

日本版コネクト&マネージにおける ノンファーム型接続の取組

2024年9月18日

資源エネルギー庁

本日の御議論

- これまで、再エネの円滑な系統接続のために既存系統を効率的に活用すべく、平常時における系統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の導入を進めてきた。
- まずは、2021年1月より空き容量の無い基幹系統において、ノンファーム型接続の受付を開始した。また、基幹系統より下位のローカル系統においても、2023年4月よりノンファーム型接続の受付を開始した。さらに、系統混雑時において、再エネが優先的に系統を利用できるよう、出力制御の仕組みを整理した。
- 2024年6月末までに、ノンファーム型接続による契約申込みは約1,900万kW、その前段階の接続検討が約1億3,400万kWとなるなど、系統混雑が想定される場合にあっては、再エネ等の円滑な接続が進んできた。
- こうした状況を踏まえ、本日は、系統制約による自然変動電源の出力制御の中長期見通しをお示ししつつ、今後の対応策について、御議論頂きたい。

- 1. 系統混雑に関する中長期見通し**
- 2. 系統制約による自然変動電源の
出力制御への対応策**

- 1. 系統混雑に関する中長期見通し**
2. 系統制約による自然変動電源の
出力制御への対応策

系統混雑に関する中長期見通しについて

- 発電事業者が事業収益性を適切に評価するためには、系統混雑による出力制御の予見可能性を高めることが重要である。
- 第49回系統WG（2023年12月6日）において、電力広域機関の委員会での混雑想定と前提条件等を統一化し、整合的かつ効率的に系統混雑に関する見通しを算出することとした。
- 第83回広域系統整備委員会（2024年9月10日）において、系統混雑に関する中長期見通しの算出結果が示されたところ、本審議会では系統制約による自然変動電源（太陽光・風力）の出力制御の算出結果について報告する。

(参考) 系統混雑に関する中長期見通しの算出方針

(出所) 系統ワーキンググループ (第49回) 資料2
(2023年12月6日)

系統混雑に関する中長期見通しの算出方針

- 前回 (10/16) の系統WGでは、系統制約による自然変動電源の出力制御の短期見通しを算出したが、事業者の予見性確保のためには、中長期の見通しも重要である。
- この点、系統混雑に関する見通しとして、電力広域機関の委員会において供給信頼度評価を目的に、代表断面における将来 (5年度先) の系統混雑想定を公表している。
- 今後、系統制約による自然変動電源等の出力制御の中長期見通しを算出するにあたって、電力広域機関の委員会での混雑想定と前提条件等を統一化し、整合的かつ効率的に系統混雑に関する見通しを算出することを検討してはどうか。

(参考) 系統混雑に関する中長期見通しの算出方法

(出所) 系統ワーキンググループ (第50回) 資料2
(2024年3月11日)

系統混雑に関する中長期見通しの算出方法

- 第48回系統WG (2023年10月16日) で示した系統制約による自然変動電源の出力制御の短期見通しでは、「短期間かつ簡易に試算できる方法」により、同電源の出力制御量を算定した。
- 系統混雑に関する中長期見通しにおいて算出対象とする将来断面では、**系統増強等による系統構成の変化が生じ、潮流実績が存在しない場合がある**。また、実際に系統混雑による出力制御が発生した以降には、出力制御後の潮流実績をベースとした算出となるため、**短期間かつ簡易に試算できる方法では算出精度が低くなるおそれがある**。
- 以上より、系統混雑に関する中長期見通しでは、基幹系統およびローカル系統について、それぞれ以下の方法で8,760hの混雑想定を算出することとしてはどうか。
 - **基幹系統**：全国大のメルिटオーダーシミュレーションを実施し、その結果を基に混雑を想定する方法
 - **ローカル系統**：需要・発電出力の積み上げで混雑を想定する方法
- なお、今回算出する混雑想定は、“需給バランス制約を考慮した後の想定”となるため、場合によっては、**過小評価となる可能性があることに留意が必要**である。

(参考) 基幹系統の算出方法のイメージ

(出所) 系統ワーキンググループ (第50回) 資料2
(2024年3月11日)

(参考) 基幹系統の算出方法のイメージ

- 基幹系統においては、下図のような全国大のメルिटオーダーシミュレーションを実施可能なツールを用いて、算出された結果を基に混雑を想定する。

1. 費用便益評価手法

(2-1) メリットオーダーシミュレーションツールの概要

5

- 一定の前提条件のもと、8,760時間の系統状況を想定。
 - 系統制約のもと起動費を含む総発電コスト（燃料費+CO2対策コスト）が最小になる発電計画を作成
 - 各種運用制約条件等を考慮しつつ、週間単位で繰り返し計算

一般送配電事業者から受領した系統解析用データを流用し、系統モデルを構築

【入力データ】

- ・需要
- ・再エネ出力
- ・電源（種別、出力、制約）
- ・系統データ（系統構成、インピーダンス、運用容量）等



下記を満たすように8,760h断面において広域メルिटオーダーシミュレーションを実施

【出力データ】 8,760h

- ・連系線、地内送電線潮流（制約あり／なし）
- ・各電源の出力
- ・総発電量、総発電コスト
- ・再エネ抑制量 等

- 目的関数 : 起動費を含む総発電コストが最小
制約（条件） : ① 地内送電線・連系線・変圧器運用容量
② 発電機最大・最小出力、DSS
③ 調整力確保
④ 揚水池容量制約
⑤ 経済揚水(週単位) 等

※入力データ・出力データ・目的関数・制約等に変更が生じる可能性あり

(出所) 電力広域的運用推進機関 広域系統長期方針（広域連系系統のマスタープラン）＜別冊（資料編）＞より抜粋

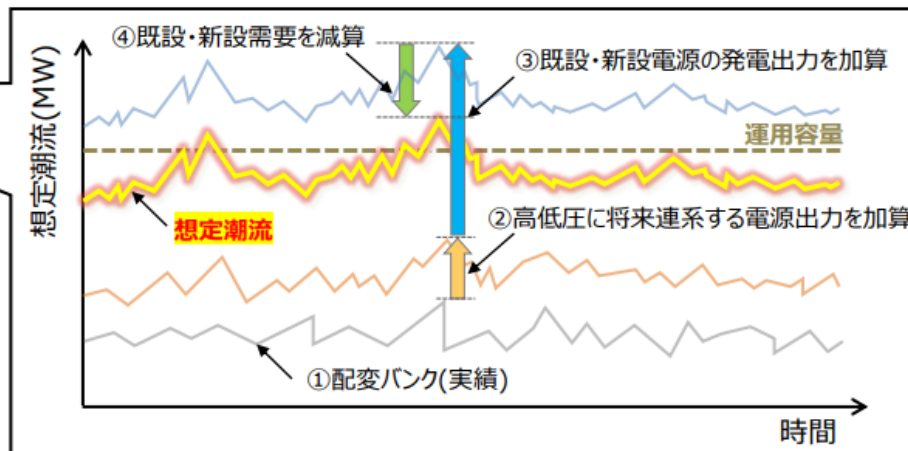
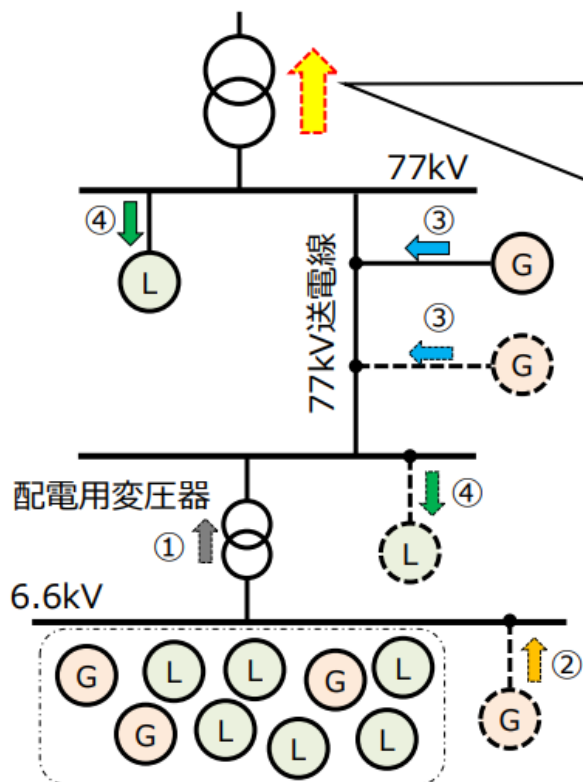
(参考) ローカルシステムの算出方法のイメージ

(出所) 系統ワーキンググループ (第50回) 資料2
(2024年3月11日)

(参考) ローカルシステムにおける混雑想定算出方法

- ローカルシステムにおいては、既設・新設の需要や発電出力の積み上げで混雑を想定し、算出された結果を基に混雑を想定する。

【需要・発電出力の積み上げのイメージ】



電圧階級	電源		需要	
	既設	新設	既設	新設
特別高圧	導入量×利用率 (③)		需要実績 (④)	類似需要等 の実績 (④)
高圧	配変の 実績潮流 (①)	導入量 ×利用率 (②)	配変の 実績潮流 (①)	—

(参考) 系統混雑に関する中長期見通しの前提条件

(出所) 系統ワーキンググループ (第50回) 資料2
(2024年3月11日)

系統混雑に関する中長期見通しの前提条件

- 中長期見通しの前提条件について、以下のように設定してはどうか。また、この他どのような項目を考慮すべきか。
 - 算出対象年度：新規電源や系統増強の状況等の蓋然性を考慮し、かつ、電力広域機関の委員会での系統混雑想定の対象年度（5年度先）と統一化することで効率的な算定が可能となることも踏まえ、5年度先を対象とする。
 - 新規電源：算出時点以降の電源導入量は、算出対象年度末までに運用開始が想定される電源の導入量を反映することを基本としつつ、特定が困難な場合等は過去実績等を用いて将来的な導入量を想定※する。
※具体的には、過去3年間の高低圧電源の導入実績の平均値等を用いて対象年度末までの導入量を想定。
 - 新規需要：算出対象年度に想定される需要を反映することを基本としつつ、算出対象年度末までに運用開始が予定されている特別高圧の需要家（データセンターや半導体工場など）も考慮する。
 - 太陽光・風力の設備利用率：過去の出力実績を用いてエリア毎に設備利用率を想定する。

系統混雑に関する中長期見通し算出結果（まとめ）

- 系統制約による自然変動電源の出力制御の中長期見通し（2029年度想定）の算出結果は、以下のとおり。
- 東地域での出力制御が多い傾向にあるが、需給バランス制約の出力制御量（2024年度短期見通し）に比べれば一部のエリアを除き系統制約による出力制御量は少ない結果となった。**

系統制約による自然変動電源の出力制御の中長期見通し（2029年度）の算出結果

エリア	混雑設備数	年間最大出力制御量 (MW)	年間総出力制御量 (MWh)	【参考】需給バランス制約 年間出力制御量 2024年度短期見通し(MWh)
北海道	19	174	17,896	2,700
東北	12	523	80,768	334,220
東京	2	41	1,284	—
中部	1	1	1	56,500
北陸	0	—	—	16,980
関西	2	4	12	165,000
中国	2	3	396	362,000
四国	1	1	1	212,200
九州	0	—	—	970,000
沖縄	0	—	—	306

(参考) 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 (第48回) 資料1 (2022年12月27日)

