

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について

2025年9月24日

資源エネルギー庁



本日の御報告

- 本日は、以下について御報告・御議論頂く。
 1. 系統混雑に関する中長期見通しについて
 2. ローカル系統の増強規律について



1. 系統混雑に関する中長期見通しについて

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、系統制約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3回次世代電力系統ワーキンググループ（2025年6月27日）において、2030年度を対象として系統混雑に関する中長期見通しを算出することとした。
- 第92回広域系統整備委員会（2025年9月2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、本ワーキンググループ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御報告する。

系統混雑に関する中長期見通しの前提条件

項 目		設定内容
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）を新設設備量として考慮。 ■ 基幹系統については、エリア毎の需要実績を基に、算出対象年度の需要想定※¹となるよう補正した需要カーブとする。
電 源 構 成	再エネ 地熱・バイオ	■ 想定設備量は、連系済み電源＋算出対象年度末までに運開予定の契約申込済み電源等※²を基本とする。 ■ 想定発電量は、各一般送配電事業者が公表する算出対象年度の燃種毎の供給実績等から想定した需給抑制なかりせばの利用率に想定設備量を乗じたものとする。
	火 力	■ 2025年度供給計画にて算出対象年度末までに運用開始を予定している電源および契約申込済の電源を想定（長期計画停止の電源は非稼働で想定）。 ■ 稼働率、所内率、最低出力、起動費、起動停止時間、燃料費等を燃種単位で設定し、広域メリットオーダーシミュレーションにおける最適化計算の結果として起動停止も含めて発電出力を算出。 ■ 発電単価は、2025年の発電コスト検証ワーキンググループを参照し、燃種単位で設定。
	原子力	■ 再稼働実績があるか具体的な再稼働時期や再稼働の見通しが示されているユニット計17基について稼働想定。 ■ 設備利用率は、震災前過去30年間の設備平均利用率（72.8%）を設定。 ■ 設備利用率および所内率を考慮した最大出力にて、年間を通してマストラン運転とする。
	揚水・蓄電池	■ 2025年度供給計画にて算出対象年度末までに運用開始を予定している電源および契約申込済の電源を想定。（蓄電池においては連系実績が少ないことから、契約申込受付済で対象年度末までに連系予定の設備量とする。） ■ 週間単位で上池水量を4割に戻す条件のもと、広域メリットオーダーシミュレーションにおける最適化計算の結果として揚水（充電）出力・発電（揚水）出力を算出。（ローカル系統については、上記の結果に基づき出力を設定。）

※1 電力広域的運営推進機関「2025年度 全国及び供給区域ごとの需要想定について（2025年1月22日）」

※2 高・低圧の場合、対策工事や発電所建設に要する期間が特別高圧に比べて短いため、接続契約申込状況からの見通しよりも、地点の推移より想定することの方が蓋然性が高いと考えられるため、過去3年間の導入実績の平均値×年数分で加算

(参考) 系統混雑に関する中長期見通しの算出方法

第50回系統WG（2024年3月11日）資料2

系統混雑に関する中長期見通しの算出方法

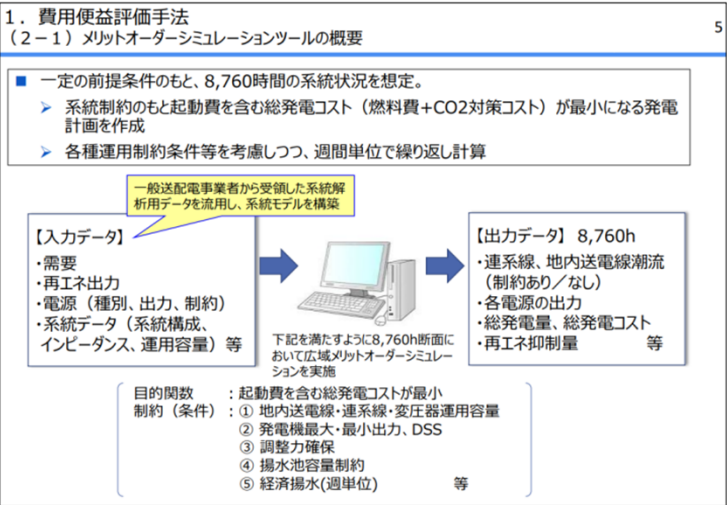
- 第48回系統WG（2023年10月16日）で示した系統制約による自然変動電源の出力制御の短期見通しでは、「短期間かつ簡易に試算できる方法」により、同電源の出力制御量を算定した。
- 系統混雑に関する中長期見通しにおいて算出対象とする将来断面では、**系統増強等による系統構成の変化が生じ、潮流実績が存在しない場合がある**。また、実際に系統混雑による出力制御が発生した以降には、出力制御後の潮流実績をベースとした算出となるため、**短期間かつ簡易に試算できる方法では算出精度が低くなるおそれがある**。
- 以上より、系統混雑に関する中長期見通しでは、基幹系統およびローカル系統について、それぞれ以下の方法で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・ローカルシステムの混雑想定の算出イメージ

第50回系統WG（2024年3月11日）資料2

(参考) 基幹システムの算出方法のイメージ

- 基幹システムにおいては、下図のような全国大のメリット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。



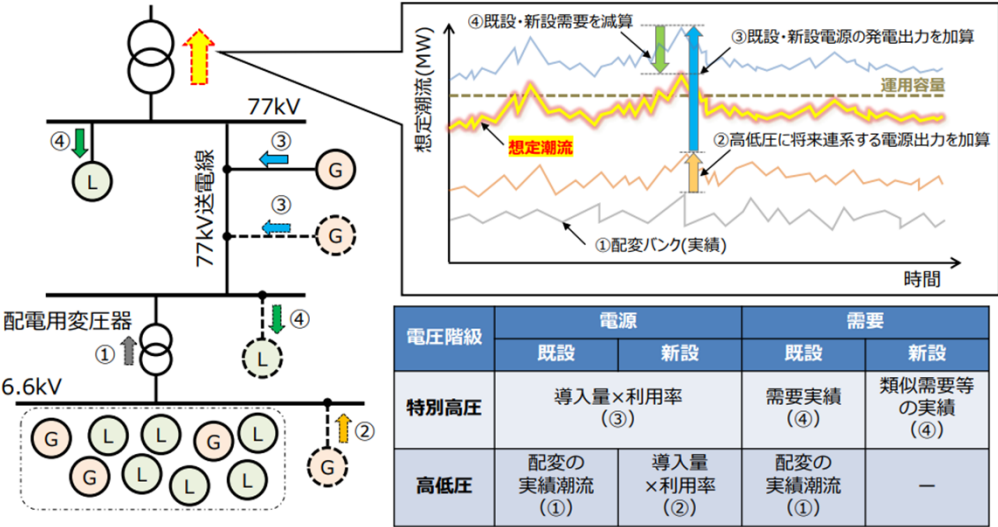
※入力データ・出力データ・目的関数・制約等に変更が生じる可能性あり

〔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) ローカルシステムにおける混雑想定の算出方法

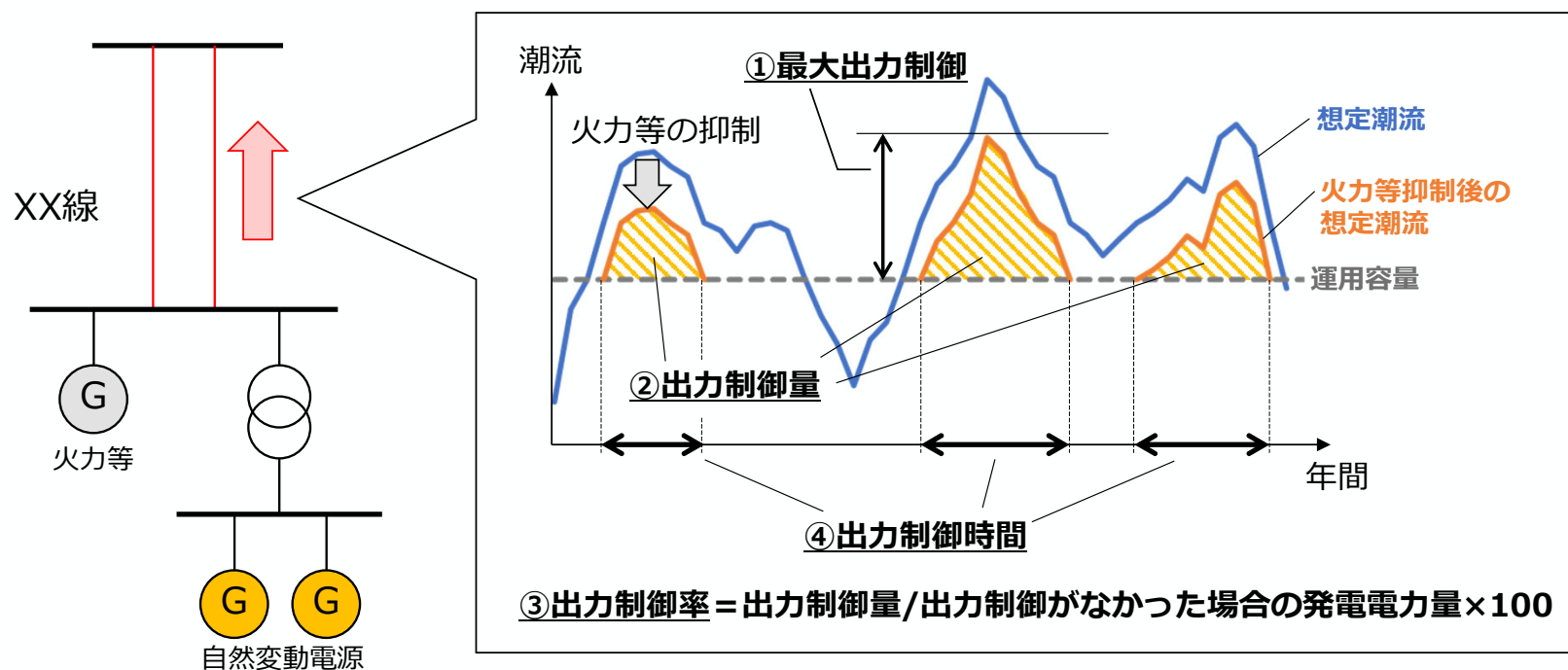
- ローカルシステムにおいては、既設・新設の需要や発電出力の積み上げで混雑を想定し、算出された結果を基に混雑を想定する。

【需要・発電出力の積み上げのイメージ】



(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 (万kW) : 自然変動電源の出力制御の年間最大値
 - ②出力制御量 (万kWh) : 自然変動電源の年間の出力制御量
 - 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 (h) : 年間の自然変動電源の出力制御が発生している時間



系統混雑に関する中長期見通しのシナリオについて

- 第3回次世代電力系統ワーキンググループ（2025年6月27日）でお示した系統混雑に関する中長期見通しの前提条件のうち、火力発電の発電単価については、2025年2月に公開された発電コスト検証ワーキンググループ報告書を参照し、燃種単位で発電単価（燃料費＋CO2対策コスト）を設定することとした。
- 第92回広域系統整備委員会（2025年9月2日）での報告のとおり、当該報告書を参照して算定する2030年度の発電単価は、CO2対策コストの上昇により石炭火力の発電単価がLNG火力（MACC・ACC）より高価となり、燃種毎のメリットオーダーが昨年度の前提条件から変化することになる。
- 系統混雑に関する中長期見通しは、系統制約による出力制御の予見可能性を高めることを目的の一つとしていることから、2030年度の算出においては、当該報告書を参照して発電単価を設定する「移行シナリオ」と、昨年度の算出での前提条件として用いた発電単価を設定する「現行シナリオ」の2つのシナリオで算出した。
- なお、各シナリオが系統制約による自然変動電源に与える影響は限定的であることから、本ワーキンググループにおいては、「移行シナリオ」の算出結果を中心に御報告する。
※「現行シナリオ」の算出結果については、各一般送配電事業者のHPを参照されたい。

系統混雑に関する中長期見通しの算定結果（まとめ）

- 系統混雑に関する中長期見通し（2030年度想定、移行シナリオ）の算出結果のうち、系統制約による自然変動電源の出力制御については、以下のとおり。
- 系統制約による自然変動電源の出力制御は、**主に東地域にて増加傾向**にある。また、**年間出力制御量（万kWh）の全国合計値は、昨年度の3倍程度**となった。
- 年間出力制御量等が増加した主な要因は、昨年度と比較し、**ノンファーム型接続する自然変動電源等の連系想定量が増加**したことにある。

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（2030年度）の算出結果

移行シナリオ
(29年度算定結果からの変動分)

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	全国
混雑 設備数	基幹系統	10 (+3)	2 (±0)	0 (±0)	0 (±0)	0 (±0)	0 (±0)	1 (+1)	0 (±0)	0 (±0)	0 (±0)	13 (+4)
	ローカル系 統	40 (+28)	23 (+13)	7 (+5)	2 (+1)	0 (±0)	0 (-2)	3 (+1)	3 (+2)	3 (+3)	0 (±0)	81 (+51)
年間最大出力制御 (万kW)		60.7 (+43.3)	90.4 (+38.1)	30.1 (+26.0)	0.8 (+0.7)	0.0 (±0.0)	0.0 (-0.4)	1.3 (+1.0)	2.7 (+2.6)	1.7 (+1.7)	0.0 (±0.0)	93.4 (+29.1)
年間出力制御量 (万kWh)		15,047 (+13,257)	10,796 (+2,719)	2,252 (+2,124)	13 (+13)	0 (±0)	0 (-1)	40 (±0)	109 (+109)	31 (+31)	0 (±0)	28,287 (+18,251)
出力制御時間 (h)		2,558 (+1,510)	2,104 (+469)	258 (+147)	55 (+53)	0 (±0)	0 (-7)	270 (-97)	189 (+187)	81 (+81)	0 (±0)	3,794 (+1,345)

