

再生可能エネルギーの出力制御見通し（2019年度）
の算定結果について

2019年12月5日

東北電力株式会社

今年度の算定項目は以下のとおり。

2016年度～2018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

	今回の算定条件	前回の算定条件
需要断面	2016～2018年度エリア実績	2015～2017年度エリア実績
太陽光想定	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	2015～2017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(※1)	60.3万kW (設備容量114.6万kW × 利用率52.6%)	28.4万kW (設備容量137.2万kW × 利用率20.7%)
地熱想定	19.3万kW (設備容量29.8万kW × 利用率64.6%)	18.0万kW (設備容量27.8万kW × 利用率64.6%)
水力想定(※2)	流れ込み式：81.0万kW (設備容量91.5万kW × 利用率88.5%)	流れ込み式：72.8万kW (設備容量88.4万kW × 利用率82.3%)
	調整池式：108.3万kW (設備容量223.5万kW × 利用率48.5%)	調整池式：117.3万kW (設備容量223.5万kW × 利用率52.5%)
	貯水池式：7.5万kW (設備容量12.0万kW × 利用率62.5%)	貯水池式：3.9万kW (設備容量12.0万kW × 利用率32.5%)
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)(※1)	68.0万kW (設備容量178.7万kW：最低出力)	0万kW (設備容量205.0万kW：全機停止)
揚水想定	第二沼沢2台のポンプ動力：1日8時間活用	
蓄電池想定	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	

(※1) 今回より事業者と合意した最低出力を織り込んでいる

(※2) 水力の供給力は月毎に設定(P10参照)。本表には、昼間最低需要日の供給力(今回は5月値、前回は4月値)を記載

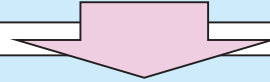
ステップ1：2019年度制御見通しの検討断面の設定



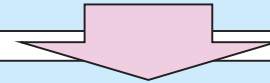
ステップ2：検討断面における需要想定の設定



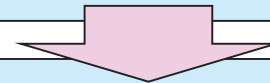
ステップ3：検討断面における出力の設定
(一般水力, 原子力, 地熱, バイオマス)



ステップ4：再エネ導入量に応じた出力の想定



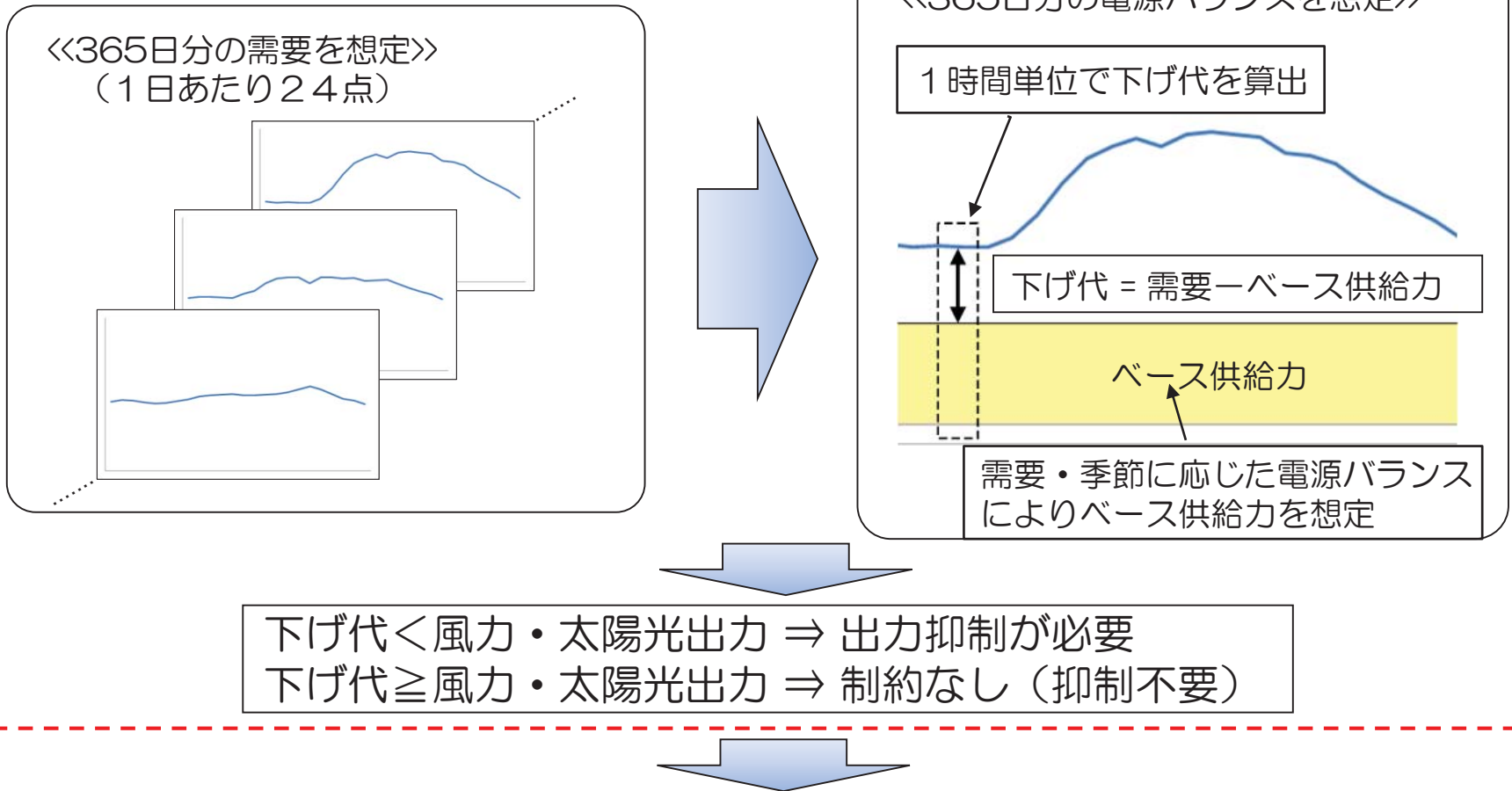
ステップ5：現状制度における需給解析（火力発電の抑制,
揚水運転, 再エネ出力制御の反映等）



制御見通しの算定

1年間（24時間×365日＝8,760時間）を通じた各時間を検討の対象とする。
これを2016～2018年度の3年分検討する。

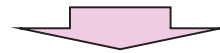
3年分検討



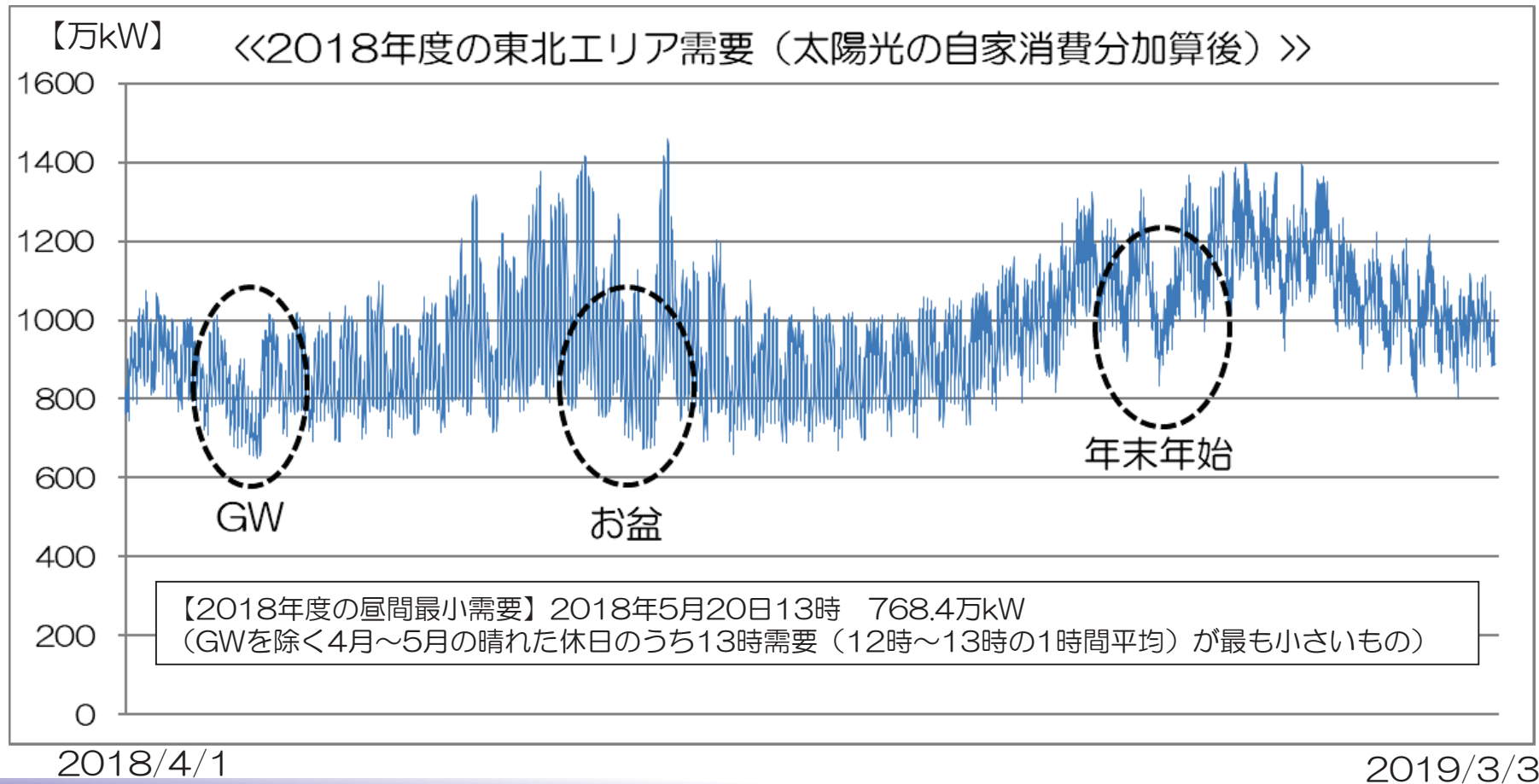
各年度の抑制見通しの平均により制御見通しを算定

STEP2：検討断面における需要想定の設定

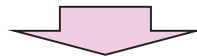
固定価格買取制度開始後で震災後の省エネ等を反映した需要実績が望ましい



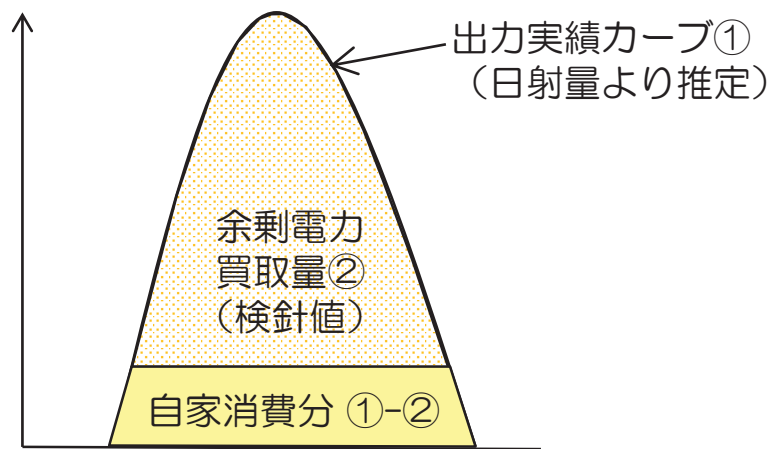
2016～2018年度の東北エリア需要実績（発電端）を使用する。
なお、需要実績には余剰買取契約の自家消費分電力を加算する。