(参考) 出力制御ルール

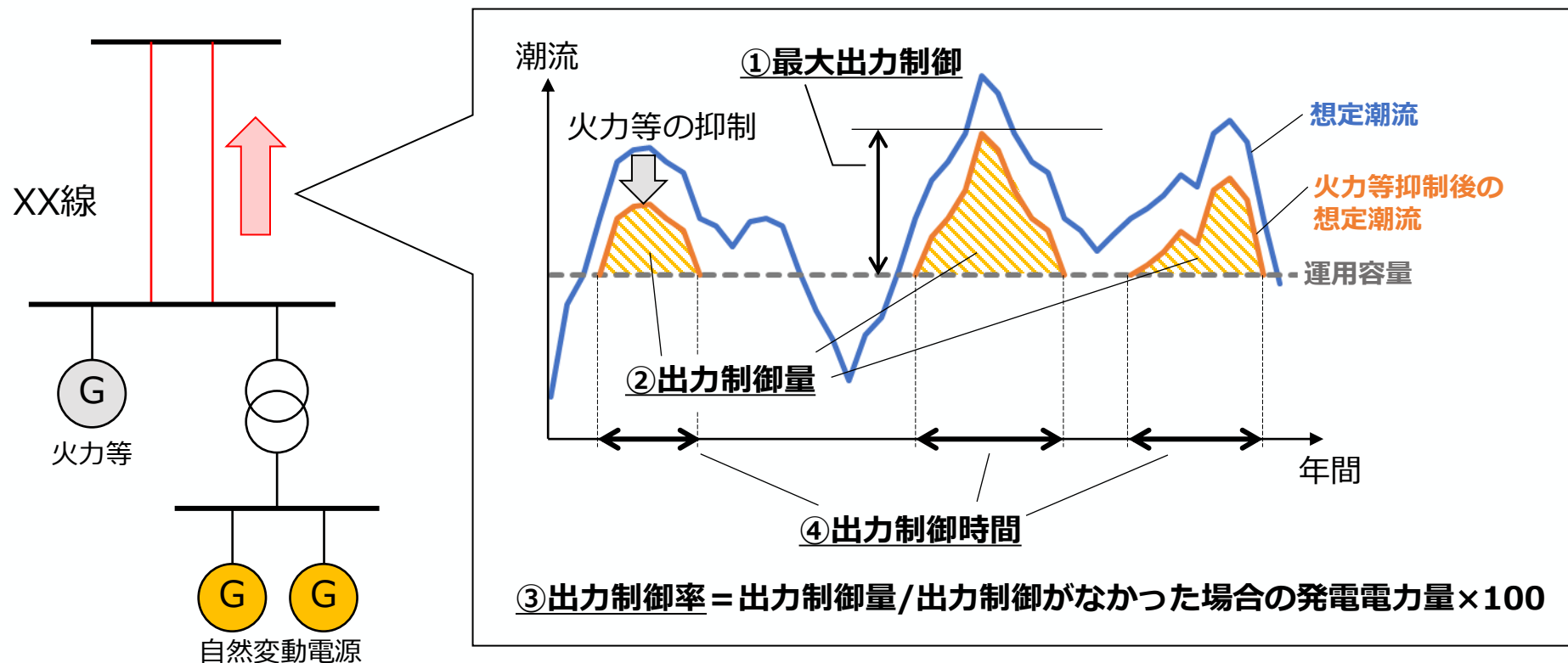
- 出力制御には、①エリア全体の需給バランスによるものと、②個別の送変電設備（基幹系統、ローカル系統）の容量によるものが存在。

	①需給バランス制約（需給制約）による出力制御	②送電容量制約（系統制約）による出力制御（基幹系統） （ローカル系統）
出力制御ルール	<u>出力制御ルール</u> 出力制御順 ①火力(石油、ガス、石炭)の出力制御、揚水の活用 ②他地域への送電（連系統） ③バイオマスの出力制御 ④太陽光、風力の出力制御 ⑤長期固定電源※（水力、原子力、地熱）の出力制御 ※出力制御が技術的に困難	再給電方式（一定の順序）の出力制御順に基づく一律制御（計画変更） 再給電方式（一定の順序） 出力制御順 ①調整力(火力等)(電源Ⅰ)、火力等(電源Ⅱ)の出力制御、揚水の揚水運転、貯蔵装置の充電 ②ノンファーム火力等(電源Ⅲ)の出力制御 ③ファーム火力等(電源Ⅳ)の出力制御 ④ノンファームバイオマス(専焼、地域資源(出力制御困難なものを除く))の出力制御 ⑤ノンファーム太陽光、風力の出力制御 ⑥その他のノンファーム電源※の出力制御 ※地域資源(出力制御困難なもの)及び長期固定電源
出力制御の発生イメージ		

(参考) 系統混雑に関する中長期見通しの報告項目

- 系統混雑に関する中長期見通しの算出結果として、以下の項目を報告する。

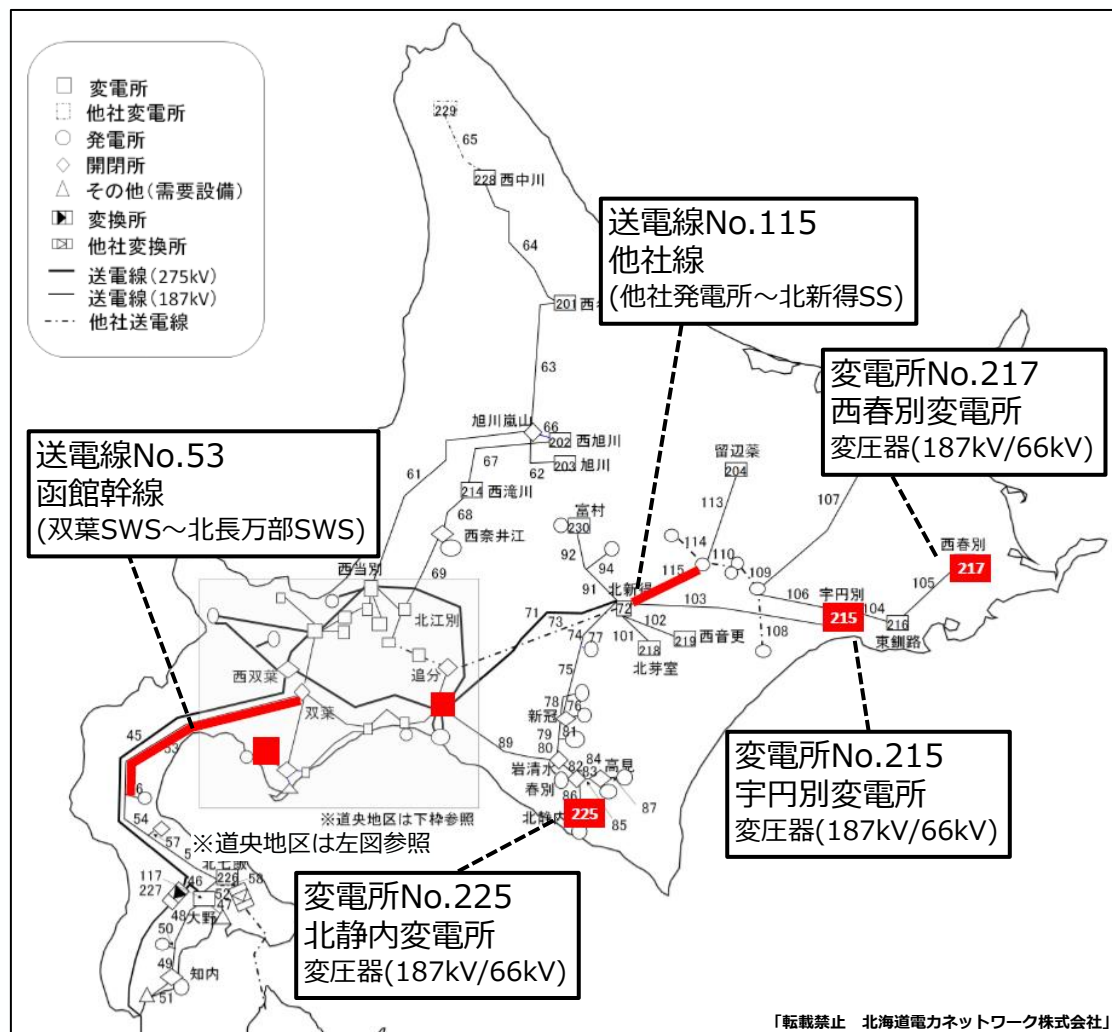
- ①最大出力制御：自然変動電源の出力制御の年間最大値（MW）
- ②出力制御量：自然変動電源の年間の出力制御量（MWh）
- ③出力制御率：自然変動電源の出力制御がなかった場合の発電電力量に占める出力制御量の割合（％）
- ④出力制御時間：年間の自然変動電源の出力制御が発生している時間（h）



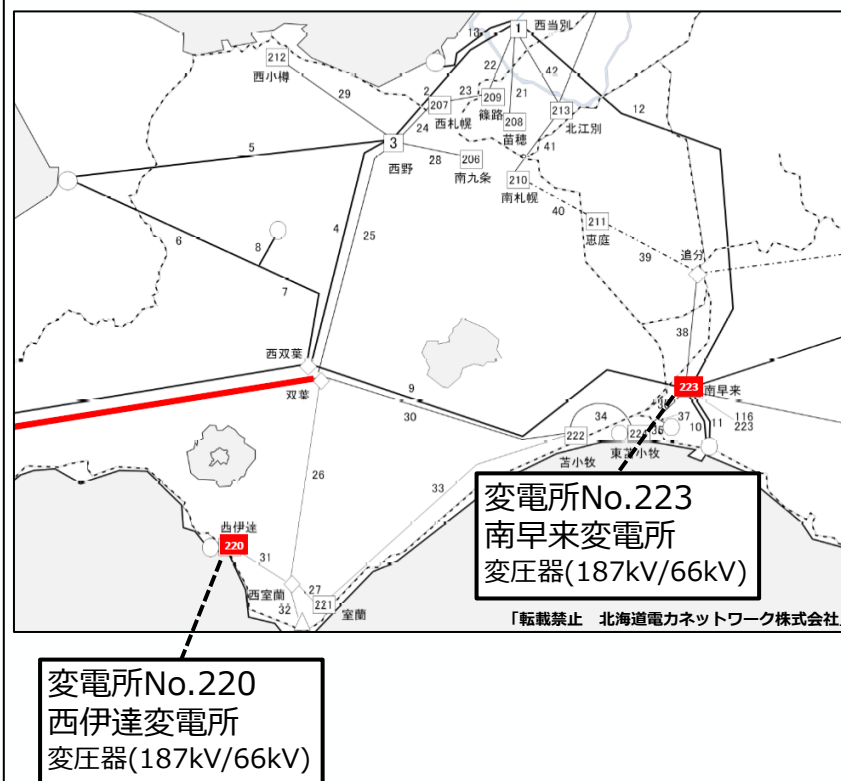
(参考) 中長期見通しの算出結果 <北海道 マップ①>

北海道エリア 187kV以上系統

— : 系統制約による自然変動電源の出力制御がある変電所・送電線

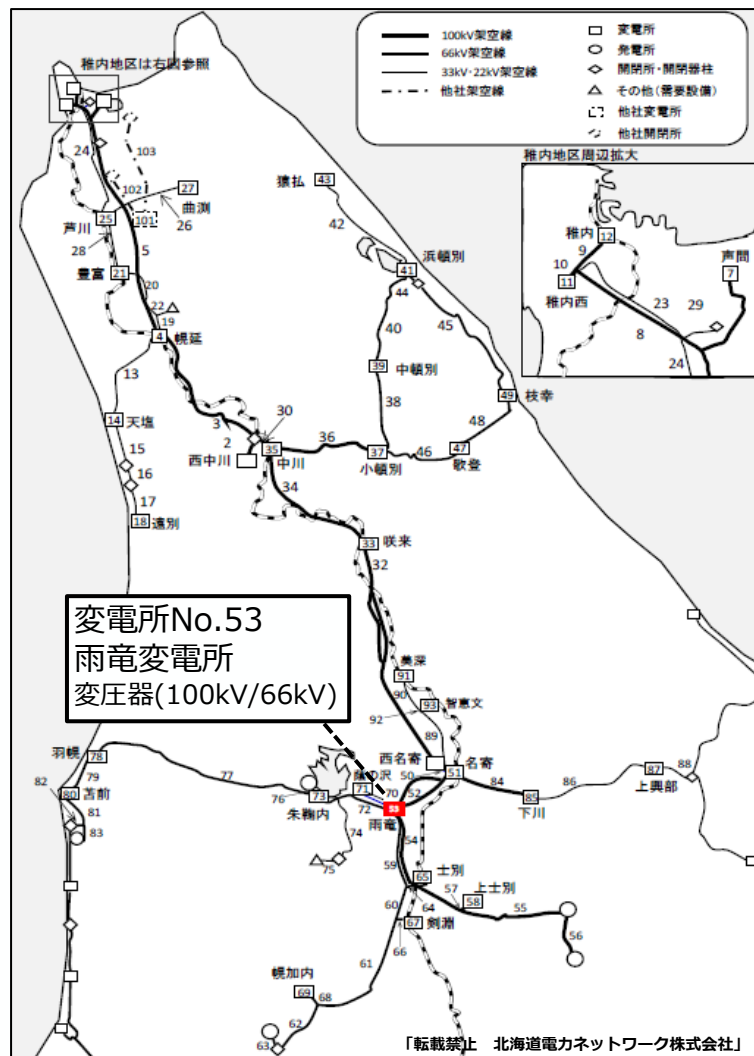


(※道央地区)

