約申込み後の技術検討において対応する。

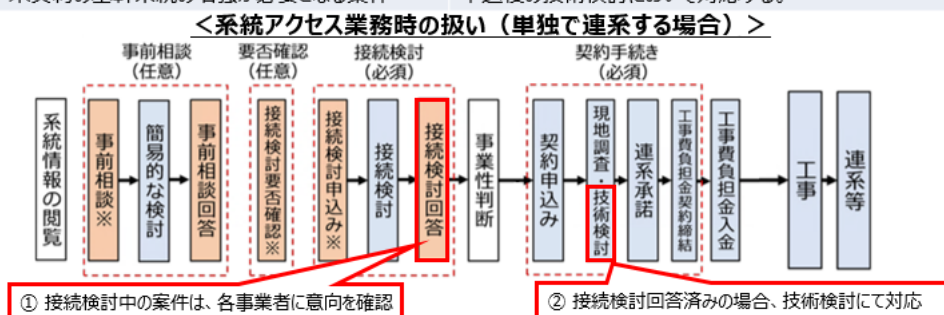


図 3：受付済み・回答済み接続検討の取扱い

### ⑨再給電方式とノンファーム型接続の関係整理

先着優先ルールからメリットオーダーに基づくルール（再給電方式等、「4. 基幹系統利用ルールの見直し」で後述。）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、切り替え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<sup>6</sup>を受付、または開始された一括検討プロセスへ応募申込みを行った電源は、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。

<sup>6</sup> 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、接続契約申込みとする。



### (3) ローカル系統へのノンファーム型接続の適用

ローカル系統への接続検討の申込みが集中している系統が出てきていることから、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た検討を進めることが重要であり、その期待の声は高まっている。

こうした取組を具体化していくために、2023年度から開始されるレベニューキャップ制度の下、一般送配電事業者によって投資計画が策定されることを踏まえつつ、ローカル系統へのノンファーム型接続の適用を見据えながら、ローカル系統における増強計画の策定、費用負担の在り方を再整理する必要がある。

ローカル系統へのノンファーム型接続の適用に向け、表3の通り、課題を挙げ、検討を行ってきた。これまで行ってきた検討について、以下に整理する。

表3：ローカル系統へのノンファーム型接続の適用における課題

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に限られる中で、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。

#### ①システム費用・開発期間・②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である。現在、2023年度末を目途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である。



## ＜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)

図 4：ノンファーム型接続に対応したシステム開発スケジュール・実施体制

### 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（以下「系統情報ガイドライン」という。）」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。

### ④N-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こととした。

### 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と考えられる。

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、以下の通り、検討を行ってきた。

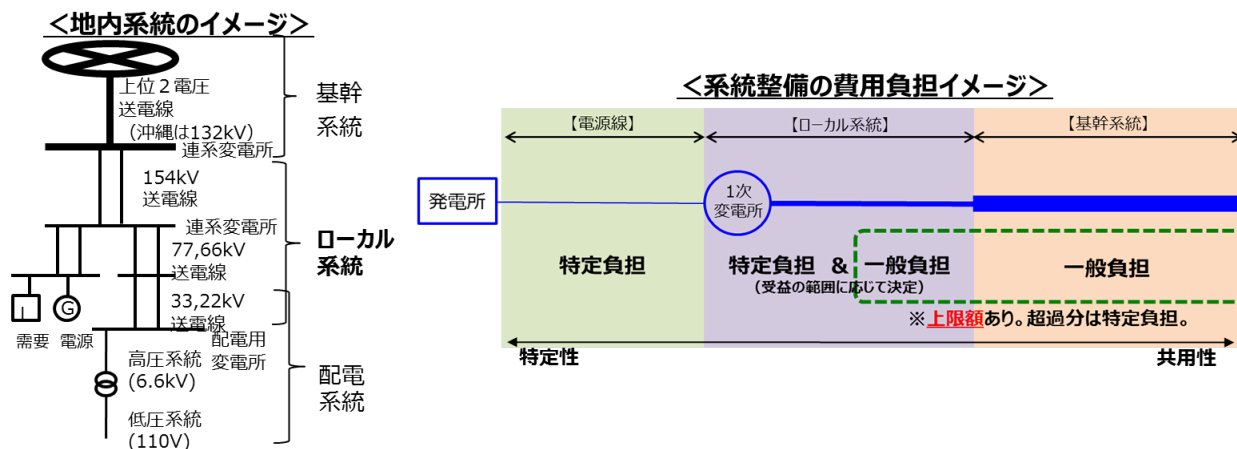


図 5：現行のローカル系統の費用負担のイメージ

### 当面のローカル系統の増強規律の整理・進め方

2023 年度から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 年度から開始）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 年度から開始）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から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系統において、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ことが適当である。

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・CO2 コスト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、ローカル系統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。

### ローカル系統における増強費用負担の整理

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、ノンファーム型接続適用電源として、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<sup>7</sup>とした。

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。

### ローカル系統におけるノンファーム型接続の整理

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年に完了予定のシステム開発以降となり、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、試行的な取組を踏まえつつ、適用可能性の精査などの更に必要な検討や準備を経た上で、レベニューキャップ制度開始と同時期である2022年度末頃を目途にローカル系統でノンファーム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、再エネの調整電源化などの進捗を踏まえて、引き続き検討するべきである。

なお、発電所の建設・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<sup>8</sup>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。

---

<sup>7</sup> 電源線等、将来に渡って特定の電源のみが活用するものであることが明確である場合、受益者となる発電事業者の特定負担となる。

<sup>8</sup> 高圧・低圧の電源接続に係るリードタイムはより短いものと考えられるが、いずれにしてもノンファーム型接続に対応するためのシステム開発やルール整備等に一定の期間が必要。

<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）>

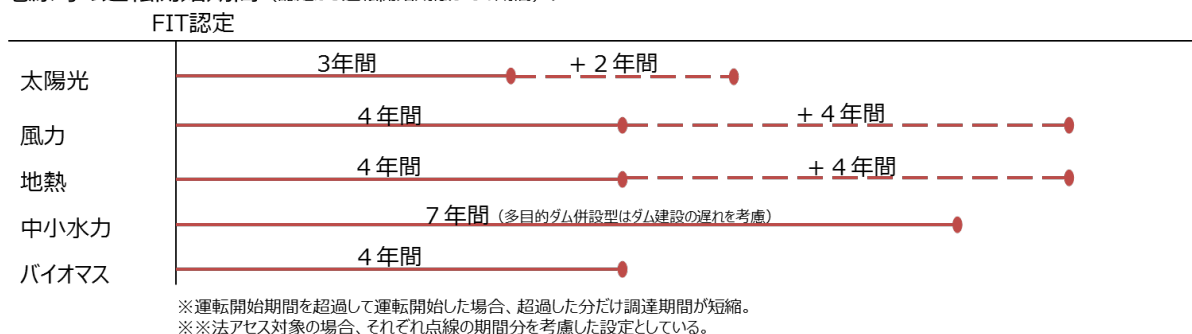


図 6：電源毎の運転開始期間

### 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は、適用以降には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、配電用変電所以下の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。

### ⑥先着優先ルールの見直し

多くのローカルシステムは、調整電源としての火力が連系されていないことから、先着優先ルールの見直しに際し、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、ローカルシステム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、ローカルシステム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。

## 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、「①システム費用・開発期間」や「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、検討すべきである。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、検討を深めていくべきである。

また、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。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 東京電力パワーグリッドは、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しうる

