

電力ネットワークの次世代化

2021年9月7日
資源エネルギー庁

- (1) 再生可能エネルギー出力制御の高度化に向けた対応
- (2) ローカル系統における増強規律・費用負担と接続

本日の御議論

- 2050年カーボンニュートラル実現、2030年のエネルギーミックス達成に向けて、再エネ導入の更なる加速化が求められる中、系統制約が再エネ導入の妨げとならないよう、短期的にはノンファーム型接続など既存系統の効率的な利用を進めつつ、中長期的にはマスタープランに基づきプッシュ型で系統増強を進めていくこととしている。
- 電力の安定供給のためには常に需給を一致させる必要があり、変動再エネの増加に伴い、需給バランス維持のために出力制御など行っているところ。他方、出力制御が頻繁に行われては、再エネが有効活用されないのみならず、再エネ投資の拡大の妨げとなるといった指摘もある。
- 現在、再エネの出力制御が行われているのは九州エリアのみであるが、再エネの導入拡大に伴い、その制御率は増加傾向にある。また、再エネの導入が全国大で進む中で、今後、九州エリア以外でも出力制御が行われる可能性が高まっている。
- こうした中で、本日は、これまでの出力制御の低減に向けた対策とその効果を振り返りつつ、今後、S+3Eを大前提に、我が国の再エネの導入状況の特徴なども踏まえ、再エネの導入を更に加速していくにあたり、出力制御の最大限の抑制に向けてどのように対応していくべきか、基本的な方向性について御議論いただきたい。

出力制御の現状と今後の可能性

- これまで、需給バランス制約による再エネの出力制御は、九州エリアでのみ行われてきた。
- 全国大で再エネの導入拡大が進む中、これまでの出力制御の低減に向けた取組だけでは、九州エリア以外でも出力制御が行われる可能性が高まっている。

	最低需要[万kW] ※1 (2021年4～5月休日)	変動再エネ設備容量 (うち太陽光・風力) [万kW] (2021年3月末)	変動再エネ比率 [%] (変動再エネ設備容量/最低需要)		連系線 [万kW] ※2 (2021年度8月平日昼間)	揚水動力設備容量 [万kW] ※3 (2021年3月末時点)
北海道	292	252 (199・53)	86.3	86.3	(送) 90 (受) 90	90
東北	724	817 (658・159)	112.8	67.8 (東北・東京エリア)	(送) 695 (受) 326	46
東京	2,945	1,670 (1,627・43)	56.7		(送) 446 (受) 815	1106
中部	1,031	994 (957・37)	96.4	98.8 (中西6エリア)	(送) 355 (受) 490	439
北陸	219	126 (110・16)	57.5		(送) 220 (受) 180	12
関西	1,143	631 (614・17)	55.2		(送) 818 (受) 870	474
中国	495	600 (564・36)	121.2		(送) 568 (受) 639	201
四国	229	321 (293・28)	140.2		(送) 260 (受) 260	60
九州	688	1,088 (1,029・59)	158.1		(送) 241 (受) 23	253
沖縄	74	37 (36・1)	50.7	50.7	-	-

※1 最低需要とは、2021年4月から5月9日までの休日（GWを含む）の晴天日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要とする。
 ※2 電力広域的推進機関HP 第4回運用容量検討会資料1-2より、「2021年度8月平日昼間」の送電、受電容量を機械的に計算したもの。
 ※3 一般送配電事業者よりヒアリング

(参考) 九州エリアにおける出力制御実績

- これまで、需給バランス制約による再エネの出力制御は、九州エリアでのみ行われてきた。具体的には、九州本土では、2018年以降、休日やGW等の軽負荷期において、優先給電ルールに基づき再エネの出力制御を実施。
- 変動再エネの総発電量に占める制御量の割合（出力制御率）は、2019年度は4.0%、2020年度は2.9%となっており、2021年度の出力制御率は4.6%程度※と見込まれる。

※あくまでも試算値であり、電力需要や電源の稼働状況等によって変動することがあり得る。

＜九州電力管内における変動再エネの出力制御実績＞

	2018年度	2019年度	2020年度
太陽光・風力接続量 (いずれも年度末時点)	904万kW 太陽光 853万kW 風力 51万kW	1,002万kW 太陽光 944万kW 風力 58万kW	1,088万kW 太陽光 1,029万kW 風力 59万kW
出力制御日数	26日	74日	60日
出力制御率	0.9%	4.0%	2.9%

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
20年度	10.6%	8.4%	0.3%	0.0 %	0.0 %	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	3.0%	7.0%
21年度	14.1%	13.3%	1.0%	—	—	—	—	—	—	—	—	—

出典：九州電力送配電HP（エリア需給実績データ、出力制御指示内容、再エネ接続状況）

(参考) エリア需給バランス (2021年における最小需要日)

2021年6月8日 系統WG第30回 資料3

- 太陽光・風力発電の導入拡大に伴い、低需要期には下げ代余力（火力等の調整力）が既に逼迫し、気象、出水状況、他エリアの受電余力等、条件次第では、出力制御発生の可能性が高まるエリアもある。

【単位：万kW】

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
	2021年	4月11日 13時	5月4日 12時	4月10日 13時	5月3日 12時	5月4日 14時	5月3日 11時	5月3日 12時	5月3日 12時	5月3日 14時	4月18日 12時
発電出力	原子力・水力・地熱	66	204	106	115	112	463	35	27	414	-
	火力	87	191	1629	322	75	225	147	108	95	44.0
	バイオマス	16	42	27	10	4	8	8	6	29	-
	太陽光	176 (134)	552 (511)	1337 (1162)	806 (721)	91 (86)	463 (449)	447 (374)	232 (204)	791 (774)	29.0 (26.0)
	風力	18 (14)	83 (38)	7 (7)	13 (12)	2 (2)	6 (3)	7 (1)	2 (0)	36 (19)	0.8 (0.5)
	揚水	△41	△44	△572	△180	-	△251	△97	△61	△180	-
	蓄電池	0	△1	-	-	-	—	-	-	△3	-
	連系線	△30	△303	411	△55	△64	229	△52	△86	△144	-
	再エネ出力抑制	-	-	-	-	-	—	-	-	△350	-
	【下げ代余力】	【77】 〈103〉	【10】 〈35〉	【545】 〈—〉	【311】 〈438〉	【44】 〈126〉	【68】 〈—〉	【52】 〈281〉	【5】 〈174〉	-	【0.1】
	合計	292	724	2945	1,031	219	1143	495	229	688	73.8
	需要	292	724	2945	1,031	219	1143	495	229	688	73.8
	需要に占める変動再エネ （太陽光・風力）の割合 ※4	53.4 %	59.2 %	43.3 %	64.6 %	32.9 %	40.3 %	70.6 %	62.4 %	47.0 %	40.4 %

※1 最小需要日（GW含む）とは、4月から5月9日までの休日（GWを含む）の晴天日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要とする。

※2 太陽光・風力における()内の数字は、2020年の最小需要日の出力。【下げ代余力】における〈〉は連系線空き容量を含めた値。

※3 バイオマスには、地域資源バイオマスと専焼バイオマスを含む。※3 火力には電源Ⅰ～Ⅲ、混焼バイオマスを含む。

※4 需要に占める変動再エネ（太陽光・風力）の割合＝発電出力の内、太陽光と風力/（需要＋連系線、揚水、蓄電池活用）

出典：各エリア一般送配電事業者

(参考) 全接続契約申込量接続時における出力制御率見込み

- 系統WG第28回で示された、各一般送配電事業者のシミュレーションの算定結果によると、各地域における現時点での接続量・接続契約申込量が全て導入され、さらなる対策を講じないと仮定した場合、地域によっては多くの出力制御が発生する可能性がある。（※足下の実績値とは異なる一定の前提条件を用いていることに留意）

2020年12月11日系統WG第28回資料 8

【太陽光】[単位：kW]	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
30日等出力制御枠	117万	552万	－	－	110万	－	660万	257万	817万	49.5万
接続量・接続契約申込量合計	230万	1,155万	2,539万	1,181万	132万	773万	766万	348万	1,445万	43.8万
接続量	194万	620万	1,561万	933万	106万	595万	515万	285万	998万	35.8万
接続契約申込量	36万	535万	978万	248万	26万	178万	251万	63万	447万	8.0万
指定電気事業者	○	○	－	－	○	－	○	○	○	○
接続検討申込量	29万	334万	1,167万	124万	48万	160万	389万	36万	136万	6.7万
接続契約申込量が全て接続した場合の出力制御率※の見込み	49.6～ 56.2%	29.8%～	－	－	3.4～ 4.0%	－	11.3～ 15.9%	～0.2%	31～ 33%	－

※指定電気事業者の下で追加される太陽光発電または風力発電の出力制御率（各社算出した数字より記載。連系線活用量100%）。

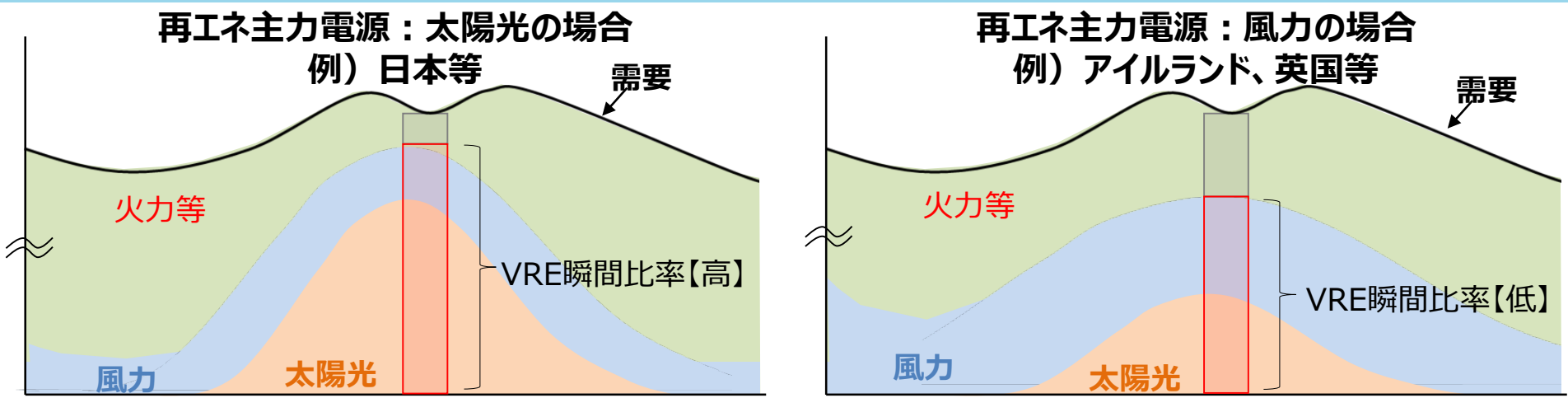
【風力】[単位：kW]	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
30日等出力制御枠	36万	251万	－	－	59万	－	109万	71万	180万	18.3万
接続量・接続契約申込量合計	208万	811万	493万	324万	142万	172万	192万	84万	571万	1.8万
接続量	53万	162万	43万	37万	16万	17万	36万	28万	59万	1.2万
接続契約申込量	155万	649万	450万	287万	125万	155万	156万	56万	512万	0.6万
指定電気事業者	○	○	－	－	○	－	○	○	○	－
接続検討申込量	1,116万	1,792万	2,890万	679万	162万	219万	264万	253万	1,236万	0.0万
接続契約申込量が全て接続した場合の出力制御率※の見込み	43.1～ 47.6%	15.8%～	－	－	1.6～ 2.3%	－	2.7～ 3.1%	－	3%	－

