

電力ネットワークの次世代化

2021年11月30日

資源エネルギー庁

本日の御議論

- 本日は、電力ネットワークの次世代化に向けたロードマップで、2022年に開始等を予定している以下の項目について御議論いただく。
 1. 日本版コネクト&マネージの進捗
 2. 再エネ大量導入のための混雑管理の在り方
 3. N-1電制の費用負担の在り方

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

→ 増強工事 (10~20年目途)

(一括検討プロセスでローカル系統を増強)

★ **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))

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) → 市場主導型への見直しを検討中 (ゾーン制・ノードル制)

★ **再給電方式 (一定の順序) の開始** (2023)

調整力の確保等

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

[グリッドコードの検討]

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

★ **ゲートクローズ後の余力活用の仕組みが開始** (2024~) (容量市場の参加者) → 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** (2021) (I期残容量、短期的な対応) (balancing mechanism)

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

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** (2021春) (プロパー拡大等の検証WG取りまとめ具体化)

★ **第三者が評価できる仕組みなどの取組の強化** (2021春) (電力広域機関セカンドオピニオン)

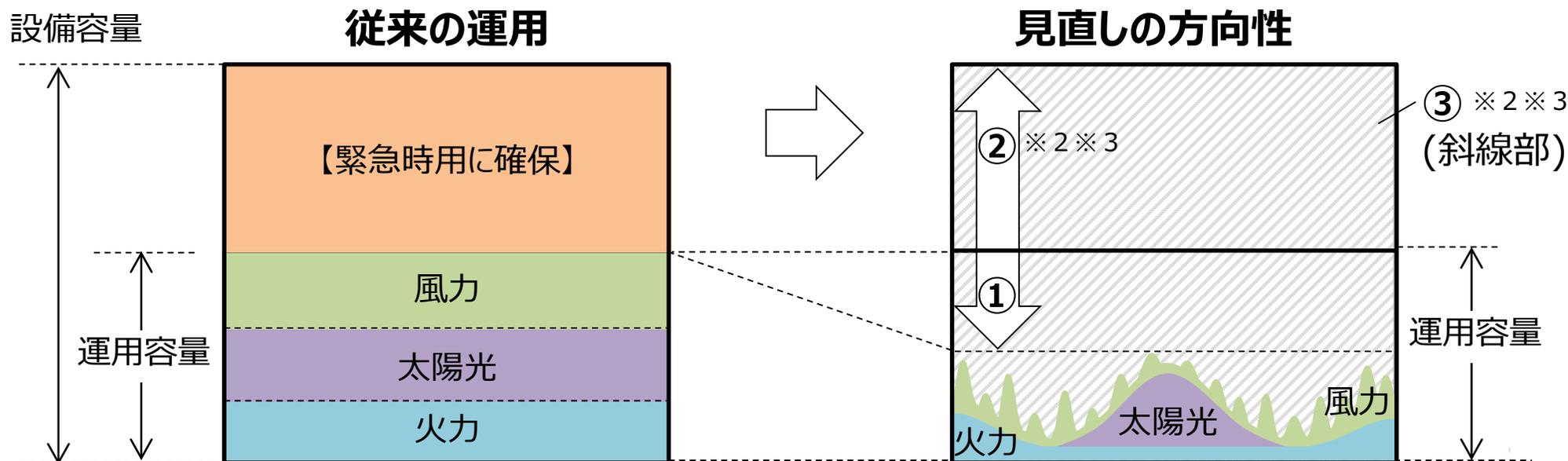
★ **系統情報の公開・開示の高度化** (2022春~) (需給情報の細分化公開等)

★ **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

1. 日本版コネクト&マネージの進捗

取組	従来の運用	見直しの方向性	実施状況
①空き容量の算定条件の見直し(想定潮流の合理化)	全電源フル稼働	実態に近い想定 (再エネは最大実績値)	2018年4月から実施 約590万kW の空き容量拡大を確認 ※1
②緊急時用の枠の活用(N-1電制)	設備容量の半分程度(緊急時用に容量を確保)	事故時に瞬時遮断する装置の設置により、緊急時用の枠を活用	2018年10月から一部実施 約4,040万kW の接続可能容量を確認 ※1 2021年11月時点で全国で 約650万kW の接続
③ノンファーム型接続	適用しない	一定の条件(系統混雑時の制御)による新規接続を許容	2021年1月に空き容量の無い基幹系統に適用 2021年4月に東京電力PGエリアの一部ローカル系統に試行適用 2021年11月時点で全国で300万kW超のノンファーム型接続による契約申込みを受付



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

※2 周波数変動等の制約により、設備容量まで拡大できない場合がある。

※3 電制装置の設置が必要。

(参考) ノンファーム型接続に関するこれまでの議論状況

3. 既存システムの有効利用

(1) ~ (5) 略

(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。**

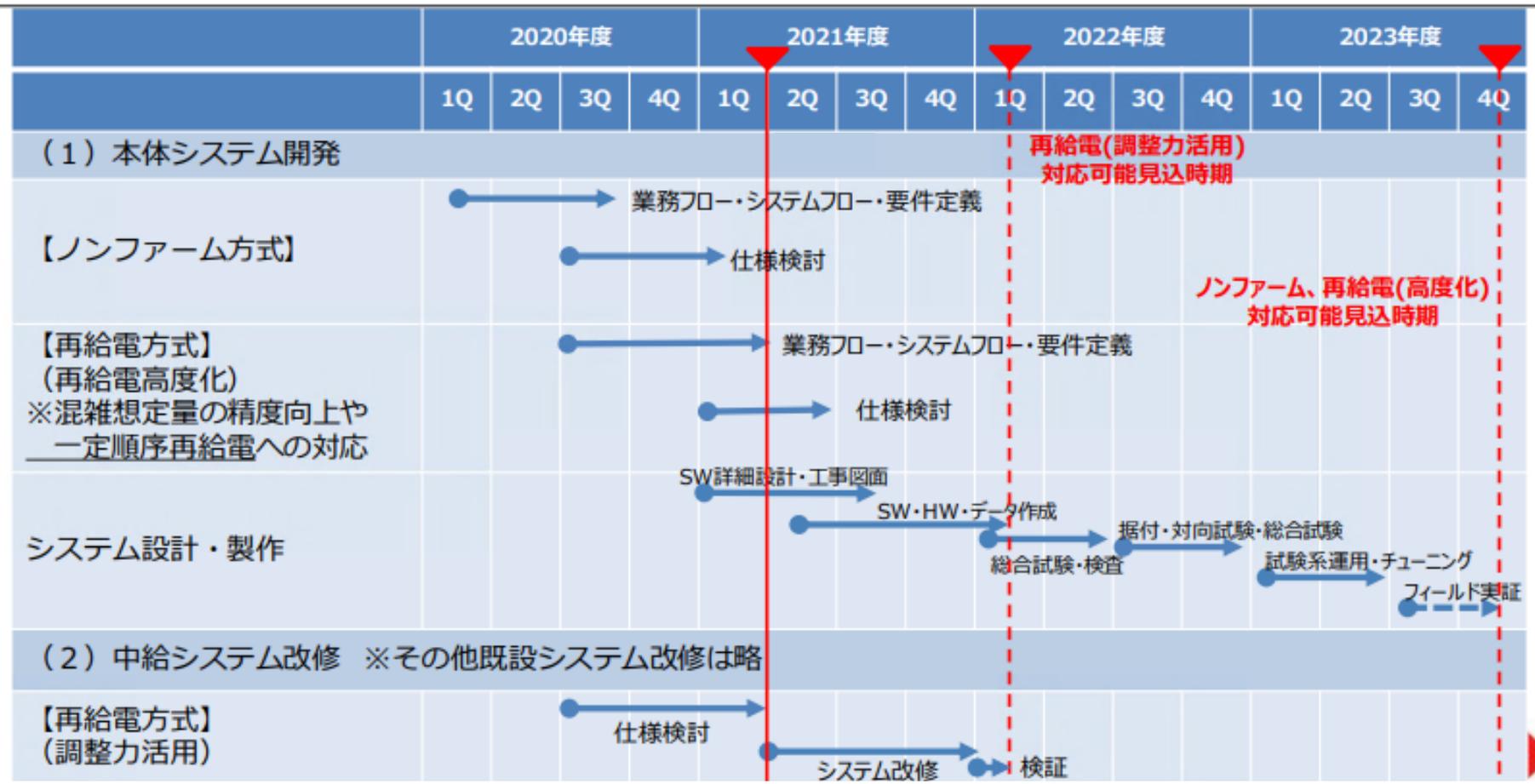
配電系統への適用拡大については、当面、分散型エネルギーリソースを活用した NEDOプロジェクトにおいて必要となる要素技術等の開発・検証を進め、その結果を踏まえて、速やかな展開を図るべきである。

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。

(出所) 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)

4. システム開発主要スケジュール

- 当初のノンファーム方式に加え、再給電方式への対応に向け、下記のスケジュールでシステム開発を対応中。現在、両方式とも要件定義まで完了し、予定通りの進捗状況。なお、完成した仕様書は各一般送配電事業者へ共有する。



ノンファーム型接続の進捗と今後の再給電方式導入も見据えた論点

- ノンファーム型接続については空き容量の無い基幹系統に対して適用が行われており、2021年1月の全国展開から現時点までの間^{*1}に、ノンファーム型接続で2,700万kW超の接続検討^{*2}、300万kW超の契約申込み^{*2}が行われた。
- この300万kW超の電源は、これまで系統増強をしなければ接続できなかったことから、ノンファーム型接続導入の一定の成果と考えられる。
- 一方、カーボンニュートラルの実現に向けた電力ネットワークの在るべき姿に向けて、まずは再給電方式の導入を前提に以下の点についてどのように考えるか。
 - ① 水力、地熱、バイオマス等の出力制御機器（ノンファーム型接続対応）の新規開発
 - ② 事業者の予見性を確保する情報公開の在り方
 - ③ 再給電方式の下での電源の立地誘導の在り方

*1 東京電力パワーグリッドの鹿島エリア等のノンファーム型接続の試行適用エリアを含む。また、各一送公表情報の集計時点はスライド11・13に記載のとおり。

*2 ノンファーム型接続の容量は、ノンファーム型接続適用エリアでの受付を集計。また、新規連系以外（発電設備リプレースに伴う出力増減、同容量取替等）の申込み、地点重複の申込みを含む。

(参考) 基幹系統におけるノンファーム型接続の適用状況

単位：箇所

区分		北海道 NW	東北 NW	東京 PG	中部 PG	北陸 送配電	関西 送配電	中国 NW	四国 送配電	九州 送配電	沖縄 電力	合計
全国展開時 (2021年1月 13日時点)	①基幹系統設備数	118	101	258	148	26	177	71	67	174	23	1,163
	②ノンファーム型接続が 適用された設備数	89	0	122	0	0	0	0	10	50	0	271
	割合 (②÷①)	75.4%	0.0%	47.3%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	14.9%	28.7%	0.0%	23.3%
現時点 (2021年10月 24日時点)	①基幹系統設備数	118	101	258	148	26	177	71	67	174	23	1,163
	②ノンファーム型接続が 適用された設備数	89	33	132	0	4	0	13	12	57	0	340
	割合 (②÷①)	75.4%	32.7%	51.2%	0.0%	15.4%	0.0%	18.3%	17.9%	32.8%	0.0%	29.2%