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 現状、ノンファーム型接続が適用でき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、東京電力パワーグリッド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 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べきである。

#### (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

基幹系統の増強については、第2章で前述のように、マスタープラン策定の中で費用便益評価を行い、判断していくことが想定されている。他方、基幹系統の増強判断をマスタープランに委ねる場合、費用便益評価を行うまでに1~2年程度要する可能性がある。このため、ノンファーム型接続が導入されている中においても、マスタープランの検討を待たずに一般送配電事業者がプッシュ型で基幹系統の増強等を進める必要性が生じる可能性がある。この場合における、系統増強等の費用負担の在り方について、以下の通り整理した。

基幹系統の増強等は、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<sup>9</sup>としている。

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<sup>10</sup>と整理した。

- 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場合、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べきである。

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。

<sup>9</sup> 4.1万円/kWh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。

<sup>10</sup> 一般負担の上限はノンファーム型接続を前提としない増強等の場合と同様に設定されることとする。



## (5) ダイナミックレーティング

ダイナミックレーティング<sup>11</sup>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しうるものとして期待され、海外では導入実績が増えてきている。

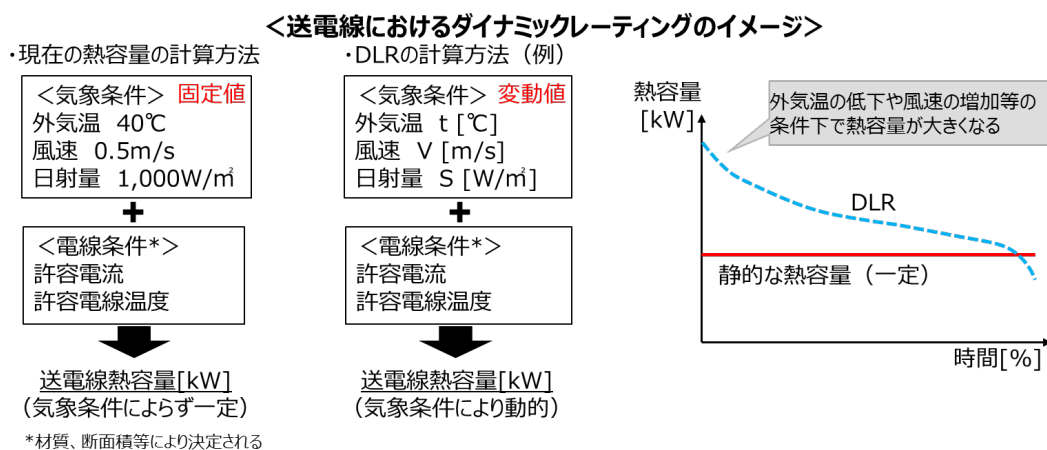


図 7: ダイナミックレーティングの概要

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。このような技術は、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、特に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。

このため、今後、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、検討を深めていくこととした。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。

<sup>11</sup> 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。

また、地域間連系線<sup>12</sup>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べきである。

---

<sup>12</sup> 地域間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 プロジェクトを進めていく中で、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。

## 4. 基幹系統利用ルールの見直し

従来の日本の電力系統は、地域間連系線を除き、平常時にも系統混雑が生じないように設備形成されており、それを前提に市場制度や料金制度などの電力システムを設計してきた。

一方、流通設備効率向上を目的に検討している「日本版コネクト&マネージ」の取組の一つであるノンファーム型接続の全国展開が進むなど、地域内の基幹系統においても平常時の系統混雑を許容した設備形成が始まっている。

従来の系統混雑を前提としていない設備形成や制度を見直していくためには、系統運用の確実性はもとより、経済合理性や事業者間の公平性の観点など総合的な検討が必要となる。

そうした中で、2020年7月に、梶山経済産業大臣から、脱炭素社会の実現を目指すための非効率石炭火力フェードアウトや再エネの主力電源化に係る検討指示（以下図8）を受け、本小委員会において、既存の非効率な火力電源を制御しつつ、再エネ導入を加速化するような基幹送電線利用ルールの抜本見直しの詳細検討を行ってきた。

本小委員会で2020年7月から議論を重ねてきた、上記の再エネ導入を加速化するような基幹系統利用ルールの抜本見直しに向けた詳細設計等の結果についてここにとりまとめる。

### 7/3(金)閣議後会見における冒頭発言：大臣による「検討指示」

- 資源の乏しい我が国において、エネルギー供給に万全を期しながら**脱炭素社会の実現を目指すために、エネルギー基本計画に明記している非効率な石炭火力のフェードアウトや再エネの主力電源化を目指していく上で、より実効性のある新たな仕組みを導入すべく、今月中に検討を開始し、取りまとめるよう、事務方に指示した。**
- 具体的には、
  - (1) **2030年に向けてフェードアウトを確かなものにする新たな規制的措置の導入や、**
  - (2) **安定供給に必要となる供給力を確保しつつ、非効率石炭の早期退出を誘導するための仕組みの創設、**
  - (3) **既存の非効率な火力電源を抑制しつつ、再エネ導入を加速化するような基幹送電線の利用ルールの抜本見直し等の具体策について、地域の実態等も踏まえつつ、検討を進めていきたい。**
- また、系統の効率的な利用を促すことで、再エネの効率的な導入を促進する観点から検討が進められている**発電側課金**についても、**基幹送電線の利用ルールを抜本的に見直すこととも整合的な仕組みとなるよう、見直しを指示した。**

図8：2020年7月3日閣議後会見における梶山経済産業大臣による検討指示

## (1) 現状と課題認識

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（送電線などの送変電設備の空いている容量を活用し、新しい電源をつなぐ方法）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は、系統混雑時には非効率な火力を含む先にファーム型（平常時に発電するために必要な容量が確保されている方式）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。更に、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。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ていない。

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。

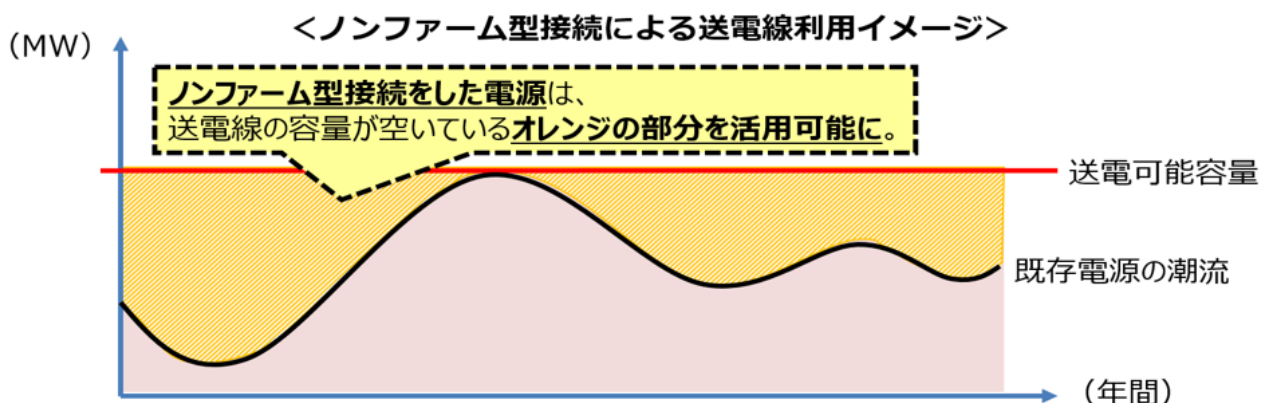


図 9：ノンファーム型接続による送電線利用イメージ

## (2) 当面の系統接続・利用の在り方

本小委員会において、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、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、代替りとなる発電所から再び給電する方式である「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>