(備考)
 ・接続量・接続申込量は各エリアの一般送配電事業者ホームページの情報に基づく（2020年9月末時点）。
 ・接続検討申込量は、事業者が1発電所に対して複数地点に検討申込を行ったものを含む。

・淡路島南部分は、四国エリアに含む。
 ・接続量・接続契約申込量合計については、四捨五入のため、内訳の計と一致しない場合がある。

(参考) 日本における再エネの導入状況の特徴

- 再エネの主力電源が太陽光の場合と風力の場合とを比べると、年間の変動再エネのkWh比率が同程度であった場合においても、主力電源が太陽光の場合の方が瞬間的な変動再エネの比率が高くなる。



※電力広域的運営推進機関 第55回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2020年10月27日）資料3をもとに作成。

各国の風力・太陽光の導入量・ピーク需要に対する比率（2020年）

	アイルランド	英国	テキサス	日本	九州	北海道
ピーク需要（万kW）	695	5,867	7,482	15,892	1,637	516
風力導入量（万kW） （ピーク需要に対する比率）	560 (81%)	2,212 (38%)	2,386 (32%)	486 (3%)	59 (4%)	53 (10%)
太陽光導入量（万kW） （ピーク需要に対する比率）	30 (4%)	1,295 (22%)	228 (3%)	5,970 (38%)	1,011 (62%)	197 (38%)
変動再エネのピーク需要比率	85%	60%	19%	41%	65%	48%

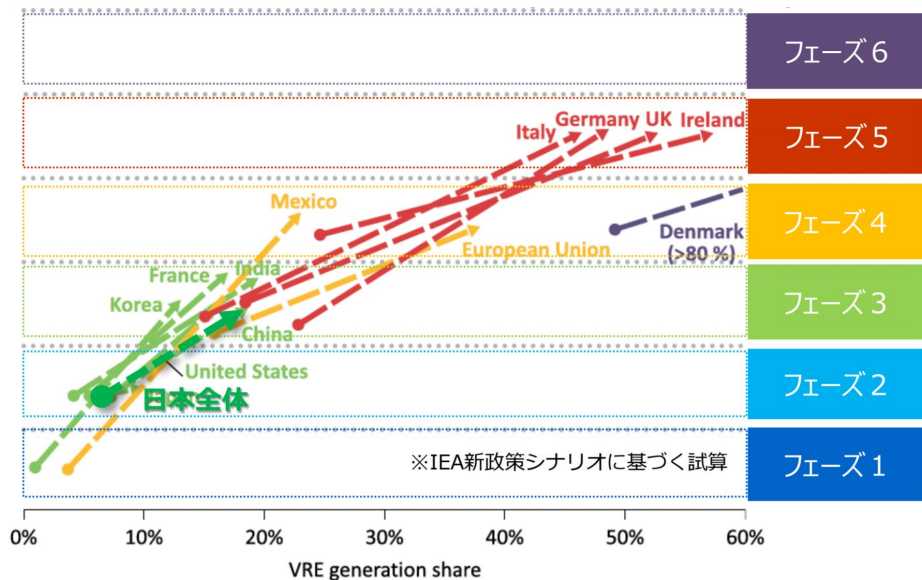
※アイルランド～日本については、電力広域的運営推進機関 第55回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2020年10月27日）資料3より抜粋。
※九州・北海道については、北海道電力送配電・九州電力送配電HPより算出（2020年1月～12月のピーク需要。風力・太陽光導入量は2020年12月末時点）。
※再エネ年間kWh比率：年間の総発電電力量（kWh）に占める太陽光発電及び風力発電の年間電力量（kWh）の割合。

(参考) 調整力の確保に向けた取組

2020年11月17日 総合資源エネルギー調査会基本政策分科会第33回 資料

- 変動再エネの導入拡大に伴い、出力変動が増加するため、段階に応じた調整力の確保が必要。
- 当面は、**火力発電・揚水発電を活用しつつ、連系線の増強による地域間の融通やデマンドレスポンスの活用促進、再エネ発電事業者が電力需給を意識させた取組を促すことが重要。**
- 長期的には、2050年カーボンニュートラルが要請される中、**調整力の脱炭素化**を実現するため、上記の取組に加え、**電力貯蔵技術（水素・蓄電池等）のコスト低減、社会実装に向けたイノベーション**が求められる。

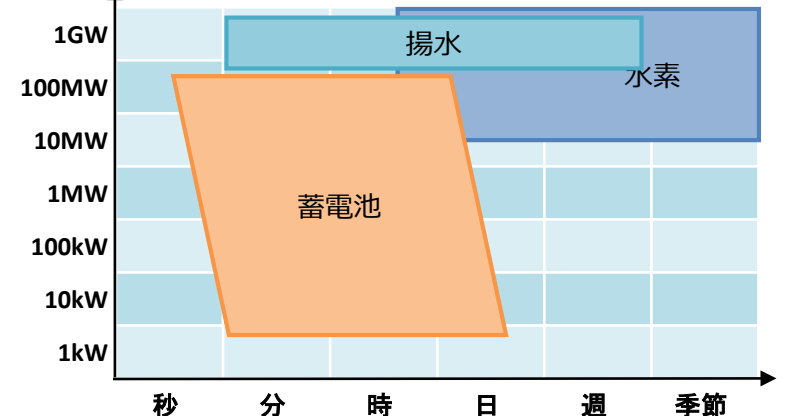
＜各国の運用上のフェーズの変化（2017→2030年）＞



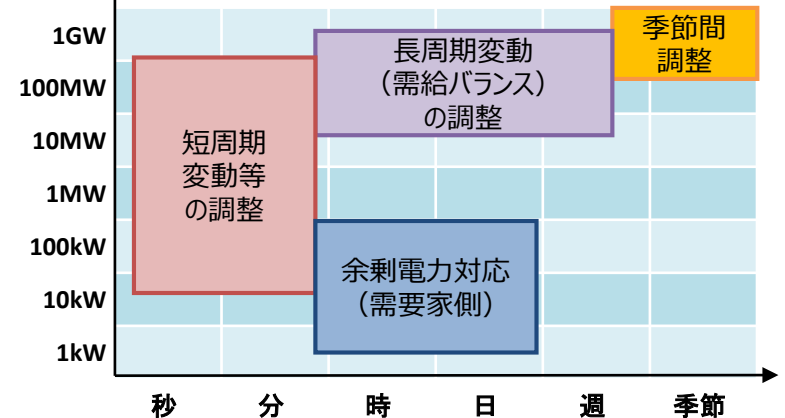
- フェーズ1**：ローカル系統での調整が必要となる。
フェーズ2：系統混雑が現れ始め、需要と変動再エネのバランスが必要となる。
フェーズ3：出力制御が起り、柔軟な調整力や大規模なシステム変更が必要となる。
フェーズ4：変動再エネを大前提とした系統と発電機能が必要となる。
フェーズ5：変動再エネの供給が頻繁に需要を上回り、交通や熱の電化による柔軟性確保が必要になる。
フェーズ6：変動再エネの余剰・不足がより長い時間軸で発生し、合成燃料や水素等による季節貯蔵が必要になる。

出所：IEA World Energy Outlook 2018より作成

電力貯蔵技術の各方式の出力・放電時間



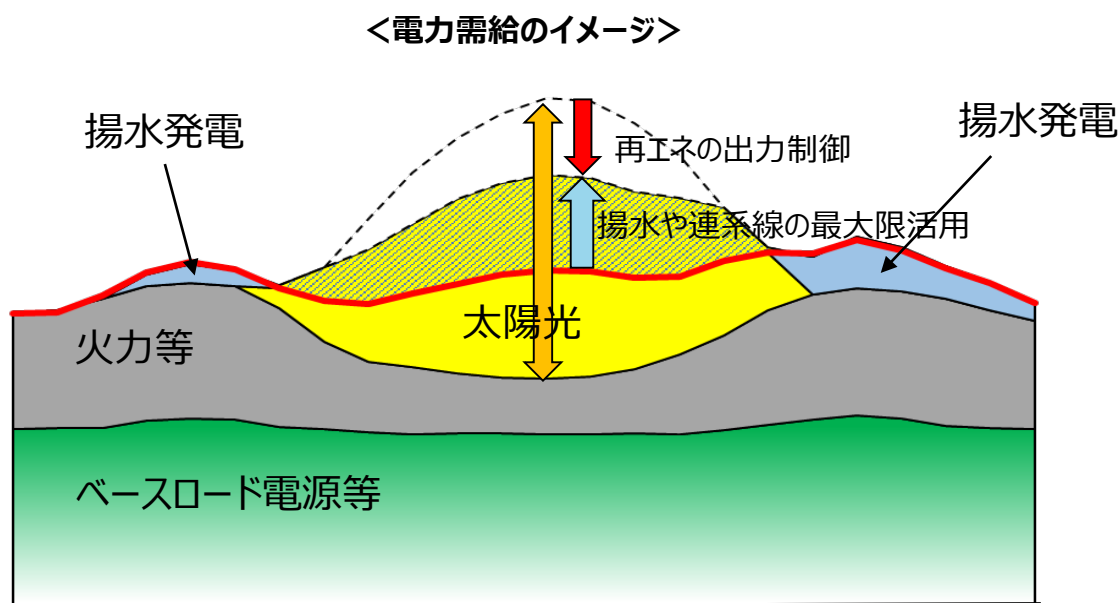
各調整力に必要な出力・放電時間



出所：IEA Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells より作成

(参考) 再エネ大量導入に向けた出力調整

- ベースロード電源は、常に安定的な出力が期待できるというメリットがある上で、短時間での出力制御が難しいという技術的な特性もある。また、仮に、水力発電や原子力発電などのベースロード電源の出力制御を行った場合、出力が回復するまでの間、代替の火力発電で需要をまかなう必要があり、CO₂やコストが増加するという構造となっている。
- そのため、現状は、電力の供給が需要を上回る時などに、燃料費やCO₂排出がある火力をまず最大限制御し、揚水や連系線などを最大限活用した上で、CO₂排出がない再エネの中でも、太陽光・風力の前に、燃料費の大きいバイオマスをまず制御するルールとなっている。