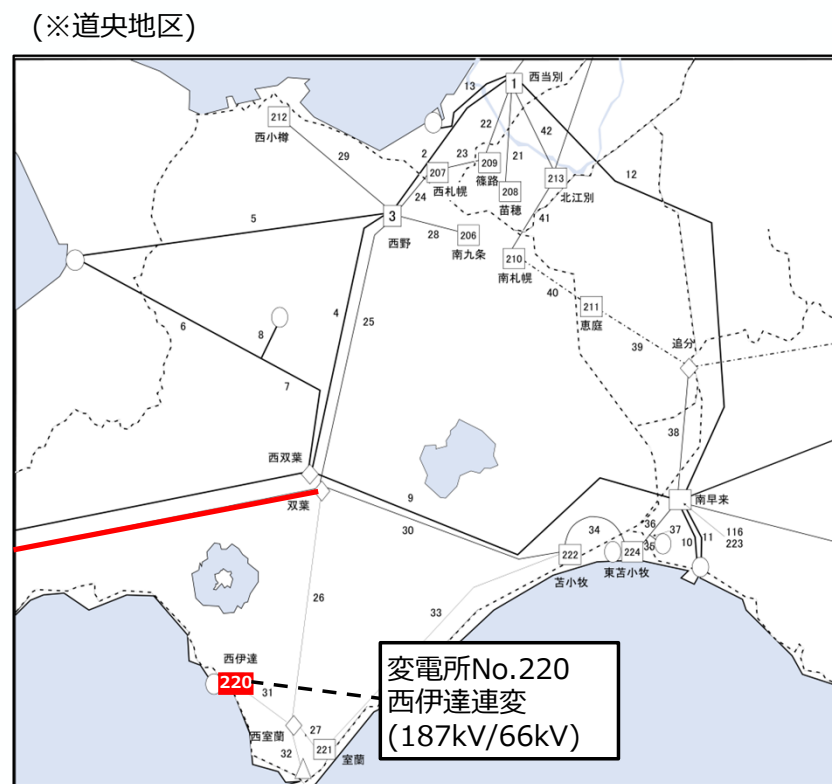
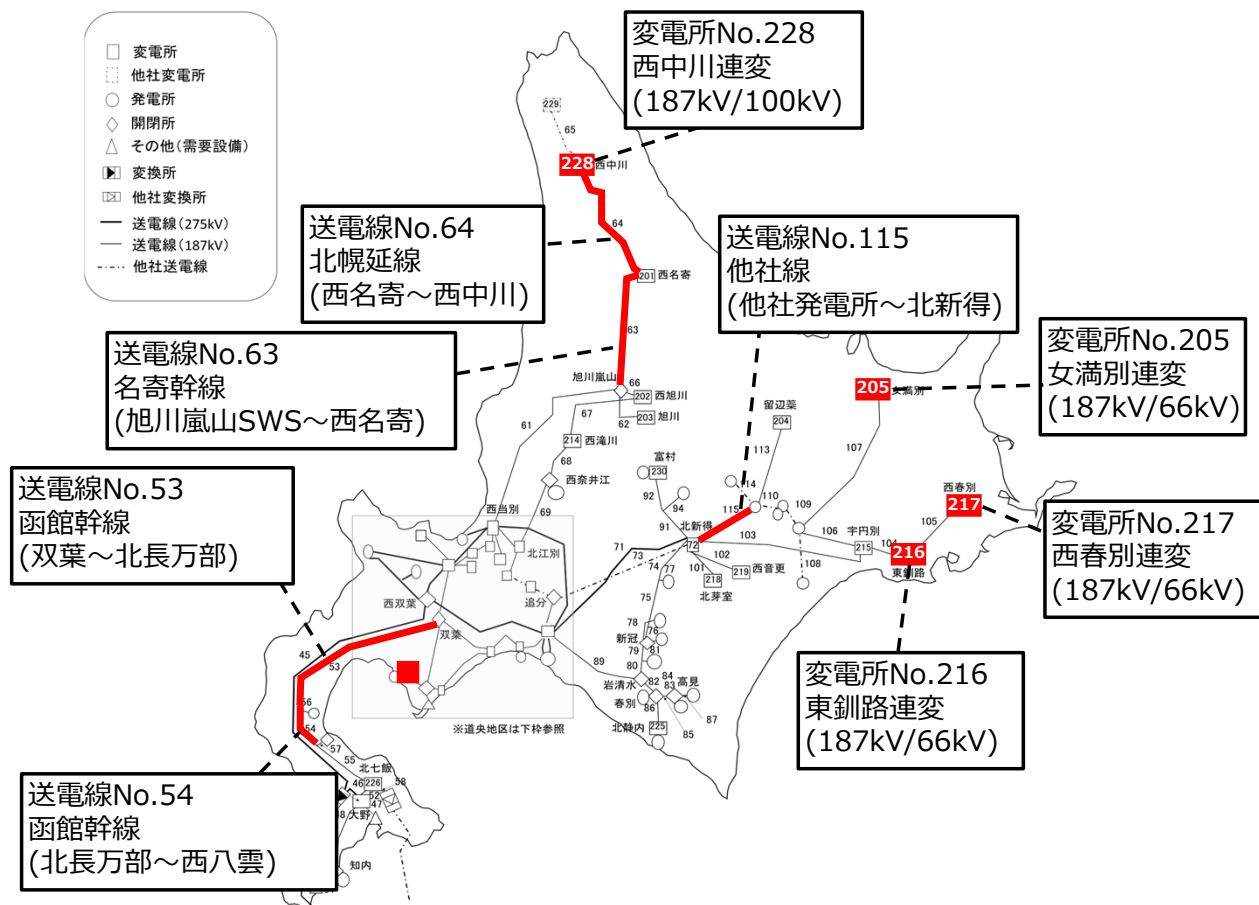
参考：2025年度短期見通しにおける全国の需給バランス制約の年間出力制御量は約202,000万kWh

(参考)中長期見通しの算出結果 <北海道 マップ①>

移行シナリオ

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

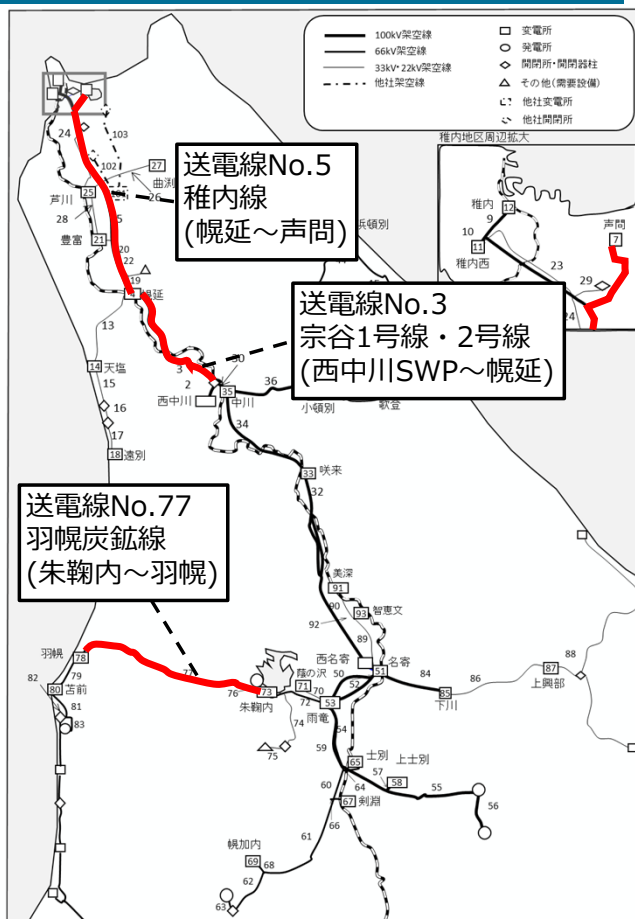


(出所) 第92回広域系統整備委 参考資料 1 (2025年9月2日) より一部加工

(参考)中長期見通しの算出結果 <北海道 マップ②>

移行シナリオ

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)



— : 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

(出所) 第92回広域系統整備委 参考資料 1 (2025年9月2日) より一部加工

(参考)中長期見通しの算出結果 <北海道 マップ③>

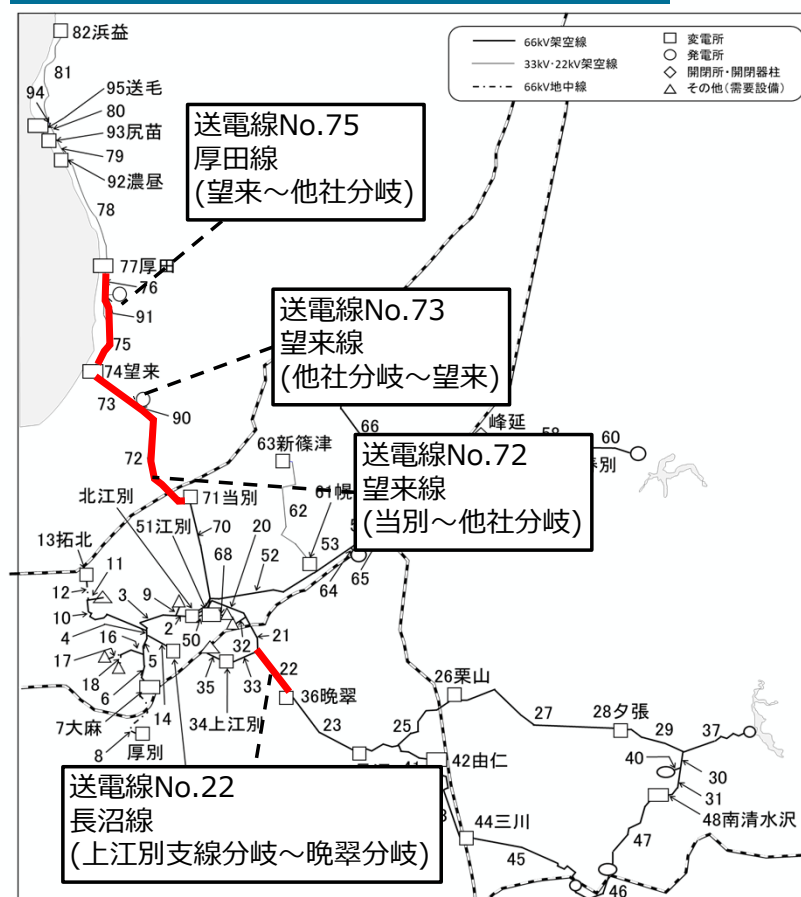
移行シナリオ

北海道エリア 110kV以下系統 (05 女満別系統)

— : 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



北海道エリア 110kV以下系統 (13 北江別系統)

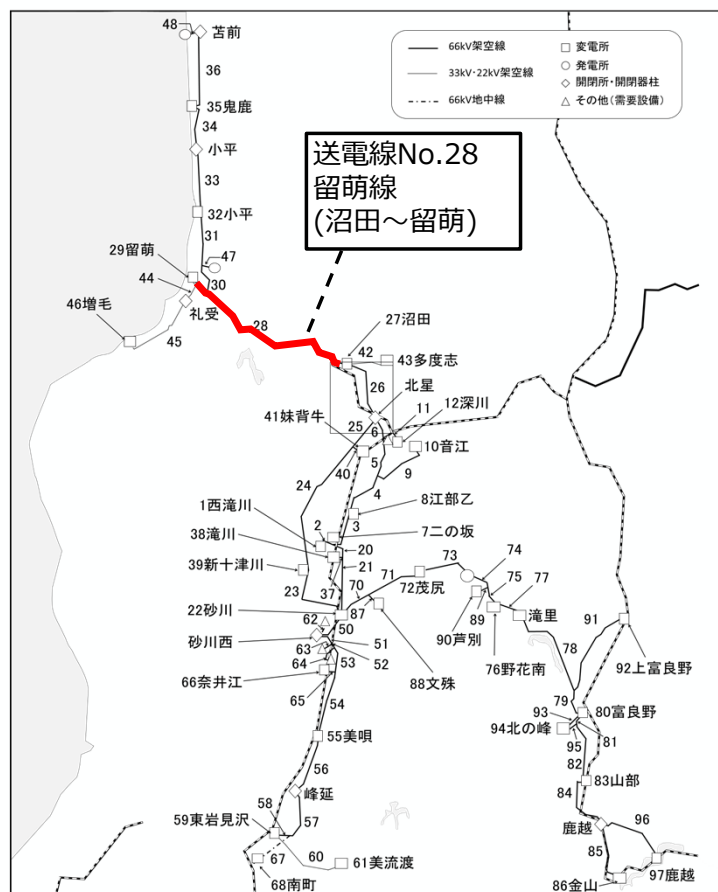


(出所) 第92回広域系統整備委 参考資料 1 (2025年9月2日) より一部加工

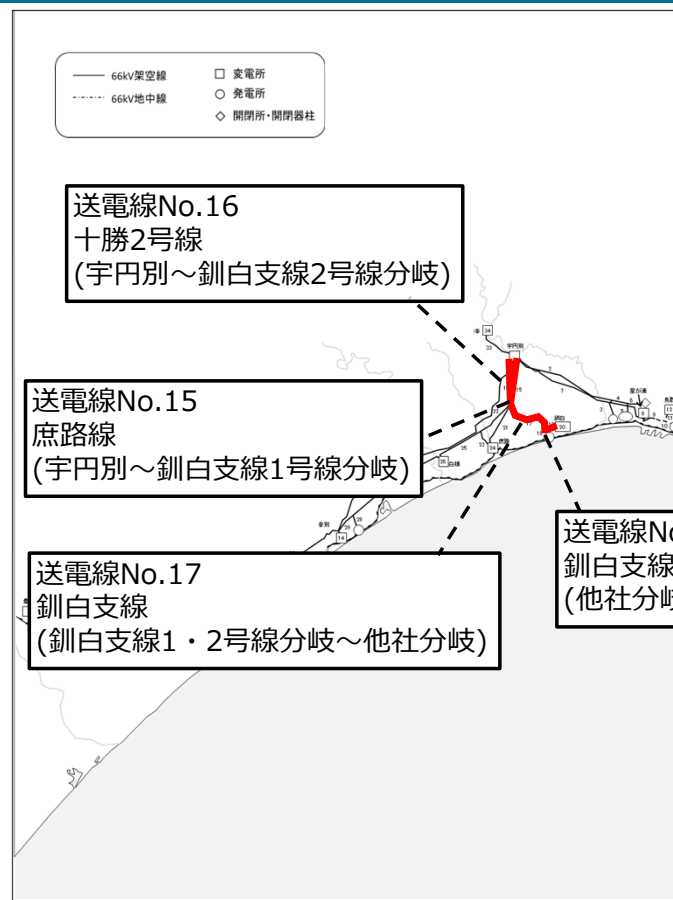
(参考)中長期見通しの算出結果 <北海道 マップ④>

移行シナリオ

北海道エリア 110kV以下系統 (14 西滝川系統)