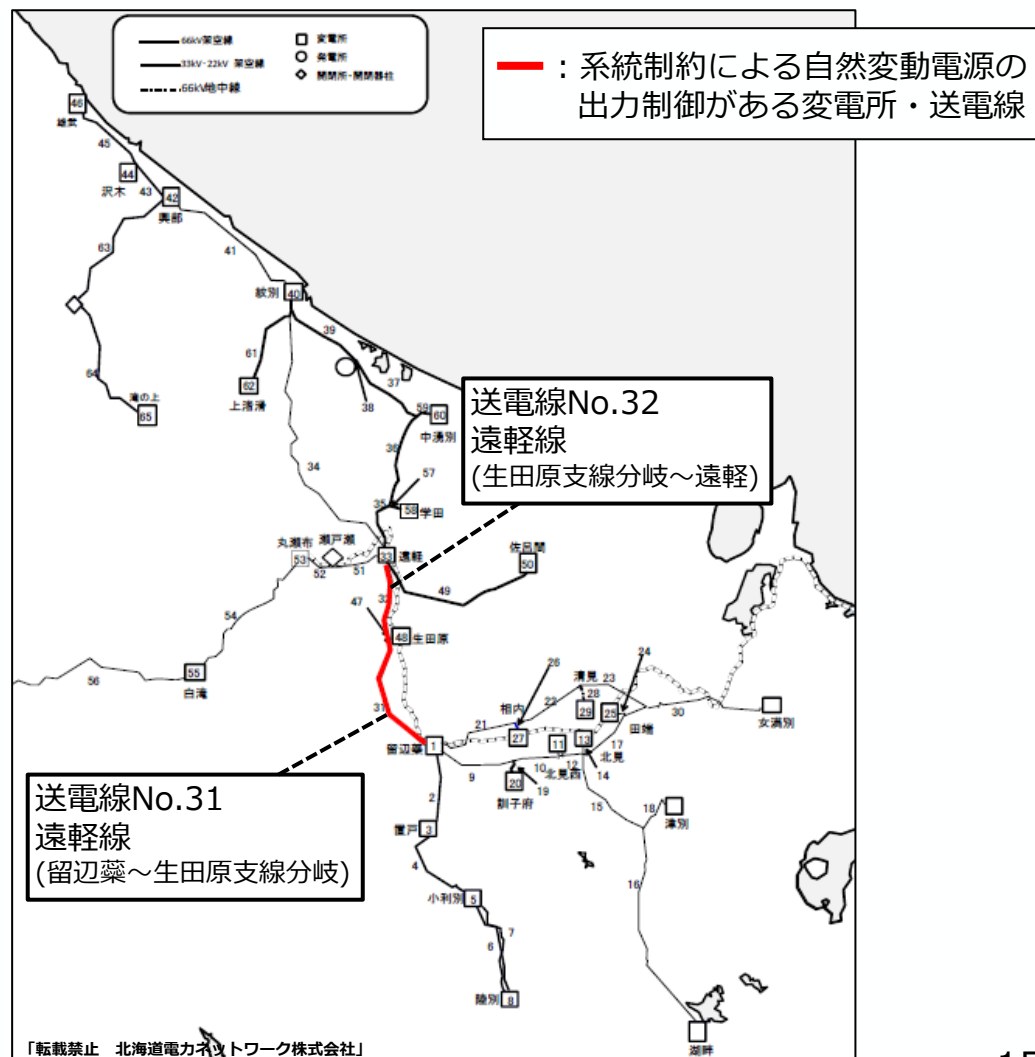


(参考) 中長期見通しの算出結果 <北海道 マップ②>

北海道エリア 110kV以下系統
(01 西中川・西名寄系統)

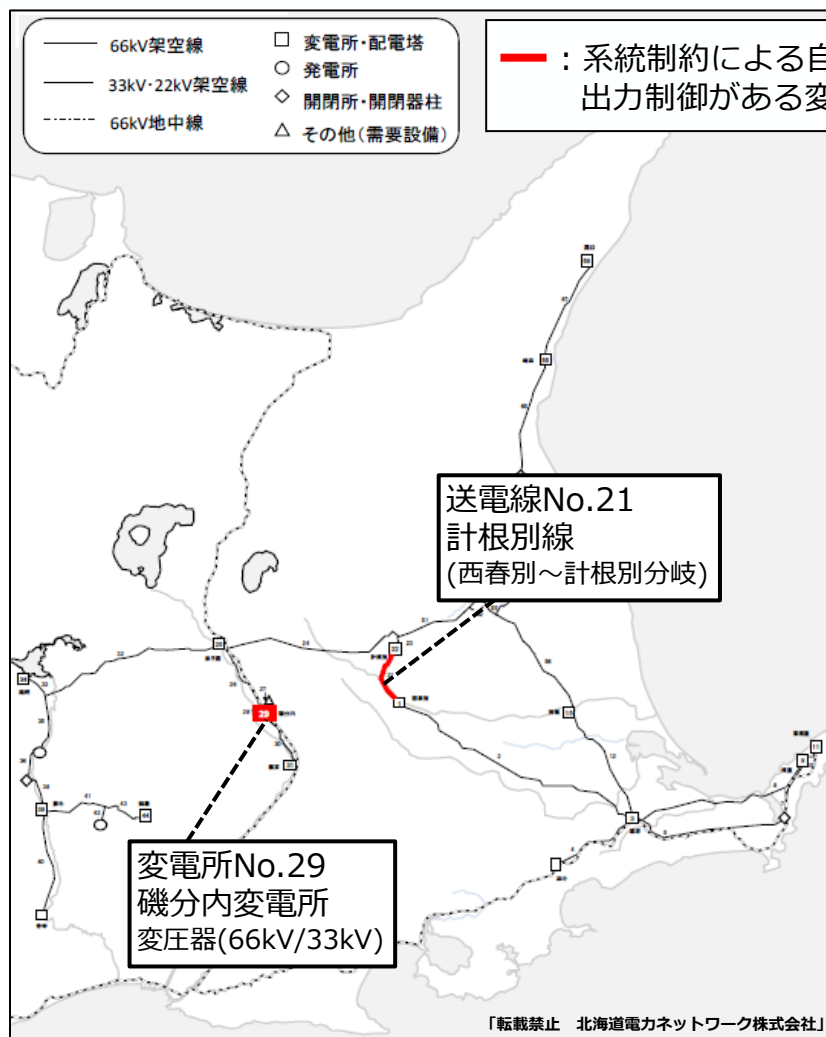


北海道エリア 110kV以下系統
(04 留辺蘂系統)

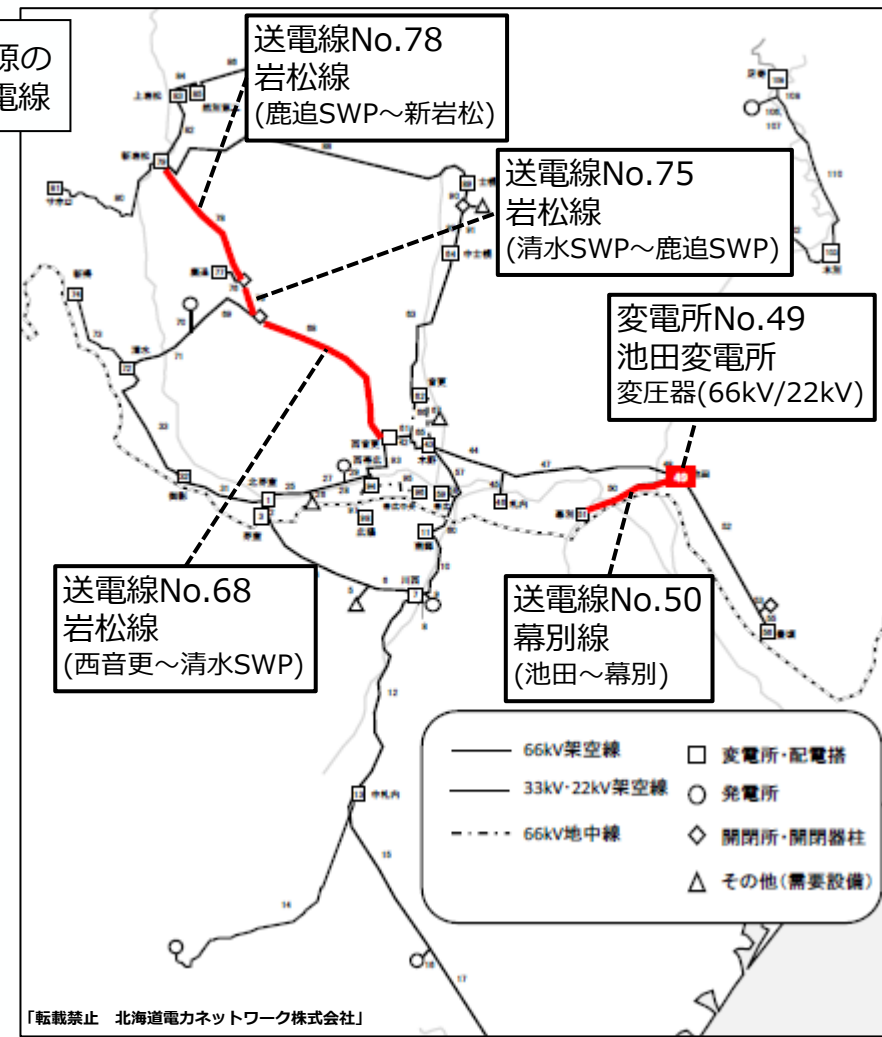


(参考) 中長期見通しの算出結果 <北海道 マップ③>

北海道エリア 110kV以下系統
(17 西春別系統)



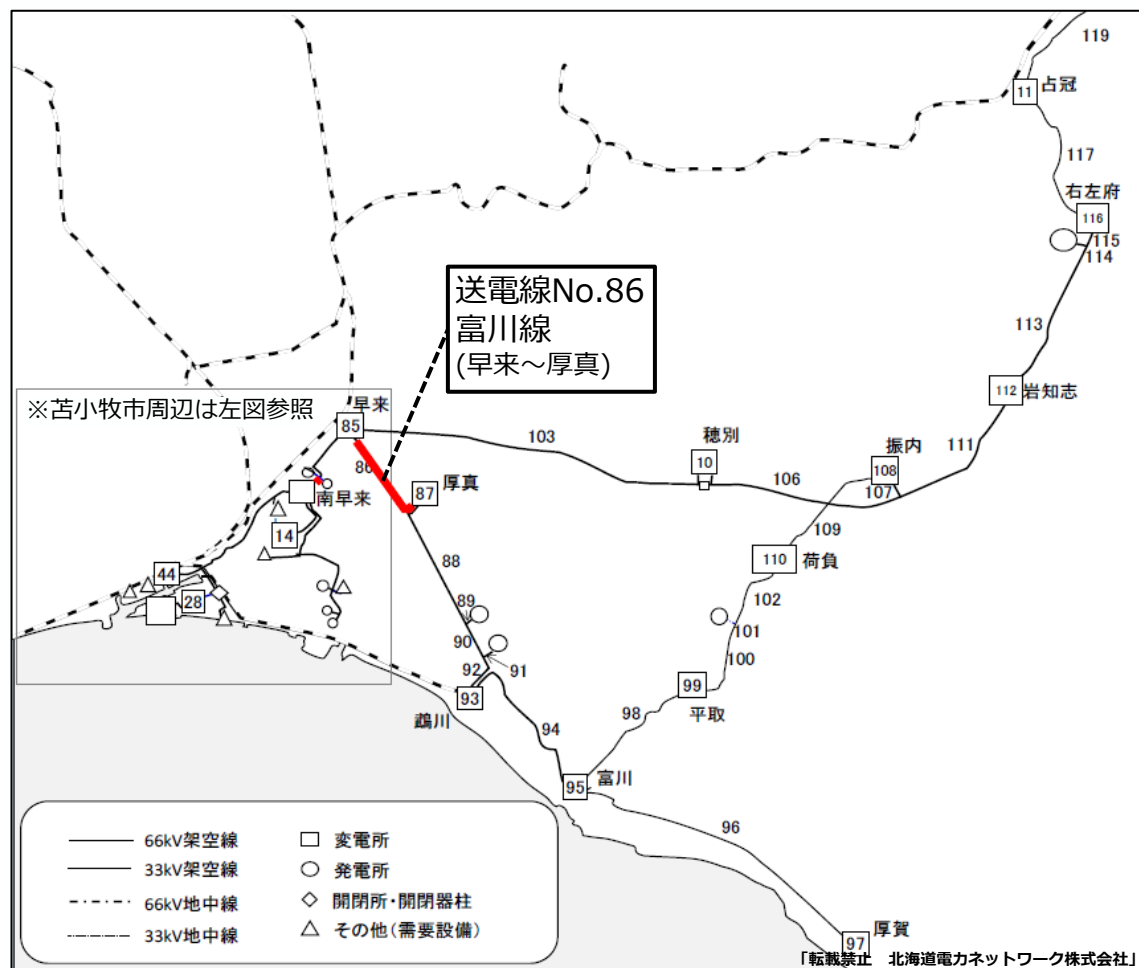
北海道エリア 110kV以下系統
(18 北芽室・西音更系統)