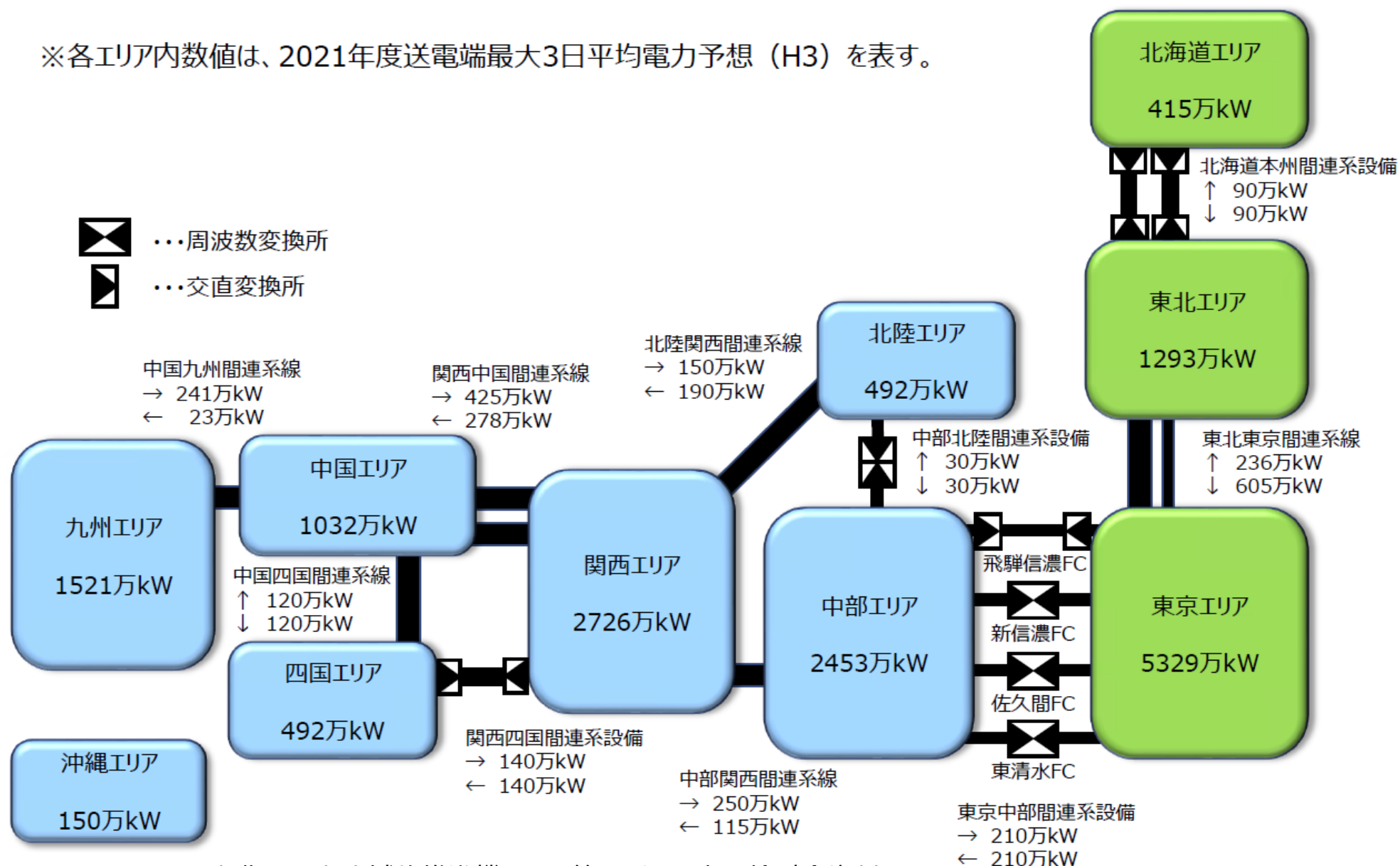
＜優先給電ルールに基づく対応＞

- ①火力(石油、ガス、石炭)の出力制御、揚水等の活用
- ②他地域への送電(地域間連系線)
- 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

(参考) 全国系統の運用容量 (2021年度8月平日昼間帯)

※各エリア内数値は、2021年度送電端最大3日平均電力予想 (H3) を表す。



出典：電力広域的推進機関HP 第4回運用容量検討会資料1-2

出力制御の低減に向けたこれまでの取組

- 2018年に九州エリア内で初めて出力制御が行われたところ、再エネの出力制御の低減に向けては、様々な対策を講じてきた。
- 具体的には、**①出力制御の効率化の観点**から、太陽光や風力の出力制御量を抑制するため、前日段階で出力制御の実施を判断しなければならないオフライン電源について、需給予測の精度が高まる当日段階で**効率的に出力制御が行えるよう、オンライン化を促進してきた。**
- 加えて、残りのオフライン電源についても、代わりにオンライン電源を出力制御した上で、当該オンライン電源に対して**経済的補償を行う仕組み（オンライン代理制御）を2022年度から導入することとしている。**
- **②供給側の対策**としては、再エネ以外の電源を最大限抑制するべく、**火力の最低出力の引下げに取り組んできており**、系統連系技術要件を改正し、2021年4月から、新規に接続する火力電源については、最低出力を50%以下とすることを求めている。
- **③需要側の対策**としては、**蓄電池やデマンドレスポンスの実証や市場・制度整備**
- **④系統対策**としては、**地域間連系線の空き容量枠の拡大や、連系線の増強等**が行われている。

(参考) 出力制御の低減に向けた取組

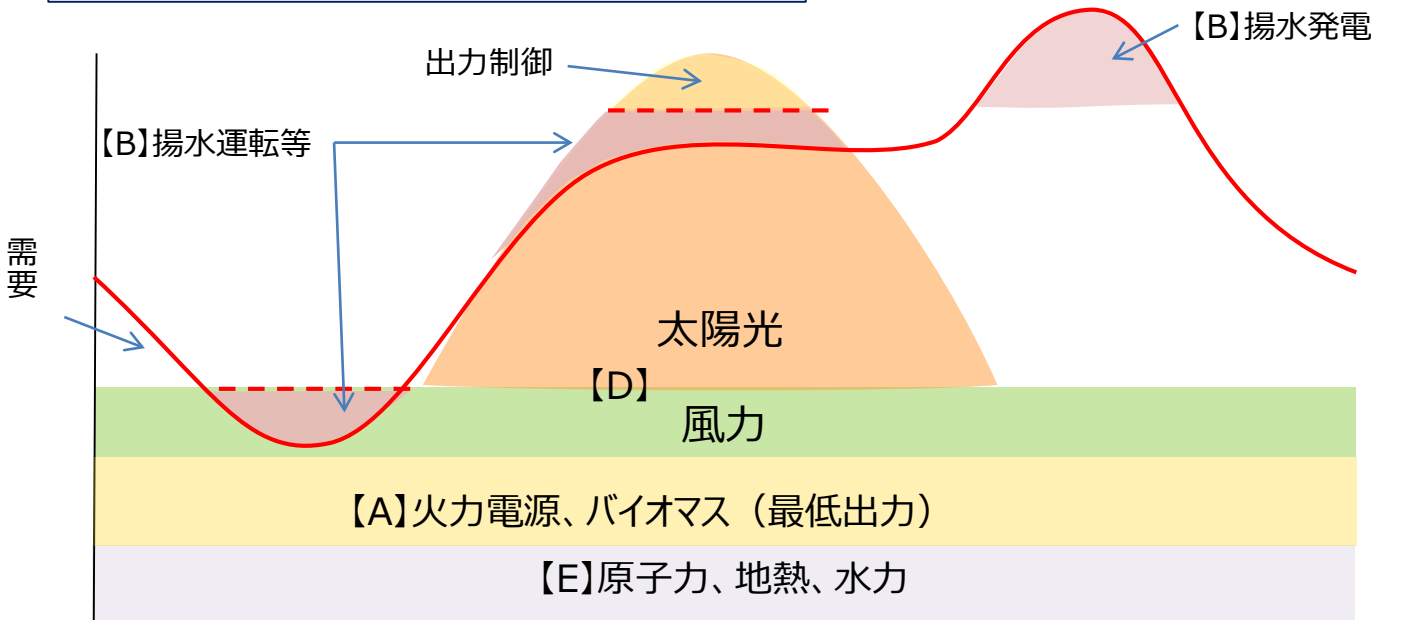
【需給バランス断面のイメージ図】

【A】火力、バイオマス

LFC調整力の確保や、夕方ピーク時の需要に対応するために必要な量も含め、最大限に出力が制御される（原則、最低出力50%以下）。

【B】揚水式水力・蓄電池、需要の創造

揚水式水力は、再エネ余剰時に揚水運転を行い、蓄電池も、最大限活用する。



【C】連系線

周波数、熱容量制約等を踏まえ最大限の活用

【D】太陽光・風力

30日ルール、新ルール（360/720時間）、無制限・無補償ルール

【E】原子力、地熱、水力

原子力・地熱・水力は出力を短時間で小刻みに調整することが技術的に難しく、一度出力を低下させるとすぐに元に戻すことができないため、最後に抑制することとされている。

(参考) オンライン化の状況

2020年12月11日系統WG第28回資料 8 一部抜粋

- 出力制御を抑えるためには、PCSのオンライン化等の取組を進めることが重要。
- 九州では、出力制御が発生して以降、旧ルール事業者のオンライン化が進んだことから、他のエリアでは、現段階においても引き続き、出力制御時にオンラインであることによるメリットを発信し、切り替えを促すことが効果的。

●オンライン化の状況(2020年9月末時点)

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

(備考) 当面の出力制御対象者(旧ルール高圧500kW以上・特別高圧の事業者。新ルール・指定ルール事業者(太陽光は、10kW以上))について算定。

【九州エリア】旧ルール事業者のオンライン切り替え状況

	～2018年9月末	2019年3月末	2020年3月末	2020年9月末
設備出力(万kW)	27.4	40.5	47.3	101.2※

※ 2020年9月末時点の数値には、10月中にオンライン制御可能となる旧ルール事業者も含む。

(参考) オンライン代理制御の導入による制御量の低減

2019年10月8日 第23回 系統ワーキンググループ資料 6

- オンライン代理制御（経済的出力制御）が導入され、オンライン制御が拡大すると実質的にオンラインのみの制御となり、実需給に近い柔軟な調整が可能となるため、オンライン制御とオフライン制御が混在する現状の運用に比べて制御量の低減が期待される。
- 例えば、既に出力制御が行われている九州でオンライン代理制御（経済的出力制御）を導入した場合、現状に比べて制御量が2割程度低減する効果が見込まれる。

＜オンライン代理制御（経済的出力制御）による制御量低減効果＞
（九州における2019年4月の制御実績を基に試算）

〔単位：万kWh〕	制御量 （実績）	制御量 （経済的出力制御導入時）	低減効果
オフライン制御事業者	10,305	11,163	▲17%
オンライン制御事業者	3,187		

（備考）九州における2019年4月の太陽光発電の制御実績に基づき試算。制御量がオンライン制御可能な設備の最大発電量を下回る時間帯は全てオンライン制御を実施し、上回る時間帯はオンライン制御とオフライン制御を併用したと仮定した場合の試算結果である。

(参考) 出力制御量の低減対策

2021年1月8日 再生可能エネルギー等に関する規制等の総点検タスクフォース 資料2-1

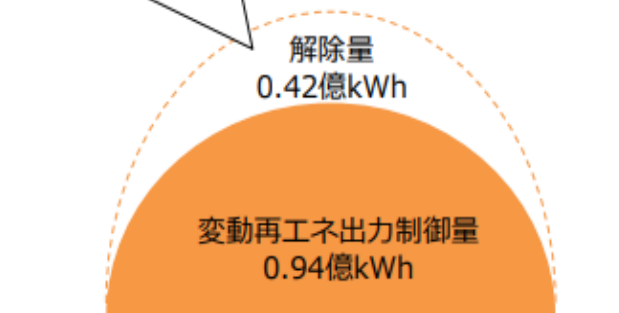
- 出力制御量を低減するため、**オンライン制御可能な機器設置、連系線活用枠の拡大、発電量予測精度向上、火力やバイオマス発電設備の最低出力の明確化**、再エネの自律的な調整を促す**FIP制度の制定**などの取り組みを行ってきた。
- 今後、オンライン代理制御の導入や、蓄電池の普及拡大等、出力制御量低減に向けたさらなる対策を進めていく。併せて、課題となる再エネの市場統合(FIP)、時間前市場の活性化を進める。