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。

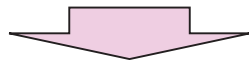


自家消費分のイメージ

2018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 (%)	8.4	5.1	5.2	6.3	8.2	7.4	6.5	5.7	6.5	8.0	7.9	9.4
自家消費電力 (万kW)	6.3	3.9	4.0	4.8	6.3	5.7	5.1	4.5	5.1	6.3	6.3	7.6

安定供給のためには、ベースロード電源を一定量確保することが必要



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。

原子力	
設備容量（万kW）	284.1
利用率（%）	70.5
供給力（万kW）	200.3

設備一覧〔受電分〕（万kW）	
東北東通1	57.0
女川2	82.5
女川3	42.8
柏崎刈羽1	52.6
東海第二	21.1
大間	28.1

- 今回の算定では，福島第二全号機（1～4号機）の廃止を反映。（昨年度も，福島第二は今後の扱いが未定であったため，出力制御見通し算定時の設備容量には含めておらず，昨年度から設備容量に変更なし。）

- 5月の水力の最低供給力（万kW）

	流れ込み式	調整池式	貯水池式
設備容量 (万kW)	91.5※	223.5	12.0
利用率 (%)	88.5	48.5	62.5
最低供給力 (万kW)	81.0	108.3	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、2019年6月末時点の水力の設備認定量（新規認定分）を加算

- 月別の水力の最低供給力（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	75.4	81.0	66.5	62.2	50.3	48.4	48.4	55.4	49.7	35.1	31.9	43.2
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	196.6	196.8	141.0	129.0	100.4	93.5	81.6	106.5	107.9	75.3	76.8	115.8

4, 5月は、毎年山間部の融雪により出水が多くなる

- 将来連系分として、2019年6月末時点の地熱の設備認定量（新規認定分）を加算。

地熱	
設備容量（万kW）	29.8
利用率（%）	64.6
供給力（万kW）	19.3

設備一覧 [受電分]（万kW）	
自社	葛根田 : 8.0
	上の岱 : 2.9
	澄川 : 5.0
	柳津西山 : 3.0
他社	既連系設備 : 7.4
	設備認定済み : 3.5

- 将来連系分として、2019年3月末時点の導入見込み設備（連系承諾済※¹）を織り込む。
- 地域資源バイオマスの既連系設備の利用率は、2016～2018年度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%※²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 (%)	供給力 (万kW)
地域資源 バイオマス	既連系設備	21.6	58.8	12.7
	導入見込み設備	13.9	80.0※ ²	11.1
	合計	35.5	67.0	23.8

電源種別	区分	設備容量 (万kW)	最低出力比率 (%)	最低出力 (万kW)
専焼 バイオマス※ ³	既連系設備	19.3	34.1	6.6
	導入見込み設備	59.8	50.0	29.9
	合計	79.1	46.1	36.5

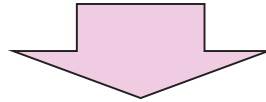
- ※¹ 接続検討申込段階では1事業者で複数地点の申込がなされているなど、蓋然性が低いと想定される案件もあることから、将来の導入見込量として連携承諾量を使用。
- ※² コスト等検証委員会報告書（2011年12月19日）の値を使用。
- ※³ 化石燃料を主燃料とするバイオマスは火力発電として整理し、バイオマスの設備容量には含めていない。

- 設備容量で約105.3万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

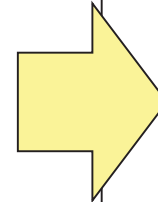
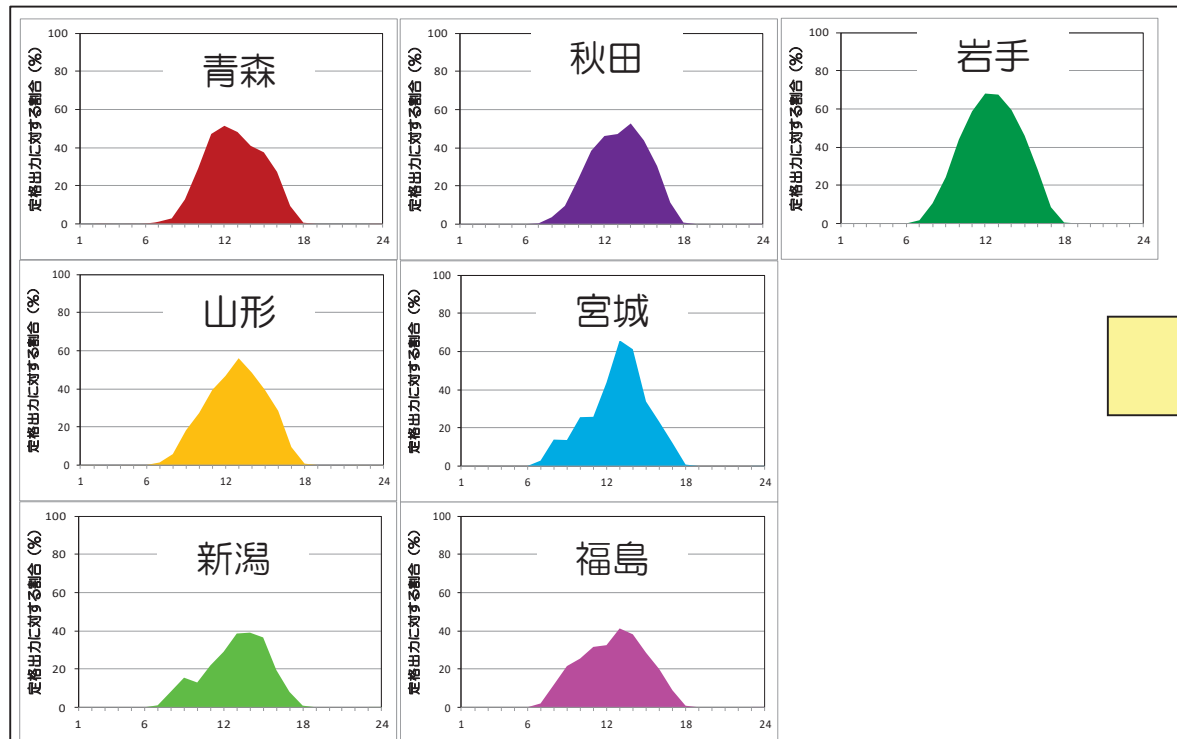
データ	サイト数	設備容量（万kW）	期間
風力発電出力	55サイト※	105.3※	2016年4月 ～2019年3月

※2019年3月末時点の値

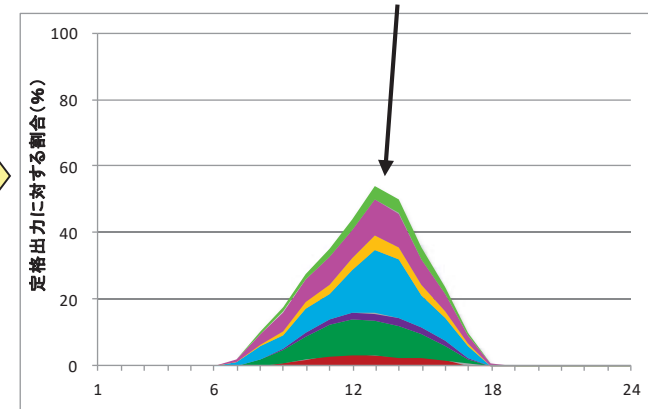
連系済の太陽光の大部分は低圧および高圧であり，発電出力の把握が困難



- 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

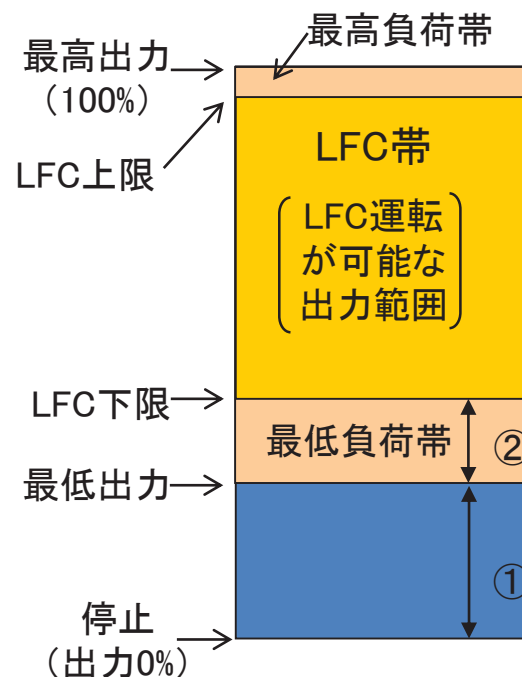


➤ 火力発電については、再エネを含めた需給変動を調整する観点から、下記の点を考慮し、安定供給に支障のない範囲で最低限必要な出力まで抑制（または停止）する。

- 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

✓ 最低負荷帯では、出力変動させるとボイラーなどの安定運用に支障が生じるため、出力を小刻みに動かすLFC運転はできない

⇒ LFC運転の火力機はLFC帯(①+②)まで出力を上昇させる必要がある



➤ LFC調整力、予備力の確保は、一般送配電事業者が予め確保する火力（電源Ⅰ）、オンライン制御対象の火力（電源Ⅱ）および系統用蓄電池で行うものとする。

➤ オンライン制御対象外の火力（電源Ⅲ）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。

STEP5：回避措置（火力の出力抑制） [電源Ⅰ・Ⅱ ①]

- 電源Ⅰ・Ⅱ（石油・石炭火力）の設備仕様と昼間最小需要（2018年5月20日）13時における想定出力

【単位：万kW】

燃種	所名	号機	定格出力	最低出力	LFC下限	想定出力	備考
石油	秋田	4T	60.0	9.0	26	0	
石炭	能代	1T	60.0	21.0	30	0	
		2T	60.0	18.0	30	0	
	原町	1T	52.7	16.2	21.4	0	東北受電分を記載
		2T	52.6	18.7	18.7	0	東北受電分を記載
	相馬共同	1T	47.0	16.4	22	0	東北受電分を記載
		2T	47.0	16.4	17	0	東北受電分を記載
	常磐共同	8T	28.2	9.1	21.0	0	東北受電分を記載
		9T	28.2	9.1	21.0	0	東北受電分を記載
	酒田共同	2T	33.0	11.8	15.9	0	
	合計			468.7	145.7	—	0

STEP5：回避措置（火力の出力抑制） [電源Ⅰ・Ⅱ ②]