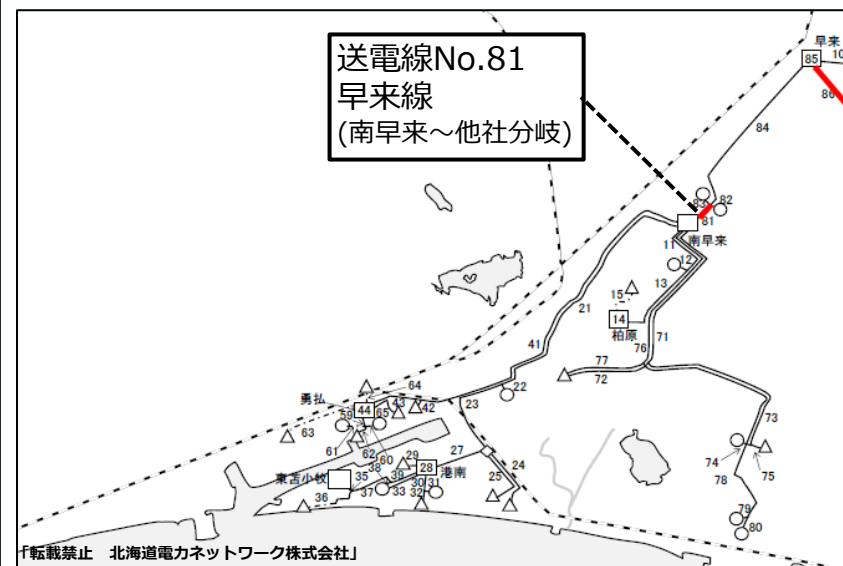
(参考) 中長期見通しの算出結果 <北海道 マップ④>

北海道エリア 110kV以下系統
(22 南早来・東苫小牧系統)

— : 系統制約による自然変動電源の出力制御がある変電所・送電線



(※苫小牧市周辺)



(参考) 中長期見通しの算出結果 <北海道 設備一覧①>

北海道エリア 対象設備一覧①

エリア	系統種別	設備種別	設備No	設備名	電圧(kV)	電源種別	最大出力制御(MW)	出力制御量(MWh)	出力制御率(%)	出力制御時間(h)
北海道	基幹	変電所	215	宇円別	187/66	PV	2	12	0.018	13
						WF	—	—	—	—
北海道	基幹	変電所	217	西春別	187/66	PV	35	2,098	2.038	173
						WF	0.1	3	0.416	173
北海道	基幹	変電所	220	西伊達	187/66	PV	1	1	0.002	2
						WF	—	—	—	—
北海道	基幹	変電所	223	南早来	187/66	PV	24	228	0.382	21
						WF	—	—	—	—
北海道	基幹	変電所	225	北静内	187/66	PV	27	1,224	2.936	143
						WF	—	—	—	—
北海道	ローカル	変電所	53	雨竜	100/66	PV	2	10	0.051	8
						WF	0.1	0.3	0.024	8
北海道	ローカル	変電所	29	磯分内	66/33	PV	0.4	2	0.114	15
						WF	—	—	—	—
北海道	ローカル	変電所	49	池田	66/22	PV	1	2	0.021	5
						WF	—	—	—	—

(参考) 中長期見通しの算出結果 <北海道 設備一覧②>

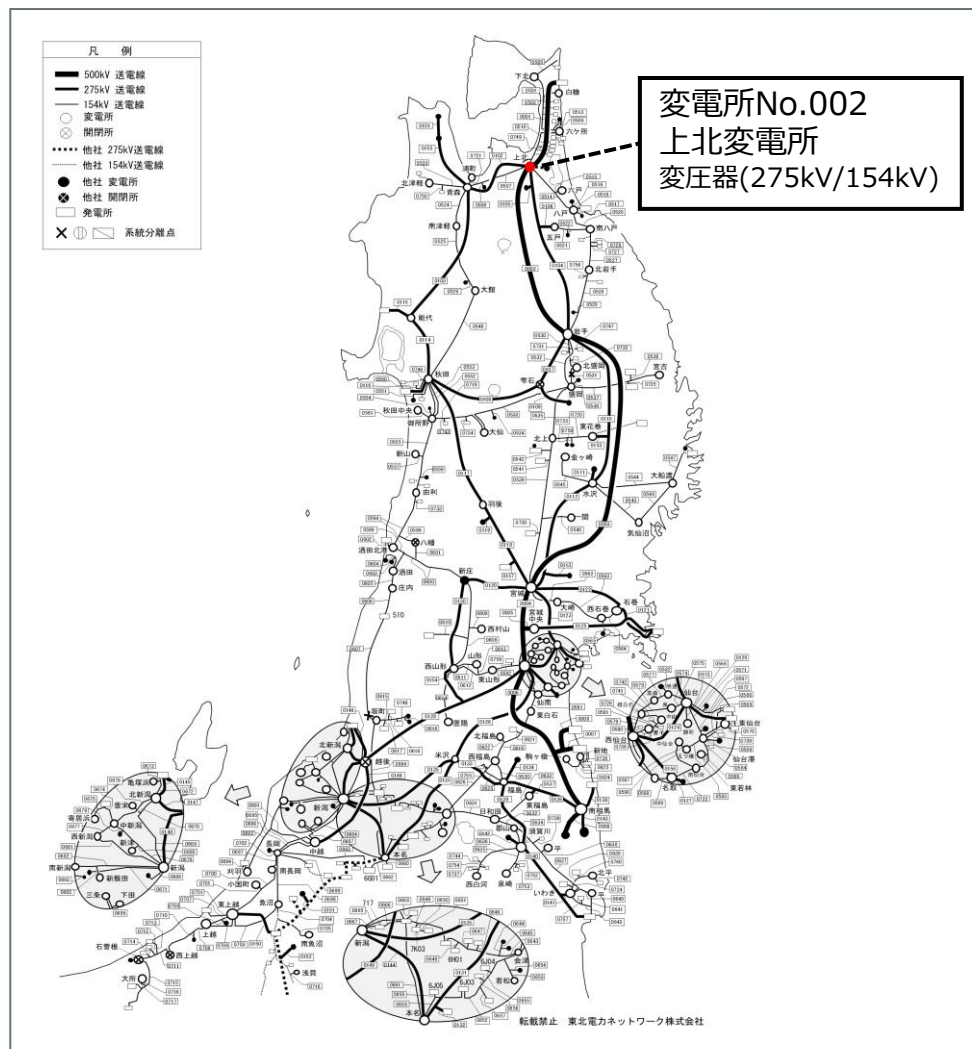
北海道エリア 対象設備一覧②

エリア	系統種別	設備種別	設備No	設備名	電圧(kV)	電源種別	最大出力制御(MW)	出力制御量(MWh)	出力制御率(%)	出力制御時間(h)
北海道	基幹	送電線	53	函館幹線 (双葉～北長万部)	187	PV	9	254	1.571	116
						WF	58	3,407	0.572	158
北海道	基幹	送電線	115	他社線	187	PV	155	6,098	2.230	117
						WF	—	—	—	—
北海道	ローカル	送電線	31	遠軽線 (留辺蘂～生田原支線分岐)	66	PV	3	76	0.323	37
						WF	—	—	—	—
北海道	ローカル	送電線	32	遠軽線 (生田原支線分岐～遠軽)	66	PV	7	51	0.250	19
						WF	—	—	—	—
北海道	ローカル	送電線	21	計根別線 (西春別～計根別分岐)	66	PV	7	46	0.065	15
						WF	—	—	—	—
北海道	ローカル	送電線	50	幕別線 (池田～幕別)	66	PV	1	14	0.158	23
						WF	—	—	—	—
北海道	ローカル	送電線	68	岩松線 (西音更～清水開閉器柱)	66	PV	11	2,121	10.972	629
						WF	—	—	—	—
北海道	ローカル	送電線	75	岩松線 (清水開閉器柱～鹿追開閉器柱)	66	PV	1	4	0.035	10
						WF	—	—	—	—
北海道	ローカル	送電線	78	岩松線 (鹿追開閉器柱～新岩松)	66	PV	8	1,659	13.068	542
						WF	—	—	—	—
北海道	ローカル	送電線	81	早来線 (南早来～他社分岐)	66	PV	22	504	1.308	51
						WF	—	—	—	—
北海道	ローカル	送電線	86	富川線 (早来～厚真)	66	PV	6	82	0.679	42
						WF	—	—	—	—