北海道エリア 110kV以下系統 (15 宇月別系統)



— : 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

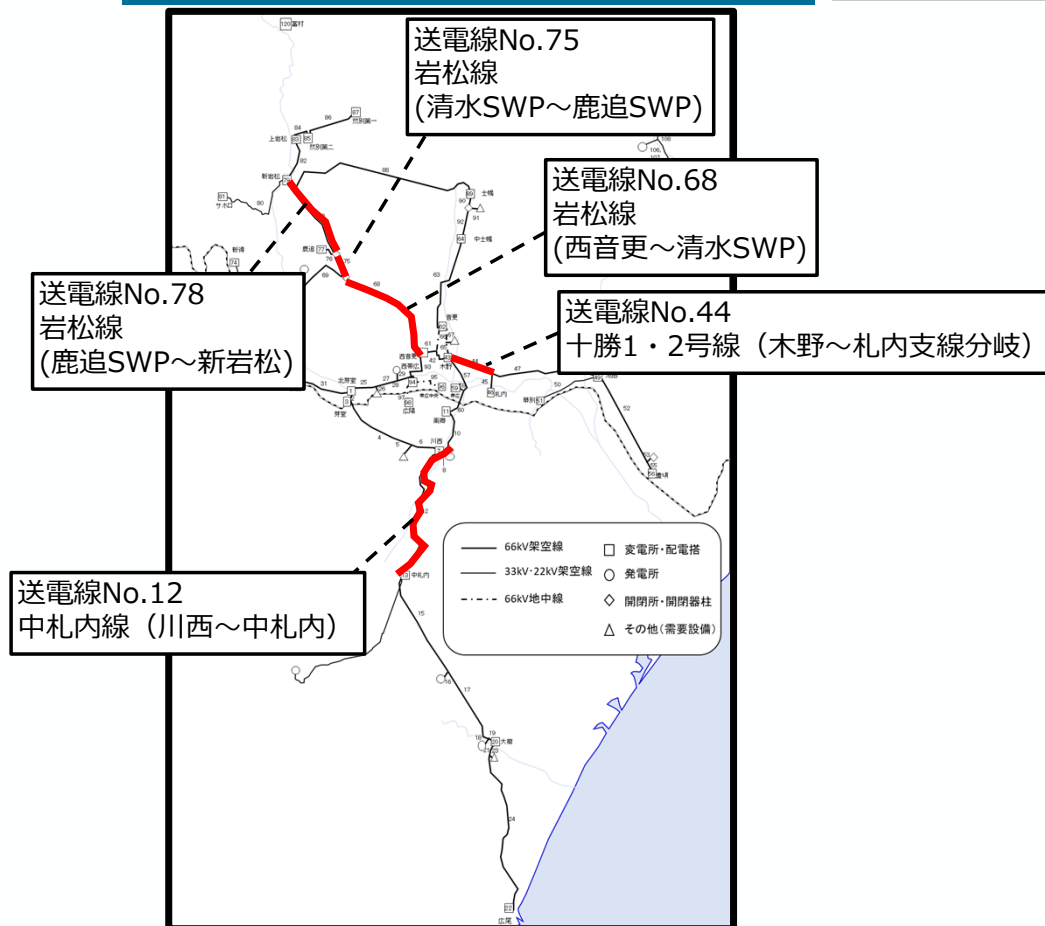
(参考)中長期見通しの算出結果<北海道 マップ⑤>

移行シナリオ

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)



— : 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

(出所) 第92回広域系統整備委 参考資料 1 (2025年9月2日) より一部加工

(参考)中長期見通しの算出結果 <北海道 マップ⑥>

移行シナリオ

北海道エリア 110kV以下系統 (19 西伊達系統)

— : 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



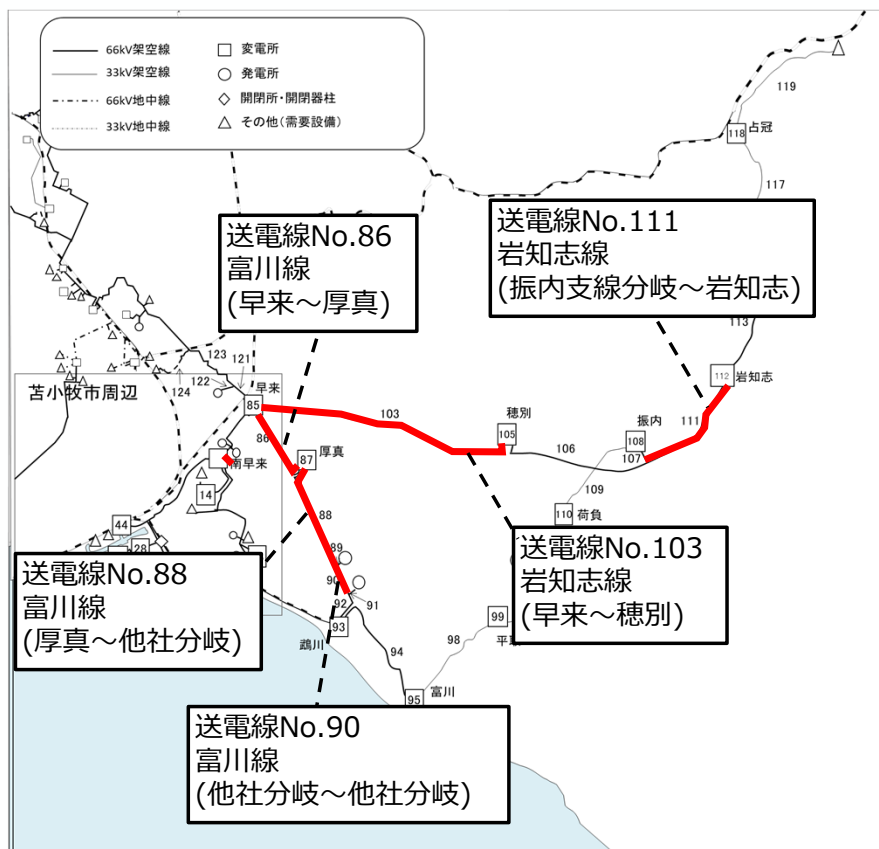
(出所) 第92回広域系統整備委 参考資料 1 (2025年9月2日) より一部加工

(参考)中長期見通しの算出結果 <北海道 マップ⑦>

移行シナリオ

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

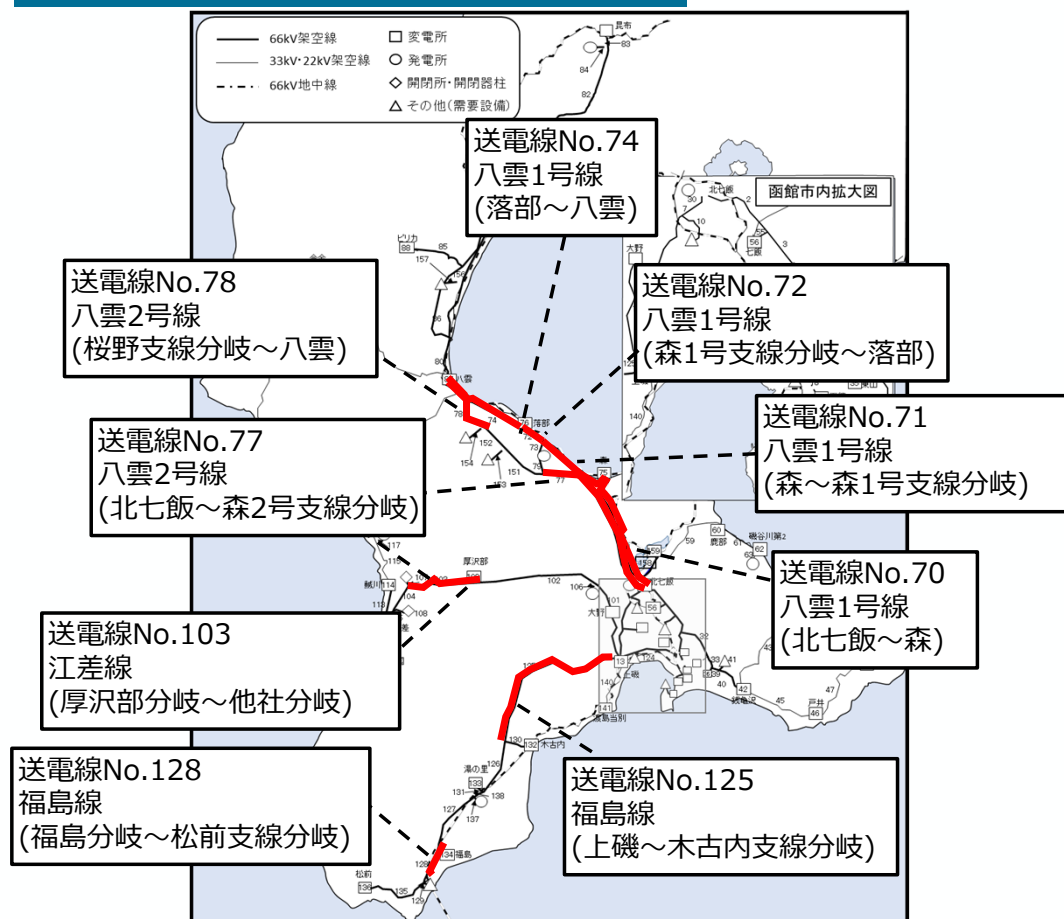


(参考)中長期見通しの算出結果 <北海道 マップ⑧>

移行シナリオ

北海道エリア 110kV以下系統
(24 北七飯・大野系統)

— : 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



(出所) 第92回広域系統整備委 参考資料 1 (2025年9月2日) より一部加工

(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

移行シナリオ

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	205	女満別	187/66	PV	8	29	0.040	13
						WF	4	17	0.015	13
北海道	基幹	変電所	216	東釧路	187/66	PV	60	5,550	5.190	277
						WF	0.02	1	0.820	276
北海道	基幹	変電所	217	西春別	187/66	PV	40	4,939	4.228	319
						WF	0.05	4	0.935	317
北海道	基幹	変電所	220	西伊達	187/66	PV	31	2,206	1.875	540
						WF	0.1	6	0.457	538
北海道	基幹	変電所	228	西中川	187/100	PV	0.1	5	0.112	241
						WF	2	1,020	0.355	551
北海道	基幹	送電線	53	函館幹線 (双葉開閉所～北長万部開閉所)	187	PV	32	1,294	1.119	259
						WF	399	42,514	2.631	504
北海道	基幹	送電線	54	函館幹線 (北長万部開閉所～西八雲開閉所)	187	PV	11	94	0.081	30
						WF	166	2,877	0.235	62
北海道	基幹	送電線	63	名寄幹線 (旭川嵐山開閉所～西名寄変電所)	187	PV	8	96	0.238	105
						WF	33	1,420	0.312	181
北海道	基幹	送電線	64	北幌延線 (西名寄変電所～西中川変電所)	187	PV	1	39	1.107	323
						WF	15	9,411	3.524	721
北海道	基幹	送電線	115	他社線 (他社発電所～北新得変電所)	187	PV	169	5,127	1.004	84
						WF	9	127	0.114	76
北海道	□-カル	送電線	【01】 3	宗谷1号線・2号線 (西中川開閉器柱～幌延変電所)	100	PV	0.5	67	1.608	651
						WF	19	12,020	3.921	1,335
北海道	□-カル	送電線	【01】 5	稚内線 (幌延変電所～声問変電所)	100	PV	1	80	2.219	508
						WF	70	18,355	5.692	1,046
北海道	□-カル	送電線	【01】 77	羽幌炭鉱線 (朱鞠内変電所～羽幌変電所)	66	PV	5	40	0.146	22
						WF	0.04	0.4	0.055	22

(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

移行シナリオ

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	□-カル	送電線	【04】 31	遠軽線 (留辺蘂変電所～生田原支線分岐)	66	PV	5	452	0.652	129
						WF	—	—	—	—
北海道	□-カル	送電線	【04】 32	遠軽線 (生田原支線分岐～遠軽変電所)	66	PV	14	461	0.741	74
						WF	—	—	—	—
北海道	□-カル	送電線	【05】 19	宇登呂線 (斜里変電所～宇登呂変電所)	33	PV	2	99	0.717	148
						WF	—	—	—	—
北海道	□-カル	送電線	【13】 22	長沼線 (上江別支線分岐～晩翠変電所分岐)	66	PV	2	4	0.012	5
						WF	—	—	—	—
北海道	□-カル	送電線	【13】 72	望来線 (当別変電所～他社分岐)	22	PV	6	748	3.37	539
						WF	0.1	9	1.134	538
北海道	□-カル	送電線	【13】 73	望来線 (他社分岐～望来変電所)	22	PV	4	531	2.336	377
						WF	0.1	5	0.549	372
北海道	□-カル	送電線	【13】 75	厚田線 (望来変電所～他社分岐)	22	PV	3	204	1.427	242
						WF	0.01	0.3	0.385	237
北海道	□-カル	送電線	【14】 28	留萌線 (沼田変電所～留萌変電所)	66	PV	0.1	1	0.185	128
						WF	19	1,482	1.081	322
北海道	□-カル	送電線	【15】 15	庶路線 (宇円別変電所～釧白支線1号線分岐)	66	PV	12	2,785	5.716	424
						WF	—	—	—	—
北海道	□-カル	送電線	【15】 16	十勝2号線 (宇円別変電所～釧白支線2号線分岐)	66	PV	10	2,014	3.48	318
						WF	—	—	—	—
北海道	□-カル	送電線	【15】 17	釧白支線 (釧白支線1・2号線 分岐～他社分岐)	66	PV	9	348	0.709	95
						WF	—	—	—	—
北海道	□-カル	送電線	【15】 19	釧白支線 (他社分岐～釧白変電所)	66	PV	10	424	0.727	100
						WF	—	—	—	—