①基幹系統設備数：送電線に関しては、変電所間を1箇所として計上。変電所に関しては、1次電圧が基幹系統の電圧に該当する変圧器を1箇所と計上。

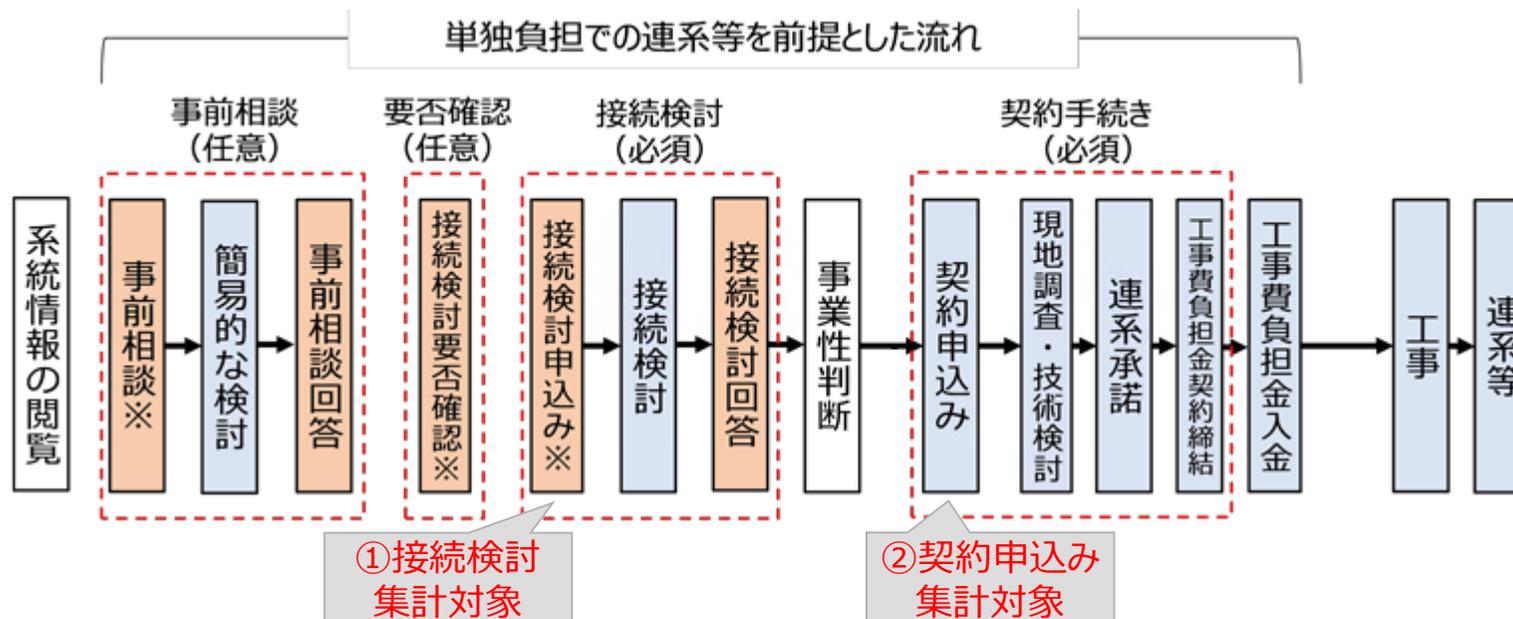
②ノンファーム型接続が適用された設備数：ノンファーム型接続が適用された設備（当該設備の空き容量が無くなった場合、もしくは上位系統に起因してノンファーム型接続が適用されるもの）について、上記と同様の方法で計上。

注1 各一般送配電事業者HP公表の最新データ（空き容量マップ）より資源エネルギー庁集計

注2 東北電力ネットワーク管内では、全国展開（2021年1月13日）時点で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ため、ノンファーム型接続適用設備が0となっている

(参考) 接続検討・契約申込みの集計対象

<発電設備等システムアクセス業務の流れと集計対象>



<集計区分>

区分	状況
① 接続検討の受付状況	事業者から接続検討の受付の累計 (事業者からの取り下げがないものも含み、「契約申込み受付」の区分に進んだものを除く)
② 契約申込みの受付状況	事業者から契約申込み受付の累計 (連系・運転開始となったものを除く)

(参考) エリア別・電源別の接続検討の受付状況 (1 / 2)

単位：万kW

区分		北海道 NW	東北 NW	東京 PG	中部 PG	北陸 送配電	関西 送配電	中国 NW	四国 送配電	九州 送配電	沖縄 電力	合計 (参考値)
太陽光	①接続検討受付	21.0	344.2	(1,550.3)	100.0	5.1	104.0	217.0	6.9	49.0	0.1	2,397.6
	②うちノンファーム型	12.0	268.9	(249.2)	0.0	0.0	0.0	1.0	0.7	9.0	0.0	540.8
	比率 (②÷①)	57.1%	78.1%	(16.1%)	0.0%	0.2%	0.0%	0.5%	9.4%	18.4%	0.0%	22.6%
風力 (陸上)	①接続検討受付	64.0	180.1	(524.4)	13.0	30.6	21.0	75.0	24.8	39.0	0.0	971.9
	②うちノンファーム型	44.0	102.5	(28.1)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	33.0	0.0	207.6
	比率 (②÷①)	68.8%	56.9%	(5.4%)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	84.6%	-	21.4%
風力 (洋上)	①接続検討受付	372.0	684.1	(3,297.0)	256.0	80.0	11.0	70.0	0.0	308.0	0.0	5,078.1
	②うちノンファーム型	24.0	423.0	(1,426.7)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	31.0	0.0	1,904.7
	比率 (②÷①)	6.5%	61.8%	(43.3%)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	-	10.1%	-	37.5%
バイオマス 等	①接続検討受付	38.0	37.6	(407.7)	11.0	3.0	8.0	6.0	4.4	21.0	0.0	536.7
	②うちノンファーム型	3.0	2.3	(34.0)	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2	14.0	0.0	54.5
	比率 (②÷①)	7.9%	6.1%	(8.3%)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	27.5%	66.7%	-	10.2%
水力 (揚水除く)	①接続検討受付	18.0	5.5	(81.9)	5.0	7.1	0.0	1.0	0.6	4.0	0.0	123.1
	②うちノンファーム型	2.0	0.0	(3.8)	0.0	0.1	0.0	0.0	0.5	0.0	0.0	6.4
	比率 (②÷①)	11.1%	0.0%	(4.7%)	0.0%	1.4%	-	0.0%	82.5%	0.0%	-	5.2%

注1 各一般送配電事業者HP公表の最新データより資源エネルギー庁集計
 注2 ノンファーム型接続の容量は、ノンファーム型接続適用エリアでの受付を集計
 注3 端数処理により、合計値が合わない場合があります

注4 新規連系以外（発電設備リプレースに伴う出力増減、同容量取替等）の申込み、地点重複の申込みを含む
 注5 東京電力パワーグリッド以外の各一般送配電事業者は、2021年1月13日以降の受付の累計
 注6 東京電力パワーグリッドは、ノンファーム型接続の先行適用を含む全受付の累計

(参考) エリア別・電源別の接続検討の受付状況 (2/2)

単位：万kW

区分		北海道 NW	東北 NW	東京 PG	中部 PG	北陸 送配電	関西 送配電	中国 NW	四国 送配電	九州 送配電	沖縄 電力	合計 (参考値)
地熱	①接続検討受付	5.0	2.9	(2.7)	5.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.0	0.0	20.6
	②うちノンファーム型	5.0	0.0	(10.2)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.0	0.0	20.2
	比率 (②÷①)	100.0%	0.0%	-	0.0%	-	-	-	-	-	-	98.2%
火力	①接続検討受付	8.0	660.0	(5,246.8)	0.0	0.2	0.0	513.0	1.5	0.0	0.0	6,429.4
	②うちノンファーム型	0.0	0.0	(16.0)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	16.0
	比率 (②÷①)	0.0%	0.0%	(0.3%)	-	0.0%	-	0.0%	0.0%	-	-	0.2%
その他	①接続検討受付	24.0	0.0	(491.4)	27.0	0.2	0.0	1.0	2.8	0.0	0.0	546.4
	②うちノンファーム型	20.0	0.0	(0.1)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	20.1
	比率 (②÷①)	83.3%	-	(0.0%)	0.0%	0.0%	-	0.0%	0.0%	-	-	3.7%
合計	①接続検討受付	550.0	1,914.4	(11,602.2)	417.0	126.1	144.0	883.0	41.0	426.0	0.1	16,103.7
	②うちノンファーム型	110.0	796.7	(1,768.1)	0.0	0.1	0.0	1.0	2.3	92.0	0.0	2,770.3
	比率 (②÷①)	20.0%	41.6%	(15.2%)	0.0%	0.1%	0.0%	0.1%	5.7%	21.6%	0.0%	17.2%
各一送HP集約時点		2021.8末	2021.9末	2021.9末	2021.8末	2021.7末	2021.9末	2021.8末	2021.9末	2021.7末	2021.6末	-

注1 各一般送配電事業者HP公表の最新データより資源エネルギー庁集計
 注2 ノンファーム型接続の容量は、ノンファーム型接続適用エリアでの受付を集計
 注3 端数処理により、合計値が合わない場合があります

注4 新規連系以外（発電設備リプレースに伴う出力増減、同容量取替等）の申込み、地点重複の申込みを含む
 注5 東京電力パワーグリッド以外の各一般送配電事業者は、2021年1月13日以降の受付の累計
 注6 東京電力パワーグリッドは、ノンファーム型接続の先行適用を含む全受付の累計

(参考) エリア別・電源別の契約申込みの受付状況 (1 / 2)

単位：万kW

区分		北海道 NW	東北 NW	東京 PG	中部 PG	北陸 送配電	関西 送配電	中国 NW	四国 送配電	九州 送配電	沖縄 電力	合計 (参考値)
太陽光	①契約申込み受付	4.0	217.0	(882.7)	189.0	0.8	11.0	61.0	8.3	3.0	0.2	1,377.0
	②うちノンファーム型	1.0	61.4	(41.4)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	0.0	0.0	104.5
	比率 (②÷①)	25.0%	28.3%	(4.7%)	0.0%	0.5%	0.0%	0.0%	8.8%	0.0%	0.0%	7.6%
風力 (陸上)	①契約申込み受付	0.0	31.0	(130.9)	68.0	2.5	0.0	0.0	0.0	2.0	0.0	232.4
	②うちノンファーム型	0.0	7.4	(6.1)	0.0	2.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	16.1
	比率 (②÷①)	-	23.9%	(4.7%)	0.0%	100.0%	-	-	-	-	-	6.9%
風力 (洋上)	①契約申込み受付	0.0	136.1	(335.8)	213.0	22.5	0.0	0.0	0.0	16.0	0.0	723.4
	②うちノンファーム型	0.0	50.5	(118.1)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.0	0.0	174.6
	比率 (②÷①)	-	37.1%	(35.2%)	0.0%	0.0%	-	-	-	37.5%	-	24.1%
バイオマス 等	①契約申込み受付	1.0	8.3	(103.9)	236.0	0.6	1.0	2.0	0.4	2.0	0.0	355.2
	②うちノンファーム型	0.0	7.0	(14.7)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	22.7
	比率 (②÷①)	0.0%	84.3%	(14.2%)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	50.0%	-	6.4%
水力 (揚水除く)	①契約申込み受付	9.0	1.6	(7.8)	11.0	2.6	2.0	0.0	1.0	1.0	0.0	36.0
	②うちノンファーム型	0.0	0.0	(0.1)	0.0	2.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.5
	比率 (②÷①)	0.0%	0.0%	(0.9%)	0.0%	94.4%	0.0%	-	0.0%	0.0%	-	7.0%