(参考) 中長期見通しの算出結果 <東北 マップ①>

東北エリア 154kV以上系統

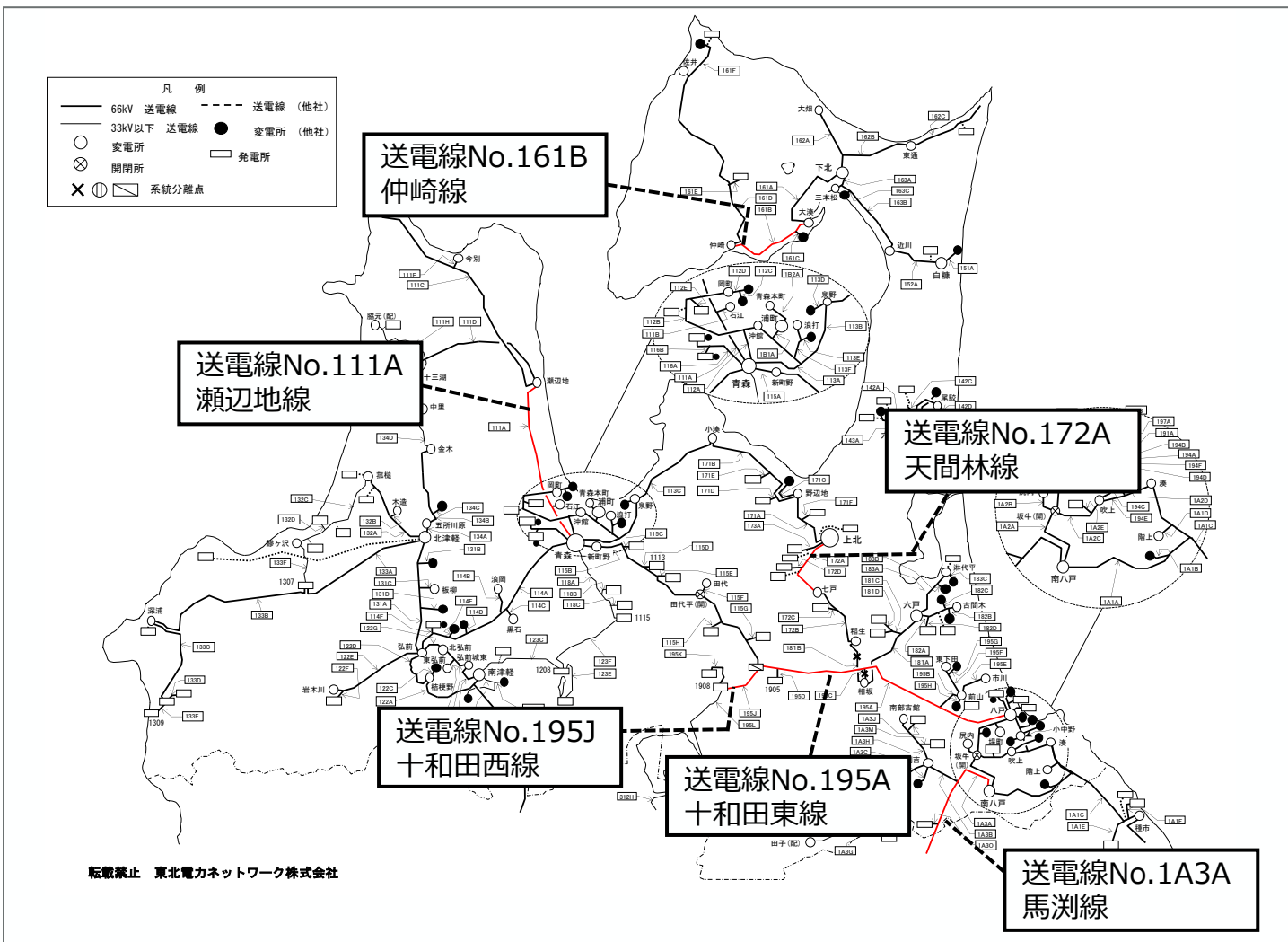
— : 系統制約による自然変動電源の出力制御がある変電所・送電線



(参考) 中長期見通しの算出結果<東北 マップ②>

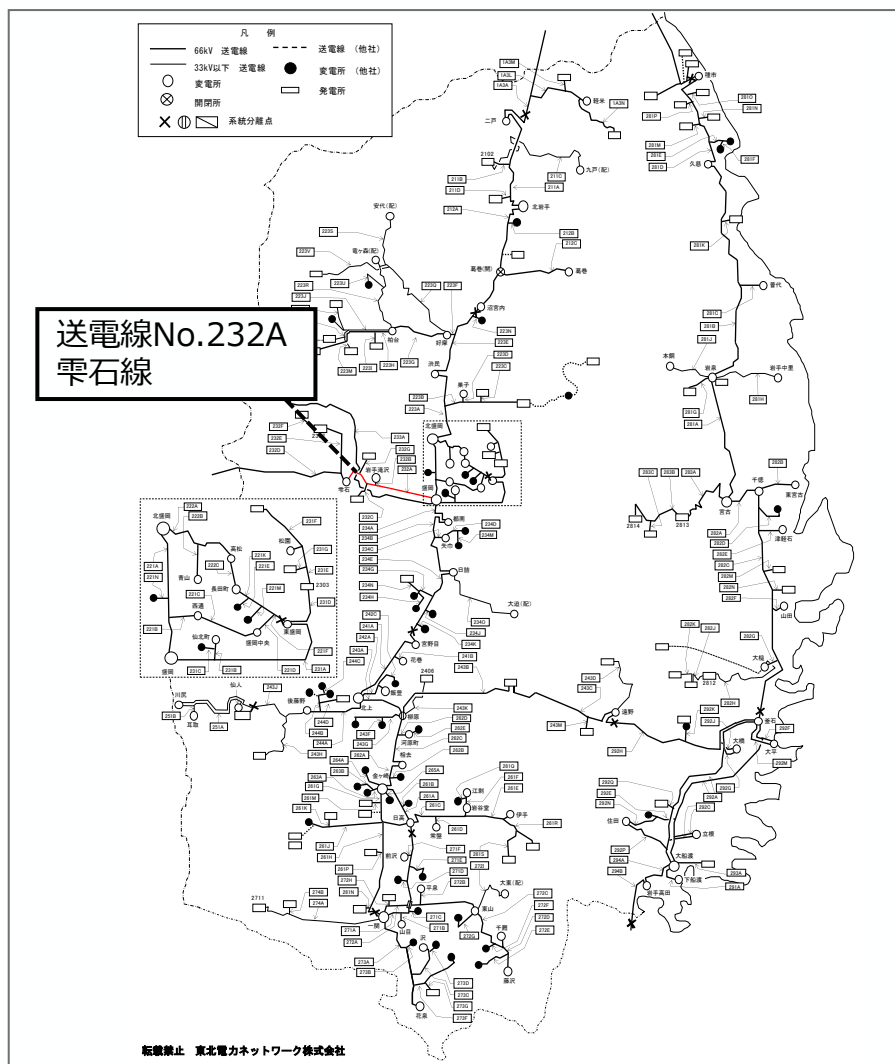
東北エリア 66kV以下系統 (青森県)

— : 系統制約による自然変動電源の出力制御がある変電所・送電線

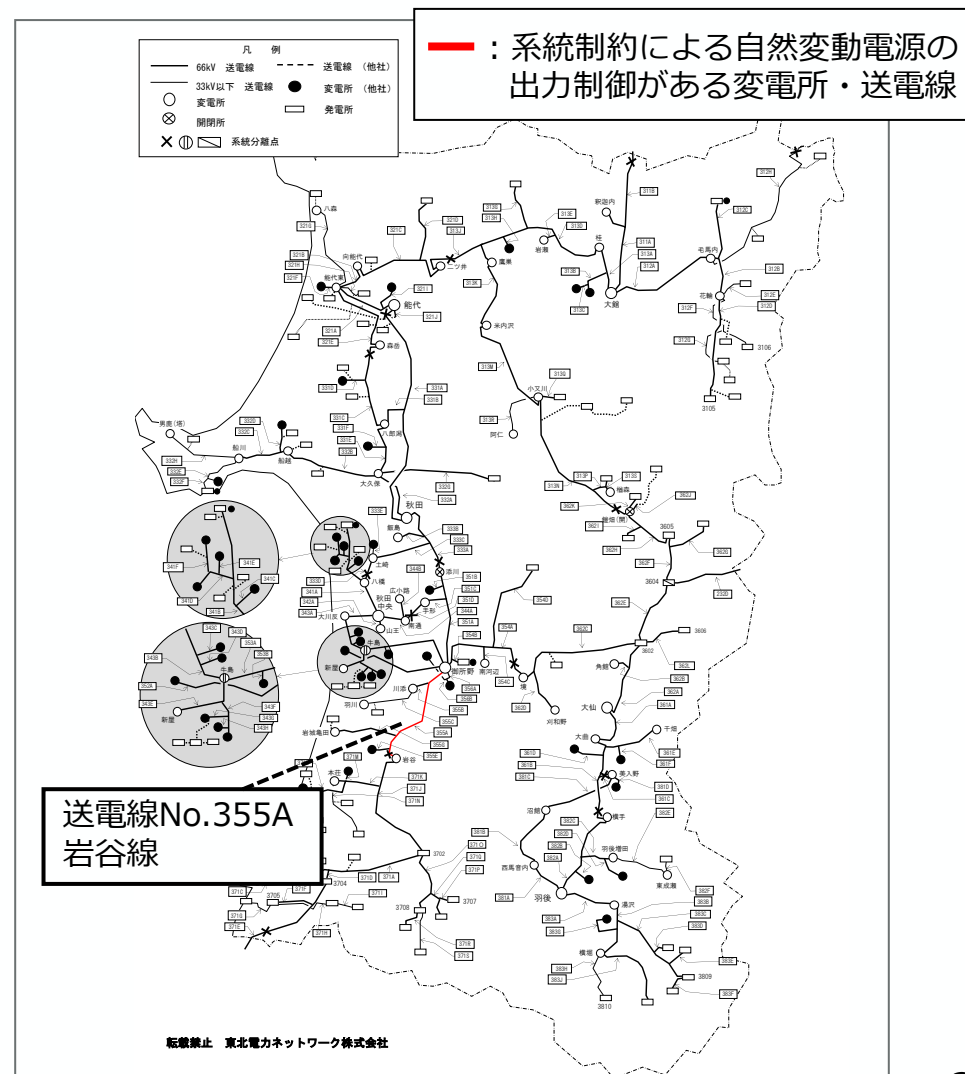


(参考) 中長期見通しの算出結果<東北 マップ③>

東北エリア 66kV以下系統 (岩手県)



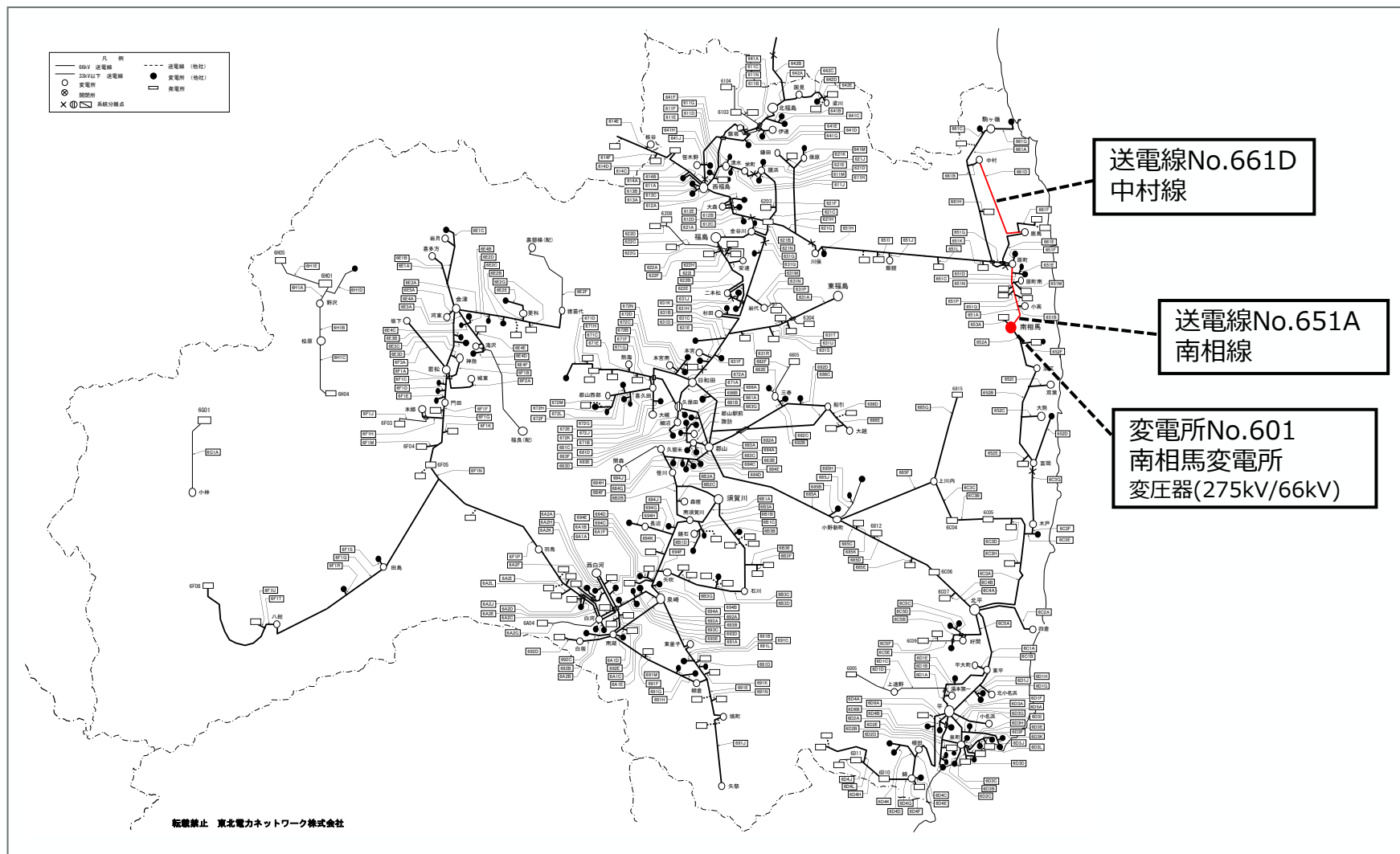
東北エリア 66kV以下系統 (秋田県)



(参考) 中長期見通しの算出結果<東北 マップ④>

東北エリア 66kV以下系統 (福島県)