(参考) 中長期見通しの算出結果 <北海道 設備一覧③>

北海道エリア 対象設備一覧

移行シナリオ

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	□-カル	送電線	【17】 5	根室1号線 (厚床変電所～他社分岐)	66	PV	5	41	0.093	24
						WF	0.01	0.1	0.026	24
北海道	□-カル	送電線	【17】 28	磯分内線 (他社分岐～磯分内変電所)	66	PV	3	174	1.615	152
						WF	—	—	—	—
北海道	□-カル	送電線	【18】 12	中札内線 (川西変電所～中札内変電所)	66	PV	4	41	0.204	25
						WF	—	—	—	—
北海道	□-カル	送電線	【18】 44	十勝1・2号線 (木野変電所～札内支線分岐)	66	PV	5	30	0.151	18
						WF	—	—	—	—
北海道	□-カル	送電線	【18】 68	岩松線 (西音更変電所～清水開閉器柱)	66	PV	12	1,866	9.816	364
						WF	—	—	—	—
北海道	□-カル	送電線	【18】 75	岩松線 (清水開閉器柱～鹿追開閉器柱)	66	PV	3	147	1.121	119
						WF	—	—	—	—
北海道	□-カル	送電線	【18】 78	岩松線 (鹿追開閉器柱～新岩松変電所)	66	PV	8	423	3.569	120
						WF	—	—	—	—
北海道	□-カル	送電線	【19】 2	長和線 (西伊達変電所～他社分岐)	66	PV	5	1,624	1.362	417
						WF	0.02	4	0.311	417
北海道	□-カル	送電線	【19】 4	長和線 (他社分岐～伊達変電所)	66	PV	36	3,783	3.075	333
						WF	0.1	10	0.793	333
北海道	□-カル	送電線	【19】 6	有珠線 (伊達変電所～萩原変電所)	66	PV	11	680	0.694	160
						WF	0.005	0.2	0.131	160
北海道	□-カル	送電線	【22】 81	早来線 (南早来変電所～他社分岐)	66	PV	34	2,877	2.413	185
						WF	—	—	—	—
北海道	□-カル	送電線	【22】 86	富川線 (早来変電所～厚真変電所)	66	PV	9	3,676	7.258	767
						WF	—	—	—	—
北海道	□-カル	送電線	【22】 88	富川線 (厚真変電所～他社分岐)	66	PV	14	4,654	9.454	606
						WF	—	—	—	—

(参考) 中長期見通しの算出結果 <北海道 設備一覧④>

北海道エリア 対象設備一覧

移行シナリオ

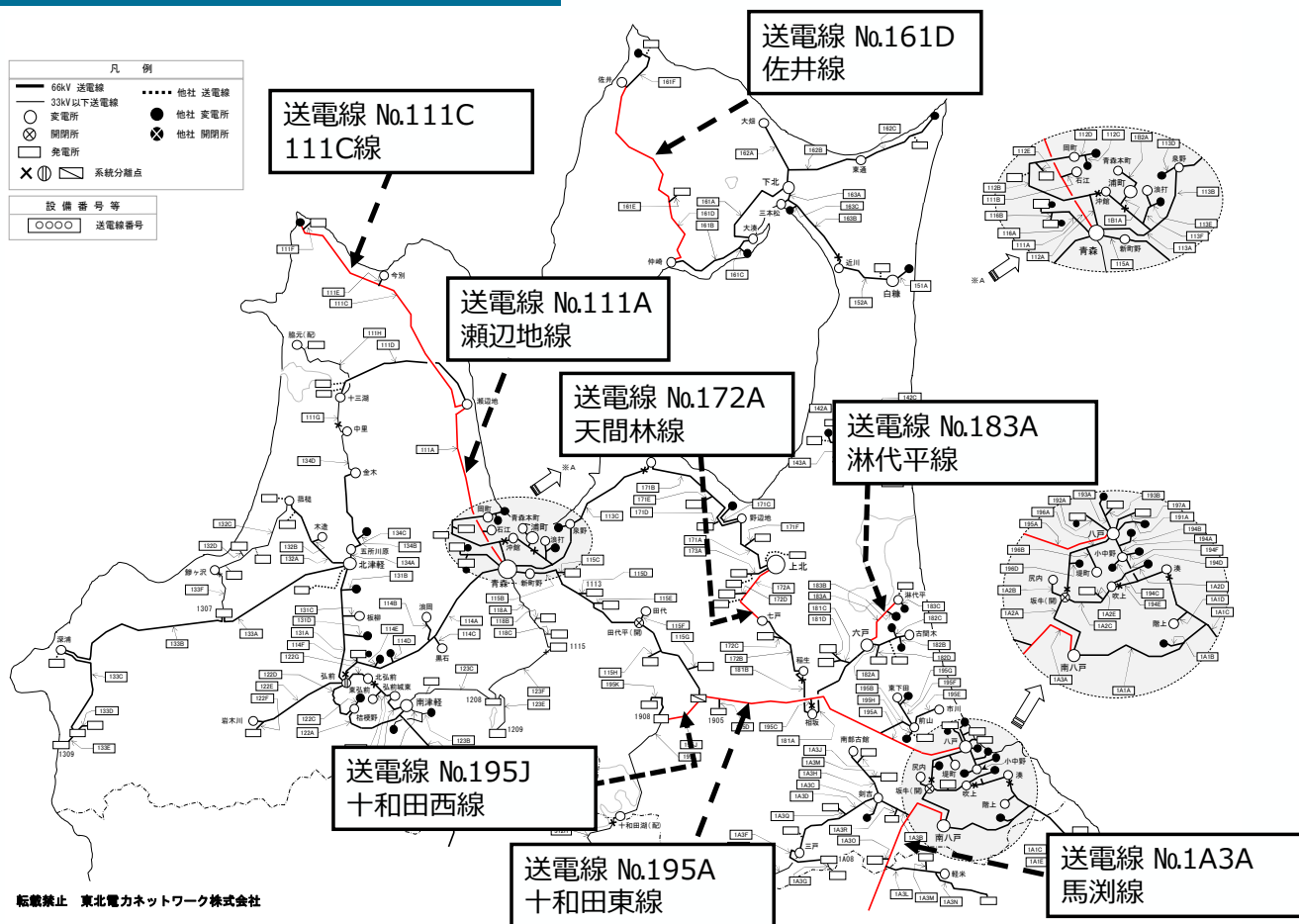
エリア	系統 種別	設備 種別	設備 No	設備名	電圧 (kV)	電源 種別	最大出力制御 (MW)	出力制御量 (MWh)	出力制御率 (%)	出力制御時間 (h)
北海道	□ーカル	送電線	【22】 90	富川線 (他社分岐～他社分岐)	66	PV	11	873	1.744	197
						WF	—	—	—	—
北海道	□ーカル	送電線	【22】 103	岩知志線 (早来変電所～穂別変電所)	66	PV	7	215	0.332	65
						WF	—	—	—	—
北海道	□ーカル	送電線	【22】 111	岩知志線 (振内支線分岐～岩知志変電所)	66	PV	5	377	3.091	176
						WF	—	—	—	—
北海道	□ーカル	送電線	【24】 70	八雲 1 号線 (北七飯変電所～森変電所)	66	PV	3	135	0.254	131
						WF	3	161	0.083	131
北海道	□ーカル	送電線	【24】 71	八雲 1 号線 (森変電所～森1号支線分岐)	66	PV	9	837	1.973	313
						WF	22	2,393	1.217	365
北海道	□ーカル	送電線	【24】 72	八雲 1 号線 (森1号支線分岐～落部変電所)	66	PV	1	11	0.025	17
						WF	1	9	0.010	17
北海道	□ーカル	送電線	【24】 74	八雲 1 号線 (落部変電所～八雲変電所)	66	PV	5	36	0.095	16
						WF	5	36	0.040	16
北海道	□ーカル	送電線	【24】 77	八雲 2 号線 (北七飯変電所～森2号支線分岐)	66	PV	15	854	1.052	146
						WF	6	329	0.363	146
北海道	□ーカル	送電線	【24】 78	八雲 2 号線 (桜野支線分岐～八雲変電所)	66	PV	6	47	0.11	17
						WF	6	42	0.046	17
北海道	□ーカル	送電線	【24】 103	江差線 (厚沢部変電所分岐～他社分岐)	66	PV	0.2	2	0.066	49
						WF	15	384	0.312	102
北海道	□ーカル	送電線	【24】 125	福島線 (上磯変電所～木古内支線分岐)	66	PV	4	346	3.074	606
						WF	32	9,389	4.293	1,010
北海道	□ーカル	送電線	【24】 128	福島線 (福島変電所分岐～松前支線分岐)	66	PV	0.04	0.1	0.001	5
						WF	5	30	0.026	14

(参考)中長期見通しの算出結果<東北 マップ②>

移行シナリオ

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



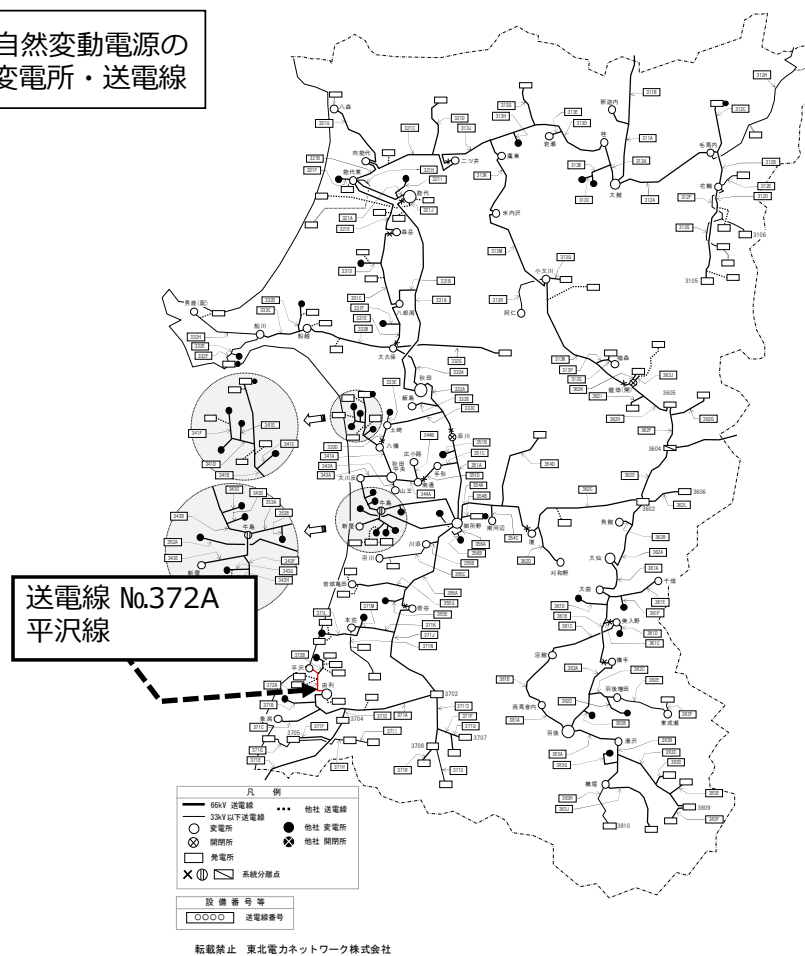
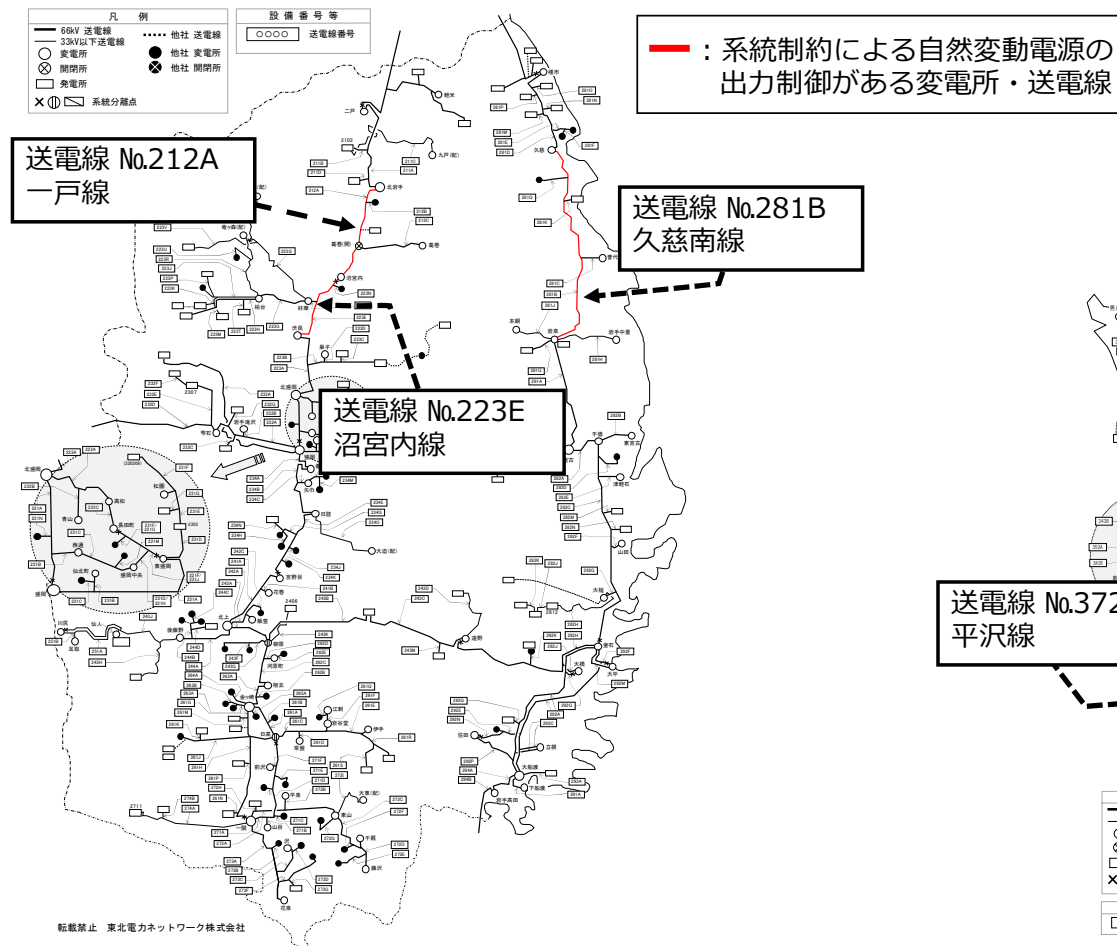
(出所) 第92回広域系統整備委 参考資料2 (2025年9月2日) より一部加工