注1 各一般送配電事業者HP公表の最新データより資源エネルギー庁集計
 注2 ノンファーム型接続の容量は、ノンファーム型接続適用エリアでの受付を集計
 注3 端数処理により、合計値が合わない場合があります

注4 新規連系以外（発電設備リプレースに伴う出力増減、同容量取替等）の申込み、地点重複の申込みを含む
 注5 東京電力パワーグリッド以外の各一般送配電事業者は、2021年1月13日以降の受付の累計
 注6 東京電力パワーグリッドは、ノンファーム型接続の先行適用を含む全受付の累計

(参考) エリア別・電源別の契約申込みの受付状況 (2/2)

単位：万kW

区分		北海道 NW	東北 NW	東京 PG	中部 PG	北陸 送配電	関西 送配電	中国 NW	四国 送配電	九州 送配電	沖縄 電力	合計 (参考値)
地熱	①契約申込み受付	0.0	0.0	(1.5)	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0	0.0	4.5
	②うちノンファーム型	0.0	0.0	(0.0)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0	0.0	2.0
	比率 (②÷①)	-	-	(0.0%)	0.0%	-	-	-	-	100.0%	-	44.8%
火力	①契約申込み受付	7.0	0.0	(1933.2)	341.0	0.0	1.0	158.0	0.0	0.0	6.9	2447.1
	②うちノンファーム型	0.0	0.0	(0.7)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7
	比率 (②÷①)	0.0%	-	(0.0%)	0.0%	-	0.0%	0.0%	-	-	0.0%	0.0%
その他	①契約申込み受付	0.0	0.0	(11.5)	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	12.5
	②うちノンファーム型	0.0	0.0	(0.0)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	比率 (②÷①)	-	-	(0.2%)	-	-	-	0.0%	-	-	-	0.2%
合計	①契約申込み受付	21.0	394.0	(3407.3)	1,059.0	29.0	15.0	222.0	9.7	26.0	7.1	5,188.1
	②うちノンファーム型	1.0	126.3	(181.2)	0.0	5.0	0.0	0.0	0.7	9.0	0.0	323.2
	比率 (②÷①)	4.8%	32.1%	(5.3%)	0.0%	17.1%	0.0%	0.0%	7.5%	34.6%	0.0%	6.2%
各一送HP集約時点		2021.8末	2021.9末	2021.9末	2021.8末	2021.7末	2021.9末	2021.8末	2021.9末	2021.7末	2021.6末	-

注1 各一般送配電事業者HP公表の最新データより資源エネルギー庁集計
 注2 ノンファーム型接続の容量は、ノンファーム型接続適用エリアでの受付を集計
 注3 端数処理により、合計値が合わない場合があります

注4 新規連系以外（発電設備リプレースに伴う出力増減、同容量取替等）の申込み、地点重複の申込みを含む
 注5 東京電力パワーグリッド以外の各一般送配電事業者は、2021年1月13日以降の受付の累計
 注6 東京電力パワーグリッドは、ノンファーム型接続の先行適用を含む全受付の累計

空き容量マップの取扱い

- 空き容量マップとは、発電事業者が建設地点や投資採算性等の判断を行えるよう、送電線及び変圧器の空き容量・制約（ノンファーム型接続の適用等）を図面・一覧表で示したもので、各一般送配電事業者のHPで公開を行っている。
- 現状の空き容量マップは、ノンファーム型接続が適用された系統は「青色」で表示を行っている。今後予定されている全基幹系統・ローカル系統へのノンファーム型接続の適用が行われると、現在の取扱いでは、全系統が青色で表示されることとなることから、表示方法の見直しが必要と考えられる。
- 今後、系統利用は混雑を前提としたものになること、系統が混雑していない地域への立地誘導を図る観点から、**「出力制御の可能性（系統混雑）の度合い」に応じて色分けして表示すること**としてはどうか。ただし、各系統の空き容量の値（MW）は、引き続き一覧表にて公開を行うこととする。
- なお、再給電方式の導入等の利用ルールの転換を踏まえ、事業者の予見性確保のため、**「系統容量制約による出力制御見通し提示の適切な取扱いの検討を予定している。この見通し提示の検討状況を踏まえ、空き容量マップの更なる改善を進めていくこととする。」**

凡例	現状	今後の取扱い（案） ^{*3}
－：黒	空き容量あり	空き容量があり、平時出力制御 ^{*1} が発生する可能性が当面低い系統
－：緑	空容量なし（N-1電制適用可）	空き容量が無いが、N-1電制が適用可能（特別高圧に連系する電源に限る）であり、平時出力制御が発生する可能性が低い系統
－：赤	空容量なし（N-1電制適用不可）	空き容量が無く、N-1電制が適用不可能であり、今後新規電源の申込によって平常時出力制御が発生する可能性のある系統 ^{*2}
－：青	ノンファーム型接続が必要となる系統	空き容量が無く、平時出力制御が発生する可能性のある系統

*1 系統容量の制約による出力制御

*2 電源接続案件一括検討プロセスを実施中の系統、増強工事中の系統等を含む

*3 N-1電制の本格適用までの取扱い案

(参考) 空き容量マップ (現状)

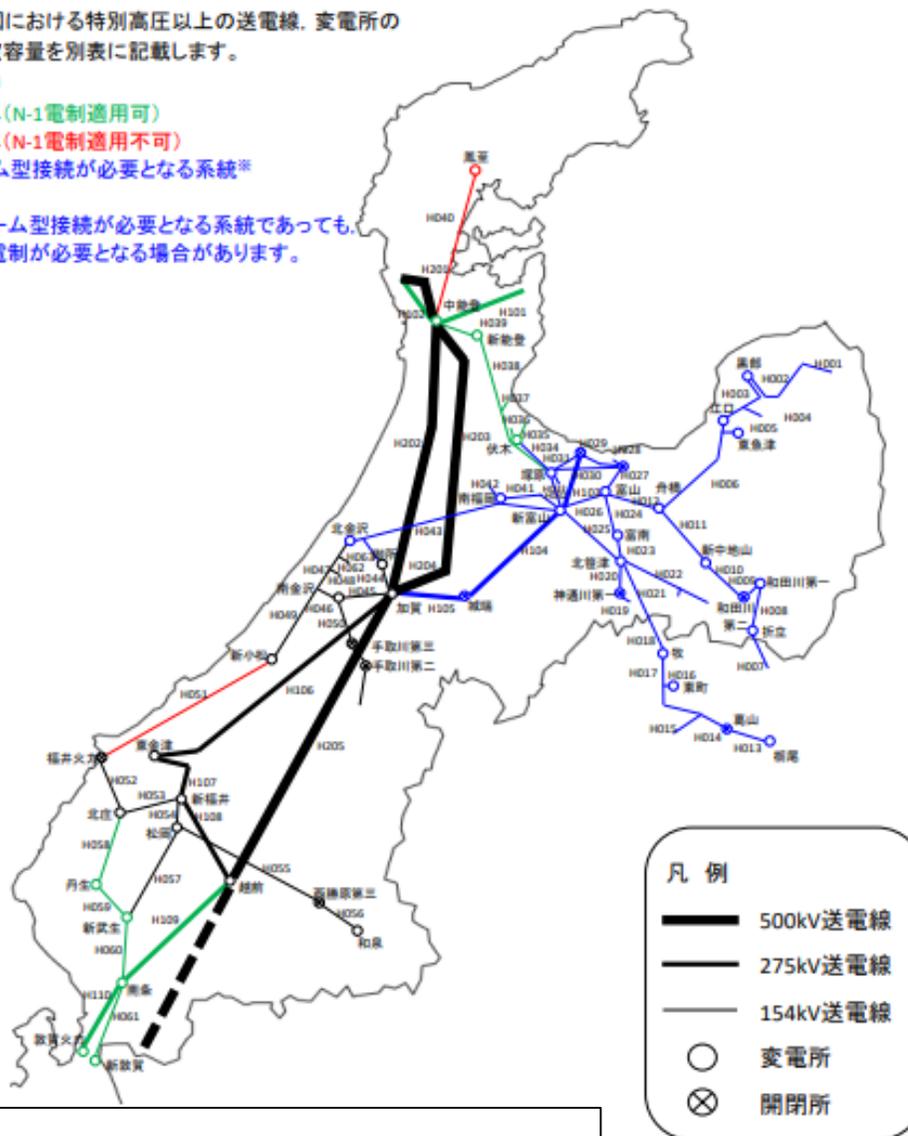
2021年11月15日更新

熱容量面の空容量について(154kV以上系統図)

○以下の系統図における特別高圧以上の送電線、変電所の熱容量面での空容量を別表に記載します。

- 黒: 空容量あり
- 緑: 空容量なし(N-1電制適用可)
- 赤: 空容量なし(N-1電制適用不可)
- 青: ノンファーム型接続が必要となる系統*

※ノンファーム型接続が必要となる系統であっても、別途N-1電制が必要となる場合があります。

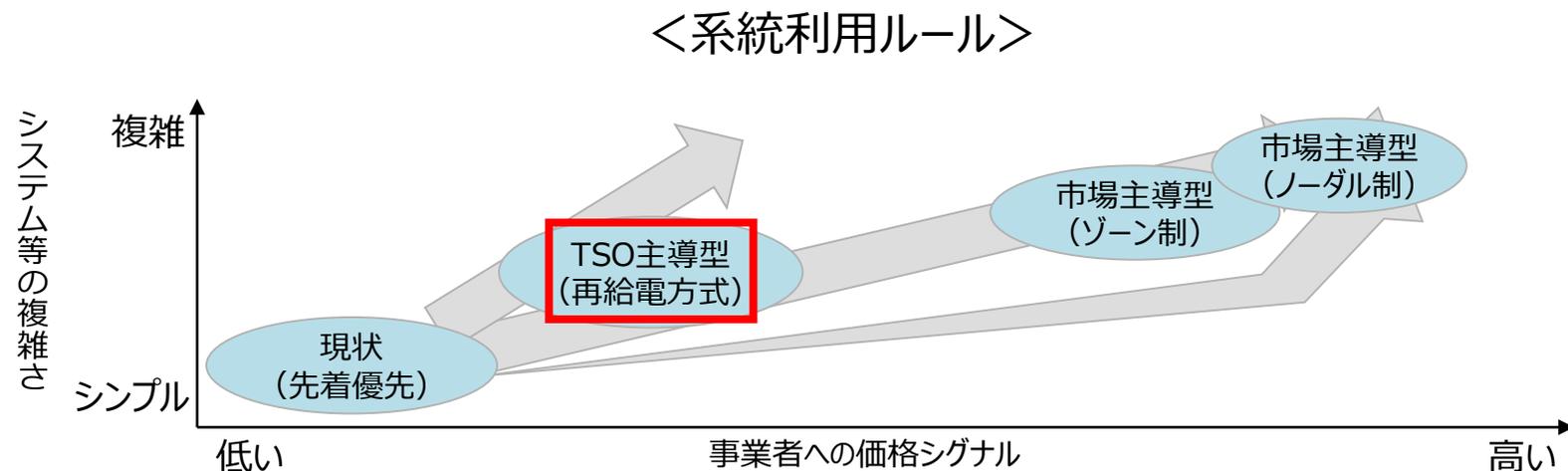


(出所) 北陸電力送配電HP

http://www.rikuden.co.jp/nw_notification/attach/keitouzu154.pdf

2. 再エネ大量導入のための混雑管理の在り方

- 送電線の容量制約により、接続されている全ての電源の発電量を流せない場合、現行のルールは、後から接続したものを先に制御することとなっている（先着優先）。
- 先着優先の考え方の下では、ノンファーム型接続をした再エネより、従前から接続されている石炭火力等の発電が優先される。このため、本小委員会に加えて、電力広域機関や電力・ガス取引監視等委員会で各課題が議論され、送電線混雑時に、CO2排出が少なく、限界費用が安い再エネの発電が、石炭火力等より優先されるように、系統利用ルールの見直しを進めてきた（再給電方式）。
- 市場を活用する新たな仕組み（市場主導型：ゾーン制やノード制）への将来的な移行を見据えながら、当面は、S+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、運用の容易さを踏まえ、送配電事業者の指令により電源の出力を制御する再給電方式の導入に向けて検討してきた。

