

再生可能エネルギーの出力制御見通し（2020年度） の算定結果について

2020年12月11日
東北電力ネットワーク株式会社

今年度の算定項目は以下のとおり。

2017年度～2019年度の需要実績等に基づく指定ルール事業者の
出力制御見通し

- 指定ルール風力の出力制御見通し
- 指定ルール太陽光の出力制御見通し

- 再生可能エネルギーの出力制御見通しは、優先給電ルールに基づき、安定供給に必要なものを除き、火力（電源Ⅰ～Ⅲ）、バイオマスを停止又は抑制、揚水動力や蓄電池並びに連系線を最大限活用することを前提に算定する。
- 算定にあたっては、旧ルール事業者の制御日数が上限30日に達するまでは、「旧ルール・新ルール・指定ルール」間、および「風力・太陽光」間に対して、出力制御の機会が均等となるように制御することを前提とする。
- 具体的には、太陽光552万kW（30日等出力制御枠）、風力251万kW（30日等出力制御枠）の連系を前提として、指定ルール事業者が追加的に接続された場合の、出力制御時間、制御率、出力制御量を算定する。

算定条件の一覧表

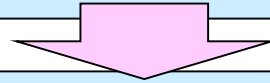
P4

	今回の算定条件	前回の算定条件
需要断面	2017～2019年度エリア実績	2016～2018年度エリア実績
太陽光想定	2017～2019年度の太陽光・風力発電の実績値より利用率を算定し、それを基に出力を想定	2016～2018年度の太陽光・風力発電の実績値より利用率を算定し、それを基に出力を想定
風力想定		
バイオマス想定	71.6万kW (設備容量130.0万kW × 利用率55.1%)	60.3万kW (設備容量114.6万kW × 利用率52.6%)
地熱想定	22.2万kW (設備容量34.4万kW × 利用率64.6%)	19.3万kW (設備容量29.8万kW × 利用率64.6%)
水力想定※1	流れ込み式：78.9万kW (設備容量89.1万kW × 利用率88.5%)	流れ込み式：81.0万kW (設備容量91.5万kW × 利用率88.5%)
	調整池式：108.3万kW (設備容量223.5万kW × 利用率48.5%)	
	貯水池式：7.5万kW (設備容量12.0万kW × 利用率62.5%)	
原子力想定	200.3万kW (設備容量284.1万kW × 利用率70.5%)	
火力想定 (電源Ⅰ・Ⅱ)	安定供給に必要な調整力を確保した上で、可能な限り停止	
火力想定 (電源Ⅲ) ※2	165.7万kW (設備容量503.8万kW)	68.0万kW (設備容量178.7万kW)
揚水想定	ポンプ動力46万kW：1日8時間活用を見込む	
蓄電池想定	系統用蓄電池の活用を考慮	
連系線活用	東北東京間連系線運用容量から他エリア間の送電可能量および長期固定電源の他エリア送電分を控除した量の0%，50%，100%の3パターン	
	運用容量：下げ代不足断面における想定値	運用容量：広域機関公表の年間計画（2019年度分）

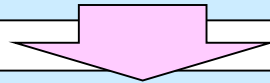
(※1) 水力の発電出力は月毎に設定。本表には、昼間最低需要日の発電出力（5月値）を記載

(※2) 前回算定後の新規電源および既設電源との協議結果を反映

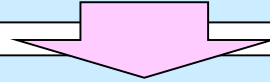
ステップ1：2020年度制御見通しの検討断面の設定



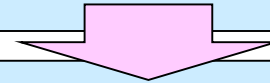
ステップ2：検討断面における需要想定の設定



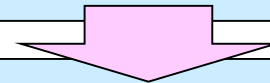
ステップ3：検討断面における出力の設定
(一般水力, 原子力, 地熱, バイオマス)



ステップ4：再エネ導入量に応じた出力の想定



ステップ5：現状制度における需給解析（火力発電の抑制,
揚水運転, 再エネ出力制御の反映等）



制御見通しの算定

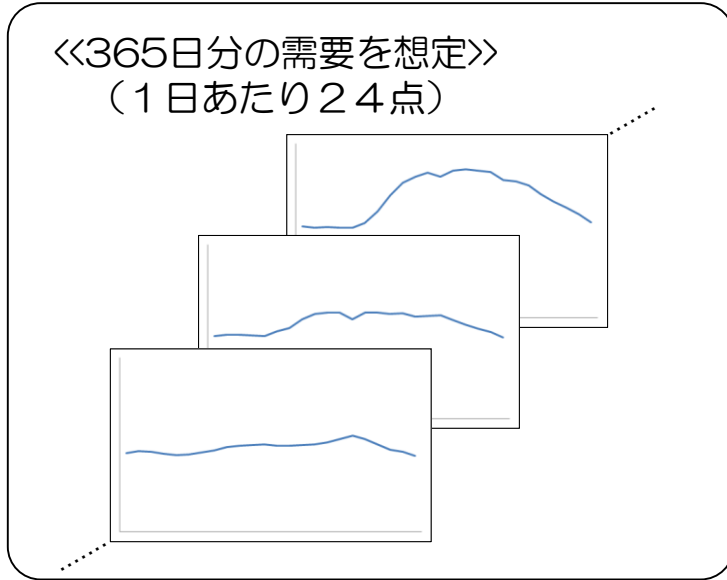
STEP1：検討断面の設定

P6

1 年間【24時間×365日（366日）＝8,760時間（8,784時間）】を通じた各時間を検討の対象とする。これを2017～2019年度の3年分検討する。

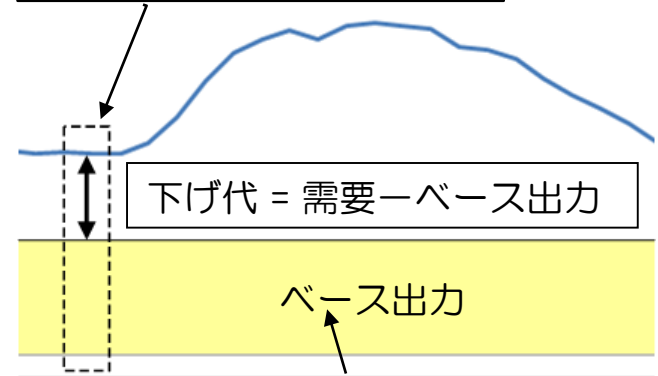
3年分検討

《365日分の需要を想定》
（1日あたり24点）



《365日分の電源バランスを想定》

1 時間単位で下げ代を算出

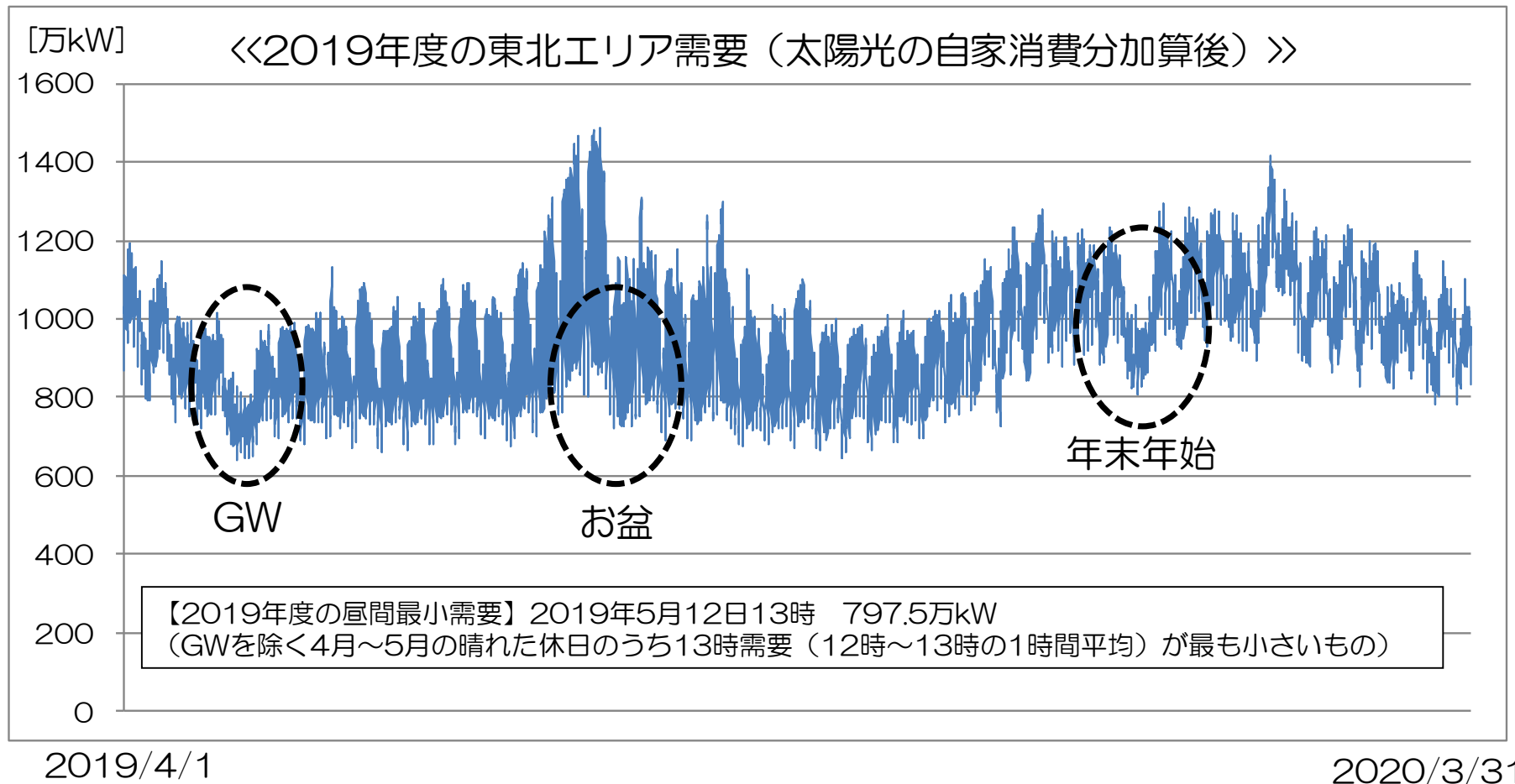


需要・季節に応じた電源バランスによりベース出力を想定

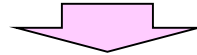
下げ代 < 風力・太陽光出力 ⇒ 出力抑制が必要
下げ代 ≥ 風力・太陽光出力 ⇒ 制約なし（抑制不要）