(参考)中長期見通しの算出結果<東北 マップ③>

移行シナリオ

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）

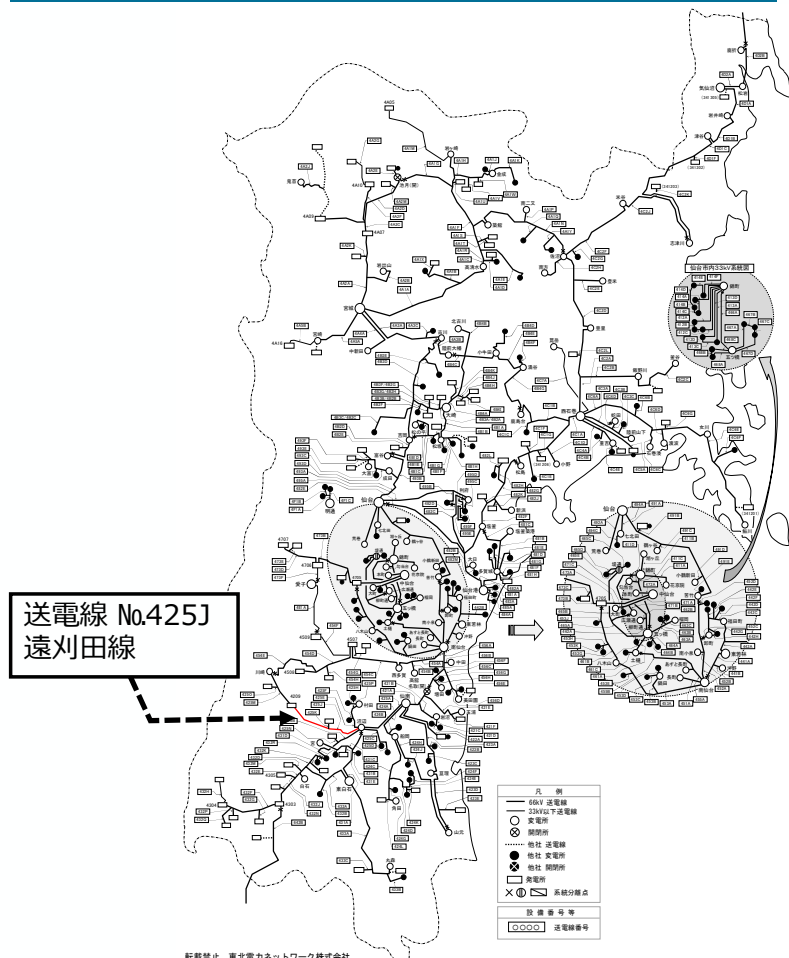


(出所) 第92回広域系統整備委 参考資料2 (2025年9月2日) より一部加工

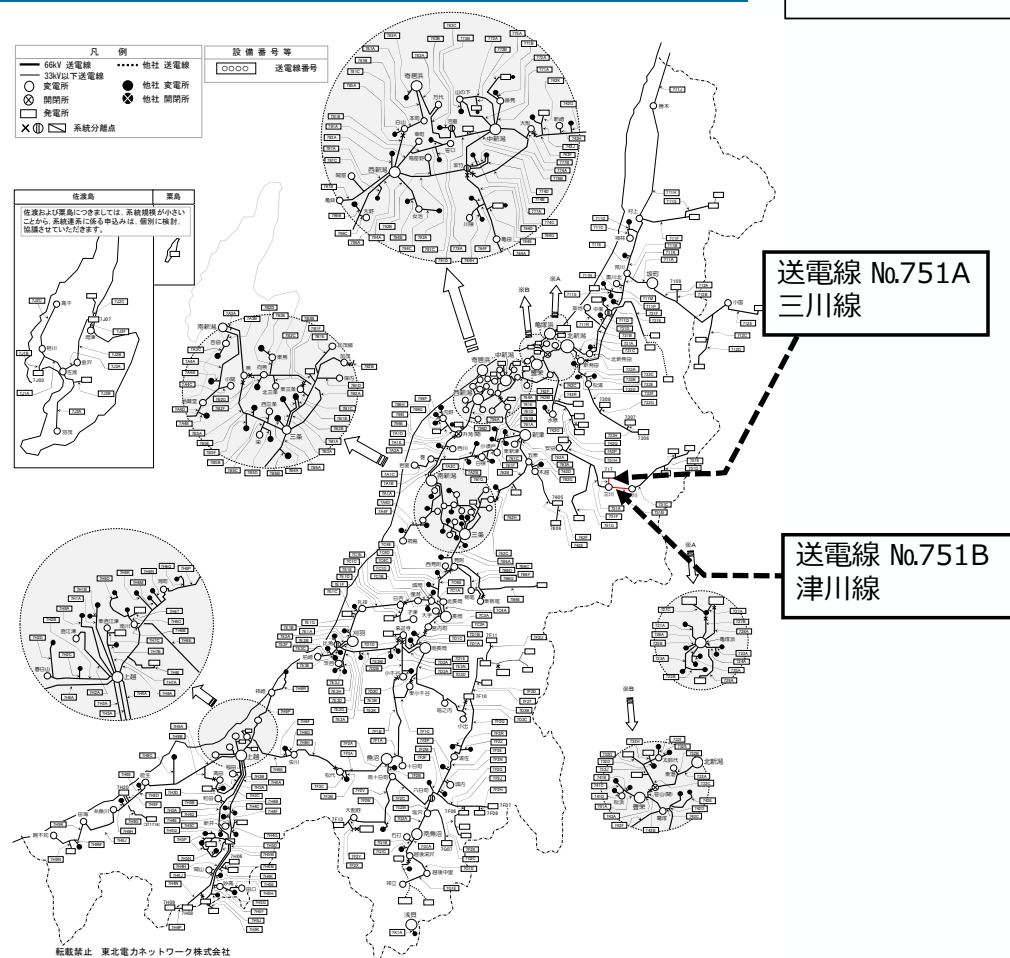
(参考)中長期見通しの算出結果<東北 マップ④>

移行シナリオ

東北エリア 66kV以下系統（宮城県）



東北エリア 66kV以下系統（新潟県）



— : 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

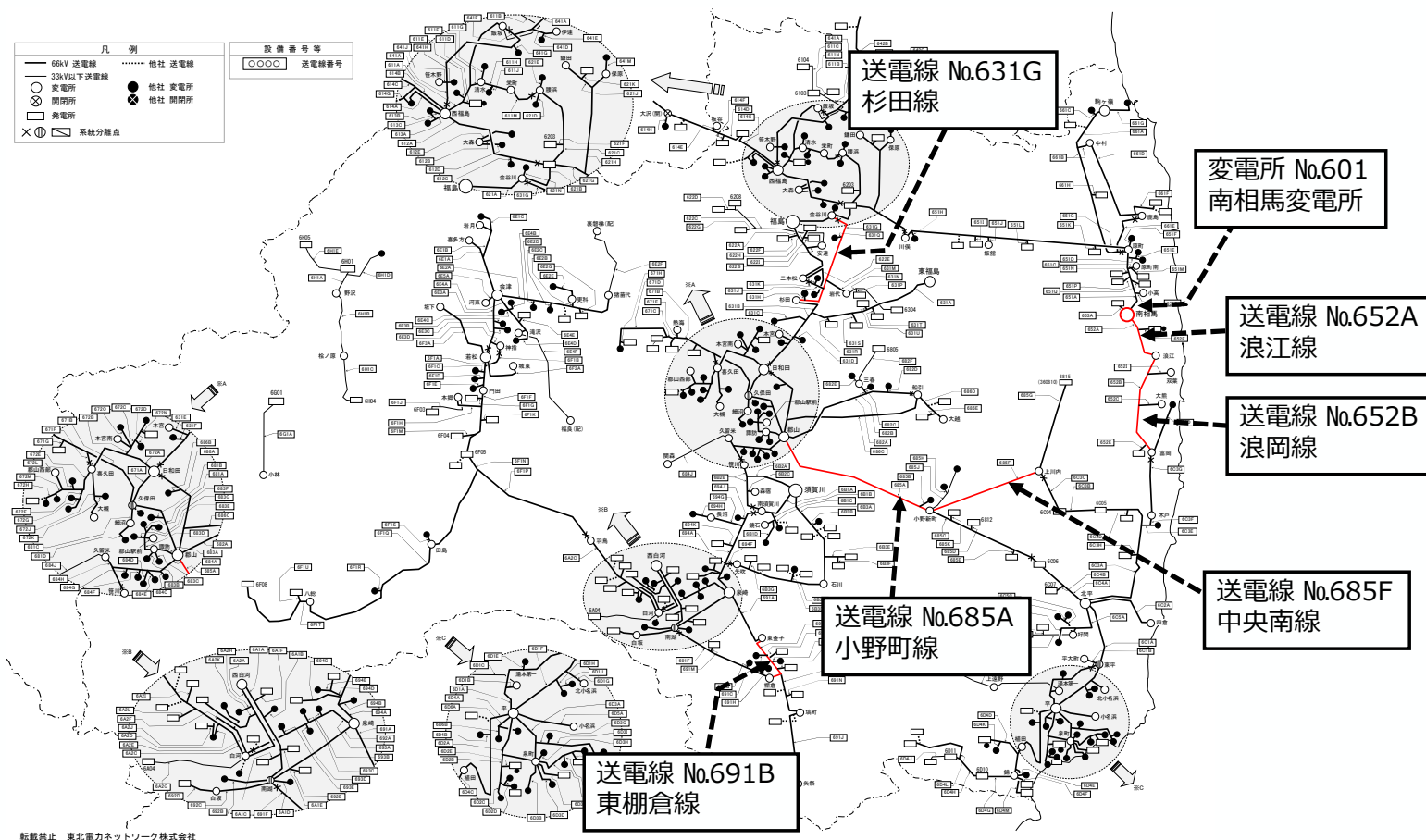
(出所) 第92回広域系統整備委 参考資料 2 (2025年9月2日) より一部加工

(参考)中長期見通しの算出結果<東北 マップ⑤>

移行シナリオ

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①>

東北エリア 対象設備一覧

移行シナリオ

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	2	上北	275/154	PV	245	3,934	0.845	64
						WF	352	6,396	0.335	59
東北	基幹	変電所	【福】 601	南相馬	275/66	PV	23	381	0.272	53
						WF	11	161	0.066	53
東北	基幹	送電線	501	下北AB線	154	PV	20	1,593	2.912	534
						WF	110	36,500	7.450	1,007
東北	基幹	送電線	600	最上幹線	154	PV	27	387	0.362	22
						WF	180	1,458	0.121	22
東北	□ーカル	送電線	【青】 111A	瀬辺地線	66	PV	17	1,942	4.433	770
						WF	45	31,586	14.944	1,622
東北	□ーカル	送電線	【青】 111C	111C線	66	PV	1	15	0.360	173
						WF	22	3,941	1.831	562
東北	□ーカル	送電線	【青】 161D	佐井線	66	PV	1	4	0.061	22
						WF	5	44	0.047	22
東北	□ーカル	送電線	【青】 172A	天間林線	66	PV	13	90	0.328	16
						WF	—	—	—	—
東北	□ーカル	送電線	【青】 183A	淋代平線	66	PV	1	3	0.007	8
						WF	—	—	—	—
東北	□ーカル	送電線	【青】 195A	十和田東線	66	PV	24	702	1.133	190
						WF	23	1,063	0.863	429
東北	□ーカル	送電線	【青】 195J	十和田西線	66	PV	0.4	49	3.843	589
						WF	35	13,341	9.772	1,350
東北	□ーカル	送電線	【青】 1A3A	馬淵線	66	PV	6	60	0.297	57
						WF	13	263	0.231	67