➤ 電源Ⅰ・Ⅱ（LNG火力）の設備仕様と昼間最小需要（2018年5月20日）13時における想定出力

【単位：万kW】

燃種	所名	号機	定格出力	最低出力	LFC下限	想定出力	備考
LNG (JVA ヨル)	東新潟	1T	60.0	9.0	28.0	0	
		2T	60.0	17.0	28.0	31.9	LFC調整力(3.9)
		港1T	35.0	6.0	17.0	0	
		港2T	35.0	6.0	17.0	0	
LNG (JVA イト)	八戸	5T	41.6	18.0	18.0	0	
	仙台	4T	46.8	20.0	20.0	0	
	新仙台	3-1系	52.3	24.5	24.5	27.0	LFC調整力(2.5)
		3-2系	52.3	24.5	24.5	0	
	新潟	5系	10.9	4.17	4.17	0	
	東新潟	3-1系	60.5	12.0	20.0	23.0	LFC調整力(3.0)
		3-2系	60.5	12.0	20.0	0	
		4-1系	82.6	20.0	20.0	0	
4-2系		87.4	20.0	20.0	24.0	LFC調整力(4.0)	
合計			684.9	193.2	—	105.9	—

※ BOG制約により、東新潟火力については最低出力合計47万kW以上

● 広域火力

【単位：万kW】

燃種	所名	号機	最大出力※1	最低出力
石炭	原町	1T	47.3	27.6
	原町	2T	47.4	32.6
	相馬共同	1T	47.0	32.8
	相馬共同	2T	47.0	32.8
	常磐共同	7T	11.9	5.9
	常磐共同	8(9)T※2	28.2	18.2

※1 広域火力の最大出力は、他エリア受電分を記載。

※2 常磐共同8T、9Tは系統状況によりどちらかの号機が東北エリアに接続。

● その他火力等

【単位：万kW】

	設備容量	最低出力
火力，混焼バイオマス	169.0	68.0
自家発	9.7※	

※ 事業者と合意した最低出力を記載。

- 昼間帯に揚水のポンプ運転を行い，余剰電力を吸収する。1日のポンプ運転の可能時間を8時間として，昼間帯で8時間のポンプ運転が不要な場合は，深夜帯に残時間分のポンプ運転を行う。
- 揚水発電機については，半年以上の長期点検やトラブルリスクも考慮し，全3台中2台（※¹）運転を前提とした46万kW（最大ユニットである下郷発電所（※²）1台停止）を織込む。
 - 第二沼沢発電所においては，下池（※³）の濁度の制約により揚水運転できない場合もあり，リスクを考慮する必要がある。
 - 第二沼沢発電所の上池の容量は比較的余裕があるため，必ずしも揚水した分をその日のうちに発電し，翌日に備える必要はなく，需給状況を見ながら極力上池の水位を下げるように運用する。
 - 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)	保有量※ ⁴ (万kWh)
第二沼沢	1	23	23	3,413 [74時間分]
	2	23	23	
池尻川		0.234	0.234	—※ ¹
下郷（電発）		25	25	335[13時間分]
南相馬蓄電池		4	4	4[1時間分]

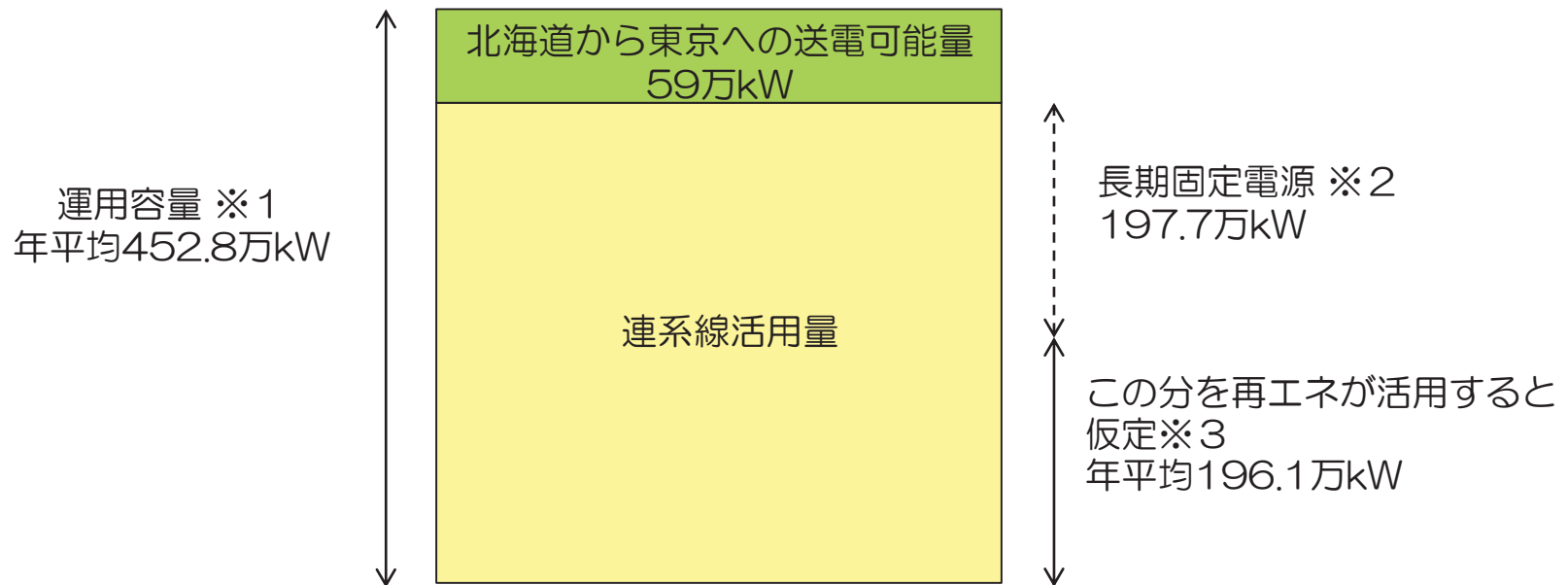
※¹ 池尻川は，農業用水の調整が中心の池運用となるため，揚水可能量には計上していない

※² 下郷は東京系統に連系しているため，揚水動力とする場合は連系線潮流が増加

※³ 下池は一般的なダム式水力と同じ構造

※⁴ 保有量：揚水動力換算値

- 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。
- 活用量の算定にあたっては、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%（年平均196.1万kW）の場合のイメージ】

※1 運用容量は広域機関公表の2019年度月間値の平休日・昼夜別にて想定。（年間最大:8月昼間515万kW）
広域機関HP：2019～2028年度の連系線の運用容量（年間計画・長期計画）

https://www.occto.or.jp/renkeisenriyou/oshirase/2018/files/2019_2028_unyouyourou.pdf

※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。

※3 一定の前提の下で試算した数値であり、電源の稼働状況等によって変動する

STEP5：回避措置（連系線活用量の想定値）

・各月の東北東京間連系線（東京向）運用容量（万kW）※広域機関公表の2019年度月間値

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
平日昼間	480	465	485	455	515	450	345	455	450	465	455	360
平日夜間	490	460	460	475	495	425	360	435	465	475	465	375
休日昼間	480	465	485	455	515	455	480	455	450	465	455	360
休日夜間	490	460	460	475	495	430	430	435	465	475	465	375

・連系線活用量の想定値は、各月の平休日・昼夜別で想定することとした。具体的には、上記の運用容量から下記の控除量合計256.7万kWを引いた量を連系線活用量として、0%（年平均0万kW）、50%（年平均98.1万kW）、100%（年平均196.1万kW）の3パターンで活用した場合を算定した。