各年度の抑制見通しの平均により制御見通しを算定

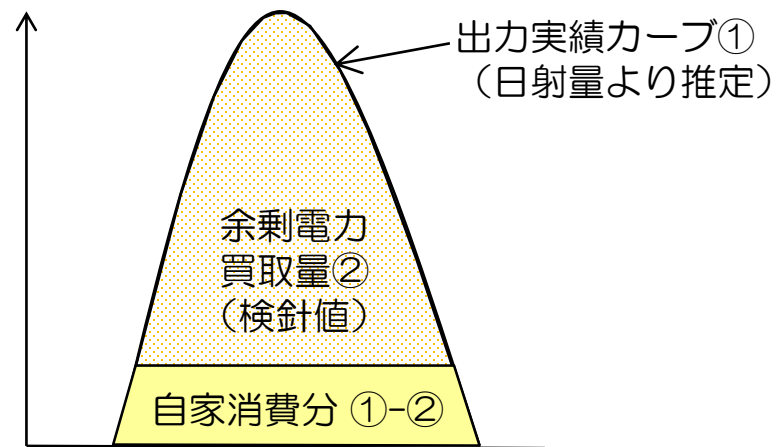
2017～2019年度の東北エリア需要実績（発電端）を使用する。
なお、需要実績には余剰買取契約の自家消費分電力を加算する。



日射量から想定する合計出力では、余剰買取である住宅用太陽光発電（低圧10kW未満）の自家消費分が考慮されていない。



- 余剰買取分の太陽光発電の出力実績カーブを日射量データから推定し、実際に受電した余剰電力買取電力量の差分を自家消費量とし、太陽光発電が発電する時間帯で平均的に消費していたと仮定する。
- この自家消費分を各時間の需要実績へ加算し算定に用いる需要実績とする。



自家消費分のイメージ

2019年度の自家消費率および自家消費電力の想定値

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
自家消費率 (%)	6.3	5.2	4.4	6.7	8.9	4.9	6.2	5.1	7.5	7.5	7.5	8.7
自家消費電力 (万kW)	6.7	4.4	3.9	5.6	7.5	5.1	5.1	4.3	5.9	6.1	6.5	7.8

原子力，一般水力，地熱については，長期的な傾向を反映することとし，震災前過去30年（30年経過していない場合は運転開始後の全期間）〔1981年度～2010年度〕の設備利用率平均を用いる。

電源種別	設備容量 (万kW)	利用率 (%)	発電出力 (万kW)
原子力	284. 1	70. 5	200. 3

STEP3：検討断面における出力の設定（一般水力）

P10

・5月の水力の最低出力（万kW）

	設備容量 (万kW)	利用率 (%)	発電出力 (万kW)
流れ込み式	89.1※	88.5	78.9
調整池式	223.5	48.5	108.3
貯水池式	12.0	62.5	7.5

平水ベースで想定
調整池式および貯水池式は、池容量・貯水量を活用して、太陽光のピーク時に出力を最大限下げることが想定
なお、貯水池式については、農業用水等に必要な責任放流量分の発電を出力として考慮

※将来連系分として2020年9月末時点の接続契約申込量を加算。

・月別の水力の最低出力（万kW）

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
流れ込み式	73.5	78.9	64.8	60.7	49.0	47.2	47.2	54.0	48.5	34.2	31.1	42.1
調整池式	117.3	108.3	68.0	61.0	44.4	42.3	31.2	49.3	56.9	38.3	42.2	70.1
貯水池式	3.9	7.5	6.5	5.8	5.7	2.8	2.0	1.8	1.3	1.9	2.7	2.5
合計	194.7	194.8	139.3	127.5	99.1	92.3	80.4	105.1	106.7	74.4	76.0	114.7

4，5月は、毎年山間部の融雪により出水が多くなる

- 地熱発電の将来連系分として、2020年9月末時点の接続契約申込量を加算。

電源種別	設備容量 (万kW)	利用率 (%)	発電出力 (万kW)
地熱	34.4	64.6	22.2

STEP3：検討断面における出力の設定（バイオマス）

P12

- バイオマスの将来連系分として、2020年9月末時点の接続契約申込量を加算。
- 地域資源バイオマスの既連系設備の利用率は、過去の発電実績をもとに算定。
また、導入見込み設備の利用率は、80%※1と想定。
- 専焼バイオマスは、設備の保全維持や保安上の問題が生じない出力まで抑制する。

電源種別	区分	設備容量 (万kW)	利用率 (%)	発電出力 (万kW)
地域資源 バイオマス	既連系設備	21.6	61.0	13.2
	導入見込み設備	13.6	80.0※1	10.9
	合計	35.2	68.5	24.1

電源種別	区分	設備容量 (万kW)	最低出力比率 (%)	発電出力 (万kW)
専焼 バイオマス※2	既連系設備	21.5	50.0	10.8
	導入見込み設備	73.3		36.7
	合計	94.8	50.0	47.5

※1 コスト等検証委員会報告書（2011年12月19日）の値を使用。

※2 化石燃料を主燃料とするバイオマスは火力発電として整理し、バイオマスの設備容量には含めていない。

- 設備容量で約121.2万kW分の風力発電設備の発電実績を蓄積
- 既連系設備の実績データを拡大することで、連系量増加時の合成想定出力を作成

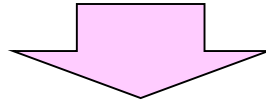
データ	サイト数	設備容量（万kW）	期間
風力発電出力	64サイト※	121.2※	2017年4月 ～2020年3月

※2020年3月末時点の値

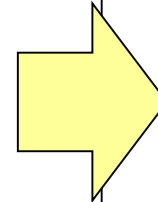
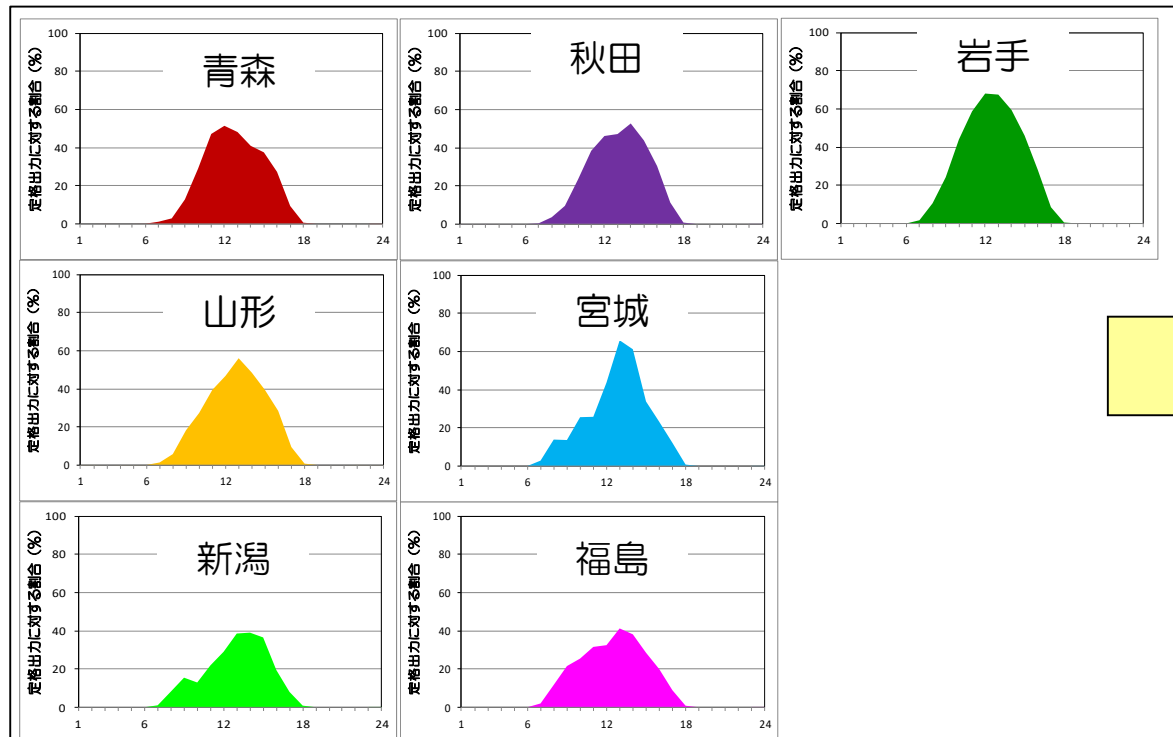
STEP4：再エネ導入量に応じた出力の想定（太陽光）

P14

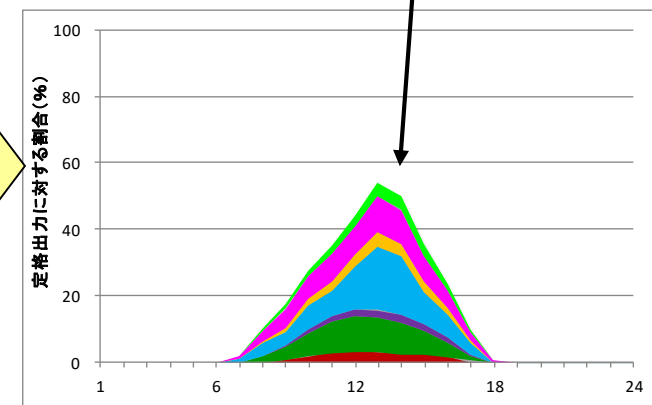
連系済の太陽光の大部分は低圧および高圧であり，発電出力の把握が困難



- 気象官署（県庁所在地7地点）の日射量測定結果と，各アメダス地点の日照時間測定結果を用いて，地域毎の日射量実績を想定
- 想定した日射量実績をもとに，地域毎に太陽光の出力を想定し，集約することで東北エリアの合計想定出力を作成



東北エリアの
合計想定出力
※1年分の波形を作成



- 火力発電（電源Ⅰ・Ⅱ）は、再エネを含めた需給変動を調整する観点から、下記の点を考慮し、安定供給に支障のない範囲で最低限必要な出力まで抑制（または停止）する。
 - ピーク時予備力8％を確保するのに必要な火力ユニットを並列
 - 安定供給に必要な調整力として下げ代・上げ代ともに需要の2％のLFC容量を確保
 - LFC容量の確保にあたっては西仙台変電所に設置した系統用蓄電池（定格2万kW）を考慮
 - LNGの最低消費制約を考慮
 - 最低出力の運転制約を考慮
- 火力発電（電源Ⅲ）は、設備の保全維持の問題が生じない出力まで抑制※¹する。
- 最小需要日※²（5月12日）13時の火力発電の発電出力想定は下記のとおり。

		設備容量（万kW）	発電出力（万kW）
電源Ⅰ・Ⅱ	石油	60.0	0
	LNG	684.9	102.0
	石炭	468.7	0
電源Ⅲ	石油	0	0
	LNG	157.4	48.9
	石炭	346.4	116.8

※¹ 電源Ⅲは事業者と合意した最低出力値まで抑制するものとする。また、至近3年の軽負荷期における電源Ⅲの需給停止・点検停止の実績を踏まえ、電源Ⅲの30％は停止するものとして発電出力を設定。