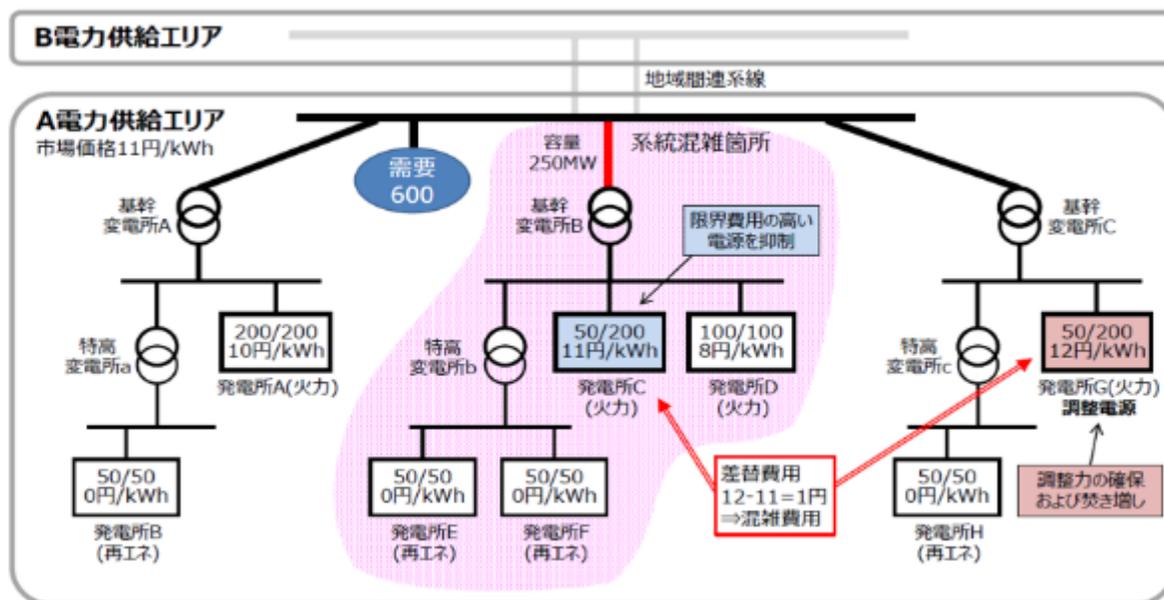


(参考) 当面の系統利用の在り方

(出所) 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
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)

- 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>



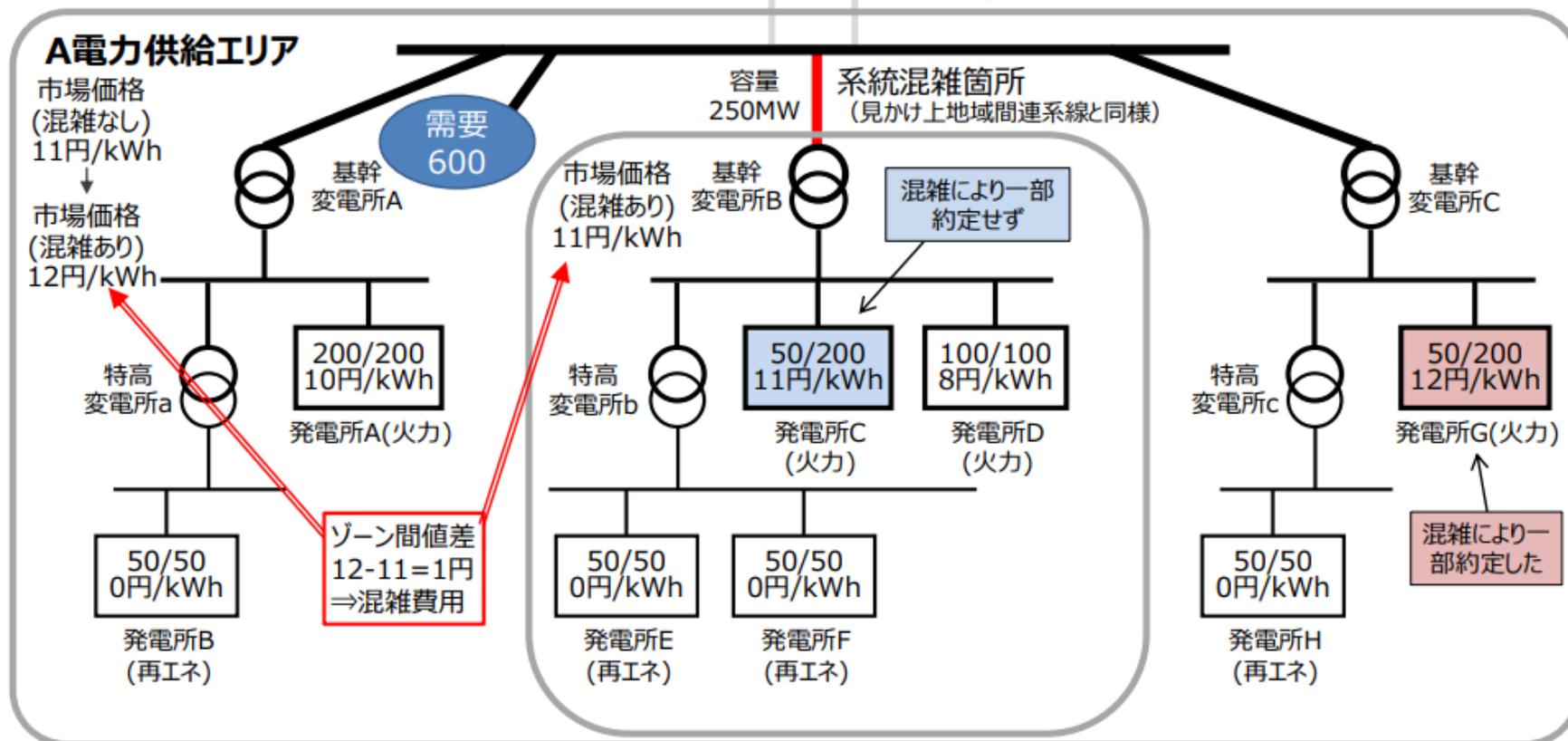
(出所) 第3回広域連系システムのマスタープラン及び系統利用ルールに関する検討委員会 資料2

(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



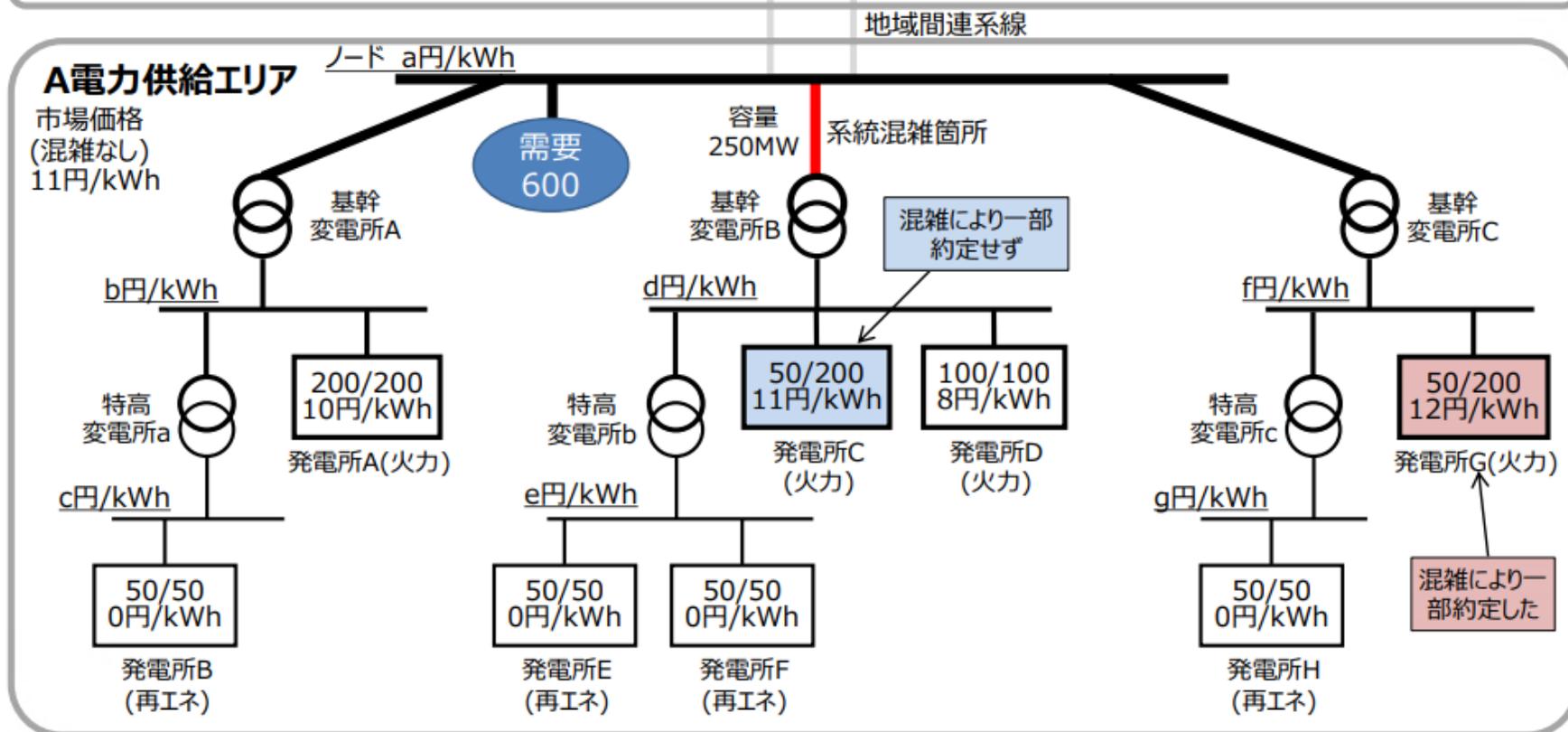
(参考) 市場主導型(ノード制)