対策	詳細
オンライン制御可能な機器設置	オンライン制御が可能になることで、前日予測ではなく、実際に発電する直前(2時間前)の予測に応じ、柔軟な出力制御が可能となる。
連系線活用枠の拡大	九州においては、関門連系線ルート断事故時に九州エリアの周波数が上昇することからOFリレー活用による電源制限量の確保、転送遮断システム構築による電源制限量を確保(連系線運用容量拡大)済み。
火力・バイオマス発電設備の最低出力の明確化	「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」を改正し、『火力・バイオマス発電設備については、技術的に合理的な範囲で最大限抑制するよう努め、その最低出力を多くとも50%以下に抑制するために必要な機能を具備する等の対策を行うものとする』等を記載。
オンライン代理制御(経済的出力制御)	オフライン事業者が本来行うべきである出力制御分をオンライン事業者に実施させた上で、オフライン事業者が出力制御を行ったとみなして、オンライン事業者がその買取価格での発電を行ったものとして対価を受けるといった仕組み。 2022年早期の導入を目指す。

2019年10月 系統WG第23回資料より抜粋

<九州における再エネ出力制御量(2018年度)>

オンライン制御可能な発電所の制御を当日解除することにより、出力制御量を**31%削減**



(参考) 再エネ事業者に電力需給を意識させる取組（市場連動型の導入支援）

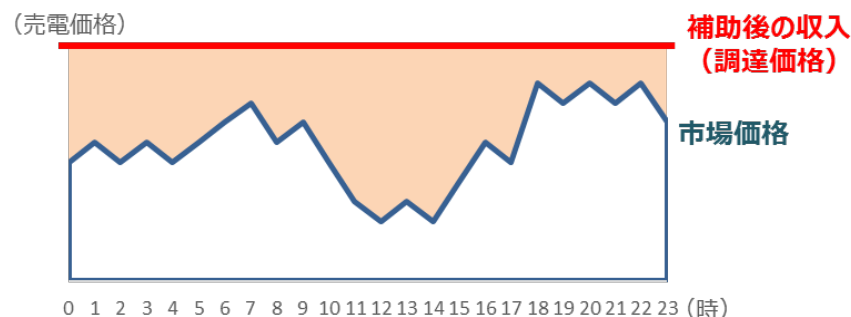
2020年11月17日 総合資源エネルギー調査会基本政策分科会第33回 資料

- 需給バランスの調整のためには、再エネ事業者に電力需給を意識させる取組も重要。
- 太陽光・風力等の導入支援にあたっては、従来のFIT制度から、電力市場と連動した支援制度であるFIP制度へ移行。

FIT制度

価格が一定で、収入はいつ発電しても同じ

→ 需要ピーク時（市場価格が高い）に供給量を増やすインセンティブなし

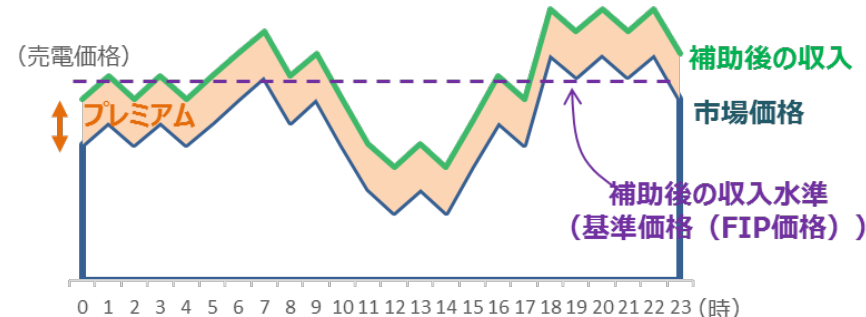


FIP制度

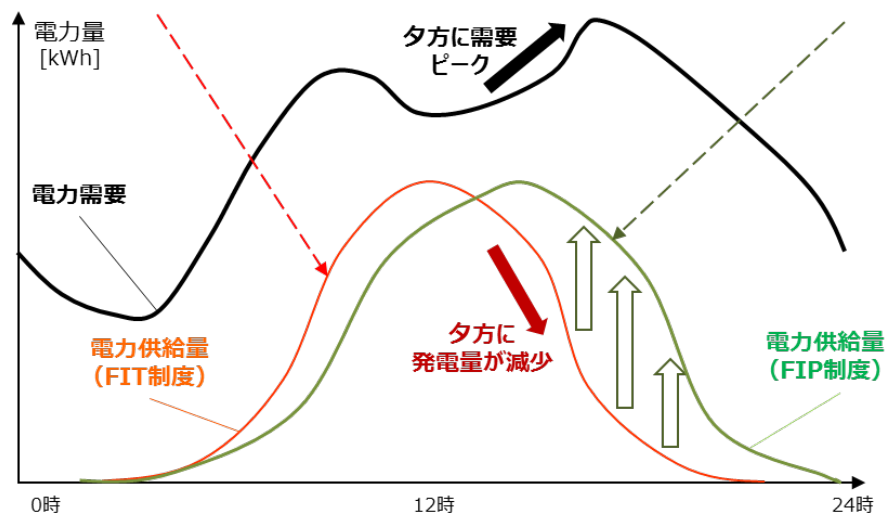
補助額（プレミアム）が一定で、収入は市場価格に連動

→ 需要ピーク時（市場価格が高い）に蓄電池の活用などで供給量を増やすインセンティブあり

※補助額は、市場価格の水準にあわせて一定の頻度で更新



1日の電力需要と太陽光発電の供給量



(参考) 2030年に向けた分散型エネルギーリソース（蓄電池、アグリゲーター、マイクログリッド）

の取組の方向性

2021年7月13日 総合資源エネルギー調査会基本政策分科会第45回 資料 6

現状・課題

方向性

全体

- 再エネコストの低下等によりDERの導入が進展
- DERの役割は、従来のピークカットや自家消費等に加えて、供給力や調整力等への活用に拡大が期待されるも、現状の活用は限定的。

- DERの一層の導入促進と、その価値を適切に評価する制度・市場整備を両輪で進める
- DERを束ね制御するアグリゲーターの育成を促進

蓄電池

- 家庭用蓄電システムは世界最大級の市場規模。今後は、再エネの更なる導入促進の観点から一層の導入が期待
- 他方、他国と比してコストは高止まり
- 系統用蓄電池は電気事業での位置づけが不明確

- 蓄電池の目標価格や導入見通しの設定、EV電池の転用促進、製造設備への投資促進等
- 系統用蓄電システムの法的位置付等の整理
- 蓄電池（EV含む）を活用した新たなビジネスモデルの実証等の促進

アグリゲーター

- 現状、需要抑制によるDRのみが実用化（調整力公募にて約176万kW（21年度向け）が落札。2024年度からの容量市場でも約415万kWが落札）。DRの一層の活用が必要
- DERの制御や再エネの予測技術等が未確立
- 2022年度より「特定卸供給事業者」として、電事法上にアグリゲーターを位置づけ

- 今後順次開設される需給調整市場等においてDER（蓄電池、需要リソース等）が調整力や供給力として評価されるよう、市場環境を整備
- FIP制度を見据え、再エネアグリゲーション事業の実証を推進
- DERを用いた上げDRによる再エネ出力制御の回避、系統混雑の緩和への貢献を促進

マイクログリッド

- 域内の地産地消により上位系統・配電の混雑緩和に貢献。レジリエンス、地域活性化の観点でも重要だが、経済性等に課題。

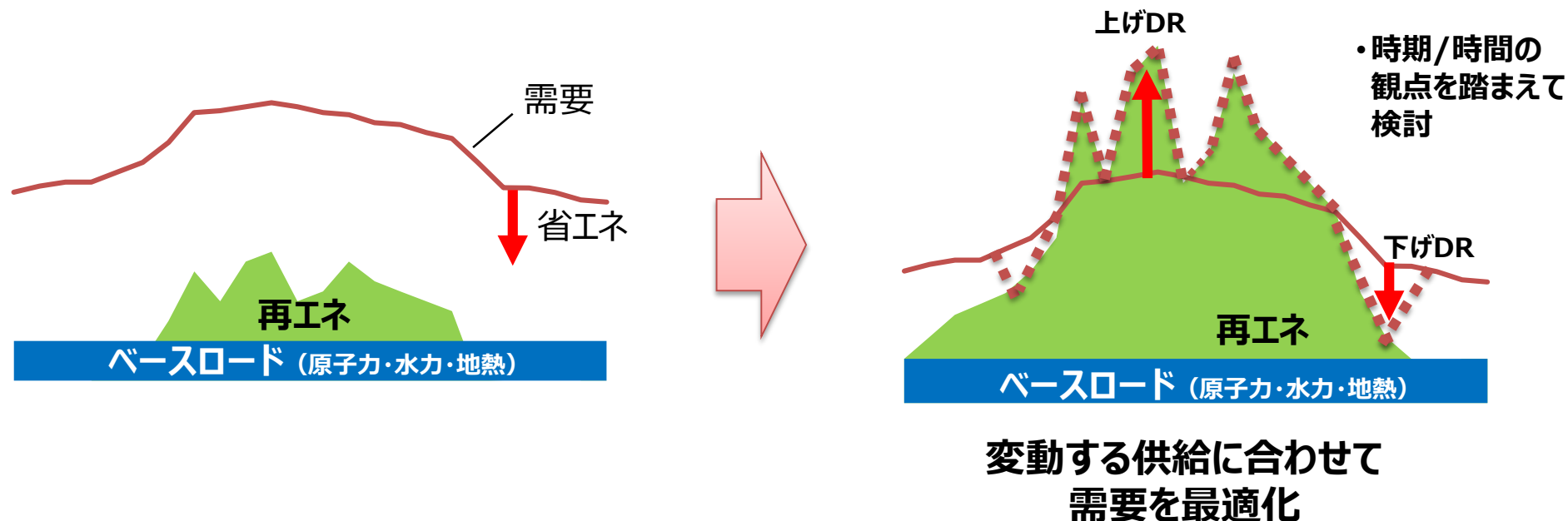
- マイクログリッド構築に向けた基盤技術の構築、事業性の改善、関係者間調整の円滑化に取り組む。

(参考) 需要の最適化の方向性

2021年7月13日 総合資源エネルギー調査会基本政策分科会第45回 資料 6

- 太陽光発電等の再エネの導入が拡大し、一部地域では出力制御を実施。出力制御時の系統電力の非化石比率は8割程度との試算もあることを踏まえると、一定量活用されていない余剰再エネが発生している可能性。再エネの大量導入を実現するためには、こうした余剰再エネをどのように有効活用していくかも課題。
- このため需要側において、時期・時間に応じて再エネ余剰電力が発生している時に需要をシフト（上げDR）し、需給逼迫時等に需要を抑制（下げDR）することが重要。
- 今後、省エネ法において、これらを制度的に促すための枠組みを検討していく。