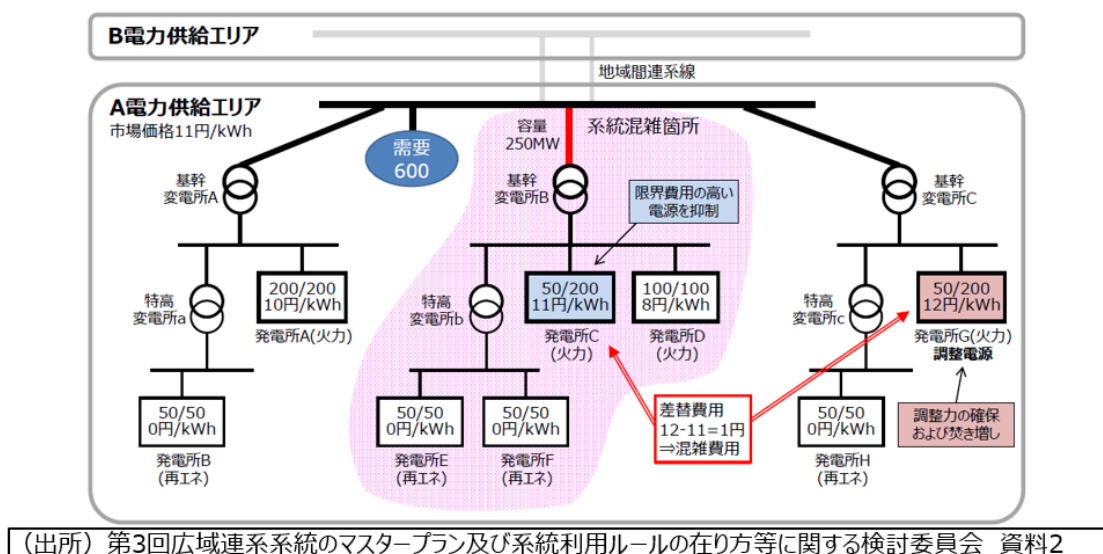


図 10：再給電方式のイメージ図

具体的には、本小委員会において、再給電方式を実現し、速やかにメリットオーダーに基づく利用ルールへ転換するための課題の進め方を明確化し、提示された以下①～⑥の各課題において、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。

表 4：再給電方式の実現に向けた各種課題

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

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、再給電方式の運用のために生じる費用負担の方法について検討が行われ、本小委員会に報告がなされた。制度設計専門会合では、既存の類似制度及び将来の市場主導型（ゾーン制<sup>13</sup>・ノーダル制<sup>14</sup>）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・ノーダル制）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在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

電力広域機関において、価格シグナルの確保に向けた検討が行われ、本小委員会への報告がなされた。電力広域機関では、混雑系統では混雑費用が掛かることを踏まえて、事業者が混雑系統回避の選択肢を持つように、「価格シグナルによる電源の新陳代謝」を促すことも重要な視点となる。これらを両立させた仕組みを構築するため、混雑管理手法の選択肢について時間軸を意識しつつ、メリットオーダーや価格シグナルについての目指すべき姿の視点として検討が行われた。

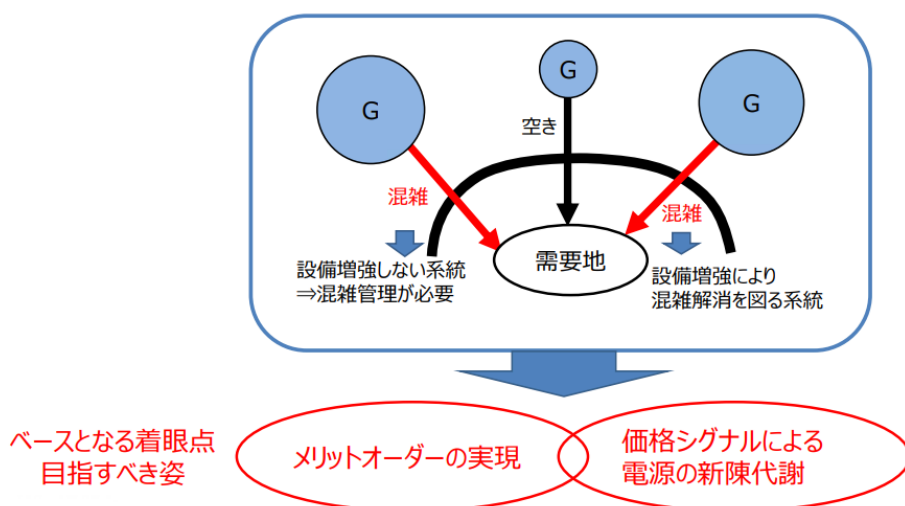
具体的には、系統に混雑が存在することを前提として適切な設備形成を考えていく場合、kWh 価値を最大化する混雑管理を実現し、電源運用を先着優先からメリットオーダーへと変えることで、結果としてそれが事業者への価格シグナルにも繋がり、混雑管理の仕組みの中で、価格シグナルに基づいた事業者自らの選択により、自然と適切な系統に適切な電源が接続される（系統と電源が最適化される）ようにすることが、重要な視点であるとされた。

---

<sup>13</sup> あらかじめ混雑系統を特定し、混雑処理を行う準備を整えた上で、混雑発生時には市場において混雑処理を行う。

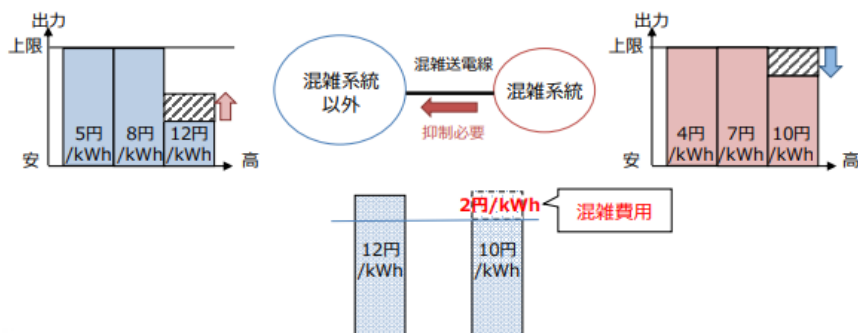
<sup>14</sup> 全ての系統に対して混雑処理を行う準備を整えた上で、混雑発生時には市場の入札情報などを元に混雑処理を行う。

こうした観点から、電力広域機関において検討を行い、価格シグナルが働かない再給電方式を短期的な対応として実施しつつも、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に係る情報（混雑処理に必要な値差や電力量等）を提供し、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した。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との報告がなされた。



(出所) 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 2021年3月1日 地内系統の混雑管理に関する勉強会 最終報告

図 11：メリットオーダーや価格シグナルについての目指すべき姿



(出所) 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 2021年3月1日 地内系統の混雑管理に関する勉強会 最終報告

図 12：混雑系統ごとの混雑費用の情報提供イメージ図

### ③インバランス料金への影響

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、再給電で用いる上げ調整力について、インバランス料金への影響やシステム改修に要する期間も踏まえた適切な運用方法についての検討がなされ、本小委員会への報告がなされた。

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。他方、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る。広域運用調整力を活用しつつ、インバランス料金への影響を回避するためには、広域需給調整システム（KJC）・中央算定システムの改修が必要であり、その改修には長期間かかるため、2022年中の再給電方式の実現が難しくなる。上記の点を踏まえると、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みで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の報告がなされた。