— : 系統制約による自然変動電源の出力制御がある変電所・送電線



(参考) 中長期見通しの算出結果 <東北 設備一覧>

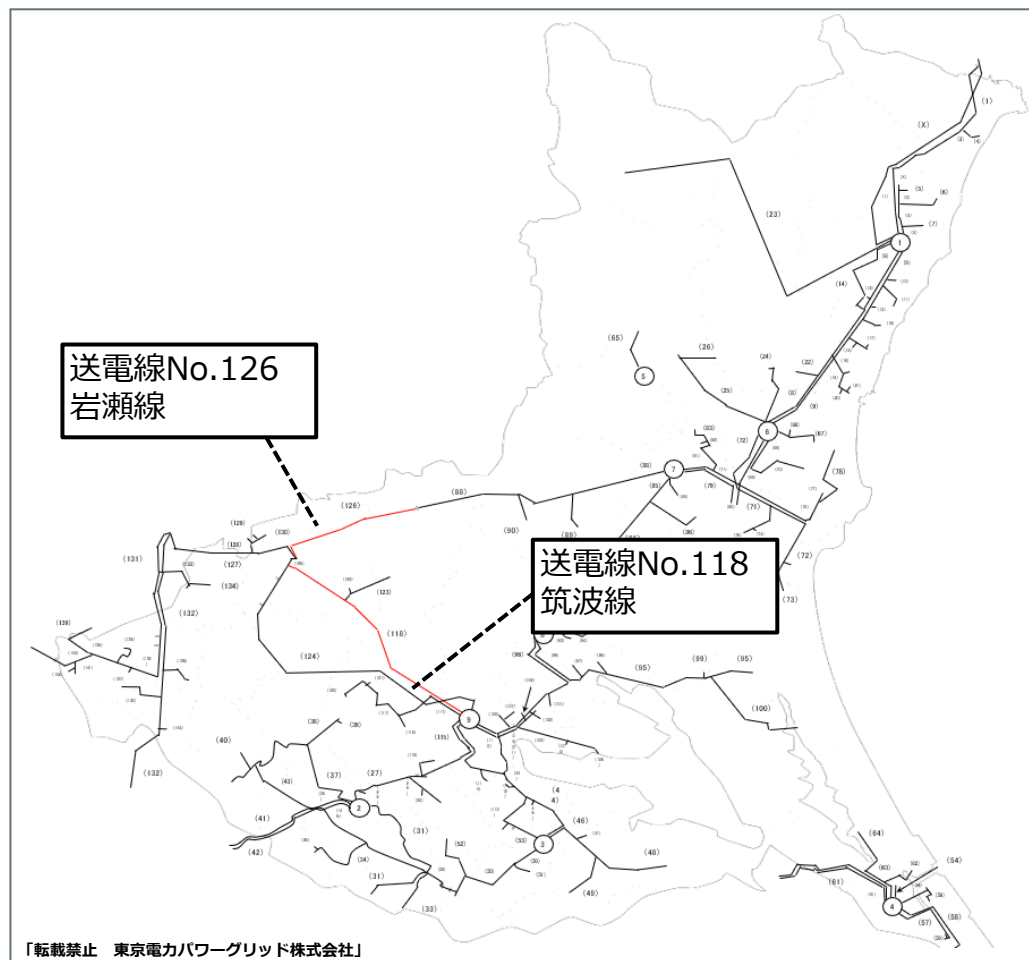
東北エリア 対象設備一覧

エリア	系統種別	設備種別	設備No	設備名	電圧(kV)	電源種別	最大出力制御(MW)	出力制御量(MWh)	出力制御率(%)	出力制御時間(h)
東北	基幹	変電所	002	上北	275/154	PV	91	7,909	5.263	281
						WF	455	54,144	3.451	283
東北	基幹	変電所	601	南相馬	275/66	PV	14	506	1.247	87
						WF	12	310	0.462	87
東北	ローカル	送電線	111A	瀬辺地線	66	PV	11	382	1.006	188
						WF	16	2,256	2.511	396
東北	ローカル	送電線	161B	仲崎線	66	PV	2	202	2.184	424
						WF	14	3,518	3.730	720
東北	ローカル	送電線	172A	天間林線	66	PV	6	36	0.239	18
						WF	—	—	—	—
東北	ローカル	送電線	195A	十和田東線	66	PV	10	250	0.645	71
						WF	17	340	0.248	71
東北	ローカル	送電線	195J	十和田西線	66	PV	—	—	—	—
						WF	32	10,386	7.590	1,050
東北	ローカル	送電線	1A3A	馬淵線	66	PV	2	35	0.434	80
						WF	11	228	0.199	81
東北	ローカル	送電線	232A	雫石線	66	PV	0.02	0.02	0.001※	1
						WF	—	—	—	—
東北	ローカル	送電線	355A	岩谷線	66	PV	0.01	0.02	0.015	2
						WF	3	15	0.011	12
東北	ローカル	送電線	551A	南相線	66	PV	14	244	0.790	45
						WF	—	—	—	—
東北	ローカル	送電線	561D	中村線	66	PV	3	9	0.120	6
						WF	—	—	—	—

(参考) 中長期見通しの算出結果<東京 マップ>

東京エリア 154kV以下系統 (茨城県)

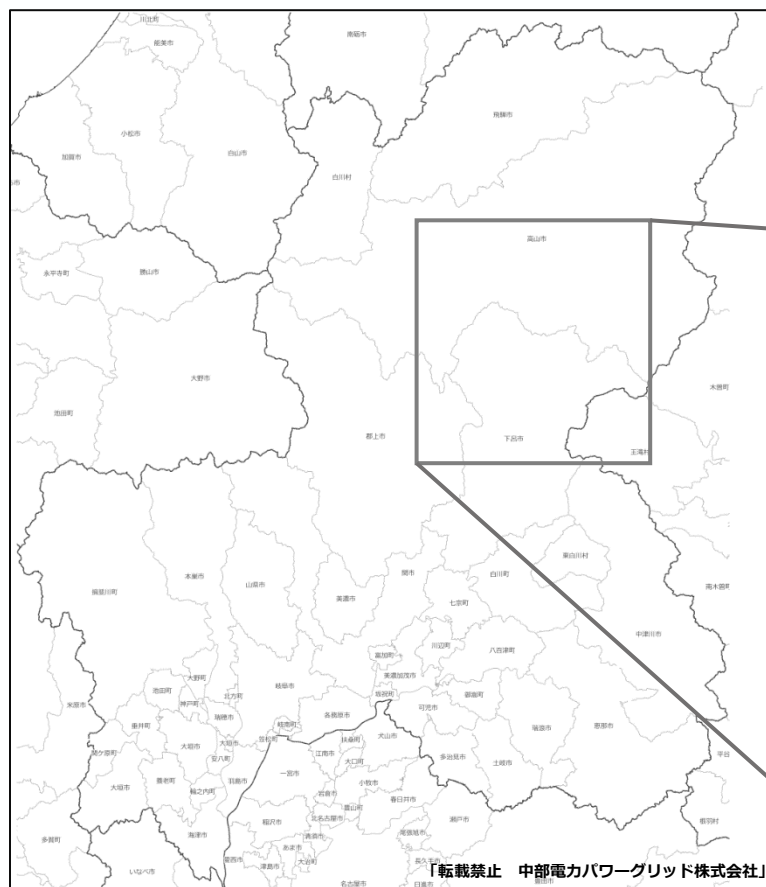
— : 系統制約による自然変動電源の出力制御がある変電所・送電線



(参考) 中長期見通しの算出結果<中部 マップ>

中部エリア 154kV以下系統 (岐阜県)