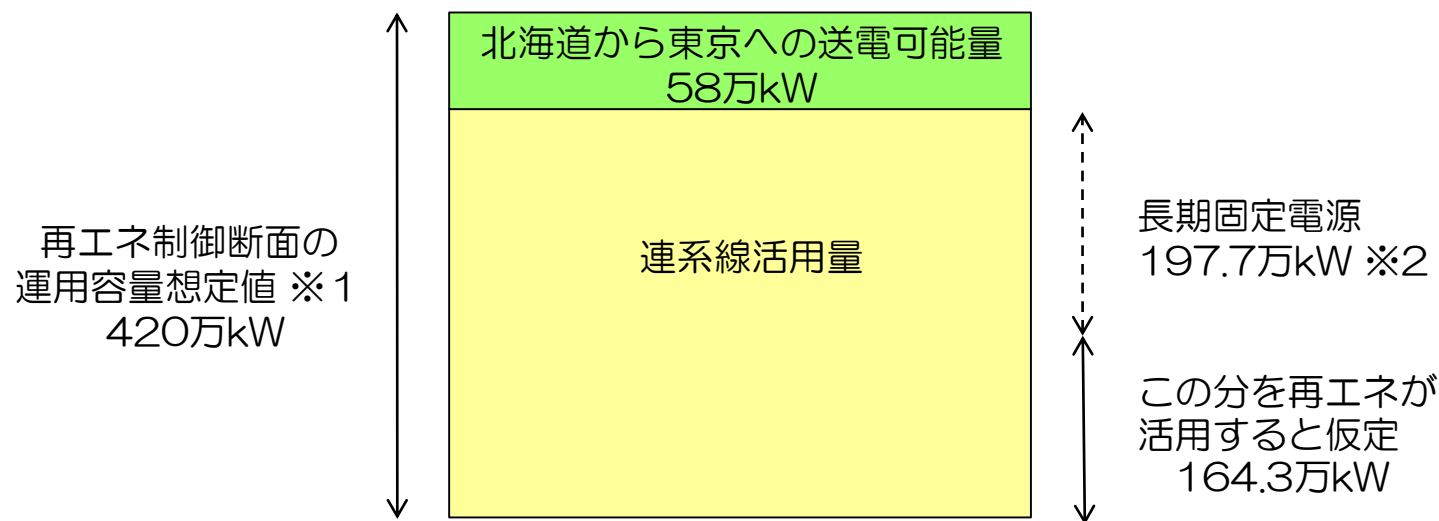
※² GWを除く4月～5月の晴れた休日のうち13時需要（12～13時の1時間平均）が最小となる日

- 揚水式水力発電は，余剰電力発生時にポンプ運転を行う。
- 揚水発電機については，長期点検やトラブルリスクも考慮し，最大機の1台停止を織込む。
 - 下げ代の確保にあたっては南相馬変電所に設置した系統用蓄電池を考慮する。

発電所等	発電出力 (万kW)	揚水動力 (万kW)	揚水可能量 (万kWh)
揚水発電	71.2 (46※)	71.2 (46※)	3,413
南相馬蓄電池	4	4	4

※ 最大機一台停止および農業用水調整のための揚水不可分を考慮した発電出力・揚水動力の想定値

- 地域間連系線の活用については、間接オークションの導入などにより長期的な送電量を想定することが難しいものの、出力制御の見通し算定にあたっては、連系線の最大限の活用を前提とし、幅（0%，50%，100%）を持たせた算定を行う。
- 活用量の算定に当たっては、他エリア間の送電可能量および長期固定電源の他エリアへの送電分を控除する。



【東北東京間連系線活用100%（164.3万kW）のイメージ】

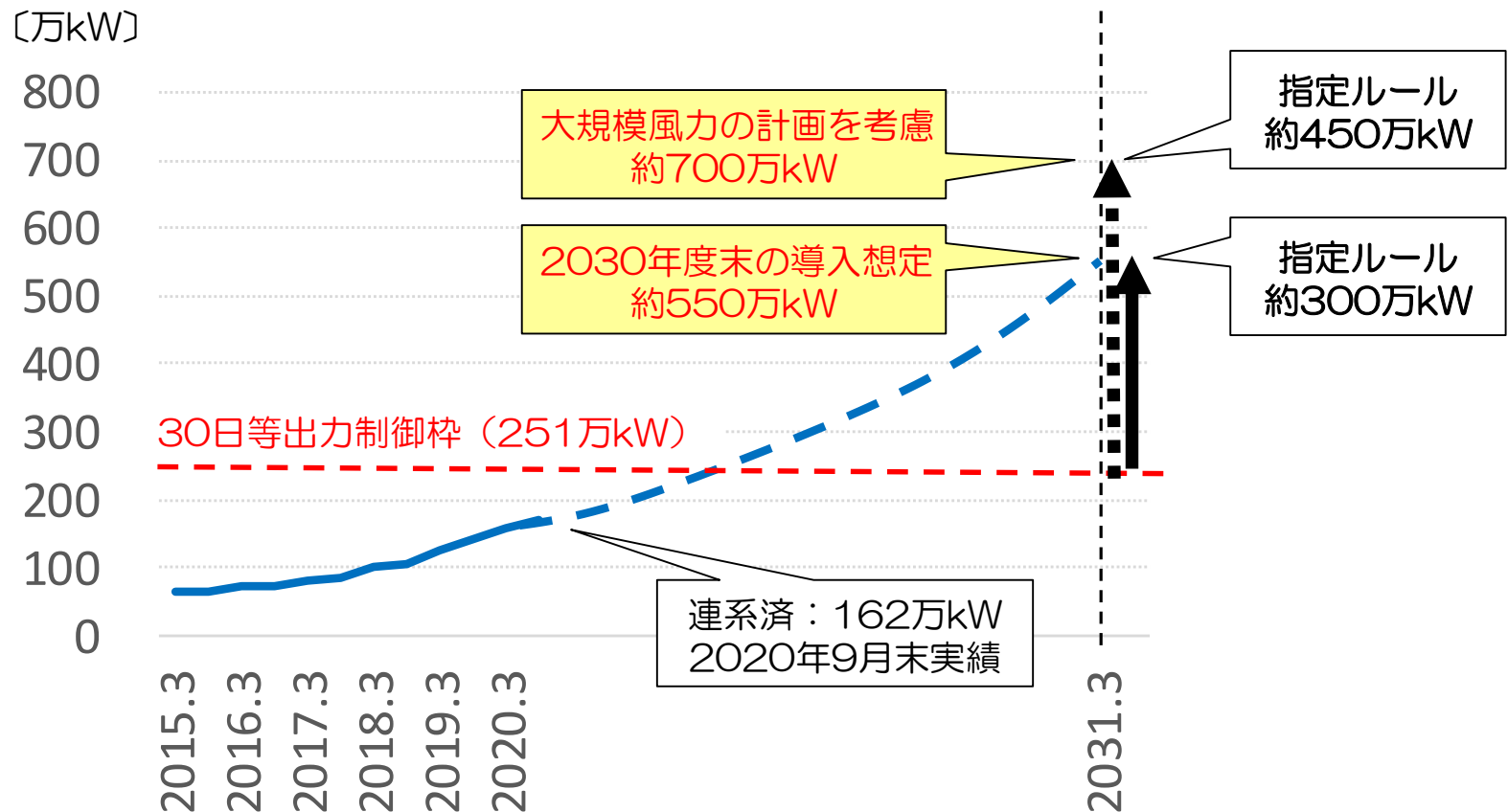
- ※1 第27回系統WGで示した下げ代不足時の運用容量低下と、低下緩和策を考慮して設定。
今回の算定では、全ての再エネ制御断面で上記の運用容量を適用して算定する。なお、運用容量は電源の稼働状況等により変動するため、実際の運用容量を保証するものではない。
- ※2 長期固定電源が稼働していない場合、再エネや他電源が活用することが可能。

（参考）軽負荷期の昼間最低需要日のkWバランス

P18

＜2019年5月12日の13時，20時（ピーク需要断面）の需要実績において太陽光発電設備容量：552万kW，風力発電設備容量：251万kWとした場合での需給バランス想定と比較＞

		連系線活用100%	
		13時	20時
発電出力 (万kW)	原子力	200.3	200.3
	火力（電源Ⅰ・Ⅱ）	102.0	102.9
	火力（電源Ⅲ）	165.7	165.7
	再エネ	790.4	383.6
	（内訳）水力	194.8	277.0
	地熱	22.2	22.2
	バイオ	71.6	71.6
	太陽光	475.0	0
	風力	26.8	12.8
	揚水・蓄電池	-50	0
	地域間連系線活用	-164.3	-6.5
	出力抑制必要量	-246.6	0
	合計	797.5	846.0
需要（万kW）		797.5	846.0



風力発電の2030年度末の導入量は

- 接続済容量および接続契約申込量が増加していること
- FIT設備認定量の動向、長期エネルギー需給見通し等

を考慮し、約550万kWと想定。（30日等出力制御枠251万kWからの追加約300万kW）
また、東北北部を中心に大規模風力が多数計画されていることを踏まえ、導入量をさらに150万kW拡大した約700万kW（追加約450万kW）までの制御見通しを算定する。

- 30日等出力制御枠の太陽光発電設備量：552万kW，風力発電設備量：251万kW
に追加して指定ルール風力が連系すると想定。

指定ルール風力の 連系量（万kW）	連系線活用量 （％）（万kW）		制御時間 （時間）	制御電力量 （万kWh）A	制御前発電電力量 （万kWh）B	制御率（％） A／B
+150	0	0	2,919	121,204	343,069	35.3
	50	82.2	1,612	69,970		20.4
	100	164.3	636	15,161		4.4
+300	0	0	3,771	298,912	686,138	43.6
	50	82.2	2,323	187,914		27.4
	100	164.3	1,236	62,117		9.1
+450	0	0	4,540	523,506	1,029,207	50.9
	50	82.2	3,135	352,998		34.3
	100	164.3	1,885	162,490		15.8

（注）出力制御見通しは，一定の前提条件に基づいた算定結果であり，実際の制御時間，制御電力量を保証するものではない。

指定ルール風力の出力制御見通し（2019年度実績を基に算定）

P21

- 30日等出力制御枠の太陽光発電設備量：552万kW，風力発電設備量：251万kW
に追加して指定ルール風力が連系すると想定。

指定ルール風力の 連系量（万kW）	連系線活用量 （％）（万kW）		制御時間 （時間）	制御電力量 （万kWh）A	制御前発電電力量 （万kWh）B	制御率（％） A／B
＋150	0	0	3,296	141,592	337,063	42.0
	50	82.2	1,785	78,976		23.4
	100	164.3	708	17,355		5.1
＋300	0	0	4,154	344,758	674,126	51.1
	50	82.2	2,611	219,206		32.5
	100	164.3	1,402	74,236		11.0
＋450	0	0	4,816	586,287	1,011,189	58.0
	50	82.2	3,402	407,405		40.3
	100	164.3	2,147	197,244		19.5