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

御議論いただきたい内容

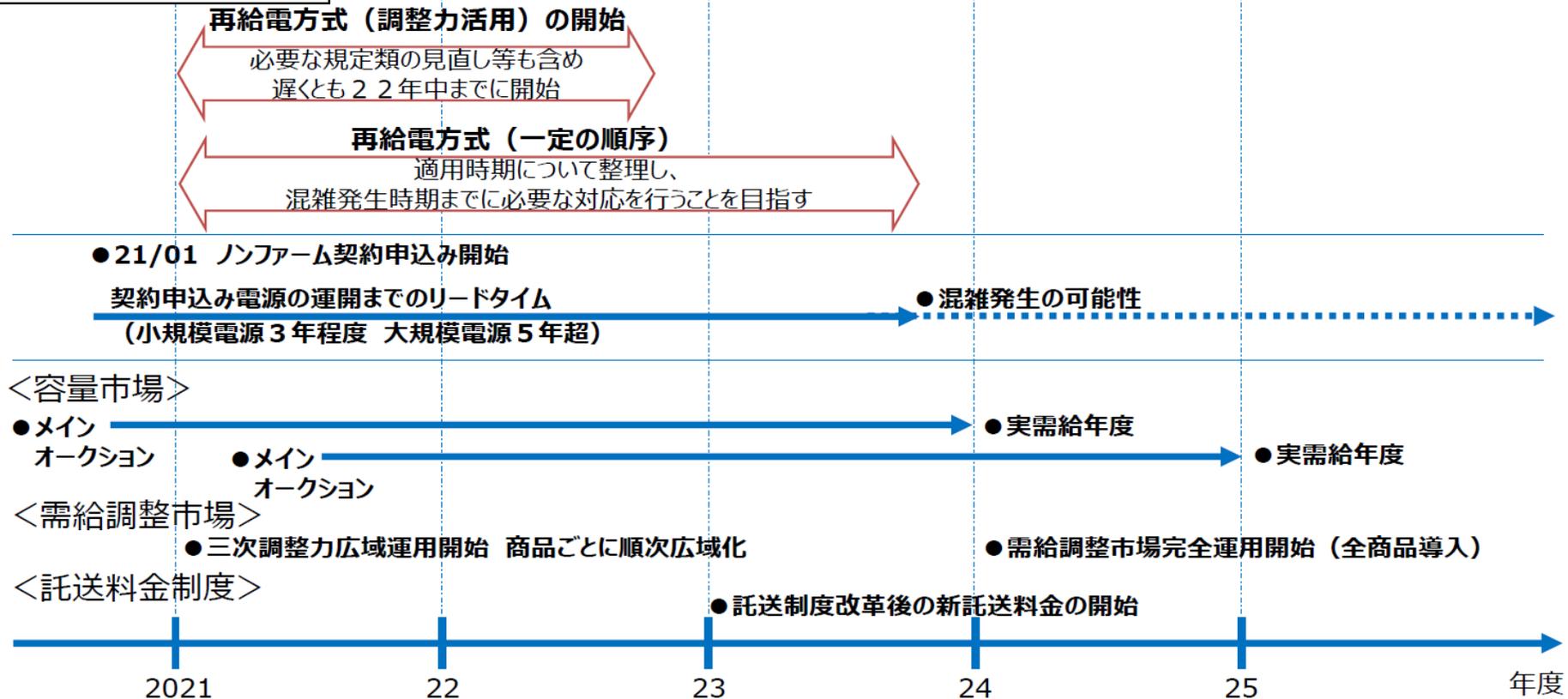
- 調整電源を活用する再給電方式を2022年中、調整電源以外の電源を含めて一定の順序で出力制御する再給電方式を2023年中までに開始することを目指して検討を進めている。
- 特に2023年中までの開始を目指す再給電方式（一定の順序）に向けては、非調整電源を制御対象とすることから、運用方法や精算方法などの見直し、具体的な運用開始スケジュールの整理などが必要となる。これら整理が必要な課題については、本小委員会などにおいて今後議論していくこととしてはどうか。
- 本日は、再給電方式の開始に向けて、以下について御議論いただく。
 - （1）再給電方式（調整電源の活用）の導入に向けたスケジュール
 - （2）再給電方式（一定の順序）の出力制御ルール
 - ① 出力制御順
 - ② 出力制御方法
 - ③ 出力制御対象

(参考) 再給電方式実施に向けての進め方

(出所) 第5回広域連系システムのマスタープラン及びシステム利用
 ルールの在り方等に関する検討委員会 資料1 修正

- **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。**

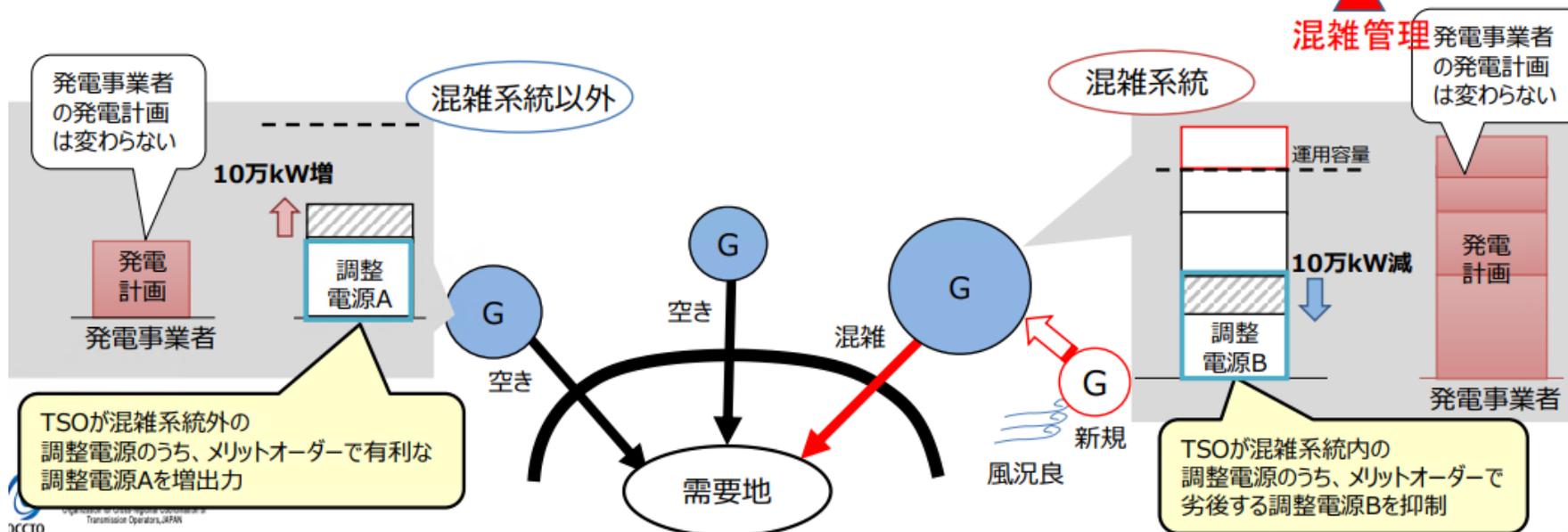
再給電方式の対応



5-3. 具体的な検討事項 再給電方式

- 再給電方式は、混雑を解消するため、混雑系統（混雑が発生した送電線より電気を送る上流側の電力系統を指す）において、TSO（日本では一般送配電事業者）が調整電源の抑制を指示、電源抑制に伴い不足した電力を、他の調整電源の上げ調整により電力の同時同量を確保する。
- 勉強会で補完的な手法についても検討を行ったが、短期的に実施可能である実需給段階にTSO主導により実施する方法を基本として整理された。

再給電方式のイメージ ～ゲートクローズ後 TSO主導～



(1) 再給電方式（調整電源の活用）の導入に向けたスケジュール

- 基幹系統利用ルールの見直しにおいては、再給電方式（調整電源の活用）を2022年中、再給電方式（一定の順序）を2023年中までに開始することを目指して検討を進めている。
- 2022年中に開始予定の再給電方式（調整電源の活用）の具体的な開始時期は、**2022年12月を基本**としつつ、それより早くノンファーム型接続適用電源が系統連系できる可能性があるエリアについては、**順次開始**することとしてはどうか。
- また、再給電方式（調整電源の活用）の実施に向けては、**十分な周知期間を確保する必要**があり、2022年12月には全ての一般送配電事業者が再給電方式を開始することを踏まえ、**2022年1月末を目途に各社及び電力広域機関より周知、広報を始めることとしてはどうか。**

＜再給電方式（調整電源の活用）の導入に向けたスケジュール＞

	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度以降
再給電方式 (調整電源の活用)	2022年1月末を目途 に周知、広報を開始	2022年12月末までに開始	再給電方式 (調整電源の活用)	
【参考】 再給電方式 (一定の順序)			2023年中の 開始を目指す	再給電方式 (一定の順序)

(参考) ノンファーム型接続の全国展開のタイミング

- 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すべきである。**
※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 (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)			

※再給電方式 (調整電源の活用) の導入は、接続契約締結の前倒しが可能 (前倒し可) である。

(2) 課題①：出力制御順

- 再給電方式においては、ファーム型接続適用の非FIT電源である火力等について、当面経過措置を設定しない方針とした。このため系統混雑時には、**ファーム型・ノンファーム型を問わず、火力等はまず最初に出力制御される。**
- また、需給バランス維持のための出力制御ルールと同様、ノンファーム型接続適用の非化石電源の中では、当面は**バイオマス電源を制御した上で、自然変動電源を出力制御**することとした。
- その他のノンファーム型接続適用の非化石電源（※）は、上記の非化石電源を全て出力制御した上で、なお混雑解消に必要な場合に限り、出力制御されることとなる。

※地域資源バイオマス電源（出力制御困難なもの）及び長期固定電源（原子力、地熱、水力（揚水式を除く））

【再給電方式（一定の順序）による出力制御のルール】

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. **ノンファームバイオマス（専焼バイオマス、地域資源バイオマス（出力制御が困難なものを除く））電源**の出力制御
4. **ノンファーム自然変動電源（太陽光・風力）**の出力制御
5. **その他のノンファーム電源（※）**の出力制御

※地域資源バイオマス電源（出力制御困難なもの）及び長期固定電源（原子力、地熱、水力（揚水式を除く））

- **S+3Eを大前提に、例えば、以下の場合においては、一定の順序以外の方法で出力制御できるものとはどうか。**

- ・ 混雑解消に効果の低い電源を先に制御する場合（例：ループ系統の場合）
- ・ 安定供給に支障が生じる可能性がある場合

(参考) ④出力制御ルール

(出所) 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
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)

- 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。

(参考) 再給電方式における経過措置について

(出所) 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
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)

- 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改めて議論**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