(参考) 中長期見通しの算出結果<東北 設備一覧②>

東北エリア 対象設備一覧

移行シナリオ

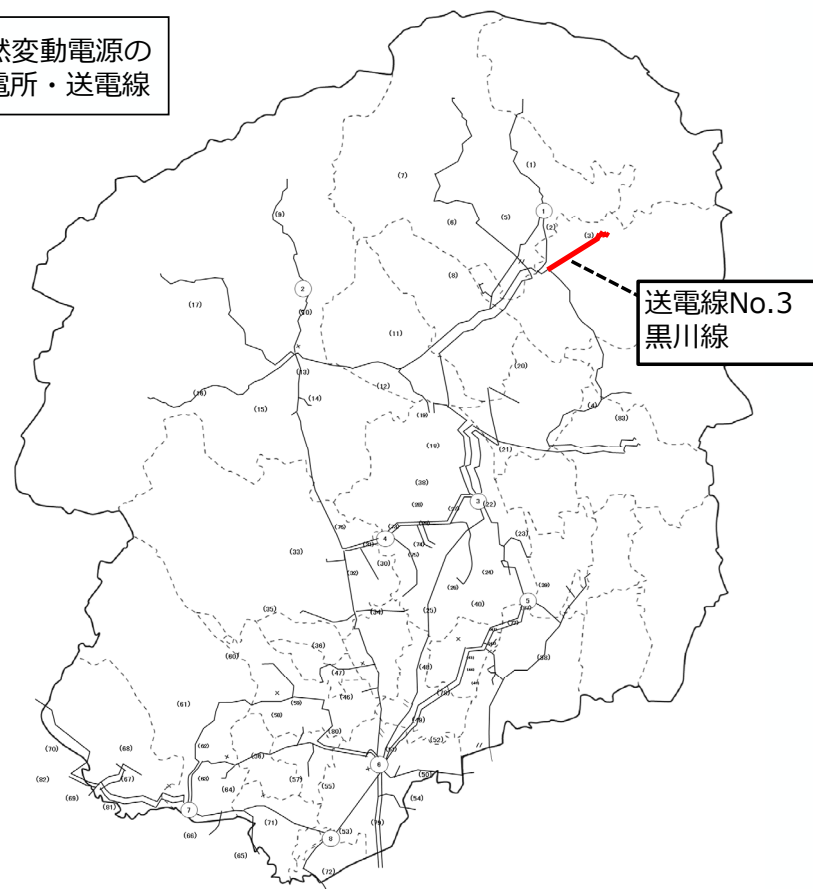
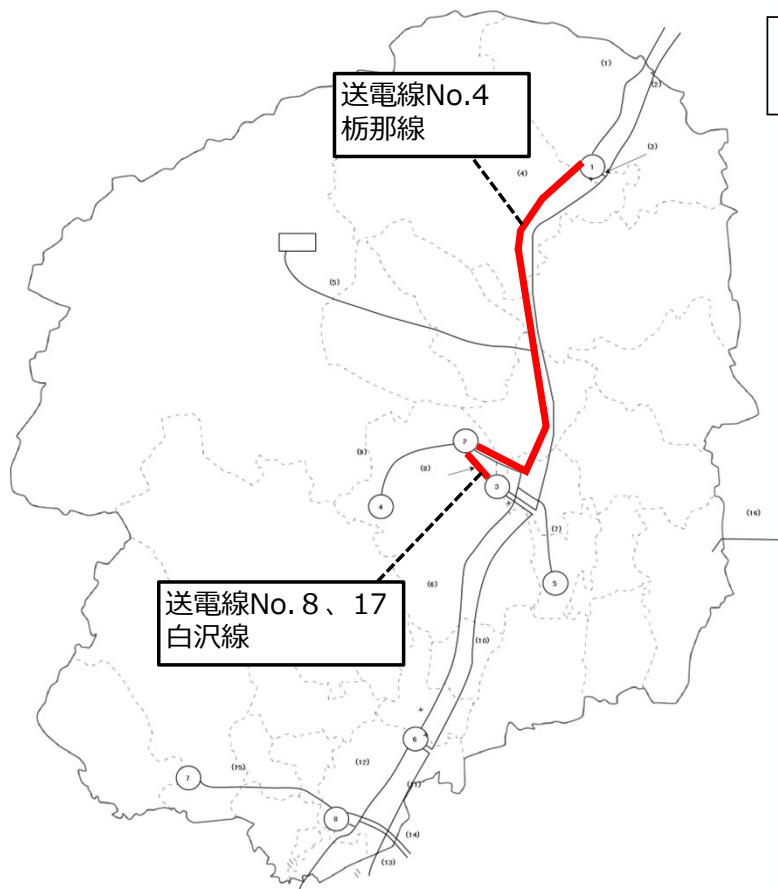
エリア	系統 種別	設備 種別	設備 No	設備名	電圧 (kV)	電源 種別	最大出力制御 (MW)	出力制御量 (MWh)	出力制御率 (%)	出力制御時間 (h)
東北	□ーカル	送電線	【岩】 212A	一戸線	66	PV	0.3	2	0.060	21
						WF	8	65	0.058	27
東北	□ーカル	送電線	【岩】 223E	沼宮内線	66	PV	8	24	0.040	10
						WF	—	—	—	—
東北	□ーカル	送電線	【岩】 281B	久慈南線	66	PV	10	134	0.581	38
						WF	—	—	—	—
東北	□ーカル	送電線	【秋】 372A	平沢線	66	PV	0.0	0.1	0.022	6
						WF	5	52	0.050	25
東北	□ーカル	送電線	【宮】 425J	遠刈田線	66	PV	1	2	0.006	4
						WF	—	—	—	—
東北	□ーカル	送電線	【福】 631G	杉田線	66	PV	3	31	0.098	27
						WF	—	—	—	—
東北	□ーカル	送電線	【福】 652A	浪江線	66	PV	6	69	0.077	26
						WF	5	49	0.020	26
東北	□ーカル	送電線	【福】 652B	浪岡線	66	PV	12	574	0.813	161
						WF	26	1,207	0.491	161
東北	□ーカル	送電線	【福】 685A	小野町線	66	PV	4	151	1.327	141
						WF	11	500	0.597	141
東北	□ーカル	送電線	【福】 685F	中央南線	66	PV	1	38	0.735	121
						WF	13	449	0.534	135
東北	□ーカル	送電線	【福】 691B	東棚倉線	66	PV	24	483	0.655	57
						WF	—	—	—	—
東北	□ーカル	送電線	【新】 751A	三川線	66	PV	9	194	0.517	65
						WF	—	—	—	—
東北	□ーカル	送電線	【新】 751B	津川線	66	PV	2	19	0.052	19
						WF	—	—	—	—

(参考)中長期見通しの算出結果<東京 マップ①>

移行シナリオ

東京エリア 154kV以下系統（栃木県）

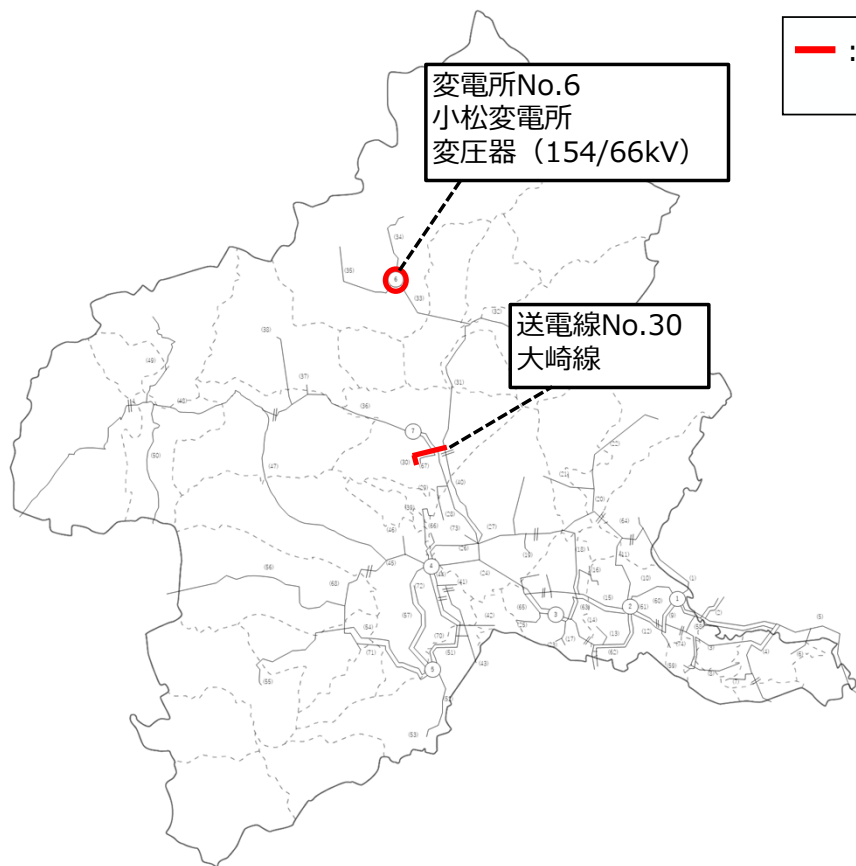
東京エリア 66kV以下系統（栃木県）



(参考)中長期見通しの算出結果<東京 マップ②>

移行シナリオ

東京エリア 66kV以下系統（群馬県）



東京エリア 66kV以下系統（茨城県）



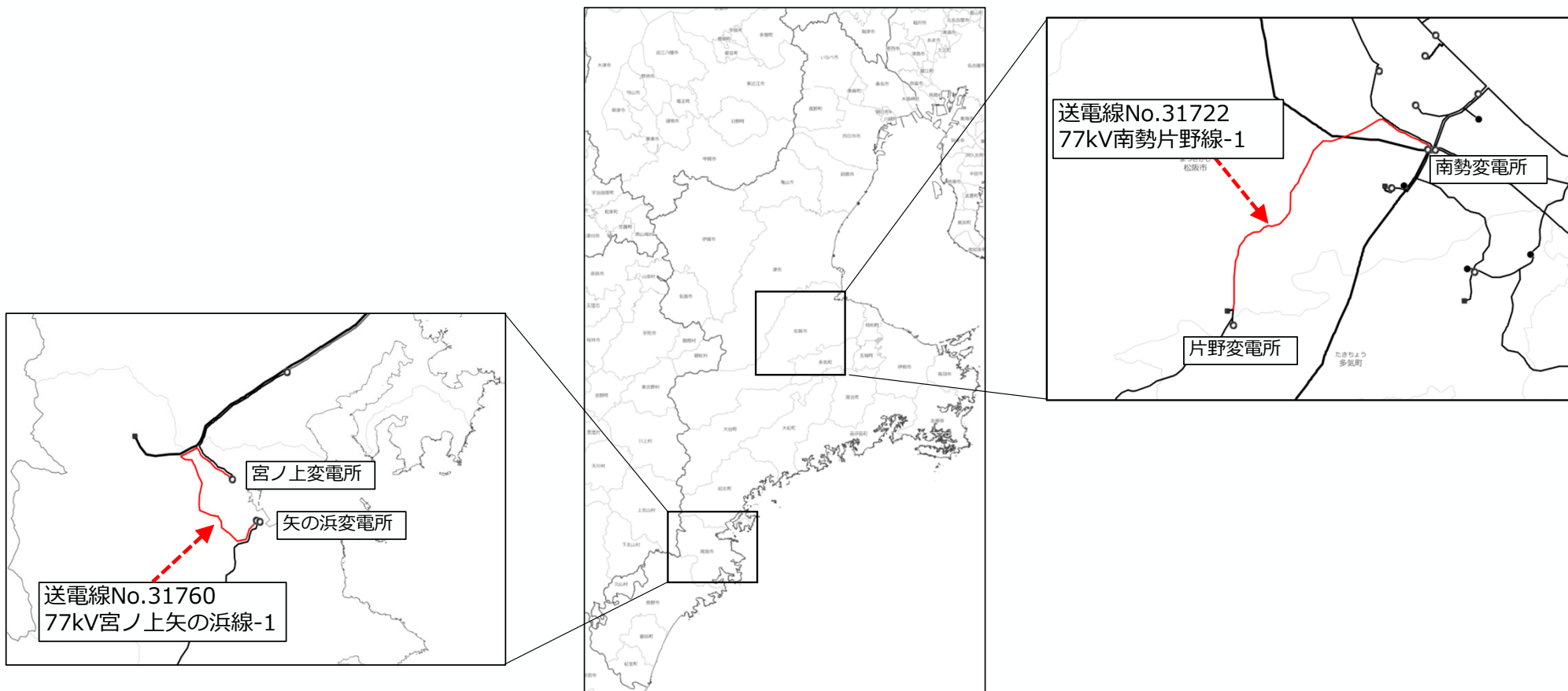
— : 系統制約による自然変動電源の
出力制御がある変電所・送電線

(参考)中長期見通しの算出結果<中部 マップ①>

移行シナリオ

中部エリア 154kV以下系統 (三重県)