（注）出力制御見通しは，一定の前提条件に基づいた算定結果であり，実際の制御時間，
制御電力量を保証するものではない。

- 30日等出力制御枠の太陽光発電設備量：552万kW，風力発電設備量：251万kW
に追加して指定ルール風力が連系すると想定。

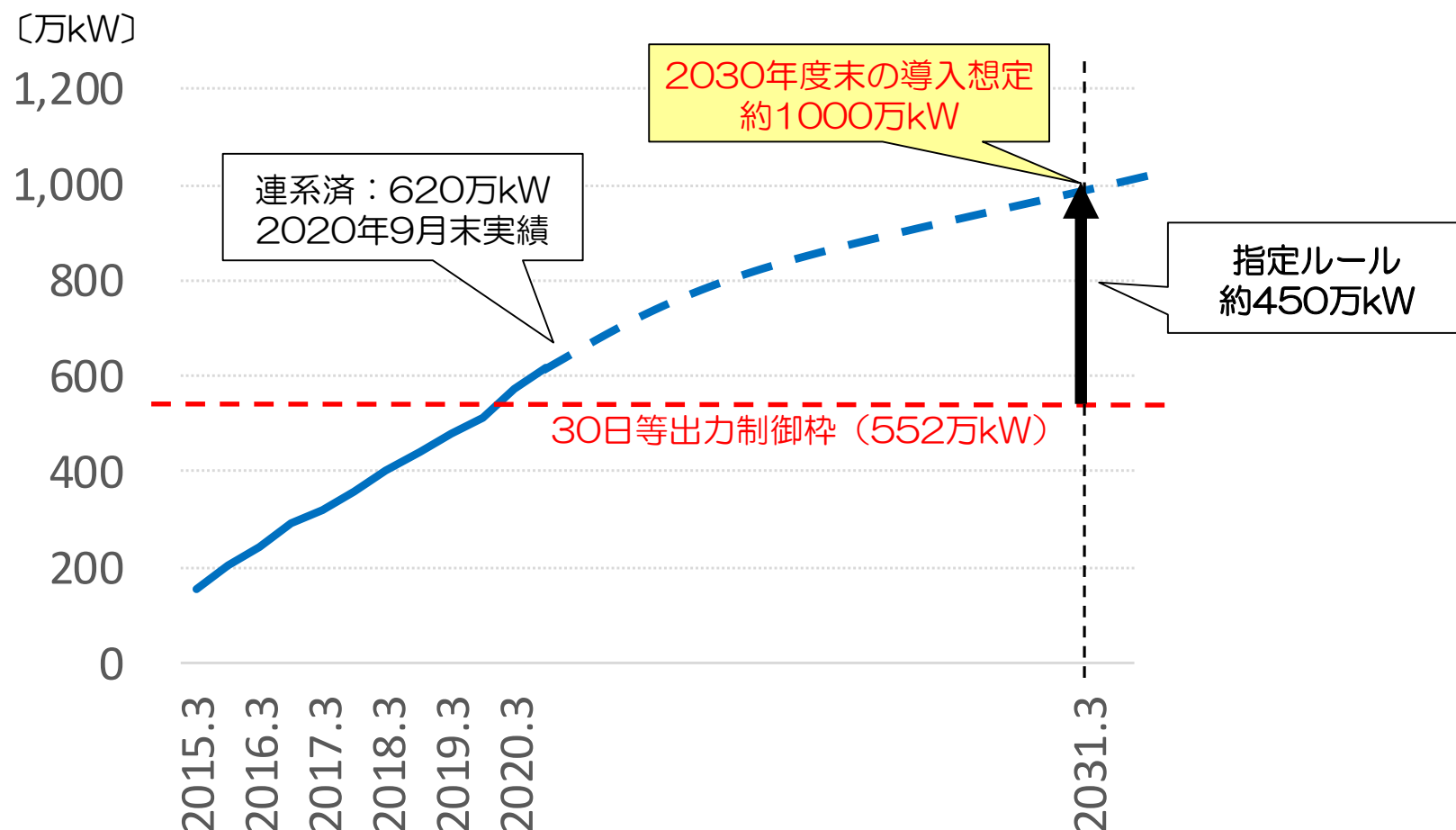
指定ルール風力の 連系量（万kW）	連系線活用量 （％）（万kW）		制御時間 （時間）	制御電力量 （万kWh）A	制御前発電電力量 （万kWh）B	制御率（％） A／B
＋150	0	0	2,717	111,794	337,958	33.1
	50	82.2	1,466	62,506		18.5
	100	164.3	543	13,304		3.9
＋300	0	0	3,540	278,167	675,915	41.2
	50	82.2	2,163	169,885		25.1
	100	164.3	1,110	52,404		7.8
＋450	0	0	4,354	493,671	1,013,873	48.7
	50	82.2	2,944	324,119		32.0
	100	164.3	1,739	140,297		13.8

（注）出力制御見通しは，一定の前提条件に基づいた算定結果であり，実際の制御時間，制御電力量を保証するものではない。

- 30日等出力制御枠の太陽光発電設備量：552万kW，風力発電設備量：251万kW
に追加して指定ルール風力が連系すると想定。

指定ルール風力の 連系量（万kW）	連系線活用量 （%）	連系線活用量 （万kW）	制御時間 （時間）	制御電力量 （万kWh） A	制御前発電電力量 （万kWh） B	制御率（%） A／B
+150	0	0	2,743	110,225	354,187	31.1
	50	82.2	1,586	68,429		19.3
	100	164.3	658	14,823		4.2
+300	0	0	3,619	273,812	708,373	38.7
	50	82.2	2,194	174,651		24.7
	100	164.3	1,196	59,712		8.4
+450	0	0	4,449	490,559	1,062,560	46.2
	50	82.2	3,058	327,470		30.8
	100	164.3	1,768	149,929		14.1

（注）出力制御見通しは，一定の前提条件に基づいた算定結果であり，実際の制御時間，
制御電力量を保証するものではない。



太陽光発電の2030年度末の導入量は

- 接続済量は至近1年で約100万kW増加したものの、接続契約申込の増加ペースが鈍化
- FIT設備認定量の動向、長期エネルギー需給見通し等を考慮し、約1000万kWと想定（30日等出力制御枠552万kWからの追加約450万kW）

指定ルール太陽光の出力制御見通し（至近3ヵ年実績を基に算定）

P25

- 30日等出力制御枠の太陽光発電設備量：552万kW，風力発電設備量：251万kW
に追加して指定ルール太陽光が連系すると想定。

指定ルール太陽光 の連系量（万kW）	連系線活用量 （%）	連系線活用量 （万kW）	制御時間 （時間）	制御電力量 （万kWh）A	制御前発電電力量 （万kWh）B	制御率（%） A／B
+150	0	0	1,688	110,606	193,411	57.2
	50	82.2	1,059	82,368		42.6
	100	164.3	380	11,070		5.7
+300	0	0	2,094	266,228	386,822	68.8
	50	82.2	1,460	214,853		55.5
	100	164.3	745	72,048		18.6
+450	0	0	2,430	448,229	580,233	77.2
	50	82.2	1,792	380,997		65.7
	100	164.3	1,026	172,662		29.8

（注）出力制御見通しは，一定の前提条件に基づいた算定結果であり，実際の制御時間，制御電力量を保証するものではない。

指定ルール太陽光の出力制御見通し（2019年度実績を基に算定）

P26

- 30日等出力制御枠の太陽光発電設備量：552万kW，風力発電設備量：251万kW
に追加して指定ルール太陽光が連系すると想定。

指定ルール太陽光 の連系量（万kW）	連系線活用量 （％）（万kW）		制御時間 （時間）	制御電力量 （万kWh）A	制御前発電電力量 （万kWh）B	制御率（％） A／B
＋150	0	0	1,783	116,658	201,640	57.9
	50	82.2	1,081	85,272		42.3
	100	164.3	464	13,556		6.7
＋300	0	0	2,237	283,167	403,281	70.2
	50	82.2	1,558	228,528		56.7
	100	164.3	774	78,195		19.4
＋450	0	0	2,611	481,813	604,921	79.6
	50	82.2	1,895	402,129		66.5
	100	164.3	1,068	188,553		31.2

（注）出力制御見通しは，一定の前提条件に基づいた算定結果であり，実際の制御時間，制御電力量を保証するものではない。

- 30日等出力制御枠の太陽光発電設備量：552万kW，風力発電設備量：251万kW
に追加して指定ルール太陽光が連系すると想定。

指定ルール太陽光 の連系量（万kW）	連系線活用量 （%）	連系線活用量 （万kW）	制御時間 （時間）	制御電力量 （万kWh）A	制御前発電電力量 （万kWh）B	制御率（%） A／B
+150	0	0	1,595	104,140	193,105	53.9
	50	82.2	973	75,109		38.9
	100	164.3	321	7,218		3.7
+300	0	0	2,039	260,720	386,210	67.5
	50	82.2	1,373	202,138		52.3
	100	164.3	659	55,385		14.3
+450	0	0	2,405	446,045	579,315	77.0
	50	82.2	1,763	377,431		65.2
	100	164.3	941	146,838		25.3

（注）出力制御見通しは，一定の前提条件に基づいた算定結果であり，実際の制御時間，制御電力量を保証するものではない。

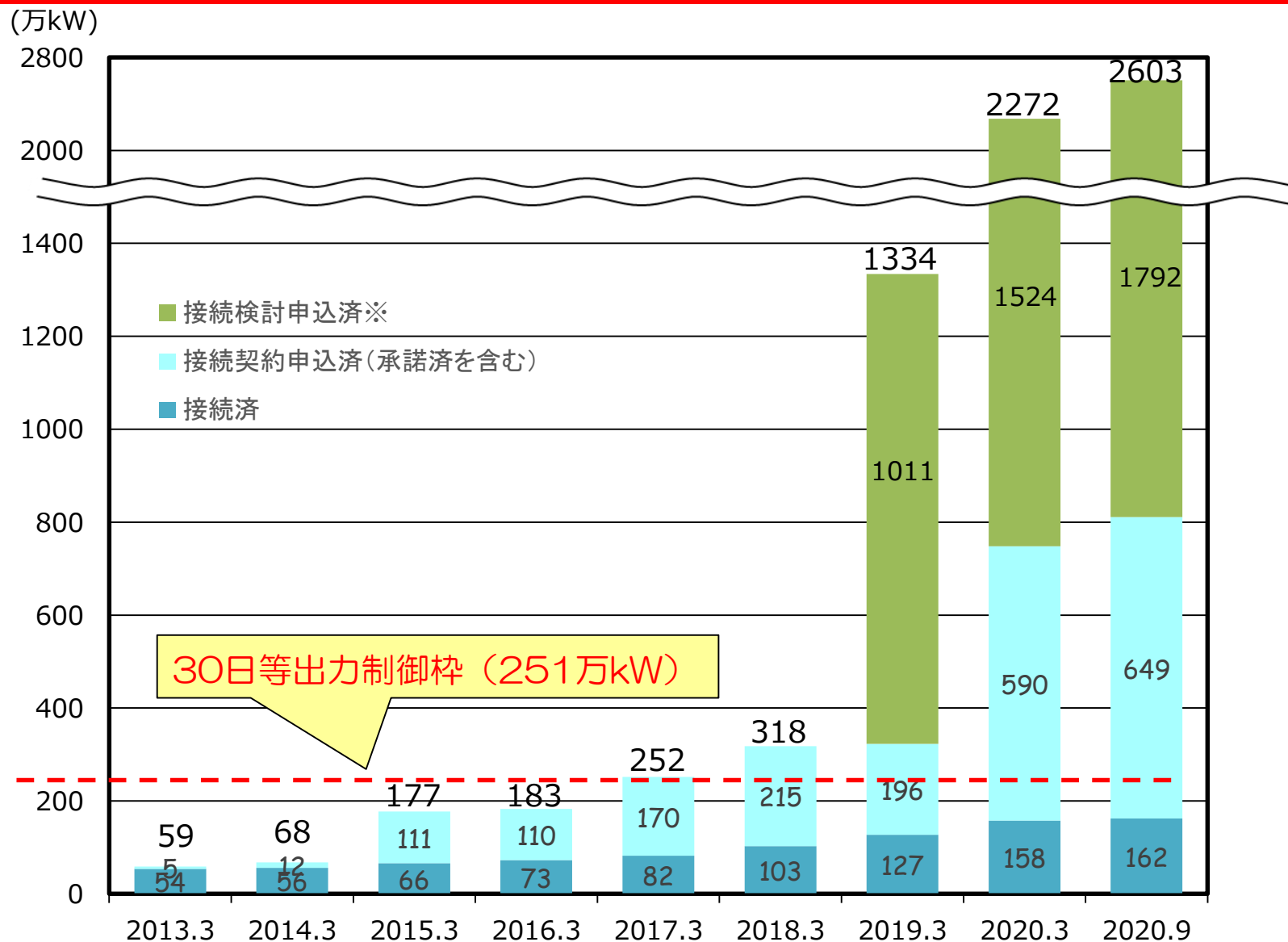
- 30日等出力制御枠の太陽光発電設備量：552万kW，風力発電設備量：251万kW
に追加して指定ルール太陽光が連系すると想定。