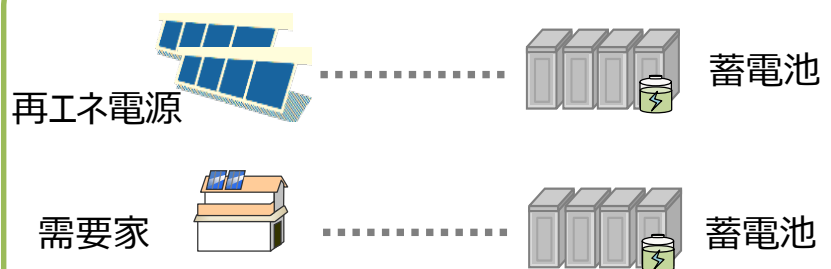
■ 需要の最適化のイメージ



(参考) 系統用蓄電池の活用・導入に向けた取組

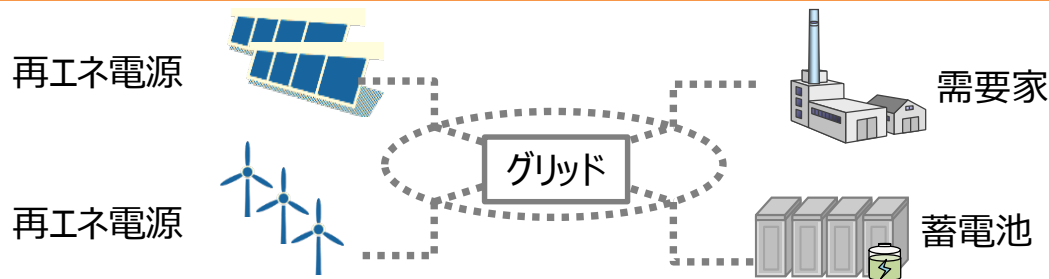
- 再エネの導入拡大を見据え、一般送配電事業者以外から、**再エネ価値向上**や**需給調整等に系統用蓄電池を活用**する蓄電事業への参入意志を示す事業者が現れている。
- 系統用蓄電池は、その特性（瞬動性、出力の双方向性等）を活かし、**再エネのインバランス回避**や**調整力の提供等を通じ、再エネ主力電源化にも資する**ため、その**実現のために各種課題への対応を進めている**ところ。

蓄電池を再エネや電力需要家と1対1で接続



蓄電池を1対1で接続することで、個々の再エネ電源等の安定化を図る

蓄電池をグリッドに接続し複数の事業で共用化（系統用蓄電池）



蓄電池をグリッドに接続することで、多様な価値（再エネの出力整形、インバランスの回避、系統の調整力、マイクログリッド内の需給調整等）を提供

系統用蓄電池を実現するための主な課題

課題	課題の概要
①蓄電事業の位置づけ	現在は不明確な事業類型の整理（発電事業として整理する方向）
②調整力等の評価	蓄電池の価値を評価する各種市場に係る環境整備
③再エネ導入制約の対応	再エネの短期変動に対する調整力制約に向けた対応（北海道エリアにおける蓄電システムの調達公募の実施）
④地域間の調整力融通	調整力融通用の地域間連系線におけるマージン設定
⑤費用負担の在り方	系統費用負担の整理などの費用負担の適正化
⑥保安規制の整備	適切な保安規制

(参考) 連系線容量の拡大①

2018年11月12日 系統WG第18回資料 九州電力資料1-6を一部修正

関門連系線の活用

[関門連系線の運用容量]

(1) 熱容量面 278万kW (1回線)

(2) 周波数面 (東向き)

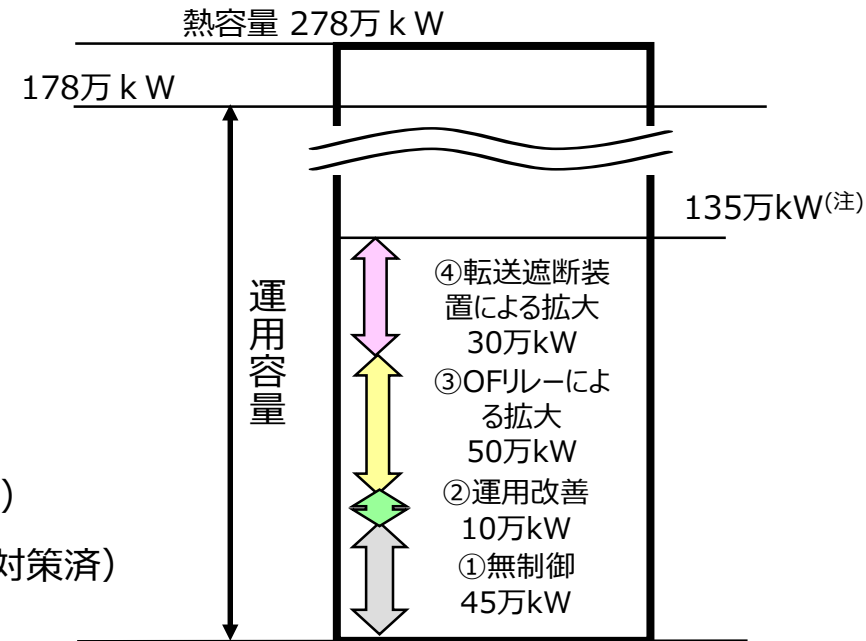
・九州域外60Hzエリアの周波数維持面：178万kW

[関門連系線の更なる活用]

・ 関門連系線の再エネ送電可能量は、以下の取組を行い、2018年度末までに最大135万kW^(注)へ拡大。

- ①域外送電できる再エネ量は、従来45万kW (5月休日)
- ②連系線の運用改善 (+10万kW：2017年度対策済)
- ③OFリレーを活用した電源制限量確保 (+50万kW：2017年度対策済)
- ④転送遮断システムによる電源制限量確保 (+30万kW：2018年度末対策済)

【関門連系線活用のイメージ(5月)】



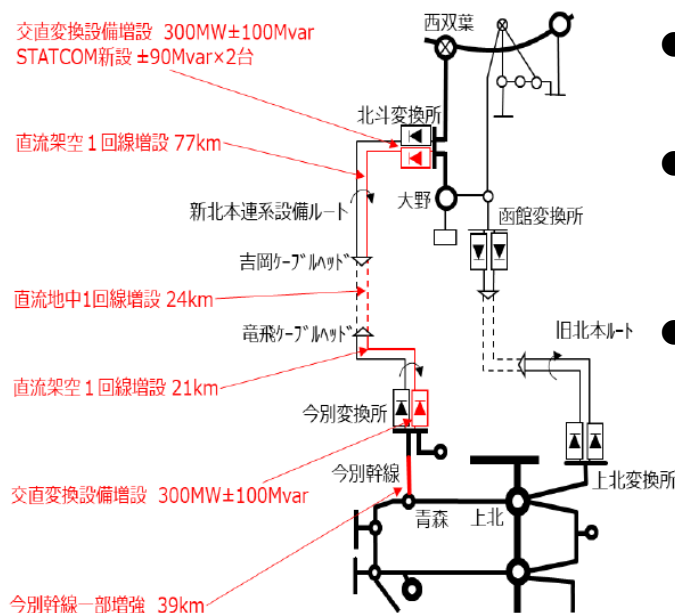
(注) 一定の前提の下で試算した数値であり、需要動向や電制電源の稼働状況によって変動する

(参考) 連系線容量の拡大②

～地域間連系線等の増強による広域調整の強化～

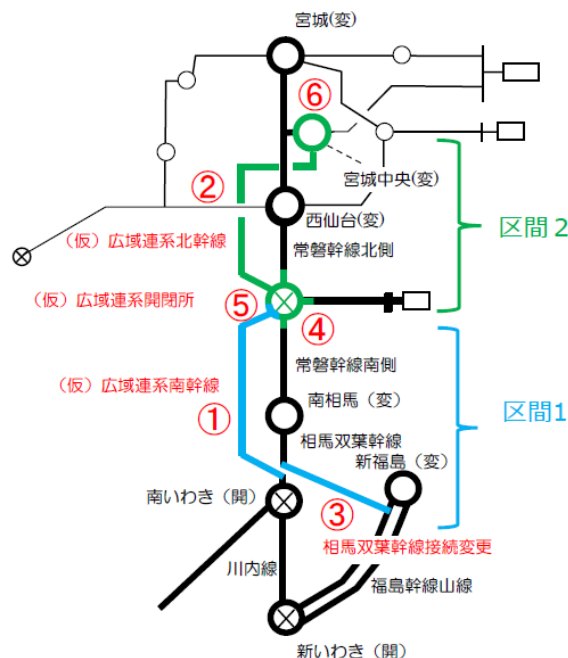
- 北海道本州間連系設備と東北東京間連系線は、電力広域機関において増強の検討が進められており、2021年5月に詳細な整備計画（広域系統整備計画）が策定され、2027年度中の増強完了が予定されている。
- 増強によって、東京・東北・北海道間の広域調整が強化され、東京の大需要を活用することで、東北・北海道の出力制御量は減少する可能性が高い。引き続き、再エネの大量導入等に向け、増強完了に向けた取組を進めていく。

北海道本州間



- 工事費
479億円
- 増強する容量
30万kW
(増強後容量120万kW)
- 増強完了時期
2027年度末

東北東京間

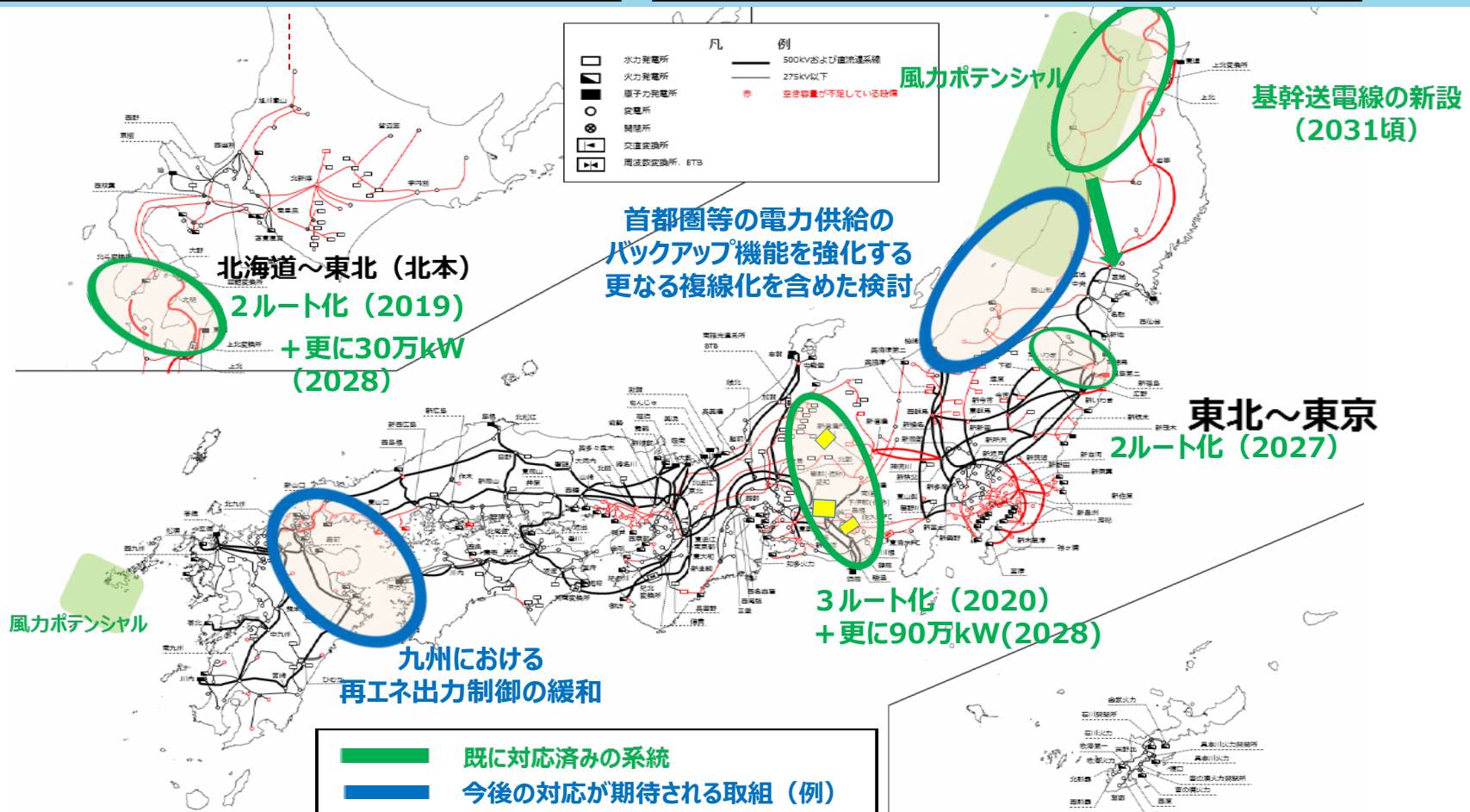


- 工事費
1,533億円
- 増強する容量
455万kW
(増強後容量1,028万kW)
- 増強完了時期
2027年11月

(参考) マスタープランに基づく送電ネットワークの強靱化

2021年9月
電力ネットワークの次世代化に向けた中間とりまとめ

- 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。**
- このため、**再エネ適地と需要地を結び、国民負担を抑制して再エネの導入を図るとともに、首都直下地震等により首都圏等に集中立地するエネルギーインフラが機能不全に陥った場合のバックアップ機能の強化を図るため、全国大での送電ネットワークの複線化を進めていく。**