（控除する項目）

- ・北海道エリアから東京エリアへの送電可能量： 59.0万kW
- ・水力の他エリア送電分： 9.0万kW
- ・原子力の他エリア送電分： 188.7万kW※

※（他エリアへ送電）

女川3 : 39.7万kW
 東北東通1 : 53.0万kW
 大間 : 110.2万kW
 東京東通1 : 138.5万kW

（他エリアから受電）

東海第二 : Δ21.1万kW
 柏崎刈羽1 : Δ52.6万kW

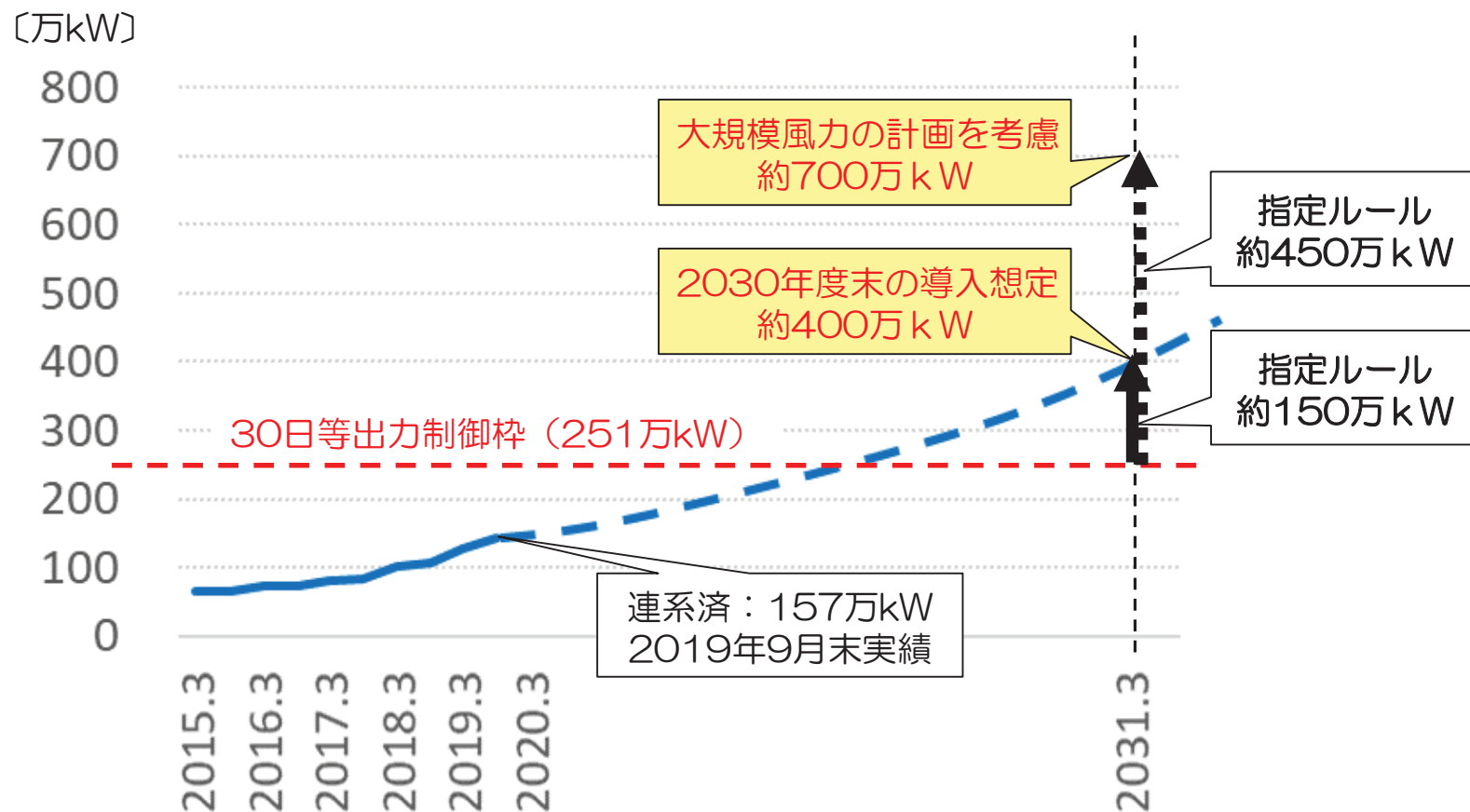
差引:267.7万kW×利用率70.5%=188.7万kW

（注）出力制御見通しにおける連系線活用量は一定の前提条件に基づき設定したものであり、実運用における活用量を保証するものではない

(参考) 軽負荷期の昼間最低需要日のkWバランス

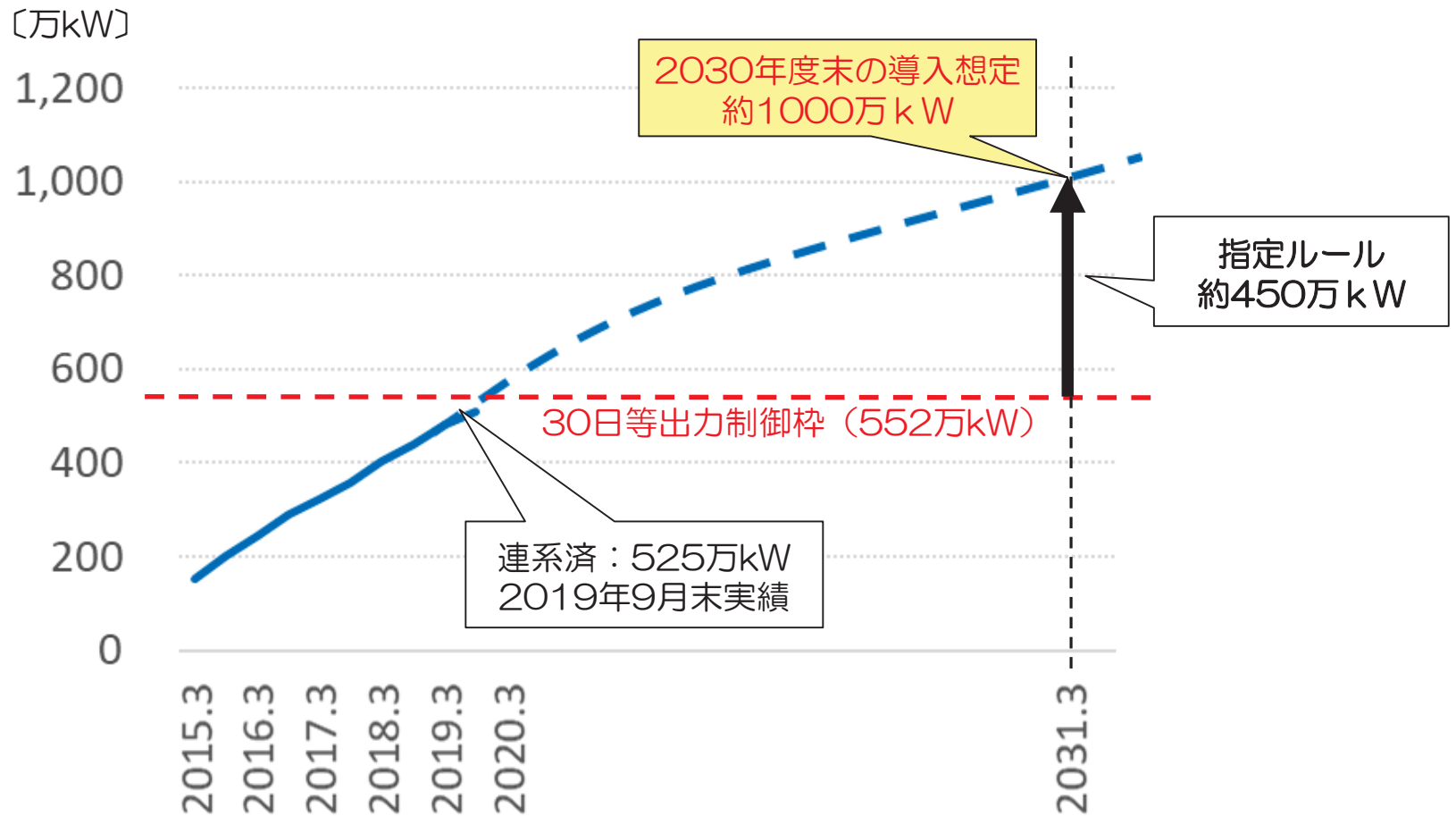
<2018年5月20日の13時、20時（ピーク需要断面）の需要実績において太陽光発電設備容量：552万kW、風力発電設備容量：251万kWとした場合での需給バランス想定の比較>

				連系線活用0%		連系線活用100%		
				13時	20時	13時	20時	
供給力 (万kW)	原子力			200.3	200.3	200.3	200.3	
	火力（電源Ⅰ・Ⅱ）			105.9	139.7	105.9	296.0	
	(内訳) LNG (コバ・ツヨナル)	東新潟	2T	31.9	32.0	31.9	32.0	
			LNG (コバ・イト)	新仙台	3-1系	27.0	30.3	27.0
			3-2系		0	30.4	0	49.8
			仙台	4T	0	0	0	23.5
		東新潟	3-1系	23.0	23.0	23.0	57.5	
				4-2系	24.0	24.0	24.0	83.4
	火力（電源Ⅲ）			0	0	0	0	
		広域火力		0	0	0	0	
		その他火力等		68.0	68.0	68.0	68.0	
	再エネ			834.6	449.4	834.6	449.4	
	(内訳) 水力			196.8	279.0	196.8	279.0	
	地熱			19.3	19.3	19.3	19.3	
	バイオ			60.3	60.3	60.3	60.3	
	太陽光			478.4	0	478.4	0	
	風力			79.8	90.8	79.8	90.8	
揚水・蓄電池			-50	0	-50	50		
地域間連系線活用			0	0	-206.3	-206.3		
出力抑制必要量			-390.4	0	-184.1	0		
合計			768.4	857.4	768.4	857.4		
需要 (万kW)			768.4	857.4	768.4	857.4		



風力発電の2030年度末の導入量は

- 接続済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400万kWと想定（30日等出力制御枠251万kWからの追加約150万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300万kW拡大した約700万kW（追加約450万kW）の制御見通しを算定する。



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80万kW増加したものの、接続契約申込の増加ペースは鈍化。
- 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）。

【指定ルール風力の出力制御見通し（至近3カ年実績を基に算定）】

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		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
	(%)	(万kW※)				
+150	0	0	1,609	55,153	344,890	16.0
	50	98.1	582	15,591		4.5
	100	196.1	201	5,239		1.5
+300	0	0	2,414	169,149	689,779	24.5
	50	98.1	1,025	53,119		7.7
	100	196.1	464	21,828		3.2
+450	0	0	3,304	347,663	1,034,669	33.6
	50	98.1	1,732	139,367		13.5
	100	196.1	842	60,355		5.8

※ 連系線活用のkW値は年間平均値

(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（至近3カ年実績を基に算定）】

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		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
	(%)	(万kW※)				
+150	0	0	1,018	81,808	190,208	43.0
	50	98.1	382	12,347		6.5
	100	196.1	133	4,237		2.2
+300	0	0	1,435	217,982	380,417	57.3
	50	98.1	680	70,611		18.6
	100	196.1	348	21,445		5.6
+450	0	0	1,779	385,419	570,625	67.5
	50	98.1	962	159,723		28.0
	100	196.1	615	77,826		13.6

※ 連系線活用のkW値は年間平均値

(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（2018年度実績を基に算定）】

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		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
	(%)	(万kW※)				
+150	0	0	1,548	50,933	337,958	15.1
	50	98.1	563	14,119		4.2
	100	196.1	174	4,574		1.4
+300	0	0	2,370	161,716	675,915	23.9
	50	98.1	966	47,656		7.1
	100	196.1	446	19,824		2.9
+450	0	0	3,268	338,036	1,013,873	33.3
	50	98.1	1,691	129,922		12.8
	100	196.1	785	55,927		5.5

※ 連系線活用のkW値は年間平均値

(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（2017年度実績を基に算定）】

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		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
	(%)	(万kW※)				
+150	0	0	1,623	54,772	354,187	15.5
	50	98.1	559	13,944		3.9
	100	196.1	165	4,892		1.4
+300	0	0	2,382	162,645	708,373	23.0
	50	98.1	1,016	51,271		7.2
	100	196.1	417	19,033		2.7
+450	0	0	3,339	336,228	1,062,560	31.6
	50	98.1	1,710	132,627		12.5
	100	196.1	828	54,480		5.1

※ 連系線活用のkW値は年間平均値

(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（2016年度実績を基に算定）】

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		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
	(%)	(万kW※)				
+150	0	0	1,657	59,753	342,525	17.4
	50	98.1	623	18,710		5.5
	100	196.1	264	6,251		1.8
+300	0	0	2,490	183,085	685,049	26.7
	50	98.1	1,093	60,429		8.8
	100	196.1	530	26,626		3.9
+450	0	0	3,305	368,724	1,027,574	35.9
	50	98.1	1,795	155,551		15.1
	100	196.1	912	70,657		6.9

※ 連系線活用のkW値は年間平均値

(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（2018年度実績を基に算定）】

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		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
	(%)	(万kW※)				
+150	0	0	874	72,808	193,105	37.7
	50	98.1	306	10,908		5.6
	100	196.1	128	3,635		1.9
+300	0	0	1,328	205,645	386,210	53.2
	50	98.1	623	57,593		14.9
	100	196.1	317	19,064		4.9
+450	0	0	1,730	383,192	579,315	66.1
	50	98.1	894	138,309		23.9
	100	196.1	555	69,685		12.0

※ 連系線活用のkW値は年間平均値

(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（2017年度実績を基に算定）】

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		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
	(%)	(万kW※)				
+150	0	0	1,105	87,407	185,488	47.1
	50	98.1	377	13,947		7.5
	100	196.1	140	4,741		2.6
+300	0	0	1,457	219,932	370,976	59.3
	50	98.1	714	79,351		21.4
	100	196.1	385	23,758		6.4
+450	0	0	1,762	375,897	556,464	67.6
	50	98.1	1,005	174,197		31.3
	100	196.1	657	84,213		15.1