指定ルール太陽光 の連系量（万kW）	連系線活用量 （％）	連系線活用量 （万kW）	制御時間 （時間）	制御電力量 （万kWh）A	制御前発電電力量 （万kWh）B	制御率（％） A／B
+150	0	0	1,687	111,019	185,488	59.9
	50	82.2	1,122	86,724		46.8
	100	164.3	356	12,437		6.7
+300	0	0	2,007	254,797	370,976	68.7
	50	82.2	1,450	213,892		57.7
	100	164.3	803	82,563		22.3
+450	0	0	2,274	416,828	556,464	74.9
	50	82.2	1,719	363,430		65.3
	100	164.3	1,069	182,596		32.8

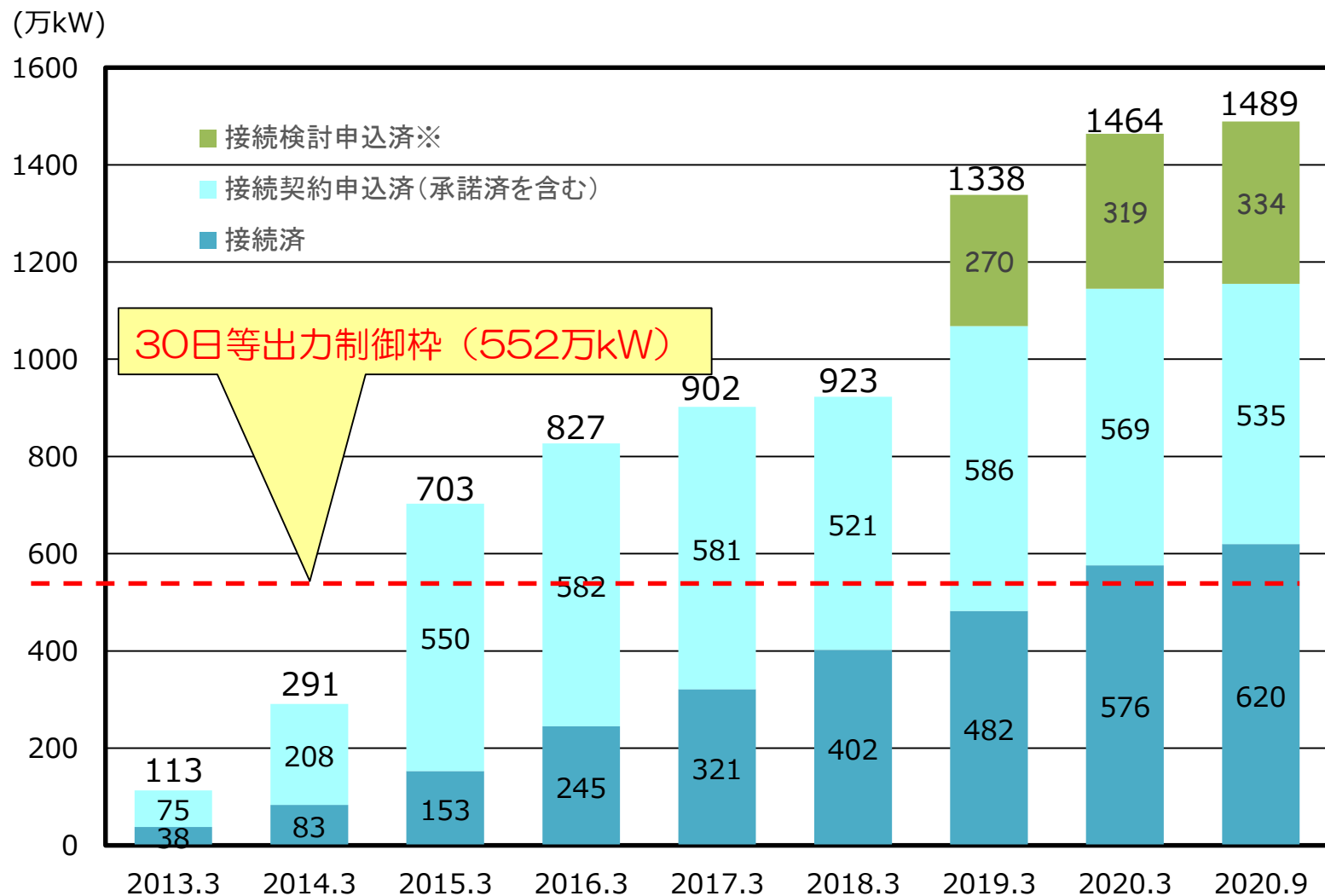
（注）出力制御見通しは，一定の前提条件に基づいた算定結果であり，実際の制御時間，制御電力量を保証するものではない。

(参考) 風力発電の申込状況の推移

P29

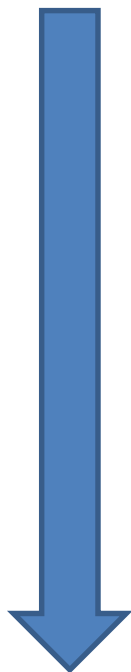


※「接続検討申込済」は集計値のある2018年度末からを記載。



※「接続検討申込済」は集計値のある2018年度末からを記載。

系統
アクセス



	区分定義	系統容量上の ステータス
接続検討申込済	事業者から接続検討の申込があったものの累積（事業者からの取り下げがないものも含み、「接続契約申込済」以降の行程に進んだものを除く）	容量未確保
接続契約申込済	事業者から接続契約の申込があったものの累積（「接続済」を除く）	暫定容量確保
承諾済	連系を承諾したものの累積（「接続済」を除く）	確定容量確保
接続済	運転開始済のものの累積	同上

再エネ出力制御実施に向けた対応状況について

2020年12月11日

東北電力ネットワーク株式会社

1. はじめに

- 東北エリアにおいては、再エネ電源連系量が着実に増加しており、需給バランス維持の厳しい断面が徐々に顕在化してきている。
- 今後のさらなる再エネ電源連系量の増加を踏まえると、軽負荷期において、天候や融雪による出水状況、需要動向などによっては、再エネ出力制御を実施する可能性は高まるものと考えている。
- このような状況下において、当社では、需給バランスを維持し、電力の安定供給を確保するために、事業者間の公平性の確保に留意しつつ、再エネの出力制御に向け、以下について準備を進めている。

1. 優先給電ルールの確実な運用

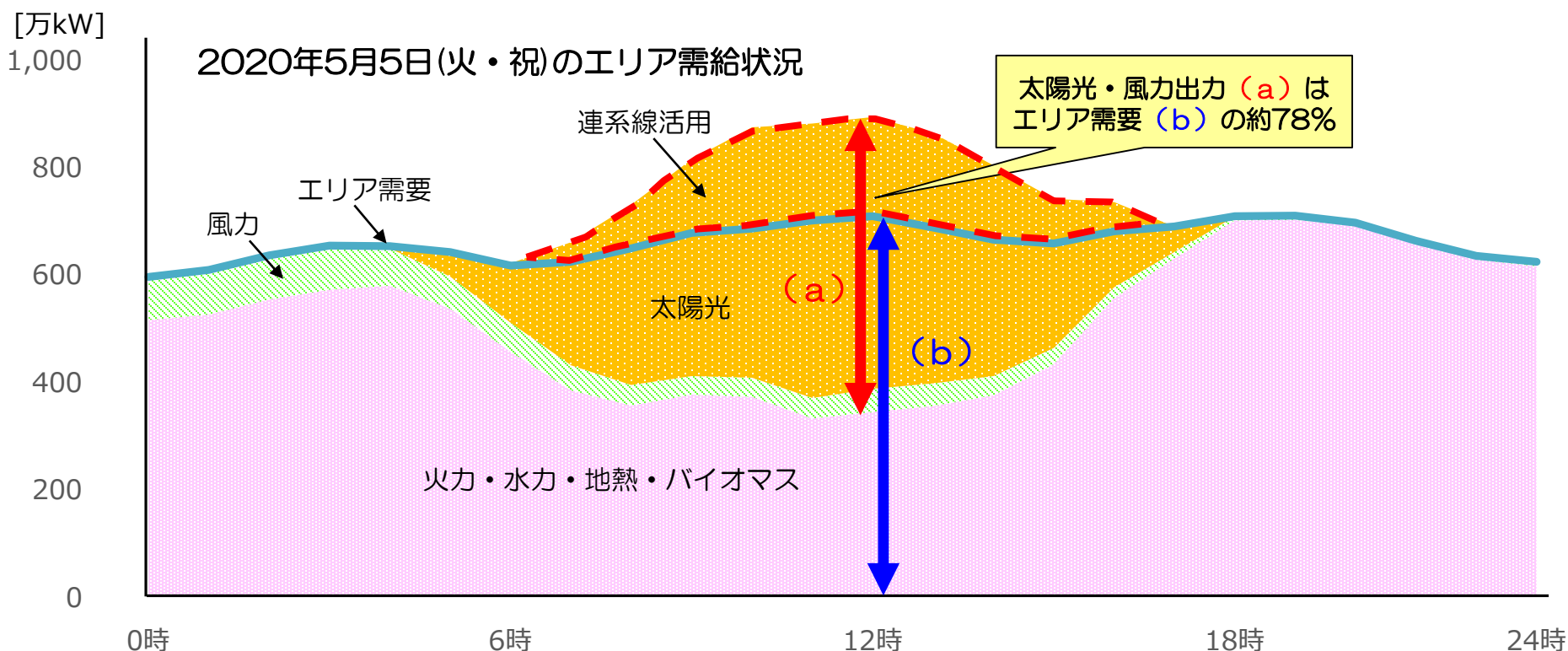
2. 再エネ出力制御に向けた取り組み

- (1) 再エネ出力制御システムの構築
- (2) 各ルール毎の出力制御に向けた準備および周知
- (3) オフライン再エネ事業者との情報連絡訓練の実施

2. 東北エリアの需給状況（2020年GWの実績）

P34

- 再エネ連系量拡大により、エリア需要が比較的小さい軽負荷期では、太陽光出力が大きい時間帯に発電出力がエリア需要を上回る状況が発生している。
- 2020年5月5日（火・祝）の11～12時台には、再エネ出力がエリア需要の約78%（2019年GWは約65%）に達したが、今冬は少雪で出水も平年に比べて少なかったこともあり、火力の抑制（電源Ⅰ・Ⅱ・Ⅲの抑制）等で需給バランスを維持※¹）することができた。
- 今後も再エネ連系量は順調に増加していく見通しであり、来年以降の軽負荷期における需給調整は、天候や出水状況、需要動向次第では非常に厳しくなる可能性がある。