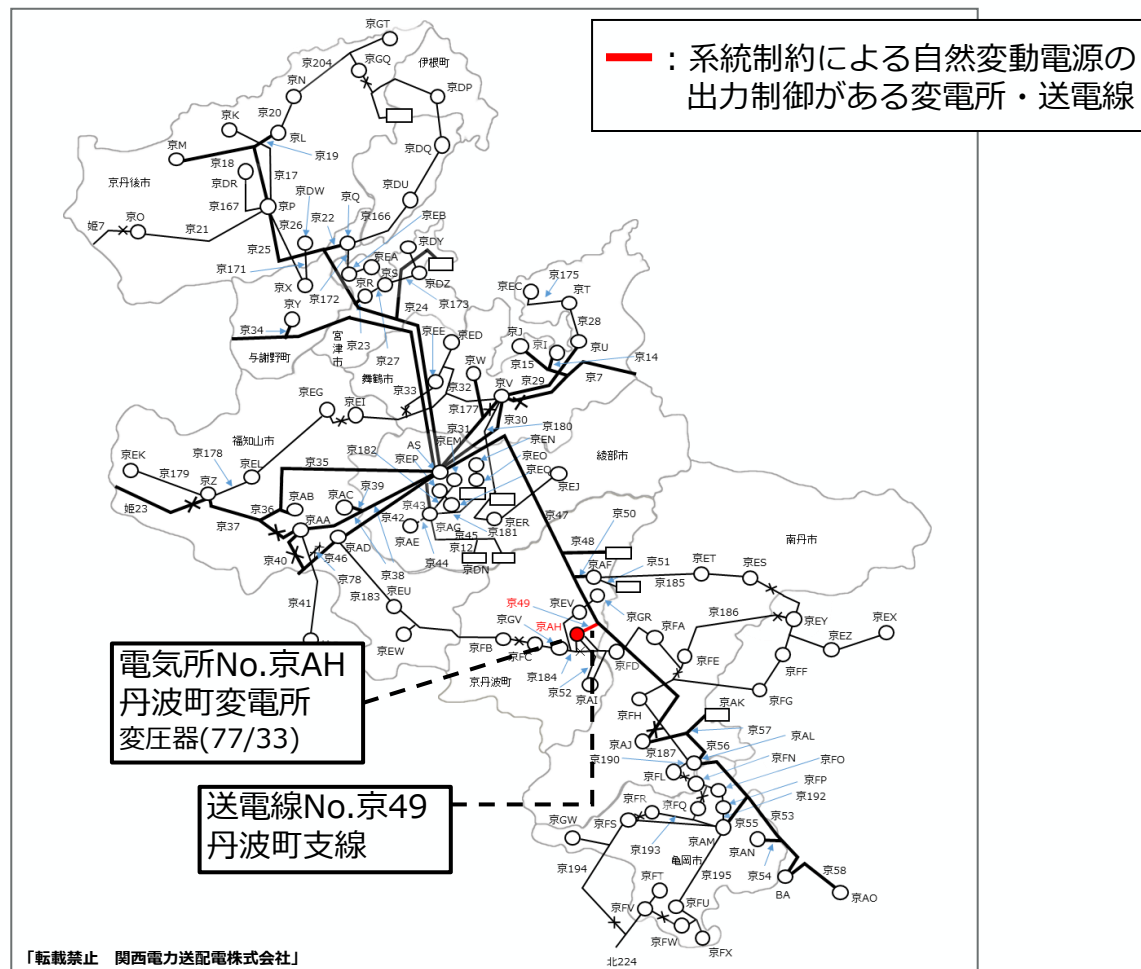
— : 系統制約による自然変動電源の出力制御がある変電所・送電線



(参考) 中長期見通しの算出結果<関西 マップ>

関西エリア 154kV未満系統

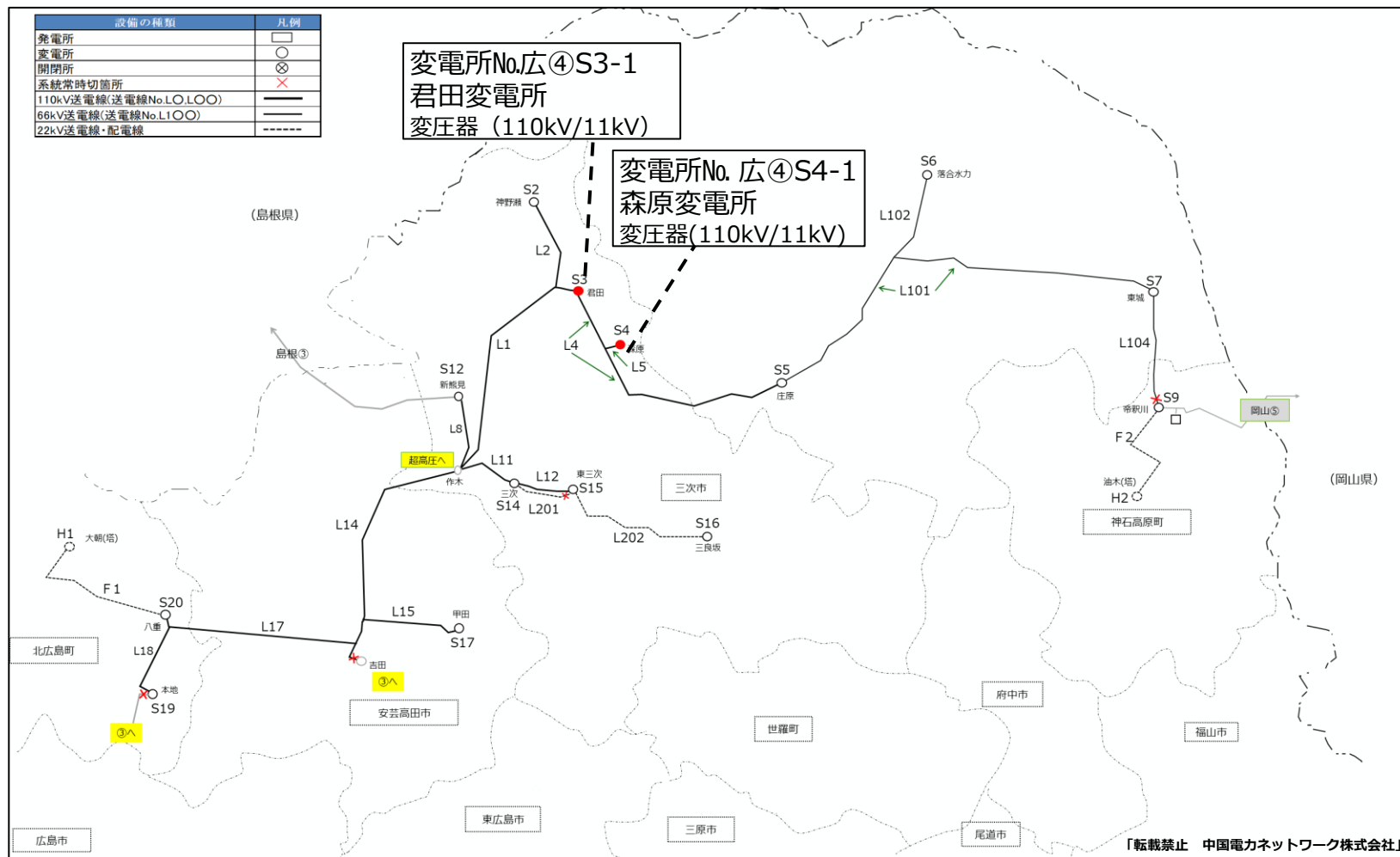
(京都府 綾部市/伊根町/亀岡市/京丹後市/南丹市/福知山市/舞鶴市/宮津市/与謝野町)



(参考) 中長期見通しの算出結果<中国 マップ>

中国エリア 110kV以下系統 (広島県)

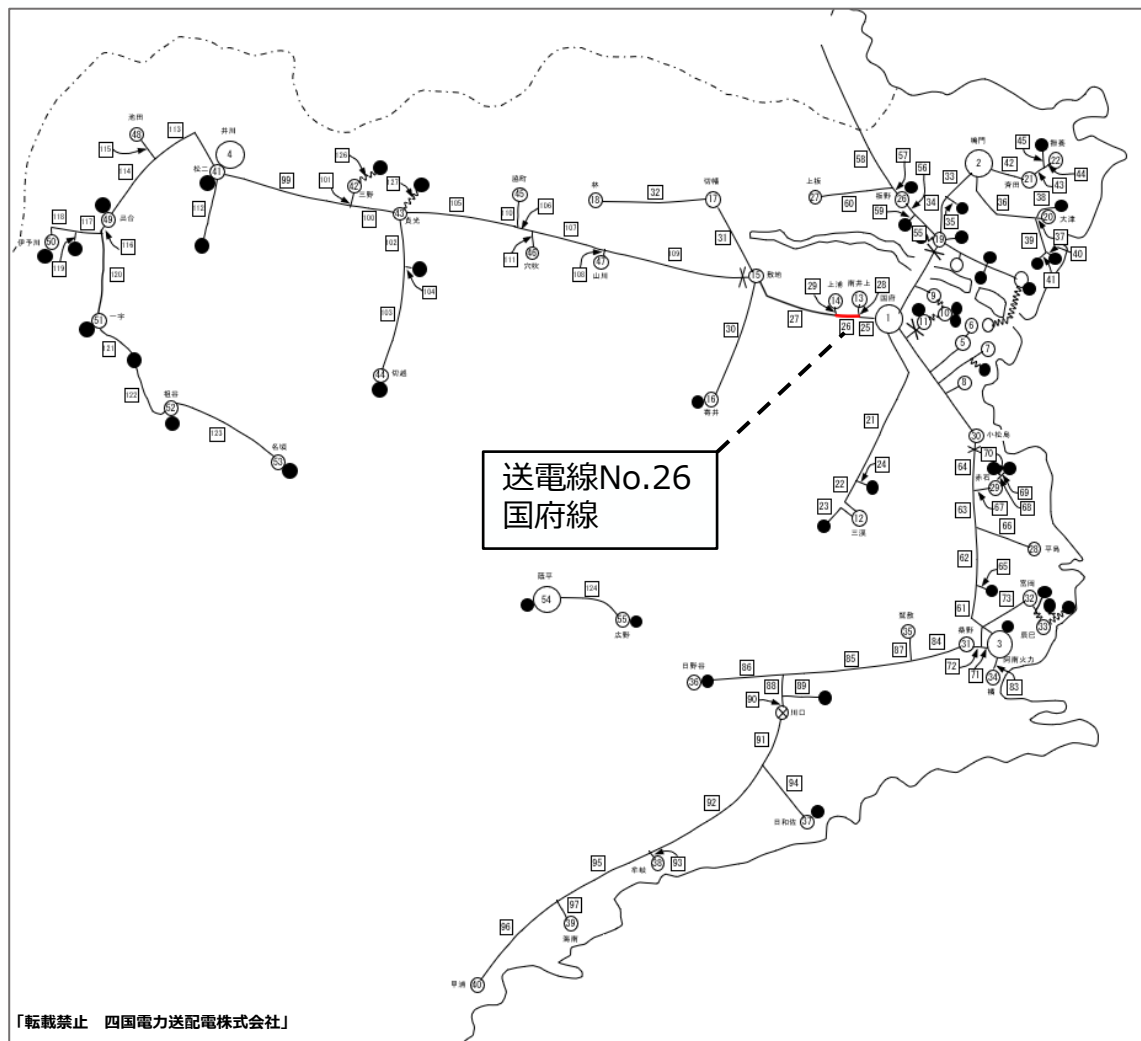
— : 系統制約による自然変動電源の出力制御がある変電所・送電線



(参考) 中長期見通しの算出結果<四国 マップ>

四国エリア 66kV・110kV以下系統 (徳島県)

— : 系統制約による自然変動電源の出力制御がある変電所・送電線



(参考) 中長期見通しの算出結果 <その他 設備一覧>

東京・中部・関西・中国・四国エリア 対象設備一覧

エリア	系統種別	設備種別	設備No	設備名	電圧(kV)	電源種別	最大出力制御(MW)	出力制御量(MWh)	出力制御率(%)	出力制御時間(h)
東京	ローカル	送電線	118	筑波線	66	PV	36	1,141	0.773	105
						WF	—	—	—	—
東京	ローカル	送電線	126	岩瀬線	66	PV	9	144	0.252	48
						WF	—	—	—	—
中部	ローカル	変電所	4714	朝日水力	154/11	PV	1	1	0.020	2
						WF	—	—	—	—
関西	ローカル	変電所	京AH	丹波町	77/33	PV	2	6	0.018	7
						WF	—	—	—	—
関西	ローカル	送電線	京49	丹波町支線	77	PV	2	6	0.015	5
						WF	—	—	—	—
中国	ローカル	変電所	S4-1	森原	110/11	PV	3	394	7.241	367
						WF	—	—	—	—
中国	ローカル	変電所	S3-1	君田	110/11	PV	0.3	2	0.061	18
						WF	—	—	—	—
四国	ローカル	送電線	26	国府線	66	PV	1	1	0.002	2
						WF	—	—	—	—

中長期見通しの算出結果の留意事項等

- 系統混雑に関する中長期見通しの算出においては、新規電源・需要や系統増強の状況等の蓋然性を考慮した前提条件を設定している。
- 他方、算出時点で考慮できていない電源・需要の増減によって、混雑発生の有無や混雑量は変化するため、**今回公表した送変電設備以外においても系統混雑および自然変動電源の出力制御は発生し得ることに留意が必要**である。
- また、**出力制御ルールには、系統制約に加えて需給バランス制約によるものもあるため、実際の出力制御率とは異なる点に留意が必要**である。
- なお、今後とも中長期見通しの精度を向上していくことは重要であるため、本算出方法等については必要の都度見直しを図る。

(参考) 系統混雑に関する中長期見通しの情報公表

- 混雑設備毎の詳細情報については、本日（9/18）までに、一般送配電事業者のホームページ（下記URL）にて公表を予定している。

【ホームページURL】

北海道電力ネットワーク：https://www.hepco.co.jp/network/con_service/public_document/bid_info.html

東北電力ネットワーク：<https://nw.tohoku-epco.co.jp/consignment/system/demand/>

東京電力パワーグリッド：<https://www.tepco.co.jp/pg/consignment/system/>

中部電力パワーグリッド：https://powergrid.chuden.co.jp/goannai/hatsuden_kouri/takuso_kyokyu/rule/

北陸電力送配電：https://www.rikuden.co.jp/nw_notification/U_154seiyaku.html

関西電力送配電：<https://www.kansai-td.co.jp/consignment/disclosure/distribution-equipment/index.html>

中国電力ネットワーク：<https://www.energia.co.jp/nw/service/retailer/keitou/access/>

四国電力送配電：https://www.yonden.co.jp/nw/line_access/index.html

九州電力送配電：https://www.kyuden.co.jp/td_service_wheeling_rule-document_disclosure.html

沖縄電力：<https://www.okiden.co.jp/business-support/service/juyo-and-sohaiden/index.html>

1. 系統混雑に関する中長期見通し

2. 系統制約による自然変動電源の
出力制御への対応策

系統制約による自然変動電源の出力制御への対応

- 今回お示した系統混雑の中長期見通しの結果では、北海道・東北エリアを中心に系統制約による自然変動電源の出力制御が発生する見通しとなった。
- 系統混雑の発生は、系統混雑時の出力制御を前提に系統への接続を認めるノンファーム型接続の導入が進んできた結果とも考えられる。他方、再エネの導入を拡大させるためには、系統混雑の予見性を高めることで電源立地誘導を促しつつ、系統制約による自然変動電源の出力制御を最大限抑制していくことも重要である。
- 系統混雑への基本的な対応策である系統増強については、基幹・ローカル系統へのノンファーム型接続の導入に合わせて、一般送配電事業者や電力広域機関の費用便益評価のもと、プッシュ型で増強判断が行われるように増強規律を整理した。また、費用便益評価による増強規律の整理の他に、発電事業者提起によるローカル系統増強プロセスの整備を進めている。
- また、混雑緩和に資する対応として、各一般送配電事業者において、N-1電制装置の本格適用の考え方に基づく計画的な装置の設置や、ダイナミックレーティングの実証試験等を進めているところ、この他どのような対策が考えられるか。

(参考) 今後の取組の方向性

(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(第56回)資料3(2023年11月7日)

今後の取組の方向性

- 系統混雑は、出力制御を前提に増強対策を行わずに系統接続が可能となるノンファーム型接続の取組の結果とも考えられるが、将来的な系統混雑への対策をどのように考えるか。
- 第52回大量小委でお示したとおり、将来的な系統混雑に対して、以下の取組を引き続き検討していくこととしてはどうか。

(1) 混雑管理における対策

S+3Eを前提とした効率的な混雑管理方法として、中長期的には市場主導型への移行を検討する必要がある。

(2) 混雑緩和における対策

増強以外(蓄電池等の活用)を含めた混雑緩和策、規制期間中における混雑緩和策のトリガー発動方法の検討を深める必要がある。なお、便益が費用を下回る場合に事業者負担を基本として増強を可能にする混雑緩和スキームの基本的な考え方を整理し、運用に向けた手続き等の整理を進めている。

(3) 混雑に関する情報公開

事業者が自ら予見性を分析できるよう、データの公開や開示を推進。また、これまで出力制御の短期見通しを公表や系統制約による出力制御時の確認の在り方の具体化を実施。今後、更なる系統情報公開・開示について検討を進めていく。

(参考) 追加的に考えられる混雑緩和における対策

(出所) 第56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 資料3 (2023年11月7日)

追加的に考えられる混雑緩和における対策

- 例えば、以下のような混雑緩和における対策があり得る中、この他にどのような取組が考えられるか。また、対策の費用対効果や対策に要する時間、混雑系統の特性等、どのような要素を考慮すべきか。