#### 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。

その上で、火力電源内や非化石電源内の出力制御順序を考える上では、3Eの観点から、CO2対策費用、起動費、系統安定化費用といったコストや、運用の容易さといった観点も考慮すべきである。具体的には、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、その上で、現行の需給バランス維持のためのルールと同様に、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、長期固定電源を制御し、自然変動型の再エネで代替しようとした場合には火力による調整が必要となり、CO2排出や燃料費の増加といった追加コストがかかるといった観点から、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<sup>15</sup>、当面はバイオマス電源を制

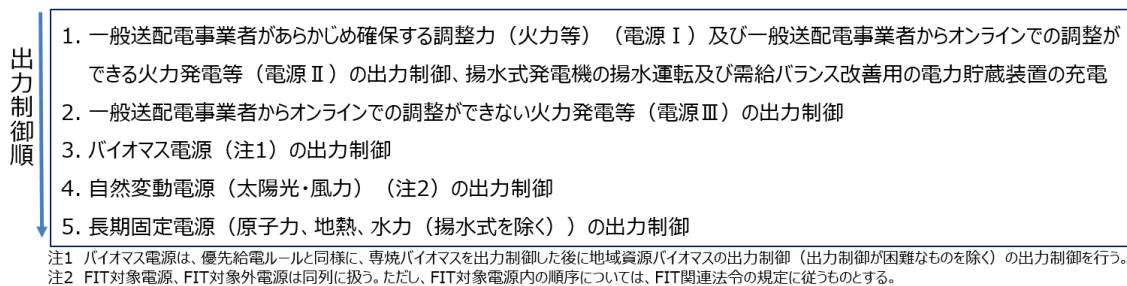


図 13：需給バランス維持のための優先給電ルール

<sup>15</sup> 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。

御した上で、自然変動電源から出力制御することとした。

## ⑤調整電源の確保の在り方

電力広域機関において、調整電源の確保の在り方についての検討が行われ、本小委員会への報告がなされた。

系統混雑を解消するには、混雑系統内の電源の出力を下げ、下げた分を混雑系統以外の電源で出力を上げることで調整する必要があるため、混雑系統内に下げ調整を行うための電源を確保し、混雑系統以外で上げ調整を行うための電源を確保しておくことが必要である。

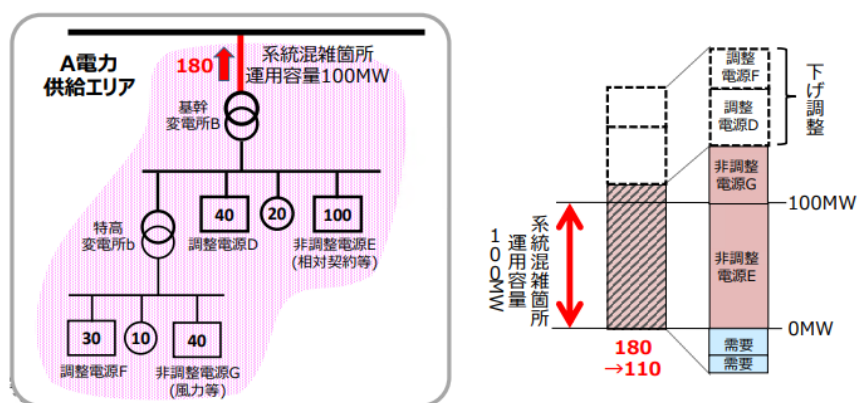
### ▶ 混雑系統における下げ調整

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、現在確保している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。



(出所) 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に関する検討委員会 2021年3月1日 地内系統の混雑管理に関する勉強会 最終報告

図 14：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

### ▶ 非混雑系統における上げ調整

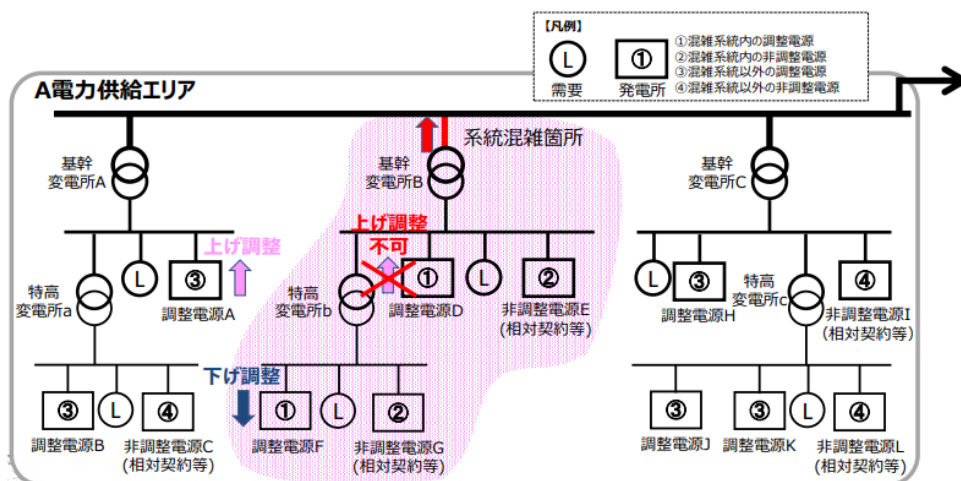
混雑系統内の調整電源は、上げ調整を目的として確保していても、混雑発生時は出力を上げることができない。このため、調整電源確保時に「その電源がどこに属するか」を考慮しないと、エリア全体としては上げ調整力が不足する可能性がある。一方、混雑系統が



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、ピーク時間帯への対応を念頭に、調整能力を有する電源を最も多く確保している。混雑発生が起きるようなタイミングとは、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（例：電源IIのピーク出力維持、起動並列）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こととする旨の報告があった。



(出所) 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に関する検討委員会 2021年3月1日 地内系統の混雑管理に関する勉強会 最終報告

図 15：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

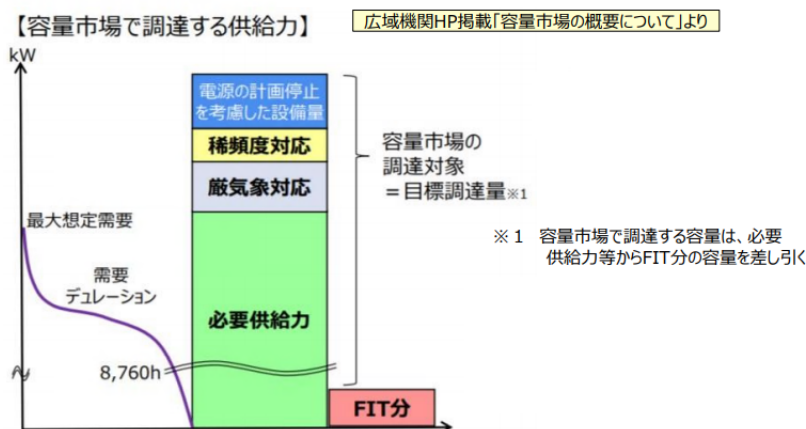
## ⑥容量市場や需給調整市場とのリクワイアメントとの整合

安定供給上、必要となる調整力 ( $\Delta kW$ ) や供給力 ( $kW$ ) といった、 $kWh$  価値以外の電源の価値も重要であることに変わりはなく、それら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。そのため、電力広域機関において、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についての検討が行われ、整合性や今後の検討の方向性について本小委員会への報告がなされた。