検討の方向性（案）

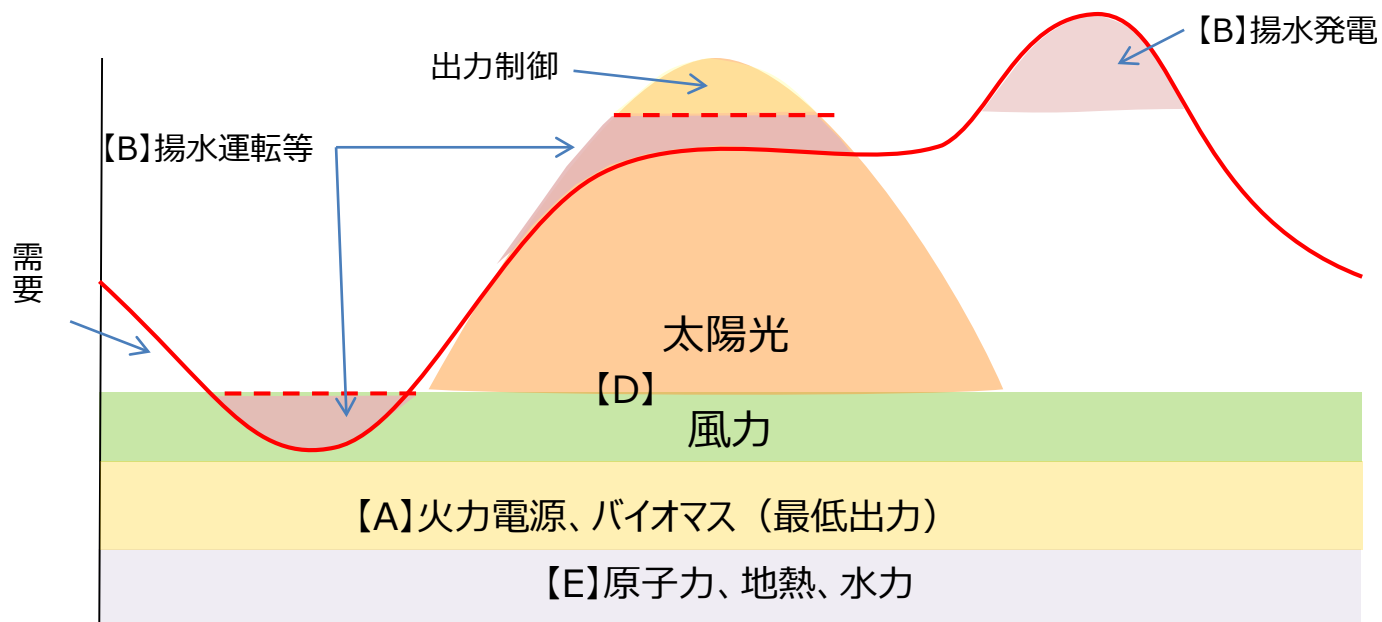
- 2030年の再エネ目標の実現に向け、既に出力制御が発生しているエリアにおいては制御率が高まり、その他のエリアにおいても新たに出力制御が発生する蓋然性が高まっている。
出力制御は、電力の安定供給の維持に必要な指令であり、需給変動に応じて適切に行われる必要があるが、発電事業の収益に直接影響し、制御率が今後も更に高まると再エネの導入の支障となり得ることから、出力制御の低減策を速やかに検討する必要がある。
- また、検討にあたっては、出力制御率の状況や将来の見込みを勘案しつつ、トータルの費用最小化の観点から個々の取組の費用対効果や効果発現までの時間軸、更には北海道から沖縄まで各エリアの状況を踏まえた包括的な対策パッケージの取りまとめを目指す。
- パッケージにおける個別の取組については、①出力制御の効率化、②供給対策、③需要対策、④系統対策に区分の上、本小委の下に設置されている系統WGを中心に検討を深めた上で本小委で御議論いただき、年内を目途に基本的方向性を取りまとめることとしてはどうか。
- 加えて、出力制御の実施は、エリア全体の需給状況というマクロ的な要因により決まることから、個々の発電事業者にとって予見可能性が低いことも課題。このため、出力制御に関する情報発信をより一層強化し、出力制御の実施状況を定期的に確認しつつ、再エネの導入規模を含めた電源の稼働状況により起こり得る出力制御の頻度について、より細やかに情報発信する必要がある。その具体的な方法についても、上記のパッケージの検討と併せて議論の上、年内に基本的方向性を取りまとめることとしてはどうか。

(参考) 出力制御の低減に向けた対策

【需給バランス断面のイメージ図】

① 出力制御の効率化

- ⇒発電設備のオンライン化
- ⇒系統情報の公開・開示の推進



② 供給対策

【A】火力、バイオマス

LFC調整力の確保や、夕方ピーク時の需要に対応するために必要な量も含め、最大限に出力が制御される（原則、最低出力50%以下）。

⇒さらなる最低出力引き下げの可能性の検討

【D】太陽光・風力

30日ルール、新ルール（360/720時間）、無制限・無補償ルール

⇒出力制御量の低減対策（オンライン化等）

⇒金銭的精算を含めた出力制御の在り方の検討

【E】原子力、地熱、水力

原子力・地熱・水力は出力を短時間での出力制御が難しいという技術的な特性があり、出力制御を行った場合、出力が回復するまでの間、代替の火力発電で需要をまかなう必要があり、CO2やコストが増加するという構造となっている

③ 需要対策

【B】揚水式水力・蓄電池、需要の創造

揚水式水力は、再エネ余剰時に揚水運転を行い、蓄電池も、最大限活用する。

⇒揚水式水力の最大限活用

⇒蓄電池（EV含む）、電気給湯器など制御可能な機器の導入拡大

⇒DR、水素製造等セクターカップリング

④ 系統対策

【C】連系線

周波数、熱容量制約等を踏まえ最大限の活用

⇒電制電源による容量拡大

⇒増強による容量拡大

⇒市場主導型への移行も見据えたメリットオーダーを追求した混雑処理の検討

規制改革実施計画（令和3年6月18日 閣議決定）

(8)再生可能エネルギーの最大限の導入に向けた系統制約の解消

事項名	規制改革の内容	実施時期
ローカル系統や配電系統におけるノンファーム型接続の適用と費用負担	a ローカル系統におけるノンファーム型接続の適用に際しては、平滑化効果の弱さ等から、再生可能エネルギーの出力制御量が大きくなることが課題のため、増強計画の策定や再生可能エネルギーを調整電源化していく取組と一体的に検討を進めることとし、令和6年度で終了する予定のNEDO事業の完了を待たず、ノンファーム型接続の受付開始の前倒しを検討し、速やかに全国展開する。 b 配電系統へのノンファーム型接続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の事業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社会実装に向けた方向性を取りまとめ、速やかな展開を目指す。 c 計画的な形でのローカル系統等の整備が望ましいことなどを踏まえ、ローカル系統等の整備と費用負担・接続の在り方を一体的に検討し、少なくともローカル系統に関しては原則一般負担化する方向で、一定の方向性を取りまとめる。	a:遅くとも令和4年度検討・結論・措置 b:aの検討・結論も踏まえつつ、遅くとも令和4年度までの検討・結論を目指す、結論を得次第速やかに措置 c：令和3年上期検討・結論、結論を得次第速やかに措置
送電線利用・出力制御ルールの見直し	a 送電線の利用ルールについては、メリットオーダーを追求していくが、市場主導型（ゾーン制・ノードル制）への見直しは、システム開発等により一定の時間がかかる。そこで、早期に再生可能エネルギーの出力制御量を減らすため、まずは現行の実需給段階における需給調整方法を踏襲した仕組みにより、メリットオーダーにより混雑処理を行う再給電方式を開始する。 b その後、市場主導型への見直しを検討し、早急な実現を目指す。	a:令和4年措置 b:aの検討・結論・措置を踏まえつつ、令和4年度までに市場主導型への見直しの検討・結論を目指す、結論を得次第速やかに措置
北海道エリアにおける蓄電池の設置	a 北海道エリアにおけるサイト側蓄電池を求める技術的要件については、最大限早期に廃止することを検討する。 b 同エリアにおける系統側蓄電池については、最新データに基づくシミュレーションによる必要性を再検証し、その結果として導入不可欠な場合は、一般負担化を検討する。	令和3年度内できる限り早期に検討・結論、結論を得次第速やかに措置
蓄電池の導入促進策	再生可能エネルギーの自家消費や調整力の観点から定置用蓄電池の導入促進が重要であるが、家庭用蓄電池については、価格目標や導入見通しの設定、EV電池の定置転用促進、製造設備への投資支援等に取り組む。系統用蓄電池については、その法的位置付け等の整理を進める。	令和3年上期検討・結論、結論を得次第速やかに措置
オンライン代理制御等の早期実現	出力制御量を低減するため、オンライン制御可能な機器設置、発電量予測精度向上やオンライン代理制御等を検討・実施する。特に、オンライン代理制御については、出力制御単価の計算方法を再整理し、早期の導入を目指す。	令和4年措置

規制改革実施計画（令和3年6月18日 閣議決定）

(8)再生可能エネルギーの最大限の導入に向けた系統制約の解消

事項名	規制改革の内容	実施時期
需給制約による出力抑制時の優先給電ルールの見直し	需給制約による出力抑制時の優先給電ルールについては、メリットオーダーを徹底するとともに、柔軟性を高めるよう、最低出力の状況等を精査した上で、火力発電の最低出力運転の基準の引下げ等を検討する。	令和3年内できる限り早期に検討・結論、結論を得次第速やかに措置
再エネの電力市場への統合を見据えた出力抑制の在り方の見直し	今般の、F I P制度の導入により、欧州同様に再生可能エネルギー事業者が自ら発電計画を提出する形となり、必ず買取が行われる状況から市場連動型での再生可能エネルギー導入が進む形へと転換していく中で、出力制御の在り方について、卒 F I T 電源や F I P 電源などの非 F I T 再エネへの出力抑制に一定の金銭的精算をすることも含めて早急に検討し、一定の方向性を取りまとめる。 また、F I T 電源に関しても、出力抑制時の追加的補償について、引き続き検討する。	令和3年内できる限り早期に検討・結論、結論を得次第速やかに措置
系統情報の公開・開示の推進	投資判断と円滑なファイナンスを可能とし、発電事業の収益性を適切に評価できるようにする観点から、出力制御の予見可能性を高めることが必要であり、可能な限りリアルタイムに近く、30分値で電源別に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。また、火力の燃料種別の情報公開についても速やかに検討し、結論を得る。	令和3年内できる限り早期に検討・結論、結論を得次第速やかに措置
電源の休廃止などによって生じる連系可能量の情報公開	連系可能量が10万kW以上増加する際は、リプレースの有無にかかわらず、公表手続の対象に含むと整理し、電源の休廃止などによって生じる連系可能量の情報公開を、休廃止などの度ごとに都度実施していく。	令和3年度以降順次措置
オフサイト型の再生可能エネルギー発電設備導入に向けた「1 需要場所 1 引込み 1 契約」の見直し	一定の条件を満たした場合、オフサイトの再生可能エネルギー設備から需要地まで自営線を敷設した上で、既存の送電網から1 契約の契約を締結することが可能となるような措置を講ずる。	措置済み
小水力発電等に関連する系統連系要件の見直し	a 50kW未満の小水力発電（かご型誘導発電機）に課されている逆変換装置の追加設置要件については、その特性や運用実態等を調査した上で、方向性を取りまとめ、速やかに緩和等の措置を講ずる。 b 小水力に限らず、風力、太陽光、地熱などの全ての低圧及び高圧連系の発電設備に課されている能動的方式の単独運転検出装置の設置要件について、海外との比較や系統側での対策との比較（効果、経済合理性など）も含め、その必要性の見直しを検討し、速やかに結論を得る。	令和3年度検討・結論、結論を得次第速やかに措置