<考えられる混雑緩和における対策>

1. 蓄電池等の活用による混雑緩和

- 系統用蓄電池や、発電設備併設蓄電池の導入促進を通じた混雑緩和
- DERフレキシビリティシステムによる分散型エネルギーリソースを活用した混雑緩和

2. 運用容量の拡大

- N-1電制装置の導入による運用容量の拡大
- ダイナミックレーティングの導入による動的な運用容量の設定

3. 系統増強による対応

- レベニューキャップ規制期間中の増強規律（トリガー発動方法等）の検討
- ノンファーム型接続導入後の新たなローカル系統増強プロセスによる原則事業者負担での系統増強策の整備

(参考) ダイナミックレーティング

(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（第27回）資料6（2021年3月12日）

ダイナミックレーティング：ノンファーム型接続における出力制御の低減策

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

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

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

<送電線におけるダイナミックレーティングのイメージ>

・現在の熱容量の計算方法

<気象条件> **固定値**
外気温 40℃
風速 0.5m/s
日射量 1,000W/m²

+

<電線条件*>
許容電流
許容電線温度

送電線熱容量[kW]
(気象条件によらず一定)

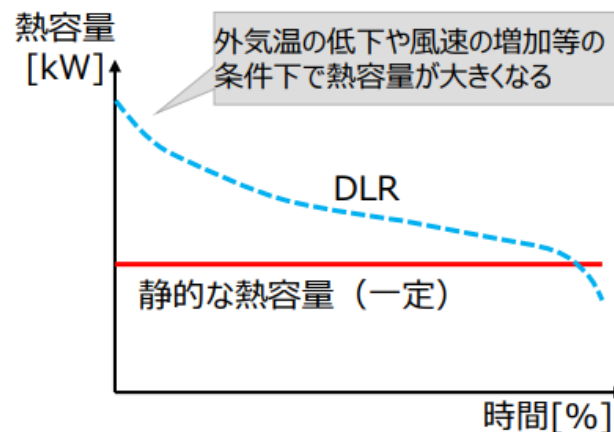
・DLRの計算方法（例）

<気象条件> **変動値**
外気温 t [℃]
風速 V [m/s]
日射量 S [W/m²]

+

<電線条件*>
許容電流
許容電線温度

送電線熱容量[kW]
(気象条件により動的)



*材質、断面積等により決定される

系統用蓄電池の混雑緩和への活用

- 太陽光発電設備が多いことなどにより、整備に係る費用を上回る便益を見込めない系統や、山間部で工事費が高額となる系統など、系統増強が困難なケースも考えられる。こうした場合においては、系統混雑の解消の観点から蓄電池やDRの活用が期待される。
- こうした中、2022年度より、新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）において、配電系統における系統用蓄電池等のDERフレキシビリティを活用して系統混雑を解消するシステムの開発を進めている。また、2024年度からNEDOにおいて新たに系統用蓄電池による混雑緩和を実現するための技術開発・実証を開始している。
- これらの実証を踏まえつつ、系統用蓄電池やDR等の混雑緩和への活用方法を引き続き検討していくこととしてはどうか。

(参考) DERを活用したフレキシビリティ技術 開発予算 (令和6年度下記予算の内数)

再生可能エネルギーの大量導入に向けた次世代型の電力制御技術開発事業

令和6年度予算額 72億円 (63億円)

資源エネルギー庁 省エネルギー・新エネルギー部

新エネルギーシステム課、制度審議室

事業の内容

事業目的

第6次エネルギー基本計画で示された再エネ比率36～38%程度の達成に向けて、さらには2050年カーボンニュートラルに向けて、再エネの導入促進を加速する取り組みが必要。このため、再エネの大量導入を進める際に、電力網（系統）の安定化を図る取組が不可欠であり、電源側の開発に加えて、系統側での安定化対策に向けた技術開発等を行う。

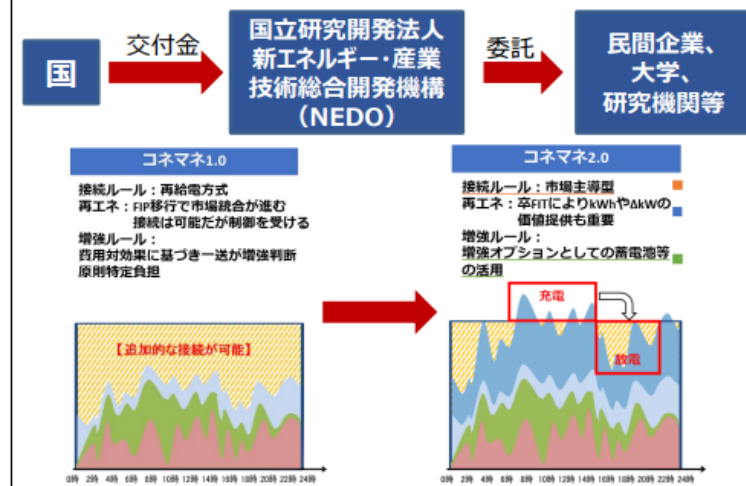
これまで、ノンファーム型接続の導入や、マスタープランの策定等、系統課題に対応するための制度整備・技術開発を進め、再エネの早期導入を進めてきたところ。本事業においては、さらに再エネの導入を進めつつ、電力システム全体の最適化を図る上で必要な技術開発等を行う。

事業概要

●再生可能エネルギーの大量導入に向けて、以下の技術開発を行う。

- (1) 送電線の容量を発電容量を超える場合において、市場メカニズムによって発電する電源を決定する技術的な検討の実施。
- (2) 送電系統において、分散型エネルギーリソース等を有効活用し、増強回避に向けての制御ロジックやシステム開発等。
- (3) 配電網の効率的な設備形成と再生可能エネルギーの有効活用を両立させるため、電気的需求を一致させるDERフレキシビリティシステムの開発と実証。
- (4) 再エネ電源そのものの出力調整性能の向上のための技術検討。
- (5) 海底直流送電について、安価かつ早期に敷設可能となるような敷設・防護技術の技術開発。
- (6) 太陽光・風力等のインバータ（電子機器）による非同期電源の割合が増える中、系統の安定性が引き続き確保されるような技術開発。

事業スキーム（対象者、対象行為、補助率等）



成果目標

平成27年から令和8年までの13年間の事業であり、短期的には、本事業で開発した技術の導入により、既存のリソースを有効活用した上で、さらなる再エネの導入拡大を目指す。

中期的には、本事業で開発された技術を前提としたシステムの構築を目指す。最終的には第6次エネルギー基本計画で示された再エネ比率36～38%程度の達成及び2050年カーボンニュートラル実現を目指す。

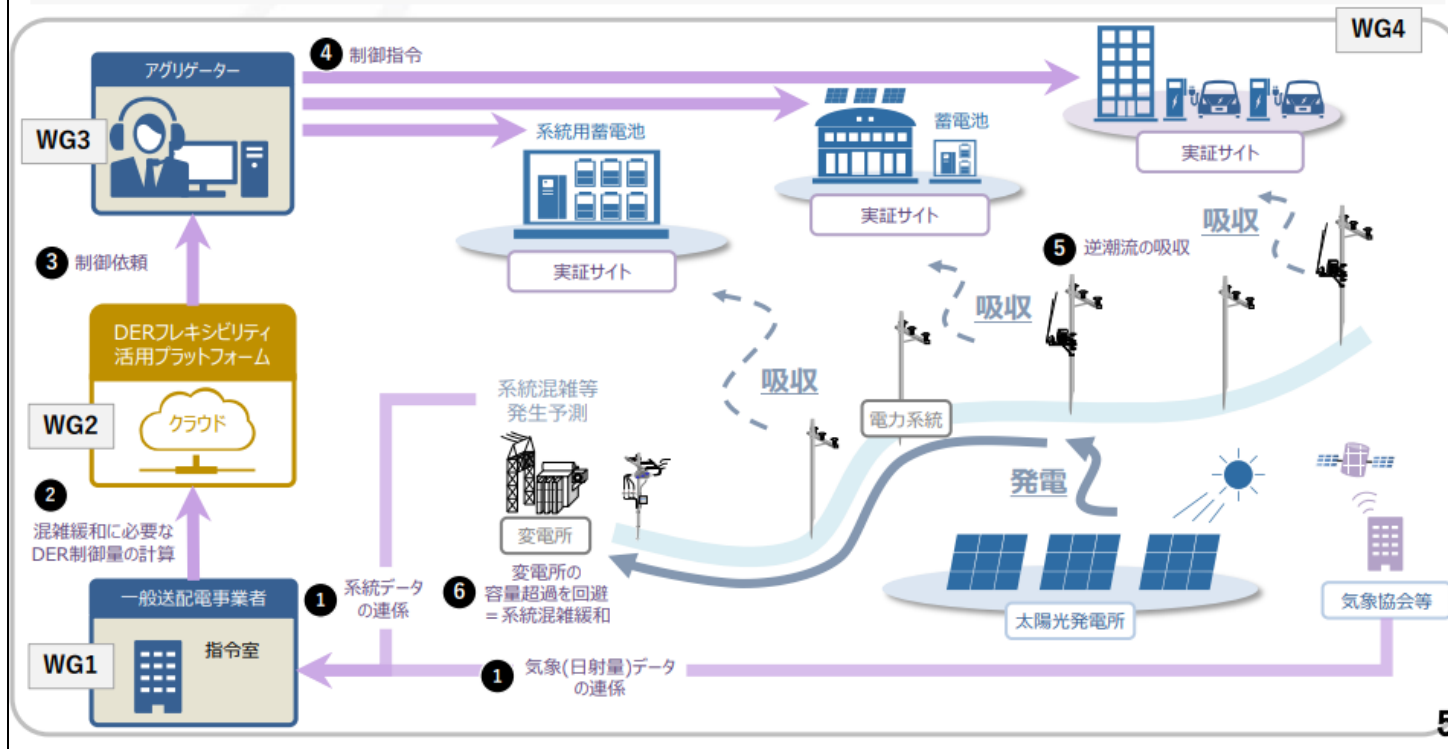
(参考) FLEX DER事業におけるフィールド実証

(出所) 次世代の分散型電力システムに関する検討会
(第9回) 資料6 (2024年3月5日)

フィールド実証の全体イメージ



- フィールド実証では、太陽光発電の逆潮流に伴い配電用変電所で混雑が発生することを模擬し、各WGでの検討内容の検証を通じ、DERフレキシビリティを活用した系統混雑緩和の実現性を確認する。



ローカル系統の増強規律

- ローカル系統については、一般送配電事業者がレベニューキャップ規制期間前の費用便益評価（ $B/C > 1$ ）により増強計画を立案し、一般負担で設備増強を行う。
- また、費用便益評価が1を下回り、設備増強が行われない系統に対しては、ローカルノンファーム導入後の混雑緩和スキームとして、事業者負担を基本として増強を可能とする系統増強プロセスの整備を進めている。
- 他方、系統混雑の状況（想定）は電源・需要の接続状況で大きく変化するため、規制期間中のローカル系統の増強計画の見直しの必要性が生じる場合もある。
- 効率的なローカル系統の整備を実現するため、例えば系統混雑に関する中長期見通しを活用する方法等、規制期間中のローカル系統の増強判断方法等について、引き続き検討を進めることとしてはどうか。

(参考) 混雑緩和スキーム

(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（第45回）資料1（2022年9月20日）

論点⑤ 混雑緩和スキーム

- ローカル系統については、一般送配電事業者がレベニューキャップ規制期間前の費用便益評価（ $B/C > 1$ ）により増強計画を立案し、一般負担で設備増強を行う。
- 期中において当初想定していなかった一般負担による設備増強の必要が生じた場合には、費用便益評価等の妥当性を確認した上で、レベニューキャップ制度において、拡充投資計画の必要な見直しを行うなど、収入上限の期中調整の中で対応することとしてはどうか。
- なお、将来的に、ノンファーム型接続の増加により出力制御が行われる場合において、再エネの接続が多い系統においては費用便益評価が1を下回り、系統増強が行われない可能性もある。このような系統については、ローカルノンファーム導入後の混雑緩和スキームとして、電源接続案件一括検討プロセス（一括検討）のような系統増強プロセスについて、一括検討を整理してきた広域機関で必要性も含めて詳細検討することとしてはどうか。
- また、混雑緩和スキーム以外にも、蓄電池や上げDR、ダイナミックレーティング等の技術を活用し、混雑を緩和する方法があるが、これら技術を活用した混雑緩和手段についてどう考えるか。

<系統増強プロセスの概要>