### ➤ 容量市場との整合性

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。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、電力広域機関の「容量市場の在り方等に関する検討会・勉強会」等で検討していくべきである。一般送配電事業者は混雑系統を把握したうえで増出力指令を発信するため、各事業者が容量市場におけるリクワイアメント違反を問われることは基本的には無いと考えるが、今後、混雑系統における供給力の考え方と合わせて検討していくべきである旨の報告があった。



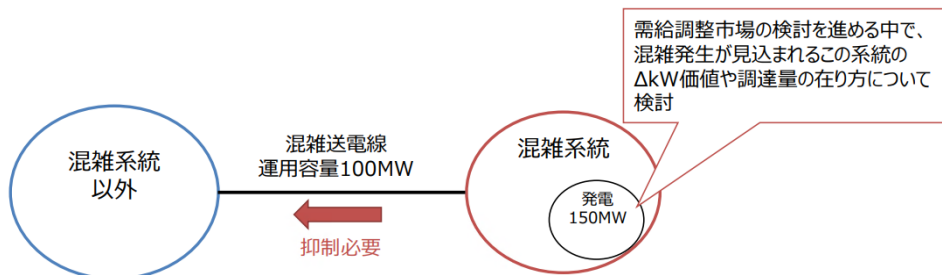
(出所) 広域連系系統のマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会 2021年3月1日 地内系統の混雑管理に関する勉強会 最終報告

図 16：容量市場で調達する供給力のイメージ図

### ➤ 需給調整市場との整合性

前述のとおり、市場にて落札した上げ調整力が混雑系統内にある場合、その  $\Delta kW$  価値を活用できないことが考えられる。当面は上げ調整力が不足することは無いと考えられるが、混雑系統の増加の可能性を鑑み、混雑系統における  $\Delta kW$  価値や調達量等の在り方について、今後、電力広域機関の「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」で検討していくべきである旨の報告があった。

なお、一般送配電事業者は混雑系統を把握しているため、その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。このため、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。



(出所) 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 2021年3月1日 地内系統の混雑管理に関する勉強会 最終報告

図 17：上げ調整力が混雑系統内にある場合のイメージ図

### (3) 再給電方式の導入スケジュール

再給電方式については、以下図 18 のとおり導入スケジュールが、電力広域機関において議論されている。現行の先着優先に代わる基幹系統の利用ルールであり、詳細設計や移行にあたっては現行ルールとの整合を意識する必要があることから、議論が必要な事項については、現行の系統利用ルールについて議論してきた電力広域機関の「広域系統整備委員会」にて検討が行われる。

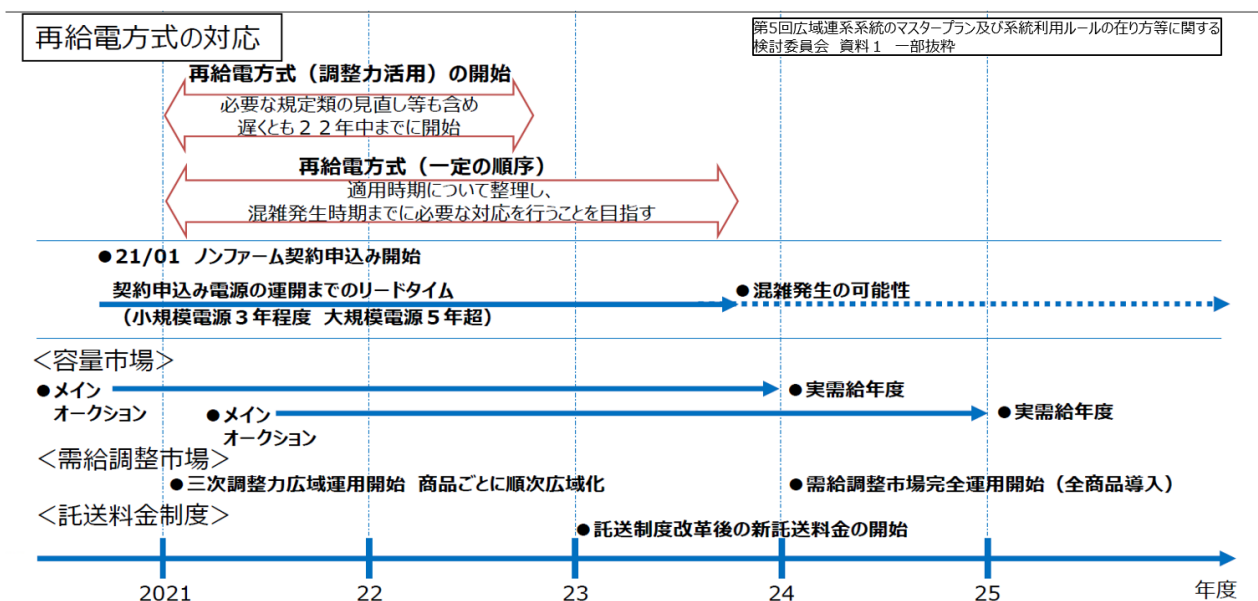


図 18：再給電方式導入のスケジュール

#### (4) 再給電方式における経過措置

再給電方式が導入された際の既存電源の経過措置について、本小委員会で検討を行った。まず、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経過措置を当面設定せず、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こととした。

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である。

この点、FIT 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 FIT 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（東北北部エリア募集プロセスの暫定連系など）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こととした。

## (5) 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べきである。

- 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・ノード制）への移行

### ①balancingメカニズム

再給電方式は2022年より調整電源を活用した形で開始することとしているが、電源ⅢやFIT電源など、調整電源になっていない電源が多く存在しており、再給電方式をよりメリットオーダーに基づき運用していくために、継続的に調整電源を拡大していくことが望まれる。2019年以降、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で規定される買取期間が満了したFIT電源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。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、送配電事業者が、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、検討を深めていくこととした。

また、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と考えられる。一方で、今後増加が見込まれる買取期間が満了した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<sup>16</sup>。こうした取組は、非FITの再エネ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

---

<sup>16</sup>次頁「イギリスのbalancingメカニズム」を参考。

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、検討を深めていくべきである。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べきである。

なお、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、各電源がオンラインで繋がっていることが不可欠となるが、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。そのため、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していくべきである。

#### （参考）イギリスのbalancingメカニズム

イギリスのbalancing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、balancingメカニズムに参加できず、補償されていない。イギリスにおいては、優先給電ルールは存在せず、balancingメカニズム<sup>17</sup>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。当日の市場で調達されるbalancingメカニズムは、我が国の調整力公募における電源Ⅱ<sup>18</sup>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（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）-Offer（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）を提出する。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。

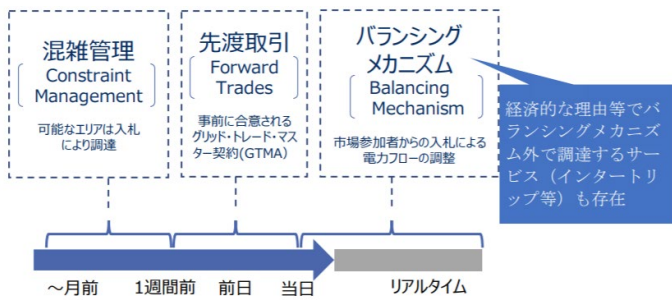
---

<sup>17</sup> 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に接続される小規模電源に参加義務はないが、1MW 以上の電源は参加可能。