- (1) 再生可能エネルギー出力制御の高度化に向けた対応
- (2) ローカル系統における増強規律・費用負担と接続

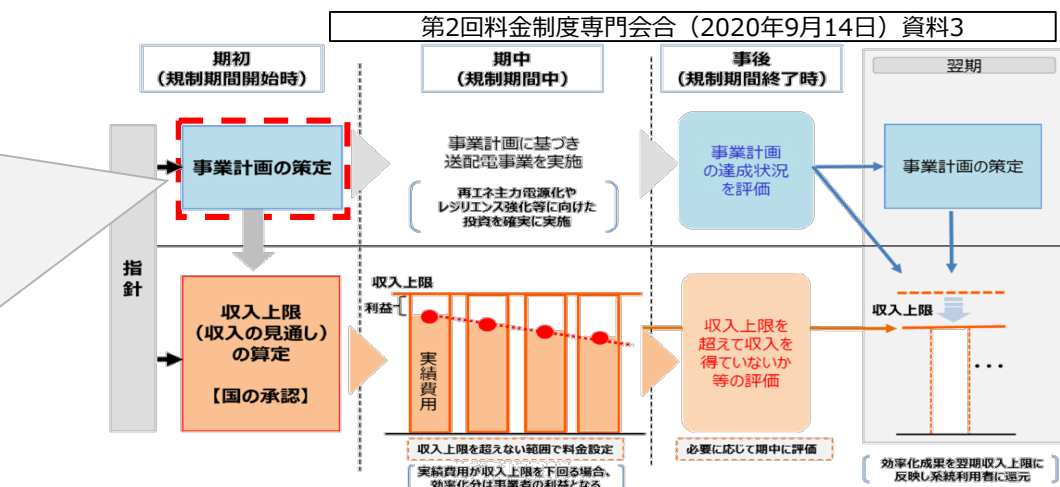
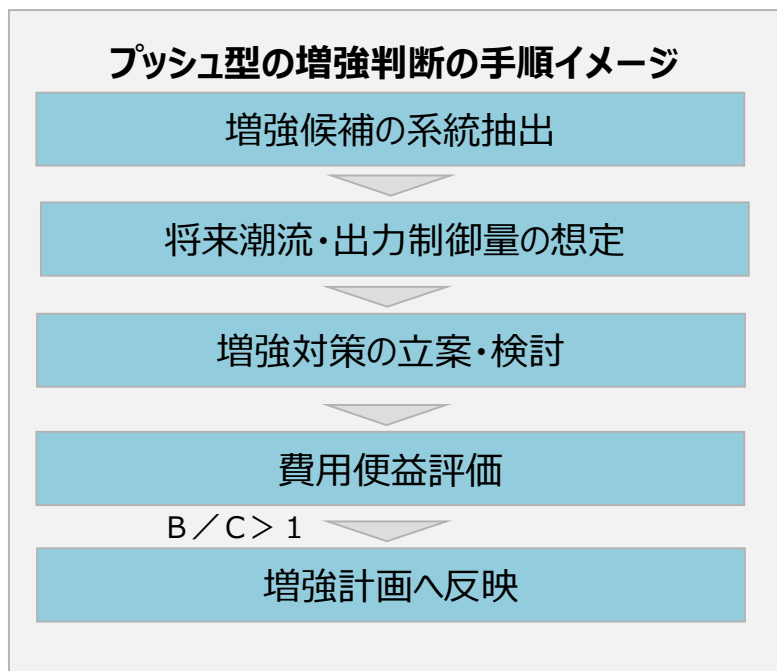
本日の御議論

- 地域間連系線及び地内基幹系統の増強費用については、全国の再エネのポテンシャル等を踏まえて策定するマスタープランに基づき増強する場合は、特定のエリアのみの負担とせず、全国で調整することとしている。
- また、ローカル系統の増強費用については、2023年度のレベニューキャップ制度開始に合わせて策定されるプッシュ型の増強計画に基づき増強する場合は、原則として全額一般負担とすることとした。
- 同時に、ローカル系統の増強判断の規律については、基幹系統における取組も参考にしつつ、検討を深めていくこととした。
- 2023年度に導入されるレベニューキャップ制度の下で、地域間連系線及び地内基幹系統の増強は、広域機関が策定するマスタープラン等に基づき、また、ローカル系統等の増強は、一般送配電事業者が自主的に策定する増強計画に基づき、行われることとなる。
※レベニューキャップ制度の詳細設計の議論では、「ローカル系統における投資拡充について、事業者自身が、増強の費用便益分析として増強費用と再給電費用などを比較し、自律的に判断して増強計画を作成していくことも重要」とされている。
- こうした点を踏まえながら、本日は、ローカル系統の増強計画策定にあたり必要となる増強規律及び今後の進め方について、御議論いただきたい。

- 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～2027年度）**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～2032年度）**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で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べきである。**
- **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やCO2コストの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。**

ローカルシステムの増強計画策定に係るプッシュ型の増強判断の方法

- 今後、一般送配電事業者が策定するプッシュ型の増強計画に織り込まれることになる
ローカル系統は、接続検討の過去実績等を踏まえ、レベニューキャップ制度の下での規制期間中に着工の可能性のある系統が基本となる。
- また、ローカル系統については、毎年多数の増強が行われている一方、増強の影響する範囲が限定されるなど、基幹系統と異なる事情がある。
- このため、一般送配電事業者が増強計画を策定する際に用いる将来潮流の想定方法や費用便益評価の計算方法については、全国一律の方法を用いることとしてはどうか。

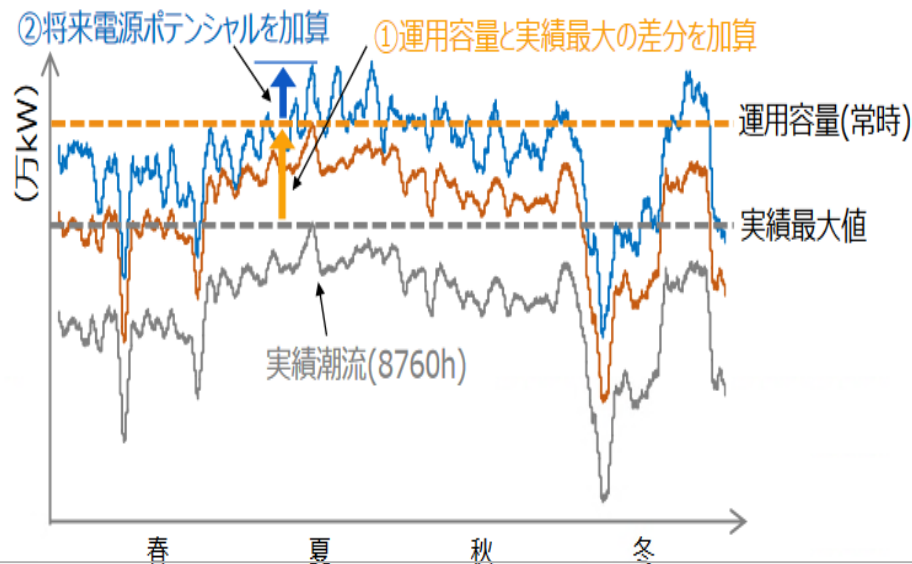


将来潮流の想定方法	過去実績等を考慮した将来の電源ポテンシャルを踏まえ、簡易的に将来潮流を想定して算出する。
用いる便益項目・諸元	「燃料コスト削減効果」と「CO2対策コスト削減効果」とし、全国一律の単価を用いる。

ローカル系統における将来潮流の想定方法

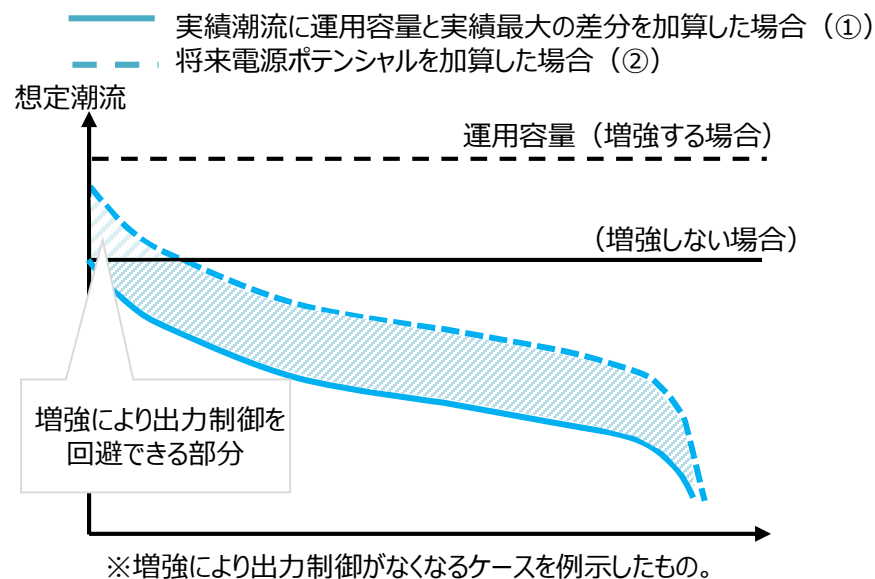
- 基幹系統においては、増強の影響が広範に及ぶことから、全国大の系統モデルを用いたメリットオーダーシミュレーションにより将来潮流を想定することとしている。
- 一方、増強の影響が限定されるローカル系統においては、全国大のメリットオーダーシミュレーションは行わず、個々の系統の実態に即して、実績潮流や電源ポテンシャル等から将来潮流を想定することとしてはどうか。