(※1) GW期間中の気温上昇による融雪により、揚水発電所の下池である河川が運用制約以上に濁ってしまったため、揚水運転ができなかった。

3. 優先給電ルールの確実な運用

P35

- 再エネを含めた発電出力がエリア需要を上回る場合には、エリア需要と供給のバランスを一致させるため、以下に示す優先給電ルールに基づき、a～eの措置を実施する。
- それでもなお、東北エリアの余剰電力が解消されないことが見込まれる場合には、「自然変動電源（太陽光・風力）の出力制御」を実施する。

出力制御等の順番

a. 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）およ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）の出力抑制および揚水式発電機の揚水運転

b. 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）の出力抑制

c. 連系線を活用した広域的な系統運用（広域周波数調整）

d. バイオマス専焼電源の出力抑制（地域資源バイオマス電源※を除く）

e. 地域資源バイオマス電源の出力抑制
（燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力抑制が困難なものを除く）

f. 自然変動電源（太陽光・風力）の出力制御

g. 電気事業法に基づく電力広域的運営推進機関（広域機関）の指示（緊急時の広域系統運用）

h. 長期固定電源（原子力、水力（揚水式を除く）および地熱発電所）の出力抑制

※地域に賦存する資源（未利用間伐材等のバイオマス、メタン発酵ガス、一般廃棄物）を活用する発電設備

(1) 火力等（電源Ⅰ・Ⅱ・Ⅲ）の出力抑制、揚水発電所の揚水運転や蓄電池の活用

- 電源Ⅰ・Ⅱについては、安定供給の観点から、太陽光出力が減少する点灯帯の供給力確保（供給予備力必要量8%を含む）を考慮し、電力品質維持のために必要な調整力としてエリア需要の2%にあたるLFC容量を確保したうえで最大限抑制または停止とする。
- 電源Ⅲについては、太陽光出力が減少する点灯帯の供給力確保を考慮し、昼間帯は最低出力（連続運転）とする。なお、最低出力は、設備の保全維持や保安上の観点から支障のない出力まで抑制することとし、自家発火力については、自家消費相当（※1）まで抑制する。
- 揚水発電所および需給バランス改善用蓄電池は、太陽光等が発電した電気を吸収するため、昼間帯に揚水・充電を行い、太陽光が発電しない点灯帯や早朝に発電・放電する運用を実施する。

（※1）自家発電事業者には、発電機の運用上、多少の逆潮流は避けられないものの、可能な限り逆潮流なしの運用を要請。

(2) 地域間連系線を活用した広域的運用（長周期広域周波数調整）

- 前日スポット取引後、前日12時時点で連系線に空容量が存在する場合、電力広域的運営推進機関に要請し、長周期広域周波数調整を実施する。

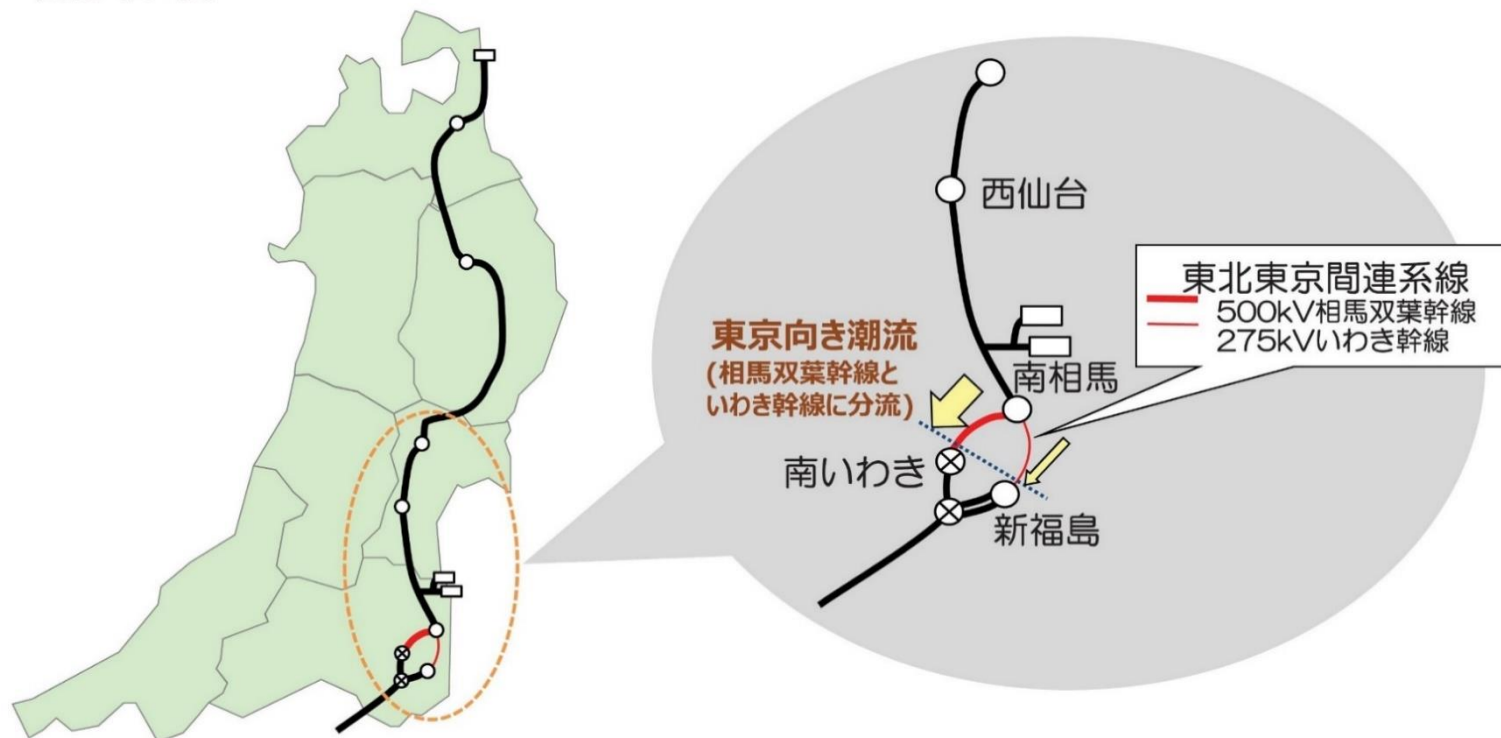
【東北東京間連系線の運用容量について】

- ◆ 相馬双葉幹線2回線事故が発生した場合は、いわき幹線の過負荷を回避するため、系統安定化装置による電源制限（以下、電制）が必要になる。
- ◆ 軽負荷期の運用容量は、相馬双葉幹線2回線事故時のいわき幹線熱容量制約が支配的となる傾向である。この場合の運用容量は、いわき幹線の熱容量にこの電制量相当分を加算したものであるが、再エネ出力制御が必要な状況では、優先給電ルールに基づき、東北エリアの火力を最大限抑制・停止するため、運用容量が減少（再エネ出力制御量が増加）することになる。
- ◆ このため、再エネ出力制御量低減に向けた取り組みとして、相馬双葉幹線2回線事故時に特高再エネの追加抑制を考慮した運用容量低下の緩和策を検討。（第27回系統WGで報告済み）

3. 東北東京間連系線について

P3

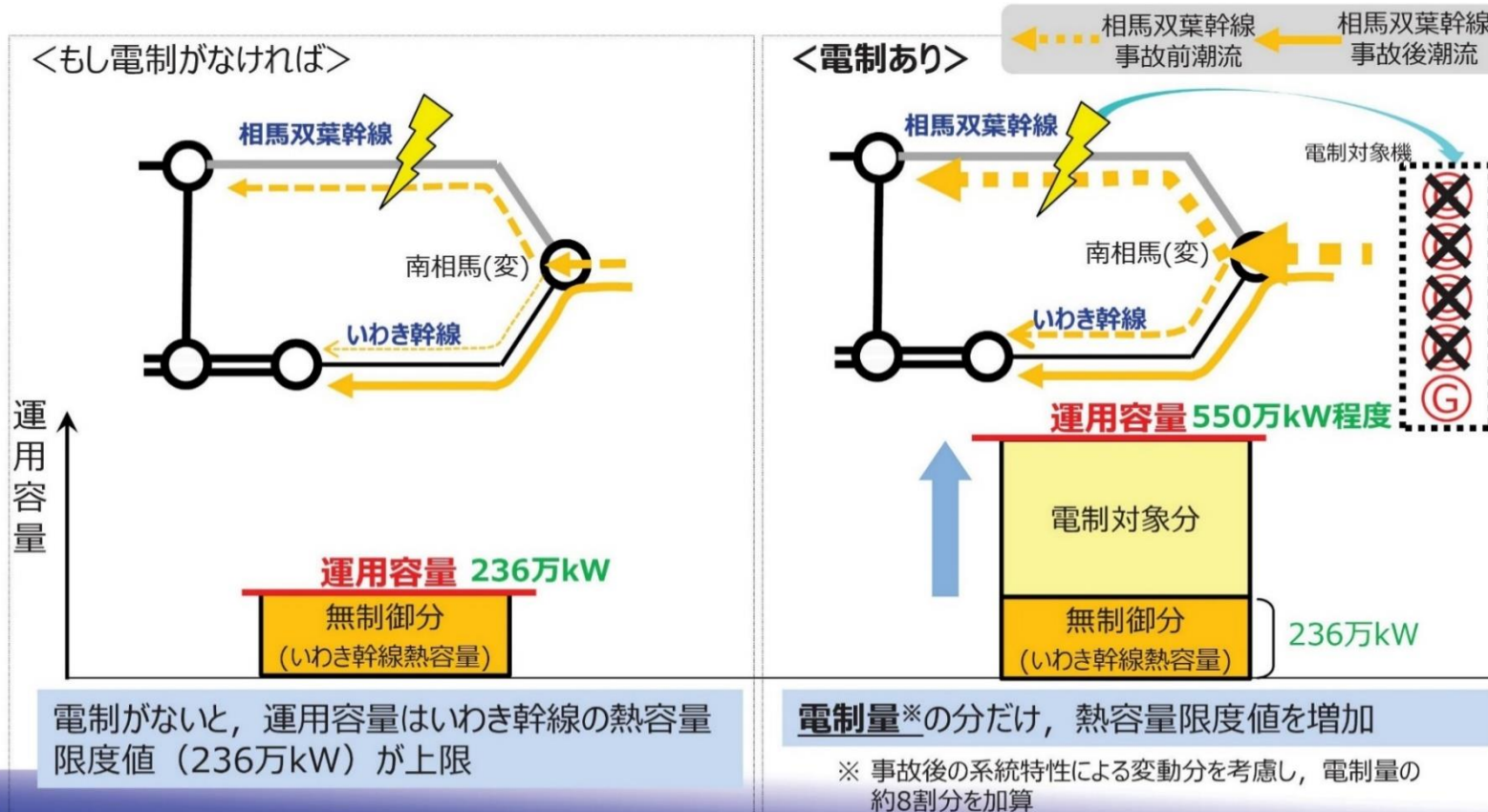
- 東北東京間連系線は、現在、500kV相馬双葉幹線2回線と275kVいわき幹線2回線で構成されており、常時は東北→東京向きの潮流となっている。
- 東北東京間連系線の東京向き運用容量は、同期安定性と熱容量の制約要因によって決定している。