<sup>18</sup> 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。



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

Settlement Period

出所：欧米における送電線利用ルールおよびその運用実態に関する調査（平成30年度－海外調査）電力広域的運営推進機関作成 P29-30  
海外におけるインバランス料金等の送配電関連制度に関する研究会（第1回）資料7-2 P3-4

図 19：イギリスにおけるメリットオーダーの実現の例（バランシングメカニズム）

## ②市場主導型（ゾーン制・ノードル制）への将来的な移行

将来的な市場主導型の混雑管理（ゾーン制・ノードル制）への移行については、速やかな検討が必要である。

現状を変えていくという観点では既存契約との関係を整理・対応しつつ、導入に向けた選択肢を持つ必要があり、市場主導型への移行に伴い、不利益が生じる可能性やこれまでの契約における権利があるために必ずしも変えられないということではなく、仕組みの整備に必要な調整を行った上で、メリットオーダーや価格シグナルによる電源の新陳代謝の実現に向けた取組を検討するべきである。

混雑管理における再給電方式の次のステップであるゾーン制とノードル制について、それぞれの得失も踏まえた対応を引き続き検討する必要がある。

	再給電方式	市場分断 (ゾーン制)	市場分断 (ノードル制)
抑制方法	TSOが抑制 (調整電源を活用)	市場落札されなかった 電源が抑制	市場落札されなかった 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 (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

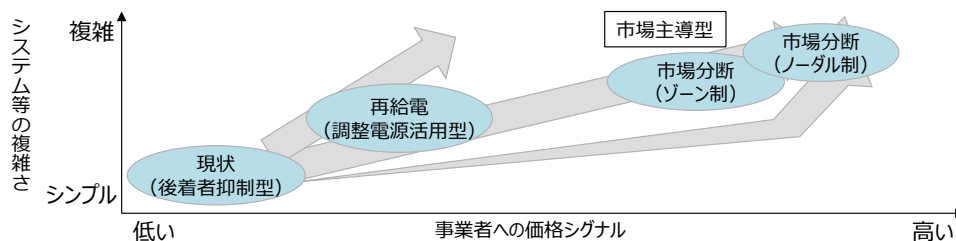
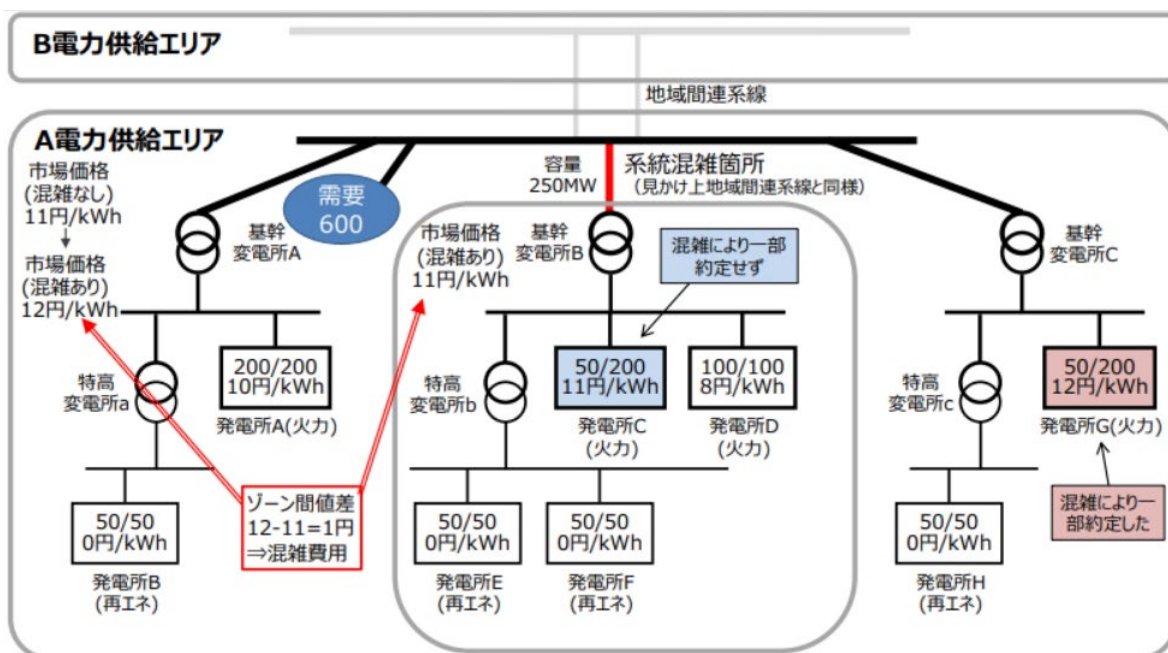


図 20：代表的な送電線利用の仕組み

卸取引市場におけるゾーン制の混雑処理方式について、その適用にあたっては、系統における混雑状況の他、市場での混雑処理の後に再給電方式での混雑処理がなされることも

踏まえつつ、適用が合理的と考えられる系統への選択肢となる。全ての電気が市場で取引されるとした場合のイメージとして、市場主導型（ゾーン制）のイメージ図を図 21 に示すとともに、表 5 の通り各種情報を下記に示す。



(出所) 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 2021年3月1日 地内系統の混雑管理に関する勉強会 最終報告

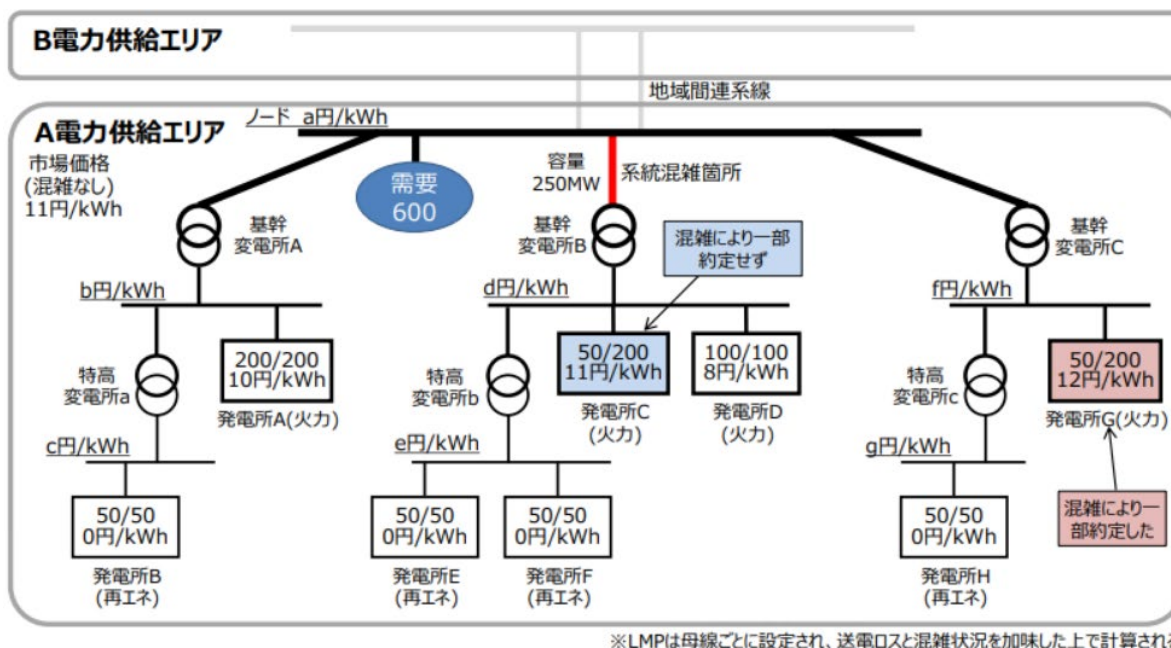
図 21：市場主導型（ゾーン制）のイメージ図

表 5：市場主導型（ゾーン制）の各種情報

各種情報	内容
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

更に、ノードル制については、メリットオーダーによる混雑管理やその結果としての価格シグナルも発信が可能であり、将来の有力な選択肢と考えられる。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として、市場主導型（ノードル制）のイメージ図を図 22 に示すとともに、表 6 の通り各種情報を下記に示す。