— : 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



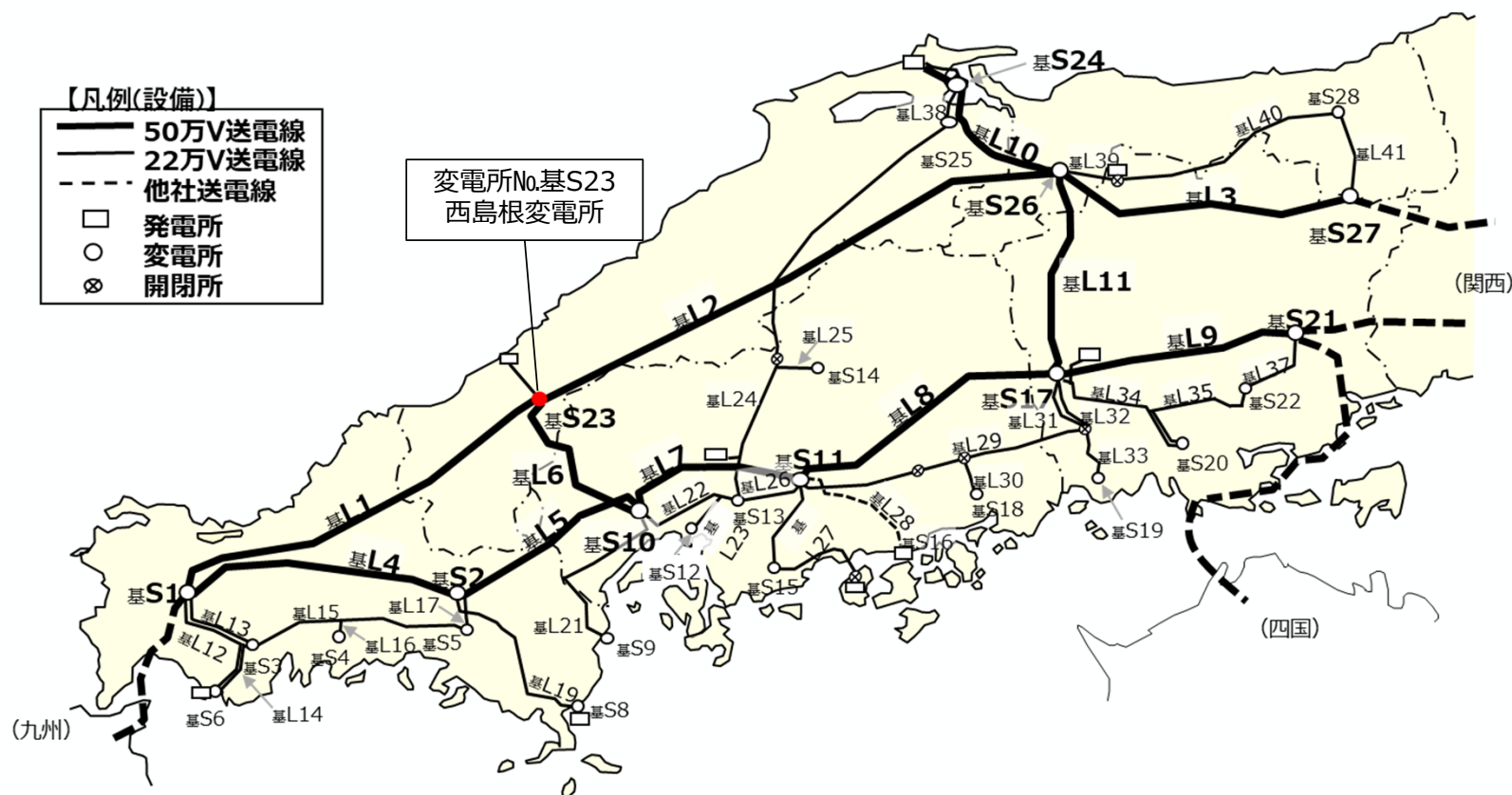
(出所) 第92回広域系統整備委 参考資料4 (2025年9月2日) より一部加工

(参考)中長期見通しの算出結果<中国 マップ①>

移行シナリオ

中国エリア 220kV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

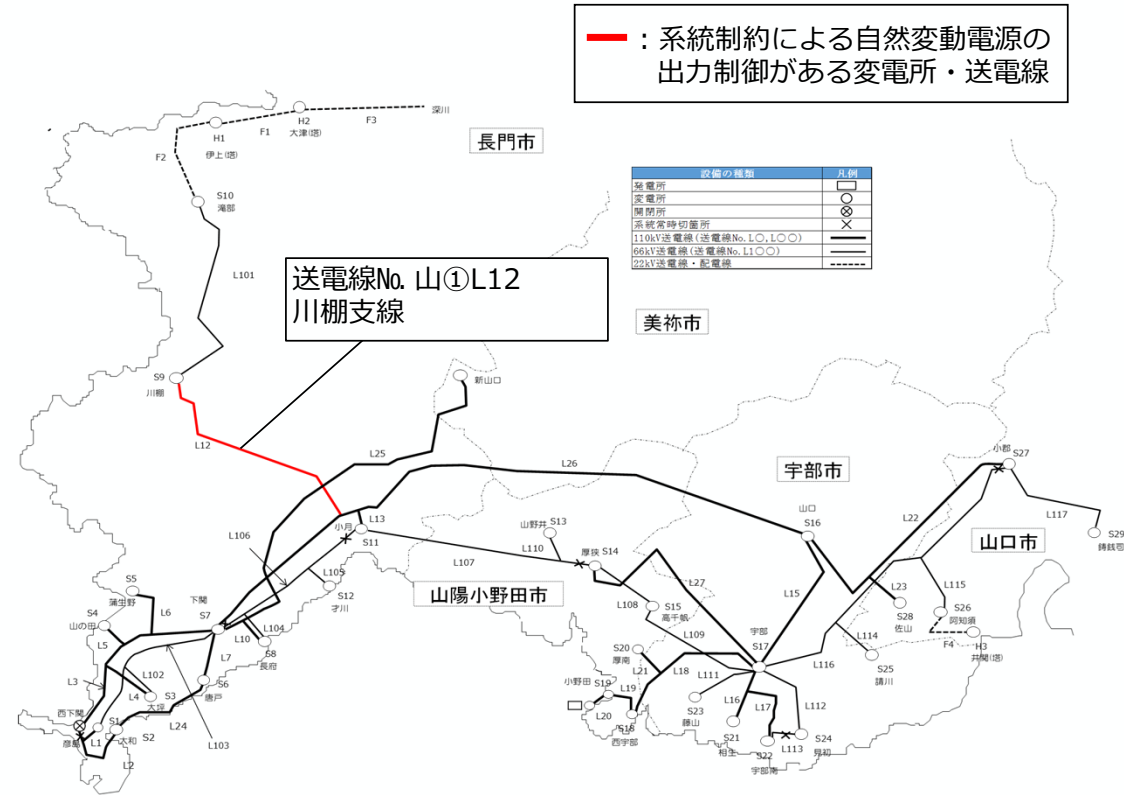
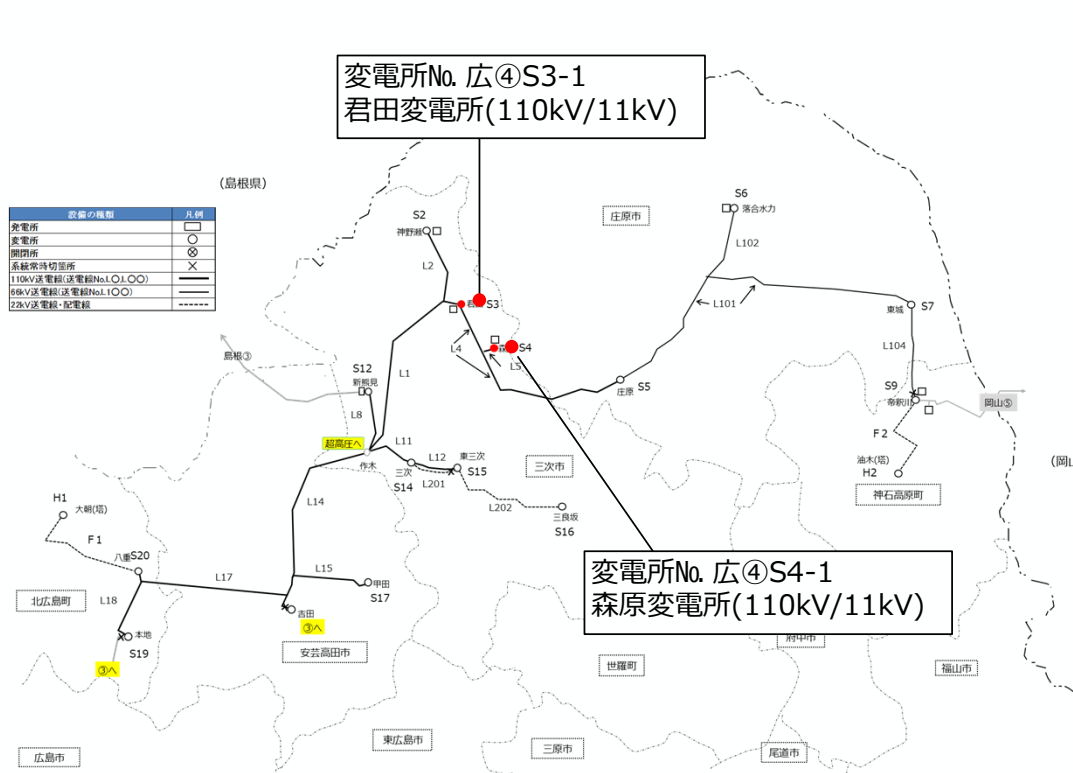


(参考)中長期見通しの算出結果<中国 マップ②>

移行シナリオ

中国エリア 110kV以下系統（広島県）

中国エリア 110kV以下系統（山口県）



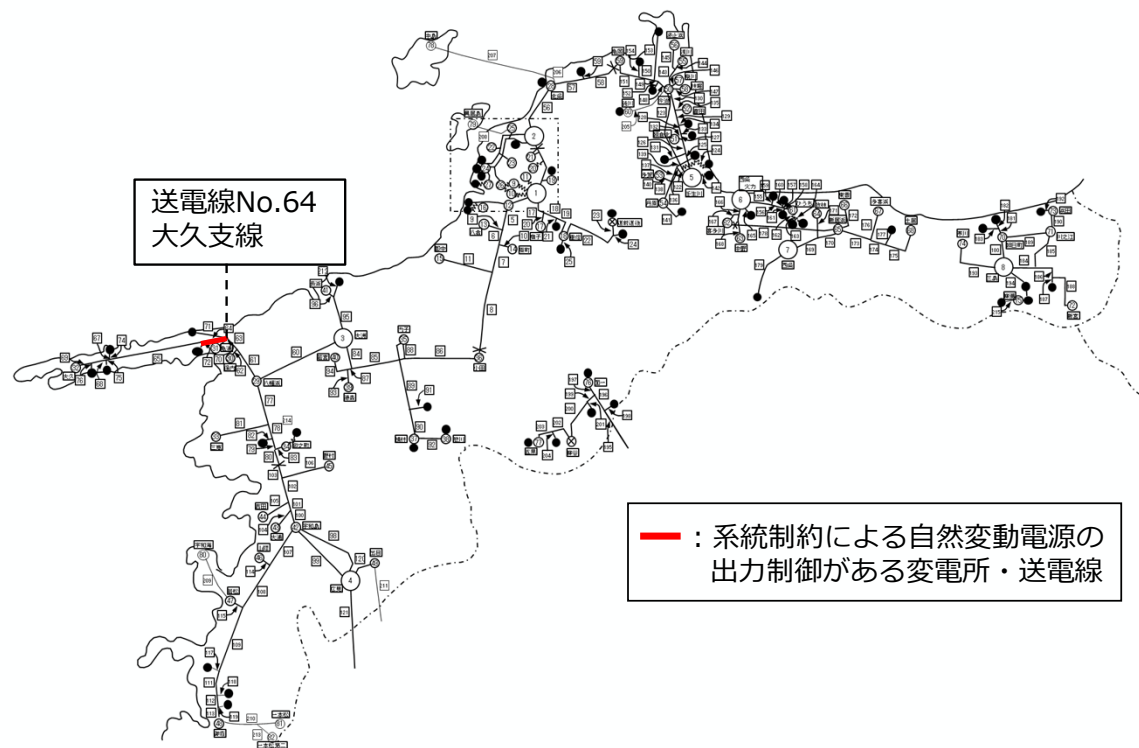
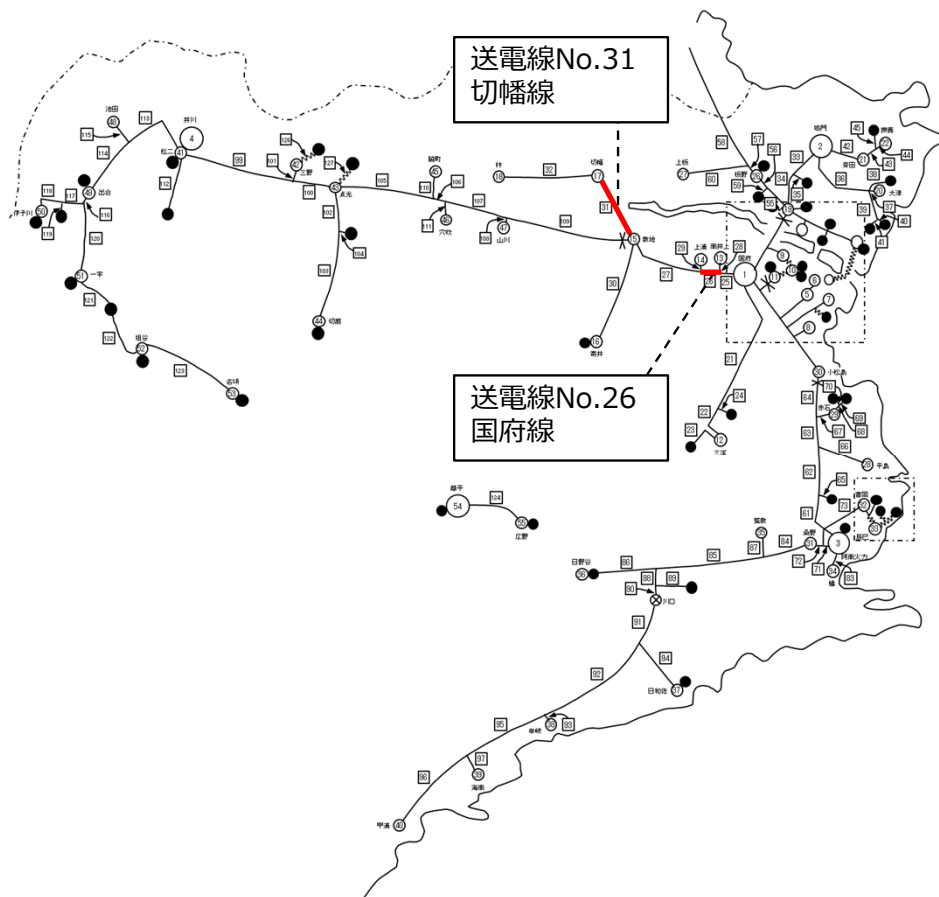
(出所) 第92回広域系統整備委 参考資料 5 (2025年9月2日) より一部加工