※ 連系線活用のkW値は年間平均値

(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。

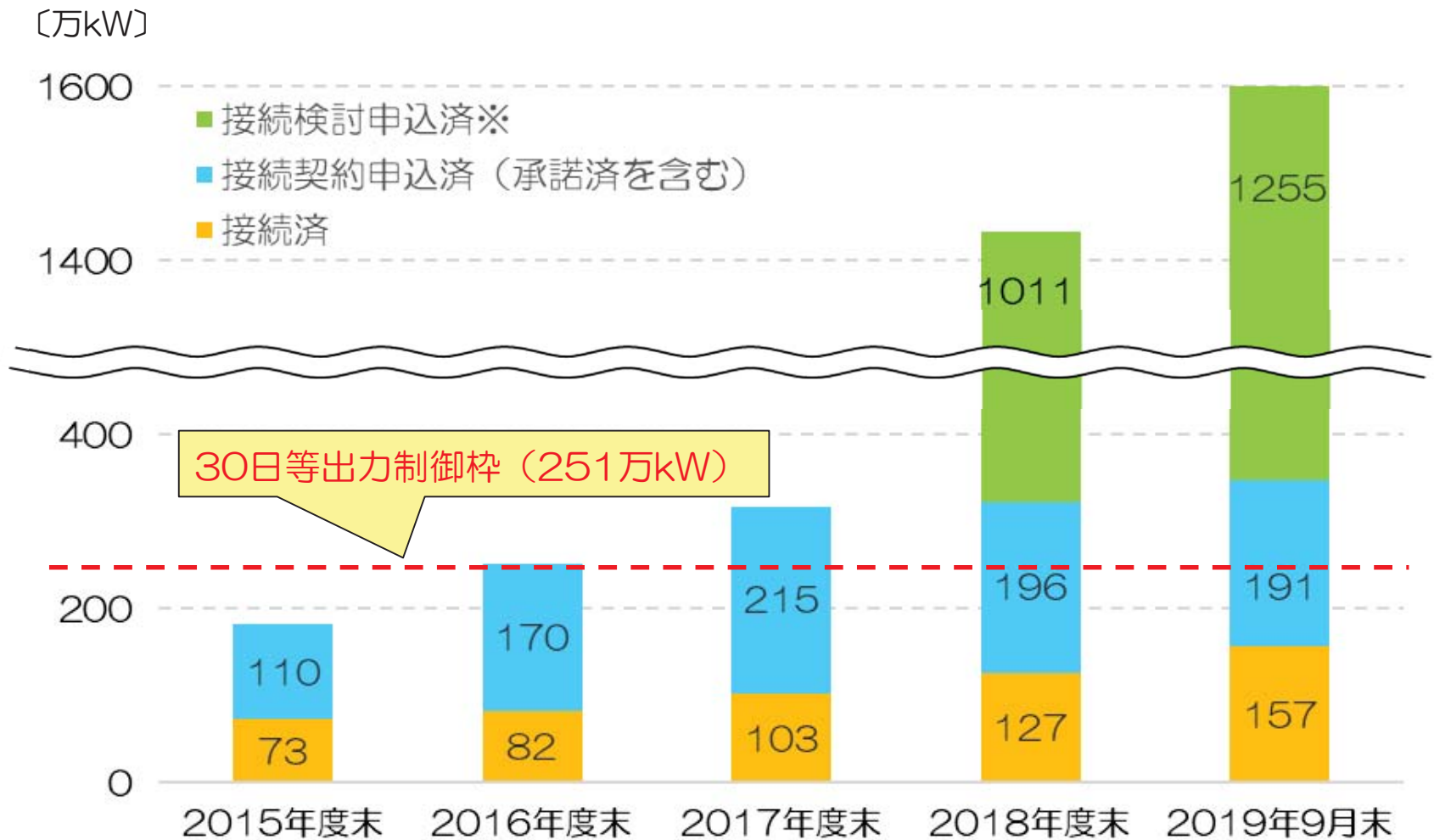
【指定ルール太陽光の出力制御見通し（2016年度実績を基に算定）】

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。

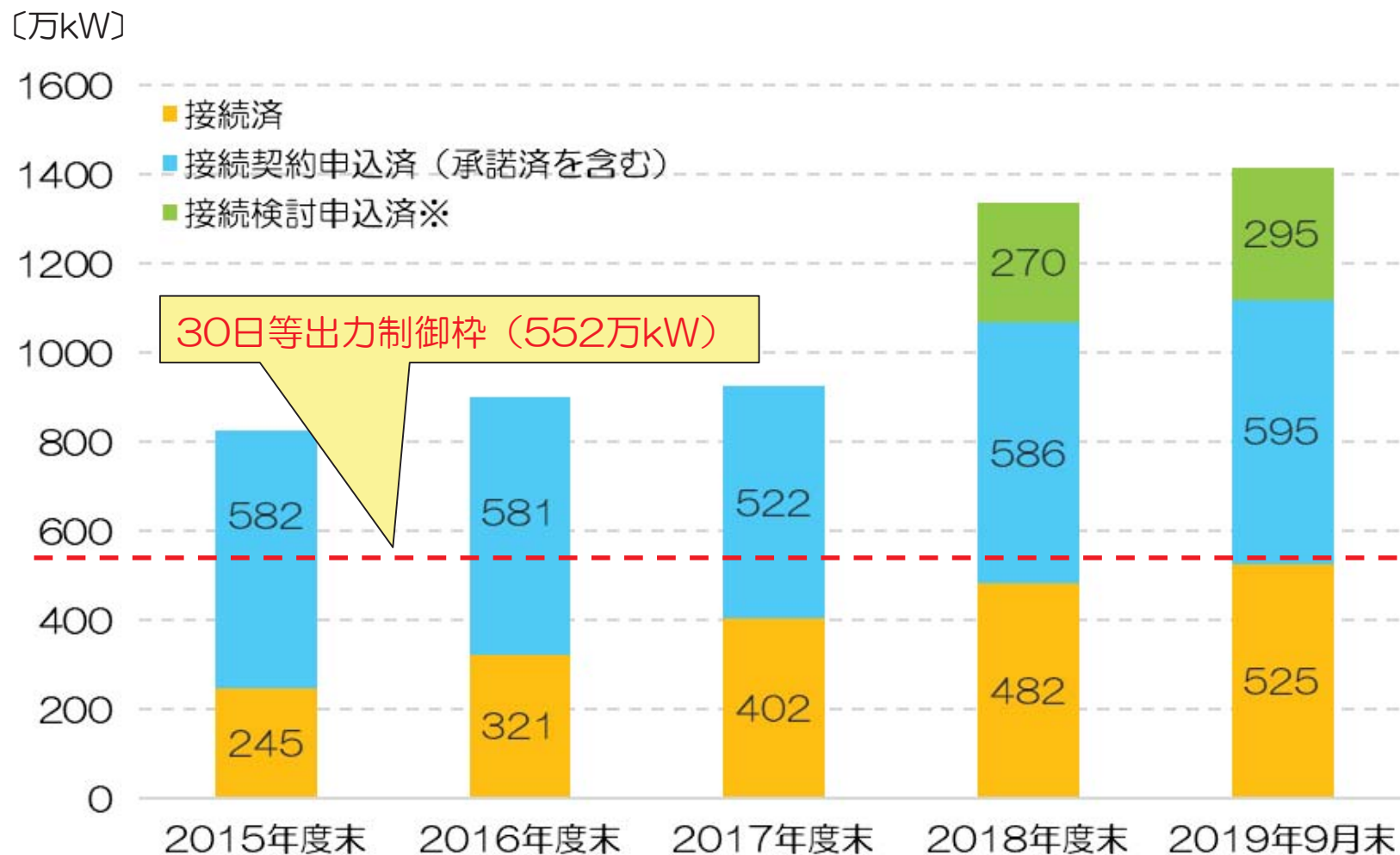
指定ルール太陽光 の連系量 (万kW)	連系線活用量		制御時間 (時間)	制御電力量 (万kWh) A	制御前発電電力量 (万kWh) B	制御率 (%) A/B
	(%)	(万kW※)				
+150	0	0	1,075	85,208	192,032	44.4
	50	98.1	462	12,187		6.3
	100	196.1	131	4,335		2.3
+300	0	0	1,519	228,370	384,064	59.5
	50	98.1	702	74,888		19.5
	100	196.1	342	21,514		5.6
+450	0	0	1,844	397,167	576,096	68.9
	50	98.1	987	166,664		28.9
	100	196.1	633	79,581		13.8

※ 連系線活用のkW値は年間平均値

(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。

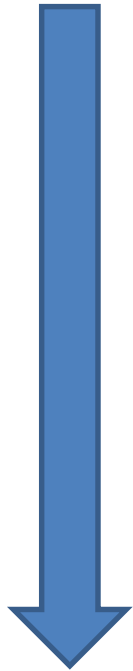


※「接続検討申込済」は集計値のある2018年度末および2019年9月末時点のみを記載。



※「接続検討申込済」は集計値のある2018年度末および2019年9月末時点のみを記載。

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

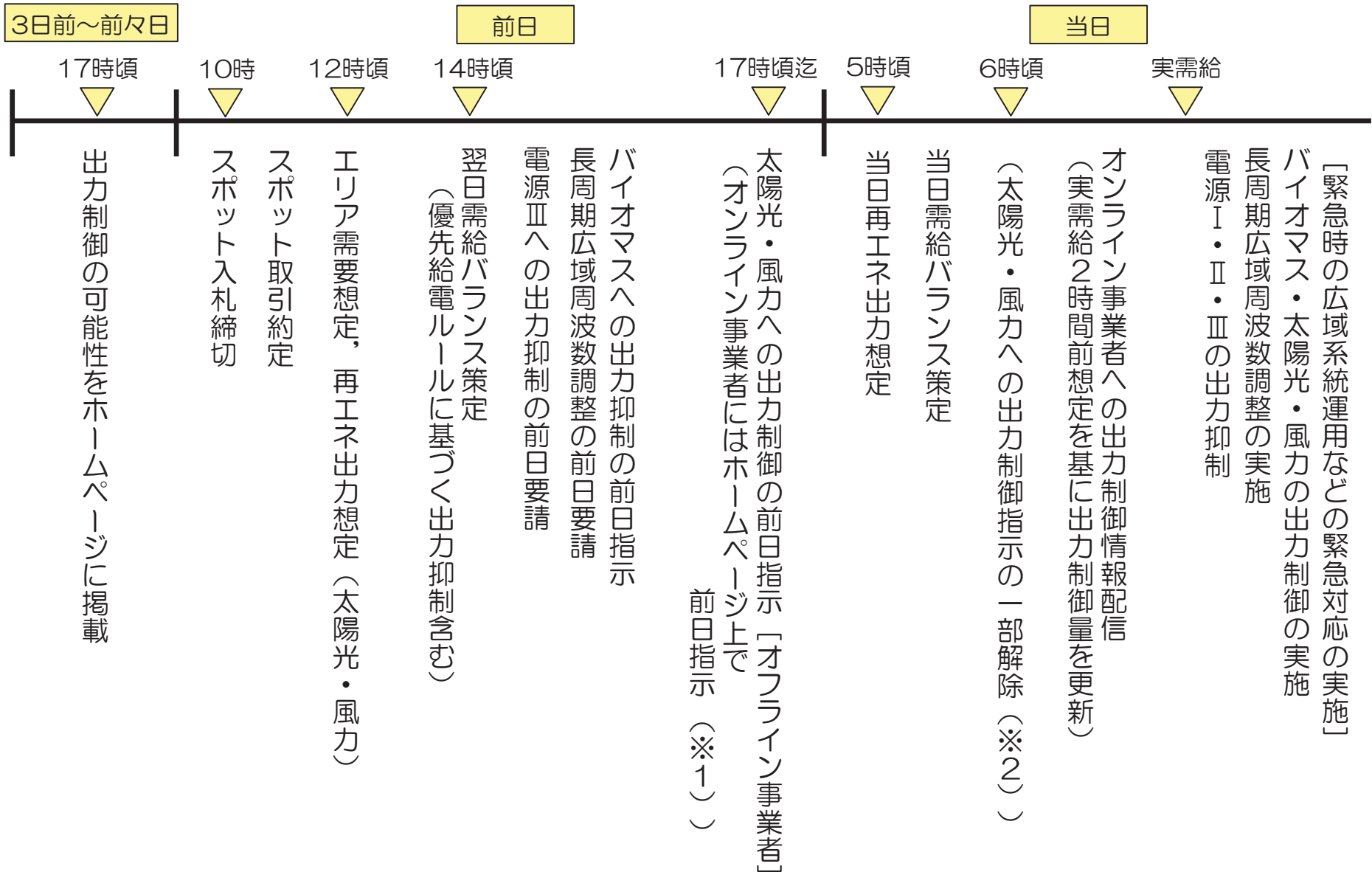
再生可能エネルギーの出力制御に係る
運用の基本的考え方について

2019年12月5日

東北電力株式会社

1. 優先給電ルールに基づく出力制御スケジュール
2. 出力制御量算定と配分の考え方
3. グループ制御の考え方
4. 東北東京間連系線の活用方策

1. 優先給電ルールに基づく出力制御スケジュール



※1 オンライン事業者には、前日にホームページで出力制御の実施可能性を公表することにより前日指示を行う
※2 出力制御解除可能と判断した場合は、当日に対応可能なオフライン特高事業者のみ出力制御指示を解除