4. 運用容量と電制量の関係について

P4

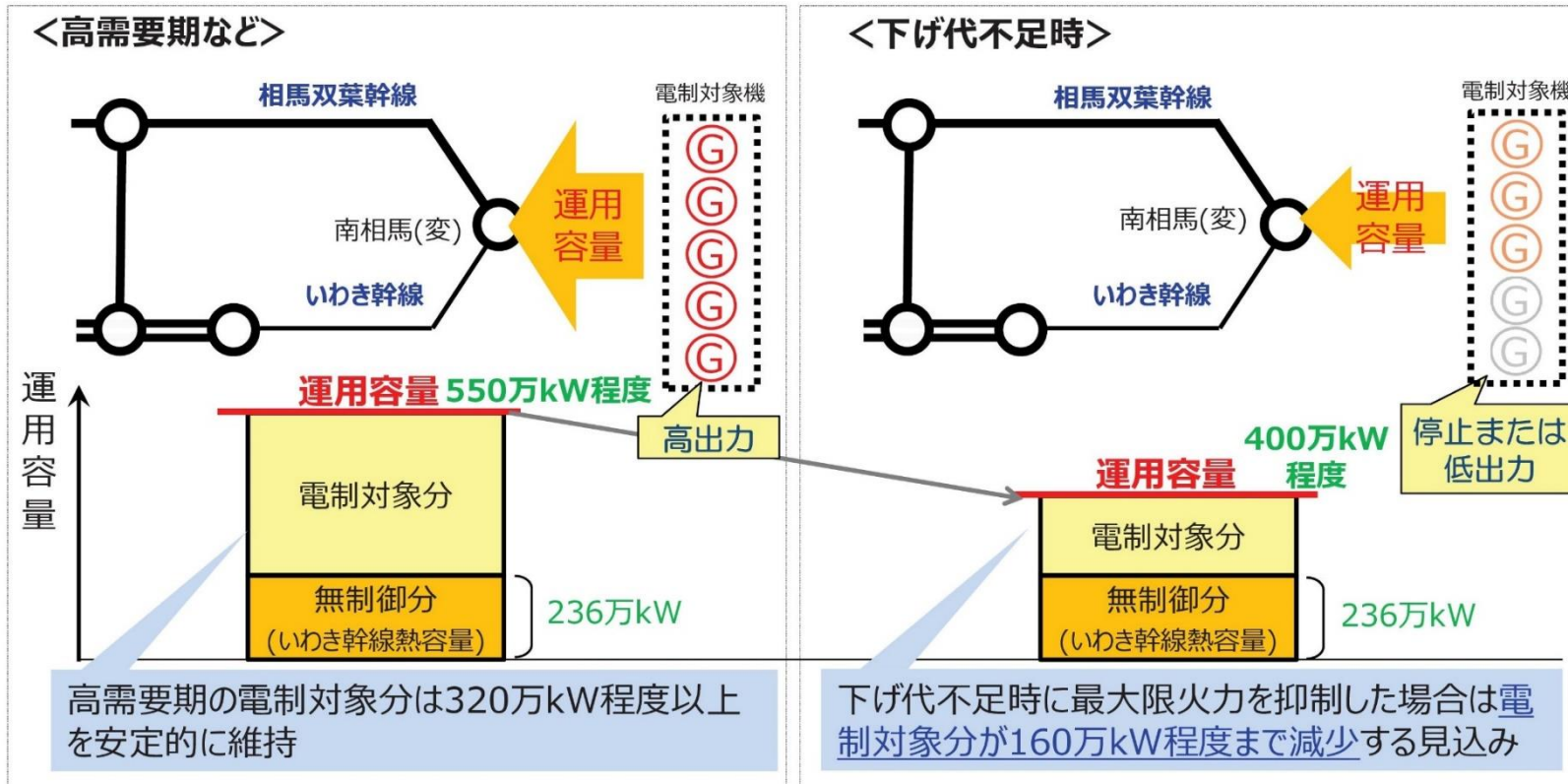
- 500kV相馬双葉幹線2回線事故が発生した場合、残回線の275kVいわき幹線に潮流が廻り込むことになるため、いわき幹線の過負荷を回避する必要がある。対策を講じなければ運用容量における熱容量限度値はいわき幹線熱容量値となるが、当社では、系統安定化装置により東北エリア内の火力機の電制を実施することで、熱容量限度値を増加させている。



5. 下げ代不足時の運用容量について

P5

- 再エネ高稼働による下げ代不足時には、優先給電ルールに基づき、電制対象機を含めて火力が低出力となるため、相馬双葉幹線2回線事故時の電制量が減少し、運用容量が低下することになる。



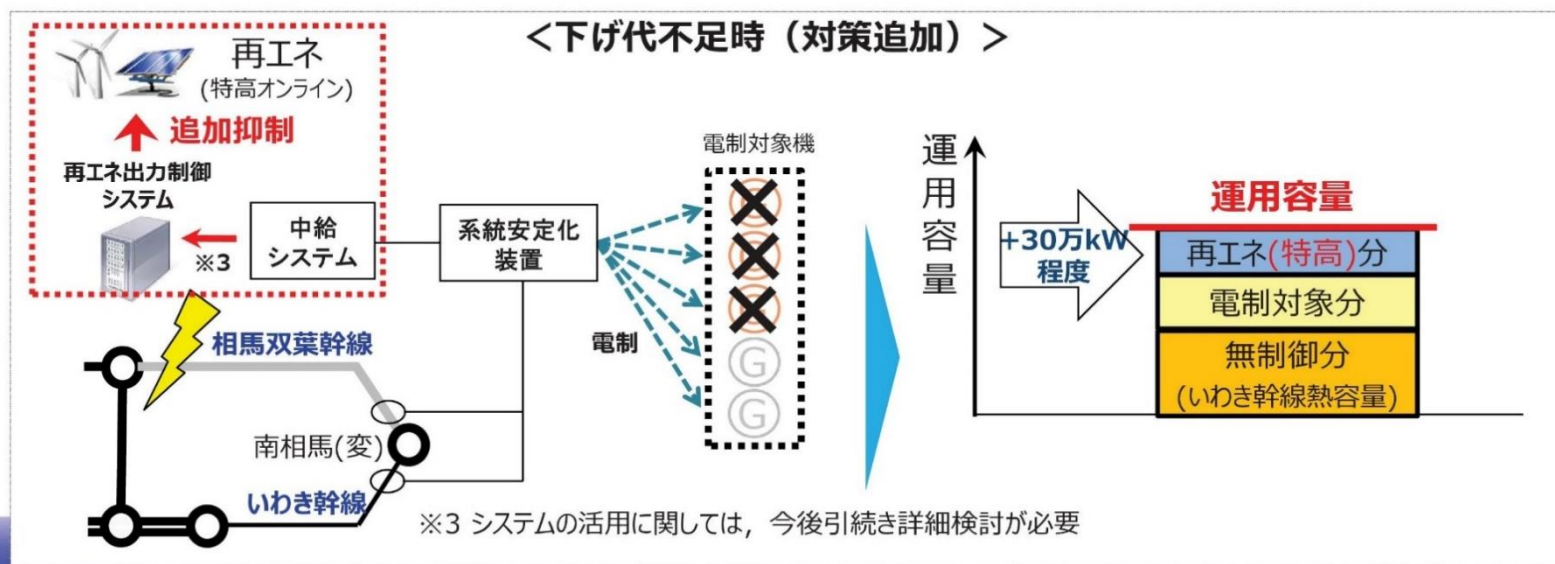
6. 再エネ追加抑制を考慮した運用容量低下緩和策の検討について

P6

- 当社では、東北エリアで近い将来想定される再エネ出力制御実施時の出力制御回避または制御量低減のために、下げ代不足時における運用容量低下の緩和策を検討している。
- 具体的には、再エネ出力制御システムを活用し、相馬双葉幹線2回線事故時にオンライン制御可能な再エネ(特高太陽光・風力)^{※1}を追加抑制することにより、約30万kW程度^{※2}を電制量として追加確保する。
- 本対策により、下げ代不足時における運用容量低下を一定程度緩和することが可能な見込みである。

※1 今年度末時点において100万kW以上の設備量を確保できる見込み。

※2 再エネ抑制開始から完了まで10分程度を要するため、再エネ追加抑制量は、相馬双葉幹線2回線事故後のいわき幹線潮流が30分熱容量以下となるように設定。



(3) バイオマス電源（専焼・地域資源型）の出力抑制

- 設備の保全維持や保安上の観点から支障のない出力まで抑制する。
- ただし、地域資源バイオマスについては、燃料貯蔵が困難な場合や燃料調達体制に支障をきたす場合には出力抑制対象外とする。

- 優先給電ルールに基づく電源Ⅲ等の出力抑制について、対象事業者に対して出力抑制指令への確実な対応を要請。
- 最低出力比率が50%超過の事業者に対しては、最低出力の引き下げについて、要件を満たしている事業者との公平性の観点から、引き続き協議を行っていく。
- 地域資源バイオマスで、燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力抑制が困難な事業者は、出力抑制対象外とした。なお、地域資源バイオマスのうち木質系バイオマスで、農山漁村再生可能エネルギー法に基づく設備整備計画の認定を受けていない事業者に対しては、認定取得を促している。

種別	最低出力比率（％）		事業者 （箇所数）	定格出力 （万kW）（※3）	最低出力 （万kW）
事業用 （※1）	①定格出力の 50%以下	電源Ⅲ	9	207.6	92
		専焼バイオマス	8	9.9	3.8
	②定格出力の 50%超過	電源Ⅲ	4	46.6	35.9
		専焼バイオマス	4	10.8	7.5
自家発 （※2）	③自家消費相当分 まで抑制	電源Ⅲ	6	9.0	0
		専焼バイオマス	7	0.8	0
出力抑制対象 合計（※4）			38	284.7	139.2
（参考）地域資源バイオマス（出力制御困難）			66	21.6	—