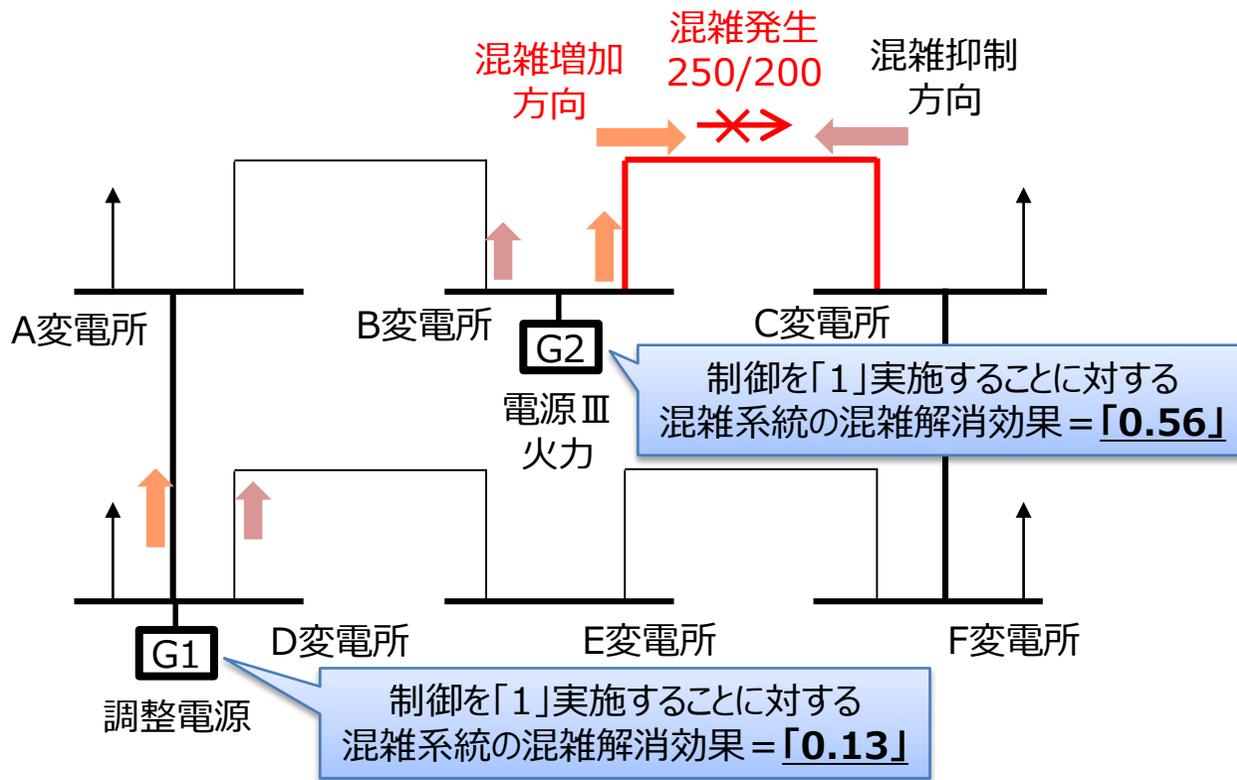
<各電源のFIT調達期間>

電源種	事業用太陽光 (10kW以上)	住宅用太陽光 (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

(参考) ループ系統における混雑解消のイメージ

- ループ系統において、混雑解消のために一定の順序に基づく出力制御を適用する場合、混雑解消効果が小さい調整電源が制御された後に、電源Ⅲや非化石電源が制御されることで、かえって、混雑解消コストが大きくなる可能性がある。
- このため、ループ系統における出力制御ルールとしては、一定の順序によらず、混雑解消コストを最小とするような電源を制御する方法も考えられる。

＜ループ系統における混雑解消のイメージ（調整電源と電源Ⅲ火力の比較）＞



	電源種別	kWh 価格値差	混雑解消効果	混雑解消抑制量 ※1	混雑解消コスト ※2
G1	調整電源	5 (15-10)	0.13	385	1923
	↓ 制御順 ↓				
G2	電源Ⅲ火力	10 (15-5)	0.56	89	890

※1 混雑解消抑制量 = 混雑発生量 ÷ 混雑解消効果

※2 混雑解消コスト = kWh価格値差 × 混雑解消抑制量

(2) 課題②：出力制御方法

- 再給電方式（一定の順序）において、**非FIT電源である火力等**は、系統混雑時には基本的に**限界費用ベースの規律に基づき、出力制御される**ことになる。
- 他方、**それ以外の同一順序内のノンファーム型接続適用電源**については、「①輪番停止」、「②輪番プロラタ制御」、「③プロラタ制御（計画値按分制御）」の出力制御方法が考えられる。その中でも、「運用面」と「公平性」の長所と短所を鑑みて、**全体の制御量が少なく、制御量と制御機会が公平となる「③プロラタ制御」を基本としつつ、系統や電源の特性に応じて、他の方法も適用できることとしてはどうか。**

＜ノンファーム型接続適用電源の同一順序内の出力制御方法＞

ルール	運用面		公平性	
	オフライン機器への対応	過剰制御の少なさ	制御機会	制御量
①輪番停止	ノンファーム型接続電源は全てオンラインのため特段問題にならない	電源容量の差により過剰制御発生	制御機会均等	日射量等によって出力制御量が異なり公平性がない
②輪番プロラタ制御※	ノンファーム型接続電源は全てオンラインのため特段問題にならない	必要量比例按分	制御機会均等	日射量等によって出力制御量が異なり公平性がない
③プロラタ制御（計画値按分制御）	ノンファーム型接続電源は全てオンラインのため特段問題にならない	必要量比例按分	制御機会均等	計画値に対する出力制御であれば公平

※輪番での部分制御

青字：長所 赤字：短所 29

(参考) ノンファーム型接続適用電源の出力制御量の配分方法

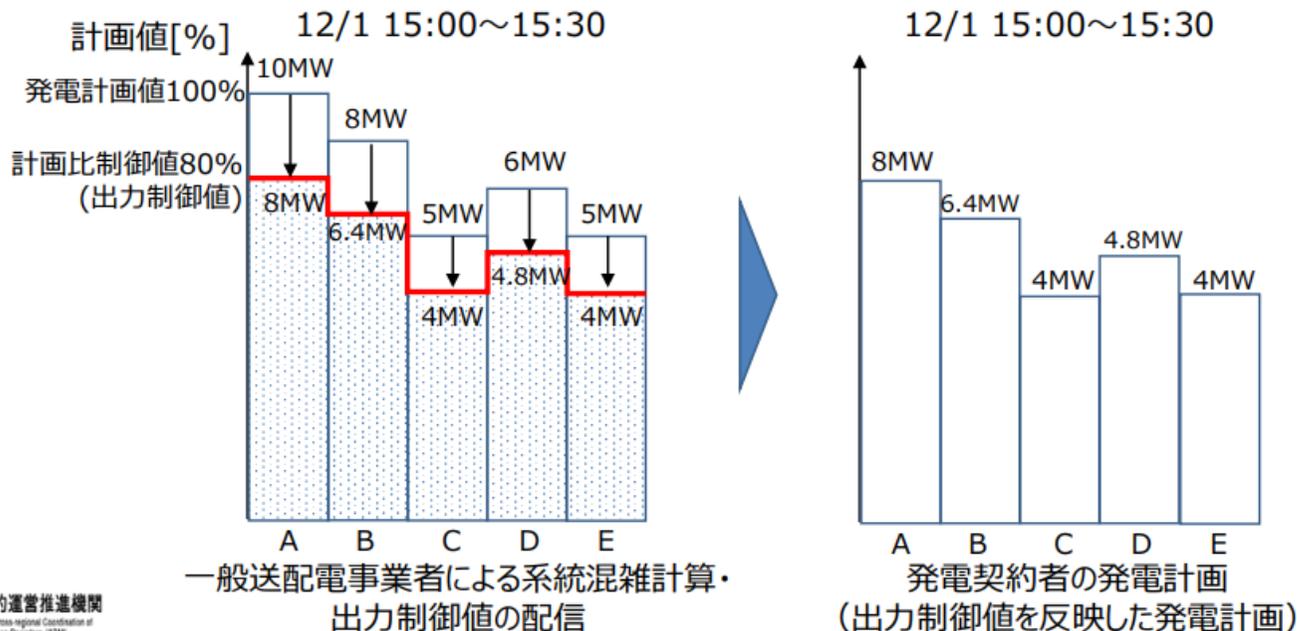
出力制御量の配分方法（平常時）

17

- 系統混雑時のノンファーム型接続適用電源間の出力制御の順番については、系統接続後は、接続時のタイムスタンプに関係なく公平に取り扱うという系統利用の基本的な考え方を考慮し、**発電計画値に対して一律に制御**します。
- 具体的には、30分毎の出力制御が必要な総量をノンファーム型接続適用電源に対して発電計画値の比で配分します。
- 「ノンファーム型接続による受付開始について」に記載の同意書のとおり、無補償で出力制御に応じていただきます。

【発電計画値に対して20%制御が必要な場合のイメージ】

12/1の15:00～15:30の発電計画について、スライド17の①時点で、20%の制御が必要となった場合



(2) 課題③：出力制御対象

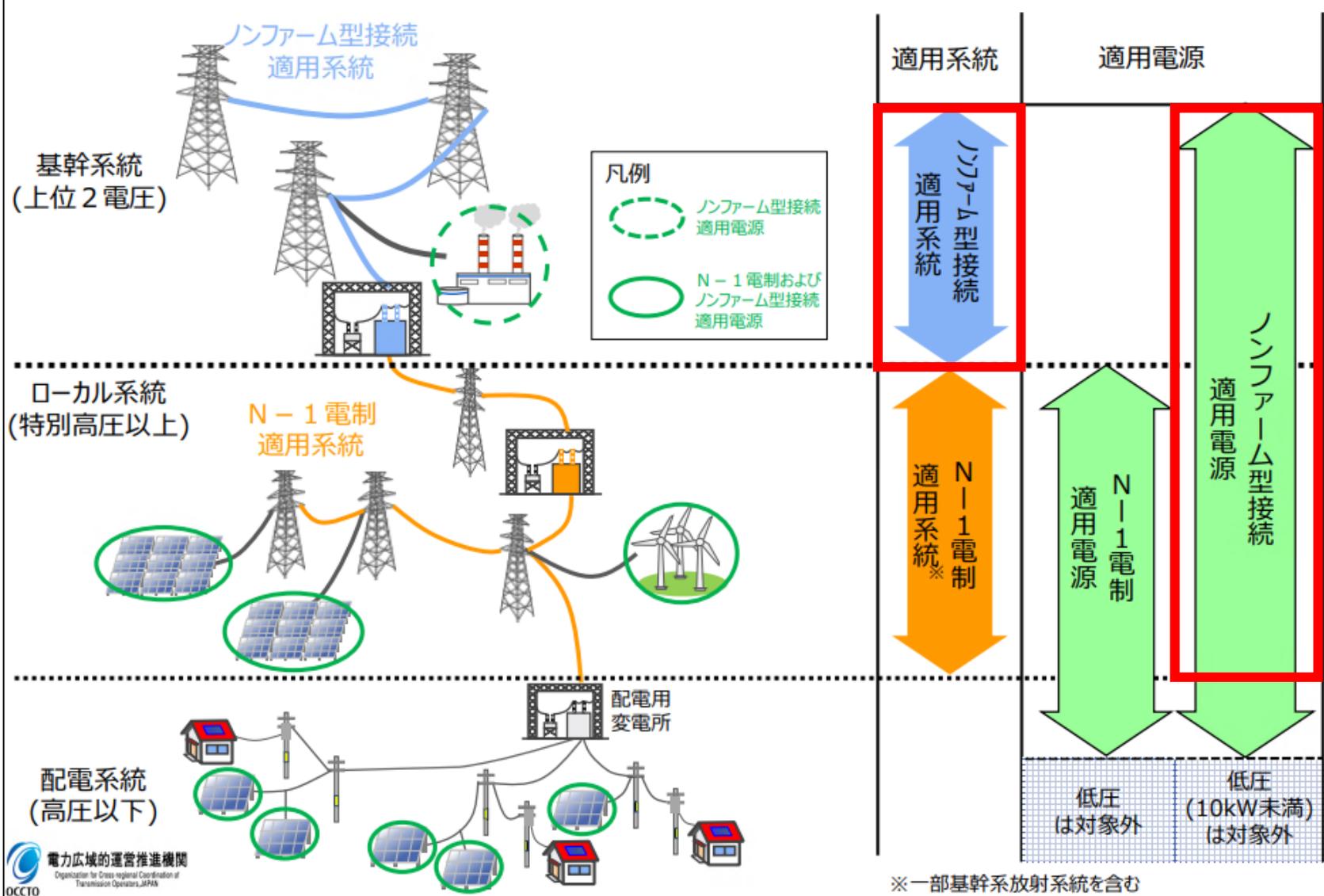
- 電力系統は、送電系統（特別高圧）と配電系統（高圧、低圧）に大別され、特別高圧は基幹系統とローカル系統に分けられる。再給電方式（一定の順序）においては、基幹系統で混雑が発生した場合に、一定の順序に基づき出力制御される。
 - 現行の中給システム*¹においては、配電系統のシステムとデータ連携がされていないことを鑑みて、**再給電方式（一定の順序）において、配電系統に接続される電源を出力制御対象とする場合にはシステム対応に膨大な時間と費用を要することが考えられる。**
- *¹ エリアによっては、特別高圧に接続される電源とデータ連携できない場合も一部存在する。
- 2023年中に再給電方式（一定の順序）を開始できるようにするため、**2023年の開始時においては、中給システムでデータ連携している基幹系統、ローカル系統に接続される電源を原則、出力制御対象**とし、系統混雑の頻度や量の見通しなどに変化があれば、改めて出力制御対象の拡大を検討することとしてはどうか。