<出力制御量算定の基本的な考え方>

- 再生可能エネルギー(以下、再エネ)の出力制御指示は、FIT法施行規則に基づき、前日に行う必要がある。
- このため、出力制御量については、前日12時時点で想定したエリア需要や再エネ出力をもとに、優先給電ルールに基づく火力等の出力抑制や揚水発電所の揚水運転、地域間連系線の活用等を最大限考慮したうえで算定する。
- 実需給断面において再エネ出力が想定値を上回った場合、出力制御量が不足する懸念があるため、「想定誤差」を考慮したうえで出力制御量を算定する。
- 想定誤差は、出力制御量低減の観点から過去3か年分の「平均誤差相当」を適用するが、当日においてオンライン制御量の不足が見込まれる場合には、平均誤差以上の値を適用する。
- なお、当日の運用では、適宜、実需給2時間前^(※)にエリア需要や再エネ出力の想定値を見直し、出力制御量を更新する。

※オンライン制御は実需給30分前～1時間前までに出力制御値を送信するが、需給バランス策定に要する時間等を考慮し、2時間前に見直しを実施。

<想定誤差の織り込み量>

- 前日におけるエリア需要や再エネ出力の想定値と実績との誤差については、気象予報の誤差の影響等により、最大で約217万kW^(※1,2)となる場合がある。
- 出力制御量低減のためには想定誤差量は小さいほうが望ましいが、実需給段階において再エネ出力が上振れた場合は、出力制御量が不足することが懸念される。
- このため、需給バランス策定時において、最大誤差と平均誤差の差が当日のオンライン制御量を上回り、制御量不足が見込まれる場合は、前日において平均誤差以上の値を適用し、オフライン制御量を配分する。

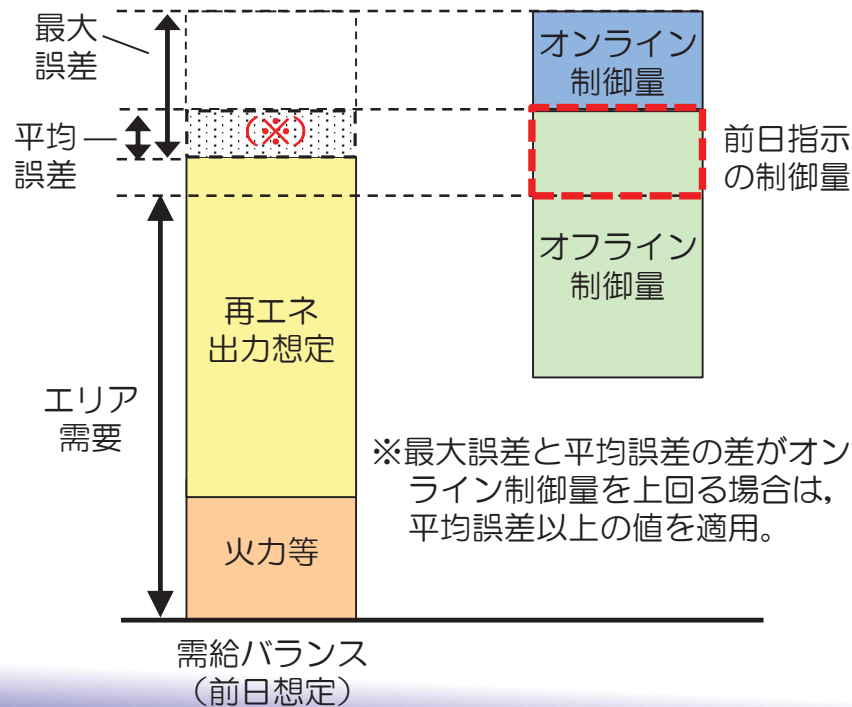
<太陽光・風力の前日想定と実績との誤差^(※1,2)> (上振れ方向)

太陽光・風力発電出力および需要の合成誤差 (春期4月～6月)

各月最大値	最大誤差 – 平均誤差 の各月最大値
160～217万kW	136～156万kW

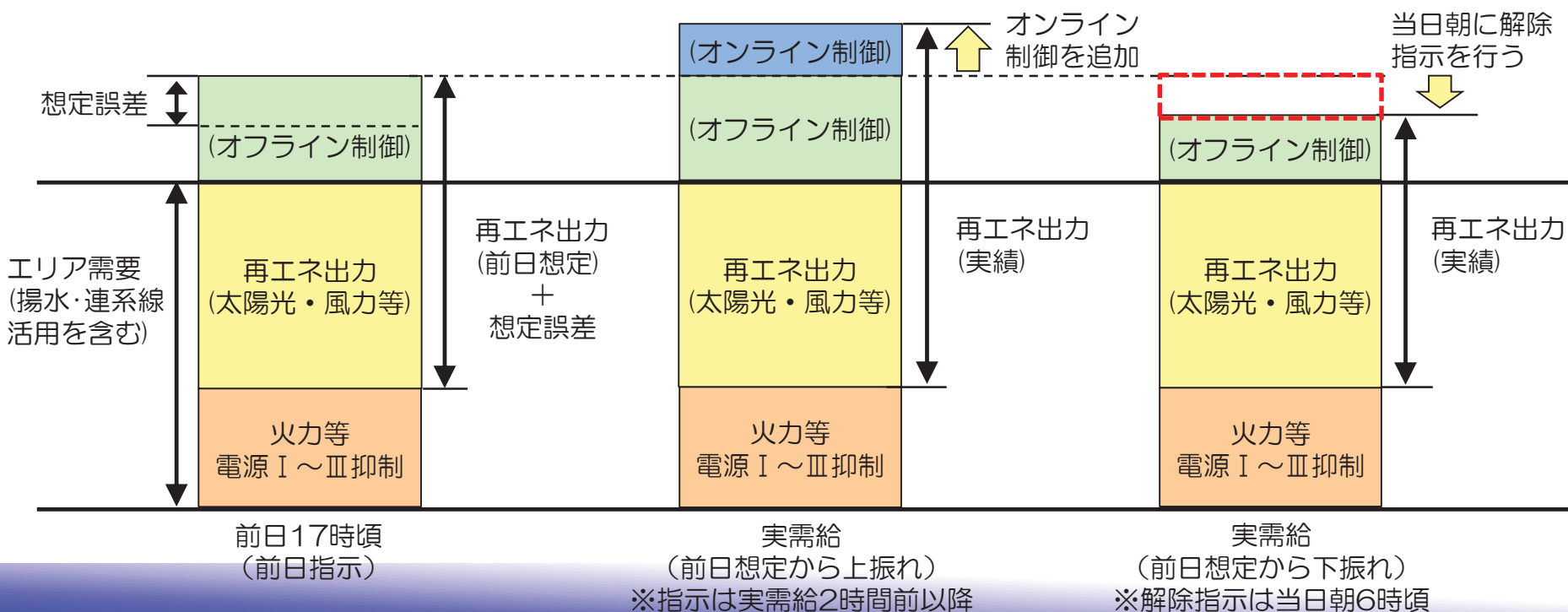
※1 2018年度の前日12時時点における想定値(11～14時の「太陽光・風力発電出力および需要の合成」と実績値との差を分析

※2 太陽光552万kWおよび風力251万kW導入時に換算した値(導入量は30日等出力制御枠の値)



<出力制御量配分の考え方>

- 前日14時頃に策定した翌日需給バランスに基づき、算定した出力制御量をオフライン制御に配分する。
- 当日の運用において、想定誤差以上に再エネ出力の上振れが見込まれる場合は、実需給2時間前以降、オンライン制御の追加で対応する。
- なお、当日朝の需給バランス見直しにおいて、再エネ出力の下振れ等が想定され、下げ調整力の増加が見込まれる場合は、オフライン制御の一部解除を行う（オフライン制御の一部解除についてはP46に記載）



<前日(12時)想定との誤差実績① (上振れ方向) >

上段：最大誤差, 下段：平均誤差 [万kW]

太陽光	風力	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
高出力帯 (90%~)	高出力帯 (90%~)	98 83	(98) (83)	(98) (83)	(98) (83)	(98) (83)	(98) (83)	(98) (83)	(98) (83)	(98) (83)	(98) (83)	(98) (83)	(98) (83)	
	中出力帯① (60%~90%)	88 50	(100) (78)	(100) (78)	(100) (78)	(100) (78)	(100) (78)	(100) (78)	(100) (78)	(100) (78)	(100) (78)	111 105	85 42	
	中出力帯② (30%~60%)	74 30	57 46	(52) (36)	47 26	(77) (53)	(77) (53)	(77) (53)	(77) (53)	(77) (53)	(77) (53)	(77) (53)	107 80	135 94
	低出力帯 (~30%)	23 9	7 5	88 21	134 67	65 38	104 77	85 41	127 74	120 96	125 86	(85) (56)	44 26	
中出力帯① (60%~90%)	高出力帯 (90%~)	(206) (60)	206 60	151 38	199 77	198 70	134 59	203 67	187 75	143 52	174 66	170 79	196 27	
	中出力帯① (60%~90%)	<u>217</u> 61	58 21	112 99	65 44	183 162	(137) (108)	91 54	49 49	108 53	165 82	84 68	100 16	
	中出力帯② (30%~60%)	109 33	170 68	140 117	165 130	132 62	105 55	84 29	187 80	136 59	114 58	153 86	151 43	
	低出力帯 (~30%)	143 60	140 54	135 48	199 90	198 86	134 73	197 90	171 80	128 47	171 73	145 99	196 55	

※ 2018年度の前日12時時点における想定値(11~14時の「太陽光・風力発電出力および需要の合成」と実績値との差を分析。

※ <> は太陽光・風力の月間想定最大出力に対する想定出力率を表す。

※ 太陽光・風力の誤差はそれぞれ30日等出力制御枠552万kW,251万kW導入時に換算した値。データ数が0の場合は, 各出力帯毎, 前後月の平均値を使用 (括弧内が該当)

<前日(12時)想定との誤差実績② (上振れ方向) >

上段: 最大誤差, 下段: 平均誤差 [万kW]