(参考)中長期見通しの算出結果<四国 マップ①>

移行シナリオ

四国エリア 66・110kV以下系統（徳島県）

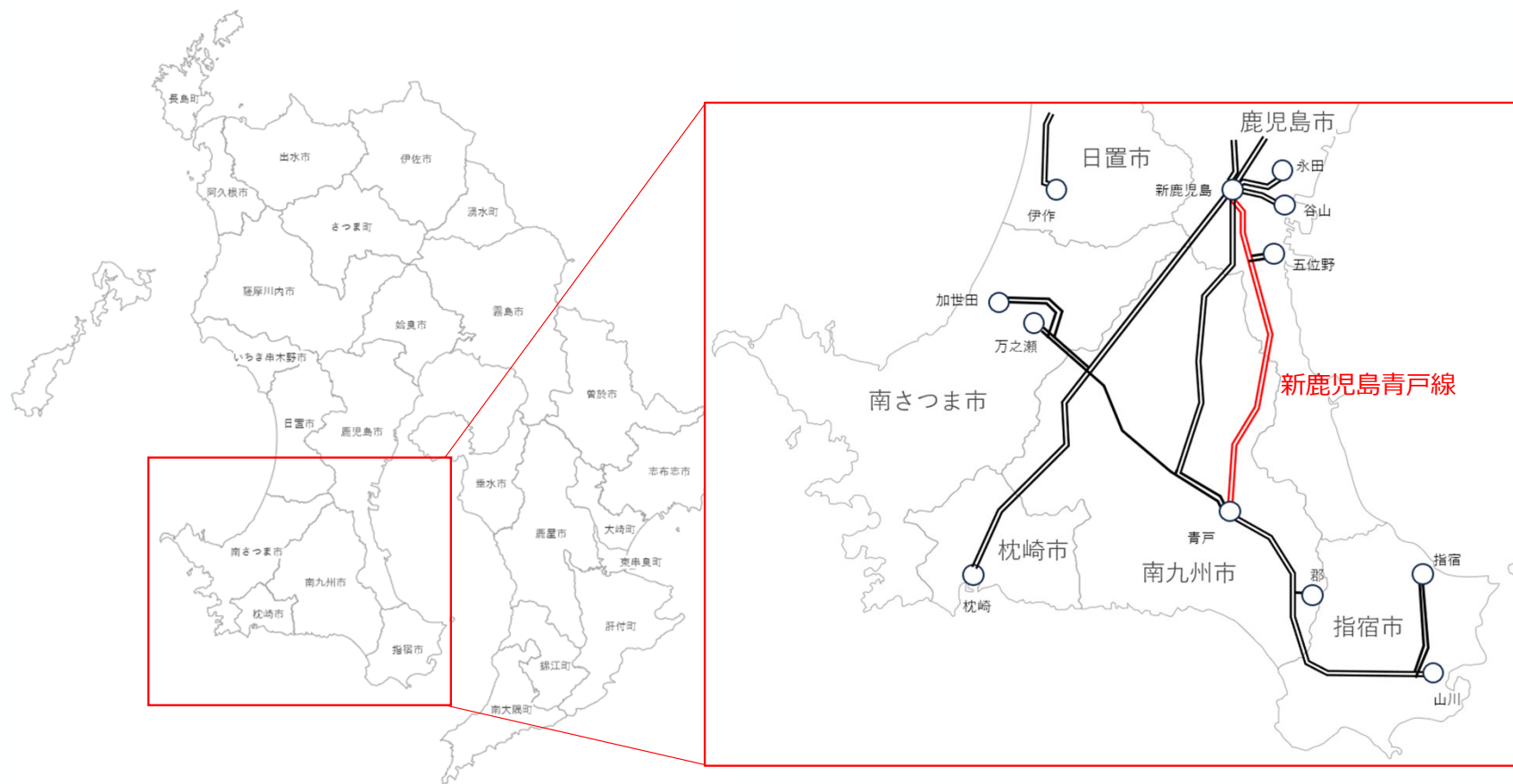
四国エリア 66・110kV以下系統（愛媛県）



(参考)中長期見通しの算出結果<九州 マップ②>

九州エリア 110kV以下系統（鹿児島県）

— : 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① 設備一覧>

東京&中部エリア 対象設備一覧

移行シナリオ

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	変電所	【群】 6	小松	154/66	PV	3	8	0.015	7
						WF	—	—	—	—
東京	ローカル	送電線	【栃】 4	栃那線	154	PV	242	19,986	3.605	222
						WF	—	—	—	—
東京	ローカル	送電線	【栃】 8 17	白沢線	154	PV	3	3	0.002	1
						WF	—	—	—	—
東京	ローカル	送電線	【栃】 3	黒川線	66	PV	3	37	0.067	24
						WF	—	—	—	—
東京	ローカル	送電線	【群】 30	大崎線	66	PV	10	177	0.260	41
						WF	—	—	—	—
東京	ローカル	送電線	【茨】 118	筑波線	66	PV	35	942	0.647	78
						WF	—	—	—	—
東京	ローカル	送電線	【茨】 126	岩瀬線	66	PV	23	1,364	2.351	173
						WF	—	—	—	—
中部	ローカル	送電線	31722 【三】	南勢片野線-1	77	PV	5	10	0.030	5
						WF	—	—	—	—
中部	ローカル	送電線	31760 【三】	宮ノ上矢の浜線-1	77	PV	6	117	0.322	55
						WF	—	—	—	—

(参考) 中長期見通しの算出結果 <その他② 設備一覧>

中国 & 四国 & 九州エリア 対象設備一覧

移行シナリオ

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)
中国	基幹	変電所	基S23	西島根	220/110	PV	8	8	0.007	1
						WF	—	—	—	—
中国	□ーカル	変電所	広④S4-1	森原	110/11	PV	3	332	6.640	265
						WF	—	—	—	—
中国	□ーカル	変電所	広④S3-1	君田	110/11	PV	0.1	0.1	0.005	1
						WF	—	—	—	—
中国	□ーカル	送電線	山①L12	川棚支線	110	PV	13	56	0.126	7
						WF	—	—	—	—
四国	□ーカル	送電線	【徳】26	国府線	66	PV	27	870	1.649	106
						WF	—	—	—	—
四国	□ーカル	送電線	【徳】31	切幡線	66	PV	11	84	0.397	25
						WF	—	—	—	—
四国	□ーカル	送電線	【愛】64	大久支線	66	PV	0.2	0.8	0.228	34
						WF	6	137	0.138	85
九州	□ーカル	変電所	⑳13(3)	志和池	66/22	PV	1	1	0.032	3
						WF	—	—	—	—
九州	□ーカル	送電線	⑥2	筑豊川崎線	66	PV	10	211	1.448	66
						WF	—	—	—	—
九州	□ーカル	送電線	㉑21	新鹿児島青戸線	66	PV	9	100	0.767	30
						WF	—	—	—	—

系統混雑に関する中長期見通しの算定結果の留意事項等

- 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・需要の増減やメリットオーダーの変化によって、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が発生し得ることに留意が必要である。
- 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、実際の出力制御量（率）とは異なる点に留意が必要である。
- 基幹系統の混雑想定においては、ローカル系統における混雑処理結果を考慮していないことから、ローカル系統から基幹系統へ突き上がる潮流を多めに見積もっており、過大な評価となっている可能性がある。加えて、基幹系統における算定方法の特性上、供給電力と電力需要が一致することが前提となっていることから、自然変動電源の上振れや需要の下振れといった要素は考慮されていない。

(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、一般送配電事業者のホームページ（下記URL）にて公表されている。

【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>



2. ローカル系統の増強規律について

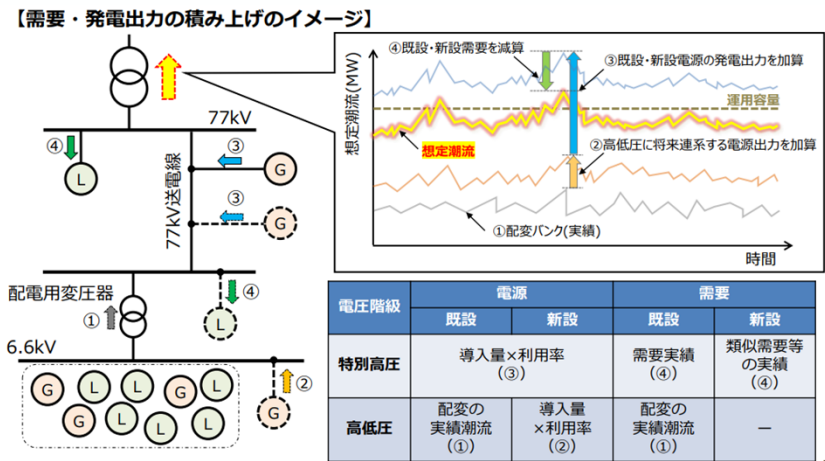
系統制約による自然変動電源の出力制御への対応

- 2030年度の系統混雑に関する中長期見通しの算定の結果、2029年度の見通しに引き続き、東地域のローカル系統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ことが想定されている。
- 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考えられる一方、自然変動電源の導入の妨げにならないよう、系統制約による出力制御を緩和していくことも重要。
- 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運用が開始されているところ。
- 今回、系統混雑に関する中長期見通しを活用したローカル系統の増強規律について御議論頂く。

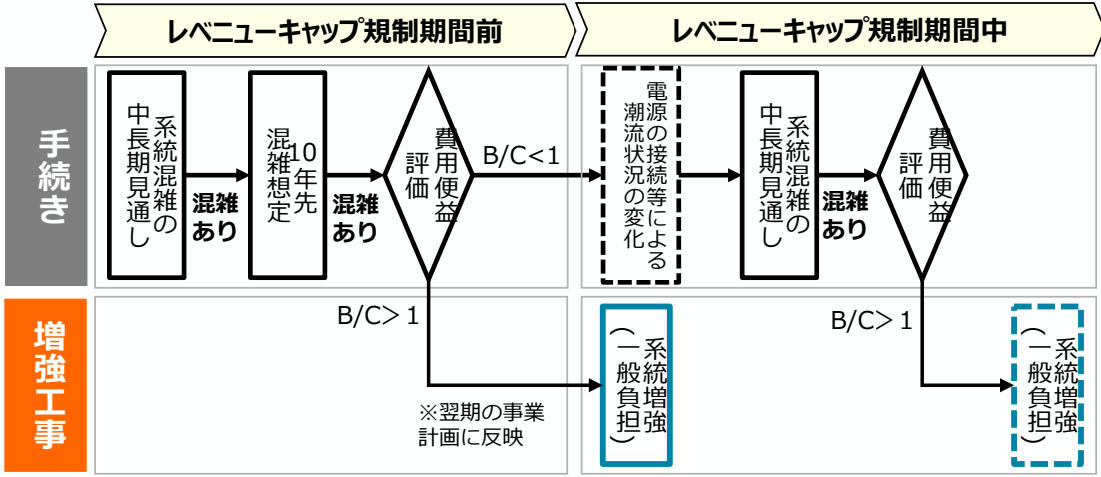
系統混雑に関する中長期見通しを活用したローカル系統の増強規律

- 一般送配電事業者のプッシュ型によるローカル系統の増強判断は、費用負担ガイドライン※に基づく費用便益評価によって行われるが、今後発生するローカル系統の混雑に対応するためには、**費用便益評価時のローカル系統の混雑想定や費用便益評価の実施タイミングが重要**となる。
※発電等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
- これまでローカル系統のプッシュ型の増強判断は個々の系統の実態に即して各一般送配電事業者で個別に実施していたが、**今後は系統混雑に関する中長期見通しの算定結果を用いる方法で統一してはどうか。**
- 具体的には、中長期見通しの結果、**5年後断面で系統混雑の発生が想定される系統に対して、10年後断面の混雑想定を行ったうえで、費用便益評価を実施し、増強の計画を策定する方針**を基本※としてはどうか。
※5年後断面で系統混雑の発生が想定されていないが、6年後以降で系統混雑の発生が想定される系統等を増強計画の対象とするかは個別判断
- なお、策定した増強計画は、翌期のレベニューキャップ制度における事業計画に反映されることになる。

ローカル系統の混雑想定方法



費用便益評価の実施タイミング



(参考) ローカル系統の増強規律

大量導入小委（第32回）資料4（2021年5月12日）

ローカル系統の増強規律

- 2023年度から新たな託送料金制度（レベニューキャップ制度）が施行開始されるため、一般送配電事業者はこれに向けた事業計画（5年間）を策定することが必要である。
- 制度開始当初である**第1規制期間（2023年度から開始）**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、電源センサス等で把握した電源設置動向等をベースに、まずは、空き容量の少ないローカル系統において、まずは先着優先ルール下において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してはどうか。**
- **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てはどうか。**

(参考) ローカル系統における費用便益評価の計算方法

大量導入小委（第35回）資料2（2021年9月7日）

ローカル系統における費用便益評価の計算方法

- マスタープランにおいて用いられる費用便益評価は、全国大での広域メリットオーダーシミュレーションに基づき行われ、その便益に用いられる燃料費削減効果やCO2対策費削減効果の諸元は、電源種ごとに設定される。
- 他方、増強の影響する範囲が限定されるローカル系統の費用便益評価においては、持替え先の電源種を特定することが妥当ではないため、対象系統の実績潮流をベースに算出する出力制御量合計に対して便益諸元の単価を乗ずることで便益を計算することとしてはどうか。
- 具体的には、費用便益評価における便益の諸元を以下のとおりとしてはどうか。
 - ✓ **燃料コスト**は、持替え先の電源は市場価格相当のコストで発電しているとの仮定の下、至近のスポット市場価格とする
 - ✓ **CO2対策コスト**は、発電コスト検証に用いられたCO2価格に全電源平均のCO2排出係数を乗じたものとする
- なお、費用における増強コストについては、増強により裨益する部分は設備更新による部分から切り分けて評価することが適当であることから、評価算定期間内の年度ごとの現在価値から、**既設設備の更新費用を控除**した上で、算出することとしてはどうか。

※ 今後は、接続検討以外にも電源ポテンシャルを考慮に入れることも計画的な系統整備を進める観点からは有効であると考えられる。例えば、電源等開発動向調査の活用が考えられるが、当該調査結果のローカル系統への活用については第2規制期間を見据えながら今後検討していく。