＜電源種ごとの連系電圧のイメージ＞

電圧階級		連系電圧	接続される電源の規模	接続電源								
送電系統	基幹系統※	50万, 27.5万, 22万V 18.7万, 13.2万V	50万kW超	原子力	火力	洋上風力	水力	陸上風力	地熱	バイオマス	太陽光	
	特別高圧 (7000V～)	ローカル系統	15.4万, 11万, 10万V	5万kW～100万kW程度								
			7.7万, 6.6万V	2,000kW～5万kW程度								
			3.3万, 2.2万V	2,000kW～1万kW程度								
配電系統	高圧 (600V～ 7,000V以下)	6600V	50kW～2,000kW未満	電源種ごとに適地 が異なるため、配電 では同種の電源が 集中しやすい傾向								
	低圧 (600V以下)	200, 100V	50kW未満									

(参考) ノンファーム型接続適用系統とノンファーム型接続適用電源

(参考)コネクト&マネージを適用する系統と電源のイメージ



3. N-1電制の費用負担の在り方

- N-1電制については、2018年10月に先行適用を行い、現在、2022年度中の本格適用を目指し、費用精算方式を含む詳細制度設計を電力広域機関にて行っているが、**制度設計はこれまでの系統利用ルール（先着優先*）を前提としている。**
- 一方、2021年9月3日に公表した、「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電力ネットワークの次世代化に向けた中間とりまとめ」において、**基幹系統・ローカル系統において、原則費用便益評価に基づく設備形成を行うこととしている。**
- このように、**系統利用等のルールの見直し状況を踏まえ、改めてN-1電制の費用負担の方向性を御議論いただく。**

*先に送電線に接続契約した電源から順に送電線の容量を確保するという考え方

<系統利用等のルールの変遷>

区分	系統利用ルール見直し以前	系統利用ルール見直し以降
系統利用ルール	<ul style="list-style-type: none"> ○基幹系統 混雑を前提としない ○ローカル系統 混雑を前提としない 	<ul style="list-style-type: none"> ○基幹系統 混雑を前提とする ○ローカル系統 混雑を前提とする
系統増強ルール	<ul style="list-style-type: none"> ○基幹系統 発電事業者の契約申込の都度、増強を計画 ※1 (プル型、原則一般負担 ※2) ○ローカル系統 発電事業者の契約申込の都度、増強を計画 ※1 (プル型、特定負担と一般負担 ※2) 	<ul style="list-style-type: none"> ○基幹系統 マスタープランを踏まえて計画 (プッシュ型、一般負担) ○ローカル系統 一般送配電事業者の増強計画 (プッシュ型、一般負担)

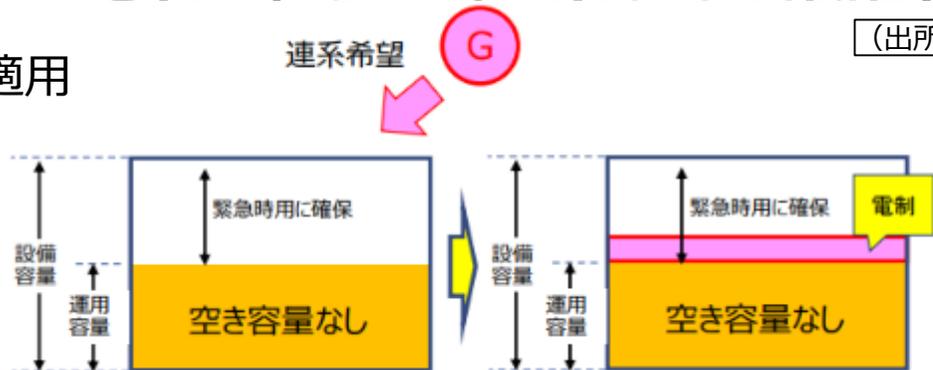
※1 プッシュ型にて、増強工事を複数事業者で共同負担する一括検討プロセスの仕組みも存在

※2 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）により算定

(参考) N-1電制の概要及びこれまでの議論状況

(出所) 2021年11月12日 第56回 広域系統整備委員会 資料2

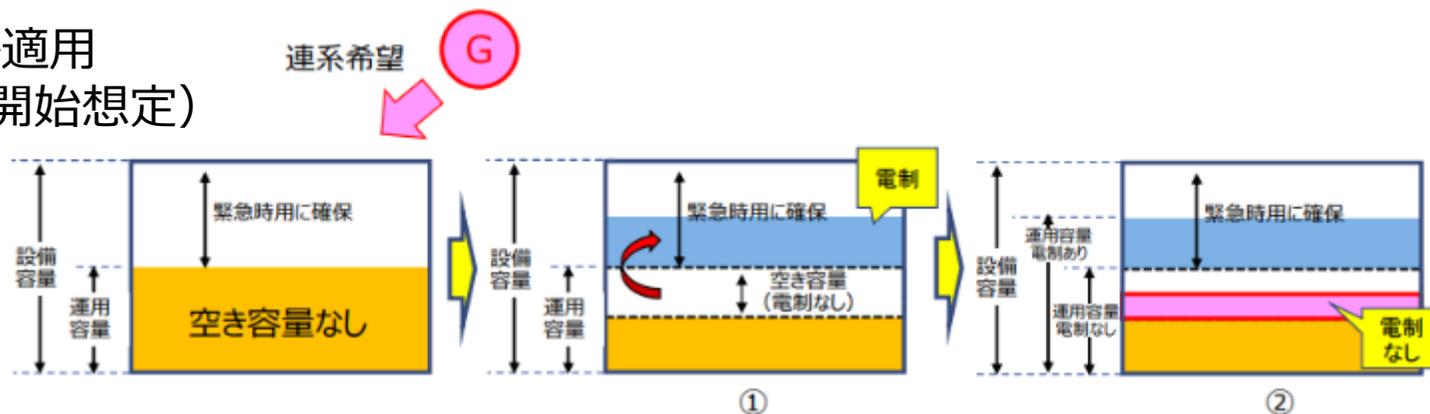
N-1電制先行適用 (2018年～)



事故時には自らが電制されることを条件に、常時は使用を想定しない緊急時用に確保している容量※に新規電源を接続

※ 2回線送電線の1回線停止等においても送電が問題なく継続できるよう、常時は空けている容量

N-1電制本格適用 (2022年度開始想定)

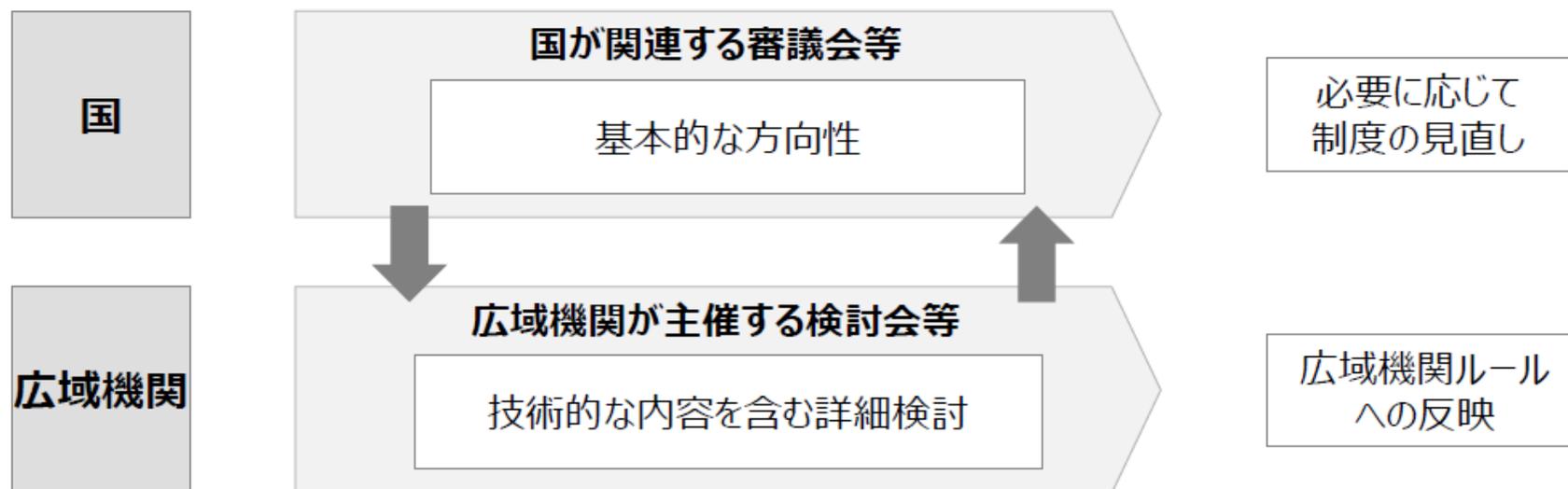


- ① 運用容量内の既連系電源に電制装置を設置し新たに電制対象とすることにより、既連系電源の容量を、緊急時用に確保している容量側の使用に変更
- ② 上記により生じた運用容量（電制なし）内の空き容量に、新規電源を電制なしで接続

この際、新規電源は既連系電源の電制に必要となる工事費や、電制された電源側に発生する代替電源調達費用等を負担する

(参考) これまでのN-1電制の役割分担の整理

- 本日、広域機関より、既存システムの最大限の活用に向けたこれまでの検討状況等について報告。
- 再生可能エネルギーの大量導入時代における政策課題に関する研究会（これまでの論点整理）において指摘された、「日本版コネクト&マネージ」の仕組みの具体化について、早期に実現させることが必要ではないか。
- 具体的には、まずは、想定潮流の合理化やN-1電制の部分的適用等、関係者間での課題に関する調整が済んだものから、2018年度早期からの適用も含め、着実に実現することが必要ではないか。
- また、既存システムの最大限の活用のために、欧州の取組も参考としながら、N-1電制の本格適用やノンファーム型接続等も含め、更なる取組を検討すべきではないか。
- 今後の検討体制については、基本的な方向性の提示や重要論点に係る議論は国（本小委員会等）で行うとともに、技術的な内容を含む詳細検討は広域機関において行うこととしてはどうか。



(参考) 広域系統整備委員会での議論状況

2-5. N-1電制本格適用見直しの方向性 (まとめ)