太陽光	風力	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
中出力帯② (30%~60%)	高出力帯 (90%~)	(32) (32)	(32) (32)	(32) (32)	32 32	132 93	(171) (123)	209 153	14 14	86 67	128 57	170 88	(170) (88)
	中出力帯① (60%~90%)	199 59	23 8	(56) (18)	89 27	65 18	(82) (34)	99 49	98 41	155 64	174 83	107 86	89 50
	中出力帯② (30%~60%)	189 35	169 60	151 15	180 130	101 29	94 38	54 39	157 54	143 54	131 59	272 104	201 61
	低出力帯 (~30%)	136 7	134 41	<u>160</u> 42	222 88	100 30	233 49	194 59	125 66	132 55	171 27	146 49	243 40
低出力帯 (~30%)	高出力帯 (90%~)	(98) (98)	(98) (98)	(98) (98)	(98) (98)	(98) (98)	(98) (98)	(98) (98)	(98) (98)	(98) (98)	(98) (98)	98 98	(98) (98)
	中出力帯① (60%~90%)	(66) (65)	66 65	(127) (79)	(127) (79)	(127) (79)	(127) (79)	187 93	(157) (90)	127 86	(127) (86)	(127) (86)	(127) (86)
	中出力帯② (30%~60%)	(28) (28)	(28) (28)	(28) (28)	(28) (28)	(28) (28)	(28) (28)	28 28	(71) (32)	113 36	(113) (36)	(113) (36)	(113) (36)
	低出力帯 (~30%)	(66) (65)	66 65	(47) (36)	(47) (36)	(47) (36)	28 6	53 18	(89) (27)	124 36	99 79	155 27	(155) (27)

※ 2018年度の前日12時時点における想定値(11~14時の「太陽光・風力発電出力および需要の合成」と実績値との差を分析。

※ < > は太陽光・風力の月間想定最大出力に対する想定出力率を表す。

※ 太陽光・風力の誤差はそれぞれ30日等出力制御枠552万kW,251万kW導入時に換算した値。データ数が0の場合は、各出力帯毎、前後月の平均値を使用(括弧内が該当)

<実需給2時間前想定との誤差実績① (上振れ方向) >

上段: 最大誤差, 下段: 平均誤差 [万kW]

太陽光	風力	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
高出力帯 (90%~)	高出力帯 (90%~)	(83) (66)	83 66	(83) (66)	(83) (66)	(83) (66)	(83) (66)	(83) (66)	(83) (66)	(83) (66)	(83) (66)	(83) (66)	(83) (66)	
	中出力帯① (60%~90%)	81 70	(96) (81)	110 92	(82) (73)	(82) (73)	(82) (73)	(82) (73)	(82) (73)	(82) (73)	(82) (73)	53 53	56 24	
	中出力帯② (30%~60%)	38 14	71 27	(46) (24)	(46) (24)	(46) (24)	20 20	(60) (41)	(60) (41)	(60) (41)	(60) (41)	(60) (41)	99 62	114 58
	低出力帯 (~30%)	6 2	12 8	83 15	83 47	74 46	105 89	101 44	110 74	104 74	92 20	41 26	32 19	
中出力帯① (60%~90%)	高出力帯 (90%~)	(150) (37)	150 37	115 34	190 85	155 64	124 54	159 65	148 60	153 42	160 51	110 35	132 26	
	中出力帯① (60%~90%)	107 54	74 38	112 83	(100) (67)	88 50	(100) (63)	111 75	13 9	88 53	90 58	73 43	54 8	
	中出力帯② (30%~60%)	172 47	150 68	84 35	125 104	155 65	96 63	121 60	148 80	66 22	65 28	110 46	132 38	
	低出力帯 (~30%)	130 35	88 31	151 48	190 89	150 75	142 55	159 59	132 63	108 69	138 76	65 33	106 38	

※ 2018年度の前日12時時点における想定値(11~14時の「太陽光・風力発電出力および需要の合成」と実績値との差を分析。

※ < > は太陽光・風力の月間想定最大出力に対する想定出力率を表す。

※ 太陽光・風力の誤差はそれぞれ30日等出力制御枠552万kW,251万kW導入時に換算した値。データ数が0の場合は、各出力帯毎、前後月の平均値を使用(括弧内が該当)。

<実需給2時間前想定との誤差実績② (上振れ方向) >

上段: 最大誤差, 下段: 平均誤差 [万kW]

太陽光	風力	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
中出力帯② (30%~60%)	高出力帯 (90%~)	(55) (29)	(55) (29)	(55) (29)	(55) (29)	55 29	(67) (42)	78 55	48 32	83 45	83 45	103 38	(103) (38)
	中出力帯① (60%~90%)	57 18	81 15	(71) (17)	(71) (17)	60 18	42 31	144 84	101 36	117 38	160 59	132 88	51 17
	中出力帯② (30%~60%)	133 37	174 50	83 26	140 89	97 27	116 39	73 44	147 70	122 44	146 57	116 50	130 28
	低出力帯 (~30%)	114 19	118 29	130 26	169 72	109 49	128 28	135 44	120 36	122 38	100 47	116 28	122 17
低出力帯 (~30%)	高出力帯 (90%~)	(88) (24)	(88) (24)	(88) (24)	(88) (24)	(88) (24)	(88) (24)	(88) (24)	(88) (24)	88 24	171 171	43 30	(43) (30)
	中出力帯① (60%~90%)	(35) (35)	(35) (35)	(35) (35)	(35) (35)	35 35	22 5	(19) (11)	16 16	168 70	(168) (70)	(168) (70)	(168) (70)
	中出力帯② (30%~60%)	(33) (33)	(33) (33)	(33) (33)	(33) (33)	33 33	(59) (33)	85 33	(110) 36	135 39	(135) (39)	(135) (39)	(135) (39)
	低出力帯 (~30%)	(2) (2)	(2) (2)	(2) (2)	2 2	35 35	22 3	(19) (6)	16 8	135 56	80 54	125 33	25 14

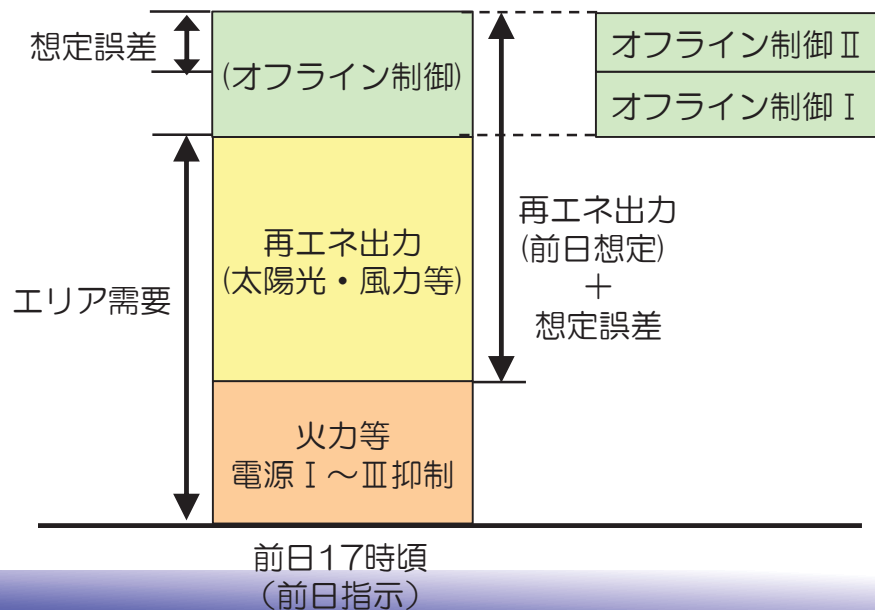
※ 2018年度の前日12時時点における想定値(11~14時の「太陽光・風力発電出力および需要の合成」と実績値との差を分析。

※ <> は太陽光・風力の月間想定最大出力に対する想定出力率を表す。

※ 太陽光・風力の誤差はそれぞれ30日等出力制御枠552万kW,251万kW導入時に換算した値。データ数が0の場合は、各出力帯毎、前後月の平均値を使用(括弧内が該当)。

＜オフライン制御への制御量配分と一部解除の考え方＞

- オフライン制御量は，設備容量比率を考慮したうえでオフライン制御Ⅰとオフライン制御Ⅱに配分する。
- 当日朝6時時点において，エリア需要および再エネ出力想定を見直した結果，下げ調整力が増加し出力制御量の減少が見込まれる場合には，オフライン制御Ⅱの制御指示を解除する。
- オフライン制御Ⅱは，オフライン制御Ⅰに比べ，当日解除により制御日数が減少するが，次回出力制御実施時において優先的に配分するなど，年間でオフライン制御Ⅰ・Ⅱ間の制御日数が均等になるようする。



《オフライン制御Ⅰ》

オフラインの出力制御対象の高圧事業者およびオフラインの特高事業者のうち当日の出力制御解除指示に対応できないもの。

《オフライン制御Ⅱ》

オフラインの特高事業者のうち当日の出力制御解除指示に対応できるもの。

3. グループ制御の考え方

<グループ制御>

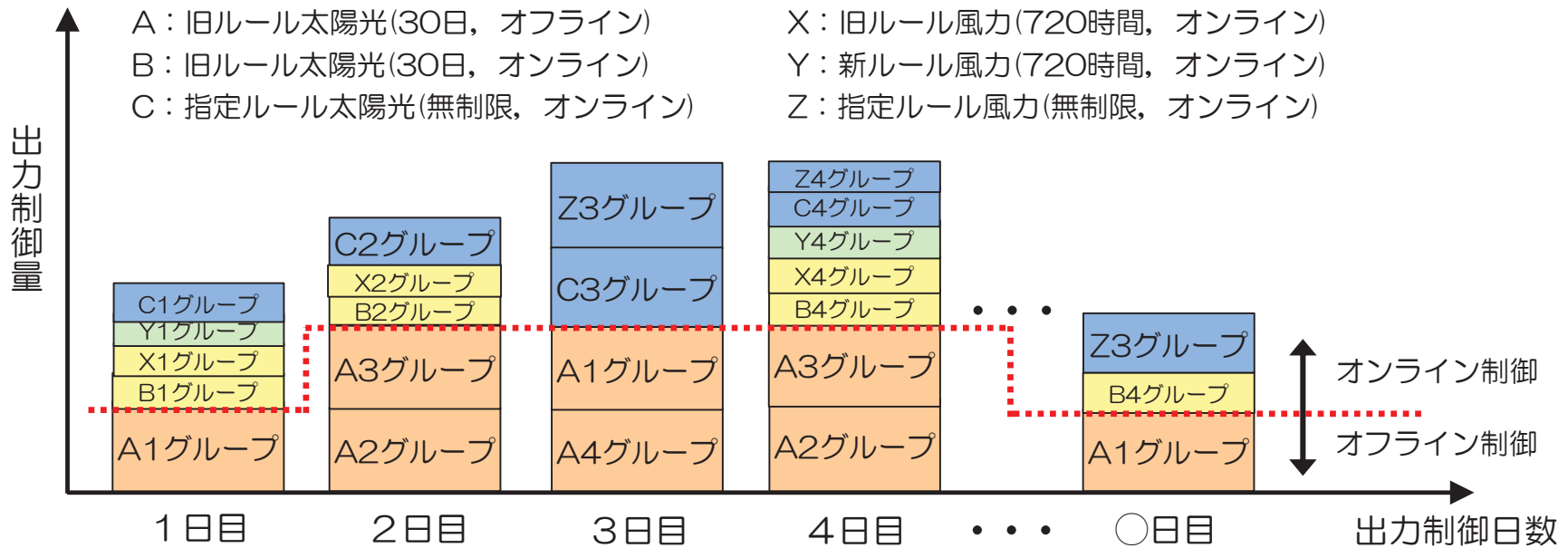
- 公平な出力制御を行うため、各ルールの事業者を以下のようにグループ分けし、出力制御を行う。
- 旧ルール事業者のうちオンライン化した事業者は別グループとして管理する。