(出所) 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に関する検討委員会 2021年3月1日 地内系統の混雑管理に関する勉強会 最終報告

図 22：市場主導型（ノードル制）のイメージ図

表 6：市場主導型（ノードル制）の各種情報

各種情報	内容
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 ※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
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した電源が停止）
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

一方、移行に際して大幅な仕組みの見直しが必要であると考えられるため、長期的な取組として、検討していくべきである。

## 5. 系統情報の公開・開示の高度化

### (1) 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月に系統情報ガイドラインを改定し、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級以上の系統については、一定の情報公開・開示<sup>19</sup>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年度冬季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た。

本中間とりまとめでは、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、方向性をとりまとめる。

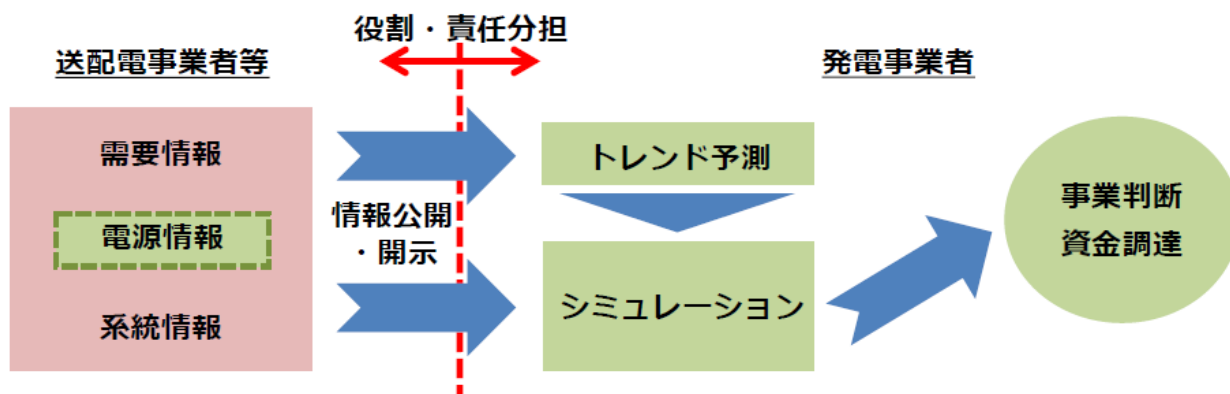


図 23：系統情報の公開・開示の基本的な考え方

<sup>19</sup> 系統情報ガイドラインにおいて、以下のとおり用語が整理されている。

公開：一般に公開されているウェブサイトや配布等により、広く一般に情報を提供。

開示：一般送配電事業者と秘密保持契約を結ぶこと等により、利用者・利用目的を限定した上で情報を提供。

## (2) 当面の情報公開の在り方

### 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、「接続検討申込み済みの系統連系希望者」と規定している。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、契約申込み時に実施している。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くなったため、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、開示請求者の条件の見直しを行うべきである。

### ②需給情報の公開について

電力需給に関する情報は、系統情報ガイドラインにおいて、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。

このような要望も踏まえ、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ことが適当である。また、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べきである。なお、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

現状の系統情報ガイドラインにおいて、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<sup>20</sup>の入手が可能である。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などから、発電事業者の競争上の不利益をもたらす可能性があるため、慎重な検討が必要とも考えられる。

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べきである。

---

<sup>20</sup> 情報更新日から起算した3～14か月前の1年間が開示される。

#### 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。

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、系統情報ガイドライン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、系統情報ガイドライン上に明記を行うべきである。

#### 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

現状の系統情報ガイドライン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・申込み状況については、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は、各エリアにおいてノンファーム型で申込み・接続を行った再エネの状況について、区分けして公表するべきである。

##### ・ノンファーム型接続の運用

系統情報ガイドラインでは、公開情報（需要・送配電に関する情報）の対象は 154kV 以上<sup>21</sup>だが、東京電力パワーグリッド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、その電圧階級まで公開するよう、系統情報ガイドラインを改定するべきである。

#### ⑤-2：系統容量制約による出力制御の見通し提示・検証

##### ・系統容量制約による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、東京電力パワーグリッドにより、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

<sup>21</sup> 沖縄エリアは 132kV

る一方で、将来的な発生の可能性を踏まえると、適切な取扱いを検討する必要がある。このため、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べきである。

- ・ 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 電源制御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、東京電力パワーグリッドによるローカル系統における試行的な取組の中で在り方の検討を行うべきである。

## 6. 今後の検討に向けて

本小委員会において、これまで約 10 ヶ月以上にわたり、主に再エネの大量導入に向けた観点から、2050 年カーボンニュートラル実現も見据え、電力ネットワーク政策について、主に増強・接続・利用ルールの次世代化に向けた議論を行ってきた。

増強については、地域間連系線と基幹系統についての長期方針となるマスタープランの中間整理が、電力広域機関において行われたところであるが、今後も引き続き、新たなエネルギーミックスなどを踏まえた 2022 年度中のマスタープラン策定や、ローカル系統における増強規律の検討が期待される。

接続については、既存系統を有効活用することで早期に再エネ導入を進める観点から、ノンファーム型接続を 2021 年 1 月より全国の空き容量の無い基幹系統で受付を開始したところだが、今後は、ローカル系統における 2022 年度末の受付開始など、ローカル系統についても早期展開を実現するべく、検討を加速化していくべきである。また、配電系統については、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要素技術等の開発・検証を進め、その結果を踏まえて、早期に展開を図るべきである。

利用については、再エネを最大限活用するために、現在確保されている調整電源を活用して早期に実現可能な再給電方式を 2022 年中に開始することとしたが、再エネ自体を調整電源化していく取組や、市場主導型（ゾーン制・ノード制）への移行を見据えた検討を、早期に進めていくべきである。

本小委員会における議論により、再エネの系統制約を改善する動きを加速したが、2050 年カーボンニュートラルの実現に向けては、より一層の議論の深化が急務と言える。政府においては、今回の中間とりまとめを踏まえた制度改革を着実に進めつつ、残された多くの課題を解決して電力ネットワークの次世代化を早期に実現するべく、引き続き、強いリーダーシップの発揮を期待したい。

## 委員等名簿

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／電力・ガス事業分科会  
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  
委員等名簿

### 委員長

山地 憲治 地球環境産業技術研究機構（RITE）副理事長・研究所長

### 委員

秋元 圭吾 地球環境産業技術研究機構（RITE）システム研究グループリーダー  
岩船 由美子 東京大学生産技術研究所 特任教授  
江崎 浩 東京大学大学院情報理工学系研究科 教授  
大石 美奈子 （公社）日本消費生活アドバイザー・コンサルタント・相談員協会代表理事・副会長  
大橋 弘 東京大学大学院経済学研究科 教授  
荻本 和彦 東京大学生産技術研究所 特任教授  
小野 透 （一社）日本経済団体連合会 資源・エネルギー対策委員会 企画部代表代行  
新川 麻 西村あさひ法律事務所 パートナー  
高村 ゆかり 東京大学未来ビジョン研究センター 教授  
長山 浩章 京都大学大学院総合生存学館 教授  
松村 敏弘 東京大学社会科学研究所 教授  
松本 真由美 東京大学教養学部附属教養教育高度化機構 環境エネルギー科学特別部門 客員教授  
圓尾 雅則 SMBC 日興証券株式会社 マネージング・ディレクター