26

- N-1電制本格適用について、予定どおり2022年度内に開始するものの、今後のローカル系統の系統利用の方向性を念頭に、その費用負担については、先着優先に基づく新規接続電源の負担から以下のように見直すとする事務局案を提案した。
- ✓ N-1電制に必要となる初期費用（電制装置設置にかかる費用）は、平常時での混雑管理を行う系統での系統整備の負担の考えに基づき一般負担としてはどうか。※1
- ✓ 一方、N-1電制に伴うオペレーション費用（電制された電源側に発生する代替電源調達費用等）は、混雑系統の発電事業者の負担が基本と考えられるが、具体的には今後の混雑管理の検討の中で整理していくとして、当面は一般負担としてはどうか。※2
- 今回の本委員会での議論状況も踏まえ、今後、N-1電制本格適用の費用負担の考えについて、国の審議会でご審議、整理いただくこととする。
- なお、オペレーションの負担に関する精算の在り方・仕組みの検討・構築については、今後の混雑管理の検討の中で合理的に進めていくことが期待される。

※1 発電設備として設置することになる発電所の制御装置の設置・改造等については、設置・改造に要する初期費用は一般負担とするものの、その後の巡視・点検等の維持運用に関する費用は、他発電設備との一体管理により合理化がはかれること、要する費用も限定的なことから、設置・改造する電源の負担を基本とする。

※2 N-1事故は事前に発生が想定できないため、混雑管理の再給電コストと同様、レベニューキャップ制度において適正な計上が必要

N-1電制の費用負担の在り方の論点

- 電力広域機関の広域系統整備委員会において、N-1電制の本格適用に必要な費用及び考え方の議論が行われている。（次スライド以降参照。）
- **①初期費用**に関しては、電力広域機関の提案のとおり、今後の系統整備が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行われることを考慮すれば、**この考え方に倣い、一般負担*とすることとしてはどうか。**
 - * N-1電制を適用する系統・条件等については、関係機関において一定の規律を整理することとする。
- **②オペレーション費用**に関しては、今後ローカル系統でのノンファーム型接続や再給電方式の導入といった系統利用ルールの変更を予定しており、**発電事業者の新たな負担やN-1電制のオペレーション費用のみ独自の考えで開始することに伴う制度設計への影響や、制度変更の都度、費用負担を見直す必要性がある点などを踏まえると、電力広域機関の提案のとおり、当面は一般負担とすることとしてはどうか。**なお、この一般負担の整理は過渡的な扱いであり、今後、混雑エリアの発電事業者の費用負担の在り方について整理を行う中で検討を深めることとする。
- なお、仮にこれら費用を一般負担と整理した場合、レベニューキャップ制度において適切に託送料金に計上される必要がある。当該制度における扱いについては、関連業務を担当する電力・ガス取引監視等委員会にて整理を行うこととしてはどうか。

(参考) 広域系統整備委員会での議論状況 (初期費用)

2 - 3. 費用負担スキーム見直しの方向性について 初期費用の負担

21

- ✓ N-1電制の実施に必要となる**初期費用 (電制装置設置にかかる費用)**は、平常時での混雑管理を行う系統での系統整備の負担の考えに基づき**一般負担**としてはどうか。
- ✓ 一方、N-1電制に伴う**オペレーション費用 (電制された電源側に発生する代替電源調達費用等)**は、混雑系統の発電事業者の負担が基本と考えられるが、具体的には今後の混雑管理の検討の中で整理していくとして、**当面は一般負担**としてはどうか。

【N-1電制に必要となる**初期費用**の負担】

- 2022年度末にローカル系統でノンファーム型接続が適用されれば、新規接続電源の負担とするN-1電制を見直す必要がある。当初の予定どおり2022年度内にN-1電制本格適用を開始する場合であっても、**本格適用開始～2022年度末の短期間限定で新規接続電源の負担を前提としたスキームを開始するのは合理的ではない。**
- **今後の系統整備は個々の系統利用の受益に基づき行うのではなく、社会便益に基づき一般負担で実施されることが基本となる。**系統の有効利用を目的とした今後のN-1電制についても、同様に社会便益に基づき適用を判断していくことになると考えられ、**N-1電制実施に必要な条件整備は一般負担で行うことが適当**である。

(参考) 再給電方式における費用の負担の在り方

再給電の費用の負担のあり方について（電取委における検討結果）

- 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、案②の考え方（混雑エリアの発電事業者が負担）が合理的と考えられる。（これまでの起因者負担・受益者負担の考え方からは、案②が整合的）
- 他方で、以下のように、案②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、案②の導入は費用対効果の面で適当でない可能性が高い。
- したがって、案②の導入は見送り、案③（一般負担：託送料金で回収）とすることが適当。

案③が適当と考えられる理由

- ✓ 下表の通り、再給電の実施期間を10年程度とした場合、10年間の再給電の費用に比べて課金システムの開発に要する費用の方が大きい可能性が高いこと。（再給電は、ノードル制・ゾーン制といった市場主導型への移行を見据えた措置）
- ✓ 課金をシステム化せず手動で対応することを前提に案②を導入する方法も考えられるが、混雑頻度が増加した場合に課金の正確性を担保できなくなるおそれがあること。
- ✓ 案③とした場合は、課金システム等が不要であること。

再給電の費用の見通しと、案②の導入に必要な課金システム費用の見積り額の比較（全国計）

	2027年度（単年）	10年間（2022～31年度）
再給電の費用	約1.5億円 ※値差2円の場合	左記の10倍 → 約15億円 左記の50倍 → 約75億円
課金システムの費用	約68億円～	

(参考) 広域系統整備委員会での議論状況 (オペレーション費用)

2-3. 費用負担スキーム見直しの方向性について オペレーション費用の負担

22

- ✓ N-1電制の実施に必要となる初期費用（電制装置設置にかかる費用）は、平常時での混雑管理を行う系統での系統整備の負担の考えに基づき一般負担としてはどうか。
- ✓ 一方、N-1電制に伴うオペレーション費用（電制された電源側に発生する代替電源調達費用等）は、混雑系統の発電事業者の負担が基本と考えられるが、具体的には今後の混雑管理の検討の中で整理していくとして、当面は一般負担としてはどうか。

【N-1電制に伴うオペレーション費用の負担】

- 国の第60回制度設計専門会合（2021年4月27日）において、系統混雑解消に要する費用は混雑系統の発電事業者の負担が合理的との考えが整理済み。N-1電制のオペレーションの負担も、系統混雑において必要となる費用であることを踏まえれば、同様に混雑系統の発電事業者の負担が基本と考えられる。
- しかしながら、現時点で混雑系統の発電事業者の負担とした場合、下記が懸念される。
- ✓ 先着優先ルールが当面残っている現状で、混雑系統の全ての発電事業者を公平に取扱うことは難しく、また、制度移行の過渡期における発電事業者の新たな特定負担は、今後の制度見直しの支障となり得る。
- ✓ N-1電制のオペレーション費用のみ独自の考えで適用を開始することによって、今後の混雑管理の制度設計に影響を与えてしまう可能性がある。
- よって、P23に整理のとおり、N-1電制本格適用をすみやかに開始する前提においては、事故頻度やローカル系統の混雑状況、さらには発電事業者の負担とした場合の今後の制度変更への影響も考慮し、当面の間の対応として、N-1電制のオペレーション費用は一般負担とすることが適当と考える。
- なお、今後の混雑管理の制度設計の中では、混雑系統への電源立地抑制や発電事業者間の負担の公平性などの観点も踏まえ具体的な検討が進められると考えられる。N-1電制のオペレーション費用の負担についても、混雑系統の発電事業者の負担を基本として、混雑管理の制度設計の全体の中で合理的に検討・構築することが期待される。

(参考) 広域系統整備委員会での議論状況 (オペレーション費用の試算)

(参考) オペレーション費用の試算

24

- 設備事故実績や、標準単価に関するアンケート結果に基づき、オペレーション費用を試算。
- 混雑前提の設備形成への移行に伴う設備の混雑見通し次第ではあるものの、かなり保守的な条件で試算した場合でも、全国で年間あたり1億円～数億円規模との想定。

<条件>

現存する275kV以下の全ての送電線でN-1電制が実施済み、全ての送電設備で一律の利用率を想定

注) 全送電線を電制適用として、それらが一律に同様の電制滞在時間との条件下での試算のため、実際に想定される値より大きめの結果と考えられる

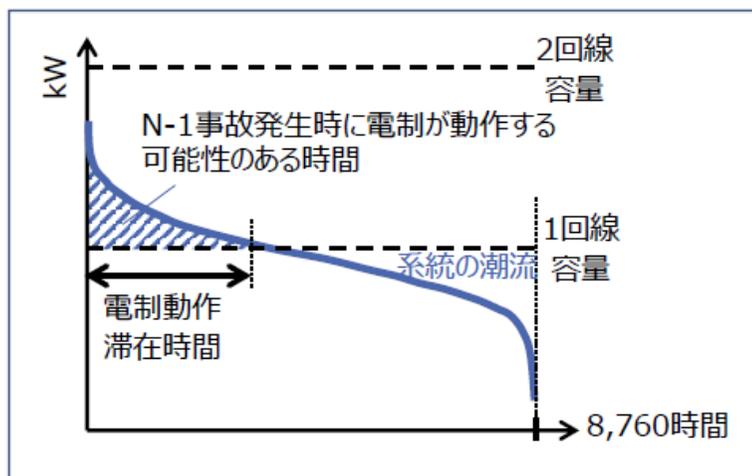
<試算>

下記により、想定されるオペレーション費用を試算 (エリア毎・電圧階級毎に試算したものを合算)

標準値のアンケート結果から、各電圧階級毎に代表的発電機を選定し、オペレーション費用を想定

全送電設備巨長 × 巨長あたりのN-1永久事故発生確率 × 年間あたりの電制滞在時間 × 代表的発電機のオペレーション費用

約0.0007～0.0021(回/km)



全ローカル送電線において、1回線容量を超える時間が
年間800時間程度
⇒ 全国で年間あたり1億円程度のオペレーション費用
年間4,000時間程度
⇒ 全国で年間あたり6億円程度のオペレーション費用

(参考) 第56回広域系統整備委員会 (2021年11月12日) での議論状況

- N-1電制本格適用の費用負担の在り方に関する提案に対し、委員・オブザーバからは異論はなかった。
- 一方で、今回のオペレーション費用の措置はあくまで「当面」のものであり、将来のオペレーション費用の負担について、今後の系統混雑に関する全体の制度設計の中で、しっかり検討することを求める意見があった。

(オペレーションの費用を当面一般負担とすることに関する意見)

- 今回の見直しは、既得権益を発生させるのではなく、本格的な料金の体系はこれから整理されていくことを前提として行うものであり、未来永劫、混雑系統に接続したとしても料金面で損はしないというようなメッセージは出さないでいただきたい。(委員)
- 今後、混雑管理のあるべき整理をしていくまでの間の「当面」という意味合いだと理解しているので、「当面」が取れて、一般負担だけが先行していき、今後の議論に制約を与えることが無いようにしていただきたい。(オブザーバ)

(将来のオペレーション費用の負担に関する意見)

- N-1電制による容量の増加が、費用便益面から社会的に望ましいのであれば、オペレーション費用についても当面ではなく、寧ろ一般負担の方が本当の姿だという考え方もあるのではないか。(委員)
- N-1電制は社会便益が電制導入費用を上回ることが導入の前提であり、系統増強と同等と認識している。系統増強の受益者を社会全体と考えれば、同じ社会便益をもとに導入されるN-1電制の受益者を混雑系統の発電事業者とすることは、考え方に不整合が生じているのではないか。(オブザーバ)