分類	ルール	全設備量	出力制御対象設備量		グループ分け (例)
太陽光	旧ルール	30日等出力制御枠 552万kW	500kW以上	391万kW	(旧ルール・オフライン) A1 A2 A3 A4
			(当面, 出力制御対象外) 500kW未満	161万kW	(旧ルール・オンライン) B1 B2 B3 B4
	指定ルール	追加設備を300万 kWとした場合	10kW以上	228万kW	(指定ルール・10kW以上・オンライン) C1 C2 C3 C4
			(当面, 出力制御対象外) 10kW未満	72万kW	
風力	旧ルール	30日等出力制御枠 251万kW	500kW以上	72万kW	(旧ルール・オンライン※) X1 X2 X3 X4
			(当面, 出力制御対象外) 500kW未満	1万kW	
	新ルール		178万kW	(新ルール・オンライン) Y1 Y2 Y3 Y4	
	指定ルール	追加設備を300万 kWとした場合		300万kW	(指定ルール・オンライン) Z1 Z2 Z3 Z4

※JWPA方式(部分制御考慮時間管理)への移行により、すべてオンライン化していることを想定。

<年間計画において、事業者の出力制御が30日・720時間を超過しない見込みの場合>

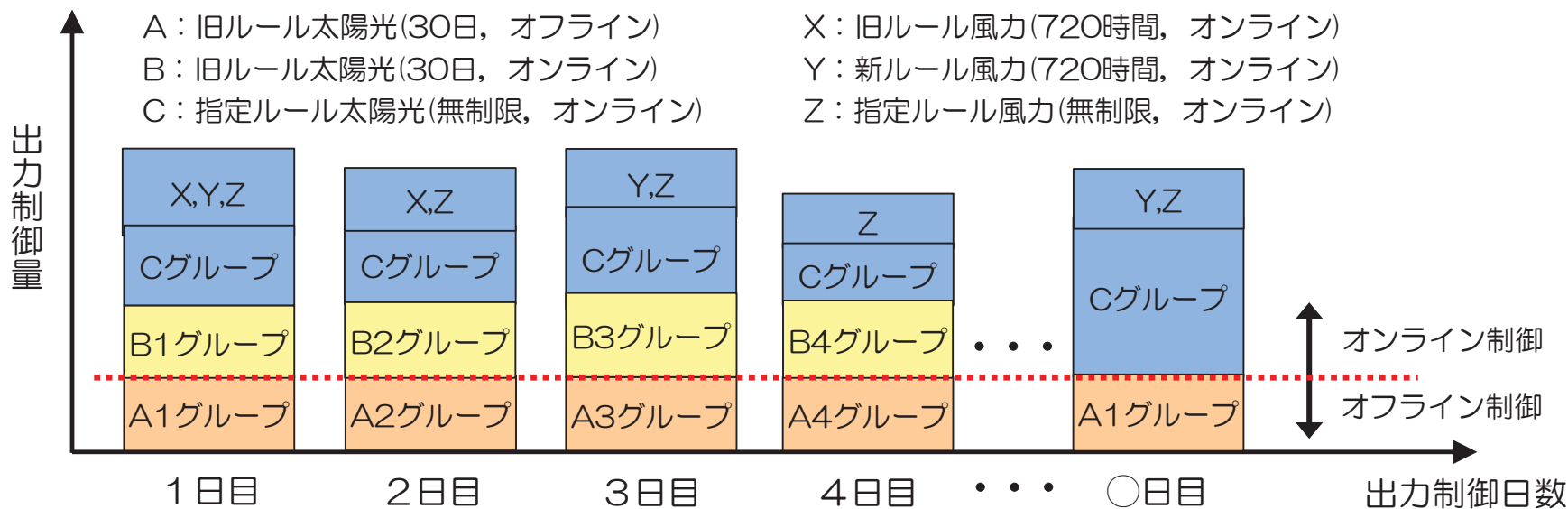
- 各事業者の出力制御が30日・720時間を超過しない見込みの場合は、以下のとおり出力制御を行う。
 - ✓ オフライン太陽光（A）は前日指示の時間帯に停止，オンライン太陽光（B,C）は必要な時間，停止とする。（グループ毎に順番に停止）
 - ✓ 風力事業者（X,Y,Z）の出力制御は，オンライン太陽光と同様，必要な時間，停止とする。（グループ毎に順番に停止）
 - ✓ オフライン事業者間，オンライン事業者間でそれぞれ出力制御日数が公平となるように順番に制御する。（オンライン事業者とオフライン事業者間の制御日数調整は行わない）



3. グループ制御の考え方

＜年間計画において、事業者の出力制御が30日・720時間を超過する見込みの場合＞

- 各事業者の出力制御が30日・720時間を超過する見込みの場合は、以下のとおり出力制御を行う。
 - ✓ オフライン太陽光（A）は前日指示の時間帯に停止，旧ルールオンライン太陽光（B）は必要な時間，停止とする（グループ毎に順番に停止）。指定ルール太陽光（C）は一律による部分制御を行う。
 - ✓ 風力事業者（X,Y,Z）の出力制御については，部分制御考慮時間による一律制御を行う。旧ルールの太陽光事業者（A,B）および旧・新ルールの風力事業者（X,Y）の出力制御を，出力制御上限（30日，720時間）まで最大限活用したうえで，更なる余剰に対して指定ルール太陽光・風力事業者（C,Z）の出力制御を行う。

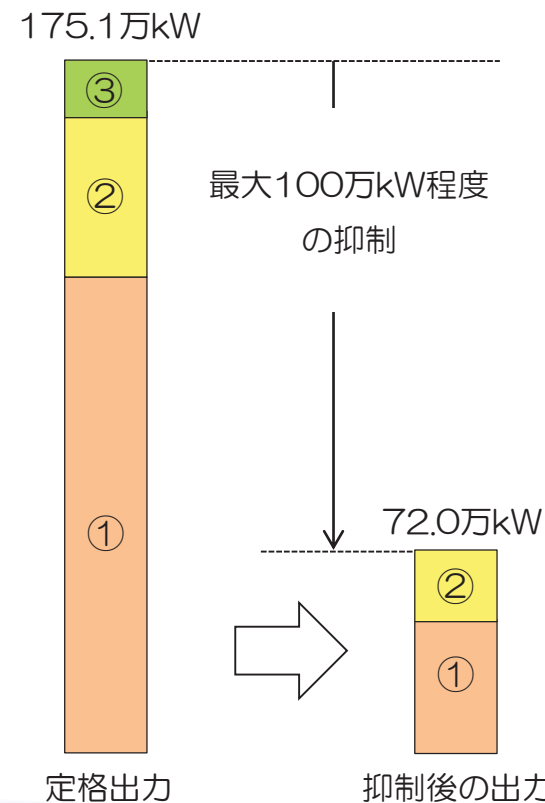


<東北東京間連系線の活用方策>

- 東北東京間連系線の運用容量を最大限活用して以下の取り組みを行い、再エネの出力制御量の低減を図る。
 - ① 前日スポット取引により再エネを東北エリア外に送電する。
 - ② 前日スポット取引約定後、東北エリア外に送電する火力を抑制し、再エネで補給する。
 - ③ 前日12時時点で連系線に空容量がある場合、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行う。

- 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（37箇所）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（66箇所）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。

＜出力抑制量のイメージ＞



種別	最低出力比率 (%)		事業者 (箇所数)	定格出力 (万kW) ※2	最低出力 (万kW)
事業用	①定格出力の 50%以下	電源Ⅲ	9	112.5	36.4
		専焼バイオマス	12	10.2	4.0
	②定格出力の 50%超過	電源Ⅲ	4	42.7	31.6
		専焼バイオマス	—	—	—
自家発 ※1	③自家消費相当 分まで抑制	電源Ⅲ	9	9.7	0
		専焼バイオマス	3	0	0
出力抑制対象 合計 ※3			37	175.1	72.0

※1 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、可能な限り逆潮流なしの運用を要請。

※2 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。

※3 最低出力について協議中の事業者は除外。

○オンライン制御化の推奨

- オンライン制御は、再エネ全体の制御量低減に加えて、発電事業者の売電機会損失の低減や人件費削減にも資することから、国の審議会において旧ルール事業者に対する出力制御機能付きPCS等への切替が推奨されている。
- これを踏まえ、当社は、太陽光・風力の旧ルール事業者に対して、再エネ出力制御の準備に関するダイレクトメールを送付する際に、出力制御機能付きPCS等への切替を推奨する旨を記載。
- 引き続き、オンライン化のメリットを丁寧に説明し、出力制御機能付きPCS等への切替を促していく予定。

＜オンライン制御化推奨対象の太陽光の旧ルール事業者（2019年9月末 連系分）＞
特別高圧：90件（165.8万kW），高圧（500kW以上）：873件（110.2万kW）

・接続済の太陽光における出力制御ルール別内訳（2019年9月末時点）

		オフライン制御（手動制御）		オンライン制御（自動制御）	
		（旧ルール事業者）		（指定ルール事業者）	
		件数	出力	件数	出力
特別高圧		90件	165.8万kW	11件	17.3万kW
高圧	500kW以上	873件	110.2万kW	368件	44.1万kW
	500kW未満	810件	15万kW	266件	6.7万kW
低圧	10kW以上	1.7万件	43.5万kW	1.3万件	37.3万kW
	10kW未満	12.8万件	53.6万kW	6.3万件	31.7万kW

※ は、当面の出力制御の対象 は、太陽光のオンライン制御化推奨の対象

＜オンライン制御化推奨対象の風力の旧ルール事業者（2019年9月末 連系分）＞
特別高圧：25件（32.4万kW），高圧（500kW以上）：44件（7.4万kW）

・接続済の風力における出力制御ルール別内訳（2019年9月末時点）

		オフライン制御（手動制御）		オンライン制御（自動制御）			
		（旧ルール事業者）		（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		25件	32.4万kW	44件	100.7万kW	4件	12.1万kW
高圧	500kW以上	44件	7.4万kW	18件	3.1万kW	1件	0.2万kW
	500kW未満	7件	0.2万kW	0件	0.0万kW	0件	0.0万kW
低圧	20kW以上	1件	0.0万kW	0件	0.0万kW	0件	0.0万kW
	20kW未満	28件	0.0万kW	279件	0.5万kW	321件	0.6万kW

※ は、当面の出力制御の対象

は、風力のオンライン制御化推奨の対象

以 上