2019年11月1日第44回広域系統整備委員会 資料4



空容量ゼロを確認した想定断面と整合させるため、①実績潮流に運用容量と実績最大の差分を加算し、更に、②将来想定する電源ポテンシャル分を加算する。

左図をデレーションカーブにした際のイメージ



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。

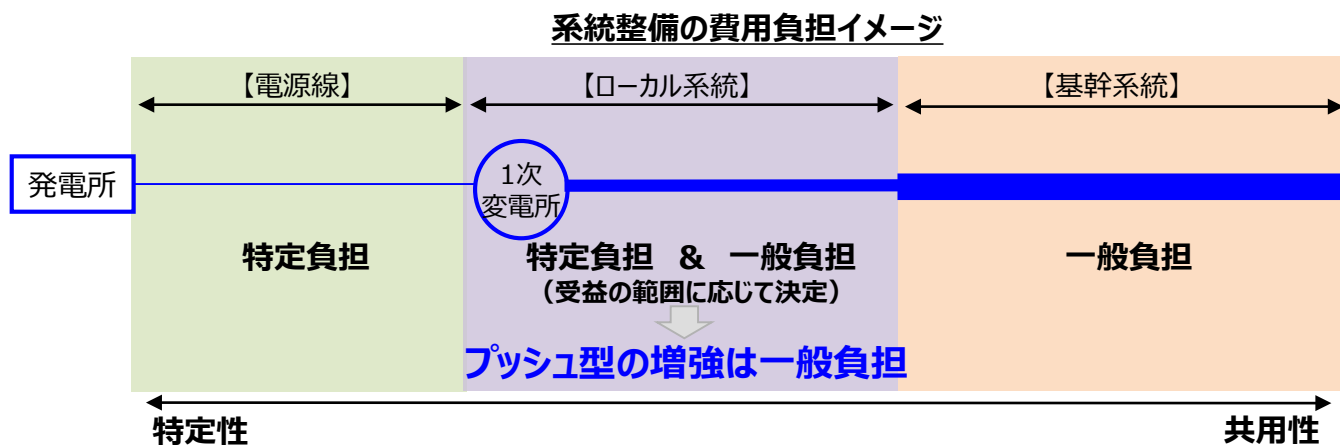
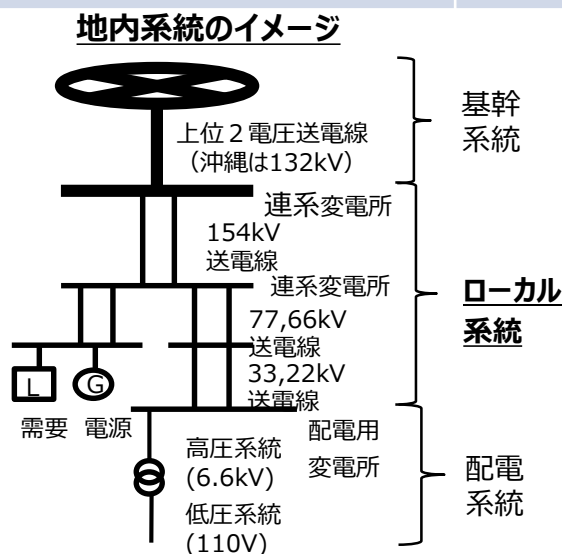
費用負担ガイドラインの改定

- 費用負担ガイドラインは、発電設備の設置に伴う電力系統の増強等及びその費用負担の在り方のうち、ネットワーク側の送配電等設備に関する効率的な設備形成の在り方及び発電設備設置者の費用負担の在り方に関する基本的な考え方を提示している。
- このため、これまで本小委で整理してきた、①増強規律の考え方（本日の御議論）、②当該増強規律の下でプッシュ型で策定される増強計画の費用負担、③ノンファーム型接続を前提とするローカル系統で一括検討プロセスにおける増強等がされる場合の費用負担について、ガイドラインの改定が必要となる。
- 2022年度のレベニューキャップ制度の料金審査開始を見据え、本年度下期には一般送配電事業者による増強計画策定が進められると見込まれるため、本年秋頃を目途にガイドラインを改定すべく、今後検討を加速化していく。

	2021年度	2022年度	2023年度
エネ庁	本小委 ◆ GL改訂 → パブコメ		★レベニューキャップ 制度施行
監視等委員会		審査 ※収入上限及び託送料金	
電力広域機関	※広域機関ルール等について 必要な改訂の検討 →		
一般送配電事業者	増強計画・約款等		RC第1期間

(参考) 費用負担ガイドライン改定の要旨 (案)

改訂のポイント	要旨
① 増強規律の下でプッシュ型で判断される増強計画の費用負担	➤ 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、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とする。
② プッシュ型のローカル系統の増強計画に係る増強判断の考え方	➤ プッシュ型のローカル系統の増強計画は、接続検討の過去実績等を踏まえ、当該規制期間中に着工の可能性がある系統を基本として、費用便益評価を踏まえ、便益が費用を上回ることが確認されたものであること。 ➤ プッシュ型の増強計画を策定する際に用いる将来潮流の想定方法については、実績潮流等に基づく簡易的な手法を用いることとする。用いる便益については、「燃料コスト削減効果」と「CO2対策コスト削減効果」とし、以下の全国一律の単価を用いることとする。 ➤ 「燃料コスト削減効果」は、至近のスポット市場システムプライス平均値 ➤ 「CO2対策コスト削減効果」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
③ 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	➤ ノンファーム型接続が適用以後、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り、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から、ノンファーム型接続を前提とする基幹系統及びローカル系統の一括検討プロセスにおける増強費用については一般負担を原則とする。（なお、一般負担の上限は適用される。）



注：なお、一括検討プロセス完了済みの系統についても増強計画に織り込まれることとなるものの、これらの系統については、費用負担ガイドラインに基づき、増強費用の負担額が算出されることになるため、当該規律の対象外とする。

・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²⁹とした。（略）

²⁹ 電源線（発電所から電力系統への送電を主たる目的とする送変電等設備）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。

（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（略）

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³⁵としている。（略）

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³⁶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。（略）

³⁵ 4.1万円/kW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。

³⁶ 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。

(参考) 投資量の確認方法 (ローカル系統)

第3回持料金制度ワーキング・グループ
(2021.3.31) 資料3

- ローカル系統については、広域機関の送配電等業務指針※（送配電設備の規模の考え方など）に基づいて各一般送配電事業者が策定した送変電設備形成ルールや、将来の需要及び電源の動向等を踏まえて、具体的な工事件名や設備ごとの投資量を決定し、投資計画が策定されている。
※電事法第28条の40第3号及び第28条の45に基づき、広域機関は送配電等業務指針を策定し、国が認可。
- これを踏まえ、①工事件名が特定できるもの（規制期間の前半2年～3年間）については工事件名ごとに、②工事件名が特定困難な場合は設備ごとに分類して、それぞれ、送配電設備形成ルールや、将来の需要及び電源の動向等に基づいて、妥当な投資量になっているかを確認することとしてはどうか。

系統の区分

投資量の確認区分

投資量の確認方法（事業者を求める説明内容）

ローカル系統

①期初から2～3年間

- ✓ 工事件名ごとの投資量の確認

※確認範囲（全件確認か、一部抽出か）
については、次回以降検討することとしたい。

②残り期間

- ✓ 工事件名化が困難な場合は、
①送電設備
②変電設備
に分類して、投資量を確認

- ✓ 送配電等業務指針に基づいて各一般送配電事業者が策定した送変電設備形成ルール（需要及び電源の動向、将来の系統構成、費用便益分析に基づいた投資規模の算定ルール）や、将来の需要及び電源の動向等を踏まえた投資量となっているかを確認。

供給計画（需給等）のとりとまめの際に、監視委においても必要な対応を実施（例：査定事項のリストアップや、必要に応じて、エネ庁及び広域による事業者ヒアリングへの参画。）

※ 将来的には、ローカル系統における投資拡充について、事業者自身が、増強の費用便益分析として増強費用と再給電費用などを比較し、自律的に判断して増強計画を作成していくことも重要。

(参考) 今後の設備増強と費用負担の考え方

- **地域間連系線及び地内基幹系統**については、全国の再エネのポテンシャル等を踏まえつつ、全国大での広域連系系統の形成を計画的に進めるためのマスタープランを策定する。こうしたマスタープランに基づく増強費用について、全国調整スキームの整備に向けて検討中。
- **ローカル系統**については、2023年度に施行される新たな託送料金制度の下、必要な増強を計画的かつ効率的に増強等を進めるため、一般送配電事業者が増強計画を策定する。こうした増強計画に基づく増強については、その費用を各エリアの一般負担を原則とした。

	従来の費用負担の考え方	これまでの整理・今後の方向性
地域間 連系線	原則として 両端エリアによる一般負担	• 全国の再エネのポテンシャル等を考慮しながら、送変電設備増強について費用便益評価を実施し、全国大での広域連系系統の形成を計画的に進めるためのマスタープランを策定する。 ⇒2022年度中を目途にマスタープラン策定を予定 • マスタープランに基づく増強については、その費用を全国で調整する仕組み（全国調整スキーム）を整備する。
地内 基幹系統	原則として一般負担 (4.1万円/kWを一般負担の上限として 超過分は発電事業者の特定負担)	
ローカル 系統	一般負担と特定負担 (一般負担の上限は4.1万円/kW)	• 各一般送配電事業者が策定する増強計画の中で、一定の規律の下、必要な投資量が確保されていることを確認しながら、計画的かつ効率的に増強等を進める。 • プッシュ型の増強計画に基づく増強については、その費用を各エリアの一般負担を原則とする。
電源線	特定負担	• 発電事業者への受益が明確であるという考え方から、発電事業者の特定負担。

(参考) 諸外国TSO/DSOにおける系統増強の判断主体・規律等

		日本	ドイツ	英国	アイルランド
日本の 基幹系 系統相当	判断の主体	電力広域機関	TSO4社とBNetzA	National Grid	EirGrid
	判断の方法	マスタープランにて費用便益評価を実施（策定プロセスの中で国も関与）	毎年BNetzAによって示されるシナリオフレームワークに基づき、TSO4社共同で策定	TSOは毎年、利害関係者向けのコンサルテーションプロセスを実施し、それを踏まえて計画の修正案を策定	TSOは少なくとも毎年計画を改定して委員会に提出
	規律	経産大臣に計画を届出する法の要件に適合しないと認めるときは変更を命ずることができる	TSO4社共同で策定し、BNetzAに提出する。BNetzAはEnGWの法の要件への適合について確認し、変更を要求可能	GEMA(ofgem)による計画承認GEMA(ofgem)は計画の修正指示が可能	CER(規制局)による計画承認CERは計画の修正指示が可能
	費用負担	マスプラに基づくものは一般負担	シャロー方式（一般負担）	シャロー方式（一般負担）	シャロー方式（一般負担）
日本の ローカル 系統相当	判断の主体	一般送配電事業者	DSO	DNO	DSO
	判断の方法	接続申込み等に応じて、一括検討プロセスの開始判断等を行う	接続申込に応じて増強で対応	33kV/11kV系統については費用便益評価（CBA）の結果、ANM等のオプションより便益が上回る場合は増強 11kV未満の系統については接続申込に応じて増強	38kV 以下の系統については設備容量100%を超えた場合には増強 500kW未満の電源については随時順番に接続検討を実施
	規律	電力広域機関にて定められたプロセスに従って、一般送配電事業者はプロセスの状況等を公表	系統状況および増強計画を規制機関へ報告することが求められている。規制機関が更なる増強の必要性を判断した場合、DSOはそれに従い計画に反映する。	DSOはOfgemに増強計画を提出している可能性はあるが、個別の承認は行っていない。（CBAツールの仕様策定はOfgemが行う）	エネルギー規制委員会が 計画の内容を承認する。
	費用負担	一般負担と特定負担（発電者の受益の範囲に応じ特定負担）	シャロー方式（一般負担）	セミシャロー方式（1つ上位の電圧までの増強費用は特定負担。1つ上位の電圧より上位系統の増強費用はDUoS料金により一般負担）	ディープ方式（特定負担）系統接続に必要な電源線、既存系統の増強費用をすべて発電事業者が負担

※日本及び各国の現行ルールを記載。