### オブザーバー

岡本 浩 東京電力パワーグリッド株式会社 取締役副社長  
川越 祐司 株式会社エネット 代表取締役社長  
後藤 弘樹 日本地熱協会 理事  
鈴木 聡 （一社）太陽光発電協会 事務局長  
仙田 正文 電力・ガス取引監視等委員会 ネットワーク事業制度企画室長  
早田 敦 電気事業連合会 専務理事  
都築 直史 電力広域的運営推進機関 理事・事務局長  
中島 大 全国小水力利用推進協議会 政策委員長  
祓川 清 （一社）日本風力発電協会 副代表理事  
柚山 義人 （一社）日本有機資源協会 専務理事

（五十音順・敬称略）



総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会  
再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会  
委員等名簿

**委員長**

山地 憲治 地球環境産業技術研究機構（RITE） 副理事長・研究所長

**委員**

岩船 由美子 東京大学生産技術研究所 特任教授  
大石 美奈子 （公社）日本消費生活アドバイザー・コンサルタント・相談員協会 代表理事・副会長  
大貫 裕之 中央大学 常任理事・法科大学院教授  
桑原 聡子 外苑法律事務所 パートナー弁護士  
高村 ゆかり 東京大学未来ビジョン研究センター 教授  
長山 浩章 京都大学大学院総合生存学館 教授  
松村 敏弘 東京大学社会科学研究所 教授  
圓尾 雅則 SMBC 日興証券株式会社 マネージング・ディレクター  
山内 弘隆 一橋大学大学院経営管理研究科 特任教授

**オブザーバー**

川越 祐司 株式会社エネット 代表取締役社長  
国松 亮一 （一社）日本卸電力取引所 企画業務部長  
後藤 弘樹 日本地熱協会 理事  
鈴木 聡 （一社）太陽光発電協会 事務局長  
早田 敦 電気事業連合会 専務理事  
仙田 正文 電力・ガス取引監視等委員会 ネットワーク事業制度企画室長  
谷川 喜祥 （一社）日本経済団体連合会環境エネルギー本部 上席主幹  
都築 直史 電力広域的運営推進機関 理事・事務局長  
中島 大 全国小水力利用推進協議会 事務局長  
祓川 清 （一社）日本風力発電協会 副代表理事  
湊元 良明 日本商工会議所 産業政策第二部長  
柚山 義人 （一社）日本有機資源協会 専務理事

（五十音順・敬称略）

## 開催実績

総合エネルギー調査会  
省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会  
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  
基本政策分科会  
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

回数は「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」・「再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会」の順に記載

### **第 18 回・第 6 回 (2020 年 7 月 22 日)**

- 「再エネ型経済社会」の創造に向けて

### **第 19 回・第 7 回 (2020 年 8 月 31 日)**

- FIP 制度の詳細設計とアグリゲーションビジネスの更なる活性化
- 電力ネットワークの次世代化
- 長期未稼働案件に係る対応について

### **第 20 回・第 8 回 (2020 年 10 月 9 日)**

- FIP 制度の詳細設計
- 電力ネットワークの次世代化

### **第 21 回・第 9 回 (2020 年 10 月 26 日)**

- 地域に根差した再エネ導入の促進
- 回避可能費用に係る激変緩和措置の取扱い
- 電力ネットワークの次世代化

### **第 22 回・第 10 回 (2020 年 12 月 7 日)**

- 電力ネットワークの次世代化
- FIP 制度の詳細設計
- 再エネ予測誤差に対応するための調整力確保費用

### **第 23 回・第 11 回 (2021 年 1 月 13 日)**

- FIP 制度の詳細設計とアグリゲーションビジネスの更なる活性化
- 電力ネットワークの次世代化

### **第 24 回・第 12 回 (2021 年 2 月 16 日)**

- 市場高騰を踏まえた FIT 制度上の制度的対応

- 分散型リソースの導入加速化に向けて
- 電力ネットワークの次世代化
- エネルギー供給強靱化法に盛り込まれた再エネ特措法改正法に係る詳細設計（案）

## 委員等名簿

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／電力・ガス事業分科会  
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  
委員等名簿

### 委員長

山地 憲治 地球環境産業技術研究機構（RITE）副理事長・研究所長

### 委員

秋元 圭吾 地球環境産業技術研究機構（RITE）システム研究グループリーダー  
安藤 至大 日本大学経済学部 教授  
五十嵐 チカ 西村あさひ法律事務所 パートナー  
岩船 由美子 東京大学生産技術研究所 特任教授  
江崎 浩 東京大学大学院情報理工学系研究科 教授  
大石 美奈子 （公社）日本消費生活アドバイザー・コンサルタント・相談員協会代表理事・副会長  
大橋 弘 東京大学大学院経済学研究科 教授  
荻本 和彦 東京大学生産技術研究所 特任教授  
小野 透 （一社）日本経済団体連合会 資源・エネルギー対策委員会 企画部代表代行  
高村 ゆかり 東京大学未来ビジョン研究センター 教授  
長山 浩章 京都大学大学院総合生存学館 教授  
松村 敏弘 東京大学社会科学研究所 教授  
松本 真由美 東京大学教養学部附属教養教育高度化機構 環境エネルギー科学特別部門 客員教授  
圓尾 雅則 SMBC日興証券株式会社 マネージング・ディレクター

### オブザーバー

岡本 浩 東京電力パワーグリッド株式会社 取締役副社長  
後藤 弘樹 日本地熱協会 理事  
鈴木 聡 （一社）太陽光発電協会 事務局長  
仙田 正文 電力・ガス取引監視等委員会 ネットワーク事業制度企画室長  
早田 敦 電気事業連合会 専務理事  
谷口 直行 株式会社エネット 代表取締役社長  
都築 直史 電力広域的運営推進機関 理事・事務局長  
中島 大 全国小水力利用推進協議会 事務局長  
祓川 清 （一社）日本風力発電協会 副代表理事  
平岩 芳朗 送配電網協議会 理事・事務局長  
柚山 義人 （一社）日本有機資源協会 専務理事

（五十音順・敬称略）

## **開催実績**

総合エネルギー調査会  
省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会  
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25回（2021年3月1日）**

- 今後の再生可能エネルギー政策について
- FIT 認定審査に関する報告（報告事項）

### **第26回（2021年3月8日）**

- 関係団体へのヒアリング

### **第27回（2021年3月12日）**

- 今後の再生可能エネルギー政策に関するヒアリング
- 電力ネットワークの次世代化

### **第28回（2021年3月15日）**

- 今後の再生可能エネルギー政策に関するヒアリング

### **第29回（2021年3月16日）**

- 今後の再生可能エネルギー政策に関するヒアリング

### **第30回（2021年3月22日）**

- 今後の再生可能エネルギー政策に関するヒアリング
- 需要家による再エネ活用推進のための環境整備について 等

### **第31回（2021年4月7日）**

- 今後の再生可能エネルギー政策に関するヒアリング
- 今後の再生可能エネルギー政策について

### **第32回（2021年5月12日）**

- 発電側課金について
- 電力ネットワークの次世代化