（※1）広域火力分は除く。

（※2）自家発事業者は、発電機の運用上、多少の逆潮流は避けられないものの、可能な限り「0」にするよう要請。

（※3）自家発事業者の定格出力は、事業者と合意した最低出力を記載。

（※4）最低出力について協議中の事業者は除外。

4. 再エネ出力制御に向けた取り組み

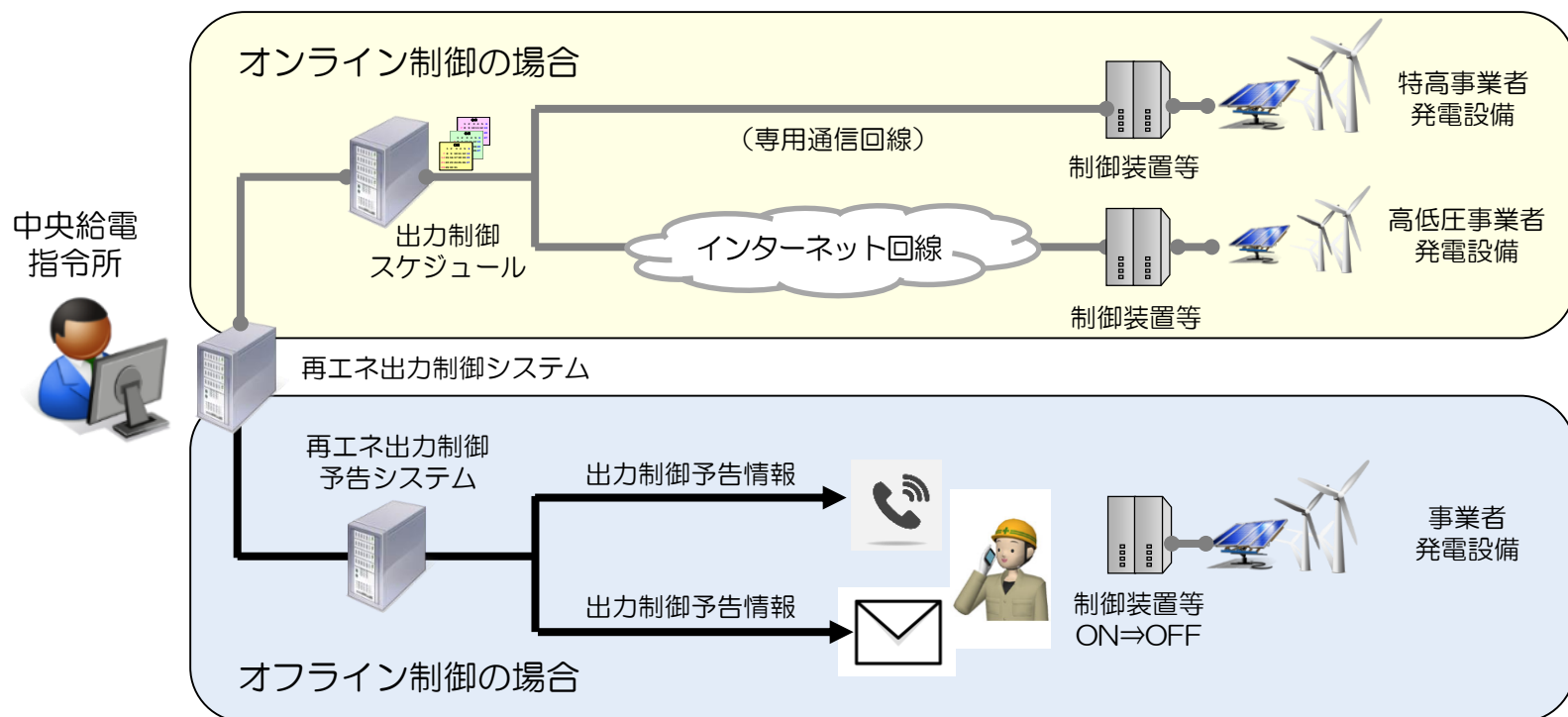
P44

(1) 再エネ出力制御システムの構築

- 需給バランスの維持および電力安定供給に向け，再エネ出力制御を効率的に公平かつ確実に実施するため，再エネ出力制御システムを構築した。

【システムの基本機能】

- ◆ 出力制御対象として選定したオフライン事業者へ自動電話・メールによる出力制御指示を実施
- ◆ オンライン事業者の出力制御機能付PCS（太陽光）や遠隔出力制御装置（風力）への出力制御情報配信
- ◆ 出力制御指示実績^(※1)の管理



(※1) 年間計画において，事業者の出力制御が30日・720時間を超過する見通しとなるまでは，出力制御量の多寡にかかわらず1日とカウントする。

(2) 各ルール毎の出力制御に向けた準備および周知

a. 旧ルール太陽光（オフライン太陽光）の出力制御に向けた準備状況

- ✓ 対象事業者に対し、2019年3月からダイレクトメール等により、運用方法の申合せなどに関する説明を実施。
- ✓ 旧ルール太陽光事業者（オフライン太陽光）は、自動電話・メールによる出力制御指示^(※1)に基づき、当日、現地で出力制御操作を実施することになるが、実効性確保のため、2021年1月以降に、模擬の出力制御指示による情報連絡訓練を計画。（P47参照）

(※1) 前日17時頃までに対象事業者へ送信予定。対象事業者は電話での受信確認操作を実施

b. 指定ルール太陽光（オンライン太陽光）の出力制御に向けた準備状況

- ✓ 対象事業者に対し、2019年5月からダイレクトメール等により、PCSの切替対応や出力制御に必要となる工事内容などに関する説明を実施。
- ✓ 2020年12月末までの切替完了を目指し、PCS切替未対応者に対して契約解除も視野に入れた督促対応を実施中。ただし、新型コロナウイルス感染拡大の影響等も踏まえ、事業者側の状況にも配慮しつつ柔軟に対応しているところ。

PCS切替状況（2020年11月30日時点）

太陽光	切替対象件数	切替完了件数	切替率
	17,283件	15,074件	約 87%

(2) 各ルール毎の出力制御に向けた準備および周知

c. 風力の出力制御に向けた準備状況

- ✓ 対象事業者に対し、2019年4月からダイレクトメール等により説明を実施。
- ✓ 風力については、現在、日本風力発電協会にてJWPA方式（部分制御考慮時間管理）への移行に伴うオンライン制御化を進めているところであるが、出力制御実施時においてオンライン化未対応の事業者に対しては、オフライン太陽光事業者と同様、自動電話とメールによる前日指示を実施予定。

(3) オフライン再エネ事業者との情報連絡訓練の概要

- 再エネ出力制御を確実に実施するために、1月以降の平日および休日（計4日）にオフライン再エネ事業者との情報連絡訓練を実施する。

[訓練内容]

- ・ オフライン再エネ事業者に対し、自動電話とメールによる模擬出力制御指示を実施
- ・ 訓練対象事業者は、メールの指示内容を確認のうえ、自動電話の音声ガイダンスに従い、電話での受信確認操作を実施

[対象事業者]

- ・ オフライン太陽光事業者、オフライン風力事業者

・ 接続済の太陽光における出力制御ルール別内訳（2020年9月末時点）

太陽光		オフライン制御対象 (旧ルール事業者)		オンライン制御対象 (指定ルール事業者)	
		件 数	出 力	件 数	出 力
特別高圧		91件	162.2万kW	48件※1	86.4万kW※1
高圧	500kW以上	777件	97.2万kW	550件※2	68.9万kW※2
	500kW未満	788件※3	14.8万kW※3	325件	8.2万kW
低圧	10kW以上	1.7万件※3	42万kW※3	1.6万件	49万kW
	10kW未満	12.6万件	52.7万kW	7.7万件	38.4万kW
接続量計		14.5万件	368.9万kW	9.4万件	250.9万kW
うち出力制御対象計 (分)		868件	259.4万kW	1.7万件	212.5万kW
適用の考え方		2015.1.25までに連系承諾の事業者		2015.1.26以降に連系承諾の事業者	
出力制御		年間30日まで無補償		無制限、無補償	

(四捨五入の関係上、合計が合わない場合がある)

※1 表中における「オンライン制御」の「特別高圧」には、オンライン制御可能な旧ルール事業者（12件、22万kW）を含む

※2 表中における「オンライン制御」の「高圧」には、オンライン制御可能な旧ルール事業者（98件、13万kW）を含む

※3 2022年度の経済的出力制御導入に合わせた制御対象拡大範囲

・ 接続済の風力における出力制御ルール別内訳（2020年9月末時点）

風 力		オフライン制御対象 (旧ルール事業者)		オンライン制御対象			
				(新ルール事業者)		(指定ルール事業者)	
		件 数	出 力	件 数	出 力	件 数	出 力
特別高圧		26件	33.9万kW	43件	103.3万kW	5件	12.8万kW
高圧	500kW以上	38件	6.8万kW	18件	3.1万kW	4件	0.7万kW
	500kW未満	4件	0.1万kW	0件	0.0万kW	2件	0.0万kW
低圧	20kW以上	1件	0.0万kW	0件	0.0万kW	1件	0.0万kW
	20kW未満	21件※	0.0万kW※	281件※	0.5万kW※	446件	0.9万kW
接続量計		90件	40.8万kW	342件	106.9万kW	458件	14.4万kW
うち出力制御対象計 (分)		64件	40.7万kW	342件	106.9万kW	458件	14.4万kW

区分概要	2015.1.25までに 連系承諾の事業者	2015.1.26～ 2017.2.2までに 連系承諾の事業者	2017.2.3以降に 連系承諾の事業者
出力制御に関する制約	遠制化義務なし 上限：30日	遠制化義務あり 上限：720時間	遠制化義務あり 上限：無制限

(四捨五入の関係上、合計が合わない場合がある)

※表中における低圧（20kW未満）の「新ルール事業者」のうち出力制御対象外は「旧ルール事業者」に含む

(参考) 最小需要日 (GW含む) のエリア需給バランス

P50

【単位：万kW】

		2019年※1 5月4日12時	2020年※1 5月5日12時	備考欄
発電出力	原子力	0	0	
	水力	186	164	
	地熱	10	15	
	火力※2	451	398	
	バイオマス※3	35	35	
	太陽光	452	511	
	風力	20	38	
	揚水	△23	—※4	
	蓄電池	△0	△4	
	連系線	△403	△456	
	再エネ出力制御	△0	△0	
	下げ代余力	113 (120)	51 (31)	括弧内は連系線空容量
	合計	728	701	
	需要	728	701	

※1 最小需要日 (GW含む) とは、4月又は5月の休日 (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 火力には混焼バイオマスを含む。

※3 バイオマスは、地域資源バイオマスと専焼バイオマスを指す。

※4 GW期間中の気温上昇による融雪により、揚水発電所の下池である河川が運用制約以上に濁ってしまったため、揚水運転ができなかった。

以 上